

ANÁLISIS DE UNA ALTERNATIVA QUÍMICA NO CONVENCIONAL PARA
OPTIMIZAR EL FACTOR DE RECOBRO EN EL CAMPO YAGUARÁ MEDIANTE
SIMULACIÓN NUMÉRICA.

JUAN SEBASTIAN CRUZ DIONICIO

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C.
2019

ANÁLISIS DE UNA ALTERNATIVA QUÍMICA NO CONVENCIONAL PARA
OPTIMIZAR EL FACTOR DE RECOBRO EN EL CAMPO YAGUARÁ MEDIANTE
SIMULACIÓN NUMÉRICA.

JUAN SEBASTIAN CRUZ DIONICIO

Proyecto integral de grado para optar al título de:
INGENIERO DE PETRÓLEOS

Director:
ANGY CAROLINA TABORDA
Ingeniera de Petróleos

Asesor:
JORGE IVÁN PEÑALOZA
Ingeniero de Petróleos

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C.
2019

Nota de aceptación

Ing. Ivan Peñaloza

Ing. Andres Suarez

Ing. Yatnielah Pirela

Bogotá, D.C Febrero de 2019

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. LUIS JAIME POSADA DÍAZ

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectora Académica de Posgrados

Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Decano General de Facultad de Ingenierías

Ing. JULIO CÉSAR FUENTES ARISMENDI

Director Programa de Ingeniería de Petróleos (E)

Ing. JULIO CÉSAR FUENTES ARISMENDI

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 al autor.

DEDICATORIA

Este proyecto se lo dedico en primer lugar a Dios, quien siempre me acompaña y está guiando mis pasos además de ser él la fuente de todas las bendiciones recibidas a lo largo de mi vida.

A mis abuelos que me cuidan desde el cielo y cuyos recuerdos viven en mí y son parte fundamental de mi vida. A mis padres Hugo y Lida quienes siempre me han apoyado, guiado y amado, porque sin ellos no sería quien soy ni estaría donde estoy, y estoy seguro que nada de esto hubiera sido posible sin ellos ya que nunca me dejaron desfallecer. A mi hermana Juliana, quien siempre se ha preocupado por mí y ha estado a mi lado en los momentos que más la necesito. A Diana, por acompañarme en todo el proceso de realización de este trabajo siempre con su dulzura, amor, dedicación y paciencia. A mis amigos, quienes estuvieron pendientes en todo momento y quienes sirvieron de motor para culminar con éxito no solo este trabajo sino toda la carrera.

A todos, muchas gracias por pertenecer a mi vida e impulsarme a ser mejor persona.

Juan Sebastián Cruz Dionicio

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios por permitirme realizar este proyecto y guiar mis pasos para poder encontrarme donde estoy hoy, por brindarme la fuerza y la voluntad necesaria para nunca desfallecer.

En según lugar quiero agradecer a mis padres y a mi familia, por apoyarme y regalarme todas las oportunidades posibles para mi crecimiento.

A Ecopetrol S.A. por darme la oportunidad de realizar este gran proyecto, por todo su apoyo y ayuda.

A la ingeniera Angy Taborda por su dirección, guía, ayuda y apoyo durante todo este proyecto, pero especialmente por su amistad durante lo largo de este camino.

A los ingenieros Juan Alejandro Correa y Jorge Enrique Duarte por todo su apoyo, ya que fue fundamental para poder culminar con éxito este trabajo.

Al ingeniero Ivan Peñaloza y la geóloga Rosa Parra, por su interés, recomendaciones y consejos brindados para la realización del trabajo.

A la Universidad de America, quien durante mis años de carrera me brindo el conocimiento y la ayuda para poder convertirme en un excelente profesional.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	31
OBJETIVOS	32
1. GENERALIDADES DEL CAMPO YAGUARÁ	33
1.1 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA	33
1.2 HISTORIA DEL CAMPO	34
1.3 GEOLOGÍA	35
1.3.1 Estratigrafía	36
1.3.1.1 Formación Yaví.	38
1.3.1.2 Formación Caballos	38
1.3.1.3 Grupo Villeta	39
1.3.1.4 Grupo Olini	40
1.3.1.5 Formación La Tabla	40
1.3.1.6 Formación Seca	40
1.3.2 Geología estructural	41
1.3.3 Geología del petróleo	42
1.3.3.1 Roca generadora	44
1.3.3.2 Roca reservorio	44
1.3.3.3 Roca sello	44
1.3.3.4 Trampas	45
1.4 CARACTERÍSTICAS DEL CAMPO YAGUARÁ	45
1.5 HISTORIA DE PRODUCCIÓN	46
2. GENERALIDADES DE LAS ALTERNATIVAS QUÍMICAS NO CONVENCIONALES DE EOR	48
2.1 CRITERIOS DE SELECCIÓN PARA UN PROYECTO DE EOR	50
2.1.1 Aspectos de selección en un proceso de recobro mejorado	51
2.2 PROPIEDADES DE LA INTERACCIÓN ROCA-FLUIDO INVOLUCRADAS EN LOS PROCESOS DE INYECCIÓN DE QUÍMICOS COMO MÉTODO EOR	52

2.2.1	Movilidad	52
2.2.2	Saturación del petróleo	53
2.2.3	Mojabilidad	53
2.2.4	Drenaje	54
2.2.5	Imbibición	54
2.2.6	Tensión interfacial (IFT)	55
2.2.7	Numero capilar (Nc)	56
2.2.8	Presión capilar	56
2.2.8.1	Zona neta petrolífera	57
2.2.8.2	Zona de transición	57
2.2.8.3	Contacto agua-petróleo (CAP)	57
2.2.8.4	Nivel de agua libre (NAL)	57
2.2.9	Eficiencia de desplazamiento	58
2.2.9.1	Eficiencia de desplazamiento microscópica (ED)	58
2.2.9.2	Eficiencia de desplazamiento macroscópica (EV)	58
2.3	MÉTODOS CONVENCIONALES DE INYECCIÓN DE QUÍMICOS COMO PROCESOS EOR	59
2.3.1	INYECCIÓN DE POLÍMEROS	59
2.3.2	Criterios de diseño e implementación en un proceso de Inyección de Polímeros	61
2.3.3	Factores que afectan la Inyección de Polímeros	62
2.3.3.1	Efecto de la salinidad	62
2.3.3.2	Efecto del peso molecular	63
2.3.3.3	Efecto de la temperatura	63
2.4	INYECCIÓN DE SURFACTANTES	64
2.4.1	Clasificación de los Surfactantes	65
2.4.2	Criterios de diseño e implementación en un proceso de Inyección de Surfactantes	67
2.4.3	Factores que afectan la Inyección de Surfactantes	68
2.4.3.1	Concentración crítica micelar (CMC)	68
2.4.3.2	Microemulsiones	69
2.4.3.3	Adsorción del surfactante	69

2.5	ALTERNATIVAS QUÍMICAS NO CONVENCIONALES COMO MÉTODOS DE EOR	71
2.6	GENERALIDADES DEL BIOPOLÍMERO HIDROXIETILCELULOSA	71
2.6.1	Características del biopolímero Hidroxietilcelulosa	73
2.6.1.1	Estabilidad química	73
2.6.1.2	Estabilidad oxidativa	73
2.6.1.3	Solubilidad	73
2.6.1.4	Daño de Formación	73
2.6.2	Ventajas del biopolímero Hidroxietilcelulosa	74
2.7	INYECCIÓN DE NANOPARTÍCULAS	75
2.7.1	Métodos de sintetización de las nanopartículas	76
2.7.2	Propiedades de las nanopartículas	78
2.7.2.1	Área superficial	78
2.7.2.2	Potencial Z	80
2.7.2.3	Tamaño de partícula	80
2.7.3	Ventajas de las nanopartículas	81
2.8	GENERALIDADES DE LAS NANOCAPSULAS DE SURFACTANTE	82
2.8.1	Técnicas de nanoencapsulado	83
2.8.1.1	Técnica de emulsificación	83
2.8.1.2	Técnica de coacervación	83
2.8.1.3	Técnica de nanoprecipitación	83
2.8.1.4	Técnica de emulsificación - evaporación de solvente	84
2.8.1.5	Técnica de fluido supercrítico	84
2.8.2	Ventajas de la inyección de nanopartículas y surfactante	84
2.8.2.1	Disminución de la tensión interfacial (IFT)	84
2.8.2.2	Disminución de la adsorción	85
2.8.2.3	Alteración de la mojabilidad del sistema	87
2.8.2.4	Aumento del factor de recobro	87
2.9	SELECCIÓN DE LA ALTERNATIVA QUÍMICA NO CONVENCIONAL PARA EL CAMPO YAGUARÁ	89
3.	DESCRIPCIÓN DE LAS PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DEL MODELO CONCEPTUAL DE SIMULACIÓN DEL CAMPO YAGUARÁ	91

3.1	DESCRIPCIÓN DEL MODELO ESTÁTICO <i>GRID</i> DE SIMULACIÓN DEL CAMPO YAGUARÁ	92
3.2	DESCRIPCIÓN DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS MAS RELEVANTES DEL MODELO DE SIMULACIÓN DEL CAMPO YAGUARÁ	93
3.2.1	Distribución de permeabilidad del Campo Yaguará	93
3.2.2	Distribución de porosidad del Campo Yaguará	94
3.2.3	Distribución de la presión en el Campo Yaguará	95
3.2.4	Distribución de la relación Kv/Kh en el Campo Yaguará	96
3.2.5	Distribución de la permeabilidad relativa del agua	97
3.2.6	Distribución de la permeabilidad relativa del petróleo	98
3.2.7	Distribución de la saturación de agua en el Campo Yaguará	99
3.2.8	Distribución de la saturación de petróleo en el Campo Yaguará	100
3.2.9	Distribución de la saturación de agua irreducible en el Campo Yaguará	101
3.2.10	Distribución de la saturación de petróleo residual en el Campo Yaguará	102
3.3	PRUEBAS PVT	103
3.3.1	Prueba de liberación diferencial	103
3.3.2	Prueba de liberación flash	104
3.3.3	Prueba de separador flash	105
3.4	TIPO DE YACIMIENTO DE ACUERDO AL ESTADO DE LOS FLUIDOS	105
3.5	PROPIEDADES PVT DE LOS FLUIDOS DEL YACIMIENTO	106
3.5.1	Propiedades físicas del petróleo	106
3.5.1.1	Presión del punto del punto de burbuja	106
3.5.1.2	Razón de gas en solución	107
3.5.1.3	Compresibilidad isotérmica del petróleo	108
3.5.1.4	Factor volumétrico del petróleo	110
3.5.1.5	Viscosidad del petróleo	111
3.5.1.6	Gravedad del petróleo	113
3.5.1.7	Densidad del petróleo	114
3.5.2	Propiedades físicas del gas	115
3.5.2.1	Peso molecular aparente	115
3.5.2.2	Densidad del gas	116

3.5.2.3	Volumen específico del gas	116
3.5.2.4	Gravedad específica del gas	117
3.5.2.5	Factor de compresibilidad del gas	117
3.5.2.6	Viscosidad del gas	118
3.6	PERMEABILIDADES RELATIVAS	120
3.6.1	Permeabilidades relativas Campo Yaguará	121
3.6.2	Desnormalización curva de Permeabilidades relativas Campo Yaguará	122
3.7	CONDICIONES INICIALES DEL MODELO DE SIMULACIÓN	123
3.8	Descripción de pozos modelo de simulación Campo Yaguará	124
3.8.1	Pozo productor MA-0XX	124
3.8.1.1	Configuración Pozo MA-0XX	124
3.8.1.2	Completamiento pozo MA-0XX	125
3.8.1.3	Schedule Pozo MA-0XX	125
3.8.2	Pozo inyector MA-0YY	126
3.8.2.1	Configuración Pozo MA-0YY	126
3.8.2.2	Completamiento pozo MA-0YY	127
3.8.2.3	Schedule Pozo MA-0YY	128
3.9	SELECCIÓN DEL PATRÓN DE INYECCIÓN	129
3.10	DETERMINACIÓN DE LA COMPRESIBILIDAD DE LA ROCA	130
3.10.1	Método de Hall	130
3.10.2	Método de Newman	130
3.10.3	Método de Yale & Nabor	131
3.10.4	Resultado compresibilidad de la roca	132
3.11	DETERMINACIÓN DE LA PRESIÓN DE FRACTURA	132
3.11.1	Presión de Formación	132
3.11.2	Presión de Overburden	133
3.11.3	Esfuerzo de sobrecarga	133
3.11.4	Relación de Poisson	133
3.11.5	Modelo de simulación de Monte Carlo	134
3.11.5.1	Método de Eaton modelo de simulación de Monte Carlo	134

3.11.6	Presión máxima de inyección	139
4.	PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO YAGUARÁ	140
4.1	COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO YAGUARÁ BAJO EL ESQUEMA DE EXPLOTACIÓN ACTUAL	140
4.1.1	Comportamiento de la tasa de inyección de agua bajo el esquema actual de explotación	140
4.1.2	Resultados de la producción de aceite bajo el esquema actual de inyección de agua	141
4.1.3	Resultados de la producción de agua y el BSW bajo el esquema actual de inyección de agua	142
4.1.4	Comportamiento del N_p bajo el esquema actual de inyección de agua	143
4.1.5	Comportamiento del W_p bajo el esquema actual de inyección de agua	144
4.2	COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO YAGUARÁ BAJO LA INYECCIÓN DE LAS NANOCAPSULAS DE SURFACTANTE	146
4.2.1	Descripción de las nanocapsulas de surfactante	146
4.2.2	Tensión interfacial Campo Yaguará	147
4.2.3	Permeabilidades relativas modificadas Campo Yaguará	147
4.2.4	Sensibilidades de la inyección de las Nanocapsulas de surfactante	148
4.2.4.1	Tasa de inyección	148
4.2.4.2	Tamaño del bache	149
4.2.4.3	Concentración de las nanocapsulas de surfactante	149
4.2.5	Resultados de las sensibilidades de las Nanocapsulas de surfactante	149
4.2.5.1	Resultados tasa de inyección de las Nanocapsulas de surfactante	150
4.2.5.2	Resultados del tamaño de bache de inyección de las Nanocapsulas de surfactante	154
4.2.5.3	Resultados de la variación en la concentración de las Nanocapsulas de surfactante	158
4.2.6	Selección del escenario óptimo de inyección	163
5.	ANÁLISIS FINANCIERO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LA ALTERNATIVA QUÍMICA NO CONVENCIONAL EN EL CAMPO YAGUARÁ	164
5.1	INDICADORES FINANCIEROS PARA EVALUAR PROYECTOS	164

5.1.1	Tasa interna de oportunidad (TIO)	164
5.1.2	Valor presente neto (VPN)	165
5.2	ANÁLISIS DE INGRESOS	166
5.3	ANÁLISIS DE REGALÍAS E IMPUESTOS	166
5.3.1	Regalías	166
5.3.2	Impuestos	167
5.4	ANÁLISIS DE EGRESOS	167
5.4.1	CAPEX	167
5.4.2	OPEX	167
5.5	ESCENARIOS A EVALUAR FINANCIERAMENTE	168
5.5.1	Esquema actual de explotación – Inyección de agua	168
5.5.1.2	Capex	170
5.5.1.3	Opex	170
5.5.1.4	Egresos	170
5.5.1.5	Ingresos netos	170
5.5.1.6	Análisis de resultados	170
5.5.2	Esquema actual de explotación – Inyección de nanopartículas de surfactante	171
5.5.2.2	Capex	172
5.5.2.3	Opex	172
5.5.2.4	Egresos	173
5.5.2.5	Ingresos netos	173
5.5.2.6	Análisis de resultados	173
6.	CONCLUSIONES	174
7.	RECOMENDACIONES	176
	BIBLIOGRAFÍA	177
	ANEXOS	185

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Localización del Campo Yaguará, VSM, Colombia.	33
Figura 2. Columna estratigráfica generalizada del Valle Superior del Magdalena(VSM) subcuenca de Neiva.	37
Figura 3. Sistemas asociados a las unidades operacionales de la Formación Caballos A y B.	39
Figura 4. Mapa Estructural al tope de Caballos B20 mostrando las 5 zonas tectónicas en las que se divide el Campo Yaguará, Cuenca del VSM, Colombia	42
Figura 5. Geología del petróleo de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena (VSM).	43
Figura 6. Historia de Producción del Campo Yaguará	47
Figura 7. Procesos de recobro de petróleo	49
Figura 8. Ángulo de contacto.	54
Figura 9. Esquemas de Drenaje e Imbibición.	55
Figura 10. Curva de Presión capilar	57
Figura 11. Efectos en la eficiencia areal y vertical con la inyección de polímeros	60
Figura 12. Efecto en la viscosidad del polímero causado por la salinidad a diferentes concentraciones	62
Figura 13. Efecto del peso molecular del polímero en el vp accesible	63
Figura 14. Efecto de la temperatura en la viscosidad del polímero	64
Figura 15. Efecto del número capilar en la saturación de aceite residual	65
Figura 16. Concentración crítica micelar(CMC)	68
Figura 17. Isoterma de Adsorción tipo Langmuir	70
Figura 18. Estructura de la Hidroxietilcelulosa	71
Figura 19. Viscosidad vs Temperatura para 3000ppm de HEC	72
Figura 20. Solubilidad de 3000ppm de HEC y Goma Xantica tras 12 horas de hidratación	73
Figura 21. Escala nanométrica	75
Figura 22. Técnicas de síntesis de nanomateriales	77
Figura 23. Demostración del área superficial de las nanopartículas	78
Figura 24. Relación área superficial/volumen vs Dimensión de la partícula	79
Figura 25. Potencial Z vs pH	79
Figura 26. Tamaño de partícula vs cantidad adsorbida de asfáltenos	80
Figura 27. Representación de las nanocapsulas	82
Figura 28. Comportamiento de la IFT	84
Figura 29. Adsorción del surfactante vs Concentración de surfactante	85
Figura 30. Adsorción del surfactante vs Concentración de nanopartículas	85
Figura 31. Factor de recobro vs Volúmenes porosos inyectados – Mohajeri	87
Figura 32. Factor de recobro vs Volúmenes porosos inyectados – Bagrezaie	87

Figura 33. Modelo conceptual de simulación de yacimientos	90
Figura 34. Malla de simulación Campo Yaguará	91
Figura 35. Distribución de la permeabilidad Campo Yaguará	92
Figura 36. Distribución de porosidad Campo Yaguará	93
Figura 37. Distribución de presión Campo Yaguará	94
Figura 38. Distribución de relación Kv/Kh Campo Yaguará	95
Figura 39. Permeabilidad relativa del agua a saturación de petróleo irreducible Campo Yaguará	96
Figura 40. Permeabilidad relativa del petróleo a saturación de agua irreducible Campo Yaguará	97
Figura 41. Distribución de la saturación de agua Campo Yaguará	98
Figura 42. Distribución de la saturación de petróleo Campo Yaguará	99
Figura 43. Distribución de la saturación de agua irreducible Campo Yaguará	100
Figura 44. Distribución de la saturación de petróleo residual Campo Yaguará	101
Figura 45. Proceso prueba de liberación diferencial	103
Figura 46. Proceso prueba de liberación flash	103
Figura 47. Diagrama de fases para el petróleo negro	105
Figura 48. Resumen datos prueba de permeabilidades relativas pozo MA-00Z	120
Figura 49. Condiciones iniciales modelo de simulación Campo Yaguará	122
Figura 50. Características pozo productor MA-0XX	123
Figura 51. Completamiento pozo productor MA-XXX	124
Figura 52. Histórico pozo productor MA-0XX	125
Figura 53. Características pozo inyector MA-0YY	126
Figura 54. Configuraciones adicionales pozo inyector MA-0YY	127
Figura 55. Histórico pozo inyector MA-0YY	127
Figura 56. Patrón de 8 pozos arreglo Yaguará	128
Figura 57. Ejemplo utilidad del nano encapsulado	145

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1. Comportamiento típico del gas en solución	106
Gráfica 2. Solubilidad del gas Campo Yaguará	107
Gráfica 3. Comportamiento típico de la compresibilidad isotérmica del crudo	108
Gráfica 4. Compresibilidad del petróleo Campo Yaguará	108
Gráfica 5. Comportamiento típico factor volumétrico del petróleo	109
Gráfica 6. Factor volumétrico del petróleo Campo Yaguará	110
Gráfica 7. Comportamiento típico de la viscosidad del petróleo	111
Gráfica 8. Viscosidad del petróleo Campo Yaguará	112
Gráfica 9. Densidad del petróleo Campo Yaguará	114
Gráfica 10. Factor de compresibilidad Z Campo Yaguará	117
Gráfica 11. Comportamiento típico de la viscosidad del gas a distintas temperaturas	118
Gráfica 12. Viscosidad del gas Campo Yaguará	118
Gráfica 13. Curva de permeabilidades relativas (agua-petróleo) vs saturación de agua modelo de simulación Campo Yaguará	120
Gráfica 14. Curva de permeabilidad relativa desnormalizada y normalizada Campo Yaguará	121
Gráfica 15. Distribución presión de fractura método de Eaton	134
Gráfica 16. Distribución gradiente de fractura método de Eaton	134
Gráfica 17. Distribución máxima presión de inyección método de Eaton	135
Gráfica 18. Distribución presión de fractura método de Hubbert&Willis	136
Gráfica 19. Distribución gradiente de fractura método de Hubbert & Willis	136
Gráfica 20. Distribución máxima de la presión de inyección por el método de Hubbert&Willis	137
Gráfica 21. Comportamiento del caudal de agua inyectada Campo Yaguará bajo esquema actual de explotación	140
Gráfica 22. Comportamiento del caudal de aceite Campo Yaguará bajo el esquema actual de inyección de agua	141
Gráfica 23. Comportamiento caudal de agua y BSW del Campo Yaguará bajo el esquema actual de inyección de agua	142
Gráfica 24. Comportamiento del Np del Campo Yaguará bajo el esquema actual de inyección de agua	143
Gráfica 25. Comportamiento del Wp del Campo Yaguará bajo el esquema actual de inyección de agua	144
Gráfica 26. Set permeabilidades relativas modificadas nanocapsulas de surfactante – Campo Yaguará	147
Gráfica 27. Petróleo acumulado sensibilidad 1500 BPD	149
Gráfica 28. Petróleo acumulado sensibilidad 2000 BPD	150

Gráfica 29. Petróleo acumulado sensibilidad 2200 BPD	150
Gráfica 30. Petróleo acumulado sensibilidad 3000 BPD	151
Gráfica 31. Petróleo acumulado tasa óptima de inyección	152
Gráfica 32. Petróleo acumulado sensibilidad 3% VP	153
Gráfica 33. Petróleo acumulado sensibilidad 5% VP	154
Gráfica 34. Petróleo acumulado sensibilidad 7% VP	154
Gráfica 35. Petróleo acumulado sensibilidad 10% VP	155
Gráfica 36. Petróleo acumulado bache óptimo de inyección	156
Gráfica 37. Petróleo acumulado sensibilidad 1000 ppm	157
Gráfica 38. Petróleo acumulado sensibilidad 2000 ppm	158
Gráfica 39. Petróleo acumulado sensibilidad 5000 ppm	158
Gráfica 40. Petróleo acumulado sensibilidad 7000 ppm	159
Gráfica 41. Petróleo acumulado concentración óptima de inyección	160
Gráfica 42. Concentración vs N_p	161
Gráfica 43. Producción de aceite e Ingresos esquema actual de explotación	169
Gráfica 44. Producción promedio mensual Campo Yaguará esquema actual	169
Gráfica 45. Producción de aceite e Ingresos esquema actual de explotación	171
Gráfica 46. Producción promedio mensual Campo Yaguará esquema actual	172

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Resumen Historia de Producción	46
Tabla 2. Principales datos de la malla de simulación del Campo Yaguará	91
Tabla 3. Estadísticas de permeabilidad Campo Yaguará	92
Tabla 4. Estadísticas de porosidad Campo Yaguará	93
Tabla 5. Estadísticas de los datos de Presión Campo Yaguará	94
Tabla 6. Estadísticas de la relación Kv/Kh	95
Tabla 7. Estadísticas permeabilidad relativa al agua Campo Yaguará	96
Tabla 8. Estadísticas permeabilidad relativa al petróleo Campo Yaguará	97
Tabla 9. Estadísticas saturación de agua Campo Yaguará	98
Tabla 10. Estadísticas saturación de petróleo Campo Yaguará	99
Tabla 11. Estadísticas saturación de agua irreducible Campo Yaguará	100
Tabla 12. Estadísticas saturación de aceite residual Campo Yaguará	101
Tabla 13. Constantes Método de Newman	130
Tabla 14. Constantes Método Yale&Nabor	130
Tabla 15. Compresibilidad de la roca	131
Tabla 16. Resumen percentiles presión de fractura a través de los métodos de Eaton y Hubbert & Willis	137
Tabla 17. Resumen percentiles gradiente de fractura a través de los métodos Eaton y Hubbert & Willis	138
Tabla 18. Resumen percentiles máxima presión de inyección a través de los métodos de Eaton y Hubbert & Willis	138
Tabla 19. Resumen resultados bajo el esquema actual de explotación Campo Yaguará	144
Tabla 20. Escenarios Tasa de inyección	147
Tabla 21. Escenarios del tapón o bache	148
Tabla 22. Escenarios de concentración	148
Tabla 23. Resumen datos sensibilidad tasa óptima de inyección	152
Tabla 24. Resumen datos sensibilidad bache óptimo de inyección	156
Tabla 25. Resumen datos sensibilidad concentración óptima de inyección	161
Tabla 26. Resumen sensibilidades óptimas de inyección	162
Tabla 27. Resumen datos escenario óptimo de inyección	163
Tabla 28. Regalías en Colombia según la producción	166

LISTA DE CUADROS

	pág.
Cuadro 1. Información General del campo Yaguará.	45
Cuadro 2. Métodos EOR y sus principales efectos físicos	50
Cuadro 3. Criterios de selección para un proceso de EOR.	51
Cuadro 4. Criterios de implementación para una Inyección de Polímeros	61
Cuadro 5. Criterios de implementación para una Inyección de Polímeros	67
Cuadro 6. Comparación nanopartículas vs coloides	76
Cuadro 7. Valores del ángulo de contacto	86
Cuadro 8. Comparativa criterios polímeros Campo Yaguará	88
Cuadro 9. Comparativa criterios surfactante Campo Yaguará	89

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Razón de Movilidad	52
Ecuación 2. Saturación de petróleo	53
Ecuación 3. Número capilar (Nc)	56
Ecuación 4. Presión capilar	56
Ecuación 5. Eficiencia de desplazamiento	58
Ecuación 6. Compresibilidad isotérmica del petróleo	107
Ecuación 7. Factor volumétrico del petróleo	109
Ecuación 8. Gravedad específica del petróleo	112
Ecuación 9. Gravedad API	113
Ecuación 10. Densidad del petróleo	113
Ecuación 11. Peso molecular aparente de un gas	115
Ecuación 12. Densidad del gas	115
Ecuación 13. Volumen específico de un gas ideal	115
Ecuación 14. Gravedad específica del gas	116
Ecuación 15. Factor de compresibilidad del gas	116
Ecuación 16. Permeabilidad relativa	119
Ecuación 17. Compresibilidad de la formación Método de Hall	129
Ecuación 18. Compresibilidad de la formación Método de Newman	129
Ecuación 19. Compresibilidad de la formación Método de Yale&Nabor	130
Ecuación 20. Presión de Overburden	132
Ecuación 21. Método Eaton presión de fractura	133
Ecuación 22. Método de Hubbert&Willis presión de fractura	135
Ecuación 24. Valor presente neto (VPN)	165

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Prueba PVT pozo MA-YYY	186
Anexo B. Desnormalización curvas de permeabilidad relativa	188
Anexo C. Flujo de caja esquema actual de explotación	189
Anexo D. Flujo de caja esquema óptimo de inyección de la tecnología	190

LISTA DE ABREVIATURAS

%	Porcentaje
°	Grados
σ	Esfuerzo sobrecarga
\emptyset	Porosidad
ρ_o	Densidad del petróleo
β_o	Factor volumétrico del petróleo
°API	Grados API (unidad de medida de la densidad del petróleo)
°F	Grados Fahrenheit
ASP	Álcali-Surfactante-Polímero
BPD	Barril por día
BOPD	Barriles de aceite por día
BSW	Contenido de agua y sedimentos
BWPD	Barriles de agua por día
CMC	Concentración crítica micelar
EOR	(<i>Enhanced Oil Recovery</i>) Recuperación mejorada de petróleo
Fr	Factor de recobro
Ft	Pies
Gp	Gas acumulado
Gpc	Giga pies cúbicos
HEC	Hidroxietilcelulosa
IFT	Tensión interfacial
KBWPD	Kilo barriles de agua por día

Kh	Permeabilidad horizontal
Km	Kilómetros
Kv	Permeabilidad vertical
M	Razón de movilidad
mD	Milidarcy
MMbbls	Millones de barriles
MMSCFD	Millones de pies cúbicos estándar por día
Nc	Número capilar
nm	Nanómetros
Np	Petróleo Acumulado
OOIP	Petróleo original in situ
Pb	Presión del punto de burbuja
Pc	Presión capilar
ppm	Partes por millón
Psia	Libras por pulgada cuadrada absolutas
Psi	Libras por pulgada cuadrada
RB	(Reservoir barrels) Barriles de yacimiento
Rs	Razón de gas en solución
SCFD	Pies cúbicos estándar por día
SLA	Sistema de levantamiento artificial
So	Saturación de petróleo
SP	Surfactante-Polímero
STB	Barril de petróleo a condiciones estándar
TOC	Concentración de material orgánico

USD	(United States Dollars) Dólares Estadounidenses
Vp	Volumen poroso
VSM	Valle Superior del Magdalena
Wp	Agua acumulada
Z	Factor de compresibilidad del gas

GLOSARIO

ACRECIÓN: crecimiento de una sucesión estratigráfica por sedimentación, capa a capa, que puede ser en sentido vertical (agradación), o en sentido frontal (progradación).

ADSORCIÓN: es aquella operación en la cual, debido a las fuerzas intermoleculares entre el soluto y una superficie sólida, es posible concentrar las moléculas de soluto en la interfase generada entre estas dos.

AMBIENTE SEDIMENTARIO: lugar y conjunto de condiciones físicas, químicas y biológicas en el cual se realiza la acumulación de sedimentos.

ANFIFÍLICO: son moléculas las cuales poseen una región hidrofílica (soluble en medio acuoso), y una región hidrofóbica (insoluble en agua, pero soluble en lípidos y disolvente orgánicos).

ANISOTROPÍA: se conoce como la variación de las propiedades de un material, dependiendo la dirección en la cual sean medidas.

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 modernas.

ARCILLOLITA: lodolita masiva en la que el contenido de partículas de arcilla es mayor que el de las partículas de limo.

ARENISCA: roca sedimentaria clástica, resultado de la consolidación y diagénesis de la acumulación de arena.

ASFÁLTENOS: son compuestos constituidos principalmente por anillos aromáticos, los cuales se conocen como la fracción de crudo que es soluble en tolueno o benceno, pero a su vez es insoluble en pentano o heptano.

CONCENTRACIÓN: es la proporción o relación que existe entre las sustancias que componen una mezcla, siendo independiente de la cantidad de mezcla que se posea.

CONCORDANTE: estratos paralelos que han experimentado una historia geológica similar y que fueron depositados en sucesión sin ninguna interrupción.

CUENCA SEDIMENTARIA: sector de la corteza terrestre que durante un prolongado intervalo de tiempo ha estado sometido a subsidencia y en el que la sedimentación ha rellenado parcial o totalmente el hueco dejado por la propia subsidencia.

DISCORDANTE: tipo de contacto que separa dos estratos geológicos distintos, donde se observa un periodo en el cual no hubo deposición de sedimentos, combinado posiblemente con un proceso de erosión.

ESTRATIGRAFÍA: el estudio de la historia, la composición, las edades relativas y la distribución de los estratos, y la interpretación de los estratos para elucidar la historia de la Tierra.

FACIES: las características generales de una unidad de roca, que reflejan su origen y la diferencian de otras unidades adyacentes. La fuente mineralógica y sedimentaria, el contenido fósil, las estructuras sedimentarias y la textura distinguen una facies de otra.

FACTOR DE RECOBRO: es la cantidad de petróleo que puede ser recuperable y que se encuentra in situ, normalmente está en función del mecanismo de empuje del yacimiento y su valor se expresa en porcentaje.

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

FALLA NORMAL: falla cuyo bloque elevado es el inferior y su superficie buza hacia el bloque hundido.

FORMACIÓN: es la unidad fundamental de la litoestratigrafía. Estratigráficamente es un cuerpo de estratos de un tipo predominante o una combinación de diversos tipos.

FUERZAS MOLECULARES: son aquellas interacciones que se dan entre las moléculas y permiten que estas se mantengan unidas, estas varían dependiendo las propiedades químicas de dichas moléculas.

GRUPO: conjunto de múltiples Formaciones.

HETEROGENEIDAD: se refiere a la variación de las propiedades de la roca en función de su ubicación dentro del yacimiento.

HIDROFÍLICO: es aquella sustancia la cual está compuesta por moléculas que poseen afinidad por el agua, por consiguiente, es miscible en esta.

HIDROFÓBICO: es aquella sustancia la cual no es miscible en agua, es decir, que las moléculas que la componen no tienen interacción con las moléculas del agua.

HIDROLISIS: hace referencia a una reacción química en la cual una sustancia en contacto con la molécula de agua reacciona con uno o ambos iones de esta, generando la ruptura de esta molécula y a su vez la generación de dos productos.

INTERFASE: se conoce como la región de un sistema material cuyas propiedades fisicoquímicas se modifican, es decir, es la región que separa las diferentes fases que componen los sistemas heterogéneos.

LIMOLITA: roca sedimentaria formada por limo endurecido que tiene la textura de la lutita sin su laminación fina y su fisibilidad.

LODOLITA: roca sedimentaria fino granular masiva en la que las proporciones de partículas de arcilla y limo son aproximadamente iguales.

MISCIBILIDAD: hace referencia a la capacidad que poseen algunos compuestos para mezclarse entre sí, formando una mezcla homogénea o una sola fase.

PERMEABILIDAD: es la capacidad que posee un medio poroso para permitir el flujo de fluidos a través de él.

PETROFÍSICA: es la rama encargada del estudio de las propiedades físicas y químicas de las rocas y su interacción con los fluidos.

POROSIDAD: se define como la relación que existe entre el volumen poroso y el volumen total en una roca, la porosidad se puede dividir en absoluta, efectiva y no efectiva dependiendo de la interconexión del volumen poroso.

QUERÓGENO: la materia orgánica natural, insoluble y sólida, presente en las rocas generadoras, que puede producir petróleo si recibe calor.

RIFT: fosa tectónica de gran longitud limitada por fallas y generada por un adelgazamiento litosférico debido a la acción de esfuerzos distensivos horizontales. Puede ser continental u oceánico y presenta una gran actividad volcánica y sísmica; además, los rifts continentales son cuencas receptoras de sedimentos. Es la expresión geológica de los límites de placa divergentes.

SATURACIÓN DE PETRÓLEO MÓVIL: corresponde a la fracción del volumen poroso ocupado por el aceite que se puede desplazar y que está en función de la saturación de agua connata y la saturación de petróleo crítica.

SATURACIÓN DE PETRÓLEO REMANTE: es la fracción de aceite que posterior al desplazamiento de crudo por algún fluido (agua o gas) permanece detrás del banco movable, pero con un valor de saturación superior al crítico.

SATURACIÓN DE PETRÓLEO RESIDUAL: conocida también como saturación de aceite crítica, corresponde a la fracción de aceite que permanece atrapado en los poros y que no tiene capacidad para desplazarse.

SINCLINAL: un pliegue en la roca, en forma de cuenca o cubeta, en el que las capas de roca son convexas hacia abajo. Las rocas más modernas forman el núcleo del pliegue y fuera del núcleo las rocas son progresivamente más antiguas.

SURFACTANTES: sustancia química que actúa como agente activo de superficie cuando está en presencia de una interfaz generando una disminución en la tensión interfacial o superficial, generalmente funcionan como emulsionantes, dispersantes, espumantes, entre otros y su función dependerá del grupo estructural que lo conforme.

TRAMPAS: estructura geológica que se encuentra en el subsuelo y tiene una configuración de rocas tal, que permite acumular y retener el petróleo evitando que este migre.

RESUMEN

El Campo Yaguará se encuentra ubicado en la Cuenca del Valle Superior del Magdalena (VSM), es uno de los campos que pertenecen a la regional sur de Ecopetrol S.A. Fue descubierto en 1991 y sufrió una caída de presión acelerada, que se acompañó de una disminución en la tasa de aceite lo que obligó que hacia 1996 se iniciara con la inyección de agua, desde entonces el mecanismo de producción del campo ha sido este, pero actualmente su efectividad ha disminuido al punto que se encuentra cerca de su límite económico.

Por esta razón el presente estudio parte de un entendimiento y una comprensión de las características y necesidades del Campo Yaguará, para luego encaminarse al análisis y descripción de dos alternativas químicas no convencionales de recobro terciario con el fin de seleccionar la opción más óptima para el campo, teniendo en cuenta principalmente los criterios y objetivos de la compañía.

Con la selección de las Nanocápsulas de surfactante como la alternativa técnica más viable, junto con la recopilación y descripción de las principales características del modelo conceptual de simulación, se procede a la simulación numérica de la misma aplicada al campo mediante la utilización del software CMG.

Con el análisis de las sensibilidades realizadas a través de los escenarios planteados, se procede a la selección del más óptimo desde el punto de vista técnico lo que permite identificar el escenario con mayor potencial de producción de petróleo para finalmente evaluar su viabilidad económica mediante un análisis financiero del proyecto.

PALABRAS CLAVES

Campo Yaguará
Recobro mejorado
Alternativa química no convencional
Nanocápsulas de surfactante

INTRODUCCIÓN

El petróleo es la principal fuente de energía que tiene el planeta, por esta razón el encontrar nuevas técnicas que permitan aumentar la recuperación de petróleo ha sido y seguirá siendo uno de los principales retos que existen en la industria. De esta manera es importante tener claro que todos los yacimientos tienen una energía propia y que una vez ésta se agota, se deben buscar mecanismos que permitan continuar su explotación, estos métodos se denominan recuperación secundaria y terciaria y sus principales objetivos son el mantenimiento de la presión y el aumento del aceite recuperado.

Este es el caso del Campo Yaguará que pertenece a Ecopetrol S.A y que se encuentra ubicado en la Cuenca del Valle Superior del Magdalena (VSM), el campo se ha explotado desde 1991 y prácticamente toda su vida ha producido gracias a la acción de la inyección de agua. Por esta razón, actualmente este campo es considerado maduro en la inyección de agua y la efectividad de dicho proceso disminuye cada día más, acercándolo a su límite económico.

A partir de esta situación particular del campo, se desarrolló este proyecto que tiene por objeto analizar la viabilidad técnica y financiera de una alternativa química no convencional de recobro terciario que permita optimizar el factor de recobro del Campo Yaguará a través de una simulación numérica.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Analizar una alternativa química no convencional que permita la optimización del factor de recobro en el Campo Yaguará perteneciente a la Cuenca del Valle Superior del Magdalena mediante simulación numérica.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Describir las generalidades y geología del Campo Yaguará.
2. Nombrar las principales características del modelo conceptual de simulación del Campo Yaguará.
3. Estudiar las alternativas químicas no convencionales de recuperación mejorada de petróleo más adecuadas a las características del Campo Yaguará.
4. Seleccionar la alternativa química no convencional de recuperación mejorado para el Campo Yaguará.
5. Modelar la implementación de la alternativa química no convencional seleccionada para el Campo Yaguará mediante simulación numérica.
6. Evaluar los resultados obtenidos en las simulaciones luego de la inyección en términos de la eficiencia de desplazamiento y el factor de recobro alcanzado luego del barrido de los fluidos inyectados al yacimiento.
7. Realizar un análisis financiero para la evaluación de la factibilidad de aplicación de la alternativa química no convencional seleccionada para el Campo Yaguará mediante el uso del indicador financiero Valor Presente Neto (VPN).

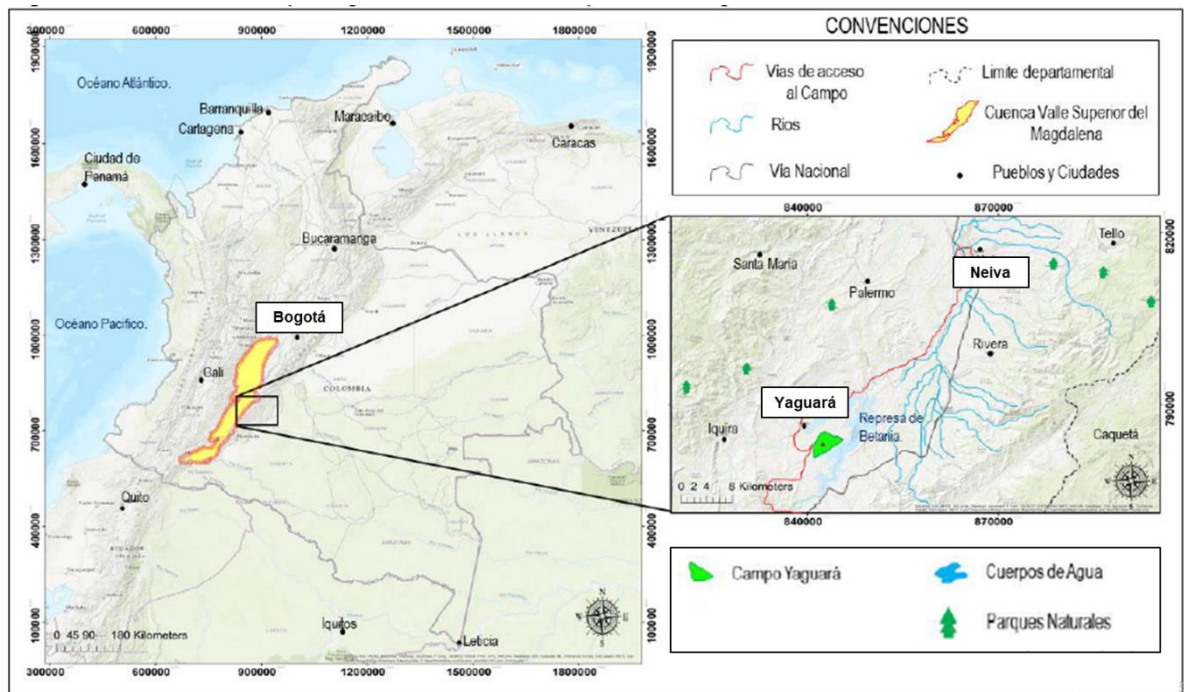
1. GENERALIDADES DEL CAMPO YAGUARÁ

Este capítulo presenta la localización, la historia, las principales características de la geología estructural, estratigráfica y del petróleo, además de las principales características e historia de producción del Campo Yaguará, ubicado en la Cuenca del Valle Superior del Magdalena (VSM), Colombia.

1.1 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA

El Campo Yaguará se encuentra localizado en la Cuenca del Valle Superior del Magdalena (VSM), específicamente a 40 Km al Sur de la ciudad de Neiva y a 5 Km del municipio de Yaguará hacia el costado Occidental de la Represa de Betania. El Campo tiene una extensión areal aproximada de 3100 acres, 6 Km de longitud por 3 Km de ancho¹. En la **Figura 1** se aprecia la localización geográfica.

Figura 1. Localización del Campo Yaguará, VSM, Colombia.



Fuente: CASTILLO VARGAS, Iván Camilo. Evaluación técnico-financiera de la sarta de varilla hueca implementada para el sistema de levantamiento de bombeo de cavidades progresivas en el pozo-a del Campo Yaguará. Fundación Universidad de América Colombia, Bogotá D.C. 2018, p.32. Modificado por el autor.

¹ PETROBRAS, Estudio Integrado del Campo Yaguará. The ARC Group LLC. Colombia, Bogotá D.C. 2004, p.19.

1.2 HISTORIA DEL CAMPO

El contrato de Asociación HOBO fue firmado entre ECOPETROL y la compañía HUILA EXPLORATION (HUILEX) con fecha efectiva 1 de enero de 1984 y de terminación el 31 de diciembre del 2011.

El Campo Yaguará fue descubierto con la perforación del Pozo Mangos-001 en el año de 1987 realizado por la compañía petrolera Exxon. A lo largo de 1992 se realizan los ajustes necesarios para el inicio de producción de todos los pozos (33 pozos perforados y 28 productores), logrando de esta manera un incremento rápido de la producción del Campo y es así como a mediados de 1993 se logra el pico de producción 10.000 BOPD. Entre 1993 y 1996 se lleva a cabo la perforación de 12 pozos nuevos, los cuales no son suficientes para frenar el ritmo de declinación acelerado del Campo, ya que este paso de 10.000 BOPD a 5.000 BOPD en 1997.

“Esta fuerte caída es debido al mecanismo de producción del Campo, Gas en Solución (ya que no se tienen acuíferos activos para el yacimiento Caballos en esta parte de la cuenca), agravado por el hecho de presentar una presión inicial de yacimiento (1370 psia) superior, pero muy cercana a la presión de punto de burbuja del petróleo (1083 psia), hecho que originó que el yacimiento pronto cayera por debajo de la presión de burbuja, generando unas condiciones de petróleo negro saturado, caracterizado por una rápida declinación de la producción como consecuencia de la pérdida de la energía del yacimiento y la mayor producción de gas y su efecto nocivo sobre la permeabilidad relativa al petróleo”².

A causa del problema energético del yacimiento, se inicia un piloto de inyección de agua para la Formación Caballos B, en los pozos MA-004, MA-036 y MA-023; inyectando de esta manera cerca de 3.000 BWPD. Basados en los buenos resultados obtenidos del piloto, se lleva a cabo la primera campaña de perforación de pozos inyectoros en 1997 y con ella se alcanza la cifra de 20.000 BWPD inyectados al yacimiento. Entre 1997 y 1999 se perforan 34 pozos y se realiza fracturamiento hidráulico en el yacimiento Caballos A, alcanzando los 8.500 BOPD y una inyección promedio de 27.000 BWPD.

El agotamiento del yacimiento Caballos A ya que no se inyectaba agua, la disminución en las tasas de inyección en el yacimiento Caballos B y la baja eficiencia de los sistemas de levantamiento artificial del Campo, condujeron a

² ECOPETROL. S.A, Estimación de volúmenes incrementales, requerimientos de infraestructura y costos para aplicación de tecnologías de recobro químico en los Campos Río Ceibas y Yaguará. Colombia, Piedecuesta. 2011, p.69.

experimentar nuevamente una fuerte declinación, alcanzando a comienzos de 2002 unos niveles de producción de 5.500 BOPD.

En el año 2002 se busca una nueva estrategia para redireccionar las alternativas de desarrollo para el Campo, debido a la madurez de este, el corte de agua predominante en la mayor parte del mismo y los bajos potenciales de producción de aceite de los pozos perforados en el año 2001, se concluye que para mejorar la productividad de los pozos e incrementar los volúmenes de inyección de agua se debe realizar una campaña de perforación de pozos horizontales.

“Durante los años 2002 y 2003 se inicia con la materialización de la estrategia planteada y la perforación de los primeros pozos horizontales, generando resultados bastante satisfactorios e incrementando nuevamente la producción a niveles superiores a los 6.500 BOPD en el 2002 y los 6.000 BOPD en el 2003 mostrando una vez más el potencial de mejoramiento de la producción que aún se tiene en el Campo”³.

Durante el periodo comprendido entre el 2004 y 2008 se continuo con las campañas de perforación de pozos de desarrollo para mejorar la producción del Campo, hasta llegar a 122 pozos.

El Campo Yaguará actualmente es operado por ECOPETROL S.A., luego de que el Contrato de Asociación HOBOS suscrito con la compañía PETROBRAS finalizara en diciembre del 2011, fecha en la cual el campo producía 2904 BOPD, 50511 BWPD y 1.01 MMSCFD de gas.

En la fecha que se realiza este trabajo (2018) el Campo se encuentra en un estado maduro en la inyección de agua, razón por la cual se tiene un corte de agua general elevado, debido a esto, Ecopetrol S.A. ha estado buscando alternativas de solución a este problema en métodos de recobro terciario que permitan continuar con la producción del Campo Yaguará.

1.3 GEOLOGÍA

El campo Yaguará se encuentra localizado en la subcuenca de Neiva, hacia la parte Sur de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena (VSM), esta Cuenca se ha dividido en dos Subcuencas la de Girardot y la de Neiva. La Cuenca limita transversalmente por las cordilleras Oriental y Central, al Norte con el Alto de Natagaima y hacia el Sur se va estrechando hasta el sector conocido como Esnanga.

Geológicamente la historia de esta Cuenca se registra en el Triásico-Jurásico, un periodo de distensión relacionado con la separación de Pangea generando un

³ PETROBRAS, op. cit, p.152

proceso de “*rifting*”; comercialmente este ciclo no representa ningún interés. Hacia el Cretácico se registra el periodo más importante debido a que la Cuenca se comporta como una plataforma somera de tipo pasivo con gran extensión geográfica permitiendo la acumulación de las Formaciones Villeta y Caballos. El periodo del Paleógeno también es relevante ya que la Cuenca ve el inicio del levantamiento de la Cordillera Central gracias a la acreción generada entre parte oceánica de la Cordillera Occidental con rocas continentales de la Cordillera Central.

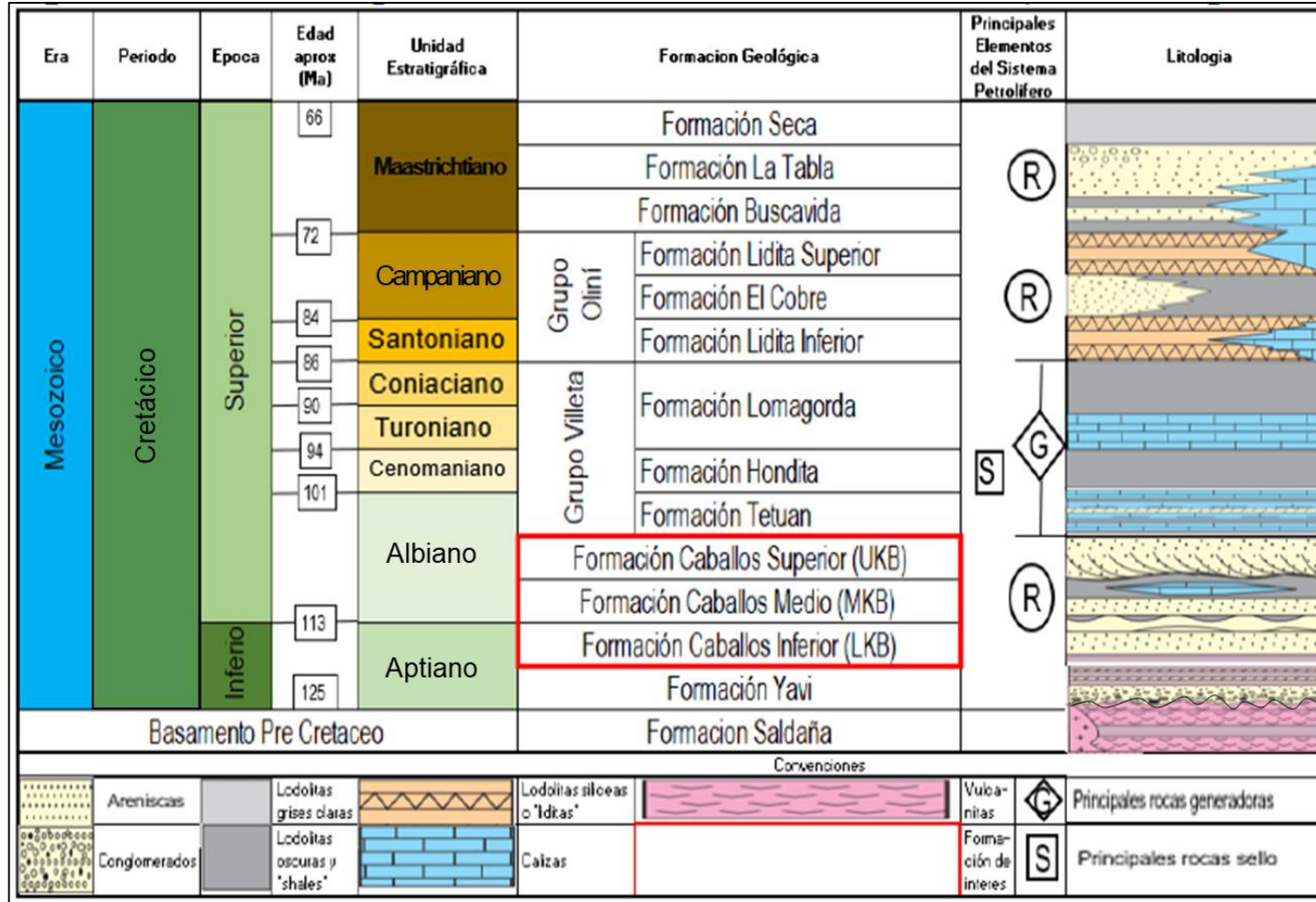
Los reservorios de los cuales produce el Campo Yaguará se encuentran localizados en la Formación Caballos, la cual está conformada por el conjunto de facies transicionales entre la plataforma abierta y el continente que incluye facies de estuarios típicas en ambientes transgresivos, islas barrera y frentes de playa.

“El sello regional del Campo son las Lutitas de la Formación Villeta y las delgadas capas de Calizas arcillosas que suprayacen la Formación Caballos. En el Campo Yaguará la Formación Villeta tiene un espesor promedio de 1500 pies. La sección sedimentaria superior está constituida por las Formaciones Monserrate y Guadala”⁴.

1.3.1 Estratigrafía. Las Unidades que se describirán a continuación únicamente corresponden a las Formaciones de edad Cretácea tanto inferior como superior y que hacen parte de la columna estratigráfica que atraviesan los pozos en el Campo Yaguará, se describen de lo más antiguo a lo más reciente. **Figura 2.**

⁴ CAMACHO, Andrés y CÁRDENAS, José. Evaluación de los resultados de fracturamiento hidráulico y análisis de los tratamientos de modificadores de permeabilidad relativa (rpm) en el Campo Yaguará. Fundación Universidad de América Colombia, Bogotá D.C. 2008, p.41.

Figura 2. Columna estratigráfica generalizada del Valle Superior del Magdalena(VSM) subcuenca de Neiva.



Fuente: MORA, J; 2003 citado por CASTILLO VARGAS, Iván Camilo. Evaluación técnico-financiera de la sarta de varilla hueca implementada para el sistema de levantamiento de bombeo de cavidades progresivas en el pozo-a del Campo Yaguará. Fundación Universidad de América Colombia, Bogotá D.C. 2018, p.34. Modificado por el autor.

1.3.1.1 Formación Yaví. La edad de la Formación Yaví corresponde al Cretácico Inferior o el Jurásico⁵. La Formación Yaví, “es una unidad constituida por un conjunto rocoso donde alternan areniscas feldespáticas rojizas y verdosas, con limolitas y arcillolitas abigarradas. Esta Formación corresponde a un ambiente sedimentario de llanuras bajas desarrolladas después de la terminación del “Vulcanismo Saldaña” y sumergidas totalmente al comenzar la ingresión del mar cretácico en el Aptiano”⁶. La Formación Yaví se encuentra discordantemente con la Formación Saldaña que la infrayace y de manera concordante con la Formación Caballos que la suprayace⁷.

1.3.1.2 Formación Caballos. La edad de la Formación Caballos se ubica entre el Albiano inferior y el Albiano medio⁸. Según Corrigan: “La Formación Caballos tiene un espesor de 300 a 1300 pies y está compuesta predominantemente por arenitas limpias de grano fino a medio, con intercalaciones de lodolitas negras”⁹. Beltrán & Gallo dividieron la Formación en tres segmentos: LKB, MKB y UKB; que en su orden significan bajo, medio y superior de la Formación Caballos¹⁰. Adicionalmente Beltrán & Gallo establecen que: “Las porciones superiores (UKB) e inferior (LKB) de la unidad están compuestas por cuarzo arenitas de grano medio a grueso de color gris claro a blanco y la unidad media (MKB) por intercalaciones de lodolitas grises y negras con cantidades menores de arenita”¹¹. La Formación Caballos se contacta de manera concordante con la Formación Yaví que la infrayace y de manera concordante con el Grupo Villeta que la suprayace. En el Campo Yaguará las zonas productoras se han dividido en dos unidades denominadas Caballos A, ubicada al tope y Caballos B en la base. Las arenas de Caballos A infrayacen y son la representación de un abanico deltaico cortado por un canal, por su parte Caballos B; suprayacente registra la transgresión marina con fondos asociados a un complejo de islas barrera. Los espesores son de 240 y 180 pies respectivamente para Caballos A y Caballos B¹².

⁵ MOJICA, Jairo y MACÍA, Carlos. Características estratigráficas y edad de la Formación Yaví, Mesozoico de la región entre Prado y Dolores Tolima, Colombia. Geología Colombiana, No. 12. 1981. p.14.

⁶ *Ibíd.*, p. 7.

⁷ *Ibíd.*, p. 14.

⁸ VERGARA, 1994 citado por FERREIRA, P. NÚÑEZ, A y RODRIGUEZ, M. Levantamiento geológico de la Plancha 323 Neiva. INGEOMINAS. Colombia. 2002. p.44.

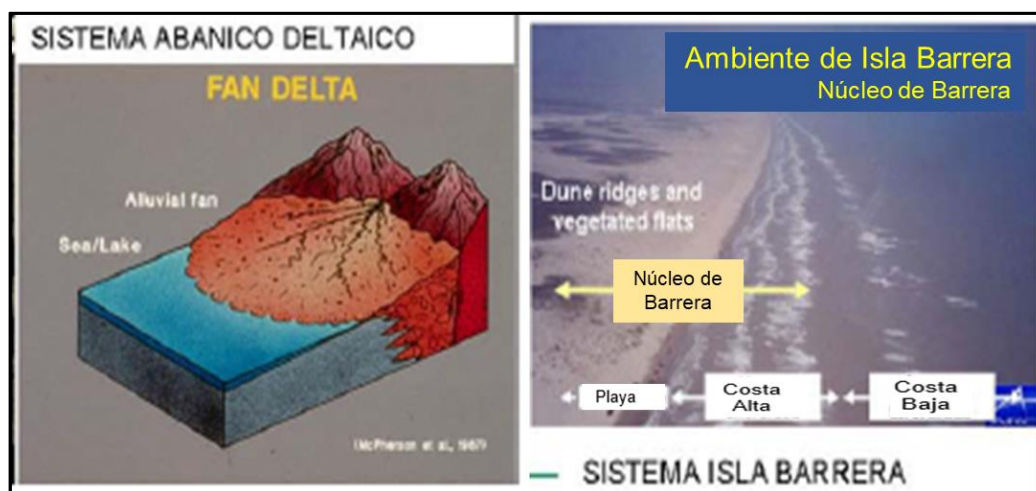
⁹ CORRIGAN, H. The Geology of the Upper Magdalena Basin (northern portion). 1967. Citado por VERGARA, L., GUERRERO, J. PATARROYO, P y SARMIENTO, G. Comentarios acerca de la Nomenclatura Estratigráfica del Cretácico Inferior del Valle Superior del Magdalena. Geología Colombiana. Colombia. 1995. p.23.

