

**EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE
LA INYECCIÓN DE BIOSURFACTANTES EN EL CAMPO YARIGUÍ
CANTAGALLO DE ECOPETROL S.A. MEDIANTE SIMULACIÓN NÚMÉRICA**

**ANA MARÍA CONTRERAS HUERTAS
MANUEL SEBASTIAN LEÓN VELANDIA**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTADO DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ, D.C.
2017**

**EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE
LA INYECCIÓN DE BIOSURFACTANTES EN EL CAMPO YARIGUÍ
CANTAGALLO DE ECOPETROL S.A. MEDIANTE SIMULACIÓN NÚMÉRICA**

**ANA MARÍA CONTRERAS HUERTAS
MANUEL SEBASTIAN LEÓN VELANDIA**

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

**Director.
JORGE LUIS RAMOS RAMOS
Ingeniero de Petróleos**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTADO DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ.D.C.
2017**

Nota de aceptación

Ing. Jorge Luis Ramos Ramos

Ing. Carlos Espinosa Mora

Ing. Leonardo Toro Agudelo

Bogotá, D.C Mayo de 2017.

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro:

Dr. JAIME POSADA DÍAZ

Vice-rector de Desarrollo y Recursos Humanos:

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCIA-PEÑA

Vice-rectora Académica y de Posgrados:

Dra. ANA JOSEFINA HERRERA VARGAS

Secretario General:

Dr. JUAN CARLOS POSADA GARCIA-PEÑA

Decano Facultad de Ingeniería:

Dr. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director de investigaciones

Dr. ARMANDO FERNÁNDEZ CÁRDENAS

Director Facultad de Ingeniería de Petróleos:

Dr. EDGAR DAVID CEDEÑO LIGARRETO

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

A Dios gracias por su amor, su bondad, y ser mi guía en cada paso que doy; a mi familia CONTRERAS HUERTAS, especialmente a mis padres GUSTAVO CONTRERAS y JAQUELINE HUERTAS que con su esfuerzo continuo han logrado mi crecimiento profesional, y han acompañado con amor y sabiduría cada momento de mi vida. A GABRIEL NIETO por su paciencia y respeto desde mi niñez y a mi hermana SOFIA NIETO por acompañarme y enseñarme a ser tolerante y valiente. A Cecilia Contreras por enseñarme del amor de Dios y ser ejemplo para mi vida.

Finalmente, un especial agradecimiento a mi compañero de tesis y a mi director de tesis: Sebastián León y Jorge Luis Ramos por su apoyo constante durante este proceso; sus conocimientos, su paciencia y colaboración fueron la base de este proyecto.

ANA MARÍA CONTRERAS HUERTAS

Este gran proyecto es un agradecimiento a DIOS, por todas las bendiciones que me brindo durante 5 años de estudio y la culminación de la carrera. Sin El nada de esto hubiera sido posible.

Agradezco a mis padres GERMAN Y HERMELINDA, mis bellas hermanas JOHYS Y NATALIA y a toda mi familia que siempre estuvo presente, apoyando, dando ánimo a este trabajo de grado, no me dejaban caer para que siguiera adelante siempre cumpliendo con mis ideales, agradeceré infinitas veces a mi familia siendo mi razón de seguir adelante y mi gran apoyo incondicional.

A LAU mil gracias por ser ese apoyo día a día y por estar siempre pendiente de mi desempeño.

Al ingeniero Jorge Luis Ramos y compañera Ana María porque sin su apoyo, sin su conocimiento y sin su colaboración no hubiéramos culminado este trabajo.

¡MIL GRACIAS!!!!

MANUEL SEBASTIAN LEÓN VELANDIA

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus agradecimientos principalmente a Dios, a las personas que apoyaron y creyeron en el desarrollo de este proyecto.

Agradecemos especialmente al ingeniero JORGE LUIS RAMOS por permitirnos realizar este trabajo de grado con su apoyo y conocimientos los cuales fueron fundamentales para el desarrollo de este proyecto.

A las directivas, cuerpo de docentes y personal administrativo de la Universidad, por el aporte que nos brindaron para lograr nuestro objetivo.

A la UNIVERSIDAD DE AMERICA que se convirtió en la mejor experiencia de nuestras vidas para lograr un excelente futuro, gracias por los conocimientos que adquirimos para el resto de nuestras vidas.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	42
OBJETIVOS	43
1. GENERALIDADES DEL CAMPO YARIGUÍ CANTAGALLO	44
1.1 HISTORIA CAMPO YARIGUÍ CANTAGALLO	44
1.2 LOCALIZACIÓN	47
1.3 GEOLOGÍA	48
1.3.1 Depositación de sedimentos de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.	49
1.3.2 Estratigrafía del Campo Yariguí Cantagallo	50
1.3.2.1 Formaciones productoras	51
1.3.2 Geología estructural	53
1.4 CARACTERISTICAS DEL CAMPO YARIGUÍ CANTAGALLO	54
1.4.1 Tipos de crudo según gravedad API	55
1.4.1.1 Yacimiento de crudo liviano	56
1.4.1.2 Yacimiento de crudo mediano	56
1.4.1.3 Yacimiento de crudo pesado	56
1.4.1.4 Yacimiento de crudo extrapesado	56
2. GENERALIDADES DE LA TECNOLOGÍA DEL BIOSURFACTANTE Y SU IMPLEMENTACIÓN COMO PROCESO EOR	57
2.1 PROPIEDADES DE LA INTERACCIÓN ROCA-FLUIDO Y CONCEPTOS GENERALES INVOLUCRADOS EN LOS PROCESOS EOR RELACIONADOS CON LA INYECCIÓN DE BIOSURFACTANTES	57
2.1.1 Movilidad.	57
2.1.2 Tensión interfacial (IFT).	58
2.1.3 Humectabilidad.	59
2.1.4 Histéresis.	59
2.1.4.1 Histéresis del ángulo de contacto	59
2.1.5 Drenaje.	60
2.1.6 Imbibición	60
2.1.7 Entrampamiento de la fase no mojante	61
2.1.8 Presión capilar.	61
2.1.8.1 Contacto Petróleo-Agua (WOC).	61

2.1.8.2 Nivel de Agua Libre (Free-WaterLevel, FWL)	61
2.1.9 Saturación del petróleo	62
2.1.10 Eficiencia de desplazamiento	63
2.1.10.1 Eficiencia de desplazamiento microscópica (ED)	63
2.1.10.2 Eficiencia macroscópica (EV)	63
2.2 CRITERIOS DE SELECCIÓN PARA UN PROCESO DE RECOBRO MEJORADO	64
2.3 INYECCIÓN DE QUÍMICOS COMO METÓDO DE RECOBRO MEJORADO	66
2.3.1 Inyección de polímeros	66
2.3.1.1 Criterios de implementación	68
2.3.1.2 Factores que afectan la inyección de Polímero	68
2.3.2 Inyección de surfactante	70
2.3.2.1 Criterios de implementación	71
2.3.2.2. Factores que afectan la inyección del surfactante	71
2.3.2.3 Clasificación de los surfactantes según su estructura molecular	73
2.3.1.4 Clasificación de los surfactantes según su materia prima	74
2.3.3 Inyección de álcali	76
2.3.3.1 Criterios de implementación	77
2.3.3.2 Factores que afectan la inyección de álcali	78
2.3.4 Inyección de álcali, surfactante y polímero (ASP)	80
2.3.4.1 Criterios de implementación	81
2.3.4.2 Factores que afectan la inyección de ASP	82
2.4 GENERALIDADES DEL BIOSURFACTANTE	85
2.4.1 Clasificación de los biosurfactantes	86
2.4.1.1 Clasificación de acuerdo con su naturaleza química	86
2.4.1.2 Clasificación de acuerdo con su peso molecular	88
2.4.2 Propiedades de los surfactantes y biosurfactantes	90
2.4.2.1 Concentración micelar crítica (CMC)	90
2.4.2.2 Balance hidropofilico –lipofilico (HLB)	91
2.4.3 Estudios experimentales relacionados con la implementación de un biosurfactante	92
2.4.3.1 Comparación entre un surfactante convencional (surfobetaine) y el biosurfactante (S-021206)	92
2.4.3.2 Biosurfactante: Surfactin	94
2.4.3.3 Biosurfactante lilopeptido	95
2.4.3.4 Biosurfactante como Tecnología Verde	97
2.4.3.5 Diferentes esquemas de inyección (SP) con un surfactante constituido a partir de materias primas y polímero	97

2.4.4 Criterios de implementación	98
3. DESCRIPCIÓN DEL MODELO CONCEPTUAL DE SIMULACIÓN DEL CAMPO YARIGUÍ-CANTAGALLO	99
3.1 DESCRIPCIÓN DEL MODELO ESTÁTICO	99
3.2 DESCRIPCIÓN DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS MÁS IMPORTANTES DEL MODELO CONCEPTUAL DEL CAMPO YARIGUÍ-CANTAGALLO	100
3.2.1 Distribución de porosidad del Campo Yariguí-Cantagallo	100
3.2.2 Distribución de permeabilidad del Campo Yariguí-Cantagallo	102
3.2.3 Distribución de la Relación Kv/Kh en el Campo Yariguí-Cantagallo	103
3.2.4 Distribución de la saturación de petróleo en el Campo Yariguí-Cantagallo	105
3.2.5 Distribución de la Saturación de Agua en el Campo Yariguí-Cantagallo	106
3.2.6 Distribución de la presión en el Campo Yariguí-Cantagallo	108
3.2.7 Distribución de la saturación de agua irreducible en el Campo Yariguí-Cantagallo	109
3.2.8 Saturación de petróleo residual	110
3.2.9 Permeabilidad relativa del petróleo	111
3.2.10 Permeabilidad relativa del agua.	112
3.3 ANÁLISIS PETROFÍSICO DE PROPIEDADES REPRESENTATIVAS DEL MODELO CONCEPTUAL DEL CAMPO YARIGUÍ-CANTAGALLO	114
3.3.1 Contenido de arcilla.	114
3.4 CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS DE ACUERDO AL ESTADO DE LOS FLUIDOS	115
3.4.1 Petróleo negro	115
3.5 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DE UN YACIMIENTO	116
3.5.1 Propiedades físicas del petróleo	116
3.5.1.1 Gravedad del petróleo	117
3.5.1.2 Razón de gas en solución (Rs)	117
3.5.1.3 Densidad del petróleo	117
3.5.1.4 Presión punto de burbuja	118
3.5.1.5 Viscosidad del petróleo	119
3.5.1.6 Factor volumétrico del petróleo (β_0)	120
3.5.1.7 Coeficiente de compresibilidad isotérmica	121
3.5.2 Propiedades físicas del gas	122
3.5.2.1 Gravedad específica del gas	122
3.5.2.2 Densidad del gas	123
3.5.2.3 Volumen específico	123
3.5.2.4 Compresibilidad del gas	123

3.5.2.5 Viscosidad del gas	124
3.5.2.6 Factor de compresibilidad (Z)	125
3.5.2.7 Factor volumétrico del gas (β_g)	126
3.6 PRUEBAS PVT	127
3.6.1 Experimentos PVT	127
3.6.1.1 Prueba de Expansión flash	127
3.6.1.2 Expansión Diferencial	128
3.6.1.3 Prueba de separador flash	128
3.6.2 Análisis de las pruebas PVT en el campo Yariguí Cantagallo	128
3.6.2.1 Propiedades físicas del petróleo para el Campo Yariguí Cantagallo. A continuación, se muestra las propiedades físicas del petróleo para el Campo de estudio	130
3.7 PERMEABILIDADES RELATIVAS	136
3.7.1 Permeabilidad absoluta	137
3.7.2 Permeabilidad efectiva	137
3.7.3 Permeabilidad relativa	137
3.7.3.1 Permeabilidades relativas Pozo CG-24, Campo Yariguí-Cantagallo	138
3.7.3.2 Permeabilidad relativa del modelo conceptual del Campo Yariguí Cantagallo	139
3.7.3.3 Desnormalización de las curvas de permeabilidades relativas para el modelo del Campo Yariguí Cantagallo. Según Aldana y Gutierrez	140
3.7.3.4 Presión Capilar según el modelo conceptual del Campo Yariguí Cantagallo	142
3.8 CONDICIONES INICIALES DEL MODELO	143
3.9 EVENTOS DE POZO	144
3.9.1 Cañoneo y producción del <i>grid</i> de simulación para el Campo Yariguí Cantagallo	144
3.10 SELECCIÓN DEL PATRON DE INYECCIÓN DE QUÍMICOS	146
3.11 DETERMINACIÓN DE LA PRESIÓN DE FRACTURA	147
3.11.1 Ondas de compresión y de corte	147
3.11.2 Relación de Poisson	149
3.11.4 Esfuerzo de sobrecarga	150
3.11.5 La presión de fractura	151
3.11.6 Modelo de simulación Monte Carlo para el cálculo de la presión de fractura	151
3.11.6.1 Modelo de Monte Carlo para el método Hubbert y Willis	152
3.12 DETERMINACIÓN DE LA COMPRESIBILIDAD DE LA ROCA	155
3.12.1 Modelo de simulación Monte Carlo para el cálculo de la compresibilidad de la roca	155

3.12.1.1 Monte Carlo para el método de Yale & Nebor	155
3.12.1.2 Monte Carlo para el método de Hall	157
3.12.1.3 Monte Carlo para el método de Newman	158
3.12.2 Resultado compresibilidad de la roca	159
4. COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO YARIGUÍ CANTAGALLO BAJO EL SISTEMA ACTUAL DE EXPLOTACIÓN	160
4.1 RESULTADOS DE LA INYECCIÓN DE AGUA	160
4.1.1 Resultados de la inyección de agua a una tasa de 1500	161
4.1.2 Resultados de la inyección de agua a una tasa de 2000	162
4.1.3 Resultados de la inyección de agua a una tasa de 2500 BWPD	163
4.1.4 Resultados de la inyección de agua a una tasa de 3000 BWPD	163
4.1.5 Resultados de la inyección de agua a una tasa de 3500 BWPD	164
4.1.6 Resultados de la inyección de agua a una tasa de 4000 BWPD	165
4.1.7.1 Comportamiento del BSW y el Wp con inyección de agua	165
4.1.7.2 Comportamiento del Np con inyección de agua	166
5. COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCION DEL CAMPO YARIGUÍ CANTAGALLO DURANTE LA INYECCION DE POLIMEROS	168
5.1 PARAMETROS A CONSIDERAR DURANTE LA INYECCIÓN POLIMERO	169
5.1.1 Volumen poroso inaccesible (IVP).	168
5.1.2 Factor de resistencia residual (FRR)	168
5.1.3 Adsorción del polímero	169
5.1.3.1 Isotermas de adsorción.	169
5.1.4 Reducción de la permeabilidad relativa.	170
5.2 ESCENARIOS CONSIDERADOS PARA EL ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES DE LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS	171
5.2.1 Tasa de inyección	171
5.2.2 Concentración del polímero	172
5.2.3 Volumen poroso accesible	172
5.2.4 Factor de resistencia de residual	172
5.2.5 Tamaño de bache de polímero	172
5.3. POLIMEROS DE INYECCIÓN A EVALUAR	172
5.3.1 Polímero Superpusher	172
5.3.2 Polímero Yariguí	173
5.4 RESULTADOS DE LAS SENSIBILIDADES DE LOS POLIMEROS DE INYECCIÓN	173
5.4.1 Resultados del polímero Superpusher. A continuación, se presentan los resultados para el polímero Superpusher	173

5.4.1.1	Sensibilidad de las tasas de inyección	173
5.4.1.2	Sensibilidad de las concentraciones	175
5.4.1.3	Sensibilidad del volumen poroso accesible	175
5.4.1.4	Sensibilidad Factor de resistencia de residual	176
5.4.1.5	Sensibilidad de tamaño de bache	178
5.4.2.	Resultados del polímero a evaluar. A continuación, se muestra el polímero a ser evaluado para el Campo Yariguí Cantagallo	181
5.4.2.1	Sensibilidad de las tasas de inyección	181
5.4.2.2	Sensibilidad de las concentraciones	183
5.4.2.3	Sensibilidad del Volumen poroso accesible	183
5.4.2.4	Sensibilidad del factor de resistencia de residual	184
5.4.2.4	Sensibilidad de tamaño de bache	186
5.4.3	Resultados del caso óptimo del polímero	190
6.	COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCION DEL CAMPO YARIGUÍ CANTAGALLO DURANTE LA INYECCION DE SURFACTANTE CONVENCIONAL Y BIOSURFACTANTE	191
6.1	PARAMETROS A CONSIDERAR DURANTE LA INYECCION DE SURFACTANTES	191
6.1.1	Tensión interfacial (IFT)	191
6.1.2	Adsorción	192
6.1.3	DTRAP	193
6.2	SURFACTANTE CONVENCIONAL Y BIOSURFACTANTE A EVALUAR	193
6.2.1	Propiedades del surfactante convencional	193
6.2.1.1	Comportamiento de la IFT del surfactante	194
6.2.1.2	Comportamiento de la adsorción del surfactante	194
6.2.1.3	Incorporación de las propiedades al simulador	195
6.2.2	Propiedades del biosurfactante	197
6.2.2.1	Comportamiento de la IFT del biosurfactante	199
6.2.2.2	Comportamiento de la adsorción del biosurfactante	200
6.2.2.3	Incorporación de las propiedades del biosurfactante al simulador	200
6.3	ESCENARIOS PARA EL ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES DE LA INYECCIÓN DE SURFACTANTE CONVENCIONAL Y BIOSURFACTANTE	201
6.3.1	Sensibilidad tamaño de bache a diferentes concentraciones	201
6.4	RESULTADOS DE LAS SENSIBILIDADES DE SURFACTANTE Y BIOSURFACTANTE	202
6.4.1.	Sensibilidades para el surfactante convencional	202
6.4.1.1	Sensibilidad de tamaño de bache	202
6.4.2	Sensibilidad de tamaño de bache	204

6.4.2 Resultados de los casos óptimos de surfactante convencional	208
7. COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCION DEL CAMPO YARIGUÍ CANTAGALLO DURANTE LA INYECCION DE ÁLCALI	210
7.1 PARAMETROS DURANTE LA INYECCION DE ÁLCALI	210
7.1.1 Número ácido	211
7.2 ÁLCALI A EVALUAR	213
7.2.1 Propiedades del álcali a evaluar	213
7.2.1.1 Reacciones químicas	213
7.2.3.2 Tensión interfacial (IFT)	214
7.2.3.3 Adsorción	215
7.3 RESULTADOS DE LA INYECCIÓN ASP	216
7.3.1 Resultados de los casos óptimos de ASP	218
8. EVALUACIÓN FINANCIERA PARA INYECCIÓN DE SURFACTANTE-POLIMERO EN EL CAMPO YARIGUÍ-CANTAGALLO	219
8.1 CONCEPTOS ASOCIADOS A LA EVALUACIÓN FINANCIERA DE UN PROYECTO	219
8.1.1 Ingresos	219
8.1.2 Tasa interna de oportunidad	220
8.1.3 Regalías	220
8.1.4 CAPEX	221
8.1.5 OPEX	221
8.1.6 Egresos	221
8.1.7 Impuestos	221
8.2 INDICADORES QUE EVALÚAN LA VIABILIDAD DE UN PROYECTO	222
8.2.1 Valor presente neto (VPN)	222
8.2.2 Tasa interna de retorno (TIR)	223
8.2.3 Relación beneficio/costo (B/C)	223
8.3 ESCENARIOS OBJETO DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA	224
8.3.1 Esquema de explotación actual (Inyección de agua)	224
8.3.2 Escenario base de inyección de polímero	225
8.3.2.1 CAPEX	226
8.3.2.2. OPEX	226
8.3.2.3 Producción-Ingresos	227
8.3.3 Escenario base de inyección de Surfactante/Polímero	227
8.3.3.1 CAPEX	228
8.3.3.2 OPEX	228
8.3.3.3 Producción-Ingresos	229

8.3.4 Escenario base de inyección de Biosurfactante/Polímero	229
8.3.4.1 CAPEX	230
8.3.4.2 OPEX	230
8.3.4.3 Producción-Ingresos	231
8.3.5 Escenario base de inyección de ASP.	232
8.3.5.1 CAPEX	233
8.3.5.2 OPEX	233
8.3.5.3 Producción-Ingresos	233
8.4 Análisis de resultados	234
9. CONCLUSIONES	237
10. RECOMENDACIONES	239
BIBLIOGRAFIA	240
ANEXOS	246

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Historia de producción del Campo Yariguí Cantagallo	46
Figura 2. Perfil de producción del Campo Yariguí Cantagallo al 2015	47
Figura 3. Localización geográfica del Campo Yariguí Cantagallo	48
Figura 4. Columna estratigráfica del Campo Yariguí Cantagallo	50
Figura 5. Mapa estructural del Campo Yariguí Cantagallo	54
Figura 6. Tensión interfacial entre moléculas.	58
Figura 7. Ángulo de contacto	59
Figura 8. Histéresis del ángulo de contacto	59
Figura 9. Esquemas drenaje vs imbibición	60
Figura 10. Curva de presión capilar	62
Figura 11. Saturación de petróleo	62
Figura 12. Esquema general de una inyección de químicos	66
Figura 13. Esquema de inyección de polímeros.	67
Figura 14. Efectos de salinidad en el polímero	69
Figura 15. Inestabilidad térmica del polímero: Viscosidad vs Temperatura	69
Figura 16. Esquema de inyección de un surfactante	70
Figura 17. Estructura molecular del alquilato.	74
Figura 18. Óxido de etileno.	76
Figura 19. Esquema de inyección de una solución alcalina.	77
Figura 20. Esquemización del álcali en un proceso de recobro	79
Figura 21. Inyección ASP	81
Figura 22. Uso del biosurfactante (Ramnolípido) producido por <i>Pseudomonas</i> sp para la ingesta de hidrocarburos.	86
Figura 23. Estructura química de un Rhamnolípido producido por <i>Pseudomonas aeruginosa</i> .	87
Figura 24. Estructura química de la surfactina producida por <i>Bacillus Subtilis</i>	88
Figura 25. IFT vs concentración para determinar la Concentración Micelar Crítica (CMC)	90
Figura 26. Escala HLB para compuestos tensoactivo	91
Figura 27. IFT entre el crudo y 0.2% wt de soluciones del surfactante a 90°	92
Figura 28. Estabilidad a largo plazo del biosurfactante	93
Figura 29. Adsorción del biosurfactante a diferentes dimensiones de malla	93
Figura 30. La influencia de la temperatura para la tensión interfacial de una solución Lilopéptido	94
Figura 31. Influencia del NaCl (%) con respecto a la IFT (mN/m)	95