¹⁰ BELTRÁN, N y GALLO, J. The Geology of the Neiva sub-basin, upper Magdalena basin, southern portion. 1968. Citado por VERGARA, L., GUERRERO, J. PATARROYO, P y SARMIENTO, G. Comentarios acerca de la Nomenclatura Estratigráfica del Cretácico Inferior del Valle Superior del Magdalena. Geología Colombiana. Colombia. 1995. p.23.

¹¹ *Ibíd.*, p.23.

¹² PETROBRAS, op. cit, p.59.

Figura 3. Sistemas asociados a las unidades operacionales de la Formación Caballos A y B.



Fuente: PETROBRAS, Estudio Integrado del Campo Yaguará. The ARC Group LLC. Colombia, Bogotá D.C. 2004, p.53. Modificado por el autor.

1.3.1.3 Grupo Villeta. La edad del Grupo Villeta se establece al periodo Cretácico desde el Albiano tardío hasta el Coniaciense, como se puede apreciar en la Figura 3. El Grupo Villeta está conformado por las Calizas de Tetuán, las Lutitas de Hondita y las Calizas de Lomagorda, se constituye principalmente por calizas en la base y shales en el tope, los espesores promedio son de 2.100 pies y provienen de un ambiente marino. El Grupo Villeta se encuentra concordante con la Formación Caballos que la infrayace y el Grupo Olini que lo suprayace¹³. El Grupo Villeta es importante por considerarse como la principal unidad generadora de la región.

1.3.1.4 Grupo Olini. La edad del Grupo Olini se define como el periodo Cretácico desde el Santoniense hasta el Campaniense, como se puede apreciar en la Figura 3. El Grupo Olini se encuentra constituido por la Formación Lidita Inferior, la Formación el Cobre y la Formación Lidita Superior. Respectivamente, la primera unidad se caracteriza por la interestratificación de lodolitas y limolitas silíceas de color gris oscuro además de algunas láminas fosfóricas. La segunda por ser un conjunto de lodolitas y arcillolitas de color gris intercaladas con limolitas silíceas y

¹³ CASTILLO VARGAS, Iván Camilo. Evaluación técnico-financiera de la sarta de varilla hueca implementada para el sistema de levantamiento de bombeo de cavidades progresivas en el pozo-a del Campo Yaguará. Fundación Universidad de América Colombia, Bogotá D.C. 2018, p.35.

areniscas de grano muy fino. Finalmente, la última Formación del Grupo Olini, se caracteriza principalmente por una secuencia de limolitas, areniscas de grano fino a muy fino y limolitas silíceas¹⁴. El espesor promedio del Grupo Olini es de 308 pies¹⁵. El Grupo Olini se encuentra de manera concordante con el Grupo Villeta que lo infrayace y de la misma manera con la Formación La Tabla que la suprayace¹⁶.

1.3.1.5 Formación La Tabla. “La edad de esta formación la definen como del Cretáceo Superior, en el Maastrichtiense temprano”¹⁷. La Formación La Tabla se conforma inicialmente por una intercalación de lodolitas fosilíferas y limolitas, en un nivel más superior estas intercalaciones continúan, pero son de limolitas con areniscas, areniscas conglomeráticas y conglomerados arenosos, el espesor promedio es de 298 pies. El contacto inferior de la Formación la Tabla es concordante con la última Formación del Grupo Olini y el contacto superior con la Formación Seca también es concordante¹⁸.

1.3.1.6 Formación Seca. La edad de la Formación Seca se establece como del periodo Cretáceo Superior, en el Maastrichtiense tardío¹⁹. Esta Formación está constituida principalmente por arcillolitas de tonos rojizos y grises, por limolitas y areniscas líticas. La depositación se asocia a un ambiente oscilante entre marino y continental, siendo este último el dominante, tiene espesores entre los 330 y 490 pies²⁰. El contacto de la Formación seca con la Formación La Tabla que la infrayace es concordante.

1.3.2 Geología estructural. El Campo Yaguará tiene una estructura conformada por esfuerzos compresivos con rumbo Este-Noreste y en su área, la interacción entre las fallas de cabalgamiento de Buenavista y Pedernal con la falla de San Jacinto, generan la formación de un alto estructural fragmentado que fue parcialmente sometido a rotación, produciendo en el Campo, zonas estructurales con comportamientos tectónicos particulares²¹.

¹⁴ PORTA, J. 1965 citado por CORTOLIMA, Geología. {En línea}. {Consultado el 31 de julio de 2018}. Disponible en (www.cortolima.gov.co/sites/default/files/images/stories/centro_documentos/pom_prado/diagnostico/g26.pdf)

¹⁵ FERREIRA, P Op., cit, p.49.

¹⁶ *Ibíd.*, p.49.

¹⁷ PORTA (J.), 1965 citado por GUERRERO, J. “The Stratigraphy of the W side of the cretaceous Colombian Basin in the Upper Magdalena Valley. Reevaluation of selected áreas and type localities including Aipe, Guaduas, Piedras and Ortega” Geologia colombiana, ed.25. 2000, p.83

¹⁸ FERREIRA, P Op., cit, p.51.

¹⁹ PORTA (J.), 1965 citado por GUERRERO, J. Op., cit, p.84.

²⁰ FERREIRA, P Op., cit, p.52.

²¹ PETROBRAS, Estudio Integrado del Campo Yaguará. The ARC Group LLC. Colombia, Bogotá D.C. 2004, p.136

Este yacimiento tiene un estilo estructural anticlinal, con múltiples fallas de tipos inverso y normal. El Campo Yaguará delimita al Oeste con el sistema de fallas de Upar-Buenavista y al Este con el sistema de fallas de San Jacinto. Específicamente, su estructura es un anticlinal de doble cabeceo al Norte y al Sur, ampliamente fallado por una serie de fallas imbricadas propias del sistema de San Jacinto, hecho que ocasiona que el campo presente una alta desviación hacia el oriente²².

De acuerdo al comportamiento estructural regional y a la interpretación estructural del Campo, este se ha dividido en 5 zonas estructurales que se describen a continuación²³.

La zona 1 es producto de la relajación tectónica asociada a la interacción de las fallas de San Jacinto y el sistema Pedernal-Buenavista. Se encuentra localizada en el extremo Sur del Campo y se caracteriza por fallas de tipo normal.

En la zona 2 se concentra la mayor producción del Campo, adicionalmente es la de mayor extensión. Es caracterizada por presentar grandes bloques con formas asimétricas, que se asocian principalmente a movimientos compresionales oblicuos que además ocasionan la presencia de muchas fallas de tipo inverso.

Por su parte la zona 3 presenta unos bloques de menor tamaño y con un alto grado de fracturamiento, producto de la combinación de los movimientos de rumbo del área y la actividad compresiva. La zona 3 limita al Oeste con la zona 2 y está compuesta por una delgada franja con un ancho menor a 700 metros.

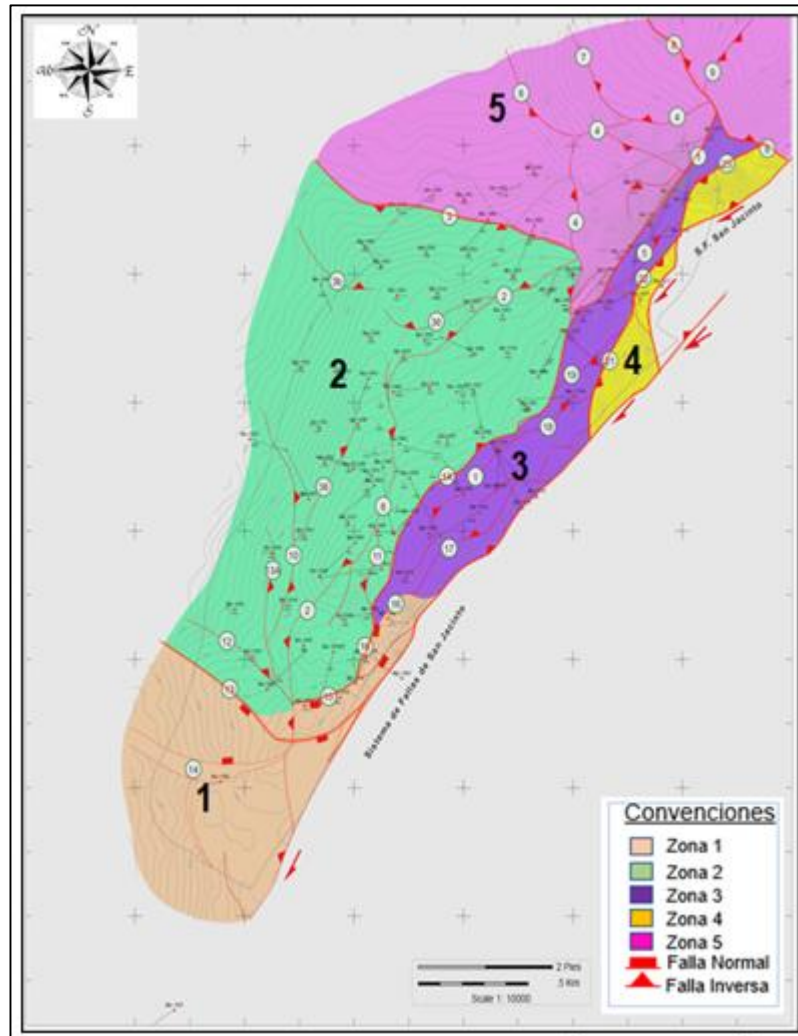
La zona 4 inicialmente se encontraba incluida en la zona 3, pero se decidió separar debido a que tiene bloques que son importantes para el desarrollo de nuevas oportunidades dentro del Campo. Está asociada al movimiento de rumbo de la falla de San Jacinto que ocasiono la expulsión de bloques por encima de está y que presentan una estructura en flor.

La zona 5, está ubicada en el extremo Noreste del Campo y presenta la mayor complejidad estructural del mismo, debido a que se encuentra en la zona con mayor actividad compresiva del Campo. Se caracteriza por mostrar una serie de fallas inversas con orientación variable.

²² HALLIBURTON, Informe integral de valoración Campo Yaguará. Colombia, Bogotá D.C. 2010, p.36

²³PETROBRAS, op. cit. p.137 a 146

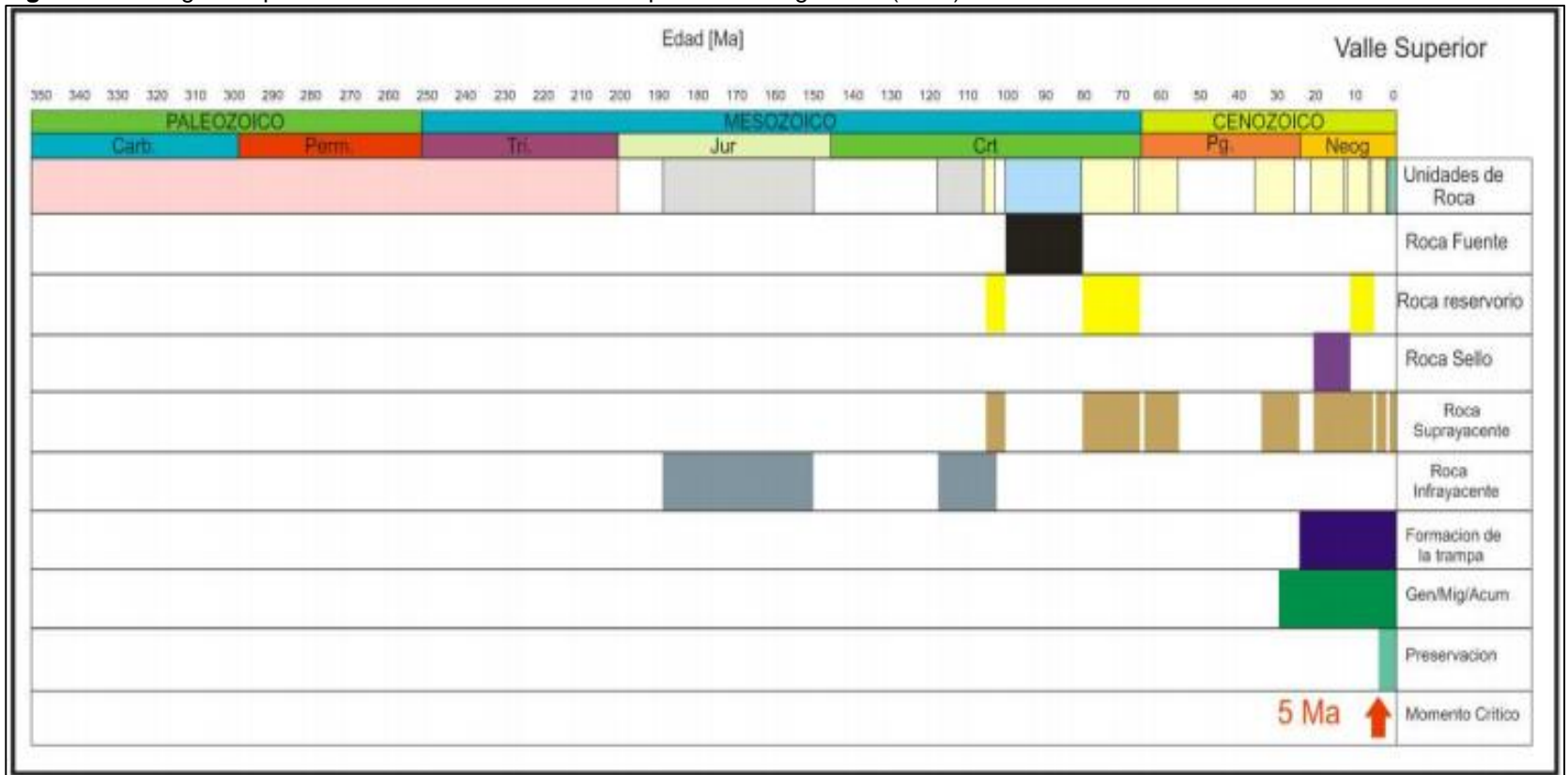
Figura 4. Mapa Estructural al tope de Caballos B20 mostrando las 5 zonas tectónicas en las que se divide el Campo Yaguará, Cuenca del VSM, Colombia



Fuente: HALLIBURTON, Informe integral de valoración Campo Yaguará. Colombia, Bogotá D.C. 2010, p.38. Modificado por el autor.

1.3.3 Geología del petróleo. Los tiempos de los eventos en los cuales ocurrió la depositación de las rocas generadoras, reservorio, sello y de sobrecarga, además el tiempo de la conformación de la trampa y el intervalo en el cual ocurrió el proceso de generación migración, y acumulación se pueden observar en la **Figura 5**.

Figura 5. Geología del petróleo de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena (VSM).



Fuente: GARCÍA, Mario. Evaluación del potencial hidrocarburífero de las cuencas colombianas. Grupo de investigación en geología de hidrocarburos y carbones universidad industrial de Santander. Colombia. 2009, p.87.

1.3.3.1 Roca generadora. Se han realizado análisis geoquímicos a los crudos los cuales indican que para la cuenca del Valle Superior del Magdalena (VSM) la roca madre es el Grupo Villeta, más específicamente la Formación Tetuán; cuyo espesor varía entre 300 y 1.500 pies. Montes identifico: “que el tipo de querógeno es de tipo III y los datos actuales de TOC varían entre el 2 y el 12%”²⁴. Según Cáceres: “Los crudos livianos se presentan en la parte N-NE de la Subcuenca alcanzando valores superiores a 38° API, los crudos medianos abarcan la parte N-NE de la Cuenca y casi la totalidad de la Subcuenca de Neiva con valores inferiores a 24° API, los crudos pesados se ubican en la parte S-SW de la Subcuenca de Girardot con valores inferiores a 18° API”²⁵.

1.3.3.2 Roca reservorio. En cuanto a rocas almacenadoras en la Cuenca del Valle Superior del Magdalena (VSM), las más importantes son; el Grupo Guadalupe (Terciario) y la Formación Caballos, esta última está constituida principalmente por areniscas calcáreas, cuarzosas y calizas arenosas. Adicionalmente tiene una porosidad tipo que esta entre el 12 y el 17% y sus crudos presentan un bajo contenido de azufre²⁶.

“El Grupo Guadalupe, se encuentra constituido por areniscas cuarzosas de grano fino a medio con lentes de areniscas conglomeráticas e intercalaciones de liditas y lutitas. Presentan alta porosidad secundaria evidenciada por disolución de pequeños fósiles. Presentan una porosidad entre 15 y 22%”²⁷.

1.3.3.3 Roca sello. El primer sello en la Formación Caballos se encuentra en el nivel medio, este está compuesto por una secuencia calcáreo lodosa y se comporta como un sello inferior para el nivel superior de la Formación Caballos. En seguida se encuentran los *shales* de la Formación Villeta los cuales o bien como roca generadora o como roca sello dependiendo el sector. El ultimo tipo de roca sello se sitúa sobre la Formación Monserrate (Terciario) y corresponde a los niveles arcillosos de la Formación Guaduas (Terciario).

1.3.4 Trampas. Los Campos presentes en la Cuenca del Valle Superior del Magdalena (VSM) están asociados principalmente a trampas estructurales, pero también se presentan trampas estratigráficas y combinadas. Dentro de la Subcuenca de Neiva que es la más importante, las trampas estructurales con mayor

²⁴ GARCÍA, Mario. Evaluación del potencial hidrocarburífero de las cuencas colombianas. Grupo de investigación en geología de hidrocarburos y carbones universidad industrial de Santander. Colombia. 2009, p.83.

²⁵ *Ibíd.*, p.83.

²⁶ *Ibíd.*, p.83.

²⁷ *Ibíd.*, p.83.

relevancia son las fallas inversas; al ser más predominantes, los anticlinales y los anticlinales fallados.

1.4 CARACTERÍSTICAS DEL CAMPO YAGUARÁ

El Campo Yaguará produce de dos zonas que están bien definidas, estas son las unidades Caballos A y B. Este reservorio es de tipo aceite negro subsaturado y produce un crudo con gravedad API promedio de 23° con una relación gas aceite inicial de 180 SCF/STB. Su mecanismo primario de empuje es por gas en solución y cuenta con inyección de agua como método secundario de recobro. Tiene una temperatura homogénea de 117 °F debido a que aparentemente existe un equilibrio térmico entre las zonas productoras. La presión inicial del yacimiento variaba entre 1.300 y 1.500 psia con una presión de punto de burbuja cercana a 1.000 psia.

Las principales características del Campo y de cada una de las zonas productoras (Caballos A y Caballos B) se presentan en la **Cuadro 1**.

Cuadro 1. Información General del campo Yaguará.

CAMPO YAGUARÁ			
	CAMPO	ZONA A	ZONA B
CARACTERÍSTICAS GENERALES			
Espesor Neto (Ft)	250	145	362
Profundidad (Ft)	2600	2415	2638
Temperatura Yacimiento (°F)	117	117	117
Presión Yacimiento (Psi)	1429.78	1354.05	1505.52
Litología	Arenisca	Arenisca	Arenisca
Ambiente Depositional	Marino Somero	Marino Somero	Marino Somero
Método de Producción Actual	Inyección Agua	Inyección Agua	Inyección Agua
Volumen de Aceite (Bbl/Acre·Ft)	216.56		
Área (Acres)	3100		
CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS			
Viscosidad Aceite (cP)	14.2	14.2	14.2
Gravedad API del Crudo	22-24	22-24	22-24
Saturación de Aceite (%)	53	49.0	57.0
Factor Volumétrico del Aceite (RB/STB)	1.05	1.05	1.05
CARACTERÍSTICA DE LA ROCA			
Permeabilidad (mD)	10-200	29495.00	100-200
Porosidad (%)	8.13	40824.0	41579.0

Fuente: ECOPEPETROL. S.A, Estimación de volúmenes incrementales, requerimientos de infraestructura y costos para aplicación de tecnologías de recobro químico en los Campos Río Ceibas y Yaguará. Colombia, Piedecuesta. 2011, p.72; modificado por el autor.

1.5 HISTORIA DE PRODUCCIÓN

El Campo Yaguará fue descubierto con la perforación del pozo MA-001 en el año de 1987, su mecanismo primario de producción es gas en solución, hacia el año de 1994 y hasta la fecha el Campo produce gracias a técnicas de recobro secundario;

más específicamente mediante inyección de agua. El OOIP del Campo es de 195 MMbbls y tiene un área de producción de 3100 acres.

Actualmente (2018) el Campo tiene 122 pozos perforados, de los cuales 61 son pozos productores, 31 son pozos inyectoros, 14 pozos están inactivos y 16 pozos se han abandonado.

La producción acumulada del Campo Yaguará a 2017 es de 47.4 MMbbls de petróleo y 20.2 Gpc de gas, equivalente a tener un factor de recobro aproximado del 24%. En cuanto al agua, el Campo ha producido 253 MMbbls de agua y se han inyectado 327 MMbbls. Diariamente el Campo produce 2104 BOPD, 707 Kpcd y 52910 BWPD, la tasa de inyección es de 52345 BWPD y el BSW promedio del Campo es de 95%.

En la **Tabla 1** se resumen los principales aspectos de la historia de producción del Campo Yaguara.

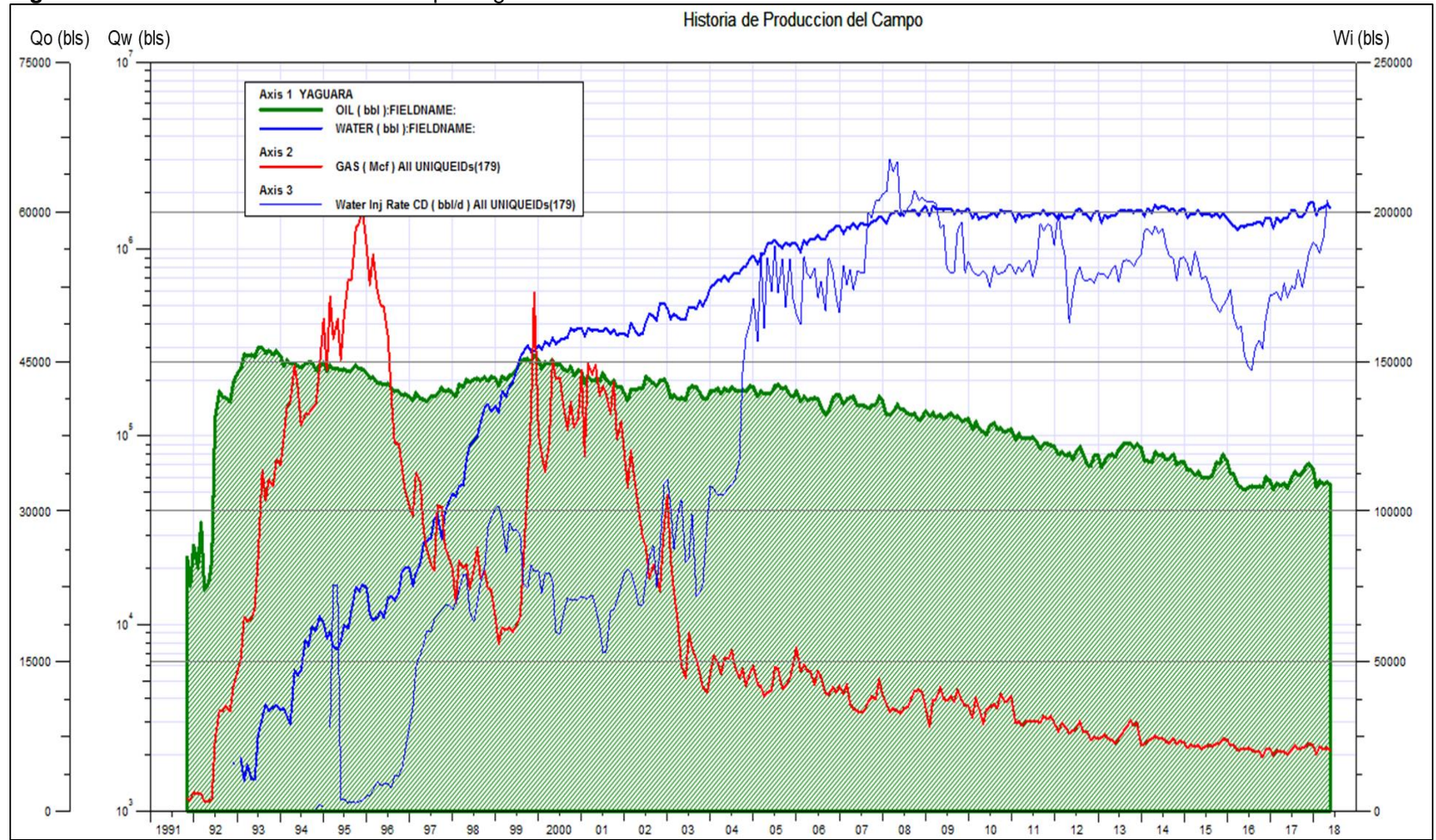
Tabla 1. Resumen Historia de Producción

CAMPO YAGUARÁ	
OOIP (Mbls)	195.52
FR (%)	24%
Np (Mbls)	47.4
Gp (Gpc)	20.2
Wp (Mbls)	253

Fuente: ECOPETROL. S.A, Presentación Campo Yaguará. Colombia, 2017; modificado por el autor.

En la **Figura 6** se puede apreciar el histórico de producción de petróleo, gas y agua, además el histórico de inyección del Campo Yaguará. De la figura es importante mencionar el pico de producción mensual del Campo el cual fue de 300.000 bls de aceite hacia finales de 1992. Hacia 1996 se inicia la inyección de agua y se puede evidenciar como su efecto se siente en la disminución acelerada en la producción de gas, hacia el año de 1999 se puede ver como este efecto es directamente proporcional ya que al disminuir la tasa de inyección la producción de gas aumenta inmediatamente. A través de toda la historia de producción se puede apreciar como el agua siempre ha mantenido una tendencia al alza, tanto para agua producida como para agua inyectada, y, que desde el año 2003 hasta la fecha (2018) el Campo Yaguará presenta una declinación con una tendencia continua en la producción de aceite.

Figura 6. Historia de Producción del Campo Yaguará



Fuente: ECOPETROL. S.A, Simulador OFM.Colombia, Bogotá D.C. 2017.

2. GENERALIDADES DE LAS ALTERNATIVAS QUÍMICAS NO CONVENCIONALES DE EOR

Este capítulo presenta las principales técnicas y criterios que se deben tener en cuenta para seleccionar y aplicar un método de recobro mejorado EOR (por sus siglas en inglés *Enhanced Oil Recovery*), que son todos aquellos procesos que emplean fuentes de energía externas al yacimiento y buscan recuperar volúmenes de aceite remanente que no han podido ser producidos luego del recobro primario. Teniendo en cuenta el objeto de este trabajo, se estudiarán las principales propiedades del recobro químico relacionadas con la interacción roca-fluido para finalmente describir las generalidades de los métodos convencionales de inyección de polímeros, surfactantes y nanopartículas y también describir las alternativas químicas no convencionales seleccionadas en el presente estudio para el Campo Yaguará, que son: el biopolímero Hidroxietilcelulosa y las Nanocápsulas de Surfactante.

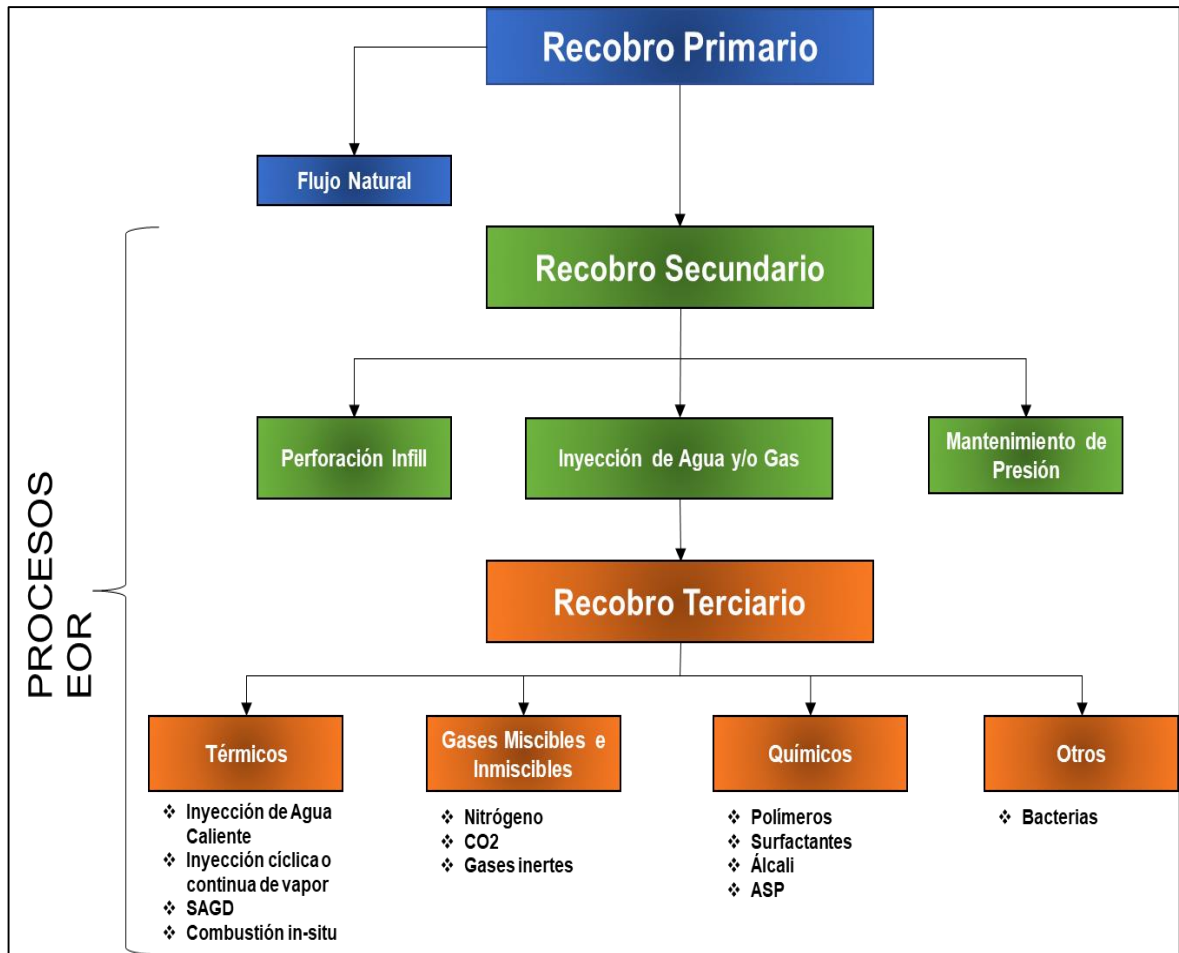
Todos los reservorios existentes atraviesan tres (3) etapas de producción a lo largo de su vida, dependiendo de cada yacimiento, puesto que todos presentan condiciones únicas y un comportamiento diferente. En general la mayoría de los yacimientos en su inicio cuentan con una energía propia que ha sido acumulada a lo largo de su historia y que es la que permitirá el flujo natural de los fluidos, esta energía se denomina mecanismo primario de empuje y puede ser: Empuje Gravitacional, Expansión de la roca y los fluidos, Capa de Gas, Gas en solución o Empuje Hidráulico. Esta primera etapa finaliza cuando el yacimiento naturalmente o asistido por un SLA no es capaz de levantar los fluidos hasta la superficie y recibe el nombre de recobro primario. Una vez se agota esta energía, se inician los procesos de recobro mejorado (EOR), que normalmente comienzan con el recobro secundario, este se realiza cuando posterior a la declinación natural del yacimiento la saturación de aceite presente es bastante elevada. Consiste principalmente en la inyección de fluidos como agua y gas, y sus objetivos principales son el mantenimiento de presión del yacimiento y la producción de fluidos gracias a un desplazamiento forzado. En general, luego del recobro primario y secundario los campos alcanzan una recuperación de aceite promedio del 35% del OOIP²⁸.

Finalmente, cuando la mayor parte de la saturación de petróleo móvil se ha producido luego de la recuperación primaria y secundaria, se aplican métodos de recuperación terciaria, los cuales buscan disminuir la saturación de aceite residual logrando así desplazar una gran cantidad de aceite que inicialmente no se podía producir, estos métodos se pueden dividir principalmente en 3 grupos: métodos

²⁸ PARÍS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo: Ediciones Astro Data S.A. 2001. p.1.

térmicos, métodos químicos y métodos de inyección miscible de gases. En la **Figura 7** se pueden ver los diferentes procesos de recuperación de petróleo.

Figura 7. Procesos de recobro de petróleo



Fuente: Elaboración propia.

2.1 CRITERIOS DE SELECCIÓN PARA UN PROYECTO DE EOR

Parte del éxito de un proyecto de EOR se encuentra en la buena selección del método que se va a desarrollar, esto puede ser un trabajo extenso, pero es primordial ya que de esta labor dependerán muchas variables durante el proceso. La primera etapa de la selección de un método EOR consiste en hacer un recuento de las técnicas, buscar literatura y analizar los pros-contras de cada técnica. Al conocer las diferentes alternativas se deben contrastar con las características propias de cada yacimiento, evaluar su geología y sus condiciones actuales, su heterogeneidad y petrofísica, para de esta manera poder descartar y cerrar el círculo de posibilidades. Luego, tras pruebas de laboratorio y evaluaciones tanto técnicas

como financieras se decide si realizar un piloto o no, el cual consiste en seleccionar una sección del Campo con características representativas para desarrollar el proceso real durante un tiempo determinado. Una vez finalizado y basados en los resultados obtenidos del piloto, se decide si masificar o no el proceso de recobro en todo el Campo.

En el **Cuadro 2** se pueden apreciar los principales métodos de EOR, pero evidenciando los efectos físicos que causan en el yacimiento y finalmente el potencial de factor de recobro incremental de cada método. Preliminarmente esta clasificación y calificación puede ser de gran ayuda para la selección del método más adecuado de EOR a utilizar en un proceso de recobro mejorado de acuerdo a los objetivos de cada proyecto.

Cuadro 2. Métodos EOR y sus principales efectos físicos

Método EOR		Soporte de presión	Mejoramiento del barrido	Reducción de la IFT	Alteración de la mojabilidad	Reducción de la viscosidad	Dilatación del petróleo	Hidrocarburo fase única	Cambio composicional ¹	Factor de recuperación incremental
Inyección de agua	Inyección de agua									Caso base ²
	Agua preparada									Bajo
Inyección de gas: inmiscible	Hidrocarburo									Moderado
	CO ₂									Alto
	Nitrógeno o gas de chimenea							3	3	Moderado
Inyección de gas: miscible	Hidrocarburo								4	Alto
	Hidrocarburo WAG								4	Muy alto
	CO ₂									Alto
	CO ₂ WAG									El más alto
Método térmico	Vapor									Alto
	Aire a alta presión									Alto
Método químico	Polímero									Bajo
	Surfactante									Moderado
	ASP									Alto

IFT = tensión interfacial
WAG = inyección alternativa de agua y de gas
ASP = mezcla de álcali-surfactante-polímero

1. Cambio de la composición del hidrocarburo líquido.
2. La inyección de agua constituye el caso base para la comparación de otros métodos.
3. El desgasolinado del petróleo se produce a medida que se desarrolla la miscibilidad.
4. Intercambio de evaporación-condensación.

Fuente: AL-MJENI, Rifaat. EDWARDS, John. GURPINAR, Omer. ¿Llego el momento para la tecnología EOR?. En: Oilfield Review. Vo.:2. No 4(invierno 2010/2011); p. 22.

2.1.1 Aspectos de selección en un proceso de recobro mejorado. Teniendo en cuenta que cada Yacimiento tiene unas características propias y que en específico cada campo cuenta también con unas facilidades propias, los principales criterios están relacionados con las características de los fluidos producidos y con las características propias del reservorio. Es importante mencionar que otro criterio con alta importancia es el factor económico y la disponibilidad. En el **Cuadro 3** es posible apreciar los principales criterios al momento de querer seleccionar un método de EOR.

Cuadro 3. Criterios de selección para un proceso de EOR.

Método	Propiedades del Aceite			Características del yacimiento					
	°API	Viscosidad (cp)	Composición	Saturación de aceite (%)	Tipo de formación	Espesor neto (ft)	Permeabilidad promedio (md)	Profundidad (ft)	Temperatura (°F)
Métodos de Inyección de Gas (Miscible)									
Nitrógeno y gas de combustión	> 35 ↗ 48 ↗	< 0.4 ↘ 0.2 ↘	Alto porcentaje de C ₁ a C ₇	> 40 ↗ 75 ↗	Arenisca o carbonato	Delgado a menos que lenga echado	NC	> 6000	NC
Hidrocarburos	> 23 ↗ 41 ↗	< 3 ↘ 0.5 ↘	Alto porcentaje de C ₂ a C ₇	> 30 ↗ 80 ↗	Arenisca o carbonato	Delgado a menos que lenga echado	NC	> 4000	NC
CO ₂	> 22 ↗ 36 ↗	< 10 ↘ 1.5 ↘	Alto porcentaje de C ₅ a C ₁₂	> 20 ↗ 55 ↗	Arenisca o carbonato	Amplio rango	NC	> 2500	NC
Gases Inmiscibles	> 12	< 600	NC	> 35 ↗ 70 ↗	NC	NC si existe echado y/o buena permeabilidad vertical	NC	> 1800	NC
Inyección de Agua (mejorada)									
Inyección de Micellar/Polímero, ASP y Alcali	> 20 ↗ 35 ↗	< 35 ↘ 13 ↘	Ligero, intermedio, algunos ácidos orgánicos para inyección de alcali	> 35 ↗ 53 ↗	De preferencia arenisca	NC	> 10 ↗ 450 ↗	< 9000 ↘ 3250 ↘	< 200 ↘ 80 ↘
Inyección de Polímero	> 15	< 150, > 10	NC	> 50 ↗ 80 ↗	De preferencia arenisca	NC	> 10 ↗ 800 ↗ ^b	< 9000	< 200 ↘ 140 ↘
Térmico Mecánico									
Combustión	> 10 ↗ 16 ↗ ?	< 5000 ↓ 1200	Algunos componentes asfálticos	> 50 ↗ 72 ↗	Arena / arenisca	> 10	> 50°	< 11500 ↘ 3500 ↘	> 100 ↗ 135 ↗
Vapor	> 8 a 13.5 ↗ ?	< 200000 ↓ 4700	NC	> 40 ↗ 66 ↗	Arena / arenisca	> 20	> 200 ↗ 2540 ↗ ^d	< 4500 ↘ 1500 ↘	NC
Extracción superficial	7 a 11	Cero flujo en frío	NC	> 8%wt arena	Arena bituminosa	> 10 ^e	NC	> 3 : 1 relación de sobrecarga / arena	NC

Fuente: TABER, J. 1997 tomado por MEDINA, Eustaquio. Recuperación mejorada por inyección de álcali, surfactante y polímero (ASP). Universidad Nacional Autónoma de México. México D.F. 2010, p. 8. Modificado por el autor.

Para el caso del Campo Yaguará, luego de estudios realizados por la compañía y evaluaciones técnicas, se decidió que los procesos de EOR más adecuados son los químicos, esto se puede evidenciar con los criterios expuestos en el **Cuadro 3**, donde se observan los criterios para inyección de polímeros, surfactantes y álcalis y al compararlos con las características del campo que se mostraron en el capítulo anterior en el **Cuadro 1**, se concluye que son afines para el Campo Yaguará.

2.2 PROPIEDADES DE LA INTERACCIÓN ROCA-FLUIDO INVOLUCRADAS EN LOS PROCESOS DE INYECCIÓN DE QUÍMICOS COMO MÉTODO EOR

Según Paris de Ferrer, “Los yacimientos de hidrocarburos son trampas subterráneas compuestas por una roca porosa y permeable que puede almacenar

cantidades comerciales de petróleo y gas dentro de sus espacios porosos”²⁹. De acuerdo a esta definición es correcto afirmar que los fluidos están en constante interacción con la roca y que estas interacciones asociadas a las características propias del sistema, se definen como propiedades roca-fluido, y se describen a continuación.

2.2.1 Movilidad. La movilidad es la relación que se da entre la permeabilidad efectiva y la viscosidad de un fluido, esto hablando de flujo monofásico. En general los yacimientos presentan más de un fluido, así que son procesos de flujo multifásico, y en ellos, existe una relación entre las movilidades de los fluidos que están en el medio poroso, denominada razón de movilidad, **M**, y es la relación entre el fluido desplazante sobre el desplazado como se puede observar en la **Ecuación 1**.

Ecuación 1. Razón de Movilidad

$$M = \frac{\lambda_w}{\lambda_o}$$

Fuente: ESCOBAR, Fredy Humberto. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Colombia.2007, p. 53.

Donde:

λ_w : Movilidad del agua

λ_o : Movilidad del fluido

La relación de movilidad, **M**, dependiendo su valor puede indicar:

M < 1: El aceite se mueve más fácil que el agua.

M = 1: El agua y el aceite poseen la misma movilidad.

M > 1: El agua se mueve mucho mejor que el aceite.

2.2.2 Saturación del petróleo. La saturación de un fluido se define como el porcentaje del volumen poroso que es ocupado por un fluido, de esta manera la saturación de petróleo se entiende como el volumen de aceite dividido en el total del volumen poroso, como se aprecia en la **Ecuación 2**.

²⁹ PARÍS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Maracaibo: Ediciones astro data S.A. 2009. p.27.

Ecuación 2. Saturación de petróleo

$$S_o = \frac{V_o}{V_p}$$

Fuente: PARÍS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Maracaibo: Ediciones astro data S.A. 2009. p.237.

Donde:

So: Saturación de aceite.

Vo: Volumen de aceite.

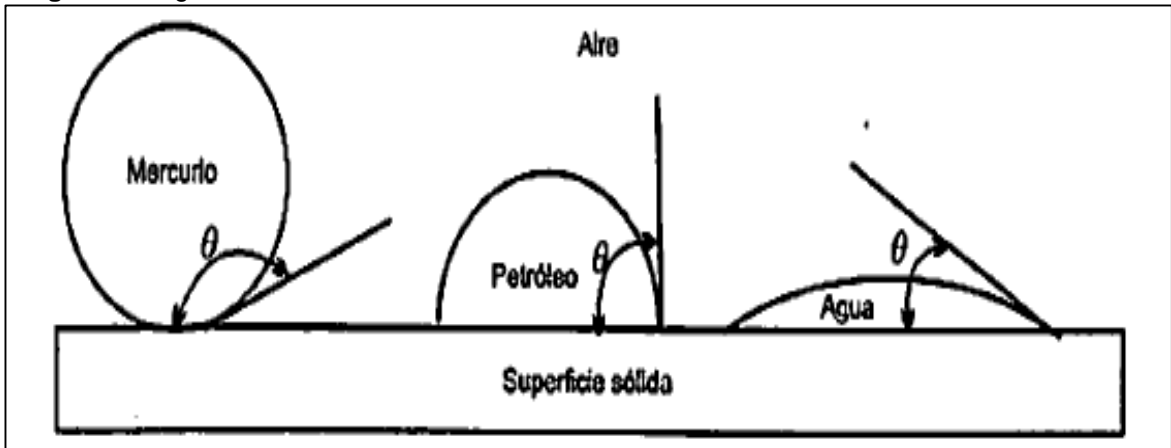
Vp: Volumen poroso.

Los fluidos presentes en los reservorios siempre buscarán estar en equilibrio, por esto, se organizarán dentro del medio poroso de acuerdo a su densidad, pero tanto el gas como el aceite se verán afectados por la cantidad de agua connata que exista en el medio. Adicionalmente el crudo tendrá una fracción inmóvil denominada Saturación de Aceite irreducible, y otra fracción que luego del desplazamiento de los fluidos y su producción se quedará en el medio poroso y esta se denomina Saturación de Aceite residual.

2.2.3 Mojabilidad. La mojabilidad o humectabilidad hace referencia a la tendencia que tiene un fluido para adherirse a una superficie cuando está en presencia de otro u otros fluidos inmiscibles. Esta propiedad es importante debido a que la distribución de los fluidos en el medio poroso es función de ella, ya que, por ejemplo, si una roca es mojada preferiblemente por agua, gracias a las fuerzas de atracción los poros más pequeños estarán ocupados por la fase mojante, y los poros más grandes por la fase no mojante, en este caso el petróleo.

Una medida indirecta de la mojabilidad es el Angulo de contacto θ , el cual se mide desde el líquido hacia el sólido como se puede observar en la **Figura 8**.

Figura 8. Ángulo de contacto.



Fuente: PARÍS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Maracaibo: Ediciones astro data S.A. 2009. p.268.

Para Escobar “las condiciones de mojabilidad con respecto al ángulo son”³⁰:

- Mojado por agua: $0 < \theta < 70$
- Neutro: $70 < \theta < 110$
- Mojado por aceite: $110 < \theta < 180$

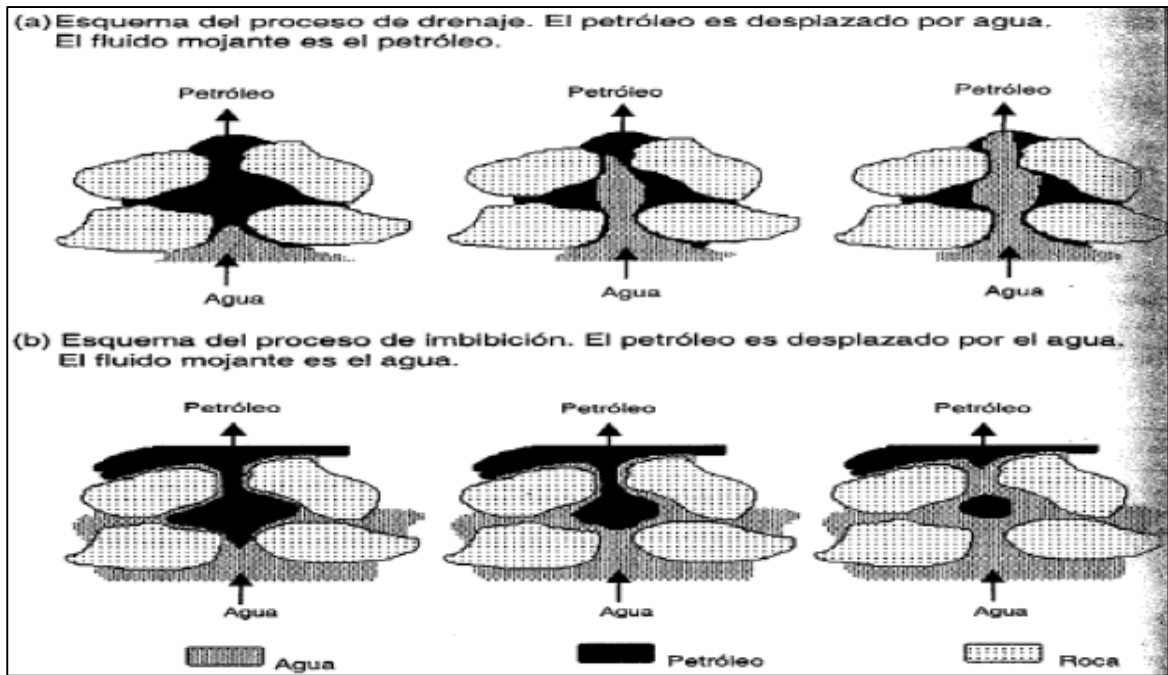
2.2.4 Drenaje. Inicialmente el medio poroso está ocupado por un fluido denominado mojante. Cuando este fluido es desplazado por un fluido no mojante, se denomina drenaje, siendo un proceso forzado gracias a la aplicación de la presión de desplazamiento o, de entrada. Es decir, el drenaje es la disminución de la fase mojante y es el proceso que establece la saturación de los fluidos al momento de descubrir el reservorio.

2.2.5 Imbibición. La imbibición es un proceso espontaneo, que consiste en revertir el proceso de drenaje. Es decir, el desplazamiento de la fase no mojante por la fase mojante, entendiéndose como la disminución de la fase no mojante en el medio poroso y el aumento de la fase mojante.

Los procesos de Drenaje e Imbibición, se pueden apreciar en la **Figura 9** que presenta los esquemas representativos de cada uno de estos procesos.

³⁰ ESCOBAR, Fredy Humberto. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Colombia.2007, p. 57.

Figura 9. Esquemas de Drenaje e Imbibición.



Fuente: BIDNER, Mirtha. Propiedades de la roca y los fluidos en reservorios de petróleo. Primera edición. Buenos Aires: Universidad de Buenos Aires. 2001, p.145.

2.2.6 Tensión interfacial (IFT). Cuando dos fluidos inmiscibles están en contacto, existen fuerzas en su interfase, las cuales siempre estarán en desbalance de fuerzas moleculares y que como resultado reducen el área de contacto. “La tensión interfacial es la fuerza por unidad de longitud requerida para incrementar el área de una interfase. Es un fenómeno macroscópico con orígenes microscópicos”³¹. Adicionalmente cada vez que la tensión interfacial (IFT) se hace más baja, los fluidos se acercan más a ser miscibles el uno con el otro, convirtiéndose entonces en una medida indirecta de la solubilidad. En los procesos de recobro terciario, la tensión interfacial cumple un papel importante, ya que, si se logra tener un único fluido saturando el medio, este fluiría más fácil y esto se logra si, esta propiedad se hace despreciable³².

2.2.7 Numero capilar (Nc). El número capilar se define como la relación que existe entre las fuerzas viscosas y las fuerzas capilares, está estrechamente relacionado con la saturación de aceite residual y la tensión interfacial. El número capilar se expresa de la siguiente manera, **Ecuación 3**.

³¹ MEJIA, Shirley. Determinación de la tensión interfacial agua – decano bajo confinamiento por técnicas de simulación molecular. Universidad Nacional de Colombia. Medellín. 2009. p, 4.

³² ESCOBAR, Fredy Humberto. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Colombia.2007, p. 54.

Ecuación 3. Número capilar (N_c)

$$N_c = \frac{F_v}{F_c}$$

Fuente. SHENG, James J. Modern Chemical Enhanced Oil Recovery. Burlington: Elsevier, 2011 p. 293

Donde:

N_c : Número capilar

F_v : Fuerzas viscosas

F_c : Fuerzas capilares

Si el N_c es menor a 1, las fuerzas capilares predominan a las fuerzas viscosas y si el N_c es mayor a 1, entonces las fuerzas viscosas predominan sobre las fuerzas capilares, y esto es lo que generalmente se busca en los procesos de recobro mejorado con inyección de surfactantes.

2.2.8 Presión capilar. Cuando dos fluidos inmiscibles están en contacto, existe una discontinuidad en la presión a lo largo de su interfase, la cual depende de la curvatura que separa a los fluidos, esta diferencia de presión se denomina presión capilar y se define como la diferencia de presión entre la fase no mojanete y la fase mojanete, la cual siempre será positiva, y está representada en la **Ecuación 4**.

Ecuación 4. Presión capilar

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

Fuente: ESCOBAR, Fredy Humberto. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Colombia.2007, p.62.

Donde:

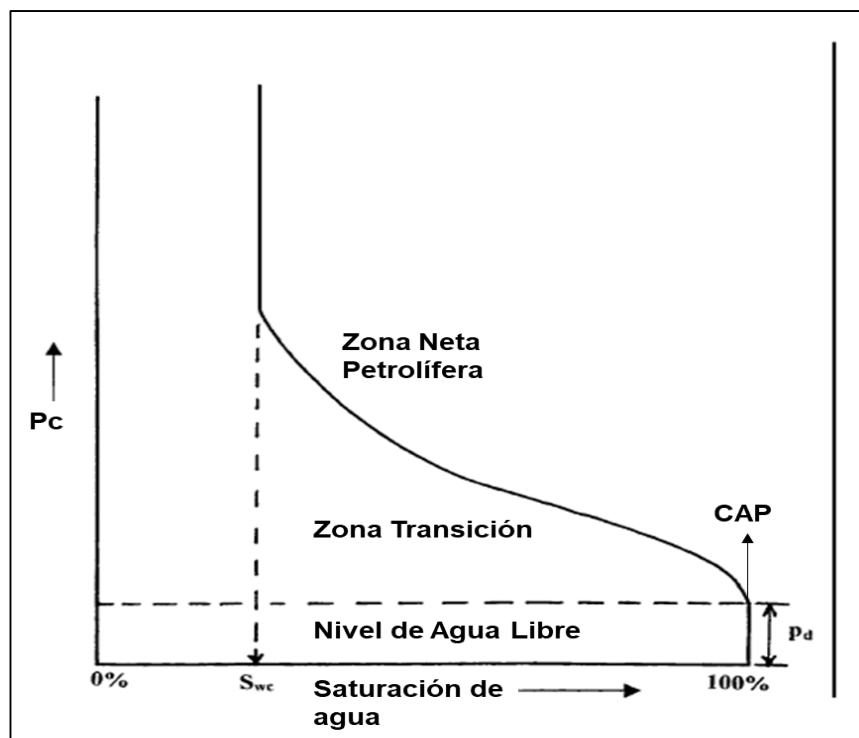
P_c : Presión capilar

P_{nm} : Presión Fase no mojanete

P_m : Presión Fase mojanete

La presión capilar se puede representar mediante una gráfica y su tendencia dependerá de la mojabilidad, la saturación de los fluidos en el medio poroso y la forma y tamaño de los poros. La **Figura 10** presenta la curva de presión capilar y sus diferentes interfases y zonas.

Figura 10. Curva de Presión capilar



Fuente: AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. Tercera edición. Burlington, USA: Gulf Professional Publishing. 2006, p.208. Modificada por el autor.

2.2.8.1 Zona neta petrolífera. Definida como la región donde solamente se mueve el aceite, ya que toda el agua presente se encuentra en estado irreducible.

2.2.8.2 Zona de transición. Definida como la región donde existe una movilidad simultánea de agua y aceite, debido a que la saturación del agua presente aquí es mayor que la saturación de agua irreducible pero menor que el 100%.

2.2.8.3 Contacto agua-petróleo (CAP). Es la superficie o el contacto que separa al agua del petróleo, generalmente es el nivel más bajo donde se encuentra aceite.

2.2.8.4 Nivel de agua libre (NAL). El nivel de agua libre se define como la profundidad a la cual el medio poroso estará saturado 100% por agua, haciendo inexistente la presión capilar.

2.2.9 Eficiencia de desplazamiento. La eficiencia de desplazamiento en cualquier proceso de recobro, bien sea secundario o terciario se define como el producto entre la eficiencia microscópica y la eficiencia macroscópica y se denomina **E**. También se puede entender como la fracción entre el aceite recuperado en un proceso de recobro y el aceite original al inicio del proceso. Matemáticamente se representa como se observa en la **Ecuación 5**.

Ecuación 5. Eficiencia de desplazamiento

$$E = E_D * E_V$$

Fuente: GREEN, Don W; WILLHITE, P. Enhanced Oil Recovery. Estados Unidos.1998, p. 2

Donde:

E_D : Eficiencia de barrido microscópica

E_V : Eficiencia de barrido macroscópica

2.2.9.1 Eficiencia de desplazamiento microscópica (ED). A nivel microscópico la eficiencia de desplazamiento está totalmente relacionada con el desplazamiento del aceite en escala de poro y se ve reflejada en las zonas que son contactadas por el fluido desplazante al evidenciar una disminución en la saturación de aceite residual, por esto de ella depende en gran parte el éxito o fracaso de un proceso de EOR³³.

2.2.9.2 Eficiencia de desplazamiento macroscópica (EV). A nivel macroscópico la eficiencia de desplazamiento es el volumen poroso invadido o contactado por los fluidos inyectados, es decir que es la misma eficiencia volumétrica y por consiguiente es una medida cuantitativa de cómo se barre el yacimiento areal y verticalmente y es función del tiempo de desplazamiento del proceso. El volumen poroso contactado estará en función de las propiedades de los fluidos del yacimiento y los inyectados, además de las características del yacimiento y de los pozos inyectores y productores³⁴.

2.3 MÉTODOS CONVENCIONALES DE INYECCIÓN DE QUÍMICOS COMO PROCESOS EOR

La inyección de químicos como método de recobro mejorado se ha implementado a lo largo de todo el mundo por más de 30 años, consiste principalmente en adicionar químicos al agua que se inyecta al yacimiento y de esta manera mejorar

³³ GREEN, Don W; WILLHITE, P. Enhanced Oil Recovery. Estados Unidos.1998, p, 12.

³⁴ *Ibíd*, p, 73.

las soluciones al adquirir mejores propiedades o efectos que generen un incremento en el factor de recobro.

Los métodos más conocidos son la inyección de polímeros, surfactantes, álcalis o sus posibles combinaciones (ASP, SP, etc.), el objetivo principal de cada uno de estos métodos varia, los polímeros, por ejemplo, buscan mejorar la razón de movilidad a través de un incremento en la viscosidad del agua, y tanto surfactantes como álcalis buscan reducir la tensión interfacial a través de microemulsiones que, dependiendo el método, varían su lugar de creación. En este proyecto son de interés únicamente la inyección de polímeros y de surfactantes y sus principales características se describen a continuación.

2.3.1 Inyección de polímeros. La inyección de polímeros en la industria del petróleo se ha llevado a cabo en diversas ramas y su uso se ha extendido en todo el mundo, creando una línea de experimentación y aprendizaje bastante robusta. En actividades de recobro mejorado la inyección de polímeros tiene como objetivo principal modificar la viscosidad del agua de inyección de manera que está aumente, y así conseguir una mejor relación de movilidad con el aceite. Es importante entender que los polímeros deben ir en solución con el agua, por lo que para su implementación en los Campos debe existir ya un sistema de inyección de agua o deben poder crearse las facilidades que permitan llevar a cabo esta operación, además de que los polímeros utilizados deben ser solubles en agua.

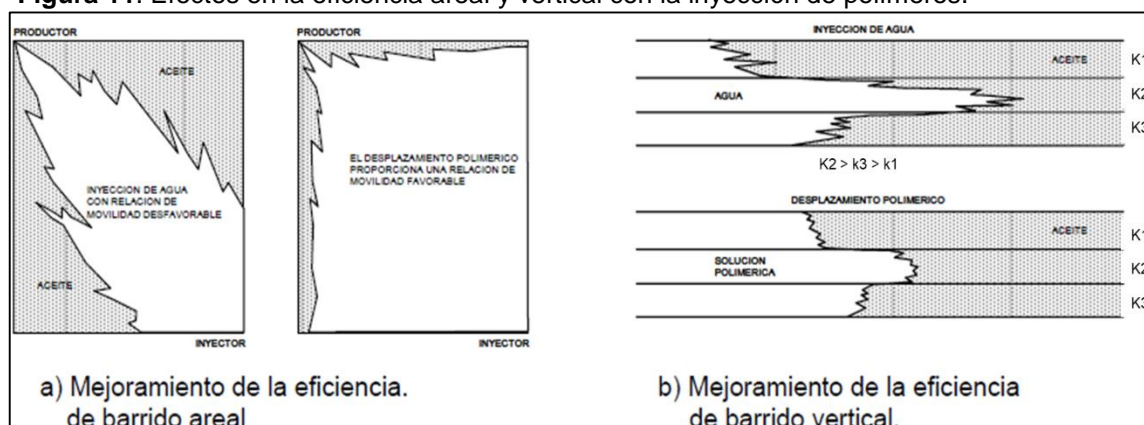
Los polímeros son “Moléculas de gran tamaño, constituidas por “eslabones” orgánicos denominados monómeros, unidos mediante enlaces covalentes. Los eslabones están formados, fundamentalmente, por átomos de carbono y pueden poseer grupos laterales o radicales con uno o más átomos”³⁵. Estas unidades químicas que se forman, presentan un alto peso molecular y un material resistente.

La inyección de polímeros se considera como una modificación a la inyección de agua. Este proceso consiste en adicionar un tapón de polímeros con un alto peso molecular y en una concentración que puede variar entre 200 y 1000 ppm al agua de inyección antes de que está sea inyectada al yacimiento³⁶. Esta solución de agua-polímero será altamente viscosa de manera que la razón de movilidad agua-petróleo se hará más favorable y permitirá el desplazamiento de una cantidad de aceite que antes no podía ser barrido gracias a la reducción de la permeabilidad efectiva del agua, mejorando la eficiencia de desplazamiento tanto areal como verticalmente, lo que se traduce en un aumento del factor de recobro. En la **Figura 11** se puede como se favorecen las eficiencias de desplazamiento.

³⁵ HERMIDA, Élida. Polímeros. Buenos Aires: Colección encuentro inet. 2011.p.14.

³⁶ PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. op., cit, p.313.

Figura 11. Efectos en la eficiencia areal y vertical con la inyección de polímeros.



Fuente: MEDINA, Eustaquio. Recuperación mejorada por inyección de álcali, surfactante y polímero (ASP). Universidad Nacional Autónoma de México. México D.F. 2010, p. 47.

Para Hermida³⁷ los polímeros se clasifican de acuerdo a su origen de la siguiente manera:

- **Naturales o Biopolímeros:** Son aquellos polímeros que son producidos por organismos vivos, ya sean plantas, insectos, entre otros, los cuales se emplean sin realizarles algún tipo de modificación.
- **Sintéticos:** Son polímeros conformados por macromoléculas creadas por el hombre y pueden dividirse en dos categorías: termoplásticos, los cuales al calentarse se ablandan o funden y son solubles en un solvente adecuado, por otro lado, están los termorrígidos, que, a diferencia de los termoplásticos, se descomponen al ser calentados y no pueden fundirse ni solubilizarse.

2.3.2 Criterios de diseño e implementación en un proceso de Inyección de Polímeros. Los principales criterios que se deben tener en cuenta para garantizar una efectiva implementación de una inyección de polímeros se resumen a continuación en el **Cuadro 4**.

³⁷ HERMIDA, op., cit, p.16.

Cuadro 4. Criterios de implementación para una Inyección de Polímeros

PETRÓLEO	
Gravedad	> 25 API
Viscosidad	< 100 cp
Composición	No es crítico
YACIMIENTO	
So	< 10% VP de aceite móvil
Espesor neto	No es crítico
Profundidad	< 9000 pies
Razon de Movilidad	2 a 40
Permeabilidad	> 20 md
Factor de Heterogeneidad	0.5 - 0.85
Temperatura	< 175 °F (Depende del polimero)
Salinidad	Preferiblemente baja
Litología	Areniscas y Carbonatos
FACTORES FAVORABLES	
Condiciones apropiadas para la inyección de agua	
Alta saturacion de petróleo móvil	
Alto ϕh	
FACTORES DESFAVORABLES	
Fracturas extensivas	
Empuje fuerte de agua	
Capa de gas	
Alto contraste de permeabilidad	
Agua de formación altamente salina	
Problema de inyectividad severo	
Alto contenido de arcilla y calcio	

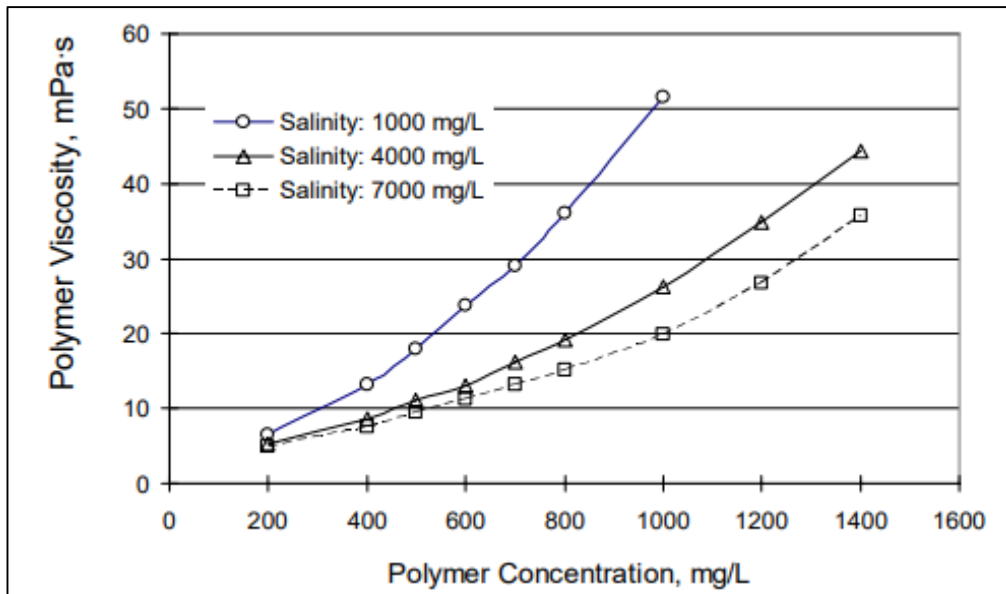
Fuente: PARÍS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo: Ediciones Astro Data S.A. 2001. p.315. Modificada por el autor.

2.3.3 Factores que afectan la Inyección de Polímeros. Los polímeros se pueden ver afectados por diversos factores cuando son inyectados al yacimiento ocasionando una perdida en sus propiedades originales que se ven reflejadas en una disminución de los efectos esperados. A condiciones de yacimiento los polímeros seleccionados deberían conservar su estabilidad y garantizar un mantenimiento favorable en la razón de movilidad agua-petróleo, de esta manera

se podría considerar la viscosidad como el parámetro más relevante en las soluciones de polímero, y los factores que más la afectan se describen a continuación.

2.3.3.1 Efecto de la salinidad. En la inyección de polímeros, la salinidad del agua tanto de inyección como la del reservorio debe ser preferiblemente baja, ya que una solución con alta salinidad causará una disminución en la viscosidad. Este efecto ocurre debido a que, a medida que incrementa la salinidad las asociaciones intermoleculares del polímero disminuyen causando que la viscosidad del mismo disminuya³⁸. En la **Figura 12** se aprecia el efecto que causa la salinidad en la viscosidad de un polímero a diferentes concentraciones.

Figura 12. Efecto en la viscosidad del polímero causado por la salinidad a diferentes concentraciones



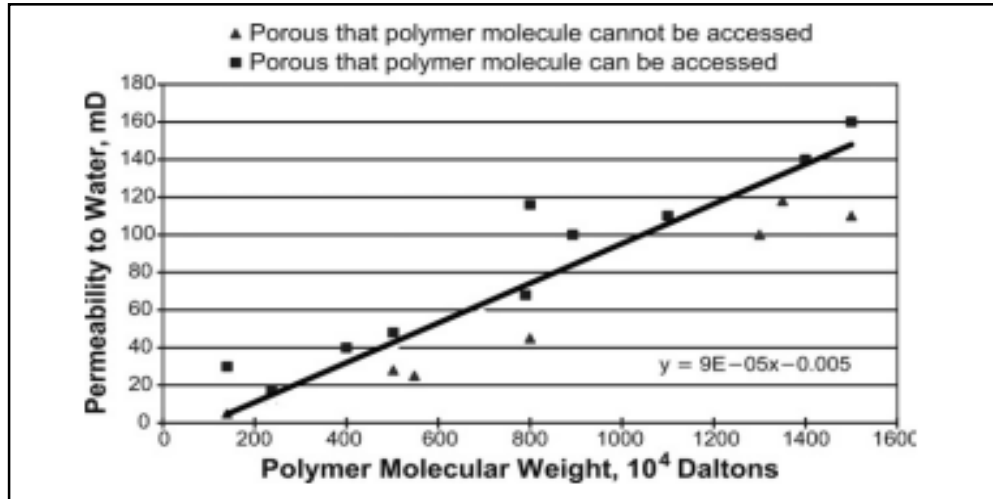
Fuente: WANG, Dongmei et al. Key Aspects of Project Design for Polymer Flooding. Anaheim: SPE, 2007 p. 3

2.3.3.2 Efecto del peso molecular. En un proceso de inyección de polímeros, el peso molecular puede afectar en gran medida la eficacia de los mismos en el yacimiento. Seleccionar el peso molecular adecuado es vital, ya que, si bien un polímero con alto peso molecular proporciona una mayor viscosidad, también genera un mayor tamaño lo que conduce a una disminución en volumen de poros accesibles en el reservorio y por consiguiente una reducción en el factor de recuperación.

³⁸SHENG, James. Modern Chemical Enhanced Oil Recovery. Burlington: Elsevier, 2011, p.112.

Este último efecto se puede observar en la **Figura 13**, donde el polímero podrá acceder a los poros que están a la izquierda de la recta, pero no a los de la derecha, lo que técnicamente se traduce en que polímeros de alto peso molecular requerirán yacimientos con permeabilidades más altas.

Figura 13. Efecto del peso molecular del polímero en el vp accesible



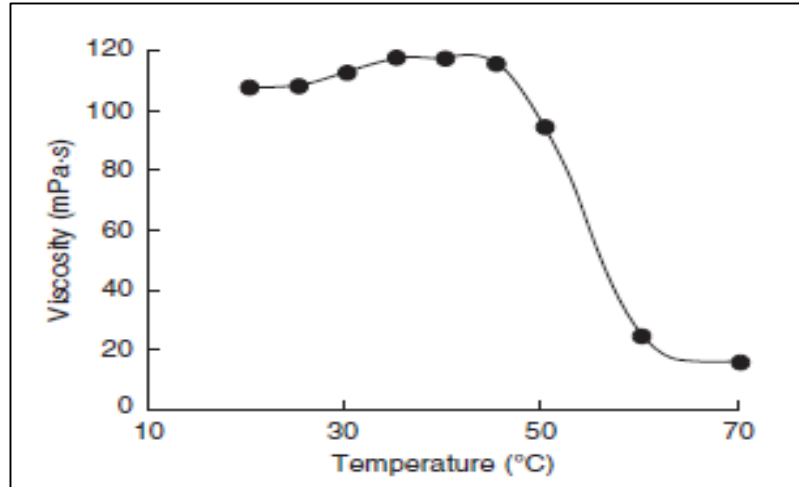
Fuente: WANG, Dongmei et al. Review of Practical Experience of Polymer Flooding at Daqing. Tulsa: SPE, 2009. p. 472.

2.3.3.3 Efecto de la temperatura. La viscosidad disminuye a medida que la temperatura aumenta porque se encuentran estrechamente relacionadas, al ser inversamente proporcionales; efecto que hace que el polímero no pueda ser sometido a altas temperaturas que produzcan su degradación térmica. Al aumentar la temperatura, las moléculas y cadenas del polímero presentan una mayor actividad, ocasionando un aumento de la fricción entre ellas. Así, la resistencia al flujo es menor y la viscosidad disminuye produciendo un efecto contrario al esperado cuando se emplea un polímero³⁹.

En la **Figura 14** se puede apreciar el efecto que causa el aumento de temperatura en el polímero PAMOA75 a una concentración de 2800 mg/l.

³⁹ SILVA CÁRDENAS, Laura Natalia. Análisis de la viabilidad técnico-financiera de un proceso de recobro químico álcali-surfactante-polímero (ASP) en el Campo la Cira-Infantas. Fundación Universidad de América Colombia, Bogotá D.C. 2016, p.59.

Figura 14. Efecto de la temperatura en la viscosidad del polímero



Fuente: SHENG, James. Modern Chemical Enhanced Oil Recovery. 2010. British LibraryCataloguing-in-Publication Data. p.115.

2.4 INYECCIÓN DE SURFACTANTES

Los surfactantes son compuestos orgánicos, también denominados tensoactivos y son sustancias químicas que tienen un carácter anfifílico. Las estructuras moleculares de los surfactantes poseen dos grupos: el primero hidrofóbico que hace que repelen el agua y sean solubles en aceite y segundo hidrofílicos, es decir que repelen el aceite y son solubles en agua.

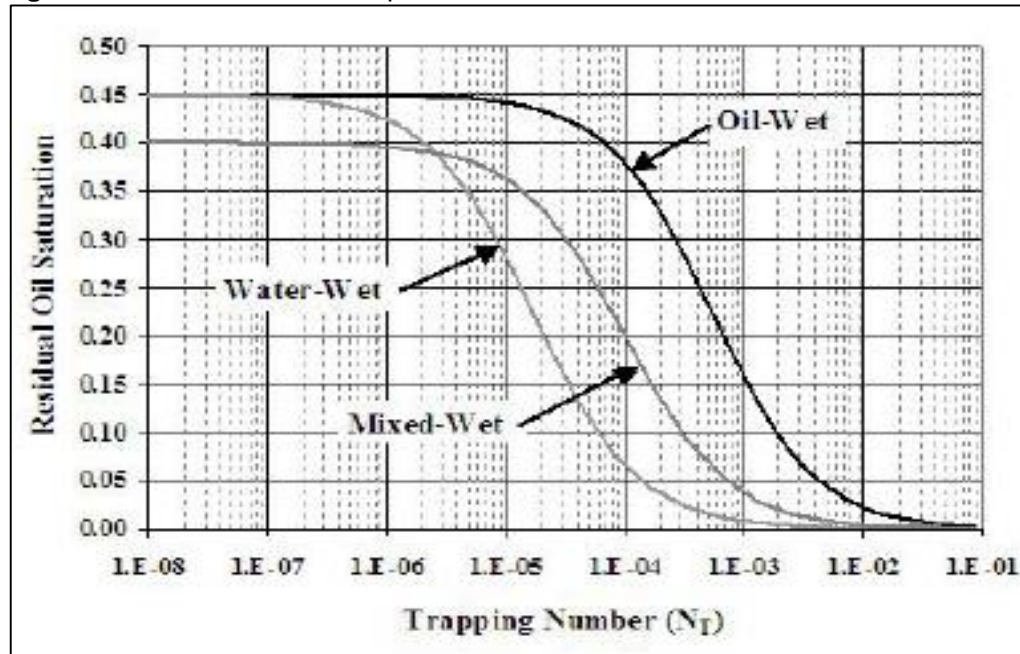
La inyección de surfactantes consiste en agregar tensoactivos a un medio acuoso, generando que las moléculas de surfactantes interactúen con el medio formando estructuras denominadas micelas, al inyectar esta mezcla en el yacimiento entra en contacto con el aceite permitiendo la reducción de la tensión interfacial en la interfaz líquido-líquido, lo que permite que el petróleo forme un sistema de micro emulsión.

Para Paris de Ferrer⁴⁰, una inyección de surfactante tiene como objetivo principal recobrar el petróleo residual que luego de procesos de recuperación primaria e inyección de agua alcanza unos valores entre el 20 y 40% del volumen poroso.

Esta reducción de la saturación de petróleo residual físicamente ocurre gracias a la Tensión Interfacial (IFT) y al Número Capilar (N_c), los cuales fueron explicados en los numerales 3.2.6 y 3.2.7 respectivamente. Entonces el objetivo de los surfactantes es aumentar el número capilar, disminuyendo la tensión interfacial en varios ordenes de magnitud y a su vez reduciendo la saturación de petróleo residual. Este efecto se puede apreciar en la **Figura 15**.

⁴⁰ PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos, Op. cit. p. 316.

Figura 15. Efecto del número capilar en la saturación de aceite residual



Fuente: STEGEMEIER citado por SILVA CÁRDENAS, Laura Natalia. Análisis de la viabilidad técnico-financiera de un proceso de recobro químico álcali-surfactante-polímero (ASP) en el Campo la Cira-Infantas. Fundación Universidad de América Colombia, Bogotá D.C. 2016, p.64.

2.4.1 Clasificación de los Surfactantes. Los surfactantes se pueden clasificar de acuerdo a su polaridad y a la naturaleza iónica de su grupo principal, a continuación, se describe esta clasificación:

- **Surfactantes Aniónicos:** La molécula del surfactante aniónico, cargado negativamente, en contraposición al monómero, es muy requerida por su electroneutralidad y se descarga con un catión metálico inorgánico, usualmente sodio, asociado con el monómero. La molécula ioniza a los cationes libres y a los monómeros aniónicos, en una solución acuosa. Son los surfactantes más comunes en el desplazamiento miscelar debido a su buena calidad, gracias a que son relativamente resistentes a la retención, estables y pueden ser obtenidos de manera relativamente económica.
- **Surfactantes Catiónicos:** Los surfactantes son catiónicos cuando la parte polar tiene carga positiva y la molécula del surfactante contiene un anión inorgánico para balancear la carga. Estos surfactantes son de poco uso en el desplazamiento miscelar ya que son absorbidos fuertemente por las superficies aniónicas de las arcillas.
- **Surfactantes No-Iónicos:** Estos surfactantes no forman enlaces iónicos, sino que cuando se disuelven en soluciones acuosas, presentan propiedades de

surfactantes por su contraste de electronegatividad entre sus constituyentes. Esta clase de surfactantes han sido muy utilizados en el desplazamiento miscelar, principalmente como cosurfactantes y se han incrementado hasta ser surfactantes primarios, además son mucho más tolerantes a la alta salinidad que los aniónicos.

➤ **Surfactantes Anfotéricos:** Estos surfactantes pueden contener tanto un grupo aniónico como un grupo no-polar, es decir que pueden contener aspectos de dos o más de las otras clases. No se han usado en la recuperación de aceite.

En los procesos de EOR químico, los surfactantes más utilizados son los Aniónicos, esto se debe a que por ejemplo en litologías como las areniscas presentan una adsorción a la roca muy baja debido a la carga negativa de la superficie, adicionalmente los surfactantes no-iónicos se pueden mezclar con los aniónicos para obtener una mayor tolerancia a la salinidad, ya que estos no tienen una buena capacidad para reducir la IFT pero si, para ser tolerantes a altas salinidades⁴¹.

A nivel práctico en la industria, los surfactantes más utilizados son los hidrocarburos sulfonatos, los cuales se pueden producir ya sea cuando una corriente de refinería de peso molecular intermedio es sulfonada o sintéticamente cuando un compuesto orgánico relativamente puro esta sulfonado. Los surfactantes de sulfonato son elegidos porque generalmente tienen mayor disponibilidad y una buena tolerancia a los iones divalentes, aunque en su estructura poseen un enlace de tipo éster, que los hace susceptibles a hidrólisis en altas temperaturas y bajos pH⁴².

2.4.2 Criterios de diseño e implementación en un proceso de Inyección de Surfactantes. Los principales criterios que se deben tener en cuenta para garantizar una efectiva implementación de una inyección de surfactantes se resumen a continuación en el **Cuadro 5**.

⁴¹ SHENG, James. Op, cit. p. 239.

⁴²Ibíd., p.240.

Cuadro 5. Criterios de implementación para una Inyección de Polímeros

PETRÓLEO	
Gravedad	> 25 API
Viscosidad	<30 cp a condiciones de yacimiento
Composición	Livianos e Intermedios
YACIMIENTO	
So	>30%
Espesor neto	< 10 pies
Profundidad	>8000 pies
Permeabilidad	>20 md
Temperatura	<175°F
Litología	Arenisca con bajo contenido de arcillas sin yeso ni anhidrita.
AGUA	
Calcio y Magnesio	< 5.000 ppm
TDS	< 100.000 ppm
Agua	Suave de baja salinidad
FACTORES FAVORABLES	
Formacion homogenea.	
Barrido de inyeccion de agua > 50%	
Alto ϕh	
FACTORES DESFAVORABLES	
Fracturas extensivas	
Capa grande de gas	
Empuje fuerte de agua	
Alto contraste de permeabilidad	

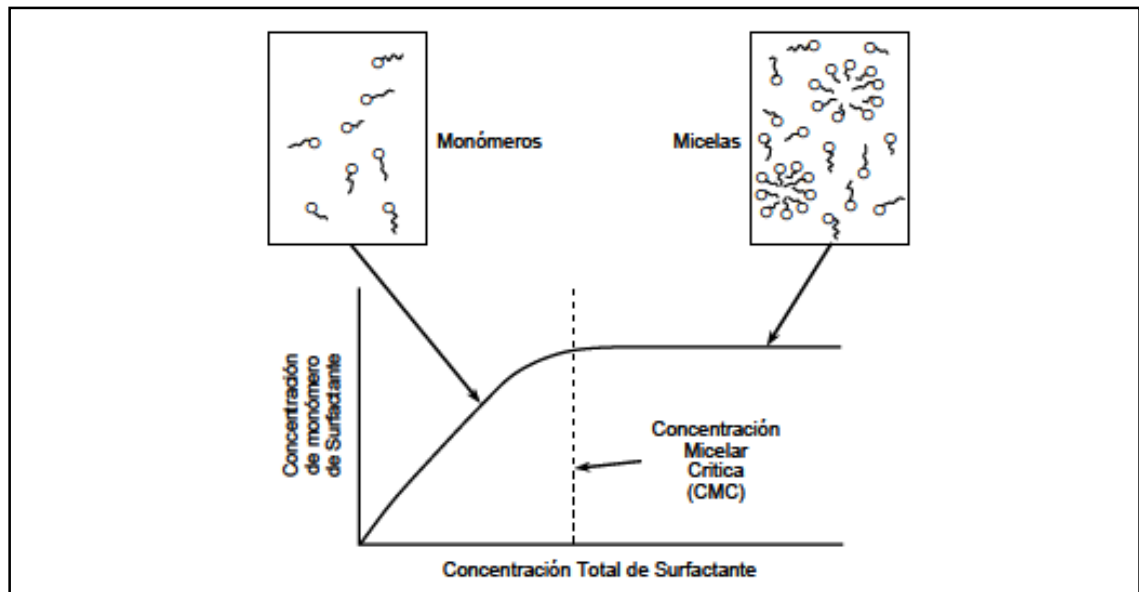
Fuente: PARÍS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo: Ediciones Astro Data S.A. 2001. p.318. Modificada por el autor.

2.4.3 Factores que afectan la Inyección de Surfactantes. En una inyección de surfactantes el éxito dependerá de varios factores que resultan muy variables ya que los surfactantes pueden alterarse de acuerdo al medio donde se encuentren y modificar sus propiedades originales, para este estudio serán relevantes, la concentración critica micelar, las micro emulsiones y la adsorción del surfactante.

2.4.3.1 Concentración crítica micelar (CMC). Una característica principal de los tensoactivos es la concentración crítica micelar (CMC) por sus siglas en inglés, esta se define como la concentración de surfactante por encima de la cual las miscelas se forman espontáneamente. Cuando un surfactante se introduce al sistema, se disocia en un catión y un monómero, reduciendo la energía de la interface y eliminando las partes hidrofóbicas que están en contacto con el agua. Luego de que esto ocurre, la tensión interfacial disminuye y si se sigue incrementando la concentración del surfactante, la parte lipofílica de este empezara a asociarse para formar micelas que contienen monómeros hasta alcanzar la CMC.

Una vez alcanzada la concentración crítica micelar, el incremento de surfactante solo causara un incremento en la concentración micelar, mas no en la tensión interfacial. Es decir, antes de llegar a la CMC la tensión interfacial disminuye de manera abrupta pero luego de alcanzada, esta se mantendrá constante. En la **Figura 16** se puede apreciar el comportamiento típico de la concentración crítica micelar.

Figura 16. Concentración crítica micelar (CMC)



Fuente: MEDINA, Eustaquio. Recuperación mejorada por inyección de álcali, surfactante y polímero (ASP). Universidad Nacional Autónoma de México. México D.F. 2010, p. 91.

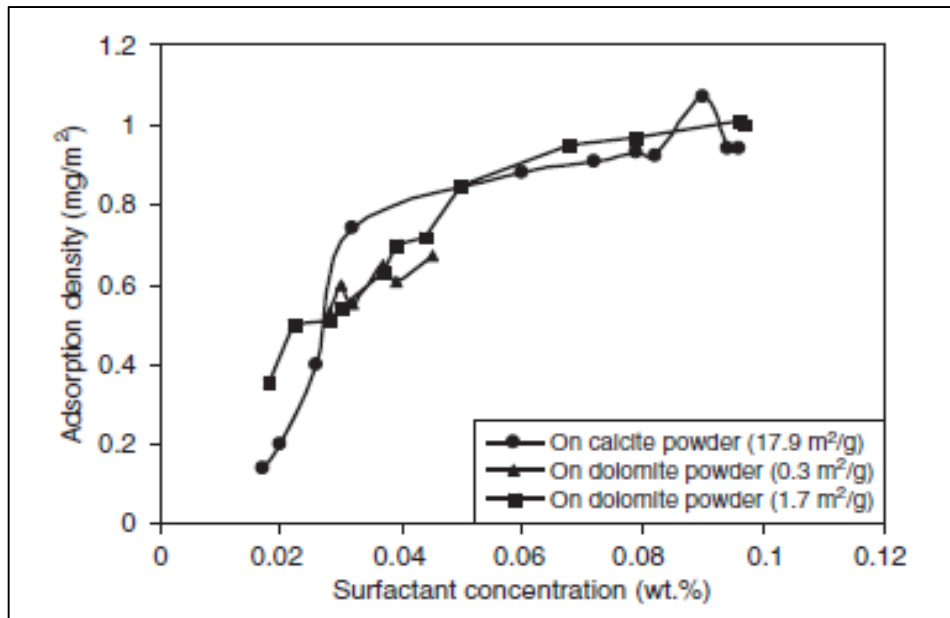
2.4.3.2 Microemulsiones. Una microemulsión es un estado de energía mínimo, consistente en un tipo de emulsión estable termodinámicamente, conformada por una mezcla de petróleo, agua y surfactante que no requiere para formarse, una entrada de energía hacia el sistema ya que se forma espontáneamente. Las microemulsiones tienen un diámetro de gota aproximado de 100 nanómetros o menos y son típicas soluciones claras.

La salinidad afecta críticamente el comportamiento de fase de un surfactante, debido a que generalmente la solubilidad del surfactante en la salmuera disminuye cuando la salinidad de esta aumenta. En general en el límite salmuera-aceite la composición se separa en dos fases: una fase que es aceite puro y una microemulsión que en esencia contiene salmuera, surfactante y un poco de aceite solubilizado. De acuerdo a estas fases existentes, las microemulsiones se pueden clasificar bajo el esquema Winsor que se divide en Tipo I, II y III, y se describen a continuación:

- **Tipo I o Tipo II (-):** En este tipo de microemulsión coexisten dos fases y ocurre en sistemas de baja salinidad. Las fases presentes son una salmuera y una microemulsión de agua que contiene un poco de aceite solubilizado y un exceso de aceite. La emulsión formada es de fase continua agua.
- **Tipo II o Tipo II (+):** En este tipo las microemulsiones que se forman son de agua en aceite y se encuentran en sistemas de alta salinidad. Las fases que coexisten en este sistema involucran una fase de agua y una microemulsión de aceite y el surfactante se encuentra principalmente en este último.
- **Tipo III:** Este tipo presenta una microemulsión de fase intermedia, ocurre entre los dos límites de salinidad del sistema y aquí la fase de aceite es pobre en surfactante y en el medio coexisten dos fases: una es rica en surfactante y la otra fase tiene exceso de agua.

2.4.3.3 Adsorción del surfactante. Generalmente la adsorción del surfactante se incrementa a medida que aumenta la concentración de surfactante hasta un nivel máximo que se alcanza a la concentración micelar crítica (CMC); debido a que la concentración de surfactante inyectado usualmente, es al menos dos órdenes de magnitud mayor que la CMC, el valor máximo de adsorción se alcanza rápidamente y puede aproximarse como una isoterma tipo Langmuir. En la **Figura 17** se pueden observar distintas isotermas de tipo Langmuir con variación en el área superficial del surfactante adsorbido en la roca.

Figura 17. Isoterma de Adsorción tipo Langmuir



Fuente: SHENG, James. Modern Chemical Enhanced Oil Recovery. 2010. British LibraryCataloguing-in-Publication Data. p.326.

La atracción entre las moléculas y las superficies minerales causa la adsorción del surfactante y varía bastante entre los surfactantes no-iónicos y aniónicos, dependiendo también de la naturaleza de la superficie mineral, de la temperatura, de la composición y pH de la salmuera, de la concentración del surfactante y de la concentración del aceite ya que este afecta tanto el comportamiento de la fase como la estructura miscelar de la solución de surfactante. Es importante resaltar que las mismas condiciones que proporcionan alta solubilidad del surfactante en el aceite y la salmuera también pueden disminuir la adsorción.

2.5 ALTERNATIVAS QUÍMICAS NO CONVENCIONALES COMO MÉTODOS DE EOR

Generalmente, cuando se decide realizar un proceso de inyección de químicos como proceso de EOR, se evalúan en primer lugar los métodos convencionales, pero muchas veces no son viables sobre todo desde el punto de vista económico, motivo que lleva a la búsqueda de nuevas alternativas que ofrezcan los mismos o mayores beneficios a un menor costo.

Dentro de estas alternativas no convencionales en la literatura se pueden encontrar biopolímeros, biosurfactantes, álcalis orgánicos, nanopartículas, entre otros. Las alternativas no convencionales que se describirán a continuación en este trabajo son: el biopolímero hidroxietilcelulosa y las nanocápsulas de surfactante.

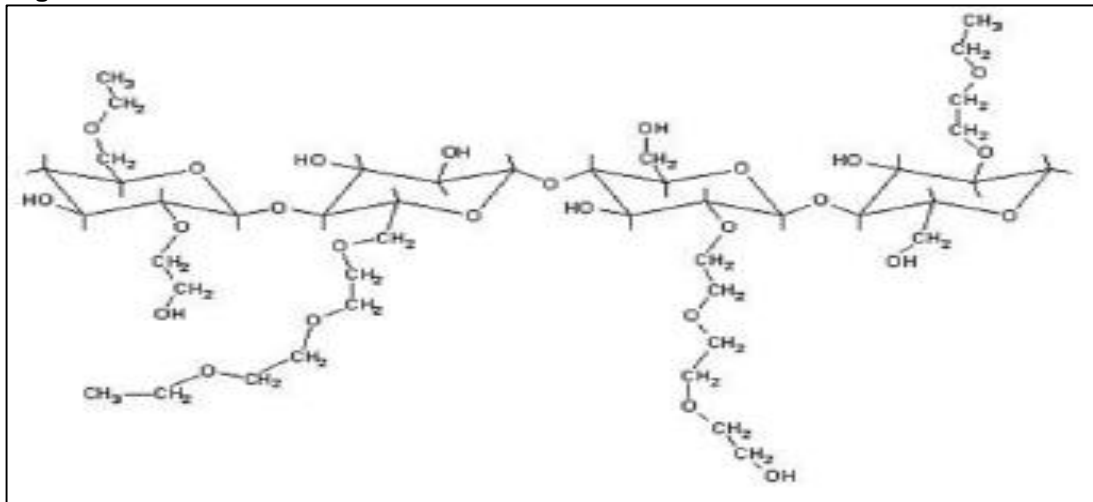
2.6 GENERALIDADES DEL BIOPOLÍMERO HIDROXIETILCELULOSA

Los biopolímeros son una alternativa bastante buena para los procesos de recobro mejorado que busquen reducir costos y mantener los mismos efectos generados por los polímeros convencionales, dentro de las características principales de los biopolímeros se encuentran tolerar mejor los efectos mecánicos de corte y ser menos sensibles a la salinidad.

Los polímeros de Hidroxietilcelulosa (HEC) a diferencia de la Goma Xántica que es el biopolímero más usado, se pueden obtener mediante una producción sintética, a través de una modificación química de la celulosa soluble en agua. El proceso consiste en hacer reaccionar la celulosa insoluble con un óxido de etileno; al cual se le añade un grupo hidroxietil colgando de la cadena principal con lo que se logra que el polímero sea soluble en agua.

La naturaleza de polímeros de HEC es no iónica y además posee una cadena estructural bastante rígida lo que permite cumplir el papel de viscosificante a bajas concentraciones, además debido a su naturaleza no iónica la HEC es insensible a la salinidad, pero soluble aun cuando la solución sea muy salina. La estructura de la Hidroxietilcelulosa se puede observar en la **Figura 18**. Otra ventaja que tienen los polímeros de HEC con respecto a los biopolímeros más usados y quizá la mayoría de polímeros convencionales es que luego de su sintetización no queda con grumos que puedan causar un daño de formación al yacimiento tras su inyección.

Figura 18. Estructura de la Hidroxietilcelulosa

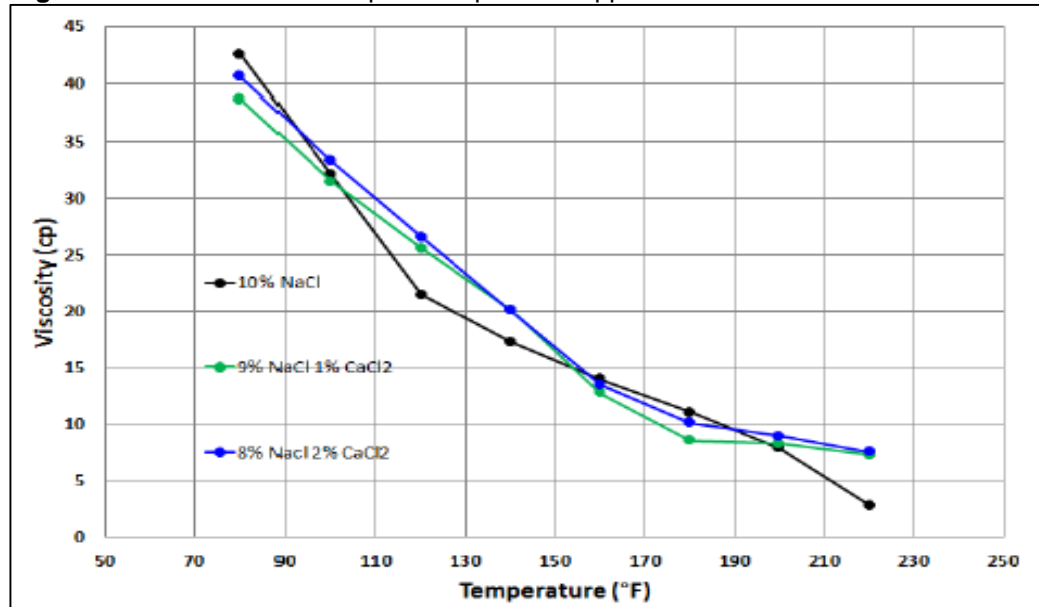


Fuente: ABBAS, Sayeed. SANDERS, Aaron. DONOVAN, James. Applicability of Hydroxyethylcellulose Polymers for Chemical EOR. Malaysia: SPE, 2013. p.5.

Al igual que todos los polímeros la HEC tiene un objetivo principal que es viscosificar las soluciones y en esta capacidad se encuentra su principal beneficio, para este caso, la viscosidad de la hidroxietilcelulosa se verá afectada principalmente por la

temperatura debido a que sus cadenas poliméricas no se encuentran conformadas de manera helicoidal. En la **Figura 19** se aprecia el comportamiento de la viscosidad con respecto a la temperatura para 3000ppm de HEC.

Figura 19. Viscosidad vs Temperatura para 3000ppm de HEC



Fuente: ABBAS, Sayeed. SANDERS, Aaron. DONOVAN, James. Applicability of Hydroxyethylcellulose Polymers for Chemical EOR. Malaysia: SPE, 2013. p.6.

2.6.1 Características del biopolímero Hidroxietilcelulosa. A continuación, se presentan las principales características del biopolímero HEC que son relevantes para el presente estudio y que según Abbas⁴³ son: la estabilidad tanto química como oxidativa, la solubilidad y el efecto en el daño de formación.

2.6.1.1 Estabilidad química: En cuanto a la estabilidad química la HEC se encuentra afectada por el pH, esto se debe a la hidrólisis que se forma en algunas de sus cadenas dentro de la estructura, de esta manera a bajos pH la estabilidad de la HEC decrece significativamente, pero en sistemas de pH neutro o elevado presenta un comportamiento estabilizado que puede durar varios meses, lo cual es importante en los proyectos de EOR.

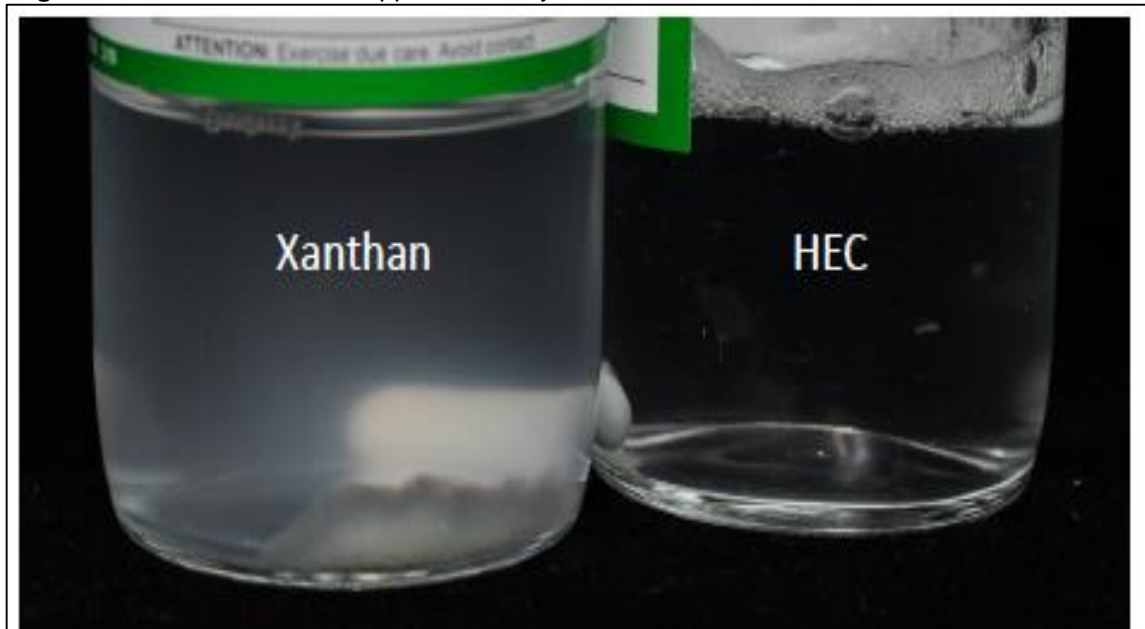
⁴³ ABBAS, Sayeed. SANDERS, Aaron. DONOVAN, James. Applicability of Hydroxyethylcellulose Polymers for Chemical EOR. Malaysia: SPE, 2013. p.7.

2.6.1.2 Estabilidad oxidativa: Debido al tipo de estructura molecular de la HEC la viscosidad se ve afectada gracias al oxígeno mediante reacciones de oxidoreducción, por esto es importante preparar las soluciones que se van a inyectar en atmósferas inertes, para evitar este tipo de inconvenientes.

2.6.1.3 Solubilidad: Todos los polímeros deben ser hidratados y mezclados en la solución antes de ser inyectados, generalmente se requiere de equipos especializados y aun así no se garantiza una total solubilización. Los biopolímeros tienen mejor capacidad para solubilizarse en las soluciones, y entre ellos la HEC tiene mayor facilidad para ser hidratado en comparación con la Goma Xantica evitando la formación de grumos o agregados que puedan generar taponamientos en los poros dentro del yacimiento. En la **Figura 20** se puede ver el comportamiento de dos soluciones una de Goma Xantica y otra de HEC luego de 12 horas de hidratación.

2.6.1.4 Daño de Formación: El mayor beneficio de la Hidroxietilcelulosa se encuentra en no generar daños a la formación asociados a taponamientos en los poros causados por impurezas en la solución. A causa del proceso de fermentación y la manera en que se manufactura la HEC presenta ausencia de grumos lo que permite a este biopolímero ser eficaz en ambientes de baja permeabilidad.

Figura 20. Solubilidad de 3000ppm de HEC y Goma Xantica tras 12 horas de hidratación



Fuente: ABBAS, Sayeed. SANDERS, Aaron. DONOVAN, James. Applicability of Hidroxyethylcellulose Polymers for Chemical EOR. Malaysia: SPE, 2013. p.7.

2.6.2 Ventajas del biopolímero Hidroxietilcelulosa. A continuación, se enuncian las principales ventajas que presenta el biopolímero HEC que lo hacen atractivo como alternativa química no convencional para aplicar en el Campo Yaguara:

- Se obtiene a partir de celulosa.
- Se produce sintéticamente.
- Fácil producción en masa.
- Polímero soluble en agua.
- No tiene desechos celulares.
- Naturalmente no iónico.
- Estructura rígida que permite viscosificar a bajas concentraciones.
- Insensible a la salinidad.
- Reducción del daño de formación.

2.7 INYECCIÓN DE NANOPARTÍCULAS

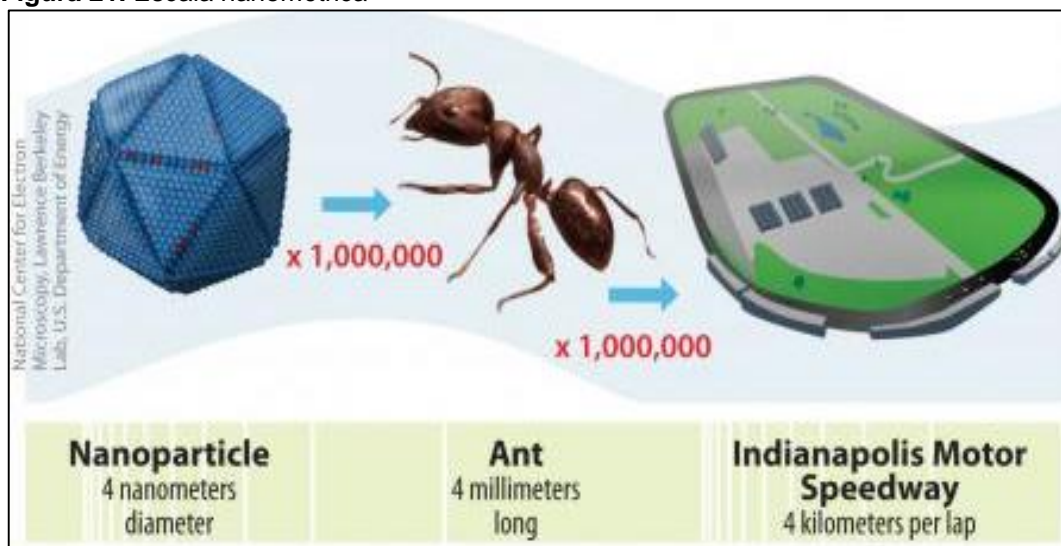
Las nanopartículas se definen como todo aquel fragmento sólido cuyo tamaño se encuentre entre 1 y 100 nm, teniendo en cuenta que el prefijo “nano” denota una dimensión de 10^{-9} m. Una vez se alcanza la escala nanométrica, el comportamiento de la materia varía con respecto a la escala microscópica y se genera un cruce entre las leyes de la física clásica y de la mecánica cuántica, logrando que las propiedades de los materiales varíen⁴⁴. En la **Figura 21** se puede apreciar la dimensión de la escala nanométrica.

Las principales propiedades que se logran modificar a escala nanométrica son: Propiedades ópticas, tales como la coloración, la absorción ultravioleta y la emisión. Las propiedades mecánicas como el ultra-endurecimiento y la anti-oxidación. Las propiedades térmicas (intercambio de calor, punto de fusión y resistencia térmica). Las propiedades magnéticas, propiedades eléctricas (conductividad y aislamiento) y las propiedades químicas⁴⁵.

⁴⁴ DELGADO, J, BULLON, J y SALAGER, J. Nanopartículas: fundamentos y aplicaciones. Universidad de los Andes. Mérida, Venezuela: 2015. p. 158.

⁴⁵ CÉSPEDES CHÁVARRO, Carolina. Desarrollo de un nanofluido para la estabilización de finos en la Formación Barco del Campo Cupiagua. Universidad Nacional de Colombia. Medellín, Colombia: 2015. p. 16.

Figura 21. Escala nanométrica



Fuente: Size of the Nanoscale. Disponible en: <<https://www.nano.gov/nanotech-101/what/nano-size>>

En la industria del petróleo las nanopartículas se han utilizado en diversas ramas como por ejemplo en los fluidos de perforación, en trazadores, en inhibición de asfaltenos, inhibición de escamas inorgánicas e inhibición de finos. En el área de recobro mejorado el uso de nanopartículas está empezando a tomar gran fuerza, ya que al ofrecer esta variación de propiedades de los materiales las posibilidades que se abren son muchas, generalmente para procesos de EOR las nanopartículas se disuelven en una solución, con lo cual reciben el nombre de nanofluidos y son dispersiones estables de nanopartículas en fluidos de diferentes naturalezas químicas, que pueden ser tanto oleosas como acuosas, ya que de esta manera es más fácil viajar y llegar al yacimiento, además, al tener tamaños de partículas tan pequeños pueden acceder a poros que inicialmente eran inaccesibles, adicionalmente permiten ser funcionalizadas y mejorar sus efectos.

Es importante aclarar que las nanopartículas no son iguales a los coloides, ya que a pesar de que estos flóculos se encuentran en el régimen nanométrico, no son nanopartículas al no poseer las mismas características superficiales y volumétricas, en el **Cuadro 6** se presenta una comparación entre las nanopartículas y los coloides.

Cuadro 6. Comparación nanopartículas vs coloides

Nanopartículas	Coloides
Tamaño de 1-100 nm	Típicamente > 10 nm
Composición molecular homogénea \leq 15% del tamaño de la dispersión	Composiciones pobremente definidas >15% en el tamaño de la dispersión
Síntesis reproducible (control sobre la forma, tamaño y composición)	No reproducibles, incontrolable morfología/composición
Propiedades físicas reproducibles y actividad catalítica	Propiedades irreproducibles (especialmente irreproducibles actividades catalíticas)
Soluble en solventes orgánicos polares/no polares (dependiendo del agente estabilizador)	Típicamente solo solubles en solventes polares
Contiene superficies limpias	Contienen especies superficiales adsorbidas tales como: OH, X, OH ₂ , etc.

Fuente: LÓPEZ, Ángel Armando. Nanotecnología en la Ingeniería Petrolera: Conceptualización, Aplicaciones e Identificación de Modelos de Flujo. Universidad Nacional Autónoma de México. México, D.F. p.23.

2.7.1 Métodos de sintetización de las nanopartículas. Existen dos métodos para sintetizar las nanopartículas, que difieren en sus grados de calidad, rapidez y costo; grupos que, si bien aplican técnicas opuestas de operación, tienen una misma finalidad y son:

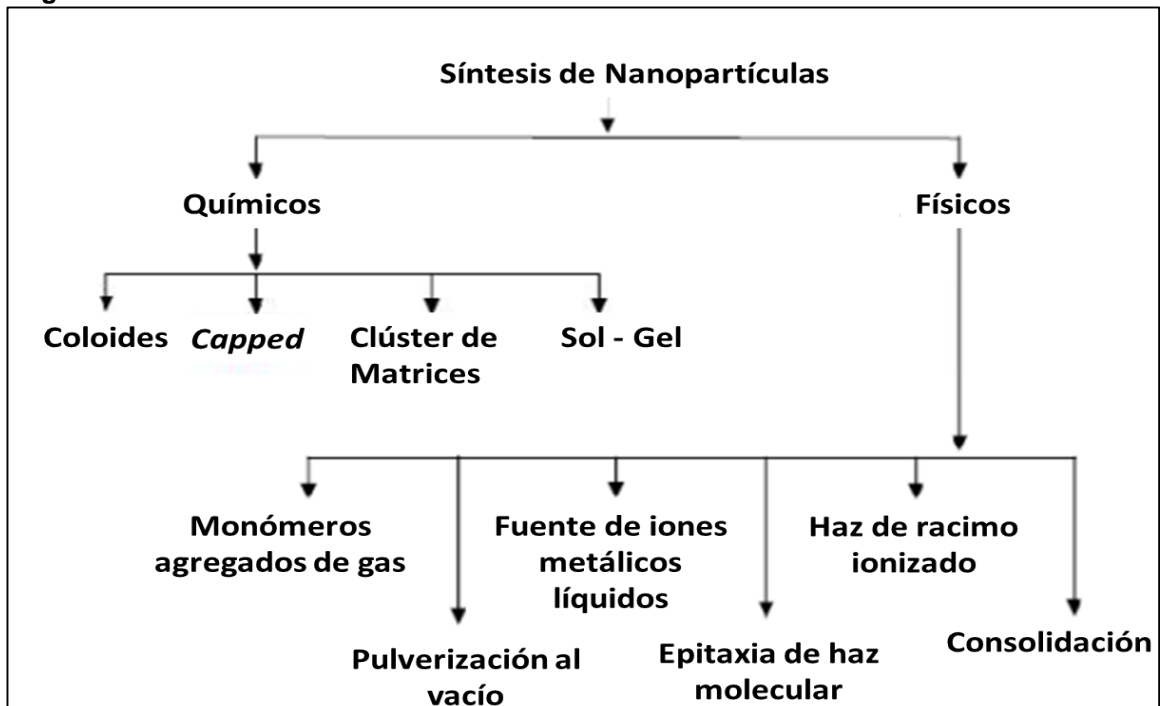
- **Método TOP-DOWN:** Agrupa las técnicas que inician el proceso de fabricación de nanoestructuras partiendo de materiales grandes, que son reducidos paulatinamente hasta llegar a la escala manométrica. La principal técnica incluida en este grupo es el corte mediante ingeniería de ultra precisión, usada principalmente en la industria microelectrónica de materiales y en la litografía, donde se exponen los materiales a la luz, iones o electrones con el fin de obtener los tamaños de material deseados. Los métodos de este grupo brindan complejidad y fiabilidad en los dispositivos, pero usualmente conllevan altos costos energéticos, problemas de contaminación y un alto índice de imperfección en la superficie de la estructura producida.
- **Método BOTTOM-UP:** Comprende los procesos para la construcción de estructuras, átomo a átomo o molécula a molécula. Estas técnicas permiten un grado de miniaturización superior al ofrecido por el método de top-down, debido a que gracias al empleo de los microscopios de escaneado es posible disponer de una gran capacidad para situar átomos y moléculas individuales en lugares determinados con mayor exactitud. Existen tres grandes categorías en este enfoque:
- ❖ **Ensamble Posicional:** Es la única técnica que permite manipular y posicionar átomos y moléculas, uno a uno. Sin embargo, aunque se cuenta

con instrumentos capaces de realizar estos procesos, el ensamblaje posicional es extremadamente laborioso y en la actualidad no es apropiado para llevarse a cabo a escala industrial.

- ❖ **Síntesis Química:** Consiste en la producción de materias primas, como moléculas o partículas, que pueden ser usadas directamente en productos en forma desordenada, formando bloque o niveles más avanzados de ordenamiento. Un buen ejemplo del empleo de esta técnica son las nanopartículas.
- ❖ **Autoensamblaje:** Los fenómenos que se presentan en este método se han dado en la naturaleza desde hace miles de años por ejemplo los cristales de sal, los copos de nieve, sin embargo, su aplicación a nivel industrial es relativamente novedoso. En este método de producción, los átomos o las moléculas se colocan por si mismos en nanoestructuras ordenadas mediante interacciones químicas o físicas entre subunidades.

Adicionalmente, a través de estos métodos existen unas técnicas para sintetizar las nanopartículas, las cuales se pueden observar en la **Figura 22**.

Figura 22. Técnicas de síntesis de nanomateriales

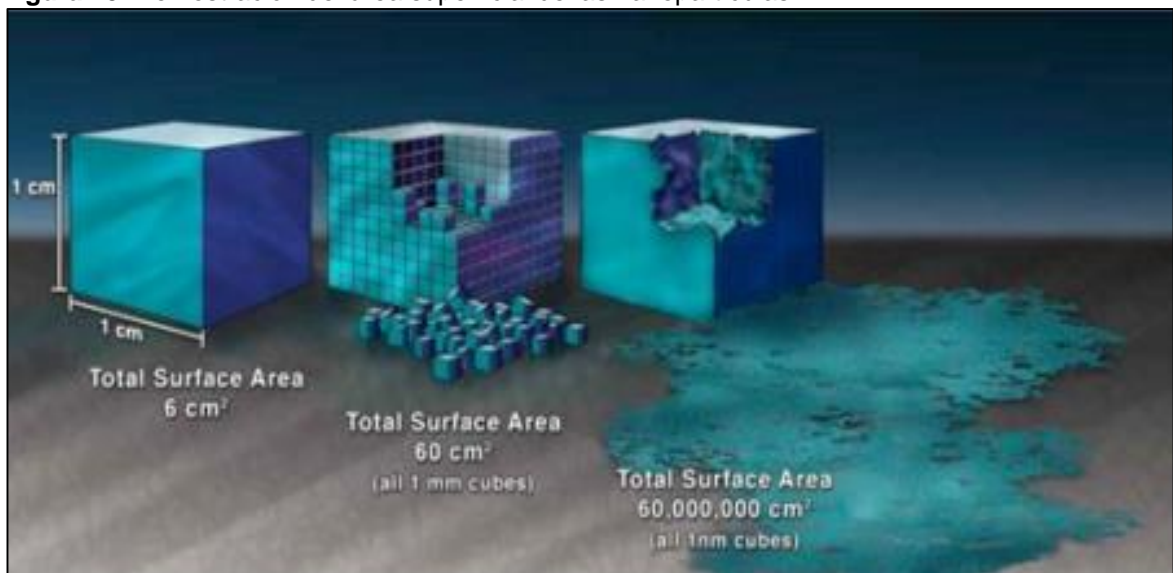


Fuente: Synthesis and Characterization of Nonlinear Optical Nanoparticles and their Application. Disponible en: <http://shodhganga.inflibnet.ac.in/bitstream/10603/74773/7/07_chapter%202.pdf>. Modificada por el autor.

2.7.2 Propiedades de las nanopartículas. Las nanopartículas pueden adquirir propiedades de acuerdo a como se sintetizan y además si se funcionalizan o no, pero en general todas ellas presentan las propiedades que se describirán a continuación y que son de interés en el presente estudio.

2.7.2.1 Área superficial. Las nanopartículas cuando son comparadas con masas similares, pero de materiales en escalas mayores, poseen unas áreas superficiales mucho más grandes. Al ser el tamaño de partícula tan pequeño, las nanopartículas tienen una alta relación área superficial/volumen, y es que esta área superficial tan grande aumenta la proporción de átomos en la superficie de las nanopartículas. En la **Figura 23** se puede ver el efecto de la alta área superficial de las nano partículas.

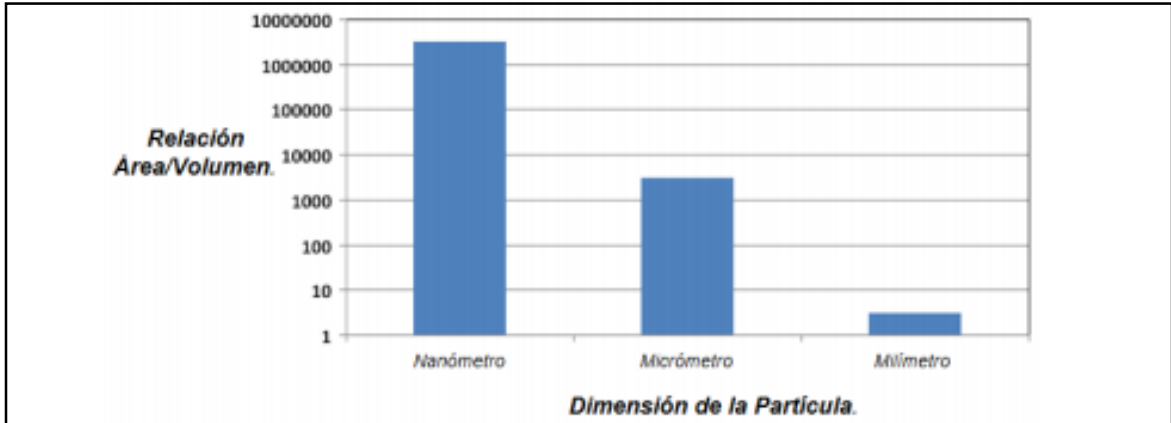
Figura 23. Demostración del área superficial de las nanopartículas



Fuente: LÓPEZ, Ángel Armando. Nanotecnología en la Ingeniería Petrolera: Conceptualización, Aplicaciones e Identificación de Modelos de Flujo. Universidad Nacional Autónoma de México. México, D.F. p.18.

La transferencia de materia mejorada en las nanopartículas se convierte en la característica más notable, teniendo en cuenta que el rango del tamaño de las nanopartículas varía entre 1 y 100 nm, el número de átomos por nanopartícula variara en escala de millones, esto se ejemplifica mejor en la **Figura 24** donde es posible ver como a medida que la escala de los materiales disminuye la relación área superficial/volumen aumenta.

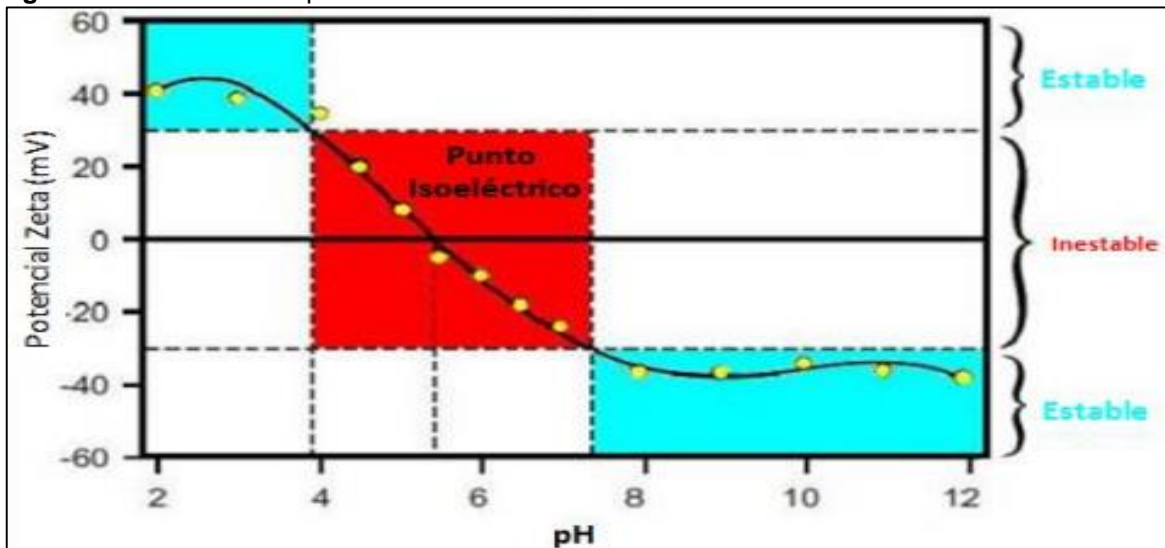
Figura 24. Relación área superficial/volumen vs Dimensión de la partícula



Fuente: LÓPEZ, Ángel Armando. Nanotecnología en la Ingeniería Petrolera: Conceptualización, Aplicaciones e Identificación de Modelos de Flujo. Universidad Nacional Autónoma de México. México, D.F. p.19.