Figura 32. Recobro extra y la IFT de un biosurfactante preparado a diferentes concentraciones	96
Figura 33. Factor de recobro a partir de la implementación de un biosurfactante a diferentes concentraciones de NaCl	96
Figura 34. Resultados de la tensión interfacial a diferentes condiciones	97
Figura 35. <i>Grid</i> 3D de simulación para el Campo Yariguí Cantagallo	99
Figura 36. Fallas en el modelo 3D Campo Yariguí Cantagallo	100
Figura 37. Distribución de Porosidad en el Campo Yariguí-Cantagallo	101
Figura 38. Distribución de Permeabilidad en el Campo Yariguí-Cantagallo	102
Figura 39. Distribución de la relación Kv/Kh en el Campo Yariguí- Cantagallo	104
Figura 40. Distribución de la Saturación de petróleo en el Campo Yariguí	105
Figura 41. Distribución de Saturación de agua en el Campo Yariguí	107
Figura 42. Distribución de presión en el Campo Yariguí-Cantagallo	108
Figura 43. Modelo conceptual Campo Yariguí-Cantagallo sin filtros	115
Figura 44. Diagrama de fases del petróleo negro	116
Figura 45. Propiedades más importantes obtenidas de las pruebas PVT, en función de la presión	119
Figura 46. Condiciones iniciales del <i>Grid</i>	144
Figura 47. Características de un pozo productor	145
Figura 48. Eventos del pozo YR013	145
Figura 49. Patrón de 7 pozos, arreglo CEOR_PATT_2016	146
Figura 50. Efecto de la onda “P”	147
Figura 51. Efecto de la onda S en el medio de propagación	148
Figura 52. Esfuerzo de sobrecarga	150
Figura 53. Presión de fractura	151
Figura 54. Adsorción del surfactante sobre superficies sólidas	193

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1. Histograma de la porosidad	101
Gráfica 2. Histograma de la permeabilidad	103
Gráfica 3. Histograma de la Saturación de Petróleo	106
Gráfica 4. Histograma de la Saturación de Agua	107
Gráfica 5. Histograma de Presión	109
Gráfica 6. Histograma de saturación de agua irreducible	110
Gráfica 7. Histograma de saturación de petróleo residual	111
Gráfica 8. Histograma de permeabilidad relativa del petróleo	112
Gráfica 9. Histograma de permeabilidad relativa al agua	113
Gráfica 10. Comportamiento del gas disuelto según la presión	117
Gráfica 11. Comportamiento de la viscosidad del petróleo	120
Gráfica 12. Comportamiento del factor volumétrico del petróleo según la presión	121
Gráfica 13. Comportamiento de la compresibilidad del petróleo según la presión	122
Gráfica 14. Comportamiento de la compresibilidad del gas según la presión	124
Gráfica 15. Comportamiento de la viscosidad del gas según la presión	125
Gráfica 16. Comportamiento del factor volumétrico del gas según la presión	126
Gráfica 17. Gas en solución en función de la presión	130
Gráfica 18. Razón de gas disuelto	131
Gráfica 19. Factor volumétrico del petróleo en función de la presión	131
Gráfica 20. Factor volumétrico del petróleo	132
Gráfica 21. Densidad del petróleo en función de la presión	132
Gráfica 22. Densidad del petróleo	133
Gráfica 23. Compresibilidad del petróleo en función de la presión	133
Gráfica 24. Viscosidad del petróleo	134
Gráfica 25. Viscosidad del petróleo	134
Gráfica 26. Factor volumétrico del gas	135
Gráfica 27. Factor volumétrico del gas	135
Gráfica 28. Viscosidad del gas	136
Gráfica 29. Viscosidad del gas	136
Gráfica 30. Curva de permeabilidades relativas de las Arenas CG	139
Gráfica 31. Curva de permeabilidades relativas (Agua y Petróleo) normalizada versus la saturación de agua del modelo conceptual del Campo Yariguí-Cantagallo	140

Gráfica 32. Curva de permeabilidades relativas desnormalizada versus saturación de agua del modelo conceptual del Campo Yariguí-Cantagallo	141
Gráfica 33. Curva de presión Capilar del petróleo en función de la saturación de agua según el modelo conceptual del campo Yariguí Cantagallo	142
Gráfica 34. Curva de presión Capilar del petróleo en función de la saturación de agua según el modelo de simulación para el Campo Yariguí Cantagallo	143
Gráfica 35. Distribución presión mínima de fractura según Hubbert y Willis	152
Gráfica 36. Distribución presión máxima de fractura según Hubbert y Willis	153
Gráfica 37. Distribución de la presión de fractura según Eaton.	154
Gráfica 38. Distribución de la Compresibilidad de la roca según Yale & Nebor	156
Gráfica 39. Distribución de la compresibilidad de la roca según el método de Hall	157
Gráfica 40. Distribuciones de la Compresibilidad de la roca según Hall	159
Gráfica 41. Tasas de inyección de agua (BWDP)	160
Gráfica 42. VRR=0.95 para el caso de inyección de agua a todas las tasas	161
Gráfica 43. Resultados de la producción diaria de petróleo y agua para el arreglo CEOR_PATT_2016. Tasa de inyección de 1500 BWPD	162
Gráfica 44. Resultados de la producción diaria de petróleo y agua para el arreglo CEOR_PATT_2016. Tasa de inyección de 2000 BWPD	162
Gráfica 45. Resultados de la producción diaria de petróleo y agua para el arreglo CEOR_PATT_2016. Tasa de inyección de 2500 BWPD	163
Gráfica 46. Resultados de la producción diaria de petróleo y agua para el arreglo CEOR_PATT_2016. Tasa de inyección de 3000 BWPD	164
Gráfica 47. Resultados de la producción diaria de petróleo y agua para el arreglo CEOR_PATT_2016. Tasa de inyección de 3500 BWPD	164
Gráfica 48. Resultados de la producción diaria de petróleo y agua para el arreglo CEOR_PATT_2016. Tasa de inyección de 4000 BWPD	165
Gráfica 49. Comportamiento del BSW con inyección de agua	166
Gráfica 50. Comportamiento del Wp con inyección de agua	166
Gráfica 51. Comportamiento del Np con inyección de agua	167
Gráfica 52. Np de la sensibilidad de las tasas de inyección	174
Gráfica 53. BHP de la sensibilidad a diferentes tasas de inyección	174
Gráfica 54. Comparativo de la sensibilidad de las concentraciones	175
Gráfica 55. Sensibilidad del volumen poroso accesible para el polímero SUPERPUSHER	176

Gráfica 56. Agua acumulada para las sensibilidades del factor de resistencia residual	177
Gráfica 57. Factor de recobro para las sensibilidades de FRR	177
Gráfica 58. Tasa de Petróleo acumulado para las sensibilidades del FRR	178
Gráfica 59. Sensibilidades tamaño del Bache SUPERPUSHER : N_p vs %VP	181
Gráfica 60. Petróleo acumulado para el polímero a evaluar	182
Gráfica 61. BHP para el polímero a evaluar	182
Gráfica 62. Resultado de las sensibilidades para las diferentes concentraciones. N_p vs Tasa de inyección	183
Gráfica 63. Sensibilidad del volumen poroso accesible para el polímero a evaluar	184
Gráfica 64. Resultado de la tasa de agua acumulada para el FRR	185
Gráfica 65. Resultado del factor de recobro para el FRR	185
Gráfica 66. Resultado de la tasa de petróleo acumulado para el FRR	186
Gráfica 67. Resultado de las sensibilidades para el tamaño de Bache. N_p vs %VP	189
Gráfica 68. Comportamiento de la IFT del surfactante a diferentes concentraciones.	194
Gráfica 69. Comportamiento de la adsorción de surfactante a diferentes concentraciones.	195
Gráfica 70. IFT del surfactante	196
Gráfica 71. Adsorción del surfactante	196
Gráfica 72. IFT Biosurfactante	199
Gráfica 73. Adsorción Biosurfactante	200
Gráfica 74. Sensibilidades tamaño del bache - N_p vs tamaño de bache	204
Gráfica 75. Sensibilidades tamaño de bache: N_p vs tamaño de bache	206
Gráfica 76. Tasa de petróleo	207
Gráfica 77. Petróleo acumulado	207
Gráfica 78. Métodos de inyección surfactante -polímero	208
Gráfica 79. Métodos de inyección biosurfactante - polímero	208
Gráfica 80. Relación °API vs Número ácido	212
Gráfica 81. IFT - Álcali Yariguí Cantagallo	215
Gráfica 82. Rata liquida de petróleo resultados (Agua, SP, BSP.ASP)	217
Gráfica 83. N_p resultados (Agua, SP, BSP.ASP)	217
Gráfica 84. Producción de petróleo mediante la inyección de agua	225
Gráfica 85. Producción de petróleo mediante la inyección de polímero	226
Gráfica 86. Tasa de producción de petróleo para Yariguí-Cantagallo, mediante la inyección de polímero	227

Gráfica 87. Producción de petróleo para Yariguí Cantagallo, mediante la inyección de polímero	227
Gráfica 88. Producción de petróleo mediante la inyección de Surfactante-Polímero	228
Gráfica 89. Tasa de petróleo para Yariguí Cantagallo, mediante la inyección surfactante - polímero	229
Gráfica 90. Producción de petróleo para Yariguí Cantagallo, mediante la inyección surfactante – polímero	229
Gráfica 91. Producción de petróleo mediante la inyección de Biosurfactante-Polímero	230
Gráfica 92. Tasa de petróleo Yariguí Cantagallo, mediante la inyección de Biosurfactante - polímero	231
Gráfica 93. Producción de petróleo Yariguí Cantagallo, mediante la inyección de Biosurfactante – polímero	232
Gráfica 94. Producción de petróleo mediante la inyección de Biosurfactante-Polímero	233
Gráfica 95. Tasa de petróleo mediante la inyección de Biosurfactante-Polímero	234
Gráfica 96. Producción de petróleo mediante la inyección de ASP	234
Gráfica 97. Resultados tasa de petróleo, métodos de inyección de químico	235
Gráfica 98. Resultado producción de petróleo métodos de inyección de químico	235
Gráfica 99. Evaluación casos óptimos	236

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Screening de la inyección de Polímero	68
Tabla 2. Screening de la inyección de Surfactante	71
Tabla 3. Screening de la inyección de álcali	78
Tabla 4. Screening de la inyección ASP	82
Tabla 5. Esquemas de eficiencia con la inyección SP	98
Tabla 6. Screening de la inyección de Biosurfactante	98
Tabla 7. Datos del Grid de simulación Yariguí Cantagallo	99
Tabla 8. Estadísticas de la porosidad	102
Tabla 9. Estadísticas de la Permeabilidad	103
Tabla 10. Estadísticas del Kv/Kh	104
Tabla 11. Estadísticas de la saturación de petróleo	106
Tabla 12. Estadísticas de la saturación de Agua	108
Tabla 13. Estadísticas de datos de presión	109
Tabla 14. Estadísticas de la saturación de agua irreducible	110
Tabla 15. Estadísticas de la saturación de petróleo residual	111
Tabla 16. Estadísticas de permeabilidad relativa del petróleo	112
Tabla 17. Estadísticas de permeabilidad relativa del agua	113
Tabla 18. Características del petróleo negro	116
Tabla 19. Análisis de las pruebas PVT	128
Tabla 20. Información para el cálculo de las propiedades PVT	129
Tabla 21. Rangos para distintas correlaciones	129
Tabla 22. Representación de los datos para el Campo Yariguí Cantagallo	142
Tabla 23. Densidad del fluido y de las matrices	150
Tabla 24. Presiones de fractura mínimas según Hubbert y Willis	153
Tabla 25. Presiones de fractura Hubbert y Willis	154
Tabla 26. Presiones de fractura Eaton	155
Tabla 27. Valor constantes método Yale & Nebor	156
Tabla 28. Compresibilidad de la roca Yale & Nebor	157
Tabla 29. Compresibilidad de la roca método de Hall	158
Tabla 30. Constantes método de Newman	158
Tabla 31. Compresibilidad de la roca método Newman	159
Tabla 32. Tasas de inyección	167
Tabla 33. Escenarios de las tasas de inyección	171
Tabla 34. Escenarios de concentración de polímero	172
Tabla 35. Escenarios de volumen poroso accesible	172

Tabla 36. Escenarios de factor de resistencia residual	172
Tabla 37. Escenarios de tapón de polímero	172
Tabla 38. Propiedades polímero Superpusher	173
Tabla 39. Propiedades polímero Yariguí	173
Tabla 40. Comparativo delta de NP	175
Tabla 41. Sensibilidades para el factor de resistencia	176
Tabla 42. Tamaño de Bache para 250 ppm	178
Tabla 43. Tamaño de Bache para 500 ppm	179
Tabla 44. Tamaño de Bache para 750 ppm	179
Tabla 45. Tamaño de Bache para 1000 ppm	179
Tabla 46. Tamaño de Bache para 1250 ppm	180
Tabla 47. Tamaño de Bache para 1500 ppm	180
Tabla 48. Sensibilidad a diferentes concentraciones	183
Tabla 49. Sensibilidad FRR del polímero a evaluar	184
Tabla 50. Tamaño de Bache para 250 ppm	186
Tabla 51. Tamaño de Bache para 500 ppm	187
Tabla 52. Tamaño de Bache para 750 ppm	187
Tabla 53. Tamaño de Bache para 1000 ppm	188
Tabla 54. Tamaño de Bache para 1250 ppm	188
Tabla 55. Tamaño de Bache para 1500 ppm	189
Tabla 56. Resultados del caso óptimo de polímero	190
Tabla 57. IFT y adsorción del surfactante escaladas al núcleo Yariguí-Cantagallo	195
Tabla 58. Número capilar y DTRAP del surfactante	197
Tabla 59. End points de las curvas de permeabilidad relativa del surfactante	197
Tabla 60. IFT y adsorción del biosurfactante escaladas	200
Tabla 61. Número capilar y DTRAP	201
Tabla 62. End points de las curvas de permeabilidad relativa para el biosurfactante	201
Tabla 63. Escenarios de tapón de polímero	201
Tabla 64. Sensibilidad de 1000 ppm	202
Tabla 65. Sensibilidad a 2500 ppm	202
Tabla 66. Sensibilidad 5000 ppm	203
Tabla 67. Sensibilidad 50000 ppm	203
Tabla 68. Sensibilidad 500000 ppm	203
Tabla 69. Sensibilidad 5000000	204
Tabla 70. Sensibilidad 1000 ppm	204
Tabla 71. Sensibilidad 2500 ppm	205
Tabla 72. Sensibilidad 5000 ppm	205

Tabla 73. Sensibilidad 50000 ppm	205
Tabla 74. Sensibilidad 500000 ppm	206
Tabla 75. Sensibilidad 5000000 ppm	206
Tabla 76. Casos óptimos para el surfactante convencional	209
Tabla 77. Casos óptimos para el biosurfactante	209
Tabla 78. Moles de los componentes a utilizar	213
Tabla 79. IFT álcali escalada	214
Tabla 80. Datos tensoactivo	215
Tabla 81. Datos NaOH	216
Tabla 82. Datos Na+	216
Tabla 83. Casos óptimos ASP	218
Tabla 84. Tabla la CREE, explotación de petróleo	222
Tabla 85. Producción de petróleo mediante la inyección de agua	225
Tabla 86. Producción de petróleo mediante la inyección de polímero	226
Tabla 87. Producción de petróleo mediante la inyección de Surfactante- Polímero	228
Tabla 88. Producción de petróleo mediante la inyección de BioSurfactante- Polímero	230
Tabla 89. Producción de petróleo mediante la inyección de ASP	232
Tabla 90. Percentiles flujo de caja	235
Tabla 91. Evaluación casos óptimos	236

LISTA DE CUADROS

	pág.
Cuadro 1. Características básicas del Campo Yariguí Cantagallo	55
Cuadro 2. Criterios de selección para un proceso de recobro mejorado	65
Cuadro 3. Funciones específicas de un proceso de recobro mejorado	65
Cuadro 4. Efectos del ASP en la permeabilidad relativa	84
Cuadro 5. Clasificación de los biosurfactantes de acuerdo a su peso y microorganismo que los produce	89
Cuadro 6. Resultados de laboratorio, muestras arenas C y CG	138
Cuadro 7. Compuestos alcalinos y sus características	210

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Movilidad en términos de permeabilidad efectiva y viscosidad	57
Ecuación 2. Movilidad en función de las movilidades de los fluidos	58
Ecuación 3. Presión capilar	61
Ecuación 4. Saturación de un fluido	62
Ecuación 5. Eficiencia de desplazamiento	63
Ecuación 6. Reacción de hidrólisis	79
Ecuación 7. Contenido de arcilla	114
Ecuación 8. Gravedad del petróleo	117
Ecuación 9. Densidad del petróleo	118
Ecuación 10. Factor volumétrico del petróleo	120
Ecuación 11. Coeficiente de compresibilidad isotérmica	121
Ecuación 12. Gravedad específica del gas	122
Ecuación 13. Densidad del gas	123
Ecuación 14. Volumen específico del gas	123
Ecuación 15. Compresibilidad del gas	124
Ecuación 16. Factor de compresibilidad del gas	125
Ecuación 17. Factor volumétrico del gas	126
Ecuación 18. Permeabilidad relativa	137
Ecuación 19. Saturación de agua	140
Ecuación 20. Permeabilidad relativa del petróleo	140
Ecuación 21. Permeabilidad relativa del agua	141
Ecuación 22. Velocidad de propagación ondas P	148
Ecuación 23. Velocidad de propagación ondas S	148
Ecuación 24. Tiempos ondas P	149
Ecuación 25. Tiempos ondas S	149
Ecuación 26. Relación de Poisson	149
Ecuación 27. Gradiente litostático	150
Ecuación 28. Esfuerzo de sobrecarga	151
Ecuación 29. Presión fractura máxima	152
Ecuación 30. Presión de fractura máxima	153
Ecuación 31. Método Eaton presión de fractura	154
Ecuación 32. Metodo Daines	155
Ecuación 33. Método Yale & Nebor	156
Ecuación 34. Método de Hall	157
Ecuación 35. Método de Newman	158

Ecuación 36. Factor de resistencia residual	169
Ecuación 37. Adsorción de polímero	170
Ecuación 38. Coeficiente de adsorción	170
Ecuación 39. Factor de reducción de la permeabilidad	171
Ecuación 40. Factor de reducción de la permeabilidad relativa modelo UTCHEM	171
Ecuación 41. Número capilar en términos de la IFT	192
Ecuación 42. DTRAP en función del número capilar	193
Ecuación 43. Calculo del número acido	212
Ecuación 44. Disociación iónica del NaOH	214
Ecuación 45. Generación de surfactante in situ	214
Ecuación 46. Equivalencia molar entre el surfactante sintético y el creado in situ	214
Ecuación 47. Caculo del WAAC	220
Ecuación 48. Valor presente neto	222
Ecuación 49. Tasa interna de retorno	223
Ecuación 50. Relación beneficio/costo	224

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Correlaciones PVT	247
Anexo B. Desnormalización de las tablas de permeabilidades relativas	251
Anexo C. Propiedades del polímero para el Campo Yariguí-Cantagallo	253
Anexo D. Parámetros a considerar del surfactante	256
Anexo E. Sensibilidades surfactante y biosurfactante – volúmenes de inyección	264
Anexo F. Alcali	287

ABREVIATURAS

σ	Esfuerzo sobrecarga
Φ	Porosidad
ρ_o	Densidad del petróleo
ALFOL	Alfa olefina alcohol
ASP	Álcali-Surfactante-Polímero
a_p	Coefficiente de adsorción
API	<i>American Petroleum Institute</i>
ARN	Ácido ribonucleico
a_1 y a_2	Parámetros de ajuste
Bg	Factor volumétrico del gas
BHP	<i>(Bottom hole pressure)</i> Presión desde fondo
Bls	Barriles
Bo	Factor volumétrico del petróleo
BOPD	Barriles de petróleo por día
BSW	<i>Basic water and sediments</i> Contenido de agua y sedimentos
BWPD	Barriles de agua por día
Ca	Calcio
CAA	Capital aportado por los accionistas.
Cf	Compresibilidad de la roca
Cg	Compresibilidad del gas

Co	Coeficiente de Compresibilidad isotérmica
Csep	Salinidad efectiva
CMC	Concentración Micelar Crítica
CMG	<i>(Computer Modeling Group)</i>
CO₃	Trióxido de Carbono
Da	Dalton
DNA	Acido desoxirribonucleico
DTRAP	Parámetro de interpolación
EOR	<i>(Enhanced Oil Recovery)</i> Recobro Mejorado del Petróleo
E-SE	Este, Sureste
Fci	Flujo de caja inicio
FR	Factor de recobro
FR_k	Factor de la permeabilidad relativa modelo UTCHEM
FRR	Factor de resistencia residual
Ft	Pies
HCO₃	Bicarbonato
HLB	Balace hidropofilico –lipofilico
HPAM	Poliacrilamida hidrolizada
i	Año a partir del inicio del proyecto
IFT	Tensión interfacial
K	Permeabilidad