2.7.2.2 Potencial Z. La medida de la magnitud de la repulsión o atracción entre las partículas es definida por el potencial Z, su medida proporciona una idea detallada de los mecanismos de dispersión y es la clave del control de dispersión electrostático. Cuando una partícula se encuentra en suspensión siempre el potencial Z será la propiedad física más relevante, ya que dependiendo de las cargas y de la fuerza de repulsión entre ellas, la partícula será estable o inestable. Al estar en un medio, el pH de este puede modificar las cargas de las partículas, su variación se puede observar en la **Figura 25**.

Figura 25. Potencial Z vs pH



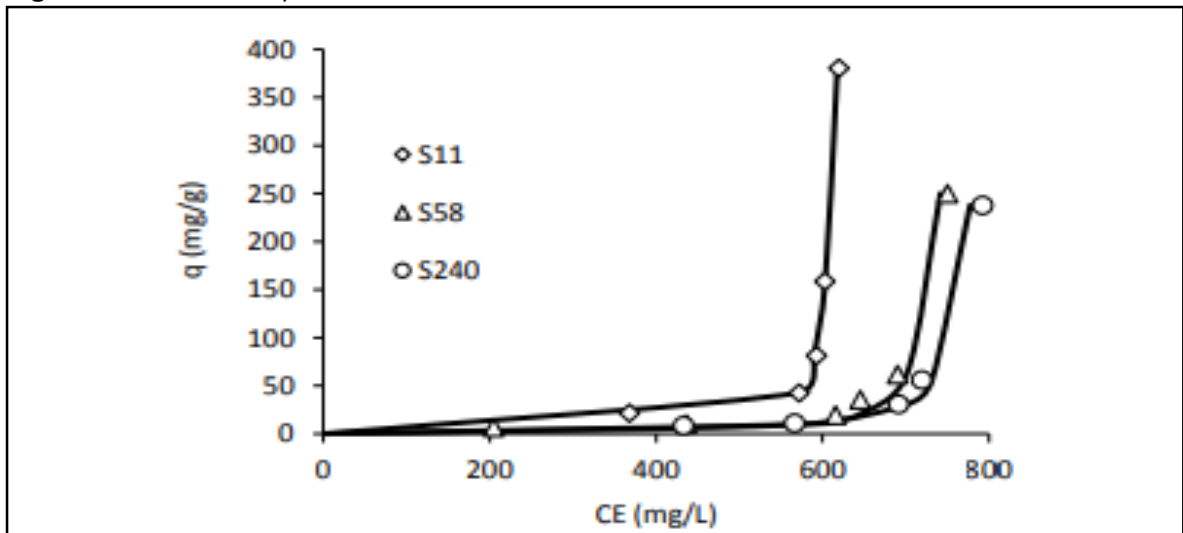
Fuente: CÉSPEDES CHÁVARRO, Carolina. Desarrollo de un nanofluido para la estabilización de finos en la Formación Barco del Campo Cupiagua. Universidad Nacional de Colombia. Medellín, Colombia: 2015. p. 24.

2.7.2.3 Tamaño de partícula. Los tamaños de las nanopartículas como se mencionó anteriormente, varían entre 1 y 100 nm y es importante mencionar que su tamaño causa un efecto significativo en los yacimientos, esto se debe a que generalmente los diámetros de los poros de los yacimientos oscilan en el orden de 1 micrómetro entonces las nanopartículas no solo entran en los poros, sino que “muestran un efecto de penetración excitado por energía térmica y dinámica en consecuencia de los cambios del depósito”⁴⁶.

A causa de esto en los espacios microscópicos de la roca la difusividad de los materiales mejora, en sus canales las interfases de los fluidos se modifican y la mojabilidad cambia, estos efectos se traducen finalmente en un incremento en el recobro de petróleo.

Adicionalmente el tamaño de partícula puede influir en otras propiedades de las nanopartículas como es el caso de la adsorción de asfáltenos, como se puede apreciar en la **Figura 26** a medida que el tamaño de la partícula se disminuye la cantidad adsorbida aumenta.

Figura 26. Tamaño de partícula vs cantidad adsorbida de asfáltenos



Fuente: MÁRQUEZ, Stefania, CORTÉS, Farid y CARRASCO, Francisco. Desarrollo de Nanopartículas basadas en Sílice para la Inhibición de la Precipitación/Deposición de Asfáltenos. Universidad Nacional de Colombia. Medellín, Colombia. p.4.

2.7.3 Ventajas de las nanopartículas. Las nanopartículas poseen grandes ventajas y ofrecen grandes beneficios gracias a los cambios en sus propiedades mencionados anteriormente, para este trabajo las ventajas más importantes se enuncian a continuación:

⁴⁶ CRUZ, J. F. Nanotecnología aplicada a la industria petrolera. Universidad Nacional Autónoma de México. México, D.F: 2013. p. 70.

- Propiedades fisicoquímicas modificables
- Fácil síntesis
- Alta relación área de superficie/volumen
- Fácil inyección sin riesgo de bloqueo
- Alta dispersabilidad
- Son económicas y ambientalmente amigables

2.8 GENERALIDADES DE LAS NANOCÁPSULAS DE SURFACTANTE

Las nanocápsulas de surfactante son una alternativa novedosa que combina el uso de nanopartículas y surfactantes convencionales con el fin de lograr mejores resultados en los procesos de recobro mejorado al disminuir los efectos negativos y aumentar los efectos positivos de la inyección de surfactantes.

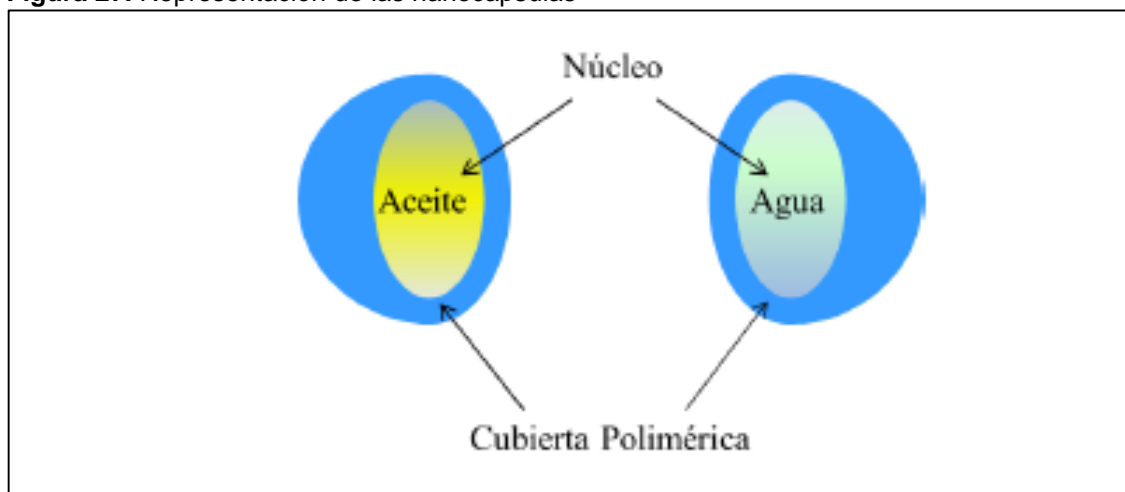
Actualmente el uso de tensoactivos es muy común en los procesos de recobro terciario, como se explicó en el presente trabajo en el numeral ...2.4... los surfactantes buscan especialmente reducir la tensión interfacial generada entre el agua y el aceite, generando un efecto de reducción en la saturación de aceite residual. Siendo este su objetivo principal, los surfactantes se ven afectados principalmente por la formación de micelas que evitan el acceso a los poros debido a un bloqueo mecánico, adicionalmente los surfactantes durante su trayecto en el medio poroso tienen una interacción con la roca y se adsorben en su superficie lo que genera una disminución en su accionar y por lo cual muchas veces se requiere una gran cantidad de surfactante para aumentar el factor de recobro⁴⁷.

Por su parte, las nanocápsulas son una tecnología que se ha venido utilizando en industrias sobre todo como la farmacéutica y la alimenticia entregando excelentes resultados en su principal función que es la de ser un agente de acarreo o como dosificador. Según Mora⁴⁸ las nanocápsulas son sistemas nanométricos vesiculares formados por un reservorio interno el cual puede estar constituido por agua o aceite y que se encuentra rodeado por una cubierta polimérica.

⁴⁷ ZARGARTALEBI, Mohammad. KHARRAT, Riyaz. BARATI, Nasim. Enhancement of surfactant flooding performance by the use of silica nanoparticles. Elsevier, Fuel. Volume 143, 2015. p. 1.

⁴⁸ MORA, C. E., FESSI, H. "Polymer-based nanocapsules for drug delivery." International Journal of Pharmaceutics 385(1-2): 2010. p. 113.

Figura 27. Representación de las nanocapsulas



Fuente: LOLLLO, Giovana. Nanocápsulas de poliaminoácidos para la liberación selectiva de fármacos antitumorales. Universidad de Santiago de Compostela. Santiago de Compostela. España. p. 12.

2.8.1 Técnicas de nanoencapsulado. Al ser las nanocápsulas agentes de dosificación o de acarreo, es importante que su recubrimiento este bien hecho para que de esta manera el fluido que vaya en su interior pueda cumplir con la función deseada. En general la técnica que se utilice para encapsular va a determinar muchas de las propiedades que las nanopartículas tendrán, por ejemplo: su área superficial, el tamaño de partícula, la forma, la solubilidad, entre otros⁴⁹.

Según Ezhilarasi⁵⁰ las principales técnicas de nanoencapsulado son las siguientes y se describen brevemente a continuación:

2.8.1.1 Técnica de emulsificación. Esta técnica generalmente se aplica para el encapsulamiento de componentes bioactivos en soluciones acuosas, a través de la producción de nanoemulsiones. Las nanoemulsiones no se pueden formar espontáneamente, debido a que no son sistemas en equilibrio y por lo cual requieren de la aplicación de una energía que generalmente proviene de formas mecánicas o del potencial químico de los componentes.

⁴⁹ EZHILARASI, N. KARTHIK, P. CHHANWAL, N. ANANDHARAMAKRISHNAN, C. Nanoencapsulation Techniques for Food Bioactive Components: A Review. Food and Bioprocess Technology. 6:2015, p. 628. 10.1007/s11947-012-0944-0.

⁵⁰ *Ibíd.*, p. 640.

2.8.1.2 Técnica de coacervación. Esta técnica está relacionada con la separación de fases a través de uno o una mezcla de polielectrolitos provenientes de una solución que luego de su depositación forman una nueva fase coacervada a través del ingrediente activo. Existen dos tipos de coacervación, que dependerán del número de polímeros usados, puede ser simple; un solo tipo de polímero o compleja cuando existen más de dos. En esta técnica el tipo de polímero, el pH, la concentración, entre otros son los principales factores que afectan la interacción y la naturaleza del complejo formado. Las nanocápsulas producidas bajo esta técnica generalmente se encuentran en un rango de 100 a 600 nm.

2.8.1.3 Técnica de nanoprecipitación. Esta técnica se basa en la emulsificación espontánea de la fase orgánica que contiene el polímero y el disolvente orgánico en la fase externa acuosa, adicionalmente en esta técnica se involucra la difusión de un solvente orgánico en un medio acuoso y la precipitación de un polímero de una solución orgánica. Las nanocápsulas producidas bajo esta técnica generalmente se encuentran en un rango de 100nm o menos.

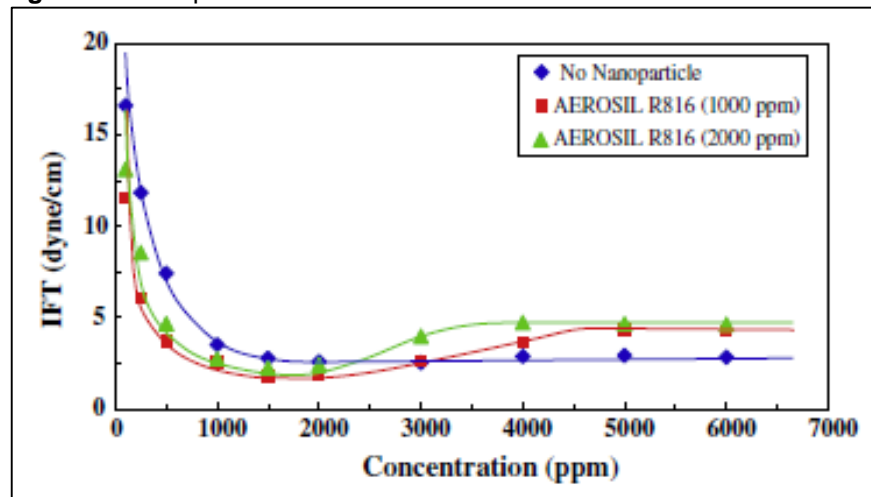
2.8.1.4 Técnica de emulsificación - evaporación de solvente. Esta técnica es una modificación del método de evaporación del solvente, pero involucra adicionalmente dos efectos importantes, el primero es la emulsificación de la solución polimérica en una fase acuosa y el segundo la evaporación del solvente, que es un polímero generalmente, estos dos efectos inducen entonces a una precipitación del polímero como nanoesferas. Las nanocápsulas producidas bajo esta técnica generalmente se encuentran en un rango menor o igual a 100nm.

2.8.1.5 Técnica de fluido supercrítico. Esta técnica es ampliamente utilizada ya que tiene una temperatura crítica muy baja y un uso mínimo de solvente orgánico, consiste en la solubilización de un compuesto bioactivo y un polímero por medio de un fluido supercrítico que genera la expansión de la solución a través de una boquilla, durante el proceso el fluido se evapora y las partículas de soluto se precipitan como las nanocápsulas. Generalmente se utiliza esta técnica para encapsular compuestos térmicamente sensibles y las nanocápsulas producidas se encuentran en un rango menor a 500nm.

2.8.2 Ventajas de la inyección de nanopartículas y surfactante. Como ya se mencionó los surfactantes tienen grandes beneficios en el recobro mejorado de petróleo, pero la adición simultánea de nanopartículas y surfactante se ha consolidado como una opción de mejorar y potencializar los procesos convencionales de inyección. Diversos estudios han mostrado como algunas propiedades se modifican mediante la implementación de esta técnica generando efectos positivos en la recuperación mejorado de petróleo, a continuación, se describen las principales ventajas y efectos generados por la inyección simultánea de nanopartículas y surfactantes.

2.8.2.1 Disminución de la tensión interfacial (IFT). La reducción de la IFT es el principal objetivo de los surfactantes y estudios han demostrado que al mezclar un surfactante convencional con una concentración de nanopartículas esta propiedad se logra reducir aún más. Zargartalebi⁵¹ en 2015 realizó un estudio donde constató que al mezclar un surfactante aniónico Dodecil sulfato de sodio (SDS) con nanopartículas comerciales de sílica la tensión interfacial se logró reducir y lo más importante fue que se logró a bajas concentraciones tanto de surfactante como de nanopartículas, en la **Figura 28** se puede observar el comportamiento de la IFT luego de los experimentos.

Figura 28. Comportamiento de la IFT



Fuente: ZARGARTALEBI, Mohammad. KHARRAT, Riyaz. BARATI, Nasim. Enhancement of surfactant flooding performance by the use of silica nanoparticles. Elsevier, Fuel. Volume 143, 2015. p. 2.

Como se puede observar en la **Figura 28** a una baja concentración de surfactante se obtuvo la menor IFT, cuando se adicionaron 1000 ppm de las nanopartículas de sílice AEROSIL[®]R816 y un poco mayor cuando se adicionaron 2000ppm de las mismas nanopartículas, lo que significa que, a menor concentración de las nanopartículas, hay mejores efectos y menos costos.

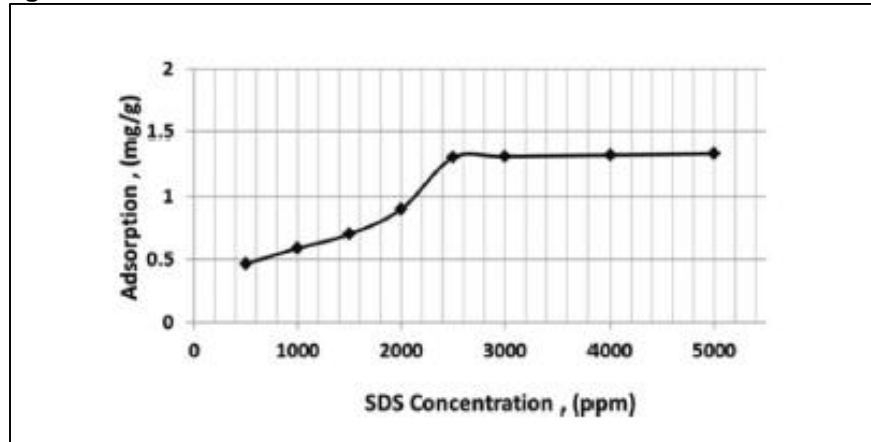
2.8.2.2 Disminución de la adsorción. En los procesos que involucran surfactantes la adsorción de estos a la roca es uno de los mayores problemas, debido a que entre mayor sea la adsorción menor será la reducción en la tensión interfacial. Bagrezaie⁵² en 2015 realizó un estudio con el que constató que a medida

⁵¹ ZARGARTALEBI. Op. cit., p. 2.

⁵² BAGREZAI, M. POURAFSHARY, P. Improvement of surfactant flooding performance by application of nanoparticles in sandstone reservoirs. Journal of the Japan Petroleum Institute. Vol.58:2015. p. 100.

que la concentración de surfactante aumenta, la adsorción a la roca igual hasta la CMC donde se mantiene con una tendencia casi constante, este efecto se puede observar en la **Figura 29**.

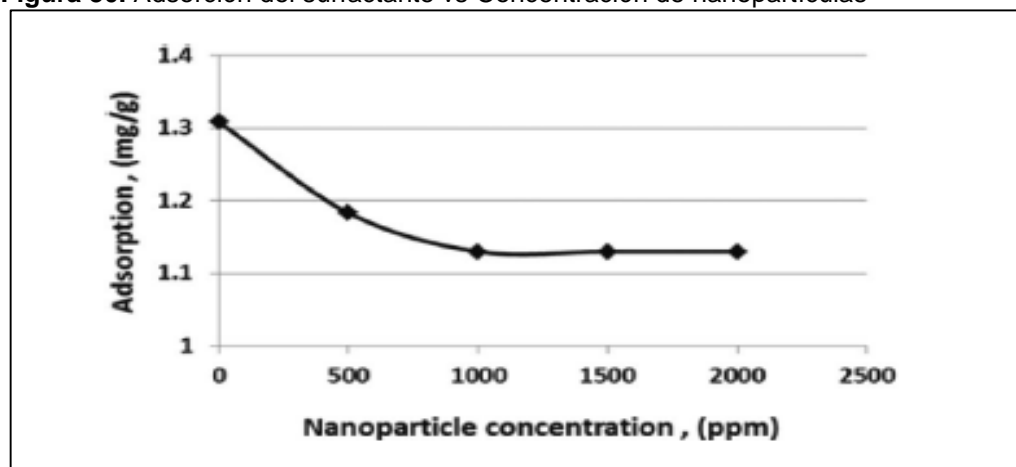
Figura 29. Adsorción del surfactante vs Concentración de surfactante



Fuente: BAGREZAIE, M. POURAFSHARY, P. Improvement of surfactant flooding performance by application of nanoparticles in sandstone reservoirs. Journal of the Japan Petroleum Institute. Vol.58:2015. p. 101.

En el mismo estudio el autor evaluó el efecto que se genera en la adsorción a la roca de un surfactante que se encuentra en la CMC cuando se le adicionan nanopartículas a distintas concentraciones, obteniendo unos resultados muy buenos al observar que la adsorción del surfactante disminuye con la adición de las nanopartículas y se logra el mayor efecto en una concentración de las mismas no muy alta como se puede observar en la **Figura 30**.

Figura 30. Adsorción del surfactante vs Concentración de nanopartículas



Fuente: BAGREZAIE, M. POURAFSHARY, P. Improvement of surfactant flooding performance by application of nanoparticles in sandstone reservoirs. Journal of the Japan Petroleum Institute. Vol.58:2015. p. 101.

2.8.2.3 Alteración de la mojabilidad del sistema. Mohajeri⁵³ en 2015 evaluó distintos efectos de la adición de nanopartículas de ZrO₂ a un surfactante aniónico conocido como es el SDS en procesos de recobro mejorado a través de núcleos. Mediante estas pruebas encontró que, por ejemplo, al realizar la medición del ángulo de contacto para determinar la mojabilidad, este cambio dependiendo de la adición o no de las nanopartículas al núcleo, generando una alteración positiva al convertir la mojabilidad del núcleo de intermedia o hacia el petróleo a un núcleo mojado por agua, los resultados se pueden observar en el **Cuadro 7**.

Cuadro 7. Valores del ángulo de contacto

Point No.	1	2	3	4	5
Crude Oil (°)	100	102	101	98	100
SDS(2000) (°)	70	68	71	69	70
ZrO ₂ (100) SDS(2000) (°)	30	29	30	31	30

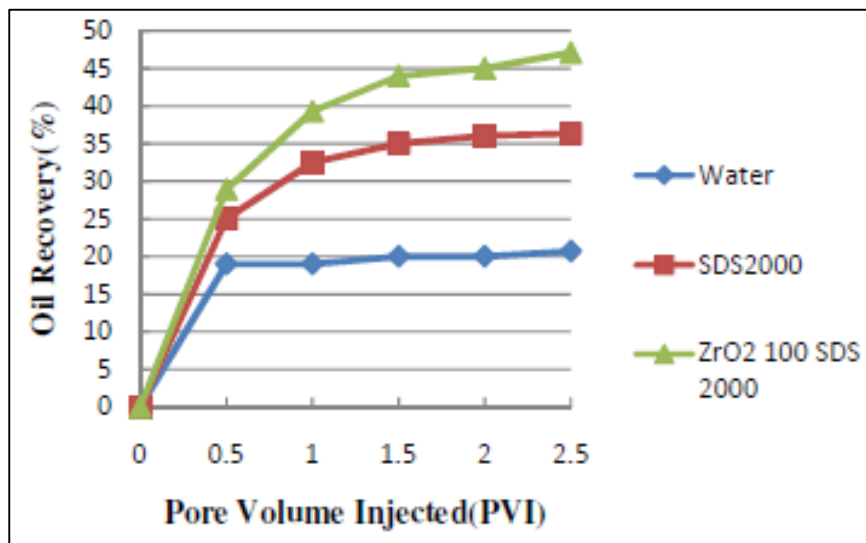
Fuente: MOHAJERI, M. HEMMATI, M. SHEKARABI, A. An experimental study on using a nanosurfactant in an EOR process of heavy oil in a fractured micromodel. Journal of Petroleum Science and Engineering. Vol. 126: 2015. p. 31. Modificado por el autor.

De esta manera se puede ver claramente como inicialmente el núcleo con solo crudo tenía un ángulo contacto en promedio de 100° y luego con la adición tanto del surfactante solo como de este mas las nanopartículas de ZrO₂ la mojabilidad se redujo casi a la tercera parte, efecto que si se considera en un yacimiento mejoraría notoriamente el desplazamiento de aceite al modificar la humectabilidad de la roca al agua, esto se podría traducir en un incremento del factor de recobro.

2.8.2.4 Aumento del factor de recobro. Es claro que todo proceso de recobro mejorado busca aumentar la cantidad de aceite recuperado, es por eso que cualquier tecnología nueva se mide por la cantidad de aceite incremental que pueda conseguir. Tanto en los estudios realizados por Mohajeri como en los realizados por Bagrezaie la tecnología de nanopartículas con surfactantes resultó en incrementos del factor de recobro, es decir fueron unos resultados bastante satisfactorios como se puede evidenciar en las **Figura 31** y **Figura 32** donde se presentan los valores obtenidos por cada uno de estos dos autores respectivamente.

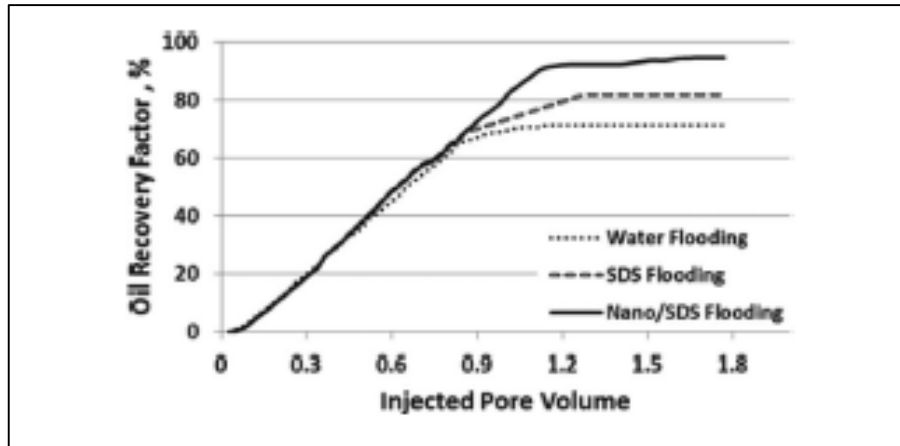
⁵³ MOHAJERI, M. HEMMATI, M. SHEKARABI, A. An experimental study on using a nanosurfactant in an EOR process of heavy oil in a fractured micromodel. Journal of Petroleum Science and Engineering. Vol. 126: 2015. p. 30.

Figura 31. Factor de recobro vs Volúmenes porosos inyectados – Mohajeri



Fuente: MOHAJERI, M. HEMMATI, M. SHEKARABI, A. An experimental study on using a nanosurfactant in an EOR process of heavy oil in a fractured micromodel. Journal of Petroleum Science and Engineering. Vol. 126: 2015. p. 31.

Figura 32. Factor de recobro vs Volúmenes porosos inyectados – Bagrezaie



Fuente: BAGREZAIE, M. POURAFSHARY, P. Improvement of surfactant flooding performance by application of nanoparticles in sandstone reservoirs. Journal of the Japan Petroleum Institute. Vol.58:2015. p. 101.

En ambos casos el ganancial fue importante y los autores reportaron incrementos en el factor de recobro del 10 y 12,7% respectivamente.

2.9 SELECCIÓN DE LA ALTERNATIVA QUÍMICA NO CONVENCIONAL PARA EL CAMPO YAGUARÁ

Para realizar la selección de la alternativa química no convencional más indicada para el campo, se realizó una pequeña comparación entre las características del reservorio y los criterios expuestos por Magdalena (2001) y Taber (1997).

Para la alternativa del biopolímero se obtuvieron los resultados que se muestran en el **Cuadro 8**, donde es posible apreciar que la única característica que se encuentra fuera de uno de los rangos estipulados por los autores, es la gravedad API°.

Cuadro 8. Comparativa criterios polímeros Campo Yaguará

Polímeros	Campo Yaguará	Criterios Magdalena (2001)	Criterios Taber (1997)
Características	Valor	Valor	Valor
API °	23	> 25	> 15
Viscosidad (cP)	14.2	< 100	< 150
So (%)	53	> 30	> 50
Espesor (ft)	250	NA	NA
Permeabilidad (mD)	200	> 20	> 10
Profundidad (ft)	2600	NA	< 9000
Temperatura (°F)	117	< 175	< 140
Litología	Arenisca	Areniscas	Arenisca

Fuente: Elaboración propia.

Por otro lado, para las nanocápsulas de surfactante los resultados se observan en el **Cuadro 9**, es importante aclarar que solo se tuvieron en cuenta durante la comparación los surfactantes, ya que las nanocápsulas son construidas bajo los criterios del campo y por consiguiente cumplen sin ningún problema con todas las características del mismo.

Cuadro 9. Comparativa criterios surfactante Campo Yaguará

Surfactantes	Campo Yaguará	Criterios Magdalena (2001)	Criterios Taber (1997)
Características	Valor	Valor	Valor
API °	23	> 25	> 20
Viscosidad (cP)	14.2	< 30	< 35
So (%)	53	> 30	> 35
Espesor (ft)	250	> 10	NA
Permeabilidad (mD)	200	> 20	> 10
Profundidad (ft)	2600	< 9000	< 3250
Temperatura (°F)	117	< 175	< 200
Litología	Arenisca	Areniscas	Arenisca

Fuente: Elaboración propia.

Es posible apreciar que las características del Campo Yaguará cumplen con todos los criterios expuestos por estos autores para la implementación de un proceso de recobro mejorado con surfactantes, siendo entonces una buena opción.

Finalmente, y teniendo en cuenta las alternativas estudiadas en el presente trabajo y observando las necesidades del Campo Yaguará, además de los deseos de la compañía, la alternativa química no convencional seleccionada para el Campo Yaguará son las Nanocápsulas de surfactante, ya que estas permiten ahorrar costos y adicionalmente presentan mejores características que el biopolímero hidroxietilcelulosa.

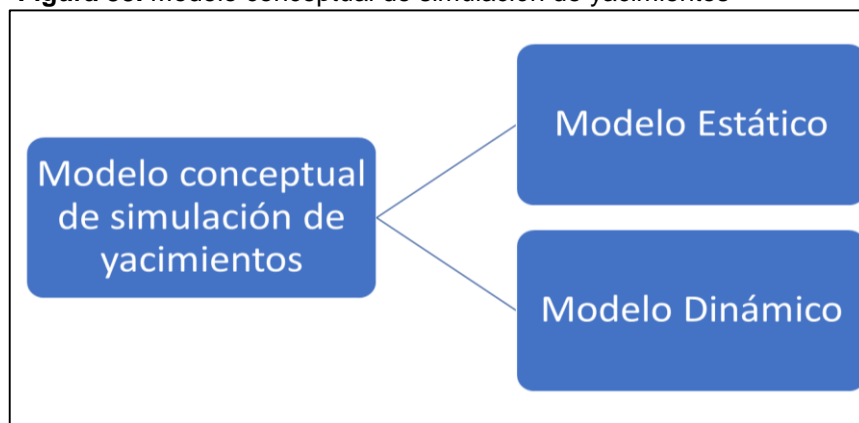
3. DESCRIPCIÓN DE LAS PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DEL MODELO CONCEPTUAL DE SIMULACIÓN DEL CAMPO YAGUARÁ

En este capítulo se llevará a cabo la descripción de las principales características del modelo conceptual de simulación del Campo Yaguara el cual comprende el modelo estático y el modelo dinámico. Mediante estas descripciones se buscará interpretar mejor el comportamiento de los fluidos y sus diferentes características que permitirán llevar a cabo las simulaciones numéricas para evaluar la implementación de la alternativa química de EOR no convencional seleccionada.

Dentro de las ramas de la ingeniería de petróleo, existe la simulación de yacimientos y es esta la rama encargada de simular el comportamiento de los yacimientos generando predicciones de su comportamiento a través de la utilización de modelos matemáticos y un simulador, siendo este último el encargado de resolver las ecuaciones de los modelos. La evaluación de diferentes esquemas de explotación permite disminuir la incertidumbre en los planes de desarrollo, aumentar el factor de recobro, entre otras realizando todo al menor costo posible.

Todos los modelos de simulación están divididos en dos: el modelo estático y el modelo dinámico. El primero de ellos, busca representar las propiedades de los yacimientos que no van a variar con el tiempo y contempla los modelos estructurales, estratigráficos, petrofísicos y los modelos de fluidos. El modelo dinámico por su parte, tiene en cuenta todos los eventos que han ocurrido en la vida del reservorio y que han afectado su presión, el estado de los fluidos, su flujo a través del medio del poroso, entre otros y su finalidad es permitir esas predicciones luego de un ajuste histórico. A continuaciones se describen las principales características del modelo conceptual de simulación del Campo Yaguará.

Figura 33. Modelo conceptual de simulación de yacimientos

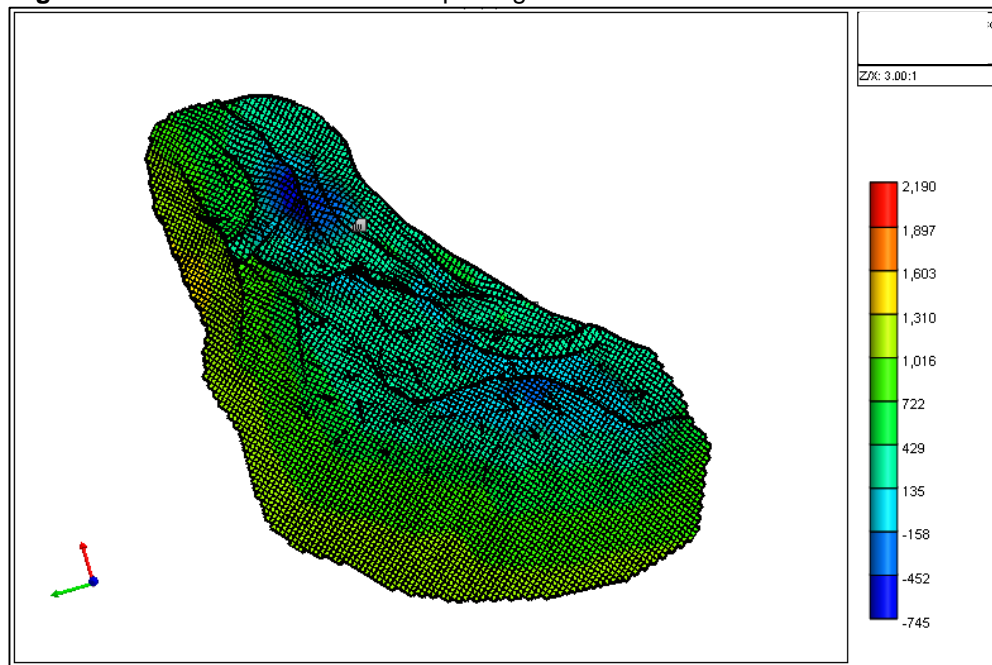


Fuente: Elaboración propia.

3.1 DESCRIPCIÓN DEL MODELO ESTÁTICO GRID DE SIMULACIÓN DEL CAMPO YAGUARÁ

La malla o *grid* de simulación del Campo Yaguara se puede observar en la **Figura 34**, está compuesta de 755550 bloques todos de tipo “corner point”; lo que significa que cada uno de los bloques tiene 8 coordenadas que lo ubican una por cada esquina. La malla se divide en 3 ejes, X, Y y Z donde respectivamente cada uno tiene: 138, 75 y 73 celdas.

Figura 34. Malla de simulación Campo Yaguará



Fuente: Ecopetrol S.A. Simulador CMG.

A continuación, en la **Tabla 2** se resumen las principales características de la malla de simulación del Campo Yaguará.

Tabla 2. Principales datos de la malla de simulación del Campo Yaguará

Dato	Valor
Bloques totales	755550
Bloques activos	470777
Bloques inactivos	0
Bloques deformados	284773
Celdas en X	138
Celdas en Y	75
Celdas en Z	73

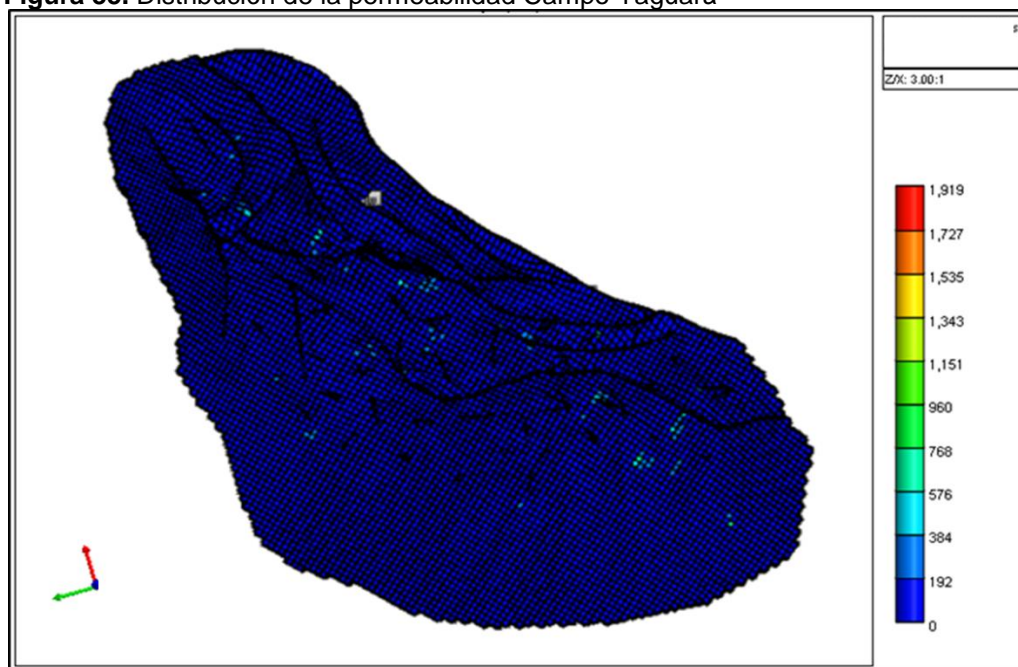
Fuente: Elaboración propia.

3.2 DESCRIPCIÓN DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS MAS RELEVANTES DEL MODELO DE SIMULACIÓN DEL CAMPO YAGUARÁ

A continuación, se presentan las propiedades petrofísicas más relevantes para el presente estudio del modelo de simulación del Campo Yaguará, con el fin de entender un poco más el contexto y el funcionamiento de este yacimiento.

3.2.1 Distribución de permeabilidad del Campo Yaguará. En la **Figura 35** se presenta el modelo de permeabilidad del Campo Yaguará, como se puede observar el campo presenta un promedio de permeabilidad alrededor de los 200mD, pero existen zonas con altas permeabilidades (>1500 mD) que hacen que la escala se magnifique y pierda un poco su resolución, en general el campo presenta una buena permeabilidad.

Figura 35. Distribución de la permeabilidad Campo Yaguará



Fuente: Ecopetrol S.A. Simulador CMG.

A continuación, en la **Tabla 3** se resumen los principales datos de permeabilidad del modelo.

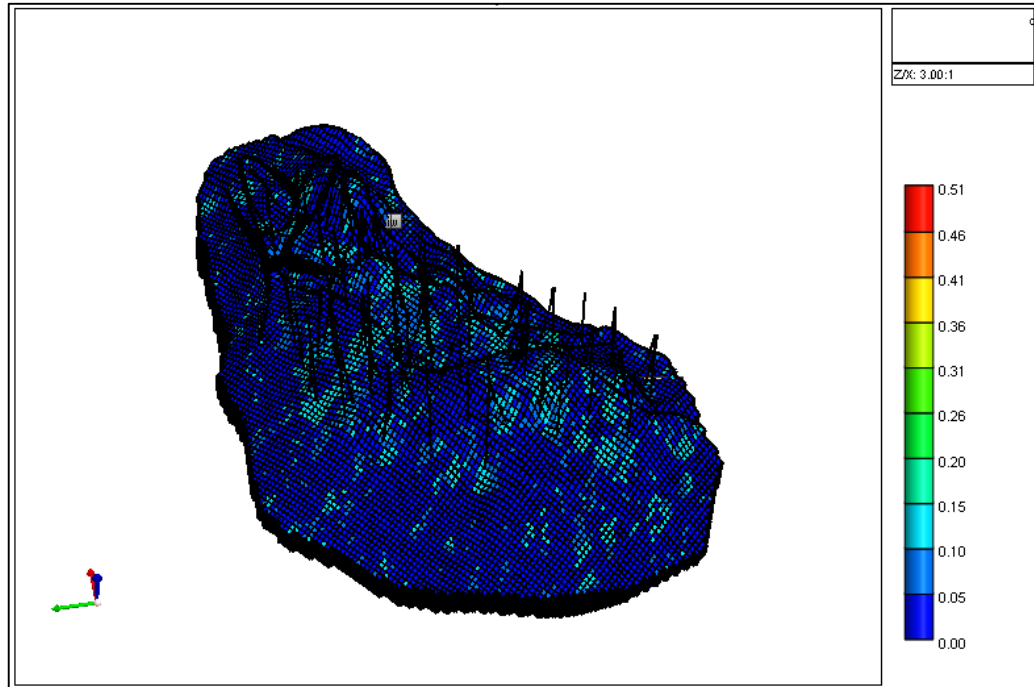
Tabla 3. Estadísticas de permeabilidad Campo Yaguará

Dato	Valor
Valor mínimo (mD)	0
Valor máximo (mD)	1919
Valor promedio (mD)	215,66
Bloques activos	470777
Bloques deformados	284773

Fuente: Elaboración propia.

3.2.2 Distribución de porosidad del Campo Yaguará. La porosidad en el Campo Yaguará presenta variaciones a lo largo de todo el modelo como se puede apreciar en la **Figura 36**, en general la mayor parte de la grilla de simulación presenta valores entre el 6% y el 15% teniendo una porosidad promedio para el campo de 11,5%. Teniendo en cuenta este valor de porosidad, es importante mencionar que el promedio es un valor que favorece a los procesos de recobro mejorado químico al permitir un valor alto de Φ_h .

Figura 36. Distribución de porosidad Campo Yaguará



Fuente: Ecopetrol S.A. Simulador CMG.

En la **Tabla 4** se presentan los principales datos de porosidad del modelo que fueron obtenidos del simulador.

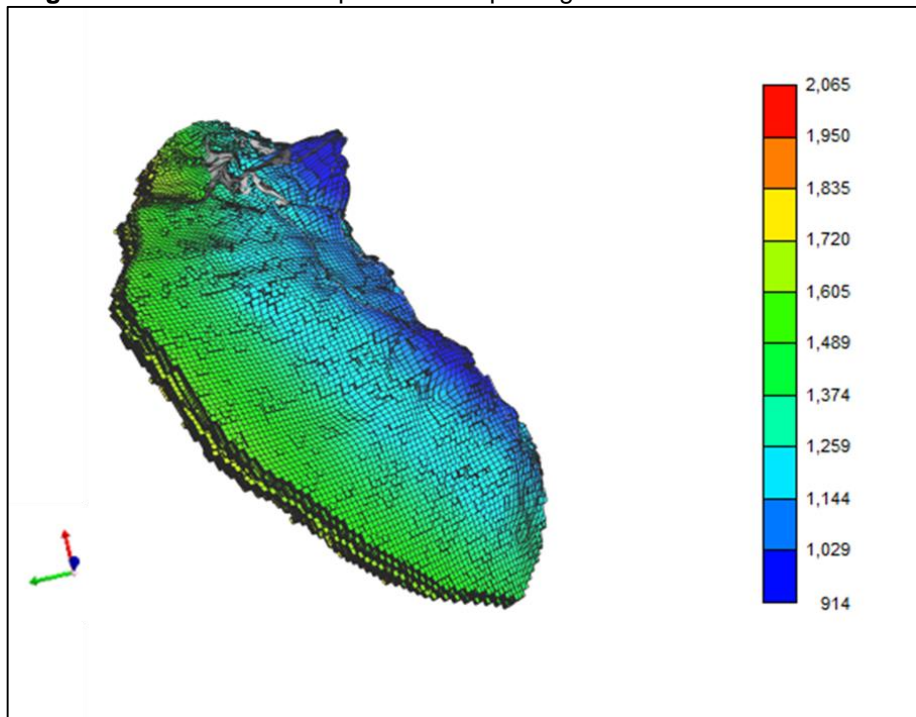
Tabla 4. Estadísticas de porosidad Campo Yaguará

Dato	Valor
Valor mínimo	0
Valor máximo	0.512
Valor promedio	0.1151
Bloques activos	470777
Bloques deformados	284773

Fuente: Elaboración propia.

3.2.3 Distribución de la presión en el Campo Yaguará. La presión en el Campo Yaguará no presenta fuertes variaciones a lo largo de todo el modelo, en la parte superior de la estructura se presenta una menor presión con respecto a las partes bajas; lo que quiere decir que estas zonas han sido mas drenadas, en general el promedio de presión del modelo es de 1476 psi en condiciones iniciales. La distribución de presión del Campo Yaguará se puede observar en la **Figura 37**. Teniendo en cuenta la madurez del campo en la inyección de agua, se puede observar como su efecto se ha sentido también en el mantenimiento de presión del yacimiento.

Figura 37. Distribución de presión Campo Yaguará



Fuente: Ecopetrol S.A. Simulador CMG.

A continuación, en la **Tabla 5** se pueden observar los valores más importantes de presión observados en el modelo de simulación.

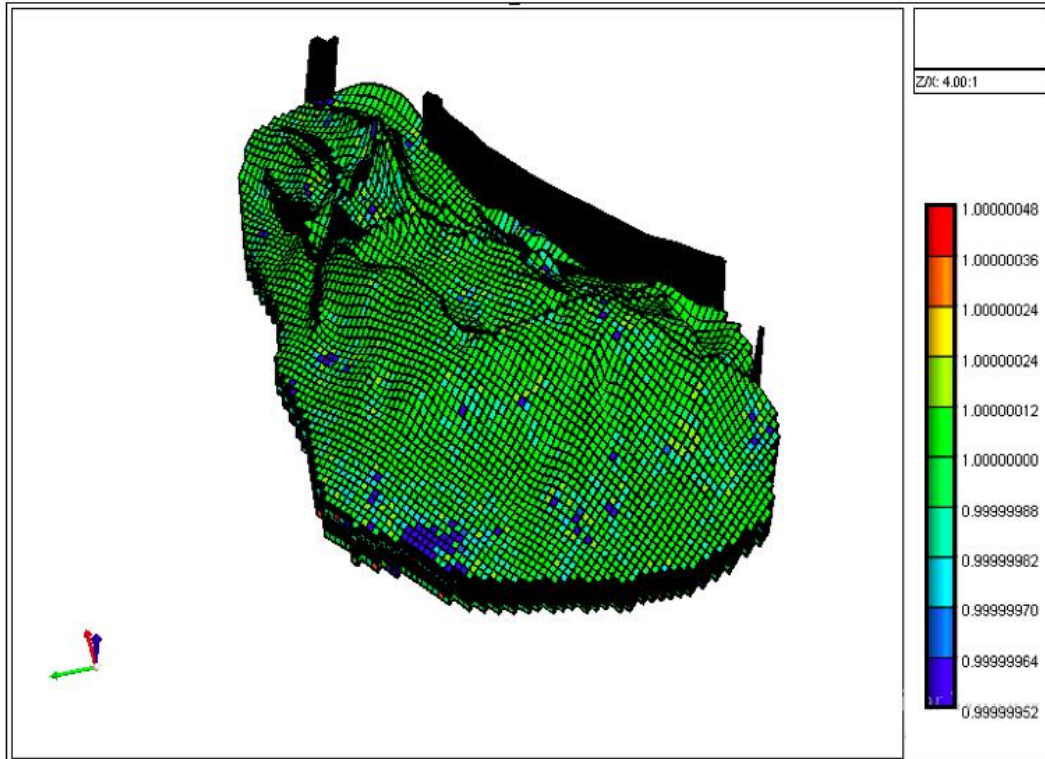
Tabla 5. Estadísticas de los datos de Presión Campo Yaguará

Dato	Valor
Valor mínimo (psi)	914
Valor máximo (psi)	2064
Valor promedio (psi)	1476
Bloques activos	470777
Bloques deformados	284773

Fuente: Elaboración propia.

3.2.4 Distribución de la relación Kv/Kh en el Campo Yaguará. La relación Kv/Kh permite mostrar la variación que puede existir de la permeabilidad con respecto a su dirección, es decir de una manera indirecta son una medida de la anisotropía de las formaciones. La distribución de esta relación para el Campo Yaguará se puede observar en la **Figura 38** donde es posible apreciar que en promedio la relación Kv/Kh es igual a 1,0.

Figura 38. Distribución de relación Kv/Kh Campo Yaguará



Fuente: Ecopetrol S.A. Simulador CMG.

A continuación, en la **Tabla 6** se puede apreciar la poca variación en la relación Kv/Kh que presenta el Campo Yaguará.

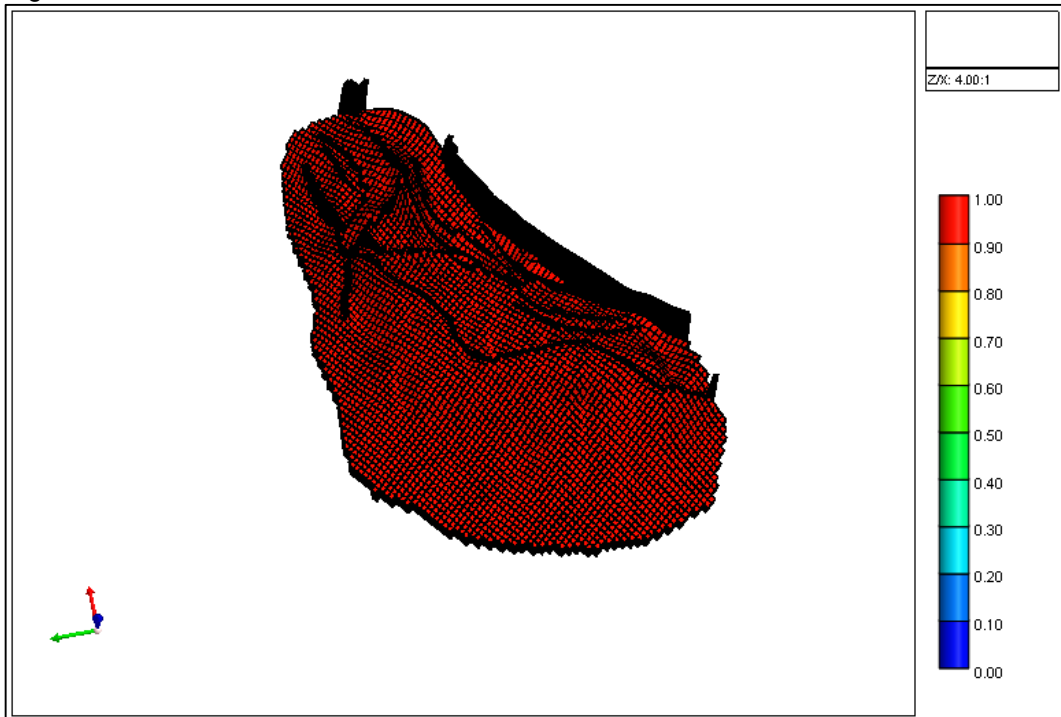
Tabla 6. Estadísticas de la relación Kv/Kh

Dato	Valor
Valor mínimo	0.999
Valor máximo	1,0
Valor promedio	1,0
Bloques activos	470777
Bloques deformados	284773

Fuente: Elaboración propia.

3.2.5 Distribución de la permeabilidad relativa del agua. En el modelo de simulación del Campo Yaguará la distribución de la permeabilidad relativa del agua ha sido una propiedad homogénea, por este motivo la distribución de esta propiedad tiene un valor de 1,0 y se puede apreciar su distribución en la **Figura 39**. Este valor constante fue utilizado por la compañía para facilitar la representación del flujo de los fluidos.

Figura 39. Permeabilidad relativa del agua a saturación de petróleo irreducible Campo Yaguará



Fuente: Ecopetrol S.A. Simulador CMG.

En la **Tabla 6** se presentan las estadísticas de la permeabilidad relativa al agua del Campo Yaguará.

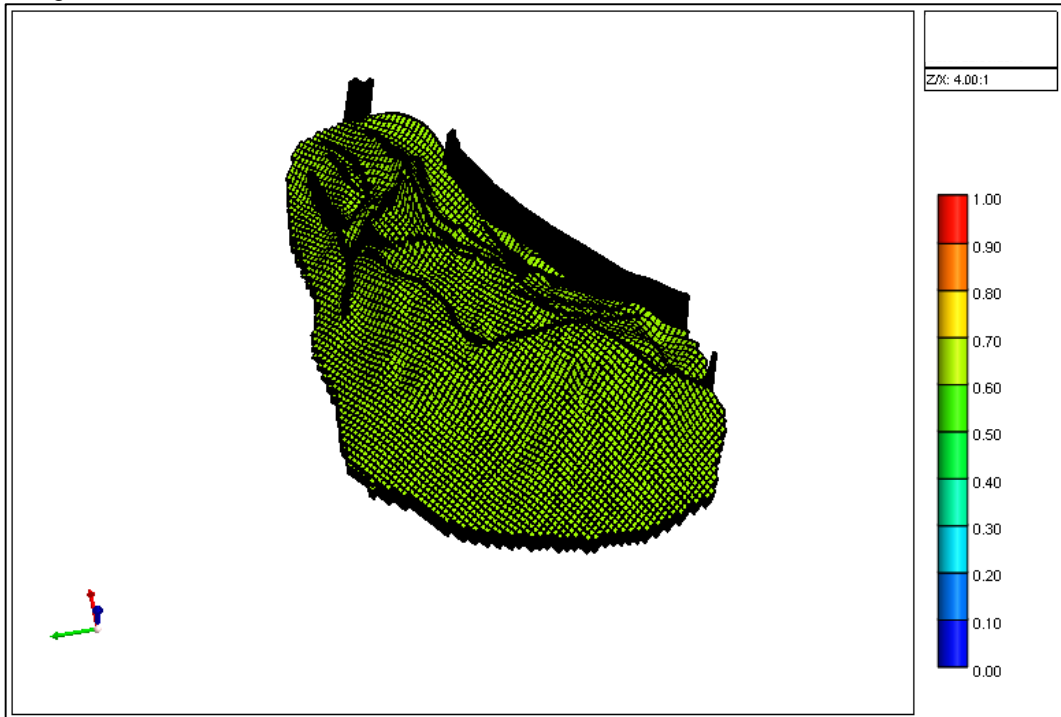
Tabla 7. Estadísticas permeabilidad relativa al agua Campo Yaguará

Dato	Valor
Valor mínimo	1,0
Valor máximo	1,0
Valor promedio	1,0
Bloques activos	470777
Bloques deformados	284773

Fuente: Elaboración propia.

3.2.6 Distribución de la permeabilidad relativa del petróleo. La permeabilidad relativa al petróleo en el modelo del Campo Yaguará se consideró como una propiedades homogénea y constante, como se puede apreciar en la **Figura 40** tiene un valor de 0,7 a lo largo de toda la malla. Al igual que la permeabilidad relativa del agua este valor se asumió constante en el modelo para permitir una buena representación del comportamiento de los fluidos.

Figura 40. Permeabilidad relativa del petróleo a saturación de agua irreducible Campo Yaguará



Fuente: Ecopetrol S.A. Simulador CMG.

Los valores utilizados para la permeabilidad relativa al petróleo en el modelo de simulación del Campo Yaguará se pueden observar en la **Tabla 8**.

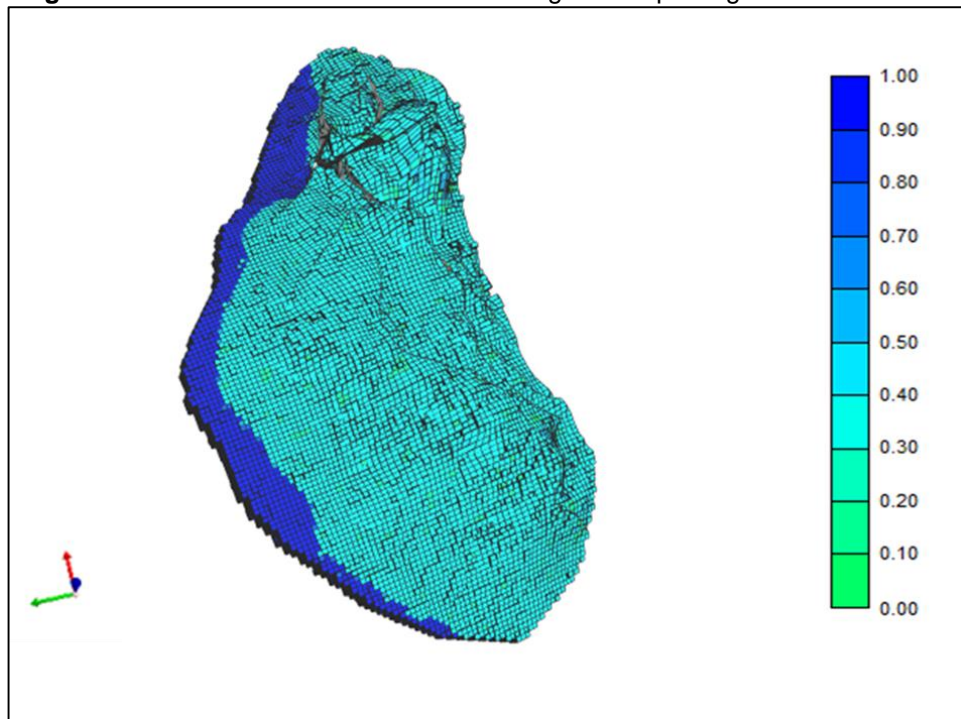
Tabla 8. Estadísticas permeabilidad relativa al petróleo Campo Yaguará

Dato	Valor
Valor mínimo	0,7
Valor máximo	0,7
Valor promedio	0,7
Bloques activos	470777
Bloques deformados	284773

Fuente: Elaboración propia.

3.2.7 Distribución de la saturación de agua en el Campo Yaguará. El modelo del Campo Yaguará muestra una distribución en la saturación de agua que presenta valores entre 1 y 100%, se puede observar esta distribución en la **Figura 41**. En general el promedio de saturación de agua para el campo es del 39.5% a condiciones iniciales. Del modelo también se puede apreciar como en la parte baja de la estructura la saturación de agua es del 100% y a medida que se eleva el yacimiento la saturación de agua va disminuyendo debido a la presencia de aceite en el medio poroso.

Figura 41. Distribución de la saturación de agua Campo Yaguará



Fuente: Ecopetrol S.A. Simulador CMG.

A continuación, en la **Tabla 9** se pueden ver las principales estadísticas para la saturación de agua en el modelo del Campo Yaguará.

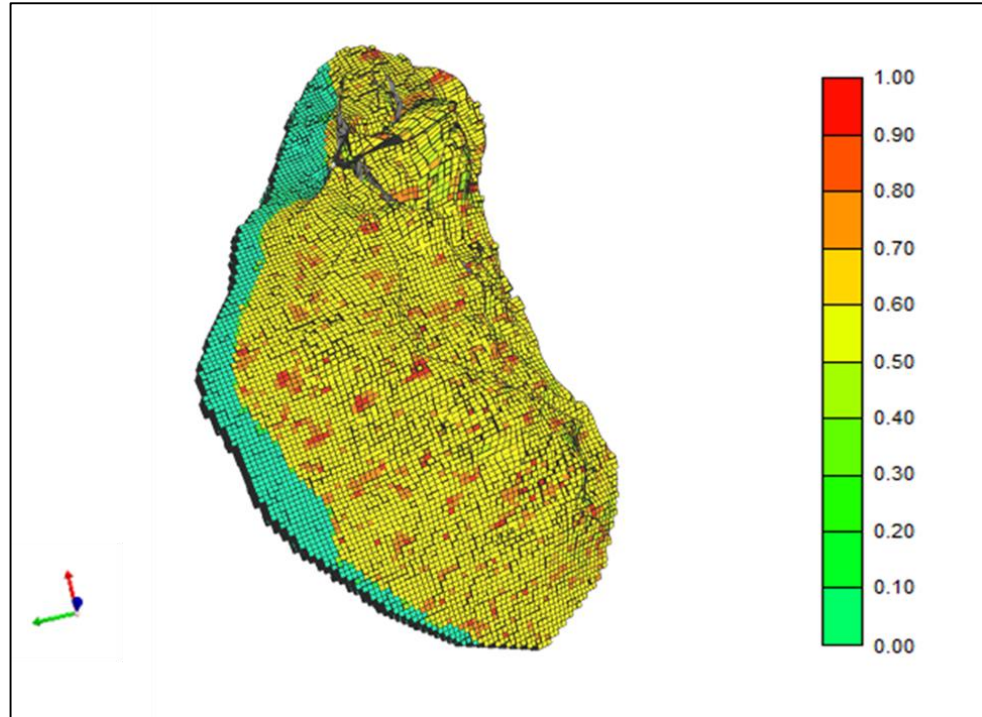
Tabla 9. Estadísticas saturación de agua Campo Yaguará

Dato	Valor
Valor mínimo	0.0112
Valor máximo	1,0
Valor promedio	0,3953
Bloques activos	470777
Bloques deformados	284773

Fuente: Elaboración propia.

3.2.8 Distribución de la saturación de petróleo en el Campo Yaguará. La distribución de la saturación de aceite en el modelo del Campo Yaguará coincide perfectamente con la del agua y se presenta en la **Figura 42**. Se evidencia que en la parte baja de la estructura la saturación es del 0% y a medida que se eleva la estructura sube hasta alcanzar un valor máximo de 98.8%, el promedio para esta propiedad en el modelo es de 46,7%.

Figura 42. Distribución de la saturación de petróleo Campo Yaguará



Fuente: Ecopetrol S.A. Simulador CMG.

Las estadísticas de la saturación de petróleo en el modelo de simulación se presentan a continuación en la **Tabla 10**.

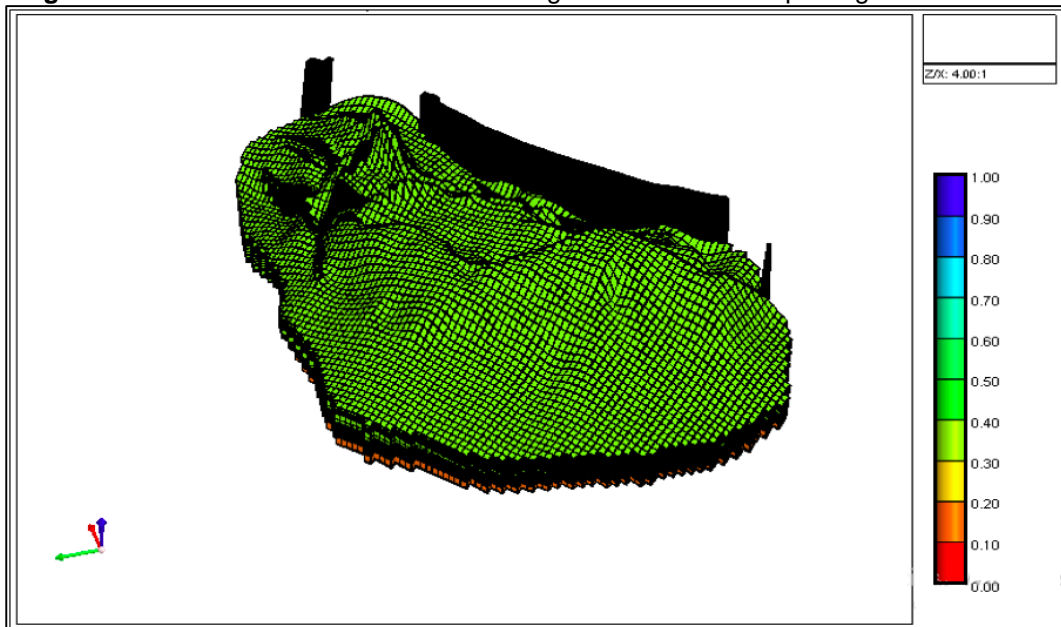
Tabla 10. Estadísticas saturación de petróleo Campo Yaguará

Dato	Valor
Valor mínimo	0
Valor máximo	0,988
Valor promedio	0,467
Bloques activos	470777
Bloques deformados	284773

Fuente: Elaboración propia.

3.2.9 Distribución de la saturación de agua irreducible en el Campo Yaguará.
 En el modelo de simulación del Campo Yaguará es posible apreciar que la saturación de agua irreducible presenta un comportamiento homogéneo en la mayoría de sus capas y que no presenta mayores variaciones presentando un promedio de 32,7%, de la misma manera tiene un máximo de 40% que no es muy alto, por lo que desde el principio del yacimiento se ha tenido producción de mucha agua En la **Figura 43** se observa dicha distribución.

Figura 43. Distribución de la saturación de agua irreducible Campo Yaguará



Fuente: Ecopetrol S.A. Simulador CMG.

Las estadísticas de la saturación de agua irreducible en el modelo de simulación se presentan a continuación en la **Tabla 11**.

Tabla 11. Estadísticas saturación de agua irreducible Campo Yaguará

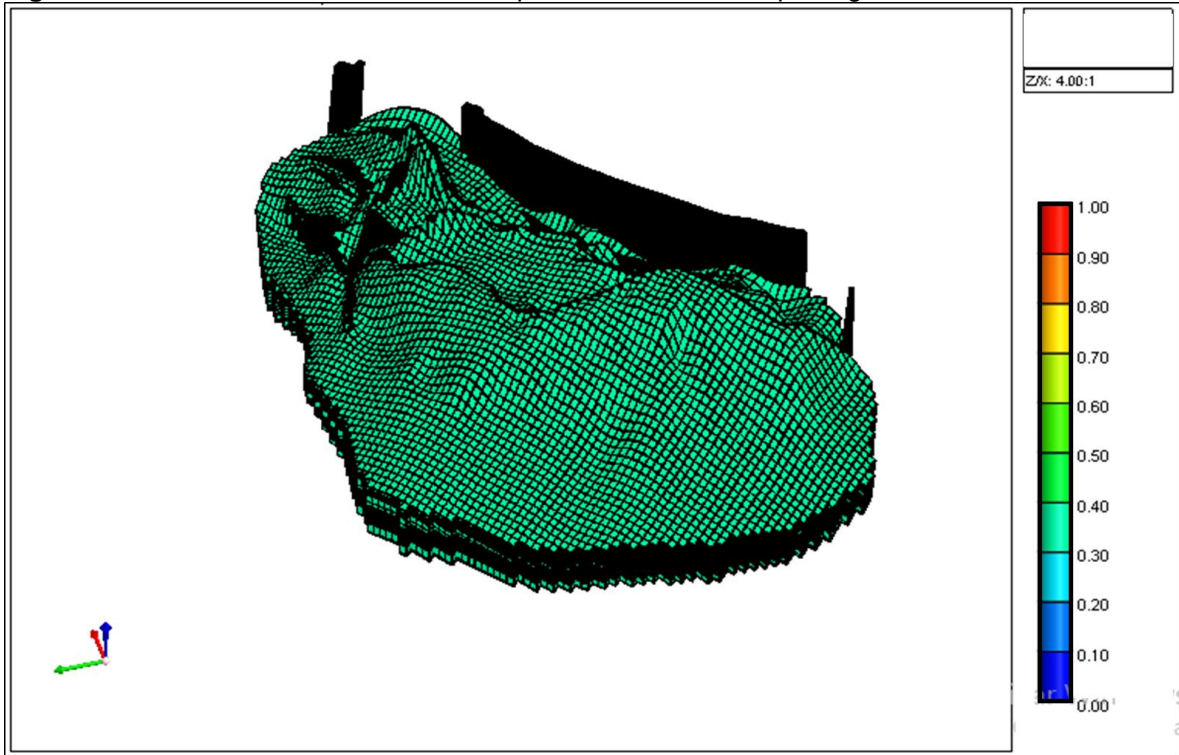
Dato	Valor
Valor mínimo	0
Valor máximo	0,4
Valor promedio	0,327
Bloques activos	470777
Bloques deformados	284773

Fuente: Elaboración propia

3.2.10 Distribución de la saturación de petróleo residual en el Campo Yaguará.

La saturación de petróleo residual es una, sino la propiedad más relevante a la hora de un proyecto de EOR, para el modelo de simulación del Campo Yaguará como se observa en la **Figura 44** esta propiedad presenta un valor homogéneo de 33% que es bastante alto y hace atractivos los procesos de recobro mejorado al permanecer mucho aceite atrapado en los poros mas pequeños de la formación, el cual será recuperado mediante las técnicas de recobro químico.

Figura 44. Distribución de la saturación de petróleo residual Campo Yaguará



Fuente: Ecopetrol S.A. Simulador CMG.

Las estadísticas de la saturación de aceite residual en el modelo de simulación se presentan a continuación en la **Tabla 12**.

Tabla 12. Estadísticas saturación de aceite residual Campo Yaguará

Dato	Valor
Valor mínimo	0,33
Valor máximo	0,33
Valor promedio	0,33
Bloques activos	470777
Bloques deformados	284773

Fuente: Elaboración propia

3.3 PRUEBAS PVT

Los fluidos presentes en los yacimientos poseen propiedades físicas únicas y que son importantes para determinar la manera en que se debe explotar y llevar un plan de desarrollo de un campo, razón que amerita conocer dichas propiedades y entender cómo es su variación con respecto a las condiciones de volumen, presión y temperatura. En general los yacimientos al ser explotados mantienen una condición isotérmica, es decir que su temperatura es constante a lo largo del tiempo entonces las pruebas se deben realizar bajo este parámetro variando únicamente la presión y midiendo los cambios en el volumen, ya que este proviene de una muestra con un volumen conocido que puede ser tomada en fondo, en superficie o recombinada.

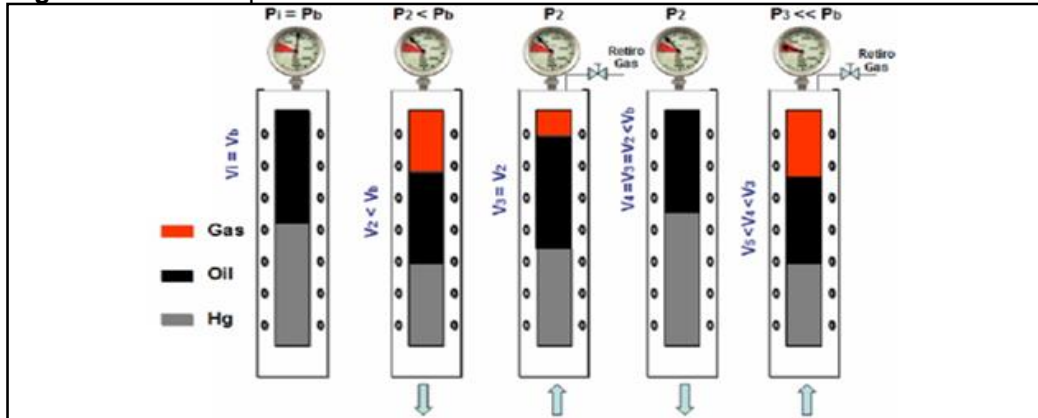
Mediante estas pruebas es posible identificar el comportamiento de las fases y caracterizar físicamente al yacimiento, el factor más crítico de los resultados de las pruebas está en la calidad de la muestra, esta debe ser tomada idealmente al inicio de la vida productiva de los reservorios ya que de esta manera es más factible garantizar las condiciones iniciales de los fluidos y representar su comportamiento en el tiempo. Una vez obtenidas las muestras, se realizan las pruebas PVT en el laboratorio, estas pruebas se describen a continuación:

3.3.1 Prueba de liberación diferencial. La prueba de liberación diferencial principalmente se caracteriza por la variación de la composición del sistema y mediante ella se busca determinar las siguientes variables:

- Relación gas disuelto en el petróleo
- Composición, factor de compresibilidad y gravedad específica del gas
- Reducción del volumen de petróleo en función de la presión
- Densidad del petróleo remanente en función de la presión

Esta prueba consiste en llevar la celda a una presión por encima o igual a la presión del punto de burbuja y empezar a realizar caídas de presión por etapas, a continuación de cada decremento se mide la cantidad de gas y aceite de la etapa evidenciando la variación en el volumen de ambas fases y prosigue a retirar el gas obtenido para continuar con el proceso. En la **Figura 45** se puede observar el proceso de esta prueba.

Figura 45. Proceso prueba de liberación diferencial



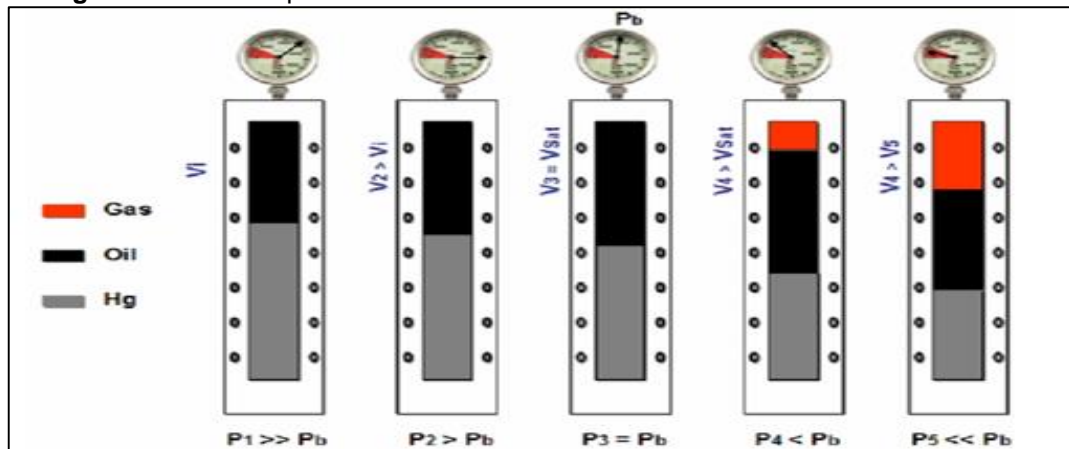
Fuente: PEÑALOZA, Iván. Análisis comparativo de los fluidos PVT [Diapositivas]. 75 diapositivas.

3.3.2 Prueba de liberación flash. Según Paris de Ferrer⁵⁴ “esta prueba comúnmente conocida como prueba de presión-volumen permite medir el volumen total relativo por un proceso de equilibrio o de liberación instantánea y se lleva a cabo en petróleos crudos o de gas condensado”. En esta prueba el gas no se retira, es decir que la composición del sistema permanece constante, el proceso se evidencia en la **Figura 46**.

Mediante esta prueba se busca determinar las siguientes variables principalmente:

- Presión de burbuja
- Factores de compresibilidad de la fase gas
- Volumen total de hidrocarburos de la fase gaseosa

Figura 46. Proceso prueba de liberación flash



Fuente: PEÑALOZA, Iván. Análisis comparativo de los fluidos PVT [Diapositivas]. 75 diapositivas.

⁵⁴ PARÍS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Maracaibo: Ediciones astro data S.A. 2009. p.194.

3.3.3 Prueba de separador flash. Esta prueba consiste en simular el comportamiento de los fluidos una vez están superficie y viajan a través de los separadores hasta los tanques. Se realiza únicamente al petróleo para tratar de garantizar la menor pérdida de fluido en los procesos de separación y buscar las condiciones óptimas de dicho proceso.

Mediante la realización de esta prueba se busca determinar:

- Factor volumétrico del petróleo a condiciones de los separadores
- Relación gas-petróleo en los separadores

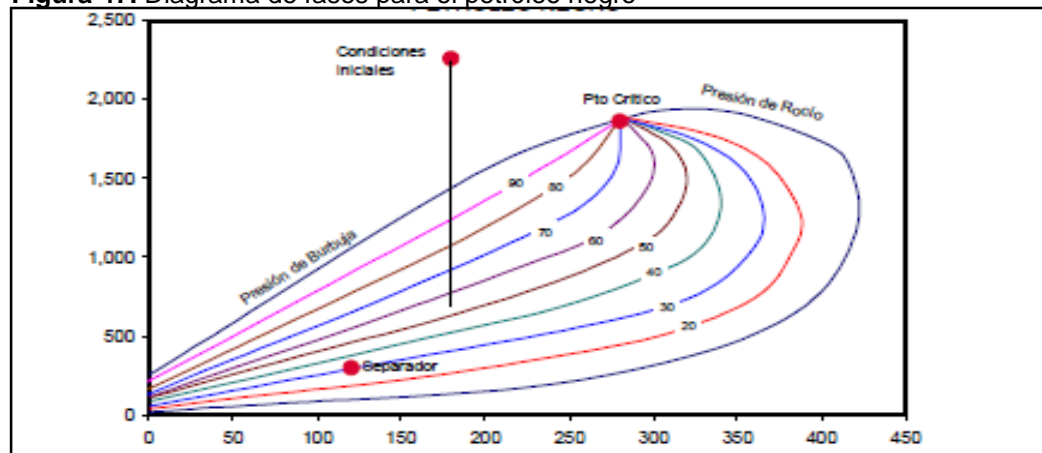
3.4 TIPO DE YACIMIENTO DE ACUERDO AL ESTADO DE LOS FLUIDOS

Los yacimientos se pueden clasificar en función de cómo se encuentran sus fluidos en condiciones iniciales, siendo la presión de punto de burbuja y la presión de punto de rocío parámetros fundamentales para distinguir cada uno de ellos, en la literatura existen 5 tipos de yacimientos de acuerdo al estado de sus fluidos y estos son:

- Yacimientos de petróleo negro
- Yacimientos de petróleo volátil
- Yacimientos de gas condensado
- Yacimientos de gas húmedo
- Yacimientos de gas seco

Las pruebas PVT son herramientas muy útiles ya que sus resultados y posteriores interpretaciones nos permiten conocer el tipo de yacimiento por el estado de sus fluidos, para el caso del Campo Yaguará el yacimiento es de tipo Petróleo negro, lo que significa que es un crudo de bajo encogimiento y su gravedad decrece muy lentamente con respecto del tiempo, el diagrama de fases que representa este tipo de yacimiento se presenta a continuación en la **Figura 47**.

Figura 47. Diagrama de fases para el petróleo negro



Fuente: ESCOBAR, Fredy Humberto. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Colombia.2007, p.9.

3.5 PROPIEDADES PVT DE LOS FLUIDOS DEL YACIMIENTO

Los yacimientos contienen agua, petróleo y/o gas fluidos que pueden estar en una o varias fases, y cada uno de ellos posee unas propiedades físicas que al conocerse permitirán analizar, evaluar y predecir el comportamiento del reservorio. Las propiedades físicas de los fluidos estarán en función de la presión, temperatura y volumen razones por las cuales estas propiedades se pueden medir mediante pruebas PVT o usando correlaciones numéricas.

Para analizar las propiedades físicas de los fluidos del yacimiento del Campo Yaguará se utilizará el PVT realizado al pozo MA-YYY que fue entregado por Ecopetrol S.A para el presente estudio y se presenta en el **Anexo A**, a continuación, se presenta la descripción de las propiedades físicas de los fluidos del campo.

3.5.1 Propiedades físicas del petróleo. El crudo o petróleo está compuesto principalmente por una mezcla en la cual predominan los hidrocarburos, acompañados de una serie de componentes menores como pueden ser el azufre, nitrógeno, oxígeno, entre otros, su composición y la concentración de cada una de las especies presentes en el crudo harán que las propiedades fisicoquímicas varíen notoriamente de un petróleo a otro⁵⁵.

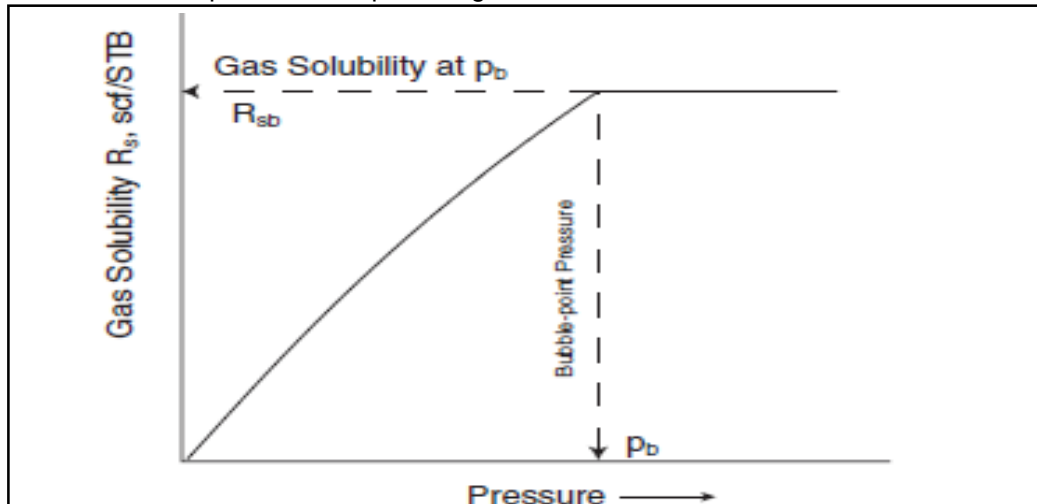
A continuación, se describen las propiedades más relevantes de los hidrocarburos en estado líquido:

⁵⁵ AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. Tercera edición. Burlington, USA: Gulf Professional Publishing. 2006, p.75.

3.5.1.1 Presión del punto de burbuja. La presión de saturación o presión de punto de burbuja se define como la presión a la cual se libera la primera burbuja de gas del petróleo, es un parámetro que se puede medir en las pruebas PVT o que se puede calcular mediante correlaciones numéricas que están en función de la solubilidad del gas, la gravedad del gas, la gravedad API y la temperatura. Al ser este punto donde se libera el gas del petróleo, la mayoría de propiedades físicas presentan comportamientos diferentes antes y después de él, aquí su importancia en la caracterización del crudo.

3.5.1.2 Razón de gas en solución. La solubilidad del gas (R_s) o razón de gas en solución se define como el número de pies cúbicos que están disueltos en un barril de petróleo a condiciones estándar. La presión, la temperatura, la gravedad API y la gravedad del gas son las propiedades de las cuales depende la solubilidad de un gas natural en un crudo. Esta propiedad se puede determinar mediante correlaciones numérica o en los experimentos PVT realizados, en la **Gráfica 1** se presenta el comportamiento típico del gas en solución.

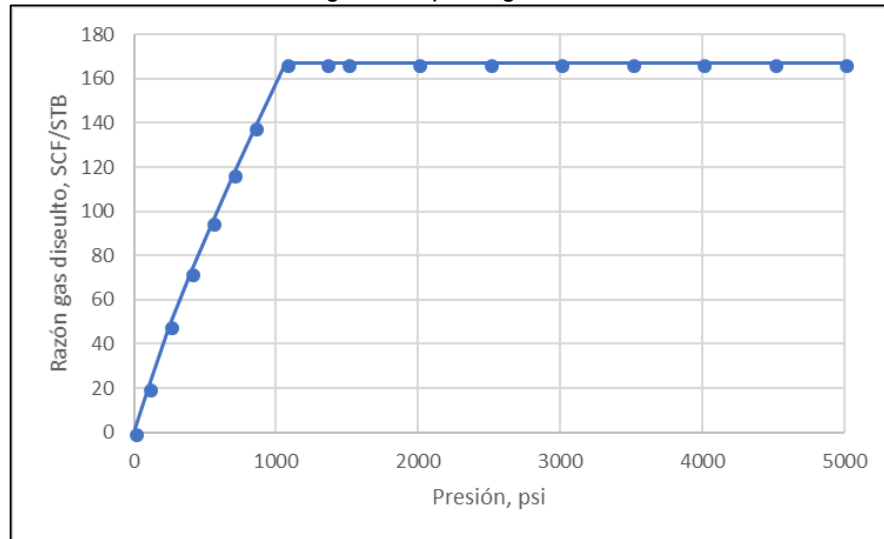
Gráfica 1. Comportamiento típico del gas en solución



Fuente: AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. Tercera edición. Burlington, USA: Gulf Professional Publishing. 2006, p.79.

En la **Gráfica 2** se observa el comportamiento de la solubilidad del gas para el Campo Yaguará de los datos obtenidos de la prueba PVT y que fueron usados en el modelo de simulación. Se observa que tiene el comportamiento típico donde el gas está totalmente disuelto por encima del punto de burbuja y por debajo de él empieza a liberarse y por consiguiente la solubilidad disminuye.

Gráfica 2. Solubilidad del gas Campo Yaguará



Fuente: Ecopetrol S.A., PVT. Modificado por el autor.

3.5.1.3 Compresibilidad isotérmica del petróleo. El coeficiente de compresibilidad isotérmica de un crudo sirve para determinar propiedades físicas del mismo que son necesarias para entender mejor los problemas que existen en el flujo de fluidos en estado transitorio. Numéricamente se puede calcular mediante la **Ecuación 6** que esta expresada en términos de factor volumétrico del petróleo.

Ecuación 6. Compresibilidad isotérmica del petróleo

$$c_o = -(1/B_o)(\partial B_o / \partial p)_T$$

Fuente: AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. Tercera edición. Burlington, USA: Gulf Professional Publishing. 2006, p.99.

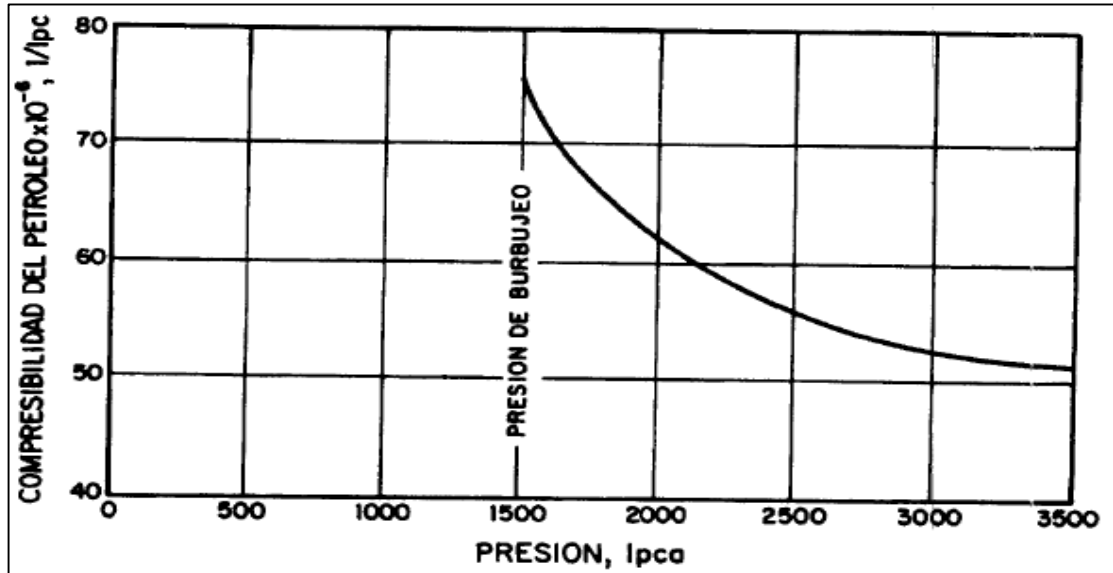
Donde:

C_o = Coeficiente de compresibilidad isotérmica, psi^{-1}

β_o : Factor volumétrico del petróleo (RB/STB)

En la **Gráfica 3** se puede apreciar el comportamiento típico de la compresibilidad isotérmica del petróleo en función de la presión para un crudo subsaturado.

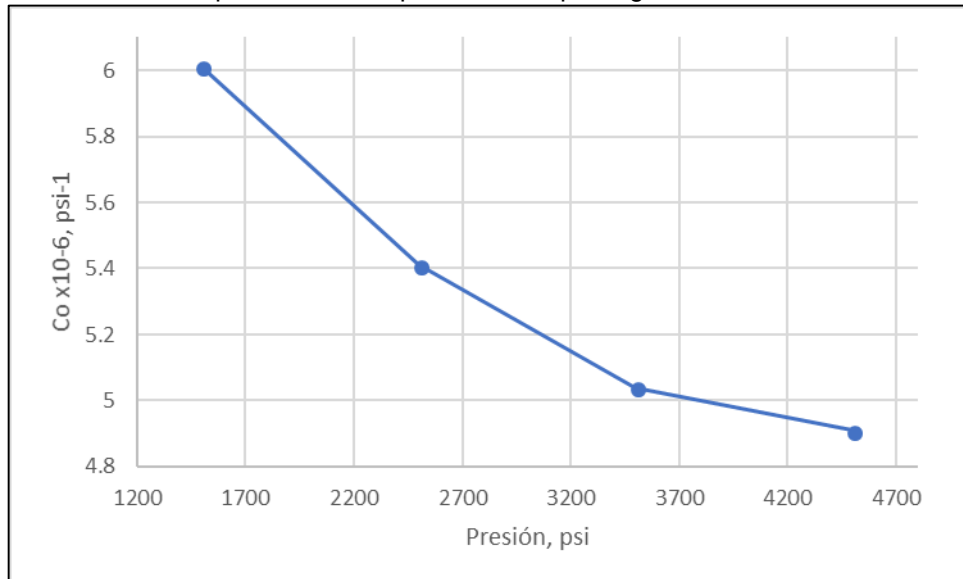
Gráfica 3. Comportamiento típico de la compresibilidad isotérmica del crudo



Fuente: BANZER, Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Maracaibo: Universidad de Zulia, 1996. p. 81

Para el Campo Yaguará se presenta el comportamiento de la compresibilidad isotérmica del petróleo en la **Gráfica 4** obtenido de la prueba PVT donde se puede evidenciar que tiene el comportamiento típico de esta propiedad.

Gráfica 4. Compresibilidad del petróleo Campo Yaguará



Fuente: Ecopetrol S.A., PVT. Modificado por el autor.

3.5.1.4 Factor volumétrico del petróleo. El factor volumétrico del petróleo se define como el volumen de petróleo a condiciones de presión y temperatura de yacimiento respecto al mismo volumen en condiciones de presión y temperatura en superficie. Matemáticamente el factor volumétrico del petróleo se puede calcular mediante la **Ecuación 7**.

Ecuación 7. Factor volumétrico del petróleo

$$B_o = \frac{(V_o)_{p,T}}{(V_o)_{sc}}$$

Fuente: AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. Tercera edición. Burlington, USA: Gulf Professional Publishing. 2006, p.92.

Donde:

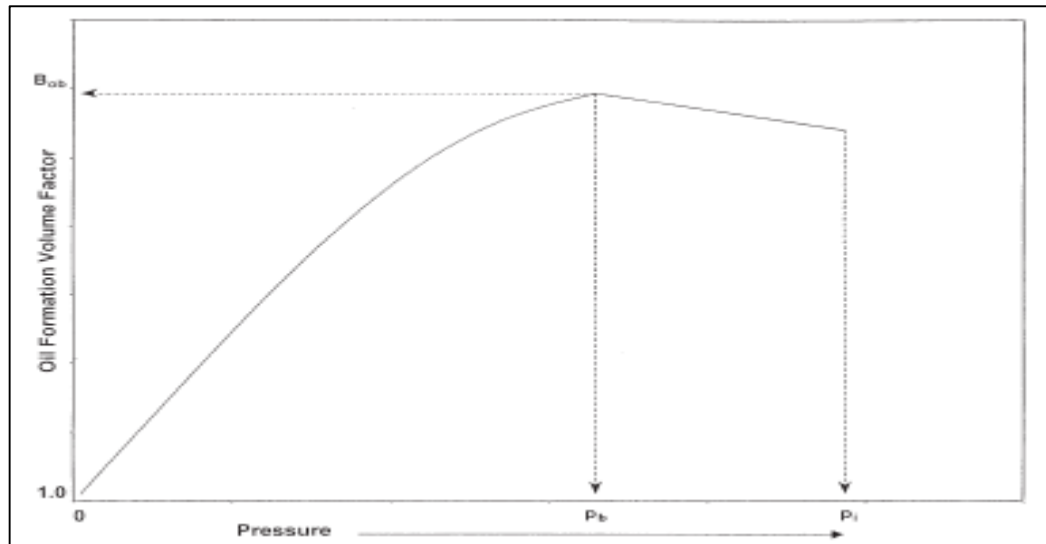
β_o : Factor volumétrico del petróleo (RB/STB)

V_o : Volumen de petróleo a condiciones de presión y temperatura de yacimiento (RB)

V_{sc} : Volumen de petróleo medido a condiciones estándar (STB)

En la **Gráfica 5** se puede apreciar el comportamiento típico del factor volumétrico del petróleo, el cual siempre estará por encima de 1,0 y tendrá su máximo valor en la presión de burbuja.

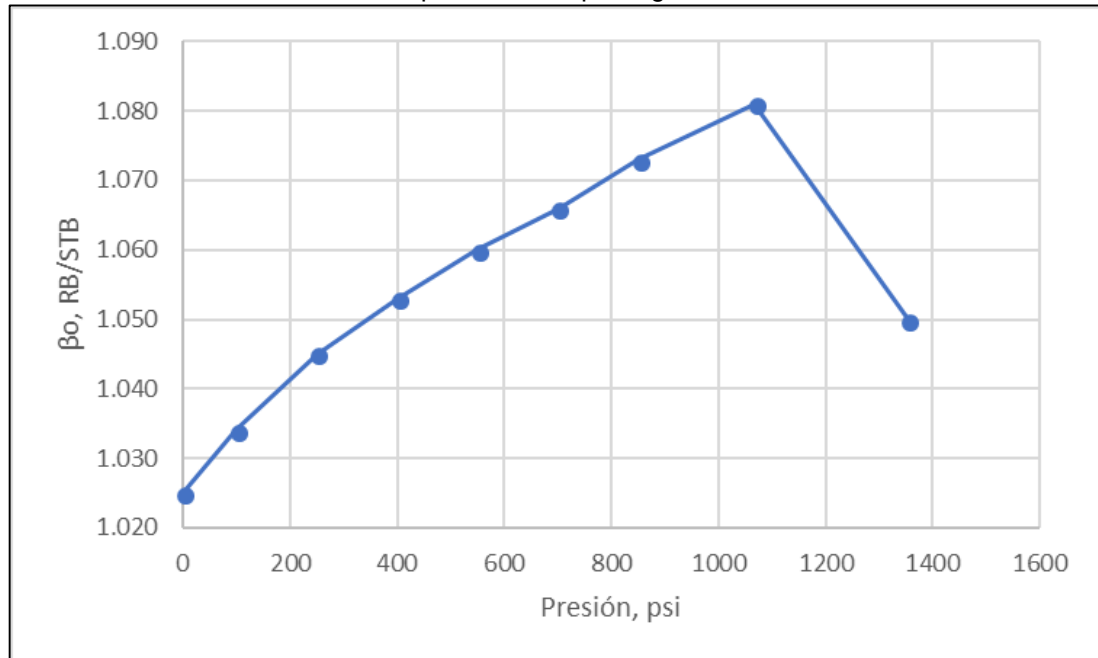
Gráfica 5. Comportamiento típico factor volumétrico del petróleo



Fuente: AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. Tercera edición. Burlington, USA: Gulf Professional Publishing. 2006, p.93.

Para el Campo Yaguará se presenta el comportamiento del factor volumétrico en la **Gráfica 6** obtenido de la prueba PVT y usado en el modelo de simulación donde se puede evidenciar que tiene el comportamiento típico de esta propiedad.

Gráfica 6. Factor volumétrico del petróleo Campo Yaguará



Fuente: Ecopetrol S.A., PVT. Modificado por el autor.

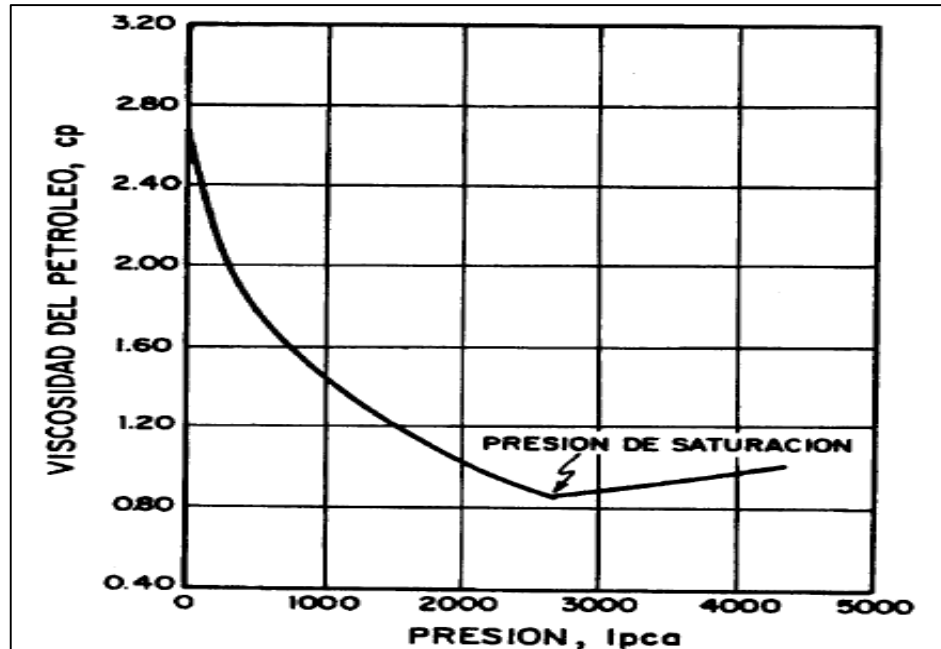
3.5.1.5 Viscosidad del petróleo. En términos generales la viscosidad se define como la resistencia interna que tiene un fluido al fluir, para el petróleo la viscosidad depende en gran manera de la temperatura, pero también de otros factores como la presión, la gravedad API, la solubilidad del gas, entre otros. Adicionalmente la viscosidad del petróleo es una de las propiedades físicas más importantes ya que controla el flujo a través del medio poroso y de la tubería. Según Ahmed⁵⁶ la viscosidad se puede clasificar en 3 grupos de acuerdo a las condiciones de presión, estos son:

- **Viscosidad del petróleo muerto:** Se define como la viscosidad del petróleo a condiciones de presión atmosférica y temperatura del sistema, sin la presencia de gas en solución.
- **Viscosidad del petróleo saturado:** Se define como la viscosidad del petróleo a condiciones de presión de burbuja o de saturación y temperatura del yacimiento.
- **Viscosidad del petróleo sub-saturado:** Se define como la viscosidad del petróleo a condiciones de presión por encima del punto de burbuja y temperatura del yacimiento.

⁵⁶ AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. Tercera edición. Burlington, USA: Gulf Professional Publishing. 2006, p.115.

En la **Gráfica 7** se puede apreciar el comportamiento típico de la viscosidad del petróleo en función de la presión.

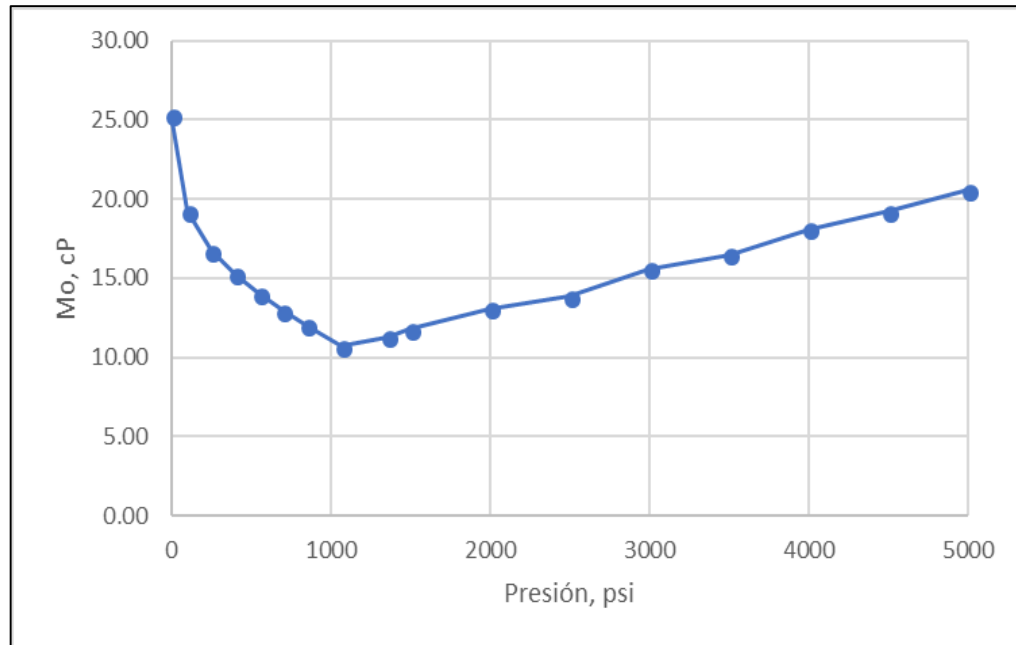
Gráfica 7. Comportamiento típico de la viscosidad del petróleo



Fuente: BANZER, Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Maracaibo: Universidad de Zulia, 1996. p. 94.

El comportamiento de la viscosidad del Campo Yaguará se puede apreciar en la **Gráfica 8** observando que tiene la misma tendencia que la curva típica de esta propiedad, esto es porque todos los crudos por encima del punto de burbuja tienen todo el gas disuelto y a medida que la presión disminuye los componentes más livianos empiezan a separarse sin poderse liberar aún, una vez alcanzado el punto de burbuja que es el punto con el valor de viscosidad más bajo los componentes livianos se liberan y por esto, la tendencia empieza a incrementar a medida que la presión disminuye ya que el petróleo se queda solamente con los componentes más pesados.

Gráfica 8. Viscosidad del petróleo Campo Yaguará



Fuente: Ecopetrol S.A., PVT. Modificado por el autor.

3.5.1.6 Gravedad del petróleo. La gravedad específica del petróleo se define como la relación que existe entre la densidad del crudo y la densidad del agua, que es el fluido de referencia las cuales deben estar medidas a las mismas condiciones: Presión atmosférica y 60 °F de temperatura. La **Ecuación 8** presenta la forma generalizada para determinar la gravedad específica del petróleo.

Ecuación 8. Gravedad específica del petróleo

$$\gamma_o = \frac{\rho_o}{\rho_w}$$

Fuente: AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. Tercera edición. Burlington, USA: Gulf Professional Publishing. 2006, p.76.

Donde:

γ_o : Gravedad específica del petróleo

ρ_o : Densidad del petróleo, lb/ft³

ρ_w : Densidad del agua, lb/ft³

En unidades prácticas de la industria la gravedad del agua es 62,4 lb/ft³ y también se prefiere usar la gravedad API como escala de la gravedad, ya que está realmente es una escala maximizada de los valores de la gravedad. En la **Ecuación 9** se presenta la gravedad API.

Ecuación 9. Gravedad API

$$^{\circ}\text{API} = \frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5$$

Fuente: AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. Tercera edición. Burlington, USA: Gulf Professional Publishing. 2006, p.76.

3.5.1.7 Densidad del petróleo. La densidad del petróleo se define como la masa por unidad de volumen de crudo a condiciones de presión y temperaturas específicas. Como se mencionó en el numeral **3.5.1.1** en unidades prácticas de la industria se trabaja en lb/ft³. La forma generalizada de calcular la densidad del petróleo se presenta en la **Ecuación 10**.

Ecuación 10. Densidad del petróleo

$$\rho_o = \frac{62.4 \gamma_o + 0.0136 R_s \gamma_g}{B_o}$$

Fuente: AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. Tercera edición. Burlington, USA: Gulf Professional Publishing. 2006, p.106.

Donde:

γ_o : Gravedad específica del petróleo

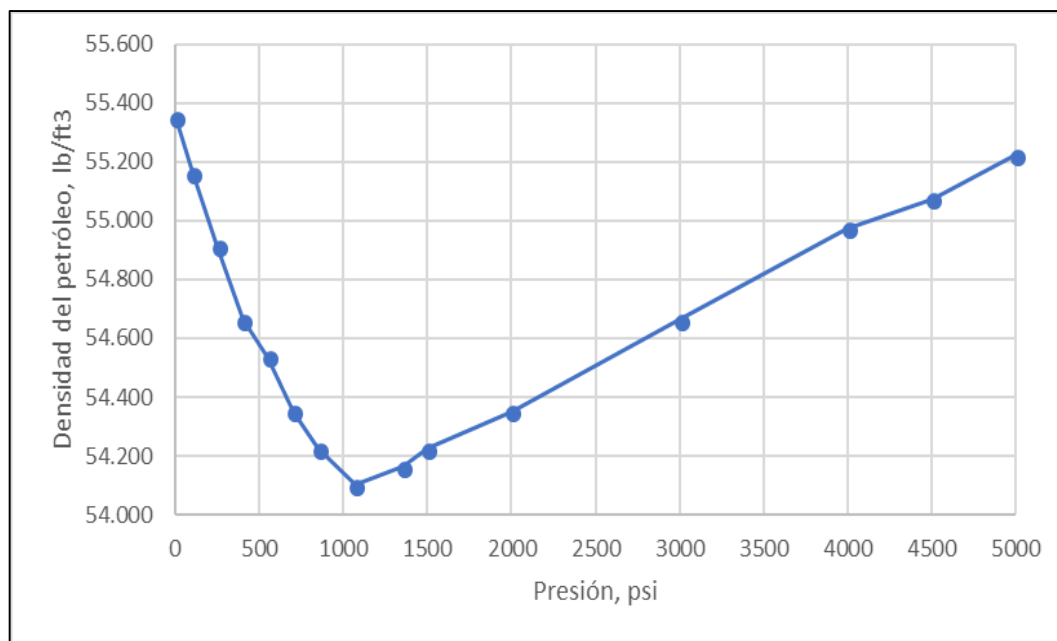
γ_w : Gravedad específica del agua

R_s : Gas en solución, SCF/STB

β_o : Factor volumétrico del petróleo, RB/STB

En la **Grafica 9** se observa el comportamiento de la densidad del petróleo para el Campo Yaguará de los datos obtenidos de la prueba PVT y que fueron usados en el modelo de simulación.

Gráfica 9. Densidad del petróleo Campo Yaguará



Fuente: Ecopetrol S.A., PVT. Modificado por el autor.

3.5.2 Propiedades físicas del gas. El gas se define como una mezcla de hidrocarburos livianos y otros gases inorgánicos denominados impurezas como el dióxido de carbono, el nitrógeno, etc. Además, los gases son fluidos homogéneos, de baja densidad y viscosidad y sin un volumen definido ya que son capaces de expandirse y ocupar el volumen que los contenga⁵⁷.

A continuación, se describen las propiedades más relevantes de los hidrocarburos en estado gaseoso:

3.5.2.1 Peso molecular aparente. Se define el peso molecular aparente del gas como el resultado de la suma de la fracción molar de cada componente por su respectivo peso molecular, esta propiedad se puede calcular mediante el uso de la **Ecuación 11**.

⁵⁷ AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. Tercera edición. Burlington, USA: Gulf Professional Publishing. 2006, p.29.

Ecuación 11. Peso molecular aparente de un gas

$$M_a = \sum_{i=1} y_i M_i$$

Fuente: AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. Tercera edición. Burlington, USA: Gulf Professional Publishing. 2006, p.32.

Donde:

Y_i = Fracción molar del componente i en la mezcla

M_i: Peso Molecular del componente i en la mezcla, lb/lbmol

3.5.2.2 Densidad del gas. En general la densidad se define como la relación de masa por unidad de volumen de una sustancia, para los gases se puede calcular en función del peso molecular aparente como se muestra en la **Ecuación 12**.

Ecuación 12. Densidad del gas

$$\rho_g = \frac{pM_a}{RT}$$

Fuente: AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. Tercera edición. Burlington, USA: Gulf Professional Publishing. 2006, p.33.

Donde:

ρ_g: Densidad del gas, lb/ft³

P_{M_a}: Peso molecular aparente, lb/lbmol

P: Presión, psia

R: Constante universal de los gases, 10.730 psia ft³/lbmole R°

3.5.2.3 Volumen específico del gas. El volumen específico se define como el volumen ocupado por unidad de masa del gas, es decir el inverso de la densidad del gas. Para un gas ideal se puede calcular mediante la **Ecuación 13**.

Ecuación 13. Volumen específico de un gas ideal

$$v = \frac{V}{m} = \frac{RT}{pM_a} = \frac{1}{\rho_g}$$

Fuente: AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. Tercera edición. Burlington, USA: Gulf Professional Publishing. 2006, p.33.

Donde:

V: Volumen específico del gas, ft³/lb

ρ_g: Densidad del gas, lb/ft³

3.5.2.4 Gravedad específica del gas. La gravedad específica de un gas está definida como la relación que existe entre la densidad del gas y la densidad del fluido de referencia que en este caso es el aire, midiendo ambas a las mismas condiciones de presión y temperatura. La gravedad específica está definida matemáticamente por la **Ecuación 14**.

Ecuación 14. Gravedad específica del gas

$$\gamma_g = \frac{\rho_g}{\rho_{air}}$$

Fuente: AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. Tercera edición. Burlington, USA: Gulf Professional Publishing. 2006, p.34.

Donde:

γ_g : Gravedad específica del gas

ρ_g : Densidad del gas, lb/ft³

ρ_{air} : Densidad del aire, lb/ft³

3.5.2.5 Factor de compresibilidad del gas. El factor de compresibilidad del gas es un factor de corrección o de desviación que permite representar de una mejor manera el comportamiento de los gases en condiciones de alta presión y temperatura. Se representa por la letra Z y se define como la relación que existe entre el volumen actual de un gas y el volumen del mismo gas a condiciones ideales, se expresa mediante la **Ecuación 15**.

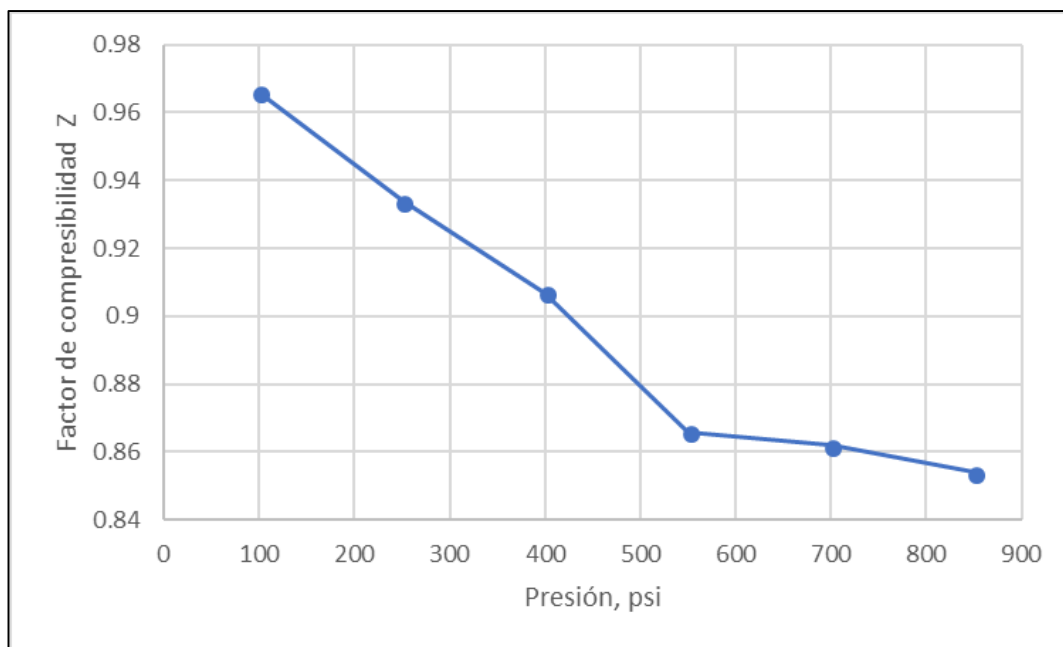
Ecuación 15. Factor de compresibilidad del gas

$$Z = \frac{V_{actual}}{V_{ideal}} = \frac{V}{(nRT)/p}$$

Fuente: AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. Tercera edición. Burlington, USA: Gulf Professional Publishing. 2006, p.34.

El comportamiento del factor de compresibilidad el gas (Z) con respecto a la variación en presión del Campo Yaguará se presenta en la **Gráfica 10** con los datos obtenidos mediante la prueba PVT realizada.

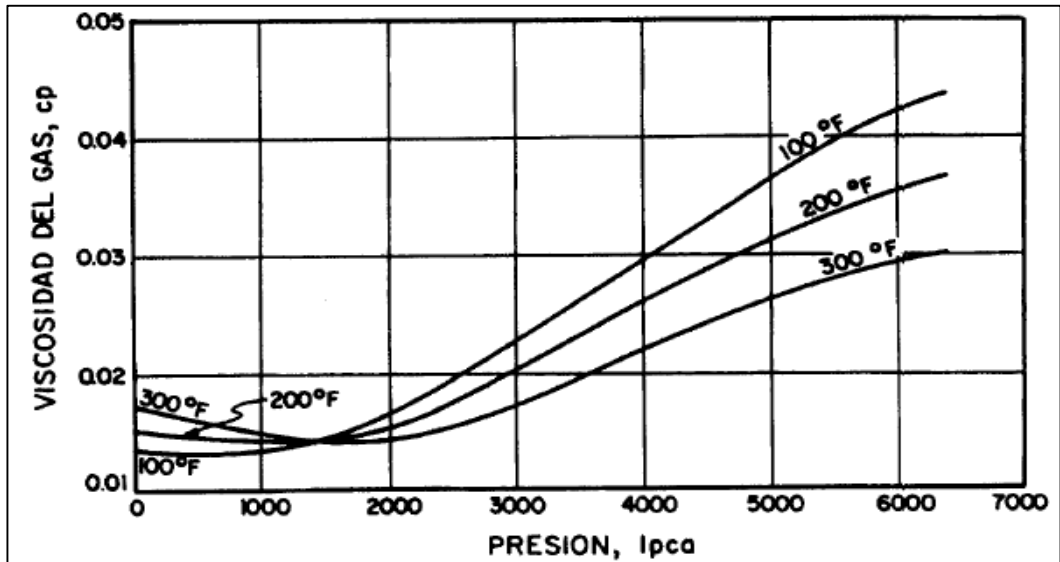
Gráfica 10. Factor de compresibilidad Z Campo Yaguará



Fuente: Ecopetrol S.A., PVT. Modificado por el autor.

3.5.2.6 Viscosidad del gas. La viscosidad se define en términos generales como la resistencia interna que tiene un fluido al fluir, para los gases la viscosidad está en función de la presión, la temperatura y la composición, generalmente se expresa en términos de centipoise (cP). En la **Gráfica 11** se puede observar el comportamiento típico de la viscosidad de un gas en función de la presión y la temperatura.

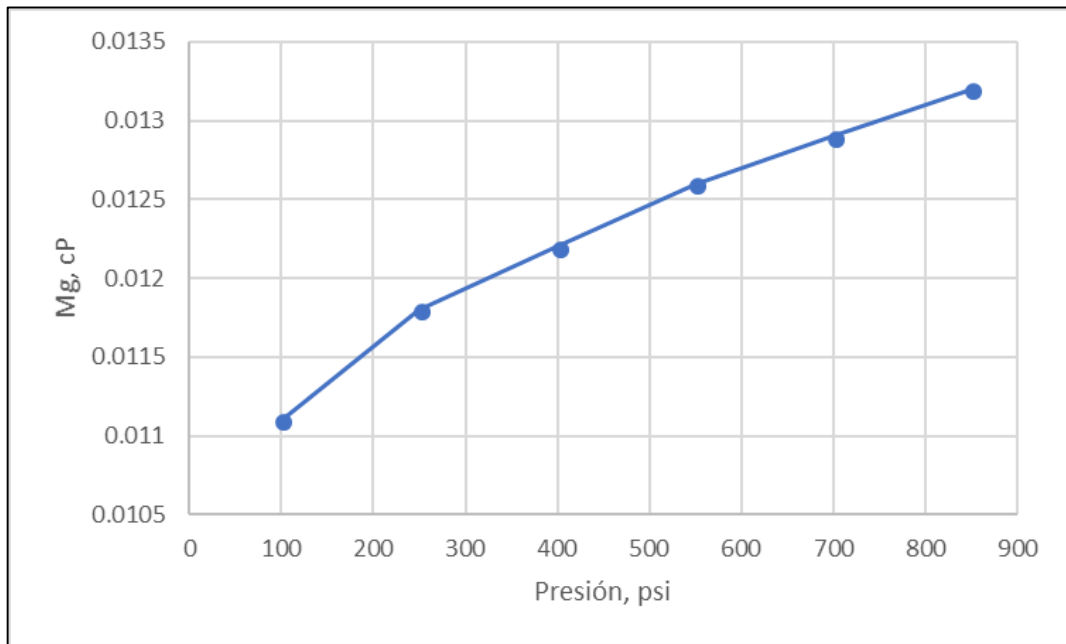
Gráfica 11. Comportamiento típico de la viscosidad del gas a distintas temperaturas



Fuente: BANZER, Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Maracaibo: Universidad de Zulia, 1996. p. 39.

A continuación, en la **Gráfica 12** se presenta el comportamiento de la viscosidad del gas con respecto a la variación de la presión para el Campo Yaguará.

Gráfica 12. Viscosidad del gas Campo Yaguará



Fuente: Ecopetrol S.A., PVT. Modificado por el autor.

3.6 PERMEABILIDADES RELATIVAS

La permeabilidad es una de las propiedades más importantes de las rocas, ya que es ella quien determina la capacidad que tiene un medio poroso para permitir el flujo de los fluidos, está estrechamente relacionada con la saturación y se ha dividido en 3 clases.

Para Escobar⁵⁸ los diferentes tipos de permeabilidad son:

- **Permeabilidad absoluta:** Es la permeabilidad que se mide cuando el medio poroso está saturado 100% por un solo fluido.
- **Permeabilidad efectiva:** Es la permeabilidad que muestra un fluido en un medio poroso cuando este no se encuentra saturado 100% por el fluido, es decir está en presencia otro u otros fluidos, está en función de la saturación.
- **Permeabilidad relativa:** La permeabilidad relativa es la relación que existe entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta y se calcula mediante la **Ecuación 16** que presenta la permeabilidad relativa del petróleo pero que es igual para cualquier componente modificando la permeabilidad efectiva de éste.

Ecuación 16. Permeabilidad relativa

$$k_{ro} = \frac{k_o}{k}$$

Fuente: AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. Tercera edición. Burlington, USA: Gulf Professional Publishing. 2006, p.288.