KBls	Miles de barriles
Ke	Tasa de costo de oportunidad de los accionistas (%)
Kh	Permeabilidad horizontal
Km	Kilómetros
K_{ref}	Permeabilidad de referencia
K_{rg}	Permeabilidad efectiva al gas
K_{rw}	Permeabilidad relativa del agua
K_{ro}	Permeabilidad relativa del Petróleo
K_v	Permeabilidad Vertical
Lb	Libras
M	Movilidad
Ma	Peso molecular aparente del gas.
MBls	Millones de barriles
mD	Milidarcy
Mg	Magnesio
MFt3PD	Millones de pies cúbicos por día
μ_o	Viscosidad del petróleo (cp)
μ_{ob}	Viscosidad del petróleo al punto de burbuja (cp).
μ_w	Viscosidad inicial del agua
μ_{wp}	Viscosidad inicial del agua después de la inyección de polímero
M_w	Movilidad inicial del agua

Mwp	Movilidad del agua después de la inyección de polímero
N	Número de moles
NaCl	Cloruro de Sodio
NaOH	Hidróxido de Sodio
Na₂CO₃	Carbonato de Sodio
Na₂SO₄	Sulfato de sodio
Na₄EDTA	Ácido etilendiaminotetraacético
Na₃NTA	Ácido nitrilotriacético
Nc	Número capilar
Np	Petróleo acumulado
NTG	<i>(Net to gross)</i> Grosor de la arena
P	Presión absoluta.
Pb	Presión de burbuja
ppb	Partes por billón
Pp	Presión de poro
P_{Ma}	Peso molecular aparente
PHPA	Poliacrilamida parcialmente hidrolizada
ppm	Partes por millón
OOIP	<i>(Original oil in place)</i>
R	Constante universal de los gases
RAP	Relación Gas-Petróleo
Rs	Gas en solución

SCF	Pies cúbicos estándar
SE	Sur –Este
SG	Gravedad específica del petróleo
SP	Surfactante –Polímero
SPP	Surfactante Polímero-Polímero
STB	Barril de petróleo a condiciones estándar
STARS	<i>(Thermal & Advanced Processes Reservoir Simulator)</i> Simulador de yacimientos térmicos y procesos avanzados
STL	<i>(Surface Liquid Rate)</i> Tasa líquida en superficie
Swi	Saturación de agua inicial.
Sor	Saturación de petróleo residual.
T	Temperatura absoluta
TIO	Tasa interna de oportunidad
TIR	Tasa interna de retorno
V	Volumen
V_{p, t}	Volumen a condiciones de presión y temperatura
V_{sc}	Volumen a condiciones estándar
V_{o p,t}	Volumen de petróleo a condiciones de temperatura y presión de yacimiento.
V_{o sc}	Volumen de petróleo medido a condiciones estándar

VPN	Valor presente neto
V_{shale}	Porcentaje de arcillosidad.
ν	Razón de Poisson
W / O	Agua / Aceite.
WOR	Relación Gas – Petróleo.
Wt	Peso
y	Velocidad radial
Yg	Gravedad específica del gas
Yo	Gravedad específica del petróleo
Z	Factor de compresibilidad del gas

GLOSARIO

ADSORCIÓN: capacidad de un fluido de adherirse a un material sólido poroso.

ANFIFÍLICAS: también llamadas anfipáticas, son aquellas moléculas que poseen un extremo hidrofílico, es decir, que es soluble en agua y otro hidrófobo, es decir, que rechaza el agua.

ANISOTRÓPICA: capacidad de un parámetro petrofísico de mantener su valor al cambiar su dirección, sin cambiar su posición; como la porosidad o la saturación de un reservorio.

AULACOGENO: es una cuenca que se forma en el interior de una placa tectónica cuando se produce un proceso de apertura.

BACHE: un volumen de lodo que es más denso que el lodo en la tubería de perforación y el espacio anular del pozo. El tapón se utiliza para desplazar el lodo fuera de la parte superior de la tubería de perforación antes de sacarla del agujero y se mezcla en la pileta de píldoras mediante la adición de más material densificante (barita) a unos pocos barriles de lodo desde las piletas de superficie.

BIODEGRABILIDAD: biodegradable es el producto o sustancia que puede descomponerse en los elementos químicos que lo conforman, debido a la acción de agentes biológicos, como plantas, animales, microorganismos y hongos, bajo condiciones ambientales naturales.

CELDAS: una subdivisión de un levantamiento sísmico. El área de un levantamiento tridimensional se divide en celdas, que por lo general tienen 25 m [82 pies] de largo por 25 m de ancho, las cuales ayudan al proceso de simulación para el caso escogido.

CHERT: una roca sedimentaria y una variedad de cuarzo hecha de grano extremadamente fino, o criptocristalino, sílice, también llamada calcedonia. La sílice puede ser de origen orgánico, como por ejemplo de las estructuras internas de las esponjas llamados espículas, u origen inorgánico, tales como precipitación de la solución.

CUENCA: una depresión de la corteza terrestre formada por la actividad tectónica de las placas y la subsidencia, en la que se acumulan sedimentos. Las cuencas sedimentarias pueden tener forma de cubeta o de fosa alargada. Las cuencas pueden estar limitadas por falla.

DAÑO DE FORMACIÓN: alteración de la permeabilidad y la porosidad en el yacimiento que causa una restricción al flujo y una caída de presión adicional que disminuye significativamente la productividad.

DESPLAZAMIENTO: el desplazamiento de los segmentos o puntos que alguna vez fueron continuos o adyacentes. Las capas de roca que fueron desplazadas por la acción de las fallas muestran desplazamiento a ambos lados de la superficie de falla.

DESVIACIÓN: hace referencia al grado de inclinación, el ángulo con el cual un pozo diverge de la vertical. Los pozos pueden desviarse de la vertical debido a los echados de las capas que están atravesando.

DRENAJE: es el desplazamiento de un fluido mojante presente originalmente en la muestra rocosa por la de un fluido no mojante, con ese objeto se aplica una presión de entrada denominada presión de desplazamiento.

EMULSIÓN: una dispersión de un líquido inmisible en otro mediante el uso de una sustancia química que reduce la tensión interfacial entre los dos líquidos para lograr estabilidad. Se utilizan dos tipos de emulsión como lodos: (1) emulsión de aceite en agua conocida como "lodo de emulsión" y (2) emulsión de agua en aceite (o inversa), conocida como "lodo de emulsión inversa".

ESCAMAS: un depósito o recubrimiento formado sobre la superficie del metal, roca u otro material. Escala es causada por una precipitación debido a una reacción química con la superficie, la precipitación causada por las reacciones químicas, un cambio de presión o temperatura, o un cambio en la composición de una solución

ESQUEMAS: se ocupa de expresar gráficamente y jerarquizar diversas ideas sobre un contenido tal que sea entendible tras una simple observación.

ESTADÍSTICA: la estadística es una ciencia formal y una herramienta que estudia usos y análisis provenientes de una muestra representativa de datos, busca explicar las correlaciones

FLUIDO NEWTONIANO: es un fluido cuya viscosidad puede considerarse constante en el tiempo. Los fluidos newtonianos son uno de los fluidos más sencillos de describir. La curva que muestra la relación entre el esfuerzo o cizalla contra su velocidad de deformación es lineal

FLUVIAL: relativo a un ambiente de depositación resultante de la acción de un río o de agua viva. Los depósitos fluviales tienden a exhibir una buena selección, especialmente si se comparan con los depósitos aluviales, debido al transporte relativamente regular provisto por los ríos.

GRABENS: es una larga depresión limitada en ambos lados por fallas paralelas levantadas (horst) entre las cuales el terreno se ha hundido por fuerzas internas.

GRID: una disposición espacial regular de puntos, como las coordenadas x - y.

HISTOGRAMA: en estadística, un histograma es una representación gráfica de una variable en forma de barras, donde la superficie de cada barra es proporcional a la frecuencia de los valores representados, ya sea en forma diferencial o acumulada.

HUMECTANTE: hace referencia al líquido que está absorbiendo la roca.

IMBIBICIÓN: es el desplazamiento de un fluido no mojante por un fluido mojante. El proceso es espontáneo, pues la presión capilar introduce el fluido en la muestra.

INTERASTRITIFICACIONES: que este contenido entre dos estratos, los cuales alternan dos o más tipos de láminas distintas en una secuencia de apilamiento vertical, o en un mismo cristal.

INVASIÓN: hace referencia a la interrupción, entrar por la fuerza u ocupar irregularmente un lugar.

IONES DIVALENTES: tienen la capacidad para que una especie química, átomo, ion, radical, para formar respectivamente uno, dos, o tres enlaces químicos.

LUTITA: roca sedimentaria detrítica, fisible, de granos finos, formada por la consolidación de partículas del tamaño de la arcilla y el limo en capas relativamente impermeables de escaso espesor. Es la roca sedimentaria más abundante. Las lutitas pueden contener cantidades relativamente grandes de material orgánico, en comparación con otros tipos de rocas y, por consiguiente, poseen el potencial para convertirse en rocas generadoras ricas en hidrocarburos, aunque una lutita típica contiene sólo un 1% de materia orgánica.

MALLA: es una aproximación a través de geometrías más simples como hexaedros, prismas, pirámides, tetraedros o un grupo de estos.

MISCIBLE: propiedad de algunos líquidos para mezclarse en cualquier proporción, formando una solución.

MODELO: es una representación simplificada de la realidad en la que aparecen algunas de sus propiedades para luego ser llevadas a la simulación.

MOJABILIDAD: propiedad que se define como la habilidad de la fase de un fluido para adherirse preferencialmente a una superficie sólida en presencia de otra segunda fase inmisible. Así, en el caso de los yacimientos, la superficie sólida es la roca y los fluidos son: agua, petróleo y gas.

MOVILIDAD: relación que existe entre la permeabilidad efectiva y la viscosidad de un fluido, definida como la capacidad de un fluido para fluir en un medio poroso.

NERÍTICO: zona del mar que se corresponde con la plataforma continental

NÚCLEO: consiste en una muestra de roca tomada del pozo a una profundidad específica, por medios especiales, preservando su estructura geológica y sus características fisicoquímicas de la mejor manera posible, con la finalidad de realizar análisis petrofísicos y geológicos.

PETROFÍSICO: la petrofísica es una especialidad que conjuga conocimientos de ingeniería del petróleo, geofísica y geología, la cual determina cuantitativamente las propiedades de la roca y los fluidos presentes en la misma.

POROSIDAD: fracción ocupada por poros del volumen total de una muestra de una roca. Una roca densa y uniforme como el vidrio tiene porosidad nula, mientras que una esponja la tiene elevada.