Donde:

K_{ro}: Permeabilidad relativa del petróleo

K_o: Permeabilidad efectiva del petróleo, mD

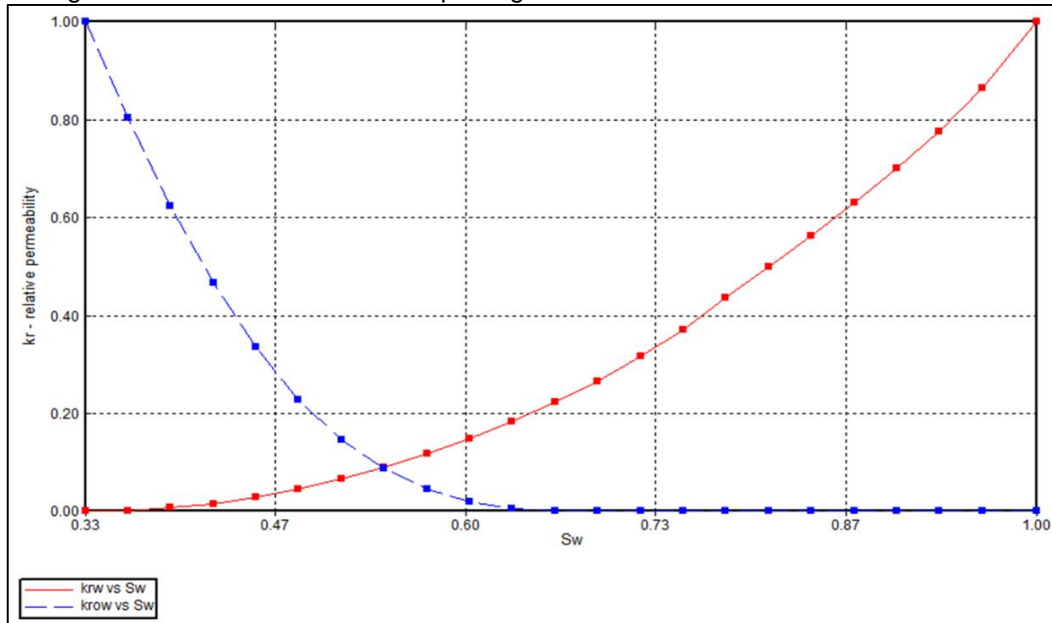
K: Permeabilidad absoluta, mD

La permeabilidad relativa generalmente se obtiene de pruebas de laboratorio, donde a través de núcleos y una gran cantidad de metodologías se determinan sus curvas que son de gran importancia ya que son una función de cómo los fluidos se desplazan en el medio poroso y además como se encuentra humectado este último.

⁵⁸ ESCOBAR, Fredy Humberto. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Colombia.2007, p. 34.

3.6.1 Permeabilidades relativas Campo Yaguará. La curva de permeabilidad relativa del Campo Yaguará usada en el modelo de simulación se presenta a continuación en la **Gráfica 13**.

Gráfica 13. Curva de permeabilidades relativas (agua-petróleo) vs saturación de agua modelo de simulación Campo Yaguará

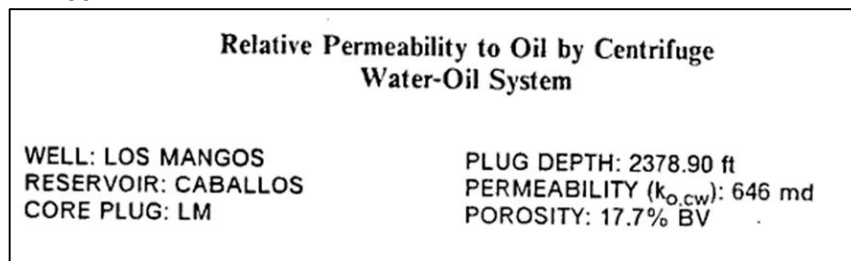


Fuente: Modelo de simulación Campo Yaguará, Ecopetrol S.A.

De la curva utilizada en el modelo de simulación del Campo Yaguará se puede observar que presenta una mojabilidad neutra con tendencia a ser humectada por agua, lo que podría beneficiar los procesos químicos de recobro mejorado. Se puede observar que la curva de permeabilidades relativas utilizada en el modelo se encuentra normalizada y que tiene una saturación de agua irreducible igual a 0,33.

A continuación, en la **Figura 48** se pueden observar los principales datos de la prueba realizada al pozo MA-00Z para determinar las permeabilidades relativas mediante el método de la centrifuga.

Figura 48. Resumen datos prueba de permeabilidades relativas pozo MA-00Z



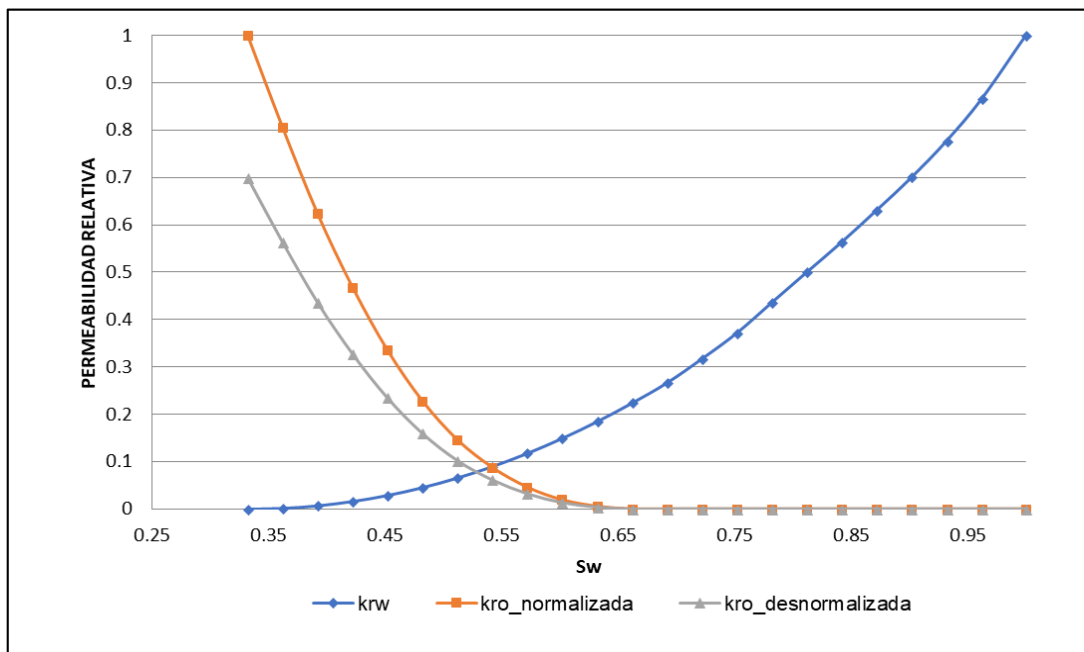
Fuente: Modelo de simulación Campo Yaguará, Ecopetrol S.A.

3.6.2 Desnormalización curva de Permeabilidades relativas Campo Yaguará.

Normalmente las curvas de permeabilidad relativa que se presentan en los modelos se encuentran normalizadas debido a que mediante este proceso se pueden suavizar y muchas veces visualizar de una manera más cómoda las curvas, pero el desnormalizarlas permite observar la verdadera forma y características de las curvas con mayor grado de exactitud.

En la **Gráfica 14** se puede observar la comparación entre la curva de permeabilidad relativa desnormalizada y la normalizada.

Gráfica 14. Curva de permeabilidad relativa desnormalizada y normalizada Campo Yaguará



Fuente: Ecopetrol S.A., Informe Campo Yaguará. Modificado por el autor.

Mediante esta comparación es posible comprobar que efectivamente la formación si se encuentra humectada por agua y que esto favorece enormemente a los procesos de recobro químico que se quieren evaluar, adicionalmente se puede observar que la permeabilidad relativa del petróleo a condiciones de saturación de agua irreducible es de 0,7 y que la saturación de petróleo residual es del 0,33.

3.7 CONDICIONES INICIALES DEL MODELO DE SIMULACIÓN

El modelo conceptual de simulación del Campo Yaguará cuenta con unos datos iniciales que son de vital importancia para el desarrollo del modelo, entre estos datos se encuentra la fecha de inicio 01/11/1991 la cual debe coincidir con la primera fecha de producción, se tiene también en cuenta la temperatura de referencia 119 °F y la profundidad de referencia que se encuentra a 522'@TVDss. Estos datos se pueden observar en la **Figura 49**.

Figura 49. Condiciones iniciales modelo de simulación Campo Yaguará

Initial Conditions

Perform Gravity-Capillary Equilibrium of A Reservoir Initially Containing

Water, Oil, Gas (VERTICAL DEPTH_AVE WATER_OIL_GAS EQUIL)

Water, Oil (VERTICAL DEPTH_AVE WATER_OIL EQUIL)

Water, Gas (VERTICAL DEPTH_AVE WATER_GAS EQUIL NOTRANZONE)

There will be no residual saturation in Gas Cap (GASZONE NOOIL)

Reference Pressure and Depth

Pressure (REFPRES) 1370 psi

Depth (REFDEPTH) 522 ft

Phase Contact Depths

Water-Oil Contact (DWOC) 1120 ft

Gas-Oil Contact (DGOC)

Water-Gas Contact (DWGC)

Datum Depth for Output Pressure

Note: This item is optional.

Depth (DATUMDEPTH depth) 520 ft

Pressure will be corrected using the initial equilibrium pressure distribution (DATUMDEPTH depth INITIAL)

Bubble Point Input Format

Reservoir initially saturated (PB = P)

Constant Bubble Point Pressure (PB) 1083 psi

For more options use the Advanced Interface

Advanced

OK Cancel Apply Help

Fuente: Modelo de simulación Campo Yaguará, Ecopetrol S.A.

Es importante mencionar que para el modelo de simulación del Campo Yaguara no se seleccionó un modelo fracturado, ni tampoco un modelo analítico de acuífero ya que no son características del reservorio, la presión de referencia del modelo es de 1370 psi.

3.8 DESCRIPCIÓN DE POZOS MODELO DE SIMULACIÓN CAMPO YAGUARÁ

El modelo conceptual de simulación del Campo Yaguará está comprendido tanto por pozos productores como por pozos inyectores, a continuación, se describen las principales características de cada uno de los dos tipos de pozos existentes en el modelo.

3.8.1 Pozo productor MA-0XX. A continuación, se van a describir las principales características de la configuración, completamiento e histórico del pozo productor MA-0XX.

3.8.1.1 Configuración Pozo MA-0XX. La configuración de cada pozo depende de su referencia cartesiana y del *survey*, para el caso del pozo MA-0XX la referencia más importante dentro del modelo de simulación del campo es -2077.07'@TVDDss y su configuración es la de un pozo desviado, esto se puede observar en la **Figura 50**.

Figura 50. Características pozo productor MA-0XX

Correction to KB elevation: 0 ft

(command menu is available on right mouse click in the table)

#	x (ft)	y (ft)	z (ft)	Measured depth ...	Node type	Perf ^
1	2754268.37	2564055.12	-2077.07	0.00	Original	No
2	2754270.98	2564053.61	-1797.09	280.00	Original	No
3	2754278.81	2564049.09	-1517.24	560.00	Original	No
4	2754294.92	2564039.39	-1177.77	900.00	Original	No
5	2754300.22	2564034.60	-1078.03	1000.00	Original	No
6	2754313.30	2564023.34	-878.78	1200.00	Original	No
7	2754328.75	2564011.28	-679.74	1400.00	Original	No
8	2754341.95	2564000.67	-530.70	1550.00	Original	No
9	2754351.55	2563992.85	-431.47	1650.00	Original	No
10	2754363.75	2563984.13	-332.61	1750.00	Original	No
11	2754384.10	2563970.23	-184.65	1900.00	Original	No
12	2754406.50	2563955.59	-37.05	2050.00	Original	No
13	2754427.28	2563941.31	92.81	2182.29	Block entry	No
14	2754428.50	2563940.48	100.39	2190.01	Perforation	Yes

Fuente: Modelo de simulación Campo Yaguará, Ecopetrol S.A.

3.8.1.2 Completamiento pozo MA-0XX. El completamiento del pozo MA-0XX se muestra en la **Figura 51**, se tienen en cuenta las referencias de los bloques dentro del modelo para determinar si está o no completado, el radio de flujo y el daño o “skin”. Para el caso del pozo MA-0XX el radio de flujo es de 0,3542 pies y el factor de daño se asumió como 0, entendiendo que el pozo no se encuentra ni dañado ni tampoco estimulado.

Figura 51. Completamiento pozo productor MA-XXX

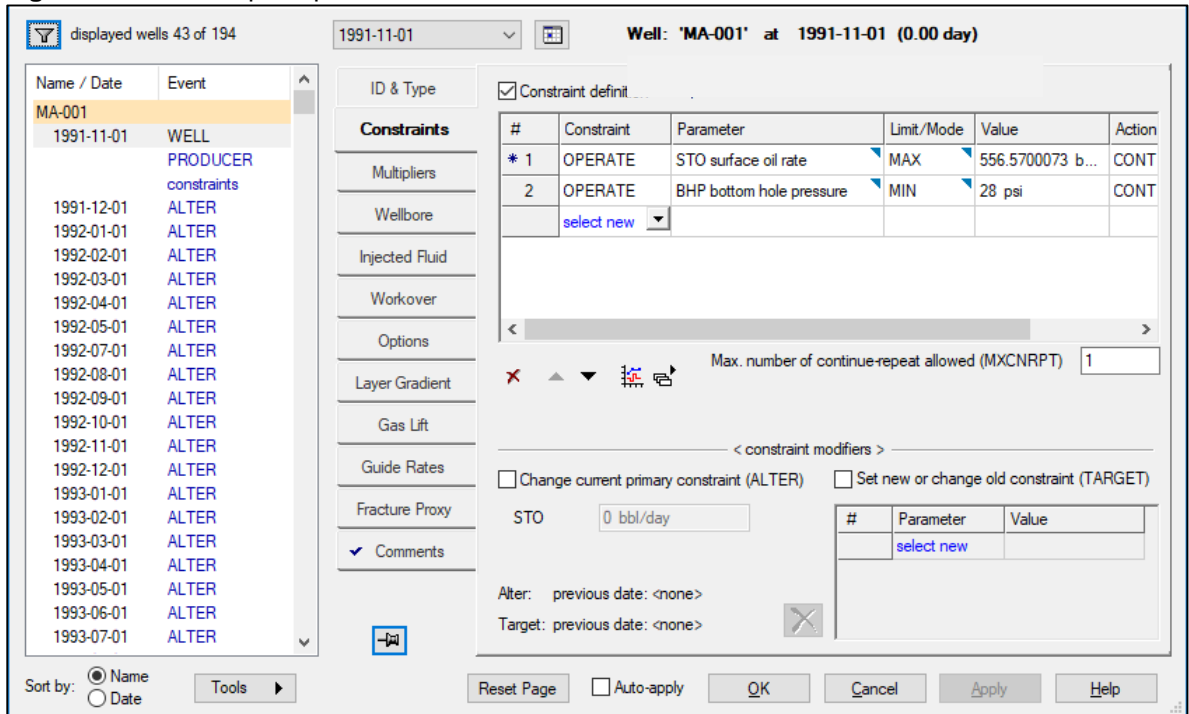
Well index type	
Calculating well index method	GEOA calculated from geometry, ani... Directional Weighting
Geometry:	
direction	K axis
radius (ft)	0.354
geofac	N/A (computed)
wfrac	1
skin	0
Use D for turbulent skin factor	<input type="checkbox"/> TURB
Use quadratic gas inflow	<input type="checkbox"/> QUAD
Use pseudo-pressure gas inflow	<input type="checkbox"/> PSEUDOP
Use layer IJK directions or XYZ geometric data	LAYERXYZ apply only with GEO an...

Fuente: Modelo de simulación Campo Yaguará, Ecopetrol S.A.

Cada uno de los pozos productores del campo tienen la misma configuración en cuanto a radio de flujo, pero cuentan con variaciones tanto en el daño como en las coordenadas de referencia dentro del modelo.

3.8.1.3 Schedule Pozo MA-0XX. El histórico del pozo MA-0XX se presenta en la **Figura 52**, y es estándar para todos los demás pozos productores, la información que tiene cada pozo es fecha, caudales de agua, gas y petróleo y adicionalmente todos cuentan con información como: tipo de pozo, controles de pozo que se encargan de controlar las producciones y su valor.

Figura 52. Histórico pozo productor MA-0XX



Fuente: Modelo de simulación Campo Yaguará, Ecopetrol S.A.

3.8.2 Pozo inyector MA-0YY. A continuación, se van a describir las principales características de la configuración, completamiento e histórico del pozo inyector MA-0YY.

3.8.2.1 Configuración Pozo MA-0YY. Al igual que en los pozos productores, para los pozos inyectores la configuración de cada pozo depende de su referencia cartesiana y del *survey*, para el caso del pozo MA-0YY la referencia más importante dentro del modelo de simulación del campo es -2054'@TVDDs y su configuración es la de un pozo desviado, esto se puede observar en la **Figura 53**.

Figura 53. Características pozo inyector MA-0YY

Trajectory:

ID data Nodes Perforations

Correction to KB elevation: 0 ft Note... Tools ▶

(command menu is available on right mouse click in the table)

#	x (ft)	y (ft)	z (ft)	Measured depth ...	Node type	Perf ^
1	2747509.84	2564970.47	-2054.00	0.00	Original	No
2	2747511.02	2564970.14	-1854.01	200.00	Original	No
3	2747514.46	2564969.15	-1654.04	400.00	Original	No
4	2747518.61	2564967.96	-1504.10	550.00	Original	No
5	2747527.54	2564965.40	-1254.27	800.00	Original	No
6	2747547.41	2564959.70	-754.70	1300.00	Original	No
7	2747553.53	2564957.94	-654.91	1400.00	Original	No
8	2747568.95	2564953.52	-455.55	1600.00	Original	No
9	2747586.39	2564948.93	-256.37	1800.00	Original	No
10	2747601.01	2564944.24	-107.16	1950.00	Original	No
11	2747616.92	2564938.87	41.90	2100.00	Original	No
12	2747640.10	2564930.05	240.35	2300.00	Original	No
13	2747690.01	2564910.77	636.76	2700.00	Original	No
14	2747693.63	2564909.23	664.87	2728.39	Block entry	No

Fuente: Modelo de simulación Campo Yaguará, Ecopetrol S.A.

3.8.2.2 Completamiento pozo MA-0YY. El completamiento del pozo MA-0YY se muestra en la **Figura 54**, se tienen en cuenta las referencias de los bloques dentro del modelo para determinar si está o no completado, el radio de flujo y el daño o “*skin*”. Para el caso del pozo MA-0YY los intervalos completados tienen un radio de flujo de 0,3542 pies y el factor de daño se asumió en 0.

Cada uno de los pozos inyectoros del campo tienen la misma configuración en cuanto a radio de flujo, pero cuentan con variaciones en valor de daño de formación.

Figura 54. Configuraciones adicionales pozo inyector MA-0YY

Well & Date: MA-0YY ▶ INJECTOR MOBWEIGHT

General Perforations Rel.Perm.Options

Well index type	GEOA calculated from geometry, ani...	
Calculating well index method	Directional Weighting	
Geometry:		
direction	K axis	
radius (ft)	0.354	
geofac	N/A (computed)	
wfrac	1	
skin	0	Calculate
Use D for turbulent skin factor	<input type="checkbox"/> TURB	
Use quadratic gas inflow	<input type="checkbox"/> QUAD	
Use pseudo-pressure gas inflow	<input type="checkbox"/> PSEUDOP	
Use layer IJK directions or XYZ geometric data	LAYERXYZ apply only with GEO an...	

Fuente: Modelo de simulación Campo Yaguará, Ecopetrol S.A.

3.8.2.3 Schedule Pozo MA-0YY. El histórico del pozo MA-0YY se presenta en la **Figura 55**, y es estándar para todos los demás pozos inyectores, la información que tiene cada pozo es fecha, caudal de agua inyectada y temperatura del agua de inyección, el control para los pozos inyectores es la presión máxima de fondo.

Figura 55. Histórico pozo inyector MA-0YY

displayed wells 45 of 194 1991-11-01

Name / Date	Event
MA-004w	
1991-11-01	WELL
	INJECTOR
	constraints
	injected fluid
	SHUTIN
1995-03-01	INJECTOR
	constraints
	injected fluid
1995-04-01	ALTER
1995-05-01	ALTER
1995-06-01	ALTER
1995-07-01	ALTER
1995-08-01	ALTER
1995-09-01	ALTER
1995-10-01	ALTER
1995-11-01	ALTER
1995-12-01	ALTER
1996-01-01	ALTER
1996-02-01	ALTER
1996-03-01	ALTER
1996-04-01	ALTER
1996-05-01	ALTER

ID & Type Constraint definition previous date: <none>

Constraints

#	Constraint	Parameter	Limit/Mode	Value	Action
* 1	OPERATE	BHP bottom hole pressure	MAX	147000 psi	CONT

Max. number of continue-repeat allowed (MXCNRPT)

< constraint modifiers >

Change current primary constraint (ALTER) Set new or change old constraint (TARGET)

BHP

#	Parameter	Value
	select new	

Alter: previous date: <none>
Target: previous date: <none>

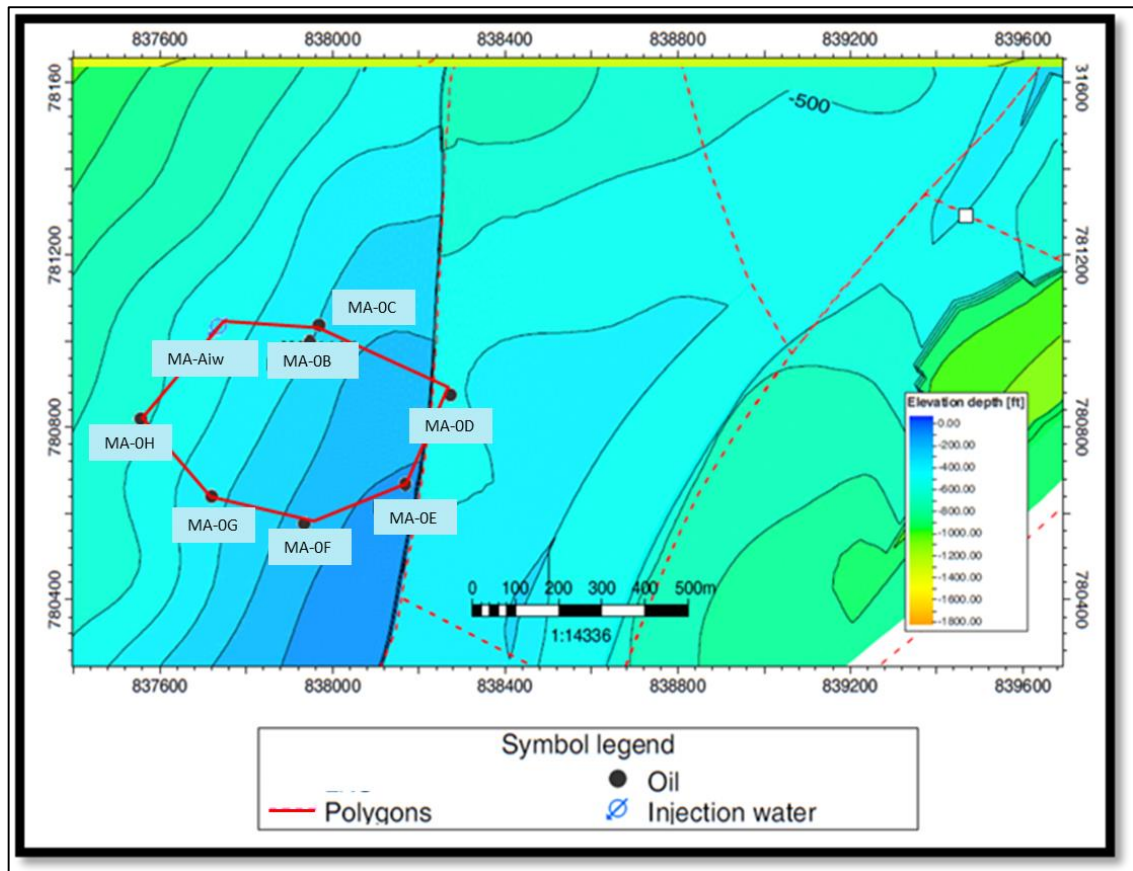
Fuente: Modelo de simulación Campo Yaguará, Ecopetrol S.A.

3.9 SELECCIÓN DEL PATRÓN DE INYECCIÓN

Mediante una revisión del estado del campo y las condiciones actuales de porosidad (10%), permeabilidad (239 Md) y en especialmente el estado de la saturación de aceite residual (33%) se decidió en conjunto con la compañía seleccionar el patrón presentado a continuación en la **Figura 56**. Dicho arreglo consta de siete (7) pozos productores: MA-0B, MA-0C, MA-0D, MA-0E, MA-0F, MA-0G y MA-0H y un (1) pozo inyector; MA-0Aiw, para un total de ocho (8) pozos.

En el arreglo presentado se llevará a cabo la simulación de los efectos de la inyección de la alternativa química no convencional seleccionada para el Campo Yaguará, en él se evaluarán las distintas sensibilidades con el fin de evaluar su efecto en el aceite incremental.

Figura 56. Patrón de 8 pozos arreglo Yaguará



Fuente: Modelo de simulación Campo Yaguará, Ecopetrol S.A.

3.10 DETERMINACIÓN DE LA COMPRESIBILIDAD DE LA ROCA

Los yacimientos siempre estarán expuestos a esfuerzos que son causados, bien sea por los fluidos contenidos dentro de sus poros o por las rocas y estratos que se encuentran sobre ellos. Diversos autores han hecho estudios donde se relaciona la compresibilidad en función de la presión y la porosidad, a continuación, se presentan sus métodos y los respectivos cálculos de compresibilidad.

3.10.1 Método de Hall. Este método relaciona la compresibilidad en función de la porosidad y su correlación se presenta en la **Ecuación 17**.

Ecuación 17. Compresibilidad de la formación Método de Hall

$$C_f = \frac{1.782}{\phi^{0.438}} * 10^{-6}$$

Fuente: AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. Tercera edición. Burlington, USA: Gulf Professional Publishing. 2006, p.259.

Donde:

C_F : Compresibilidad de la formación, psi^{-1}

ϕ : Porosidad, fracción

3.10.2 Método de Newman. Newman relaciono la compresibilidad de la formación en función de la porosidad y el tipo de litología mediante una ecuación hiperbólica que se presenta a continuación en la **Ecuación 18** y unas constantes que dependen del tipo de litología que se presentan en la **Tabla 13**.

Ecuación 18. Compresibilidad de la formación Método de Newman

$$C_f = \frac{a}{[1 + cb\phi]}$$

Fuente: AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. Tercera edición. Burlington, USA: Gulf Professional Publishing. 2006, p.259.

Donde:

C_F : Compresibilidad de la formación, psi^{-1}

ϕ : Porosidad, fracción

Tabla 13. Constantes Método de Newman

Constante	Arenisca consolidada	Limolita
a	9.73E-05	0.8535
b	0.699993	1.075
c	79.8181	2.20E-06

Fuente: AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. Tercera edición. Burlington, USA: Gulf Professional Publishing. 2006, p.259.

3.10.3 Método de Yale & Nabor. Yale & Nabor determinaron la compresibilidad de la formación en función de los esfuerzos efectivos que actúan sobre la roca, en la **Ecuación 19** se presenta la ecuación generalizada.

Ecuación 19. Compresibilidad de la formación Método de Yale&Nabor

$$C_f = A * (\sigma - B)^C + D$$

Fuente: Yale, D. P., Nabor, G. W., Russell, J. A., Pham, H. D., & Yousef, M. Application of Variable Formation Compressibility for Improved Reservoir Analysis. Houston, Texas: SPE 26647, 1993. p. 438.

Donde:

C_f : Compresibilidad de la formación, psi^{-1}

σ : Esfuerzos efectivos, psi

Las constantes presentadas en la **Ecuación 19** están en función del tipo de roca, Yale&Nabor las establecieron y se presentan a continuación en la **Tabla 14**.

Tabla 14. Constantes Método Yale&Nabor

Constantes	Areniscas No consolidadas	Areniscas Friables	Areniscas Consolidadas
A	-2.81E-05	1.05E-04	-2.40E-05
B	3.00E+02	5.00E+02	3.00E+02
C	1.40E-01	-2.25E-01	6.23E-02
D	1.18E-04	-1.10E-05	4.31E-05

Fuente: Yale, D. P., Nabor, G. W., Russell, J. A., Pham, H. D., & Yousef, M. Application of Variable Formation Compressibility for Improved Reservoir Analysis. Houston, Texas: SPE 26647, 1993. p. 438.

3.10.4 Resultado compresibilidad de la roca. Una vez presentados los métodos, se realiza el cálculo de la compresibilidad de la formación por cada uno de ellos, los resultados se presentan a continuación en la **Tabla 15**. Es importante mencionar que en los casos que fue necesario seleccionar un tipo de litología, se seleccionó arenisca consolidada teniendo en cuenta las características del yacimiento del Campo Yaguará.

Tabla 15. Compresibilidad de la roca

Método	Valor (psi-1)
Hall	4.593E-06
Newman	9.654E-06
Yale&Nabor	6.276E-06

Fuente: Elaboración propia

Teniendo en cuenta la información suministrada por la empresa y las características del Campo Yaguará, el método seleccionado es el de Hall, obteniendo entonces un valor de compresibilidad de la formación de $4,77E-06 \text{ psi}^{-1}$ que será utilizado en el modelo y en los cálculos que requieran el uso de esta variable.

3.11 DETERMINACIÓN DE LA PRESIÓN DE FRACTURA

La presión de fractura es un factor determinante que se debe tener en cuenta siempre que se quiera inyectar algún fluido al yacimiento, ya sea por un trabajo de estimulación, una disposición o como en este trabajo, por una inyección de fluidos como método de recobro mejorado. La presión de fractura nos indica la energía necesaria para fracturar la roca y ocasionar una ruptura no deseada, debido a esto y para evitar posibles problemas en el presente trabajo se calculará la presión de fractura con un factor de seguridad entre el 5 y el 15%

A continuación, se presentan los principales conceptos que están relacionados con la presión de fractura y el cálculo de esta variable a través de dos autores haciendo uso del modelo de Monte Carlo.

3.11.1 Presión de Formación. La presión de Formación o presión de poro (Pp) es aquella energía que tienen los fluidos que se encuentran contenidos dentro de los poros de las rocas, en general esta presión se clasifica como subnormal, normal y anormal, teniendo en cuenta que la profundidad y la presión de poro son directamente proporcionales⁵⁹. Para los cálculos del presente trabajo se tendrán en cuenta directamente las presiones obtenidas del simulador y que se pueden observar en la **Tabla 5**.

3.11.2 Presión de Overburden. La presión de *Overburden* es la energía que ejerce la columna de rocas que se encuentran sobre la formación y la ejercida por los fluidos contenidos en los poros. Esta presión está muy relacionada con el gradiente litostático, que es causado por la densidad de las rocas y que generalmente se asume como 1,0 psi/ft⁶⁰. La presión de *Overburden* se representa mediante la **Ecuación 20**.

Ecuación 20. Presión de Overburden

$$P_{ob} = P_l + P_f$$

Fuente: TIAB, Djebbar. DONALDSON, Erle C. Petrophysics. Theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties. Segunda edición. 2004. p.54.

Donde:

P_{ob}: Presión de Overburden, psi

P_l: Presión litostática, psi

P_f: Presión de fluido, psi

3.11.3 Esfuerzo de sobrecarga. El esfuerzo de sobrecarga o esfuerzo vertical equivale a la integración de las densidades de la roca; teniendo en cuenta los fluidos contenidos en ella desde la superficie hasta la profundidad de interés⁶¹. El esfuerzo de sobrecarga se representa por el símbolo σ .

3.11.4 Relación de Poisson. La relación de Poisson representa la capacidad de un material para expandirse y se define como la relación que existe cuando se aplica una deformación uniaxial en la dirección del estiramiento entre la deformación

⁵⁹ TREJO, María. Aplicación de la Geomecánica en la estabilidad del agujero de un pozo de la región sur. Universidad Autónoma de México, México D.F. 2009, p.2.

⁶⁰ TIAB, Djebbar. DONALDSON, Erle C. Petrophysics. Theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties. Segunda edición. 2004. p.54.

⁶¹ PÁRAMO, Liliana. Análisis Geomecánico y de Estabilidad para el pozo #3 del campo caso estudio. Universidad Nacional de Colombia, Medellín: Colombia. 2016. p. 20.

transversal y longitudinal⁶². La relación de Poisson se representa por el símbolo ν y es una variable adimensional.

3.11.5 Modelo de simulación de Monte Carlo. El método de Monte Carlo o simulación de Monte Carlo es un proceso estocástico numérico y que plantea conocer la probabilidad de ocurrencia de un evento partiendo de la realización de un experimento un número finito de veces teniendo dependiente a la variable aleatoria como una función de densidad de los resultados obtenidos. Este método utiliza funciones de distribución, que luego de los experimentos o ensayos se acercan a simular lo que pasaría en los sistemas reales.

En general para llevar a cabo una simulación por el método de Monte Carlo hay que tener una ecuación, determinar las variables aleatorias de acuerdo a sus distribuciones, que en este caso se obtienen del modelo de simulación del campo. Posterior a esto seleccionar un valor inicial y realizar el cálculo aleatorio el número de veces que sean necesarias para obtener un valor probabilístico que se aproxime a la realidad.

En el presente trabajo se calculará la presión de fractura haciendo uso del modelo de simulación de Monte Carlo a través del programa *Crystal Ball* y los métodos propuestos por los autores Eaton y Hubbert & Willis.

3.11.5.1 Método de Eaton modelo de simulación de Monte Carlo. El método de Eaton está en función de la presión de poro o de formación, la presión de sobrecarga y la relación de Poisson. La presión de fractura por el método de Eaton se calcula mediante el uso de la **Ecuación 21** que se presenta a continuación.

Ecuación 21. Método Eaton presión de fractura

$$P_{Fract} = P_p + (\sigma - P_p) \frac{\nu}{1 - \nu}$$

Fuente: GUTIÉRREZ, Denise. Metodología para la estimación de presiones de poro y fractura a partir de velocidades interválicas provenientes de datos sísmicos pre-apilados. Universidad Central de Venezuela, Caracas: Venezuela. 2012. p.43.

Donde:

σ : Esfuerzo sobrecarga, psi

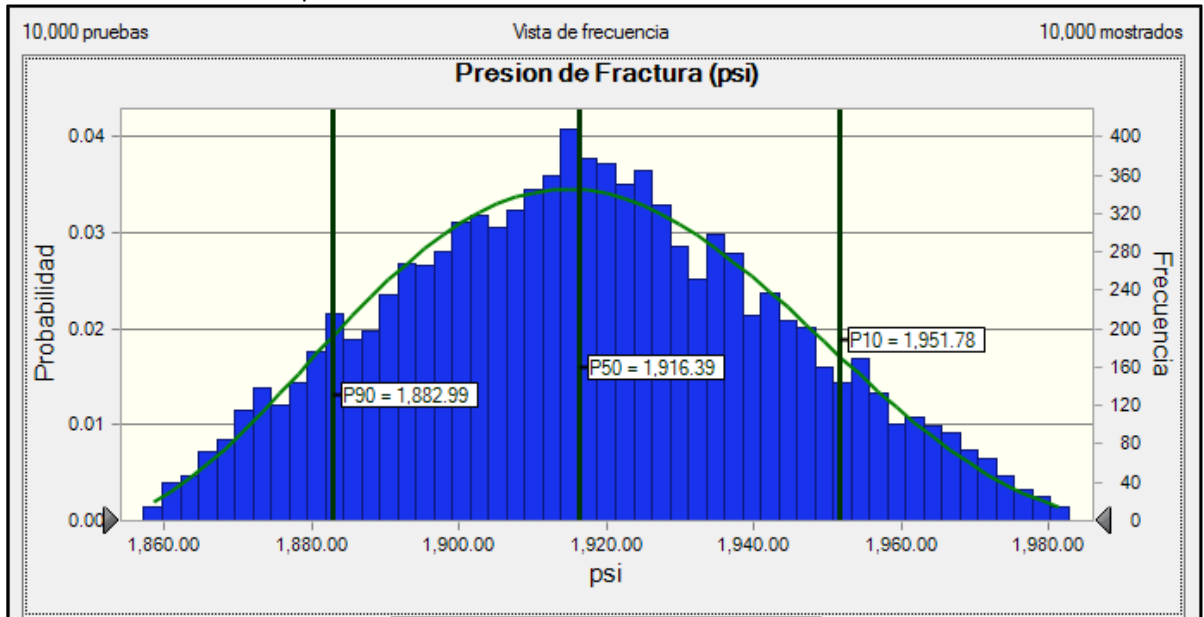
ν : Razón de Poisson

P_p : Presión de poro, psi

En la **Gráfica 15** se presenta la distribución para la presión de fractura obtenida a través del método de Eaton, adicionalmente en la **Gráfica 16** se presenta la distribución del gradiente de fractura correspondiente.

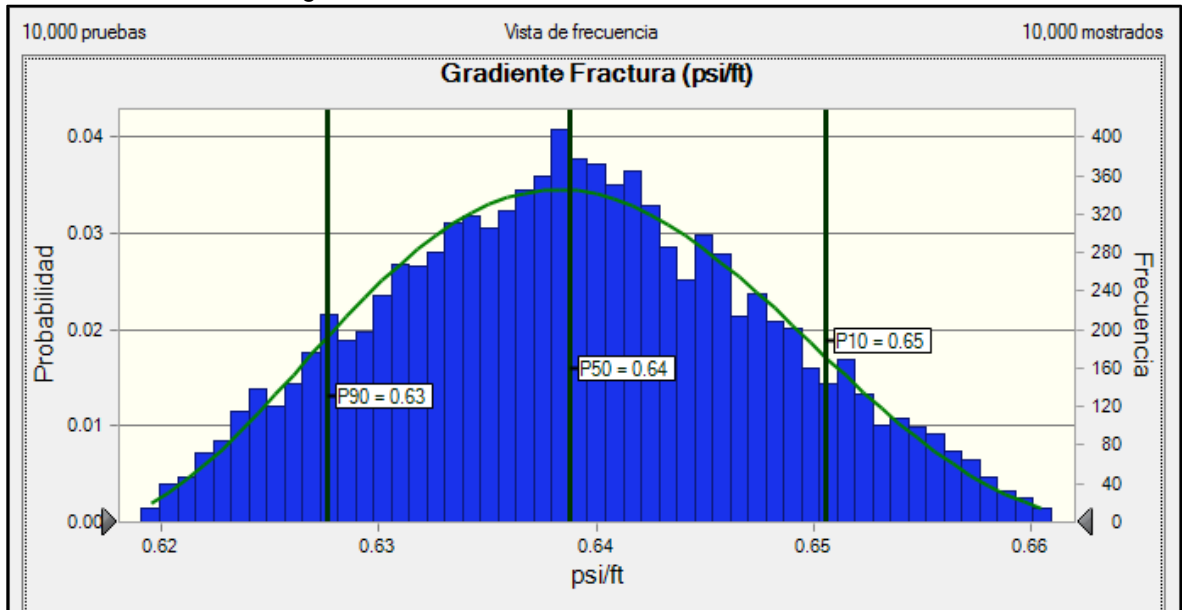
⁶² CAMACHO, Andrés y CÁRDENAS, José., op. cit, p.59.

Gráfica 15. Distribución presión de fractura método de Eaton



Fuente: Ecopetrol S.A. Simulador Crystal Ball.

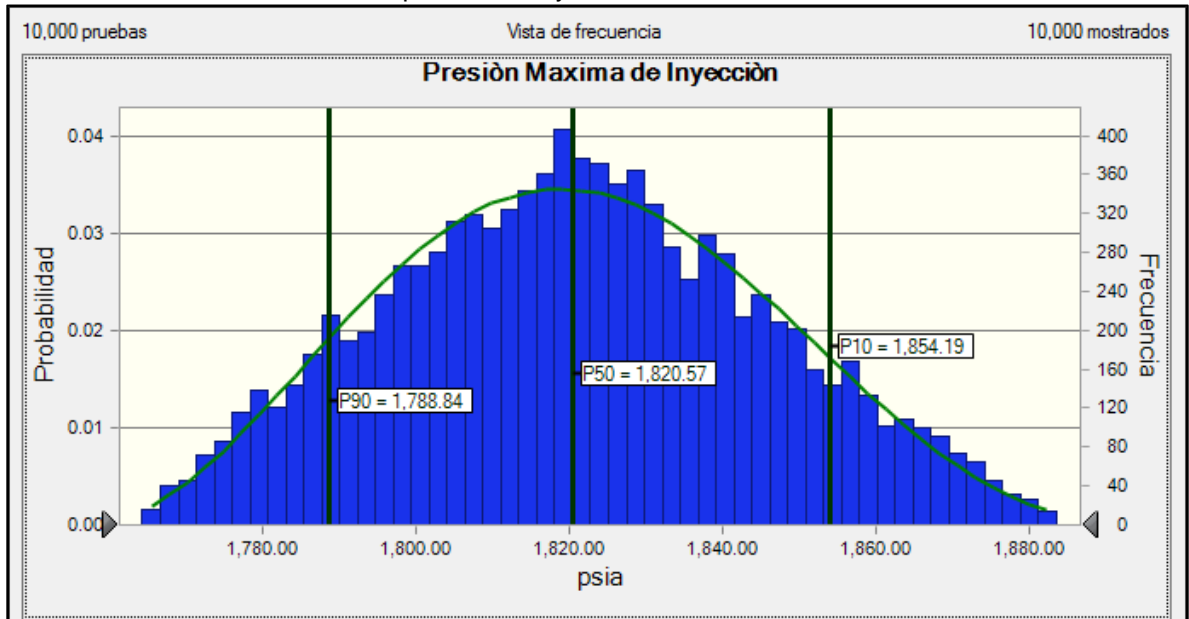
Gráfica 16. Distribución gradiente de fractura método de Eaton



Fuente: Ecopetrol S.A. Simulador Crystal Ball.

Teniendo en cuenta que la idea no es llegar a la presión de fractura, se aplica un factor de seguridad (5-15%) a dicha presión y de esta manera se determina la máxima presión de inyección, a continuación, en la **Gráfica 17** se presenta la distribución para esta variable.

Gráfica 17. Distribución máxima presión de inyección método de Eaton



Fuente: Ecopetrol S.A. Simulador Crystal Ball.

3.11.5.2 Método de Hubbert & Willis modelo de simulación de Monte Carlo.

El método de Hubbert & Willis establece que la presión de fractura está en función de la presión de poro y el esfuerzo de sobrecarga. La presión de fractura por el método de Hubbert & Willis se calcula mediante el uso de la **Ecuación 22** que se presenta a continuación.

Ecuación 22. Método de Hubbert&Willis presión de fractura

$$P_{Frac} = \frac{1}{3} * (\sigma + 2P_p)$$

Fuente: TIAB, Djebbar. DONALDSON, Erle C. Petrophysics. Theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties. Segunda edición. 2004. p.622.

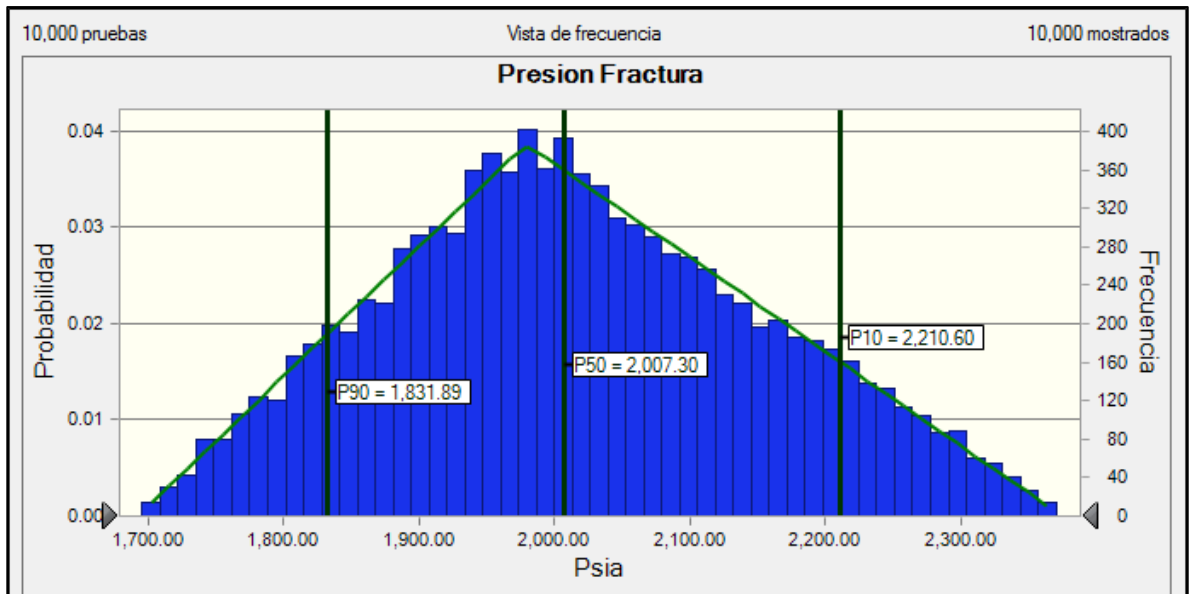
Donde:

σ : Esfuerzo sobrecarga, psi

P_p : Presión de poro, psi

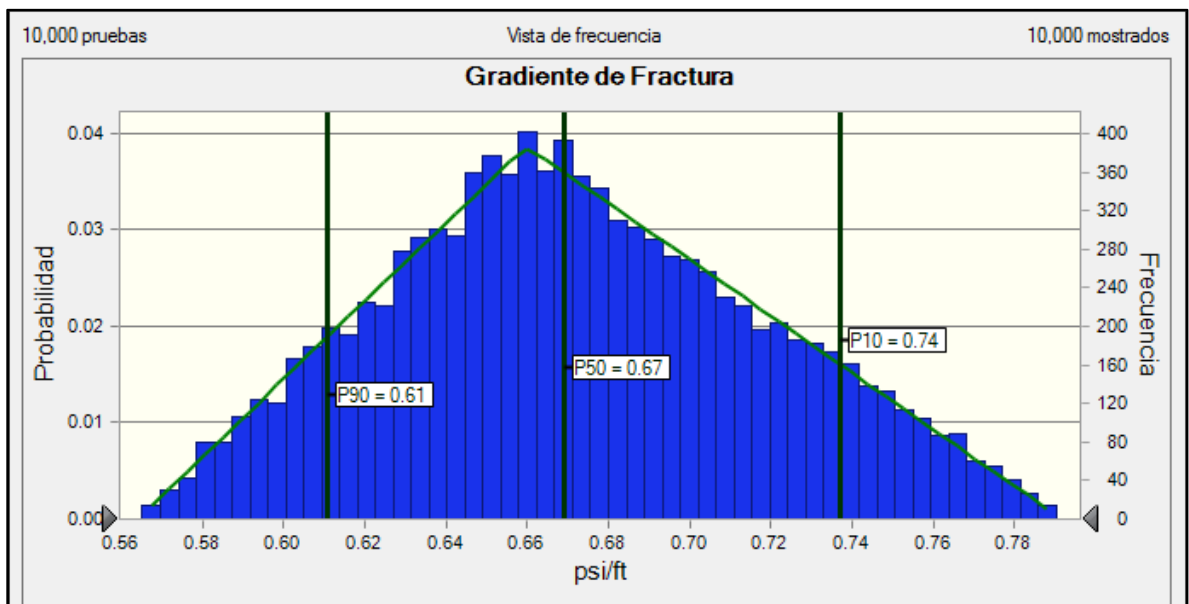
En la **Gráfica 18** se presenta la distribución para la presión de fractura obtenida a través del método de Hubbert & Willis, adicionalmente en la **Gráfica 19** se presenta la distribución del gradiente de fractura correspondiente.

Gráfica 18. Distribución presión de fractura método de Hubbert&Willis



Fuente: Ecopetrol S.A. Simulador Crystal Ball.

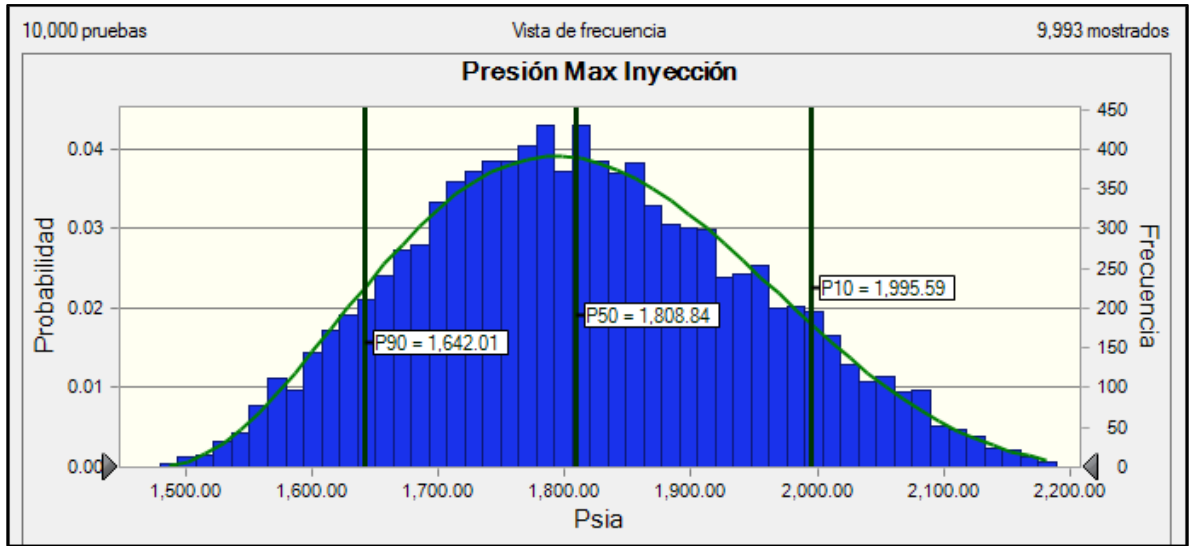
Gráfica 19. Distribución gradiente de fractura método de Hubbert & Willis



Fuente: Ecopetrol S.A. Simulador Crystal Ball.

La presión máxima de inyección nuevamente se calcula teniendo en cuenta un factor de seguridad de entre 5 y 15% de la presión de fractura y su distribución se presenta en la **Gráfica 20**.

Gráfica 20. Distribución máxima de la presión de inyección por el método de Hubbert&Willis



Fuente: Ecopetrol S.A. Simulador Crystal Ball.

A continuación, en la **Tabla 16**, **Tabla 17** y **Tabla 18** se resumen los datos obtenidos para la presión de fractura, el gradiente de fractura y la presión máxima de inyección respectivamente, obtenidos a través de los diferentes percentiles calculados mediante el método de simulación de Monte Carlo.

Tabla 16. Resumen percentiles presión de fractura a través de los métodos de Eaton y Hubbert & Willis.

Presión de fractura (psi)		
Percentil	Método de Eaton	Método de Hubbert & Willis
p10	1883	1831
p50	1916	2007
p90	1952	2210

Fuente: Elaboración propia

Tabla 17. Resumen percentiles gradiente de fractura a través de los métodos Eaton y Hubbert & Willis.

Gradiente de fractura (psi/ft)		
Percentil	Método de Eaton	Método de Hubbert & Willis
p10	0.63	0.61
p50	0.64	0.67
p90	0.65	0.74

Fuente: Elaboración propia

Tabla 18. Resumen percentiles máxima presión de inyección a través de los métodos de Eaton y Hubbert & Willis.

Presión máxima de inyección (psi)		
Percentil	Método de Eaton	Método de Hubbert & Willis
p10	1789	1642
p50	1821	1808
p90	1854	1995

Fuente: Elaboración propia.

3.11.6 Presión máxima de inyección. Una vez realizados los cálculos por los métodos de Eaton y Hubbert & Willis y al ver la distribución de las variables se decide seleccionar como máxima presión de inyección, la calculada a través del método de Eaton para la presión con más probabilidades que corresponde al percentil 50, de esta manera se asume una presión máxima de inyección de 1821 psi, una presión de fractura de 1916 psi y un gradiente de fractura de 0.64 psi/ft. Es importante mencionar que el factor determinante para seleccionar cuál de los dos métodos era el más indicado fue la razón de poisson ya que este valor se tenía medido de trabajos realizados en el campo y el método que lo tiene en cuenta dentro de su ecuación es el de Eaton.

4. PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO YAGUARÁ

En este capítulo se desarrollarán las predicciones del comportamiento de producción del Campo Yaguará las cuales serán: una predicción bajo el esquema actual del campo que es inyección de agua y 3 predicciones de sensibilidad para definir el mejor esquema de explotación bajo la alternativa química no convencional seleccionada para el Campo Yaguará que fueron las Nanocápsulas de surfactante.

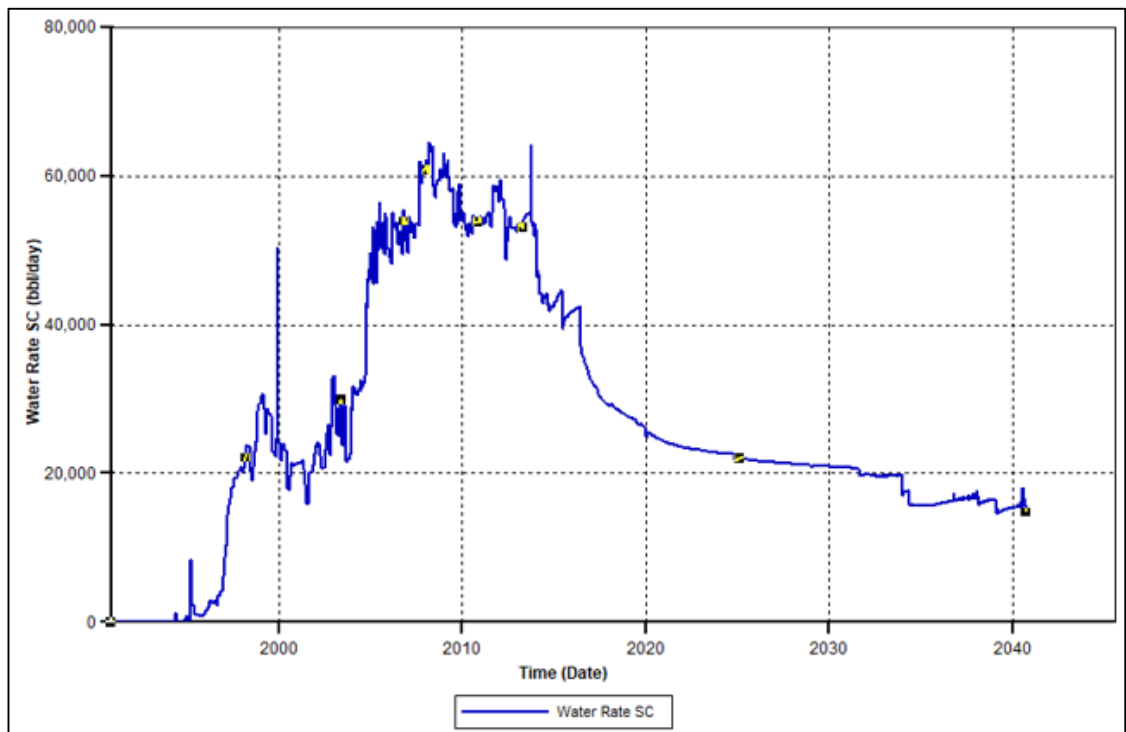
4.1 COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO YAGUARÁ BAJO EL ESQUEMA DE EXPLOTACIÓN ACTUAL

El Campo Yaguará produce mediante inyección de agua, mecanismo que ha venido utilizando por más de 20 años razón que lo convierte en un campo maduro en la inyección de agua y por lo cual evaluar su comportamiento hacia el futuro no es de mucho interés para la compañía ni para el presente trabajo, razón por la cual únicamente se realizó una predicción bajo el estado actual del campo y no se hicieron sensibilidades. A continuación, se muestran los resultados de la predicción hecha bajo el esquema de explotación actual.

Es importante mencionar que en los procesos de inyección de agua se tienen en cuenta parámetros clave como son la tasa de inyección y la presión máxima de inyección, además variables como la compresibilidad y la presión de fractura los cuales se calcularon en el capítulo anterior y se tienen en cuenta en el modelo de simulación para realizar las predicciones.

4.1.1 Comportamiento de la tasa de inyección de agua bajo el esquema actual de explotación. En la **Gráfica 21** se puede apreciar el comportamiento de la tasa de inyección en el Campo Yaguará mostrado en la simulación donde se puede ver como actualmente se inyectan alrededor de 40KBWPD y desde el 2020 hasta el 2040 la tasa promedio de inyección es de 20KBWPD siendo esta la mitad de la tasa actual.

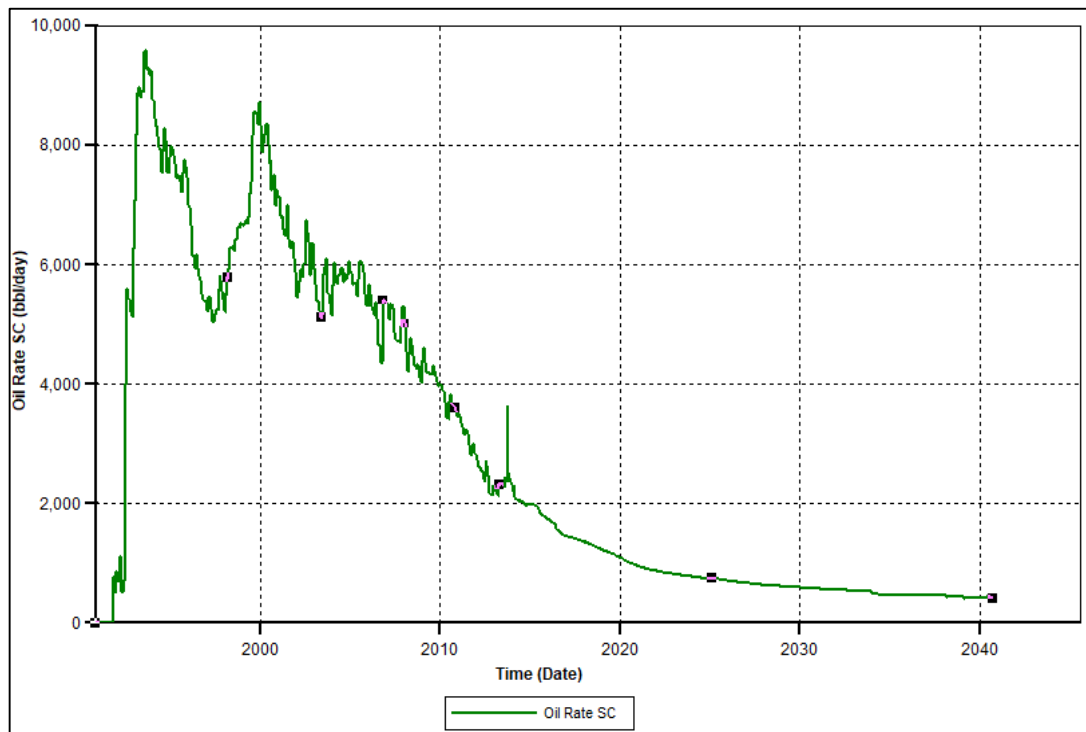
Gráfica 21. Comportamiento del caudal de agua inyectada Campo Yaguará bajo esquema actual de explotación



Fuente: Simulador CMG. Elaboración propia.

4.1.2 Resultados de la producción de aceite bajo el esquema actual de inyección de agua. La producción de aceite en el Campo Yaguará se encuentra actualmente cerca a los 2000 BOPD y es un valor que se encuentra cerca al límite económico del campo, como se puede evidenciar en la **Gráfica 22** el comportamiento del aceite en la simulación realizada tiene una pendiente casi constante con una tendencia clara a declinar, mostrando un promedio de producción desde el año 2020 hasta el 2040 cercano a los 500 BOPD.

Gráfica 22. Comportamiento del caudal de aceite Campo Yaguará bajo el esquema actual de inyección de agua

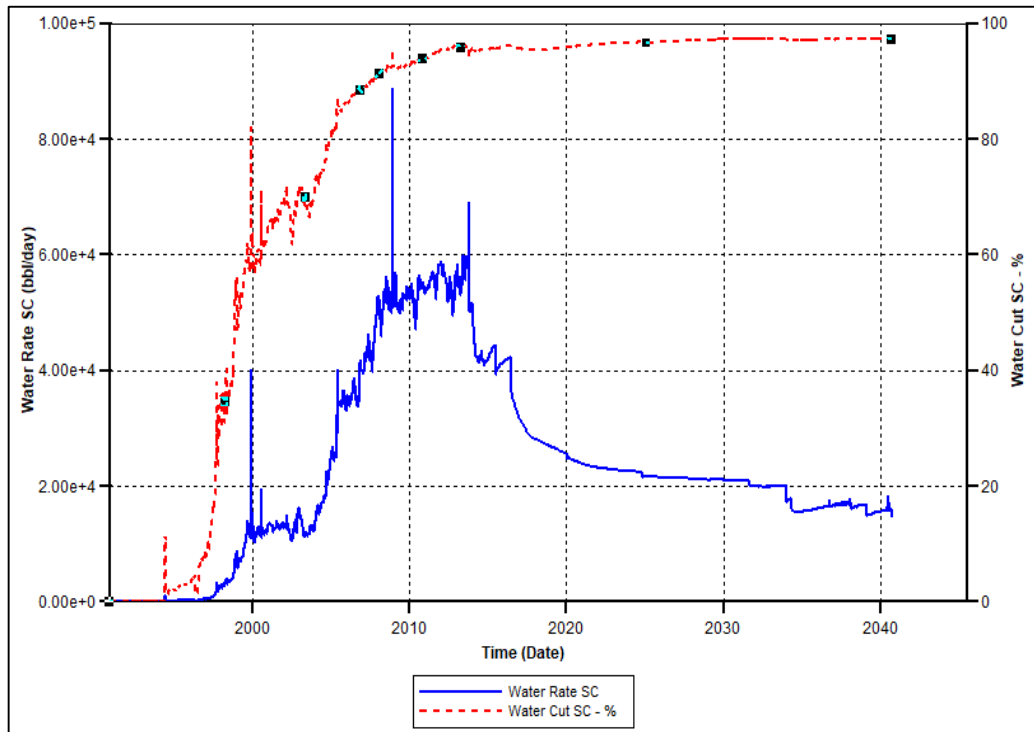


Fuente: Simulador CMG. Elaboración propia.

4.1.3 Resultados de la producción de agua y el BSW bajo el esquema actual de inyección de agua. En la **Gráfica 17** se puede observar el comportamiento obtenido de la producción de agua y del BSW a través de la simulación, estas curvas son importantes ya que por ejemplo si se observa la curva del agua se puede evidenciar que tiene casi la misma tendencia que el agua inyectada mostrada en la **Gráfica 23** lo que nos indica que prácticamente todo el fluido que estamos inyectando lo estamos produciendo es decir que solo se está generando una recirculación del agua, lo que económicamente no es viable, adicional a esto se observa como el BSW se mantiene constante prácticamente en 98-99% durante toda la predicción.

Es relevante ver la importancia de esta gráfica ya que nos permite ver de forma gráfica como continuar con la inyección de agua en este campo no es viable y que requiere si o si una alternativa diferente para continuar con su explotación.

Gráfica 23. Comportamiento caudal de agua y BSW del Campo Yaguará bajo el esquema actual de inyección de agua

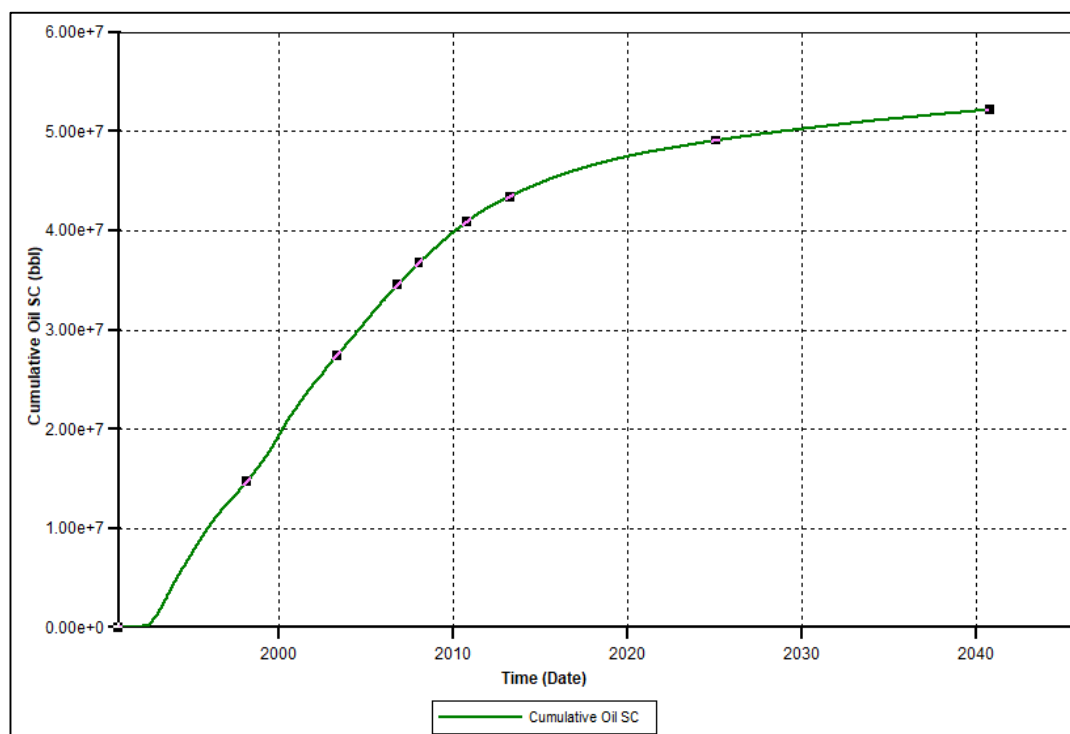


Fuente: Simulador CMG. Elaboración propia.

4.1.4 Comportamiento del Np bajo el esquema actual de inyección de agua.

En la **Gráfica 24** se puede apreciar el comportamiento del petróleo acumulado para el Campo Yaguará, en ella es posible observar cómo se incrementa el volumen de petróleo producido a lo largo de los años, pero es evidente ver que la pendiente no es muy pronunciada, es decir que no tienen un incremento significativo y esto se comprueba al comparar el volumen recuperado actualmente (2018) con respecto al volumen total que se alcanzara en el año 2040, obteniendo un incremental de 5 MMbbls de aceite, es decir que el Np para ese año estará cerca a los 52 MMbbls.

Gráfica 24. Comportamiento del Np del Campo Yaguará bajo el esquema actual de inyección de agua



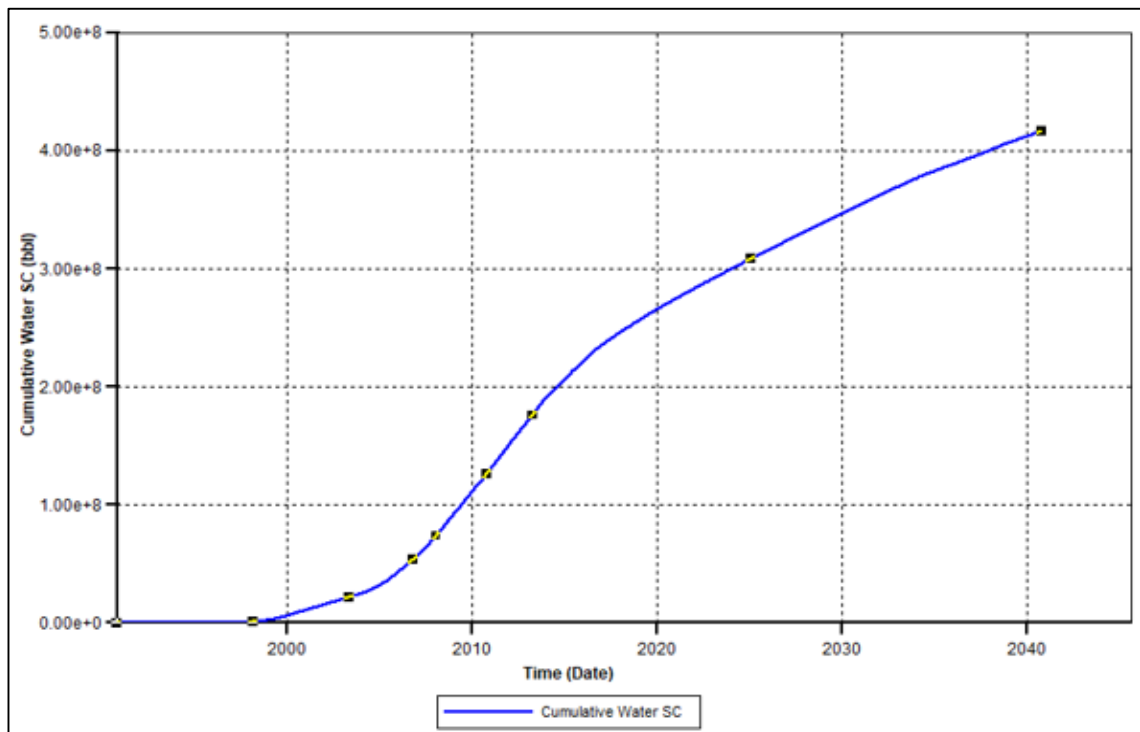
Fuente: Simulador CMG. Elaboración propia.

4.1.5 Comportamiento del Wp bajo el esquema actual de inyección de agua.

El comportamiento del agua en los procesos de inyección es de vital importancia, ya que no tiene ningún sentido inyectar agua en un pozo para producirla por otro, es decir recircular el fluido, para este caso como se mencionó anteriormente en el numeral 4.1.3 prácticamente toda el agua que se inyecta se produce y esto se puede evidenciar en la **Gráfica 25** donde se puede observar como el agua producida aumenta con una tendencia bastante pronunciada mucho mayor a la del petróleo producido.

En la simulación realizada a diferencia del petróleo acumulado, el agua acumulada en el Campo Yaguará si incrementa notoriamente a través de los años alcanzando hacia el 2040 un valor de Wp igual a 420 MMbbls de agua, lo que si se compara con el estado actual del Wp es un incremental de más de 150 MMbbls, lo que se traduce en una relación de producción agua-petróleo de 30:1 siendo bastante desfavorable.

Gráfica 25. Comportamiento del Wp del Campo Yaguará bajo el esquema actual de inyección de agua



Fuente: Simulador CMG. Elaboración propia.

A continuación, en la **Tabla 19** se presenta el resumen de los resultados presentados luego de la predicción del comportamiento de producción bajo el esquema actual de explotación del Campo Yaguará.

Tabla 19. Resumen resultados bajo el esquema actual de explotación Campo Yaguará

Dato	Valor
Np (MMbbls)	52.4
Wp (MMbbls)	420.1
Qo_avg (BOPD)	500
Wi_avg (BWPD)	20000

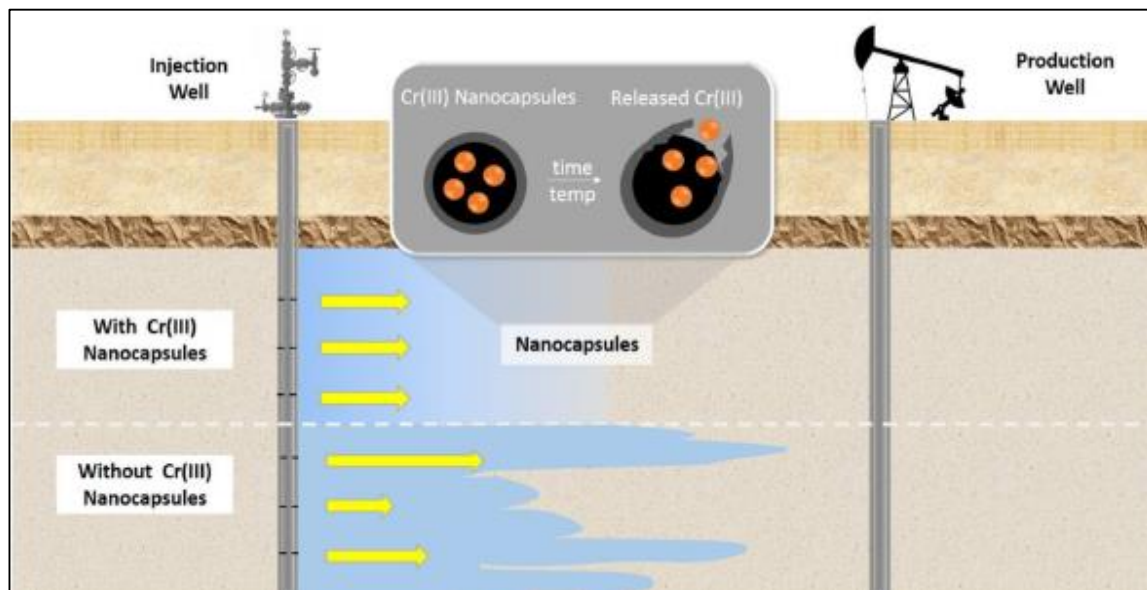
Fuente: Elaboración propia

4.2 COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO YAGUARÁ BAJO LA INYECCIÓN DE LAS NANOCÁPSULAS DE SURFACTANTE

A continuación, se realizará una pequeña descripción de las nanocápsulas de surfactante utilizadas en el presente trabajo, adicionalmente se mostrarán unas de las propiedades que se ven afectadas durante la inyección de este tipo de químicos, para finalmente mostrar las diferentes sensibilidades y sus resultados en la producción del campo en búsqueda del escenario óptimo de inyección de las nanocápsulas de surfactante.

4.2.1 Descripción de las nanocápsulas de surfactante. Las nanocápsulas de surfactante son una variación del uso en conjunto de nanopartículas y surfactantes, se seleccionaron en el presente trabajo debido a sus beneficios entre los que resalta la reducción de la interacción del surfactante con la superficie de la roca, evitando así que su efecto se reduzca antes de tiempo. La técnica se compone de un agente formador de la cápsula y el surfactante a encapsular, en esta investigación se tuvo en cuenta una cápsula formada por una resina orgánica y un polímero, lo que garantiza que una vez entre en contacto la cápsula con el aceite del yacimiento este empiece a dosificar el surfactante en la interfaz. En la **Figura 57** se puede apreciar un ejemplo de este tipo de comportamiento, en ella se aprecia como en procesos de inyección de agua se dosifica un químico y una vez entra en contacto con el aceite este mejora la uniformidad del contacto, permitiendo así un mejor barrido.

Figura 57. Ejemplo utilidad del nano encapsulado



Fuente: JOHNSON, L. NORTON, C. HUFFMAN, N. Nanocapsules for Controlled Release of Waterflood Agents for Improved Conformance. Dubai, UAE: SPE. 2016. p.2.

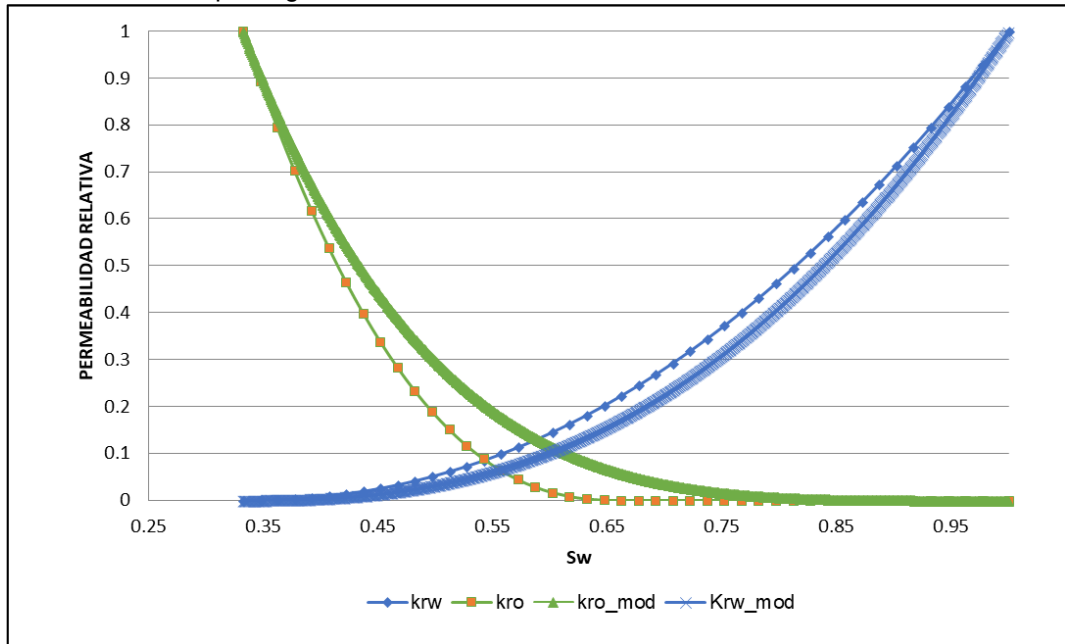
Por su parte el químico utilizado en el presente trabajo fue un surfactante aniónico el cual se encontraba en una concentración por encima del CMC para generar la formación de micelas y así garantizar que los componentes de la cápsula reaccionaran hacia el exterior. Adicionalmente este tipo de surfactante favorece el cambio en la humectabilidad y alcanza valores de IFT ultra bajos (<0.001 dyna/cm).

4.2.2 Tensión interfacial Campo Yaguará. Como se mencionó con anterioridad en el presente trabajo, la tensión interfacial es una de las propiedades fundamentales que se deben tener en cuenta en un proceso de recobro mejorado químico, debido a que es esta la fuerza que existe entre la interfase de dos fluidos y que dependiendo de su valor permite aumentar o disminuir el área de contacto. Adicionalmente la tensión interfacial está estrechamente relacionada con el número capilar, razón por la cual entre más pequeño sea el valor de la IFT, mayor será el número capilar (N_c) lo que se traduce como una alteración en las fuerzas que rigen el yacimiento convirtiendo a las fuerzas viscosas en predominantes y aumentando de esta forma la recuperación de petróleo.

En el Campo Yaguará la tensión interfacial se pudo medir gracias a pruebas de laboratorio realizadas con el uso de agua de producción de unos de sus pozos, el valor medido fue de 22,8 dinas/cm.

4.2.3 Permeabilidades relativas modificadas Campo Yaguará. La manera en que los fluidos se mueven en el yacimiento está ligado al comportamiento de las curvas de permeabilidad relativa, por consiguiente, modificar la forma de ellas puede resultar en un incremento o disminución en la recuperación de aceite. En los procesos de recobro mejorado con surfactantes y con nanopartículas, las curvas se ven afectadas de manera positiva, incrementando la tendencia de la roca a ser mojada por el agua, mediante el aumento de la permeabilidad relativa del aceite y la disminución de la permeabilidad relativa del agua, lo anteriormente descrito se puede evidenciar en la **Gráfica 26** que muestra el set de permeabilidades relativas modificadas por la inyección de las nanocapsulas de surfactante, donde es posible apreciar como la curva de K_{ro} aumenta aproximadamente en un 15% mejorando la movilidad del aceite y la curva de K_{rw} disminuye cerca de un 10% generando menos desplazamiento en el agua.

Gráfica 26. Set permeabilidades relativas modificadas nanocapsulas de surfactante – Campo Yaguará



Fuente: Ecopetrol S.A. Informe Campo Yaguará. Modificado por el autor.

4.2.4 Sensibilidades de la inyección de las Nanocápsulas de surfactante. Para determinar el caso óptimo de inyección de la nueva tecnología se consideraron los escenarios que se presentan a continuación y con los cuales fue posible realizar las diferentes sensibilidades.

4.2.4.1 Tasa de inyección. Las tasas de inyección son un factor importante a sensibilizar en un proceso de inyección ya que nos permiten conocer la tasa optima que genere la mayor recuperación de aceite, para el presente estudio se tomó como base la recomendación de la compañía que consiste en una tasa de 2200 BPD, inundando un 10% del volumen poroso a una concentración de 1000ppm. Los casos a sensibilizar se presentan a continuación en la **Tabla 20**.

Tabla 20. Escenarios Tasa de inyección

Escenario	1	2	3	4
Tasa (BPD)	1500	2000	2200	3000

Fuente: Elaboración propia

4.2.4.2 Tamaño del bache. Otro parámetro importante a sensibilizar es el tamaño del bache a inyectar, este volumen representa un porcentaje del total del volumen poroso, para el presente estudio se tomará como base la tasa optima encontrada en la sensibilidad anterior y un 10% del volumen poroso a una concentración de 1000ppm. Los casos a sensibilizar se presentan a continuación en la **Tabla 21**.

Tabla 21. Escenarios del tapón o bache

Escenario	1	2	3	4
Tamaño de bache (%VP)	3	5	7	10

Fuente: Elaboración propia

4.2.4.3 Concentración de las nanocápsulas de surfactante. Para la concentración de la nueva tecnología, se tuvo en cuenta la tasa optima de inyección y el tamaño de bache optimo y se varió la concentración teniendo como caso base 1000 ppm. Los casos a sensibilizar se presentan a continuación en la **Tabla 22**.

Tabla 22. Escenarios de concentración

Escenario	1	2	3	4
Concentración (ppm)	1000	2000	5000	7000

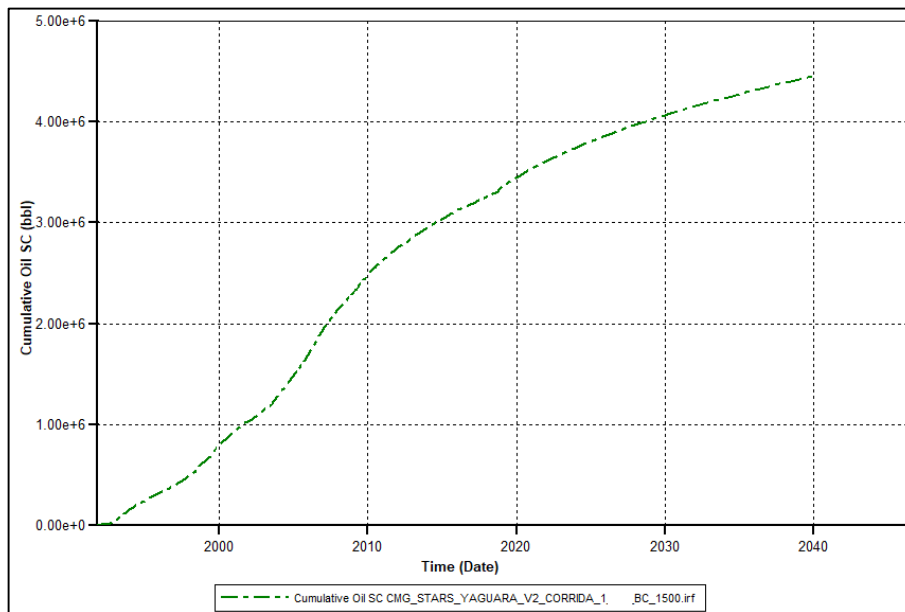
Fuente: Elaboración propia

4.2.5 Resultados de las sensibilidades de las Nanocápsulas de surfactante. A continuación, se presentan los resultados para las diferentes sensibilidades realizadas para determinar el caso óptimo de inyección de la nueva tecnología en el Campo Yaguará, las cuales comprenden: Tasa de inyección, Tamaño del bache y Concentración de las nanocápsulas de surfactante.

4.2.5.1 Resultados tasa de inyección de las Nanocápsulas de surfactante. Las sensibilidades realizadas para las diferentes tasas de inyección (1500, 2000, 2200 y 3000 BPD) se presentan a continuación, es importante tener en cuenta que como se mencionó anteriormente las características del caso base son 2200 BPD, un tamaño de bache del 10% del VP a una concentración de 100 ppm.

- **Sensibilidad 1500 BPD.** Mediante este parámetro, la predicción del Campo Yaguará presento un Np de 4.45 MMbbls de aceite, incorporando 1.22 MMbbls con respecto al volumen actual.

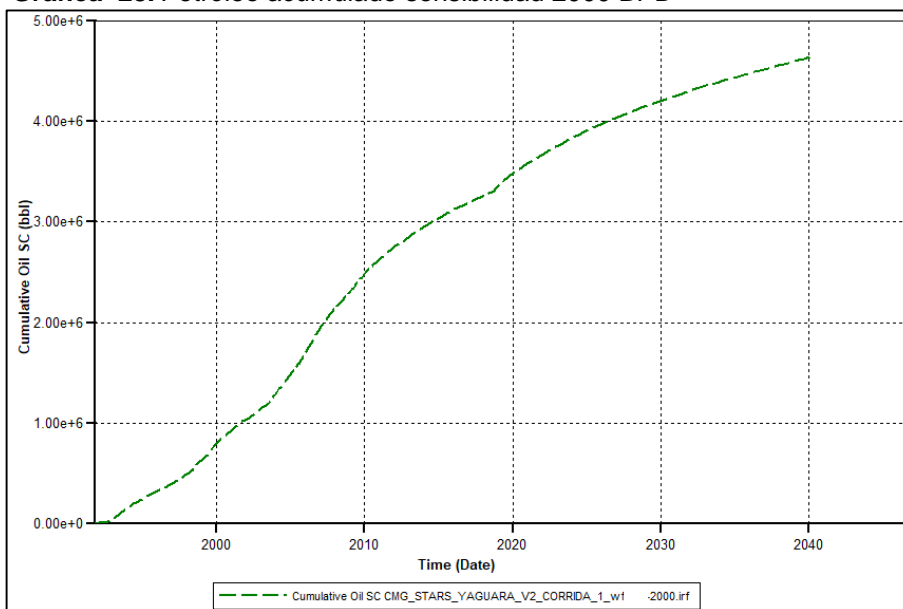
Gráfica 27. Petróleo acumulado sensibilidad 1500 BPD



Fuente: Simulador CMG. Elaboración propia.

- **Sensibilidad 2000 BPD.** Teniendo como base la tasa de inyección de 2000 bpd, la predicción del Campo Yaguará presento un Np de 4.639 MMbbls de aceite, incorporando 1.40 MMbbls con respecto al volumen actual.

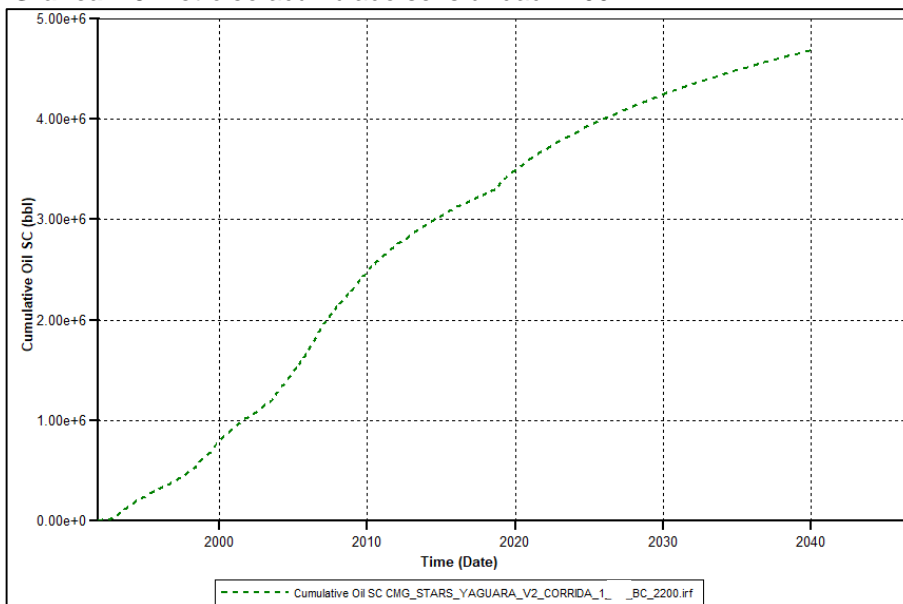
Gráfica 28. Petróleo acumulado sensibilidad 2000 BPD



Fuente: Simulador CMG. Elaboración propia.

- **Sensibilidad 2200 BPD.** Mediante este parámetro, la predicción del Campo Yaguará presento un Np de 4.69 MMbbls de aceite, incorporando 1.45 MMbbls con respecto al volumen actual.

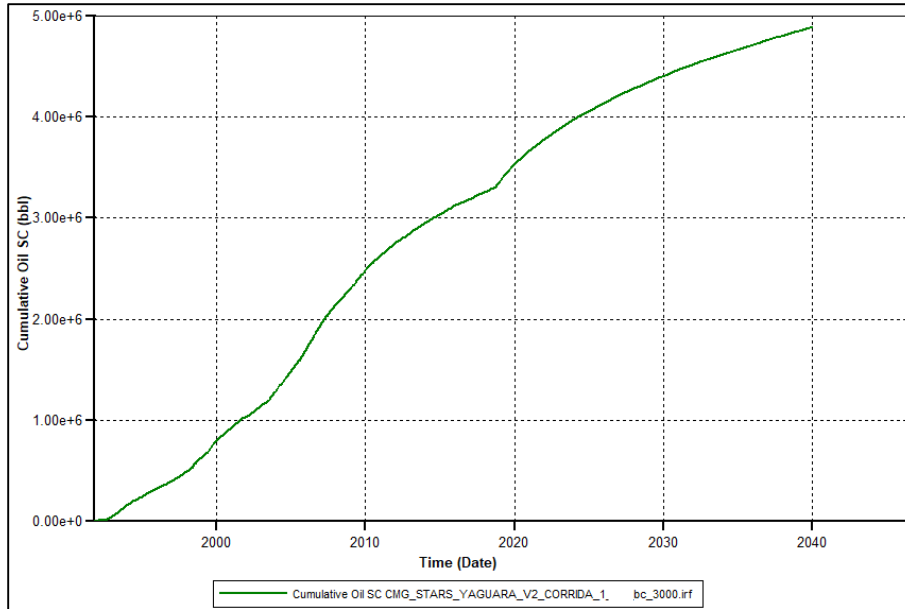
Gráfica 29. Petróleo acumulado sensibilidad 2200 BPD



Fuente: Simulador CMG. Elaboración propia.

- **Sensibilidad 3000 BPD.** Teniendo como base la tasa de inyección de 3000 bpd, la predicción del Campo Yaguará presentó un Np de 4.89 MMbbls de aceite, incorporando 1.66 MMbbls con respecto al volumen actual.

Gráfica 30. Petróleo acumulado sensibilidad 3000 BPD

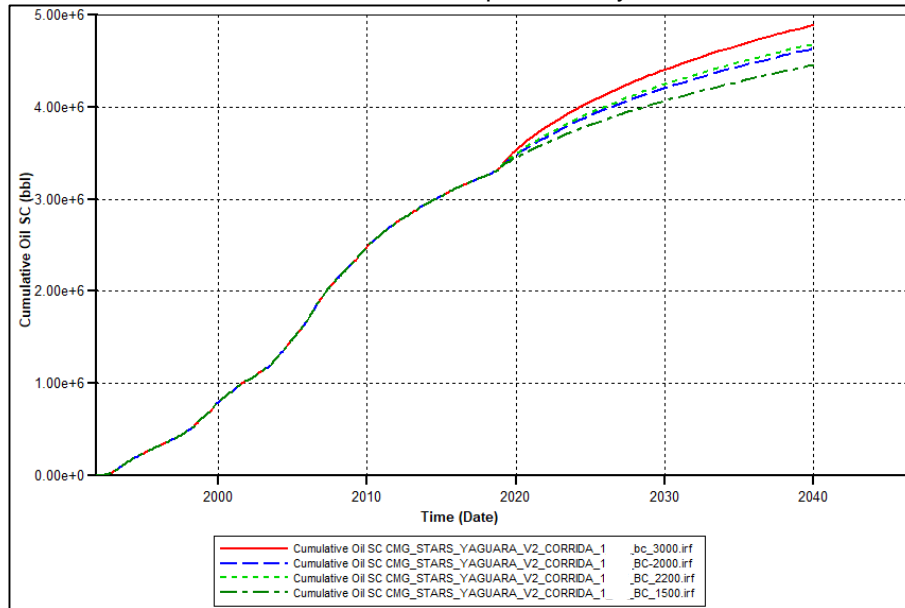


Fuente: Simulador CMG. Elaboración propia.

- **Selección tasa óptima de inyección.** Una vez realizadas las diferentes sensibilidades de tasa de inyección, es posible apreciar en la **Gráfica 30** que todas presentan una misma tendencia y es a aumentar la cantidad de aceite recuperado. También se puede evidenciar que al aumentar la tasa de inyección se aumenta la recuperación de petróleo, es decir que para el presente estudio estas variables presentan una relación directamente proporcional.

Por lo anterior y teniendo en cuenta que el campo cuenta con las facilidades necesarias para el adecuado y buen manejo del agua; el incrementar la tasa de inyección no genera un problema ni tampoco un aumento en los costos de producción significativos, por lo tanto, la tasa óptima seleccionada es la de 3000 BPD, que en comparación con el caso base de 2200 BPD presentó un incremento de 0.21 MMbbls de aceite.

Gráfica 31. Petróleo acumulado tasa optima de inyección



Fuente: Simulador CMG. Elaboración propia.

En la **Tabla 23** se resumen los principales datos obtenidos de las diferentes sensibilidades.

Tabla 23. Resumen datos sensibilidad tasa optima de inyección

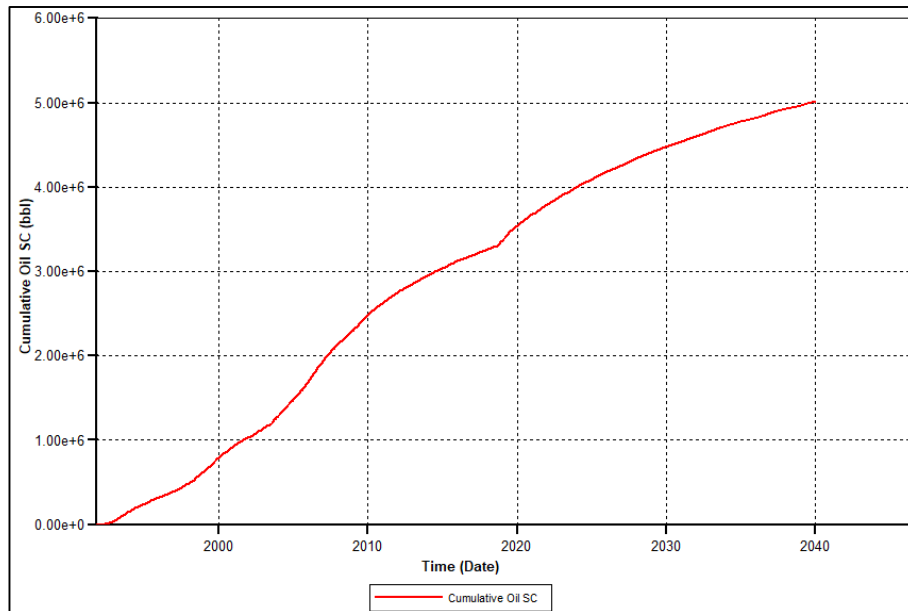
Escenario	Np (MMbbls)	Wp (MMbbls)	WC (%)	Delta Np (MMbbls) WF_actual
Tasa 1500 BPD	4.458	31.347	96	0.853
Tasa 2000 BPD	4.640	35.077	97.01	1.287
Tasa 2200 BPD	4.692	36.575	97.27	1.301
Tasa 3000 BPD	4.897	42.589	98.34	1.358

Fuente: Elaboración propia

4.2.5.2 Resultados del tamaño de bache de inyección de las Nanocápsulas de surfactante. Las sensibilidades realizadas para determinar el tamaño óptimo de bache fueron del 3%, 5%, 7% y 10% y los resultados se presentan a continuación, es importante tener en cuenta que para realizar estas sensibilidades se tuvo en cuenta la tasa seleccionada en el numeral **..4.2.4.1..** y se mantuvo la concentración del caso base de 1000 ppm. Adicionalmente, es importante mencionar que el volumen poroso del sector es de 15.2 MMbbls y sobre él se calcularon los porcentajes correspondientes en cada sensibilidad.

- **Sensibilidad 3% VP.** Teniendo como base la tasa de inyección de 3000 bpd, y asumiendo como inicio de inyección el 1/10/2018, se inundó el 3% del VP que corresponde a 459 KBls en 153 días, finalizando la inyección de la tecnología en la fecha 03/03/2019. La predicción del Campo Yaguará bajo este escenario presento un Np de 5.020 MMbbls de aceite, incorporando 1.78 MMbbls con respecto al volumen actual.

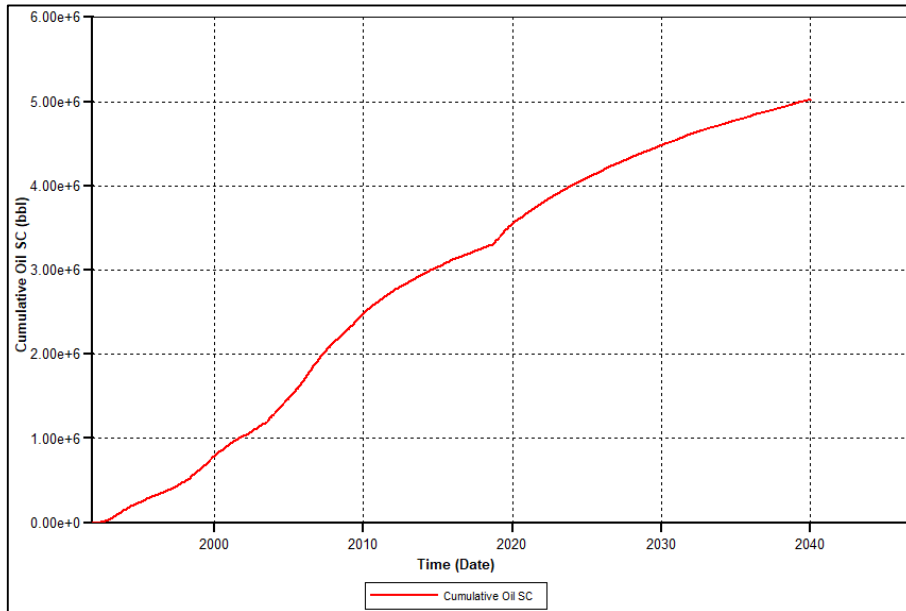
Gráfica 32. Petróleo acumulado sensibilidad 3% VP



Fuente: Simulador CMG. Elaboración propia.

- **Sensibilidad 5% VP.** Mediante este parámetro, y teniendo en cuenta la tasa de inyección de 3000 bpd, se asumió como inicio de inyección el 1/10/2018, se inundó el 5% del VP que corresponde a 764 KBls en 255 días, finalizando la inyección de la tecnología en la fecha 13/06/2019. La predicción del Campo Yaguará bajo este escenario presentó un Np de 5.030 MMbbls de aceite, incorporando 1.80 MMbbls con respecto al volumen actual.

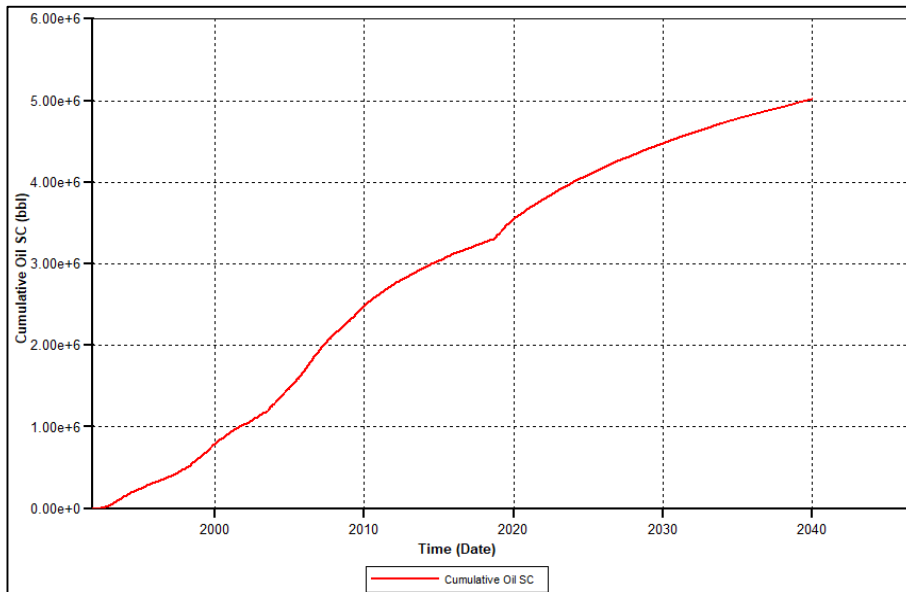
Gráfica 33. Petróleo acumulado sensibilidad 5% VP



Fuente: Simulador CMG. Elaboración propia.

- **Sensibilidad 7% VP.** Asumiendo una tasa óptima de inyección de 3000 bpd, e iniciando la inyección el 1/10/2018, se inundó el 7% del VP que corresponde a 1.07 MMbbls en 357 días, finalizando la inyección de la tecnología en la fecha 23/09/2019. La predicción del Campo Yaguará bajo este escenario presentó un N_p de 5.025 MMbbls de aceite, incorporando 1.791 MMbbls con respecto al volumen actual.

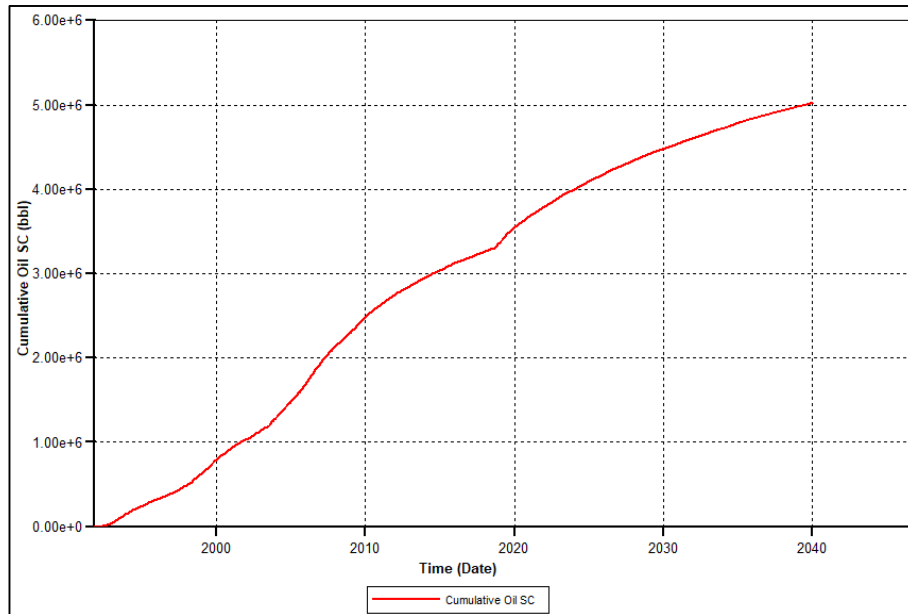
Gráfica 34. Petróleo acumulado sensibilidad 7% VP



Fuente: Simulador CMG. Elaboración propia.

- **Sensibilidad 10% VP.** Haciendo uso de la tasa óptima de inyección (3000 bpd) se inició con la inyección el día 1/10/2018, se inundó el 10% del VP que corresponde a 1.52 MMbbls en 510 días, finalizando la inyección de la tecnología en la fecha 23/02/2020. La predicción del Campo Yaguará bajo este escenario presento un Np de 5.028 MMbbls de aceite, incorporando 1.794 MMbbls con respecto al volumen actual.

Gráfica 35. Petróleo acumulado sensibilidad 10% VP

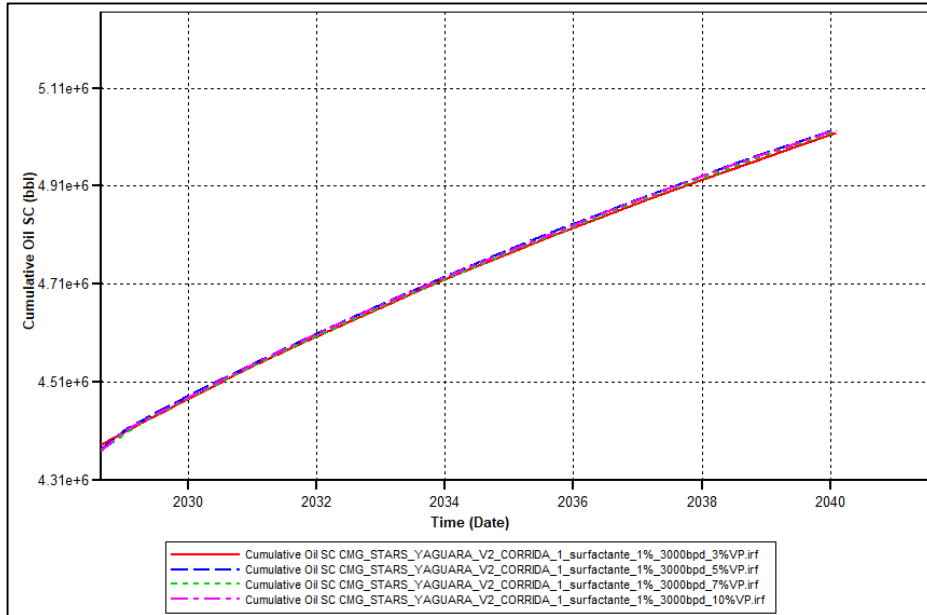


Fuente: Simulador CMG. Elaboración propia.

- **Selección del tamaño de bache óptimo para la inyección.** Una vez realizadas las diferentes sensibilidades de tamaño del bache, es posible apreciar en la **Gráfica 36** que todas presentan una misma tendencia, permitiendo ver que todas aumentan una cantidad similar pese a que se inyecta más en unos escenarios que en otros. Con base en este efecto, y teniendo en cuenta que el campo se encuentra en un estado maduro de la inyección de agua, y que por esta razón el yacimiento tiene unos canales preferenciales de flujo, se puede analizar entonces que el aumentar el volumen poroso de inyección no genera un efecto significativo en la recuperación de petróleo.

Por lo anterior, se toma la decisión de que el tamaño de bache óptimo corresponde al 5% del VP, ya que luego de este volumen el inyectar más fluido con la tecnología sin cambiar la concentración de esta última no genera ningún efecto ganancial, bajo este escenario se incorporan 1.424 MMbbls con respecto al esquema actual de explotación del Campo Yaguará.

Gráfica 36. Petróleo acumulado bache óptimo de inyección



Fuente: Simulador CMG. Elaboración propia.

En la **Tabla 24** se resumen los principales datos obtenidos de las diferentes sensibilidades.

Tabla 24. Resumen datos sensibilidad bache óptimo de inyección

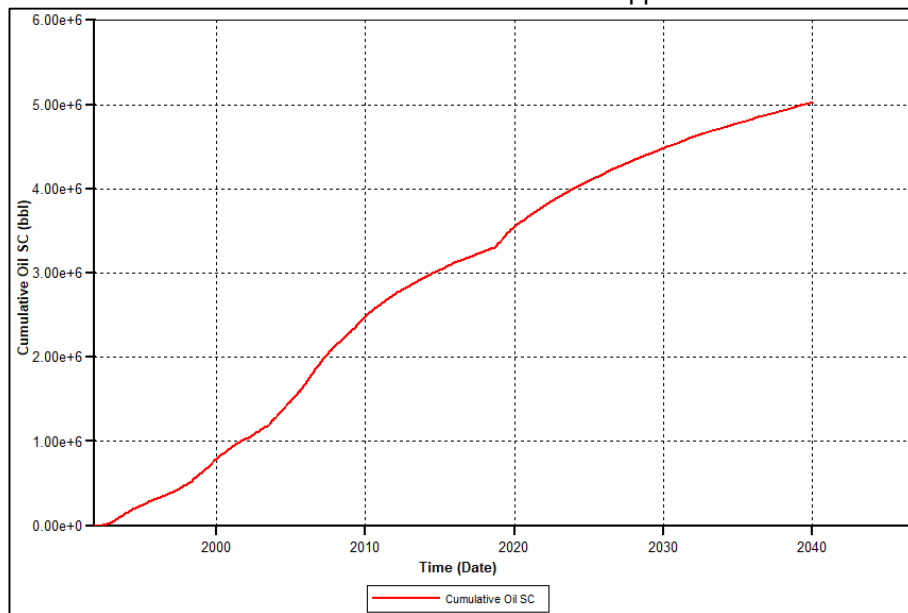
Escenario	Np (MMbbls)	Wp (MMbbls)	WC (%)	Delta Np (MMbbls) WF_actual
3% VP	5.020	42.454	95.92	1.415
5% VP	5.030	42.453	95.89	1.424
7% VP	5.025	42.443	95.90	1.420
10% VP	5.028	42.450	95.91	1.423

Fuente: Elaboración propia

4.2.5.3 Resultados de la variación en la concentración de las Nanocápsulas de surfactante. Las sensibilidades realizadas para determinar la concentración óptima de las nanocápsulas de surfactante fueron de 1000, 2000, 5000 y 7000 ppm, los resultados se presentan a continuación, es importante tener en cuenta que para realizar estas sensibilidades se tuvo en cuenta la tasa seleccionada en el numeral **..4.2.4.1..** y el tamaño de bache óptimo seleccionado en el numeral **..4.2.4.2..**

- **Sensibilidad 1000 ppm.** Teniendo en cuenta los parámetros de 3000 bpd y 5% VP, para esta sensibilidad se inyectó una fracción molar de $6.02249E-05$. La predicción del Campo Jaguará bajo este escenario presentó un N_p de 5.028 MMbbls de aceite, incorporando 1.794 MMbbls con respecto al volumen actual.

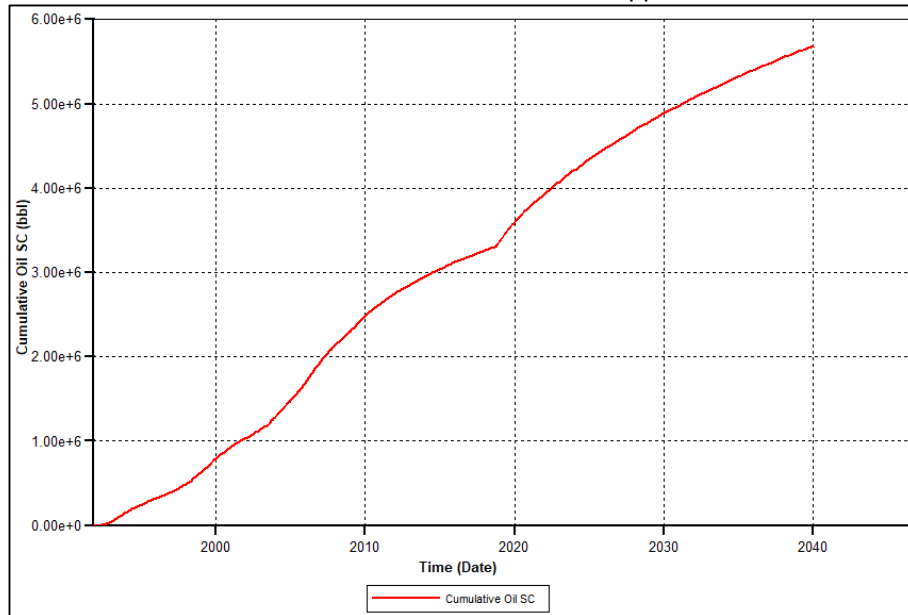
Gráfica 37. Petróleo acumulado sensibilidad 1000 ppm



Fuente: Simulador CMG. Elaboración propia.

- **Sensibilidad 2000 ppm.** Teniendo en cuenta los parámetros de 3000 bpd y 5% VP, para esta sensibilidad se inyectó una fracción molar de 0.000120563. La predicción del Campo Jaguará bajo este escenario presentó un N_p de 5.694 MMbbls de aceite, incorporando 2.46 MMbbls con respecto al volumen actual.

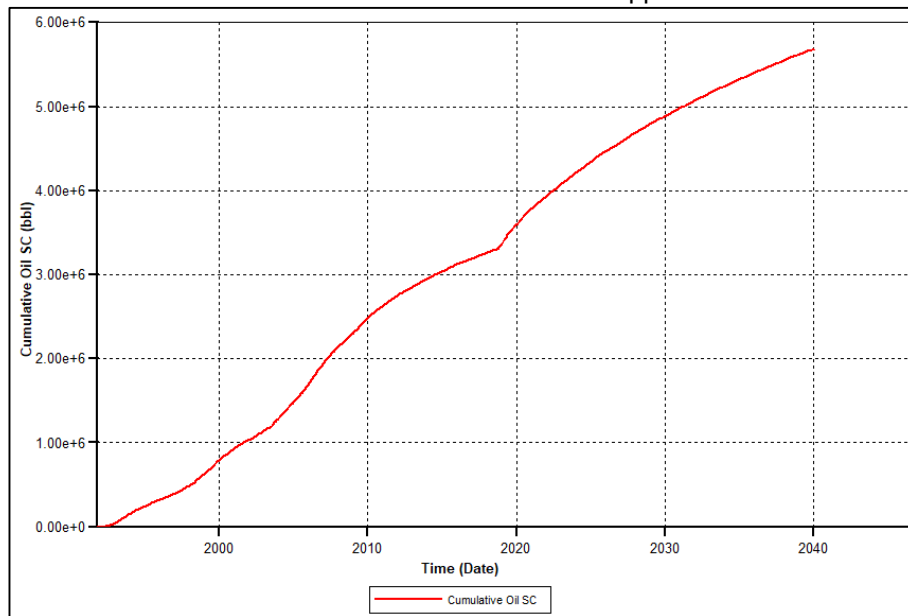
Gráfica 38. Petróleo acumulado sensibilidad 2000 ppm



Fuente: Simulador CMG. Elaboración propia.

- **Sensibilidad 5000 ppm.** Teniendo en cuenta los parámetros de 3000 bpd y 5% VP, para esta sensibilidad se inyectó una fracción molar de 0.000302262. La predicción del Campo Jaguará bajo este escenario presentó un Np de 5.693 MMbbls de aceite, incorporando 2.459 MMbbls con respecto al volumen actual.

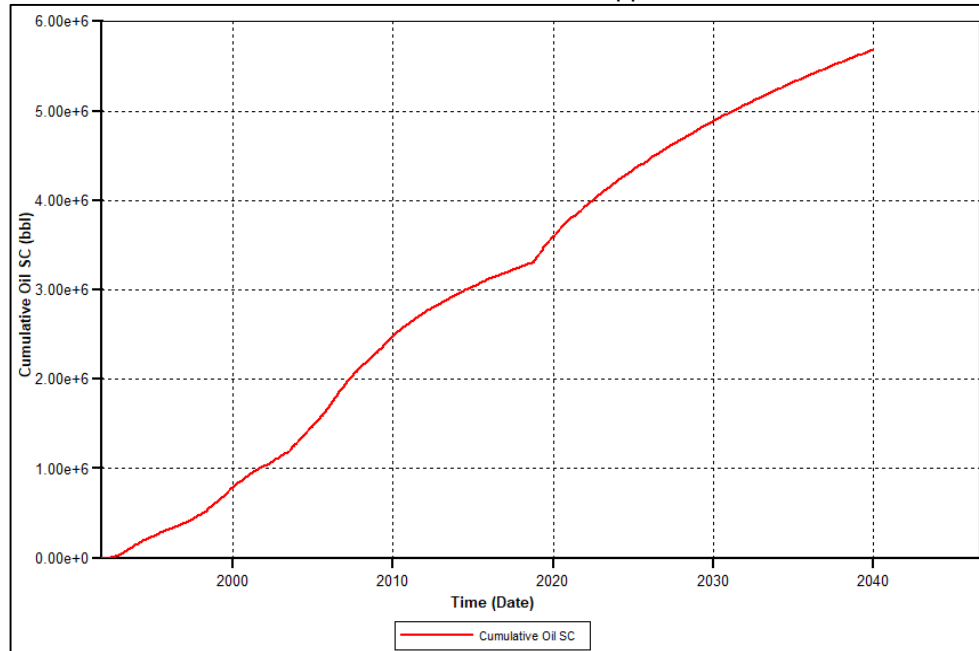
Gráfica 39. Petróleo acumulado sensibilidad 5000 ppm



Fuente: Simulador CMG. Elaboración propia.

- **Sensibilidad 7000 ppm.** Teniendo en cuenta los parámetros de 3000 bpd y 5% VP, para esta sensibilidad se inyectó una fracción molar de 0.000423968. La predicción del Campo Jaguará bajo este escenario presentó un Np de 5.692 MMbbls de aceite, incorporando 2.458 MMbbls con respecto al volumen actual.

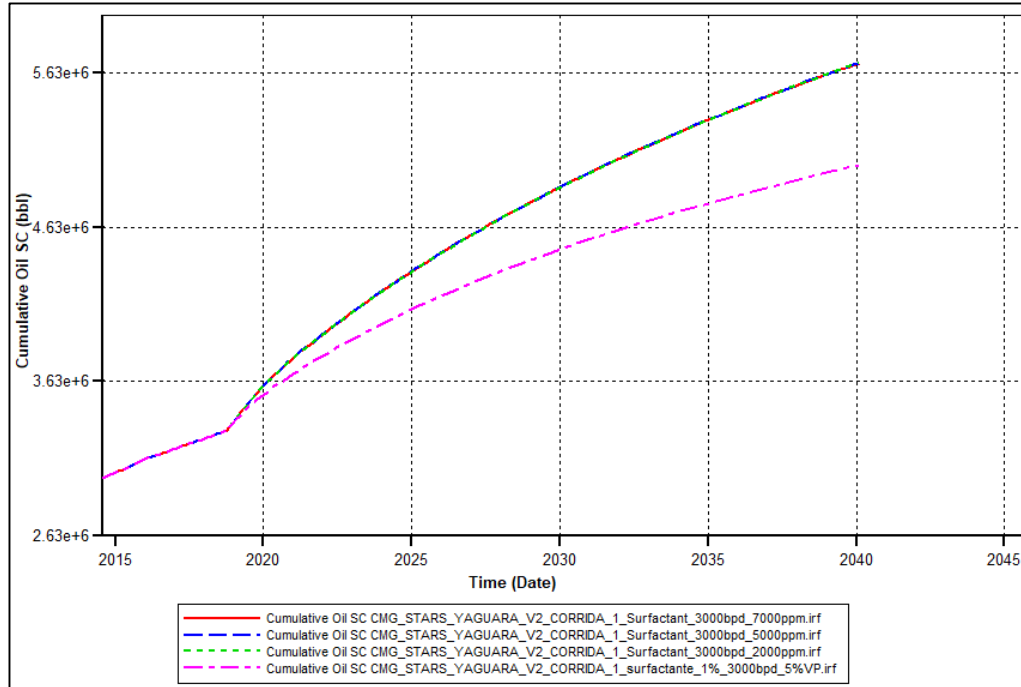
Gráfica 40. Petróleo acumulado sensibilidad 7000 ppm



Fuente: Simulador CMG. Elaboración propia.

- **Selección de la concentración óptima de inyección.** Una vez realizadas las diferentes sensibilidades variando la concentración, es posible apreciar en la **Gráfica 41** que, la cantidad de aceite recuperado incrementa notablemente hasta una concentración máxima y luego de ella, no existe un incremento notable por más que se aumente la concentración, empezando a disminuir la cantidad de aceite recuperado.