PRECIPITACIÓN: reacción química que permite obtener un sólido a partir de un líquido. Esto ocurre cuando una sustancia insoluble se forma en la disolución como consecuencia de una reacción química o porque la disolución en cuestión ha sido sobresaturada por la acción de algún compuesto, que no acepta más soluto y al no poder disolverlo, entonces, forma el precipitado.

PRESIÓN CAPILAR: diferencia de presión que existe a lo largo de la interface que separa a dos fluidos inmiscibles. Si se tiene conocimiento de la mojabilidad, la presión capilar será definida como la diferencia de presión entre las fases no-mojante y mojante.

RANGO: es el intervalo entre el valor máximo y el valor mínimo; por ello, comparte unidades con los datos.

RIFTING: son zonas de la corteza terrestre en las que aparecen fisuras y fallas como consecuencia de la divergencia de dos placas tectónicas.

SATURACIÓN DE PETRÓLEO REMANENTE: fracción de volumen poroso ocupada por petróleo en cualquier lugar de un yacimiento y en cualquier momento de su vida productiva. Esta saturación se mide sin importar el proceso de desplazamiento o los procesos que lo produjeron.

SATURACIÓN DE PETRÓLEO RESIDUAL: fracción de volumen de poro ocupada por petróleo al final del proceso de desplazamiento del petróleo para el que se utilizó un fluido específico.

SATURACIÓN DE PETRÓLEO: propiedad en la roca en la cual se mide el volumen poroso que ocupa cada uno de los fluidos presentes dentro de la misma.

SCREENINGS: validación y corroboración, según las condiciones de las variables para una prueba en específico.

SISTEMAS ARTIFICIALES: es un mecanismo externo a la formación productora encargado de levantar crudo desde la formación a una determinada tasa, cuando la energía del pozo es insuficiente para producirlo por sí mismo o cuando la tasa es inferior a la deseada.

SOBREPRESIÓN: presión en exceso sobre un valor normal.

SUBRAYASEN: estar una cosa por debajo de otra u oculta tras ella: las aguas fluviales penetran en la tierra y subyacen en ella; la rabia subyace en todos sus artículos periodísticos.

SURFACTANTES: sustancias anfifílicas, cuyas estructuras moleculares contienen tanto grupos hidrofílicos (que atraen en agua) como grupos hidrofóbicos (que repelen el agua).

TENSION INTERFACIAL: es una propiedad termodinámica fundamental de la interface de dos fluidos inmiscibles que se define como la energía disponible para incrementar el área de la interface en una unidad. Cuando dos fluidos están en contacto, las moléculas cerca de la interface se atraen desigualmente por sus vecinas.

VISCOSIDAD: resistencia que opone un fluido deformaciones tangenciales cuando se le aplica una fuerza, es decir la oposición que presenta el fluido a fluir.

YACIMIENTO: unidad geológica de volumen limitado, poroso y permeable que contiene hidrocarburos en estado líquido y/o gaseoso, Los cinco componentes básicos que deben estar presentes en un yacimiento de hidrocarburos son: 1) Fuente, 2) Camino migratorio, 3) Trampa 4) Almacenaje porosidad, 5) Transmisibilidad.

RESUMEN

El presente proyecto evaluó la viabilidad técnica de la inyección de un biosurfactante a través de simulación numérica, logrando una mayor recuperación de petróleo remanente en el campo Yariguí Cantagallo de Ecopetrol S.A.

El proyecto se desarrolló cubriendo las siguientes fases:

Fase 1: Se realizó una revisión bibliográfica exhaustiva que permitió describir las generalidades del Campo Yariguí Cantagallo. Posteriormente, con la información obtenida se establecieron las condiciones y los parámetros de implementación de los procesos de recobro mejorado evaluados en la investigación (SP, ASP y SP modificado con biosurfactante) y se identificaron los fenómenos fisicoquímicos que actúan durante la ejecución de las técnicas previamente mencionadas. También se seleccionaron los biosurfactantes y polímeros que presentaron las mejores características y que son evaluadas en esta investigación.

Fase 2: Se describió el modelo de simulación conceptual disponible del sector del campo Yariguí Cantagallo y se determinaron las respectivas validaciones de la información disponible con la que se realizó el modelo de simulación base del piloto del Campo. Posteriormente, se realizó la corrida del modelo con el esquema de explotación actual en el patrón piloto disponible para determinar la recuperación actual del Campo.

Fase 3: Se realizó la configuración de los modelos químicos, SP convencional, SP modificado con biosurfactante y ASP convencional; y su posterior corrida en el simulador, determinando la recuperación de hidrocarburo debido a la implementación de estos.

Fase 4: Finalmente, con los resultados obtenidos se realizó la evaluación financiera a través de los indicadores VPN Y TIR, determinando si la tecnología propuesta es viable respecto a las tecnologías químicas convencionales.

Palabras claves

Campo Yariguí Cantagallo

Recobro Mejorado

SP

ASP

Biosurfactante

INTRODUCCIÓN

El Campo Yariguí Cantagallo ubicado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena de Colombia, se ha posicionado como uno de los mayores productores de la empresa Ecopetrol S.A. Desde el año 2012 se puso en marcha el proceso de inyección de agua obteniendo resultados favorables, sin embargo con el objetivo de mejorar la producción, evitando los altos cortes de agua en los pozos productores se propone la evaluación de métodos de recobro mejorado que busquen aumentar el factor de recobro sin generar un aumento significativo del BSW.

El recobro terciario o mejorado “se refiere a todos los procesos utilizados para recuperar más petróleo de un yacimiento del que se lograría por métodos primarios. En su mayoría consisten en la inyección de gases o químicos y/o en el uso de energía térmica”¹. Entre las inyecciones de químicos más conocidas se encuentra la de ASP (álcali, surfactante, polímero), químicos que son capaces de reducir la saturación del petróleo residual y a su vez cambiar las propiedades del agua respecto al hidrocarburo. Pero a pesar de entregar resultados hasta del 25% ²de recobro en la industria petrolera, es uno de los más costosos del mercado, no solo por su valor comercial sino también por el impacto ambiental, causado por sus propiedades químicas. Además en algunos campos de crudo pesado la técnica ASP no ha logrado un alto factor de recobro ya que entre sus componentes se encuentran: El álcali el cual ha presentado problemas de escamas (Scale), cuando la solución alcalina es inyectada reacciona con los minerales de la formación y con los cationes que se encuentran en el agua de formación como el Ca⁺ y el Mg⁺, generando precipitaciones de CO₃ provenientes del HCO₃. Y el surfactante convencional que posee una alta concentración micelar crítica (CMC), siendo mayor la cantidad requerida de surfactante para lograr el punto en el que se generan micelas estables con la mínima tensión interfacial (IFT).

El propósito de este proyecto es evaluar y analizar por medio de la simulación numérica de yacimientos, la viabilidad de inyección de biosurfactantes y comparar la simulación con los métodos convencionales, sensibilizando el tamaño del bache, concentración de los químicos (surfactante, polímero y álcali), entre otros factores, que finalmente influyen el incremento de recuperación de petróleo, disminuyendo paulatinamente el corte de agua del campo, concluyendo finalmente el beneficio a Ecopetrol S.A., mediante la recuperación ágil del capital invertido y una mejora en la relación costo-beneficio, en relación a la explotación del campo.

¹PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos: Métodos de recuperación mejorada de petróleo. Maracaibo, Venezuela. Astro S.A. 1984 .p 301.

² SHENG, James. Modern Chemical Enhanced Oil Recovery.p.389

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Evaluar la factibilidad técnica de la implementación de la inyección de biosurfactante en el campo Yariguí Cantagallo de Ecopetrol S.A como método de recobro mejorado mediante simulación numérica.

OBJETIVOS ESPECIFICOS

1. Describir las generalidades geológicas del campo de estudio.
2. Describir las generalidades de la tecnología del biosurfactante y su implementación como proceso EOR.
3. Describir el modelo de simulación conceptual del campo de estudio.
4. Modelar la recuperación actual de hidrocarburo, en un piloto a partir del esquema de explotación actual mediante la simulación numérica.
5. Modelar la implementación de la inyección surfactante polímero (SP) convencional, surfactante-polímero y álcali (ASP) convencional mediante la simulación numérica.
6. Modelar la implementación de la inyección de biosurfactante polímero (SP) mediante la simulación numérica.
7. Realizar la evaluación financiera de las tecnologías analizadas mediante el uso de los indicadores financieros valor presente neto (VPN) y tasa interna de retorno (TIR).

1. GENERALIDADES DEL CAMPO YARIGUÍ CANTAGALLO

El presente capítulo hace referencia a la historia, localización, el modelo geológico y el tipo de fluido del Campo Yariguí Cantagallo.

1.1 HISTORIA CAMPO YARIGUÍ CANTAGALLO

La historia del Campo Yariguí Cantagallo remonta a finales de 1937 cuando una subsidiaria de la Socony Vacuum, la empresa de petróleo del Río Magdalena presenta la propuesta al Ministerio de Minas y Energía de realizar estudios respectivos de exploración y explotación en el valle medio del río. El 16 de Diciembre 1939 le fue otorgada la Concesión Cantagallo³.

Entre 1941 y 1942 la compañía de Petróleos del Valle del Magdalena, perforó dos pozos, que fueron Cimitarra 1, cuyo nombre se cambió posteriormente por Cantagallo 1, el cual alcanza una profundidad de 1494 pies encontrando rocas del grupo Girón a 1145 pies, con manifestaciones de gas y aceite. El Pozo 2 fue llamado Cimitarra 2 (posteriormente CG-2), el cual alcanza una profundidad de 6170 pies y produjo 286 Bls de aceite 20.1 API, considerándose a este pozo como el descubridor del campo.

Inicialmente, los pozos produjeron por flujo natural por un periodo de tiempo relativamente corto, debido principalmente a su baja RAP inicial y en general al escaso empuje hidráulico, por lo tanto, fue necesario producir los yacimientos por sistemas artificiales como fueron en su orden gas lift, bombeo mecánico y bombeo hidráulico.⁴

“La explotación de los yacimientos, se llevó a cabo, cañoneando inicialmente las Arenas Cantagallo (CG), sin excluir pequeñas intercalaciones de arcillas, solo en aquellos pozos que resultaron improductivos o no comerciales en esas Arenas, se cañonearon las Arenas C y en menor proporción en Arenas B. Posteriormente y debido básicamente a la declinación de los pozos en Arenas CG, el 70% de los pozos, se han completado en Arenas C y se han producido conjuntamente las dos zonas”⁵.

³ QUINTANA RODRIGUEZ, Javier Eduardo. Evaluación de trabajos de estimulación orgánica en pozos del Campo Yariguí. Colombia, Bucaramanga. 2008, p.3.

⁴ AMAYA ESPITIA, Alberto Vladimir y CLAROS BAHOS, Alexander. Implementación de un modelo analítico para la estimación del factor de recobro a obtener por la inyección de agua en el bloque V del campo Yariguí Cantagallo. 2005, p. 4.

⁵ ALVAREZ LACAYO, Francisco Antonio y VEGA CASTRO, José Manuel. Análisis de falla en los sistemas de bombeo mecánico del campo Cantagallo. 2008. p. 8.

Inicialmente la producción comercial del campo comenzó en el año 1952 y en 1962 la explotación del campo alcanzo su máximo desarrollo en una producción de 18,575 BOPD.

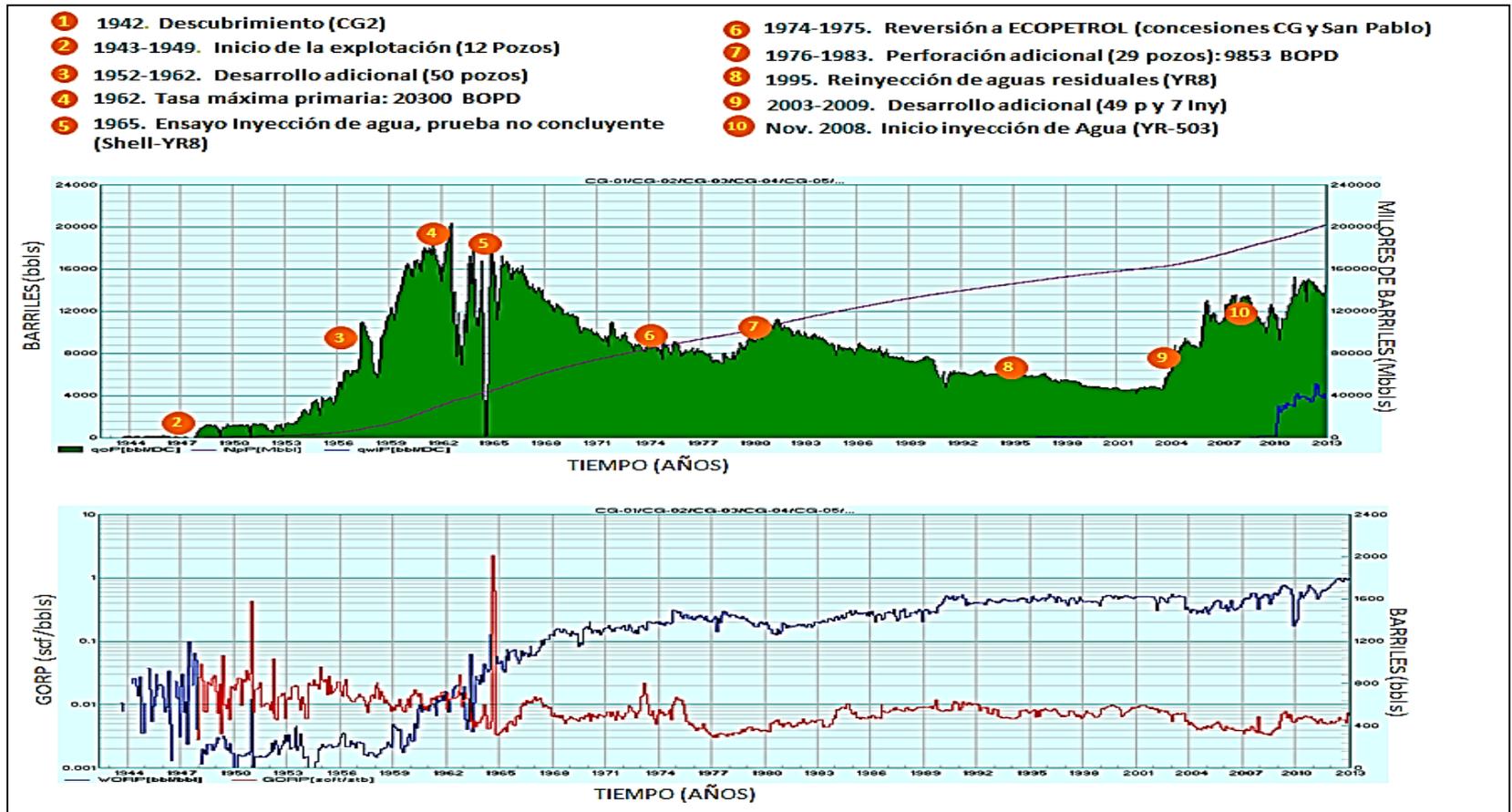
El Campo ha tenido una trayectoria de explotación de petróleo desde los años 40's, hasta la actualidad, involucrando una disminución de presión considerable del yacimiento. Seguido a esto reduciendo la tasa de producción diaria de petróleo, hasta 5000 BOPD. Debido a esto Ecopetrol S.A inicio la implementación de recobro secundario en el campo, iniciando una campaña de inyección de agua en el 2008, con el fin de aumentar la tasa de recuperación de petróleo.

Administrativamente, estos campos dependen de la superintendencia del Rio, de la Gerencia Oriente de ECOPETROL, la cual incluye además las áreas de Casabe, Peñas Blancas, Bajo Rio y Cicuco.

En la **Figura 1** se identifican todos los procesos de desarrollo del campo a través del tiempo desde el descubrimiento del yacimiento con el pozo Cantagallo-2, hasta el proceso de inyección de agua en el año 2008.

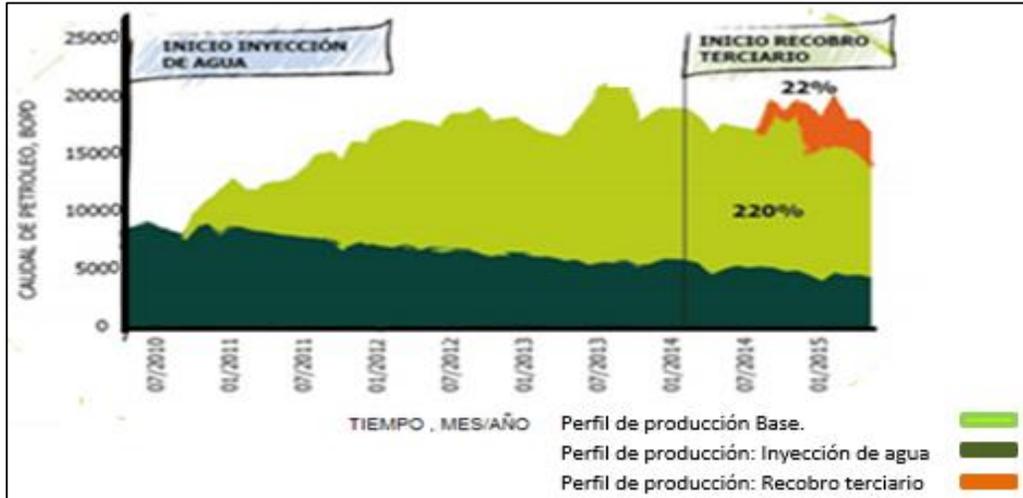
Posterior a la inyección de agua, en la **Figura 2** se observa el perfil de producción del Campo Yariguí Cantagallo desde el 2010 hasta el 2014, empezando el 2010 con la inyección de agua, generando una producción máxima en el 2013 de 12,000 BOPD y empezando en el 2014 con la inyección terciaria con una producción máxima de 2,000 BOPD aumentando en un 22% la extracción de petróleo.

Figura 1. Historia de producción del Campo Yariguí Cantagallo



Fuente: VARGAS, Jennifer. Estudio de la viabilidad técnica en etapa temprana de procesos de recobro químico (álcali-surfactante-polímero) mediante simulación numérica en el campo Yariguí-Cantagallo. p 37. 2014

Figura 2. Perfil de producción del Campo Yariguí Cantagallo al 2015



Fuente: ECOPEL S. A. II Foro mundial de recobro mejorado el camino para la transformación de la industria petrolera. Colombia, Bogotá. 2015, p. 201.

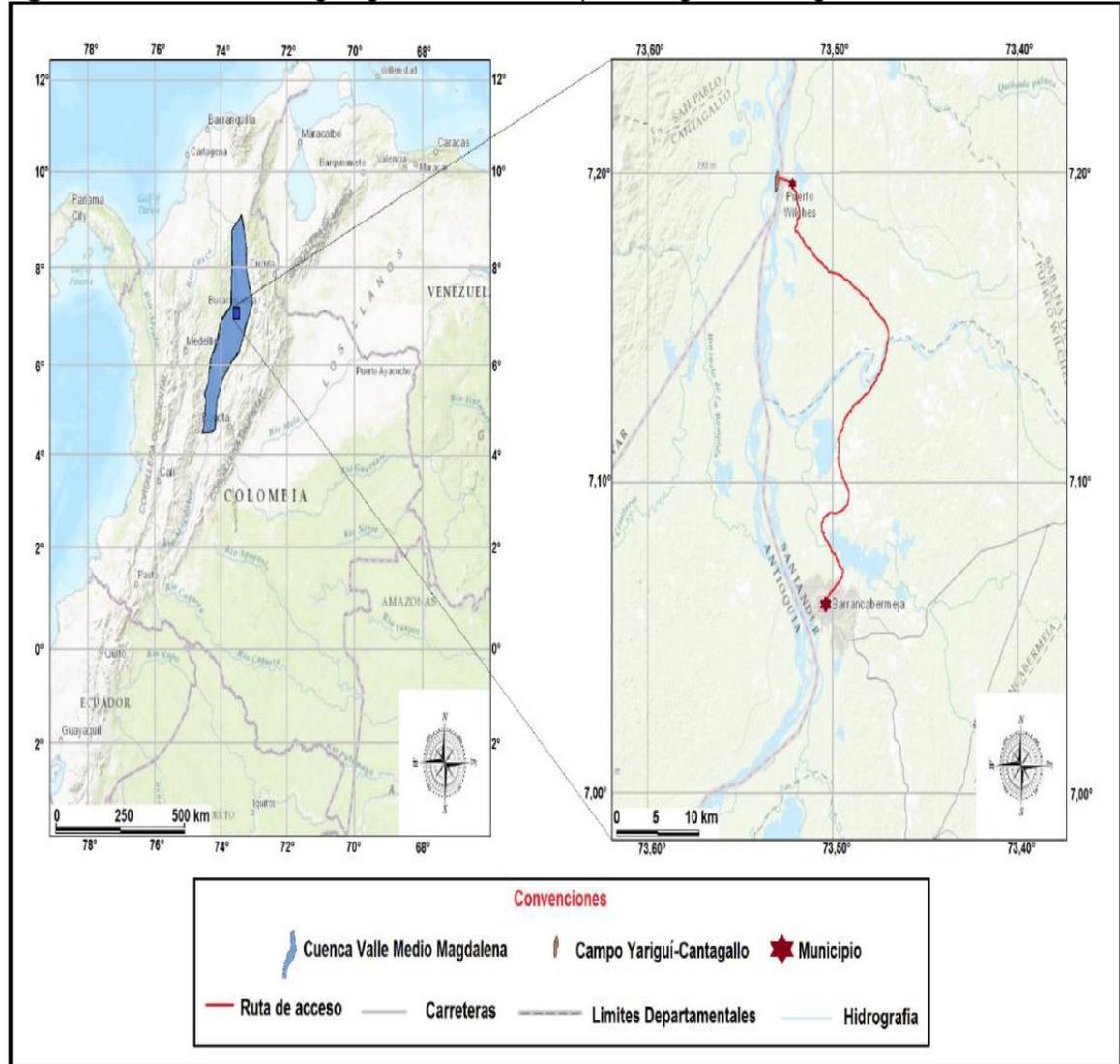
Actualmente los pozos del Campo Yariguí Cantagallo tienen como sistema de levantamiento el bombeo electrosumergible, mecánico y cavidades progresivas. Y existen 175 pozos, de los cuales, 95 son productores, 16 son inyectoros y 44 abandonados.