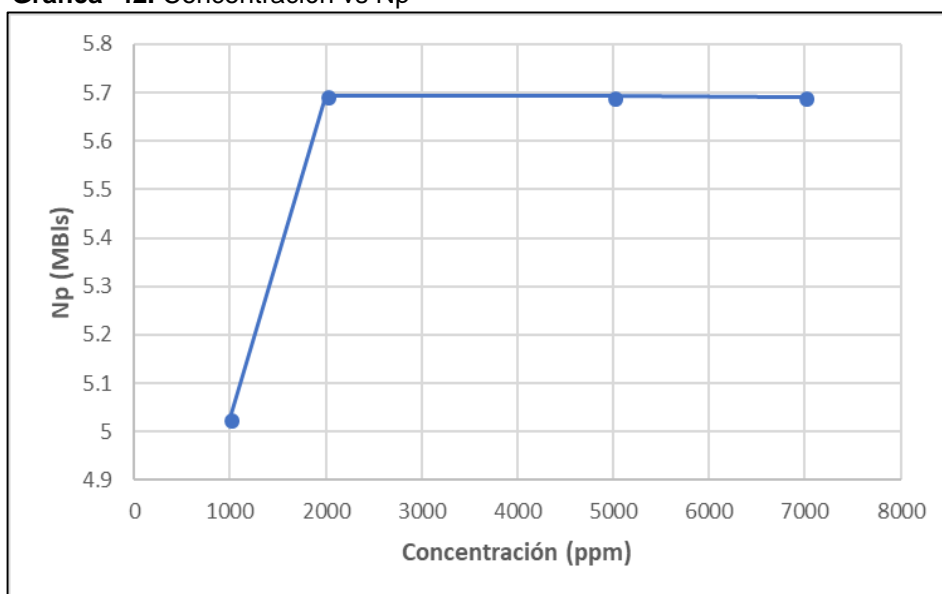
Gráfica 41. Petróleo acumulado concentración óptima de inyección



Fuente: Simulador CMG. Elaboración propia.

Este fenómeno, se puede asociar a dos factores que se resumen en uno solo, y es que tanto las nanopartículas como los surfactantes tienen un máximo de capacidad a una concentración que generalmente no es la más alta, y luego de dicha concentración su funcionamiento es el mismo o menor, que, viéndolo desde el punto de vista de aceite recuperado, luego de dicho valor los barriles incrementales serán los mismos o disminuirán. Este fenómeno se presenta a continuación en la **Gráfica 42**.

Gráfica 42. Concentración vs Np



Fuente: Simulador CMG. Elaboración propia.

Por lo anterior, y en conjunto con las demás sensibilidades realizadas, se toma la decisión de que la concentración óptima de inyección de las nanocápsulas de surfactante es de 2000 ppm, al ser la concentración que más incorpora aceite, generando un incremental con respecto al esquema actual de explotación de 2.088 MMbbls.

Tabla 25. Resumen datos sensibilidad concentración óptima de inyección

Escenario	Np (MMbbls)	Wp (MMbbls)	WC (%)	Delta Np (MMbbls) WF_actual
1000 ppm	5.028	42.450	95.89	1.423
2000 ppm	5.694	42.013	93.82	2.088
5000 ppm	5.693	41.904	93.85	2.088
7000 ppm	5.692	41.813	93.87	2.087

Fuente: Elaboración propia

4.2.6 Selección del escenario óptimo de inyección. En la **Tabla 25** se resumen los principales datos obtenidos de las diferentes sensibilidades y que sirvieron para seleccionar el mejor escenario.

Tabla 26. Resumen sensibilidades óptimas de inyección

Escenario	Np (MMbbls)	Wp (MMbbls)	Delta Np (MMbbls) WF_actual
3000 BPD + 1000 ppm + 10% VP	4.897	42.589	0.21
3000 BPD + 1000 ppm + 5% VP	5.030	42.453	1.42
3000 BPD + 2000 ppm + 5% VP	5.694	42.013	2.088

Fuente: Elaboración propia

Una vez realizadas todas las sensibilidades y vistos sus resultados, se selecciono el escenario óptimo de inyección el cual integró los mejores escenarios de cada sensibilidad, adicionalmente se seleccionó teniendo en cuenta los mejores conceptos técnicos y prácticos que al final garantizaran el mejor incremental de petróleo.

Este escenario fue consistio en inyectar 3000 BPD por un periodo de 255 días, a una concentración de 2000 ppm buscando inundar el 5% del volumen poroso del yacimiento, mediante este escenario se lograron los mejores resultados al obtener la mayor cantidad de aceite recuperado y la menor tasa de agua producida. A continuación, en la **Tabla 27** se presentan los resultados del escenario óptimo de inyección de las nanocapsulas de surfactante.

Tabla 27. Resumen datos escenario óptimo de inyección.

Escenario óptimo de inyección de las nanocapsulas de surfactante		
Tasa de Inyección	3000	bpd
Tamaño del bache	5	%
Concentración	2000	ppm
Np	5.694	Mbls
Np incremental	2.09	Mbls
FR incremental	1.1	%

Fuente: Elaboración propia

5. ANÁLISIS FINANCIERO DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LA ALTERNATIVA QUÍMICA NO CONVENCIONAL EN EL CAMPO YAGUARÁ

Teniendo en cuenta que todos los proyectos que se desean realizar en la industria tienen dos etapas principales y que son fundamentales, la primera es realizar la evaluación técnica y comprobar que efectivamente es viable, pero una vez realizado esto se debe evaluar financieramente para comprobar que esa implementación sea viable y genere beneficios a la compañía que garanticen su buen desarrollo y realización.

A partir de esto, en el presente capítulo se llevará a cabo la evaluación financiera para verificar la viabilidad de la implementación de las nanocápsulas de surfactante en el Campo Yaguará, esto se evaluará mediante el indicador financiero de valor presente neto (VPN) con el que se podrá mostrar en unidades monetarias (dólares americanos) cual es el valor real del proyecto si se evaluase ahora (2018), este análisis se realizara para el caso óptimo de inyección y también para el esquema actual de explotación que es inyección de agua, teniendo claro que el primer escenario será sobre el campo completo y el segundo únicamente sobre el sector.

5.1 INDICADORES FINANCIEROS PARA EVALUAR PROYECTOS

En general la viabilidad de cualquier proyecto se puede evaluar financieramente mediante el uso de uno o varios de los indicadores financieros, los más utilizados son: el valor presente neto (VPN), la tasa interna de retorno (TIR) o la relación beneficio/costo (B/C). En el presente proyecto se realizará la evaluación económica haciendo uso del VPN, pero a continuación se describen brevemente los principales indicadores financieros.

5.1.1 Tasa interna de oportunidad (TIO). La tasa de interés de oportunidad (TIO) hace referencia a la tasa de interés más alta que se desea sacrificar con el fin de realizar un proyecto⁶³. En otras palabras, la TIO se define como la mínima rentabilidad que cualquier proyecto debería al menos alcanzar para ser viable económicamente.

En el presente trabajo la tasa interna de oportunidad será la utilizada por Ecopetrol S.A. para realizar todas sus evaluaciones económicas y que es equivalente a 11 % efectivo anual.

⁶³ BACA, Guillermo. Ingeniería Económica. Fondo Educativo Panamericano. p. 197.

5.1.2 Valor presente neto (VPN). El VPN es el indicador financiero más utilizado, ya que tiene un alto grado de confiabilidad al permitir expresar en valor de hoy de la moneda que se utilice tanto los ingresos futuros como los egresos futuros. Matemáticamente se define como la sumatoria de los flujos de caja al día de hoy y se expresa mediante la **Ecuación 24**.

Ecuación 23. Valor presente neto (VPN)

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

Fuente: BACA, Guillermo. Ingeniería Económica. Fondo Educativo Panamericano. p. 197.

Donde:

F_n = Flujo de caja en el año n .

i = Tasa a la cual se descuentan los flujos

n = Año a partir del inicio del proyecto

Normalmente la tasa a la cual se descuentan los flujos de caja se asume como la tasa interna de oportunidad (TIO). Si el $VPN < 0$, quiere decir que el proyecto no es viable ya que a valor de hoy los egresos son mayores a los ingresos, si el $VPN = 0$ el proyecto es indiferente y finalmente si $VPN > 0$ el proyecto es bueno porque a valor de hoy los ingresos serán mayores a los egresos⁶⁴.

5.2 ANÁLISIS DE INGRESOS

Financieramente, cuando se habla de ingresos, se hace referencia a todas las entradas de dinero que se reciben ya sea por la venta de productos o por la prestación de algún servicio. En la industria de los hidrocarburos el principal ingreso está relacionado con la venta de los mismos, en el presente trabajo los ingresos corresponderán a la venta del crudo del Campo Yaguará.

El precio del barril de crudo para el campo es de 42.67 USD, teniendo en cuenta que este valor fue estipulado por la compañía luego de realizar los ajustes por temas de calidad del crudo con respecto al de referencia.

⁶⁴ BACA, Guillermo. Ingeniería Económica. Fondo Educativo Panamericano. p. 197.

5.3 ANÁLISIS DE REGALÍAS E IMPUESTOS

A continuación, se explica los conceptos de las regalías e impuestos que una compañía dedicada a la producción de hidrocarburos debe pagar al gobierno nacional causado por su actividad y con base en la producción que registren. Estos ítems son costos que se deben tener en cuenta para poder conocer el valor real de los ingresos en un proyecto de recuperación mejorada de petróleo.

5.3.1 Regalías. Según la Constitución Política de Colombia en el artículo 360 define la regalía como la contraprestación económica de propiedad del estado que es recibida por la explotación de un recurso natural no renovable⁶⁵.

En Colombia según el Artículo 16 de la Ley 752 de 2002 cuándo una empresa petrolera quiera explotar el recurso natural no renovable en un nuevo descubrimiento o en un proyecto de recobro mejorado que busque aumentar el factor de recobro debe pagar un porcentaje de regalías que oscila entre el 8 y el 25% de los ingresos por la venta del crudo⁶⁶. Este valor se calcula teniendo en cuenta la producción diaria promedio mes del campo y los montos son los siguientes:

Tabla 28. Regalías en Colombia según la producción

Producción diaria promedio mes (bbl)	Porcentaje (%)
Menor o igual a 5000	8
Mayor a 5000 y hasta 125000	$8 + (Qo_mes - 5000) * 0.10$
Mayor a 125000 y hasta 400000	20
Mayor a 400000 y hasta 600000	$20 + (Qo_ms - 400000) * 0.025$
Mayor a 600000	25

Fuente: Ley 756 de 2002, Julio 23. Artículo 16.

⁶⁵ Las regalías en el sector de los hidrocarburos. [En línea] Disponible en internet < <http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalías-y-Participaciones/Regalías/Documents/regalíasSector.pdf> >

⁶⁶ Ley 756 de 2002. [En línea] Disponible en internet < http://servicios.minminas.gov.co/compilacionnormativa/docs/ley_0756_2002.htm >

5.3.2 Impuestos. La retención en la fuente por realización de dividendos o participaciones en utilidades para la industria del petróleo en Colombia se rige según el Artículo 20 del decreto 3026 del 2013, que estipula lo siguiente: “De conformidad con lo previsto en el artículo 245 del Estatuto Tributario, los dividendos y participaciones en las utilidades realizados en los términos de los artículos anteriores, percibidos por sociedades u otras entidades extranjeras, por personas naturales sin residencia en Colombia y por sucesiones ilíquidas de causantes que no eran residentes en Colombia, que correspondan a utilidades que de haberse distribuido a un residente en el país hubieren estado gravadas de acuerdo con las reglas de los artículos 48 y 49 del Estatuto Tributario, están sometidos a retención en la fuente a título de impuesto sobre la renta a la tarifa del 33%.”⁶⁷

5.4 ANÁLISIS DE EGRESOS

En términos financieros cuando se habla de egresos se hace referencia a todas las salidas de dinero que se deben pagar a causa de la producción de los productos o los servicios prestados. En el presente trabajo los egresos serán iguales a la suma del CAPEX y del OPEX que se describen a continuación.

5.4.1 CAPEX. Del inglés *Capital Expenditure*, hace referencia a los gastos en que una empresa incurre, pero que en realidad son inversiones de capital que generan algún beneficio. Para el presente trabajo el CAPEX corresponderá únicamente al costo de los químicos necesarios para la implementación de la inyección en el Campo Yaguará.

5.4.2 OPEX. Del inglés *Operating Expenses*, hace referencias a los costos que son necesarios para el continuo funcionamiento en la producción de un producto o la prestación de un servicio, es decir son dineros que las compañías invierten día a día para poder funcionar. Generalmente en las compañías petroleras este valor está relacionado con el costo de levantamiento o *lifting cost* que incluye costos de mantenimiento, transporte, personal, suministros, electricidad y un pequeño factor de seguridad por situaciones no programadas. Para el presente trabajo el costo de levantamiento será igual a 19.07 USD por barril de aceite producido, aclarando que este valor fue entregado por Ecopetrol S.A.

⁶⁷ Decreto 3026 del 2013, Artículo 20. [En línea] Disponible en internet <
<http://wsp.presidencia.gov.co/Normativa/Decretos/2013/Documents/DICIEMBRE/27/DECRETO%203026%20DEL%2027%20DE%20DICIEMBRE%20DE%202013.pdf> >

5.5 ESCENARIOS A EVALUAR FINANCIERAMENTE

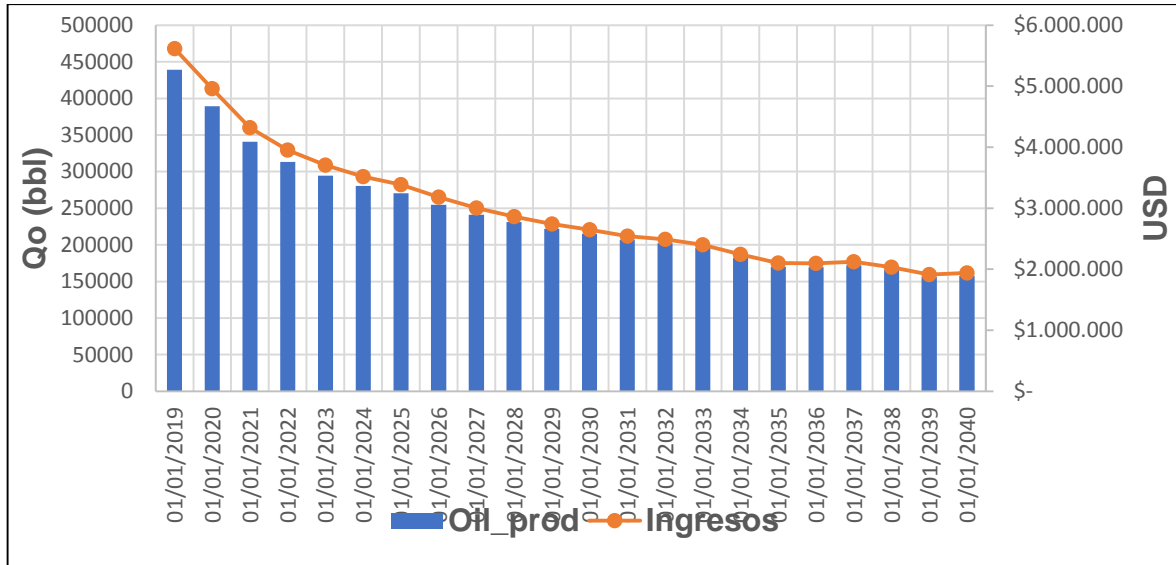
Una vez realizado el estudio técnico de las condiciones actuales y de la implementación de la nueva tecnología, se hace necesario evaluar sus resultados mediante un indicador financiero que permita visualizar la viabilidad o no de su implementación, ya que al final del día el dinero es el motor de cualquier proyecto, siendo aún más importante que el factor técnico.

En el presente trabajo se realizarán dos evaluaciones financieras, la primera sobre el esquema actual de explotación, el cual consiste en la inyección de agua como método de recobro mejorado y en el cual se tuvo en cuenta el modelo completo del campo y no solo el patrón seleccionado, esto debido a que simplemente se quiere constatar que, mediante esta práctica, día a día el Campo Yaguará terminara de declinar sin generar mayores ingresos para la compañía. La segunda evaluación financiera se realizará teniendo en cuenta los resultados de las sensibilidades seleccionando únicamente el caso óptimo de inyección de las nanocápsulas de surfactante en el patrón seleccionado, esto con el fin de comprobar si la tecnología es viable o no financieramente.

5.5.1 Esquema actual de explotación – Inyección de agua. Como se mencionó anteriormente, este caso se realizó únicamente con el fin de servir de referencia y mostrar que el esquema de explotación actual del campo es ineficiente y que continuar con él, no sería lo más viable.

5.5.1.1 Ingresos brutos. Según lo dicho, los ingresos en estos proyectos están directamente relacionados con la venta del crudo, asumiendo el valor entregado por Ecopetrol S.A, el precio de venta de cada barril es de 42.67 USD. En la Gráfica 26 se presenta la producción de aceite anual y su respectivo ingreso.

Gráfica 43. Producción de aceite e Ingresos esquema actual de explotación

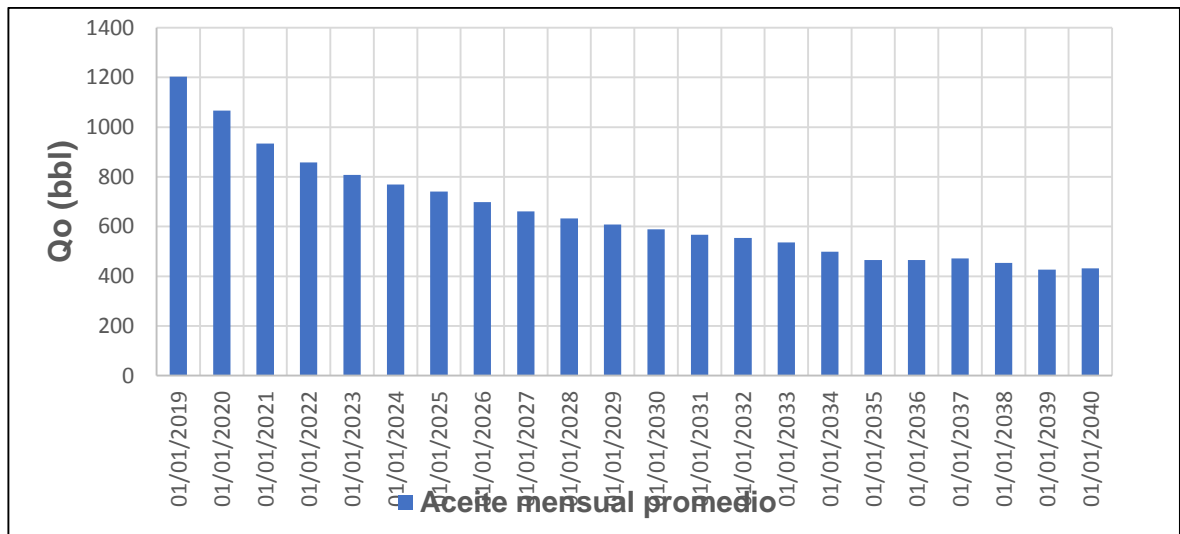


Fuente: Elaboración propia

El petróleo acumulado luego de la predicción fue de 5'268.726 bbl lo que se traduce en un ingreso total al final del periodo de \$224'819.525 USD, esto aclarando nuevamente que serían los ingresos de todo el campo.

Finalmente, para calcular el valor real de los ingresos hay que tener en cuenta las regalías que se deben pagar de acuerdo a la producción mensual promedio del campo, en la **Gráfica 27** se puede observar este valor.

Gráfica 44. Producción promedio mensual Campo Yaguará esquema actual



Fuente: Elaboración propia

De la anterior gráfica es posible observar que el promedio de aceite mensual nunca supera los 5000 barriles por día, lo que según las leyes colombianas se traduce en unas regalías del 8% del valor de la producción. De esta manera el valor total de las regalías al final del periodo de predicción sería de \$17'985.562 USD.

Finalmente, luego de descontar las regalías se obtienen los ingresos brutos que sumaron al final del periodo un total de \$206'833.963USD.

5.5.1.2 Capex. El costo asociado a este ítem para este escenario es igual a cero, debido a que es el esquema actual y todas las facilidades ya se encuentran instaladas y no se requiere de ninguna otra inversión.

5.5.1.3 Opex. Los costos asociados a la producción de aceite fueron entregados por Ecopetrol S.A y su valor es de 19.05 USD por barril, que representan los costos de levantamiento. Para la predicción el valor total de los costos de levantamiento fue de \$100'475.940 USD. Adicionalmente se tienen los costos asociados a la inyección de agua, que cuesta 0.5 USD por barril de agua inyectado, al final de la predicción sumó un total de \$8'174.911 USD.

5.5.1.4 Egresos. El total de egresos se encuentra luego de sumar el CAPEX más el OPEX, y para el presente escenario este valor sumo un total de \$108'650.851 USD.

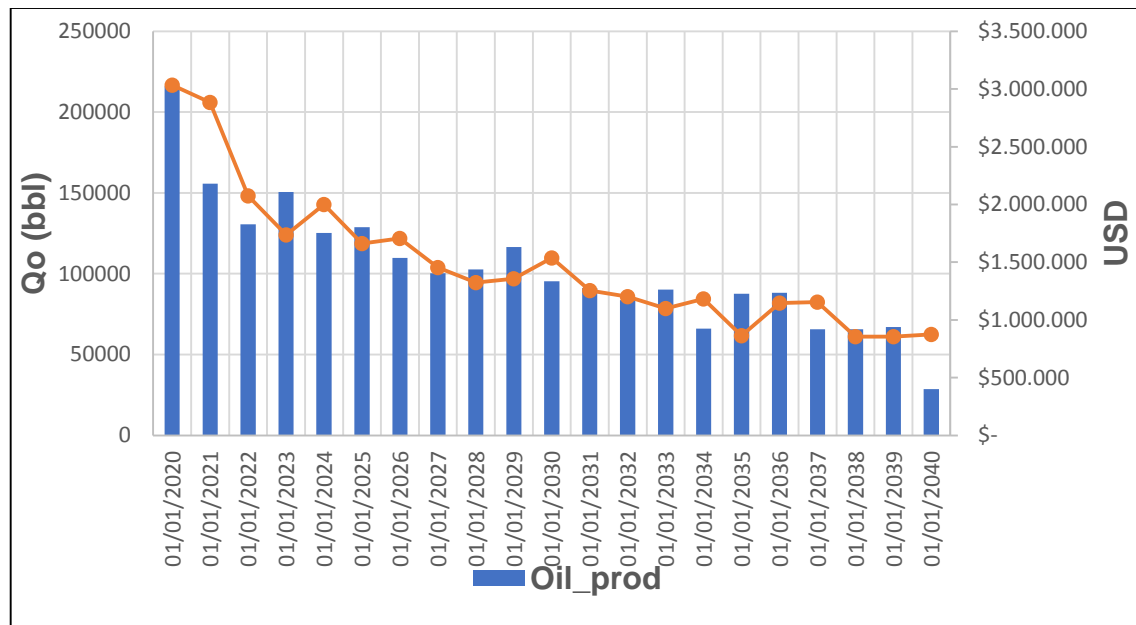
5.5.1.5 Ingresos netos. Finalmente, luego de restar los egresos a los ingresos brutos y aplicar el impuesto a la renta del 33%, los ingresos de este escenario actual de explotación se reportaron con un total de \$65'782.685 USD.

5.5.1.6 Análisis de resultados. Luego de realizar el flujo de caja y evaluar mediante el indicar financiero de valor presente neto, el resultado obtenido para este proyecto es de \$ 29.53 MUSD, teniendo en cuenta que es el esquema de explotación actual y que no requiere de una inversión inicial todo lo que se produce se traduce en una ganancia, luego de restarle sus costos. El flujo de caja realizado para este escenario financiero se presenta en el **Anexo C**.

5.5.2 Esquema actual de explotación – Inyección de nanopartículas de surfactante. Como se mencionó anteriormente este caso se realizó con el fin de evaluar la viabilidad financiera del esquema óptimo de inyección de la nueva tecnología en el Campo Yaguará, para validar la factibilidad de su implementación. Es importante recalcar, que la inyección se realizó únicamente en el sector seleccionado y no el campo completo como el esquema de inyección de agua actual, por esta razón los valores no son comparables.

5.5.2.1 Ingresos brutos. Los ingresos en los proyectos petroleros, y en este caso en proyectos de recobro mejorado están directamente relacionados con la venta del crudo, para el presente trabajo se asumió el precio de venta de 42.67 USD por barril entregado por Ecopetrol S.A. En la Gráfica 28 se presenta la producción de aceite anual y su respectivo ingreso.

Gráfica 45. Producción de aceite e Ingresos esquema actual de explotación

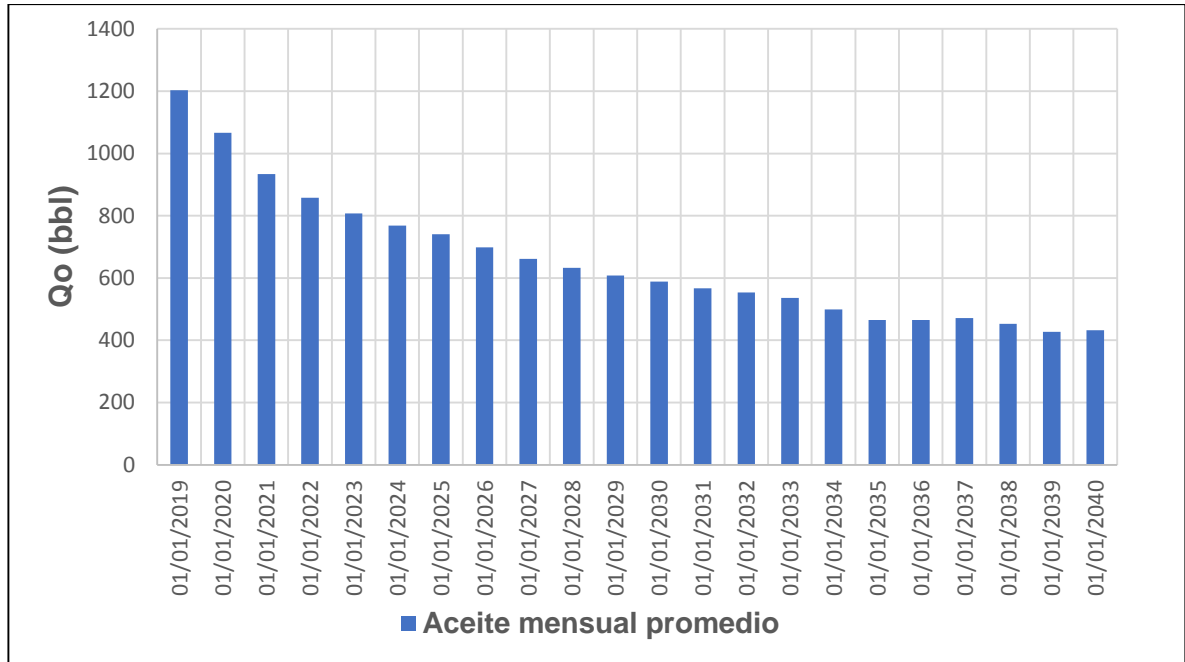


Fuente: Elaboración propia

El petróleo acumulado luego de la predicción fue de 2.458 MMbbls lo que se traduce en un ingreso total al final del periodo de \$102,059,962 USD, esto aclarando nuevamente que serían los ingresos únicamente del patrón seleccionado.

Finalmente, para calcular el valor real de los ingresos hay que tener en cuenta las regalías que se deben pagar de acuerdo a la producción mensual promedio del campo, en la **Gráfica 29** se puede observar este valor.

Gráfica 46. Producción promedio mensual Campo Yaguará esquema actual



Fuente: Elaboración propia

De la anterior gráfica es posible observar que el promedio de aceite mensual nunca supera los 5000 barriles por día, lo que según las leyes colombianas se traduce en unas regalías del 8% del valor de la producción. De esta manera el valor total de las regalías al final del periodo de predicción sería de \$8,164,797 USD.

Finalmente, luego de descontar las regalías se obtienen los ingresos brutos y sumaron al final del periodo un total de \$93,895,165 USD USD.

5.5.2.2 Capex. El costo asociado a este ítem para este escenario es igual a los costos de los químicos utilizados durante la inyección, debido a esto el valor de la inversión inicial para este proyecto es de \$ 450,000 USD. Este valor consiste en el costo de los químicos ya que no requiere de ninguna otra instalación especial que permita su inyección.

5.5.2.3 Opex. Los costos asociados a la producción de aceite fueron entregados por Ecopetrol S.A y su valor es de 19.05 USD por barril, que representan los costos de levantamiento. Para la predicción el valor total de los costos de levantamiento fue de \$ 45,612,456 USD. Adicionalmente se tienen los costos asociados a la inyección de agua, lo que cuesta 0.5 USD por barril de agua inyectado, al final de la predicción sumó un total de \$ 1,058,461 USD.

5.5.2.4 Egresos. El total de egresos se encuentra luego de sumar el CAPEX más el OPEX, y para el presente escenario este valor sumo un total de \$ 47,095,917 USD.

5.5.2.5 Ingresos netos. Finalmente, luego de restar los egresos a los ingresos brutos y aplicar el impuesto a la renta del 33%, los ingresos netos al final de la predicción realizada reportaron un total de \$31,640,246 USD.

5.5.2.6 Análisis de resultados. Luego de realizar el flujo de caja y evaluar mediante el indicador financiero de valor presente neto, el resultado obtenido para este proyecto es de \$ 12.95 MUSD. Es importante mencionar que para este escenario de inyección de las nanocápsulas de surfactante la tasa de oportunidad del proyecto aumentó un 1%, convirtiéndose entonces en una tasa del 12%, aún y con este incremento el proyecto presenta un VPN positivo que lo convierte en un proyecto atractivo desde el punto de vista económico. El flujo de caja realizado para este escenario financiero se presenta en el **Anexo D**.

6. CONCLUSIONES

- ✓ Mediante el estudio del Campo Yaguará, se concluyó que actualmente se encuentra en una condición de madurez elevada en cuanto a recobro secundario se refiere y que este estado no es el mejor para aumentar la producción.
- ✓ La revisión bibliográfica permitió evidenciar las diferentes características, ventajas y propiedades de los surfactantes y polímeros, permitiendo establecer una pequeña comparación que concluyó a los primeros como una mejor opción para el campo.
- ✓ Los resultados de la predicción bajo el esquema actual de inyección de agua, permitieron comprobar que este método de recuperación secundaria ya no es técnicamente viable, mostrando un incremental de aceite de 5 MMbbls y de 150 MMbbls de agua al final de la predicción, lo que se podría traducir en una relación agua/petróleo de 30:1.
- ✓ La combinación de nanopartículas con surfactantes encapsulados, se encontró como la alternativa química no convencional más atractiva para las necesidades del campo, al lograr disminuir la tensión interfacial a valores inferiores a 0.001 dyna/cm, disminuir la adsorción del surfactante al menos en un 50% y alterar la mojabilidad del sistema.
- ✓ Las sensibilidades realizadas de tasa de inyección para las nanocápsulas de surfactante permitieron mostrar que la tasa óptima es de 3000 BPD al ser este escenario el de mayor incremental de petróleo (1.3 MMbbls), adicionalmente se pudo constatar que un incremental de 1000 BPD en la tasa de inyección representa un incremento del 4.2% en el total de aceite producido.
- ✓ Para el escenario óptimo de tamaño del bache los resultados fueron muy significativos, ya que permitieron mostrar que al ser un campo maduro en la inyección de agua el aumentar el volumen inundado sin modificar propiedades físicas en el yacimiento no genera el efecto incremental en la tasa de aceite deseada y esto, debido a que el reservorio cuenta ya con canales preferenciales de flujo. Para estas sensibilidades, el tamaño de bache óptimo seleccionado fue de 5% del VP y represento un incremental de 1.42 MMbbls de aceite.

- ✓ En los escenarios de variación en la concentración de las nanocápsulas de surfactante, en los que se tuvo en cuenta los resultados óptimos de los anteriores casos, se concluyó que el incremental de aceite ligado al incremento en la concentración tiene un comportamiento similar a la CMC, propiedad típica de los surfactantes y que responde también a los estudios de las nanopartículas en los cuales se evidencia que a mayor concentración disminuyen o se mantienen constantes los efectos positivos.
- ✓ Luego de realizar todas las sensibilidades, se concluyó que el escenario óptimo de tasa de inyección para las nanocápsulas de surfactante era de 3000 BPD, a una concentración de 2000 ppm, inundando el 5% del VP. De esta manera, se generó un incremental de aceite de 2.09 MMbbls que representa un incremento en el factor de recobro de 1.1% lo que es un valor importante teniendo en cuenta que es solo en el sector seleccionado dentro del Campo Yaguará.
- ✓ Mediante la evaluación financiera y haciendo uso del indicador financiero de VPN, se pudo conocer el valor económico actual de los dos escenarios planteados; para el primero el esquema actual de explotación del campo el VPN fue de \$ 29.5 MUSD y para el segundo escenario inyección de las nanocápsulas de surfactante en el sector seleccionado el valor del VPN fue de \$ 12.95 MUSD.
- ✓ Teniendo en cuenta los resultados obtenidos en el presente trabajo, se concluye que la inyección de nanocápsulas de surfactante puede ser una alternativa química no convencional viable como método de recobro mejorado para el Campo Yaguará.

7. RECOMENDACIONES

- ✓ Realizar la evaluación de la tecnología expandiendo su aplicación a todo el campo para corroborar sus efectos en el aumento del factor de recobro observados en el sector durante el presente trabajo.
- ✓ Hacer un estudio sobre alguna alternativa que permita disminuir la cantidad de agua producida debido a la canalización en el Campo Yaguará para evitar la recirculación de agua en su sistema de explotación.
- ✓ Evaluar la factibilidad del nano encapsulamiento de otro tipo de químicos que favorezcan al aumento del factor de recobro.

BIBLIOGRAFÍA

ABBAS, Sayeed. SANDERS, Aaron y DONOVAN, James. Applicability of Hydroxyethylcellulose Polymers for Chemical EOR. Malaysia: SPE, 2013. 9p.

AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. Tercera edición. Burlington, USA: Gulf Professional Publishing, 2006. 1211p.

ANGARITA, Natalia y BUITRAGO, Viviana. Desarrollo de un modelo predictivo para inyección de químicos surfactantes-polímeros convencional. Trabajo de grado para título de ingeniero de petróleos. Bogotá D.C. Fundación Universidad de América, 2016. 520p

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Las regalías en el sector de los hidrocarburos [En línea]. 2008 [Consultado el 31 de Julio del 2018]. Disponible en internet: <http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Regalias/Documents/regaliasSector.pdf>

AZIZ, Khalid y SETTARI, Antonín. Petroleum Reservoir Simulation. Londres: Applied Science Publishers LTD, 1979. 250p.

BACA, Guillermo. Ingeniería Económica. Fondo Educativo Panamericano. 413p.

BAGREZAIE, M y POURAFSHARY, P. Improvement of surfactant flooding performance by application of nanoparticles in sandstone reservoirs. En: Journal of the Japan Petroleum Institute. Julio, 2015, Vol 58, p. 97-102.

BÁNZER, Carlos. Correlaciones Numérica P.V.T. Instituto de investigaciones petroleras. Maracaibo. 1996. 50p.

BARRERO, D. PARDO, A. VARGAS, C y MARTÍNEZ, J. Colombian Sedimentary Basins. Bogotá D.C.: Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2007. 92p.

BORSARELLI, Claudio. Fisicoquímica I [en línea], [Consultado el 23 de Septiembre de 2018]. Disponible en internet: <http://faa.unse.edu.ar/apuntes/fcoqca/Un6BFQ1.pdf>

CASTILLO, Iván. Evaluación técnico-financiera de la sarta de varilla hueca implementada para el sistema de levantamiento de bombeo de cavidades progresivas en el pozo-a del campo yaguará. Trabajo de grado para título de ingeniero de petróleos. Bogotá D.C. Fundación Universidad de América Colombia, 2018. 169p

CAMACHO, Andrés y CÁRDENAS, Daniel. Evaluación de los resultados de fracturamiento hidráulico y análisis de los tratamientos de modificadores de permeabilidad relativa (rpm) en el campo yaguará. Tesis como requisito parcial para optar al título de Magister en Ingeniería de Petróleos. Medellín. Universidad Nacional de Colombia. 2008. 150p.

CÉSPEDES, Carolina. Desarrollo de un Nanofluido para la Estabilización de Finos de la Formación Barco del Campo Cupiagua. Tesis como requisito parcial para optar al título de Magister en Ingeniería de Petróleos. Medellín. Universidad Nacional de Colombia. 2015. 95p.

CHERAGHIAN, Goshtasp y HENDRANINGRAT, Luky. A review on applications of nanotechnology in the enhanced oil recovery part A: effects of nanoparticles on interfacial tension. CrossMark. Mayo, 2015, 10p.

CHERAGHIAN, Goshtasp y HENDRANINGRAT, Luky. A review on applications of nanotechnology in the enhanced oil recovery part B: effects of nanoparticles on interfacial tension. CrossMark. Mayo, 2015, 10p.

CONTRERAS, Ana y LEÓN, Manuel. Evaluación de la factibilidad técnica de la implementación de la inyección de biosurfactantes en el campo yariguí cantagallo de ecopetrol s.a. mediante simulación numérica. Trabajo de grado para título de ingeniero de petróleo. Bogotá D.C. Fundación Universidad de América Colombia, 2017. 292p

CRUZ, J. F. Nanotecnología aplicada a la industria petrolera. Tesis como requisito parcial para optar al título de Magister en Ingeniería de Petróleos. México. Universidad Nacional Autónoma de México. 2013. 109p.

DELGADO, J. BULLON, J y SALAGER, J. Aplicación de las micro y nanotecnologías en la exploración y producción de petróleo y gas. En: "Nanopartículas: fundamentos y aplicaciones". Universidad de los Andes. Venezuela. 2015. p 157-178.

DELGADO, José. Cuaderno firp s369-a. asfaltenos composición, agregación, precipitación [en línea], 2006 [Consultado el 23 de Septiembre de 2018]. Disponible en internet: <http://www.firp.ula.ve/archivos/cuadernos/S369A.pdf>

DICCIONARIO DE GEOTÉCNICA. Ambientes sedimentarios [en línea], 2017 [Consultado el 23 de Septiembre de 2018]. Disponible en internet: <https://diccionario.geotecnia.online/?s=AMBIENTE+SEDIMENTARIO>

ESCOBAR, Fredy Humberto. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Colombia. 2007. 218p.

EZHILARASI, N. KARTHIK, P. CHHANWAL, N y ANANDHARAMAKRISHNAN, C. "Nanoencapsulation Techniques for Food Bioactive Components: A Review". En: Food and Bioprocess Technology. Marzo, 2013, Vol 6, p. 628-647.

FERREIRA, P. NÚÑEZ, A y RODRIGUEZ, M. Levantamiento geológico de la Plancha 323 Neiva. INGEOMINAS. Colombia. 2002. 94p.

FUQUEN, Jaime y OSORNO, José. Geología de la plancha 303 colombia departamentos de huila, tolima y meta. Informe. Bogotá D.C. Instituto de Investigación e Información Geocientífica, Minero-ambiental y Nuclear. 2002. 90p.

GARCÍA, Mario. MIER, Ricardo. CRUZ, Luis y VASQUÉZ, Mauricio. Evaluación del potencial hidrocarburífero de las cuencas colombianas. Grupo de investigación en geología de hidrocarburos y carbones universidad industrial de Santander. Colombia. 2009. 219p.

GEOLOGÍA ESTRUCTURAL, Trampas [en línea], 17 de Mayo del 2016 [Consultado el 23 de Septiembre de 2018]. Disponible en internet: <http://perfosrt2016.blogspot.com/2016/05/trampas.html>

GÓMEZ, Carmen y SANTANDER, Alejandro. Evaluacion del recobro secundario por inyeccion de agua en el campo yaguará. Trabajo de grado para título de ingeniero de petróleos. Neiva. Universidad Surcolombiana. 2013. 109p.

GONZÁLEZ, A. Hidrólisis [en línea], 2009 [Consultado el 23 de Septiembre de 2018]. Disponible en internet: <https://analiticafagro.jimdo.com/app/download/6814094854/HIDROLISIS.pdf?t=1478128125>

GREEN, Don W y WILLHITE, P. Enhanced Oil Recovery. Estados Unidos.1998. 545p.

GUTIERRÉZ, Denise. Metodología para la estimación de presiones de poro y fractura a partir de velocidades interválicas provenientes de datos sísmicos pre-apilados. Tesis de grado Escuela de Física. Carácas. Universidad Central de venezuela. 2012. 147p.

GUZMÁN, Cesar. Matemáticas Financieras para toma de decisiones empresariales. Serie Mypes. 306p.

HALLIBURTON, Informe integral de valoración Campo Yaguará. Bogotá D.C. 2010, p.158

HERMIDA, Élida. Polímeros. Buenos Aires: Colección encuentro inet, 2011. 70p.

HUERTA, Sergio. Planta Piloto de Fermentaciones Departamento de Biotecnología, Adsorción [en línea], [Consultado el 23 de septiembre de 2018]. Disponible en internet: <http://sgpwe.izt.uam.mx/files/users/uami/sho/Adsorcion.pdf>

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Compendio de normas para trabajos escritos. NTC-1486-6166. Bogotá D.C.: El instituto, 2018. ISBN 9789588585673 153 p.

INSTITUTO NACIONAL DE CONTADORES PÚBLICO. Autorretención de renta reemplaza autorretención CREE [En línea]. [Consultado el 31 de Julio de 2018]. Disponible en internet: <https://www.incp.org.co/autorretencion-de-renta-reemplaza-autoretencion-cree/>

JOHNSON, Leah. NORTON, Chasity. HUFFMAN, Nicolas. MECHAM, Jeffrey y ROTHROCK, Ginger. Nanocapsules for Controlled Release of Waterflood Agents for Improved Conformance. Society of Petroleum Engineers. Septiembre, 2016, 15p.

JULIVERT, M. Union internationale des sciences géologiques. Paris: Centre National de la Reserche Scientifique, 1968. 572p.

LOLLO, Giovanna. Nanocápsulas de poliaminoácidos para la liberación selectiva de fármacos antitumorales. Tesis Doctoral. Santiago de compostela. Universidad de Santiago de Compostela. 2012. 346p.

LÓPEZ, Ángel. Nanotecnología en la Ingeniería Petrolera: Conceptualización, Aplicaciones e Identificación de Modelos de Flujo. Trabajo de grado para título de ingeniero de petróleos. México. Universidad Autónoma de México. 2013. 127p.

LOZANA, Edison y ZAMORA, Nadezhda. Compilación de la cuenca del valle superior del magdalena. Geociencias Básicas anexo o. Bogotá D.C. 2014. 17p.

MARÍN, Armando. Concentraciones [en línea], [Consultado el 23 de Septiembre de 2018]. Disponible en internet: http://depa.fquim.unam.mx/amyd/archivero/Apuntes_sobre_concentraciones_29885.pdf

MATEUS, Sebastián y PORRAS, Johan. Evaluación de factibilidad de la implementación de la inyección de nanopartículas de sílice como método de recobro mejorado para crudos medianos del campo yarigui- cantagallo mediante simulación numérica. Trabajo de grado para título de ingeniero de petróleos. Bogotá D.C. Fundación Universidad de América Colombia. 2017. 235p

MEJIA, Shirley. Determinación de la tensión interfacial agua – decano bajo confinamiento por técnicas de simulación molecular. Tesis de Maestría que se

presenta como requisito para optar al título de Magister en Ingeniería Química. Medellín. Universidad Nacional de Colombia. 2009. 58p

MINISTERIO DE HACIENDA Y CRÉDITO PÚBLICO. Decreto 3026 del 2013, Artículo 20 [En línea]. [Consultado el 31 de Julio del 2018]. Disponible en internet: <http://wsp.presidencia.gov.co/Normativa/Decretos/2013/Documents/DICIEMBRE/27/DECRETO%203026%20DEL%2027%20DE%20DICIEMBRE%20DE%202013.pdf>

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Ley 756 de 2002 [En línea]. [Consultado el 31 de Julio del 2018] Disponible en internet: http://servicios.minminas.gov.co/compilacionnormativa/docs/ley_0756_2002.htm

MOHAJERI, M. HEMMATI, M. SHEKARABI, A. An experimental study on using a nanosurfactant in an EOR process of heavy oil in a fractured micromodel. Journal of Petroleum Science and Engineering. Febrero, 2015, Vol. 126, p. 30.

MOJICA, Jairo y MACÍA, Carlos. Características estratigráficas y edad de la Formación Yaví, Mesozoico de la región entre prado y dolores Tolima, Colombia. Geología Colombiana, No. 12. 1981. Bogotá D.C. Universidad Nacional. 25p.

MORA, C. FESSI, H y ELAISSARI, A. "Polymer-based nanocapsules for drug delivery". En: International Journal of Pharmaceutics. Enero, 2010, Vol 385, p. 113-142.

NEGIN, Chegenizadeh. ALI, Saeedi y XIE, Quan. Application of nanotechnology for enhancing oil recovery-A review. En: Journal Petroleum. Octubre, 2016, Vol 2, p. 324-333.

NEGIN, Chegenizadeh. ALI, Saeedi y XIE, Quan. Most common surfactants employed in chemical enhanced oil recovery. En: Journal Petroleum. Noviembre, 2016, Vol 3, p. 197-211.

NIETO, Luisa y ORTEGA, Alejandro. Evaluación técnico financiera para un proyecto de inyección de polímeros en el bloque rio ariari en la cuenca de los llanos orientales mediante simulación numérica de yacimientos. Trabajo de grado para título de ingeniero de petróleos. Bogotá D.C. Fundación Universidad de América Colombia. 2016. 213p

OSORIO, Rubén. Estequiometría. Miscibilidad y solubilidad [en línea], 19 de Junio del 2015 [Consultado el 23 de Septiembre de 2018]. Disponible en internet: [http://aprendeonline.udea.edu.co/lms/ocw/mod/page/view.php?id=255&inpopup=](http://aprendeonline.udea.edu.co/lms/ocw/mod/page/view.php?id=255&inpopup=1)

1

OSPINA, Natalia. Evaluación de la aplicación de nanofluidos para mejoramiento in-situ del crudo pesado. Tesis como requisito parcial para optar al título de Magister en Ingeniería de Petróleos. Medellín. Universidad Nacional de Colombia. 2015. 57p.

OTÁLVARO, Julián. Síntesis y evaluación de un novedoso nanofluido basado en bio-surfactante para procesos de recobro mejorado de crudo pesado. Tesis de Maestría que se presenta como requisito para optar al título de Magister en Ingeniería Química. Medellín. Universidad Nacional de Colombia. 2015. 46p.

PÁRAMO, Lilibiana. Análisis Geomecánico y de Estabilidad para el pozo #3 del campo caso estudio. Tesis como requisito parcial para optar al título de Magister en Ingeniería de Petróleos. Medellín. Universidad Nacional de Colombia. 2016. 94p.

PARÍS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Maracaibo: Ediciones astro data S.A, 2009. 570p.

PARÍS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo: Ediciones Astro Data S.A, 2001. 210p.

PETROBRAS, Estudio Integrado del Campo Yaguará. The ARC Group LLC. Bogotá D.C. 2004. 354p.

PILLING, S. BERGANTINI, A. PORTUGAL, W y ARAUJO, F. Astrobiología. Moléculas anfífilas, fosfolípidios, micelas, vesículas e protocélulas. Ácido nonanóico em meteoritos [en línea], [Consultado el 23 de Septiembre de 2018]. Disponible en internet: https://www1.univap.br/spilling/AB/Aula_2%20Moleculas%20Anfifilicas.pdf

PORTA, J. Union internationale des sciences géologiques. Paris: Centre National de la Reserche Scientifique, 1974. 625p.

PORTA, J. 1965 citado por CORTOLIMA, Geología [En línea]. [Consultado el 31 de Julio de 2018]. Disponible en internet: www.cortolima.gov.co/sites/default/files/images/stories/centro_documentos/pom_prad/diagnostico/g26.pdf

PORTA (J.), 1965 citado por GUERRERO, J. "The Stratigraphy of the W side of the cretaceous Colombian Basin in the Upper Magdalena Valley. Reevaluation of selected areas and type localities including Aipe, Guaduas, Piedras and Ortega". Geología Colombiana. ed.25. 2000. 83p.

RAMON, J., VIDAL, G., ROSERO, A., GOMEZ, P y BORJA, H. Revaluación del modelo geológico del Campo Tello (Valle Superior del Magdalena) y sus implicaciones en 61 programa de desarrollo. Geologia Colombiana. 2001. 26p

RAMON, Juan y FAJARDO, Andrés. Sedimentología y Estratigrafía Secuencial de la Formación Caballos, Subcuenca de Neiva, Valle Superior del Magdalena [En línea], 2004 [Consultado el 23 de Septiembre de 2018]. Disponible en internet: http://archives.datapages.com/data/colombia_acggp/simp12/p30.htm

SALEM, Adel y HANNORA, Ahmed. A Comparative Investigation of Nano Particle Effects for Improved Oil Recovery – Experimental Work. Society of Petroleum Engineers. Octubre, 2015, 16p.

SÁNCHEZ, Eustaquio. Recuperación mejorada por inyección de álcali, surfactante y polímero (ASP). Tesis para optar al título de Maestro en ingeniería. México. Universidad Nacional Autónoma de México. 2010. 206p.

SCHLUMBERGER. Anisotropía [en línea], [Consultado el 23 de Septiembre de 2018]. Disponible en internet: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/a/anisotropy.aspx>

SCHLUMBERGER. Cuenca [en línea], [Consultado el 23 de Septiembre de 2018]. Disponible en internet: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/b/basin.aspx>

SCHLUMBERGER. Factor de recuperación [en línea], [Consultado el 23 de Septiembre de 2018]. Disponible en internet: https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/r/recovery_factor.aspx

SCHLUMBERGER. Surfactantes [en línea], [Consultado el 23 de Septiembre de 2018]. Disponible en internet: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/s/surfactant.aspx>

SERNA, Rafael y ROJAS, Gerardo. Manual didáctico de Matemáticas Financieras. Informe Final de Investigación. Bogotá D.C. Universidad EAN. 2012. 71p.

SHENG, James. Modern Chemical Enhanced Oil Recovery. Burlington: Elsevier, 2011. 632p.

SILVA, Ángel. La comunidad petrolera, Definición de heterogeneidad [en línea], 1 de Septiembre del 2012 [Consultado el 23 de Septiembre de 2018]. Disponible en internet: <https://www.lacomunidadpetrolera.com/2012/09/definicion-de-heterogeneidad.html>

SILVA, Laura. Análisis de la viabilidad técnico-financiera de un proceso de recobro químico álcali-surfactante-polímero (ASP) en el Campo la Cira-Infantas. Trabajo de grado para título de ingeniero de petróleos. Bogotá D.C. Fundación Universidad de América Colombia, 2016. 185p

SKAUGE , Tormod. HETLAND, Sverre. SPILDO, Kristine y SKAUGE, Arne. Nano-Sized Particles for EOR. Society of Petroleum Engineers. Abril, 2010, 10p.

SULEIMANOV, B. ISMAILOV, F y VELIYEV, E. Nanofluid for enhanced oil recovery. En: Journal of Petroleum Science and Engineering. Junio, 2011, Vol 78, p. 431-437.

SULLIVAN, William ; WICKS, Elin y LUXHOJ, James. Ingeniería económica de DeGarmo. Duodécima edición. México: Pearson educación, 2004. 769p.

TIAB, Djebbar. DONALDSON, Erle C. Petrophysics. Theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties. Segunda edición. 2004. 880p.

TREJO, María. Aplicación de la geomecánica en la estabilidad del agujero de un pozo de la región sur. Tesis para optar por el grado de maestro en ingeniería petrolera y gas natural – perforación. México. Universidad Autónoma de México. 2009. 142p.

UNIVERSIDAD DE LOS ANDES, Petrofísica [en línea], 12 de Enero del 2015 [Consultado el 23 de Septiembre de 2018]. Disponible en internet: <http://geociencias.uniandes.edu.co/investigacion/petrofisica>

VERGARA, L., GUERRERO, J., PATARROYO, P. y SARMIENTO. G. Comentarios acerca de la Nomenclatura Estratigrafica del Cretacico Inferior del Valle Superior del Magdalena. Geologia Colombiana, Bogotá. D.C. 1995. p 21-32.

YALE, D. NABOR, G. RUSSELL, J. PHAM, H Y YOUSEF, M. Application of Variable Formation Compressibility for Improved Reservoir Analysis. Society of Petroleum Engineers. Octubre, 1993, 16p.

ZARGARTALEBI, Mohammad. KHARRAT, Riyaz y BARATI, Nasim. Enhancement of surfactant flooding performance by the use of silica nanoparticles. Volume 143. Fuel, 2015. 7p.

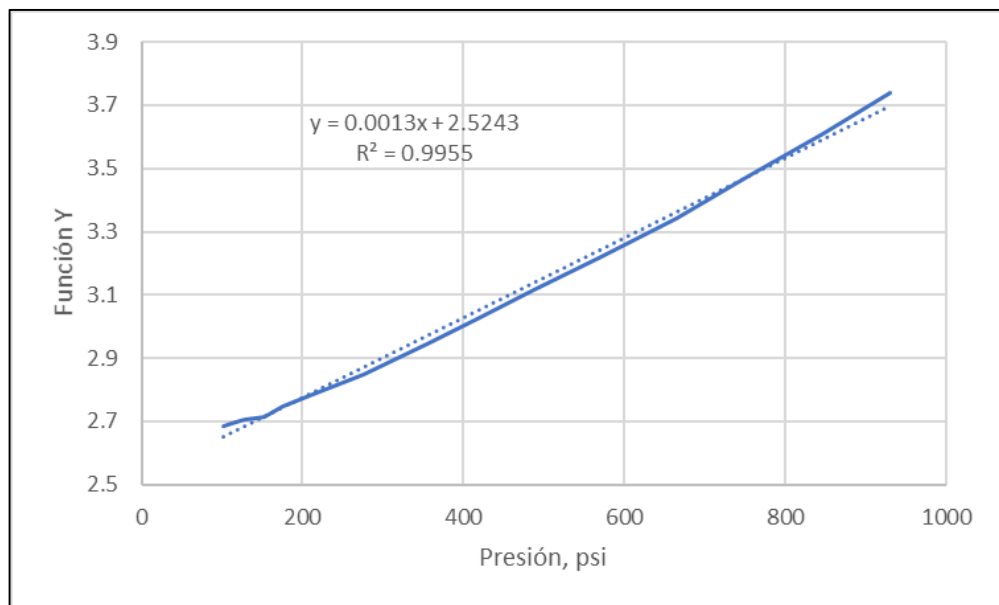
ANEXOS

ANEXO A PRUEBA PVT POZO MA- YYY

A continuación, se presenta la validación del PVT utilizado en el modelo el cual corresponde al pozo MA-YYY que se presenta en el **Cuadro 1** y que es la prueba representativa de los fluidos del Campo Yaguará. La validación del modelo se llevó a cabo mediante la linealidad de la Función Y.

En la **Gráfica 1** es posible apreciar el comportamiento lineal de la Función Y calculada en la prueba PVT del pozo MA-YYY.

Gráfica 1. Función Y



Fuente: Ecopetrol S.A., Modificado por el autor.

Como se puede observar en la gráfica el valor de R^2 es 0,9955 muy cercano a 1,0 teniendo un porcentaje de error menor al 0,45% lo que se traduce en la linealidad de la función Y y por consiguiente la veracidad de la prueba PVT realizada.

Cuadro 1. PVT pozo MA-YYY

PVT MA-YYY										
Dato No.	Temperatura (°F)	Presión (psi)	Rs (SCF/stb)	Bo (Rb/stb)	Densidad (g/cm3)	Factor Z	Mo (cP)	Mg (cp)	Co($\times 10^{-6}$ [psi-1])	GE gas
1	121	5000	167		55.224		20.59			
2	121	4500	167		55.074		19.20		4.91	
3	121	4000	167		54.974		18.11			
4	121	3500	167		54.756		16.49		5.04	
5	121	3000	167		54.662		15.60			
6	121	2500	167		54.558		13.83		5.41	
7	121	2000	167	0.997	54.350		13.07			
8	121	1500	167	1.047	54.226		11.80		6.01	
9	121	1354	167	1.050	54.163		11.30			
10	121	1068	167	1.081	54.101		10.70			
11	121	850	138	1.073	54.226	0.854	12.00	0.0132		0.662
12	121	700	117	1.066	54.350	0.862	12.96	0.0129		0.65
13	121	550	95	1.060	54.538	0.866	14.01	0.0126		0.651
14	121	400	72	1.053	54.662	0.907	15.22	0.0122		0.668
15	121	250	48	1.045	54.912	0.934	16.70	0.0118		0.711
16	121	100	20	1.034	55.162	0.966	19.21	0.0111		0.819
17	121	0	0	1.025	55.349		25.31			1.122

Presion de saturación o punto de burbuja

Fuente: Ecopetrol S.A. PVT. Modificado por el autor.

ANEXO B DESNORMALIZACIÓN DE LA CURVA DE PERMEABILIDADES RELATIVAS

En seguida en la **Tabla 1** se presentan los datos usados para realizar la desnormalización de la curva de permeabilidades relativas del Campo Yaguará.

Tabla 1. Datos Campo Yaguará

Datos	
Swirr	0.33
Sor	0.33
Kro@Swirr	0.7
Ko (mD)	646
K@aire (mD)	922

Fuente: Ecopetrol S.A. Informe Campo Yaguará

Adicionalmente se presentan los datos de normalización y desnormalización de las curvas de permeabilidades relativas del Campo Yaguara en el **Cuadro 2**.

Cuadro 2. Datos de normalización y desnormalización Campo Yaguará

Sw	So	Krw	Kro_norm	Kro_desn
0.332	0.668	0	1	0.7
0.362	0.638	1.76E-03	0.80503548	0.56352483
0.392	0.608	7.13E-03	0.62322181	0.43625527
0.422	0.578	1.62E-02	0.46798409	0.32758886
0.452	0.548	2.90E-02	0.33515919	0.23461143
0.482	0.518	4.55E-02	0.22797403	0.15958182
0.512	0.488	6.58E-02	0.14590657	0.1021346
0.542	0.458	8.98E-02	0.08752449	0.06126715
0.572	0.428	0.117645	0.04586077	0.03210254
0.602	0.398	0.149284	0.01917488	0.01342242
0.632	0.368	0.184733	0.0054424	0.00380968
0.662	0.338	0.224	0.0002110	0.0001477
0.692	0.308	0.266585	0	0
0.722	0.278	0.317412	0	0
0.752	0.248	0.371941	0	0
0.782	0.218	0.436353	0	0
0.812	0.188	0.500412	0	0
0.842	0.158	0.563941	0	0
0.872	0.128	0.631353	0	0
0.902	0.098	0.700706	0	0
0.932	0.068	0.777471	0	0
0.962	0.038	0.865882	0	0
1	0	1	0	0

Fuente: Ecopetrol S.A. Informe Campo Yaguará.