1.2 LOCALIZACIÓN

El Campo Yariguí Cantagallo, se encuentra localizado hacia la parte central del flanco occidental de la cuenca del Valle Medio del Magdalena como se observa en la **Figura 3**, entre los límites de los departamentos de Santander y Bolívar; a la altura de los municipios de Puerto Wilches (Santander) y Cantagallo (Bolívar), con una extensión aproximada de 14 Km², 7 Km de largo por 2 de ancho⁶.

⁶PLAZA CASTILLO, Daniel Arturo. Ciudad Bogotá.D.C. Implementación del procedimiento de monitoreo para el sistema de inyección de agua del campo Yariguí – Cantagallo: Fundación Universidad de América. Fundación Universidad de América. Facultad de ingenierías. Departamento de Ingeniería de Petróleos, 2011, p. 25.

Figura 3. Localización geográfica del Campo Yariguí Cantagallo



Fuente: MONROY ALVARADO, Brandol Jair y PERÉZ SANCHÉZ ,José David .Evaluación técnica de los patrones de inyección de agua mediante simulación analítica en cinco pozos del bloque V centro del Campo Yariguí- Cantagallo mediante el software SAHARA.Fundación Universidad de América. Colombia, Bogota D.C. 2017,p.32.

1.3 GEOLOGÍA

La cuenca está cubierta de una columna sedimentaria que sobrepasa los 16,000 pies de sedimentos continentales y marinos cuya edad va desde el Jura-Triásico al reciente. La estructura Cantagallo, consiste de un monoclinal buzando hacia el SE. El monoclinal presenta buzamiento general E-SE, con mayor ángulo en el área cercana a la falla de Cantagallo en donde alcanza los 50°, suavizándose el relieve hacia el Este hasta alcanzar buzamiento de 9° en cercanías de los pozos Yariguí-1 y Yariguí-8.

1.3.1 Depositación de sedimentos de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.

Geológicamente el Valle Medio del Magdalena es una cuenca compleja, formada como resultado de varios eventos geológicos. El período Jurásico Tardío a Cretáceo Temprano se caracterizó por procesos distensivos de bloques, permitiendo el desarrollo de grabens (Fosa tectónica), en respuesta al proceso de rifting (fracturamiento o agrietamiento de la corteza terrestre) que ocurrió durante la separación del margen noroeste del continente suramericano, con respecto al norteamericano. Dicho evento generó el crecimiento de un gran aulacógeno dispuesto en sentido noroeste – sureste, que propició el ingreso del mar cretácico. La fase de sedimentación del sistema de grabens fue rellenado por depósitos calcáreos de carácter netamente continentales de origen fluvial.

El comienzo de la sedimentación se da a partir del Turoniano - Coniaciano y se mantiene hasta finales del Cretáceo, cuando se da una tectónica de esfuerzos compresivos en respuesta al emplazamiento de la Cordillera Occidental⁷. En la **Figura 4** se observa la columna estratigráfica del Campo Yariguí Cantagallo.

⁷ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Integración geológica de la digitalización y análisis de núcleos. Cuenca del valle medio del Magdalena.2012, p.27.

Figura 4. Columna estratigráfica del Campo Yariguí Cantagallo

PER.	EPOCA	FORMACION.	ZONA	LITOLOGIA	
Terciario	PLEISTOCENO PLIOCENO	GRUPO MESA (Tpm)			
	MIOCENO	GRUPO REAL (Tmr)			
	OLIGOCENO	FM. COLORADO (Toc)		La Cira Shale	
				Arenas A0	
				Arenas A1	
				Arenas A2	
				Arenas A3	
				Arenas B0	
			Arenas B1		
			Arenas B2		
			Arenas B3		
			Arenas C		
EOCENO	FORMACION LA PAZ (Tep)		Arenas Cantagallo		
Cretáceo	CAMPANIANO	FORMACION UMIR (Kzu)			
	SANTONIANO	FORMACION LA LUNA (Ks l)			
	CONIACIANO				
	TURONIANO				
	APTIANO				
	ALBIANO	FORMACION SIMITI (Kiz)			
	APTIANO	FORMACION TABLAZO (KIt)			
	BARREMIANO	FORMACION PAJA (KIp)			
	HAUTERIVIANO	FORMACION ROSABLANCA (KIfD)			
	VALANGINIANO	FORMACION TAMBOR (KItS)			
JURASASICO	FORMACION GIRON (Jg)				

Fuente: ICP Plan de desarrollo Campo Yariguí-Cantagallo 2010. p12.

1.3.2 Estratigrafía del Campo Yariguí Cantagallo. El Campo Yariguí Cantagallo, fue un área de deposición de sedimentos no marinos de edad terciaria (clásticos), depositados en un ambiente predominante fluvial; estos sedimentos descansan discordantemente sobre los sedimentos marinos clásticos-calcareos del Cretáceo y sobre rocas del basamento cristalino pre-Cretáceo (Occidental del campo Cantagallo) los sedimentos del terciario subrayasen discordantemente. La

secuencia estratigráfica perforada por los pozos del Campo, está constituida principalmente por rocas sedimentarias clásticas del terciario.

1.3.2.1 Formaciones productoras. En el campo son de interés las formaciones la Paz y Mugrosa por cuanto ellas se constituyen en las primeras fuentes de producción de hidrocarburos. La formación la Paz contiene los principales yacimientos productores del campo, siendo estos las arenas CG y C; en la formación Mugrosa, donde se encuentran las arenas B, solo es productor en algunos sectores del campo el miembro inferior B3. A continuación se hace una breve descripción de las formaciones desde superficie hasta las unidades de interés.

➤ **Formación Real.** Compuesta por areniscas cuarzosas de grano medio a conglomerado, subangular a subredondeada, con intercalaciones arcillosas de colores gris verdoso, rojizo y violeta, parcialmente limosa. Tiene 2,600 ft de espesor. Esta formación suprayace a la formación Colorado⁸.

➤ **Formación Colorado.** La edad a la cual pertenece esta formación es la del Mioceno temprano a medio compuesta por la denominada unidad Arenas A, está conformada por una alternancia de areniscas de grano medio con intercalaciones de arcillolitas varicoloreadas y La Cira Shale. Caracterizada por una secuencia de arcillolitas verdes ricas en restos y fragmentos de fósiles. Tiene un espesor de 588 pies a 2,998 pies.⁹

➤ **Formación Mugrosa.** Perteneciente a la edad del Oligoceno con depositación ambiental de tipo fluvial. Está conformada por: "Arenas B3", "Arenas B2", "Arenas B1", "Arenas B0" y el "horizonte fosilífero de Mugrosa". Las Arenas B3 se manifiestan como una alternancia de cuarzo arenitas muy arcillosas, micáceas, feldespáticas, con estratificación cruzada con zonas de bioperturbación. "En general la parte inferior de la formación consta de areniscas de grano fino medio, raramente grueso o con cantos, que están intercalados con lutitas de color azul y gris. La parte media consta de lutitas masivas moteadas con algunas intercalaciones de areniscas de grano fino. En la parte superior algunas veces se encuentran areniscas ocasionalmente con cantos que se intercalan con shales moteados"¹⁰.

➤ **Formación La Paz.** Contiene las Arenas productoras del Campo. Se denominan "Arenas Cantagallo" y "Arenas C". Estas Arenas son el principal

⁸ Ibíd.p. 41.

⁹ Ibíd.p. 30.

¹⁰QUINTANA, Op.,Cit., p.27.

horizonte y miembro superior productor, el espesor de estas es de 1500 ft (Arenas C) y 2000 ft (Arenas Cantagallo).

Se depositó en un ciclo de baja acomodación, en un marco sedimentario de alta subsidencia y alto aporte de sedimentos, cuyo resultado final es el apilamiento de arenitas depositadas en un ambiente de canales fluviales en la parte Occidental de la cuenca, área del Campo Cantagallo.

Su edad se considera Eoceno, siendo más antigua hacia el norte. En el sector Occidental de la cuenca, la formación la Paz se adelgaza y está compuesta predominantemente por areniscas conglomeráticas, de grano grueso, masivas, depositadas en sistemas de abanicos que alcanzan espesores de 2,000 pies¹¹.

➤ **Formación La Luna.** Se trata de una formación predominantemente lodosa, está compuesta de lutitas negras, calizas y algunas capas de chert. Su edad es Turoniano a posiblemente Campaniano inferior. Su contacto infrayacente con la Formación Simiti es gradacional, está constituida por tres Miembros denominados de base a techo: Salada, Pujamana, y Galemo. A partir de la columna se pueden concluir que la parte basal de la formación la Luna es predominante lodosa y contiene menor proporción de calizas que la parte superior de esta formación, siendo ésta la que representa el nivel de máxima inundación marina en todo el Cretáceo¹².

➤ **Formación Umir.** Consiste de lodolitas fósiles (Lutita) gris oscuro a lodolita gris medio, con delgadas interestratificaciones de limolitas, las cuales son más abundantes en la parte superior de la formación donde alternan con delgadas capas de areniscas de grano fino y capas delgadas de carbón. El ambiente de sedimentación ha sido interpretado como nerítico en su parte inferior hasta llanuras de marea y frentes deltaicos en su parte superior. El espesor de esta formación varía de sur a norte de 2,850 a 4,440 pies y pertenece a la edad de Campaniano – Maastrichtiano.

La formación Umir descansa en una ligera discordancia sobre la formación La Luna, en algunos otros sitios del Valle Medio del Magdalena se ha descrito este contacto como de tipo gradacional.

¹²ALDANA CUESTA, Harold Andrés. GUTIERREZ GARRIDO, Carlos Alberto. Estudio de la implementación de esquemas adecuados de inyección de baches surfactante/polímero para el campo Yariguí Cantagallo operador por Ecopetrol S. A mediante simulación numérica. Trabajo de Grado Ingeniero de Petróleos. Bogotá: Fundación Universidad de América. Facultad de Ingenierías. ingeniera de Petróleos. 2015, p.41.

¹² AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, Op.,Cit.,p.30

“El Campo Yariguí Cantagallo se caracteriza por presentar espesores fuertemente cambiantes, atribuibles a un gran periodo de erosión en la parte inferior del Eoceno. Esta formación marca el cambio de las condiciones de sedimentación marina a continental y no se han identificado perspectivas desde el punto de vista de acumulación de hidrocarburos”¹³.

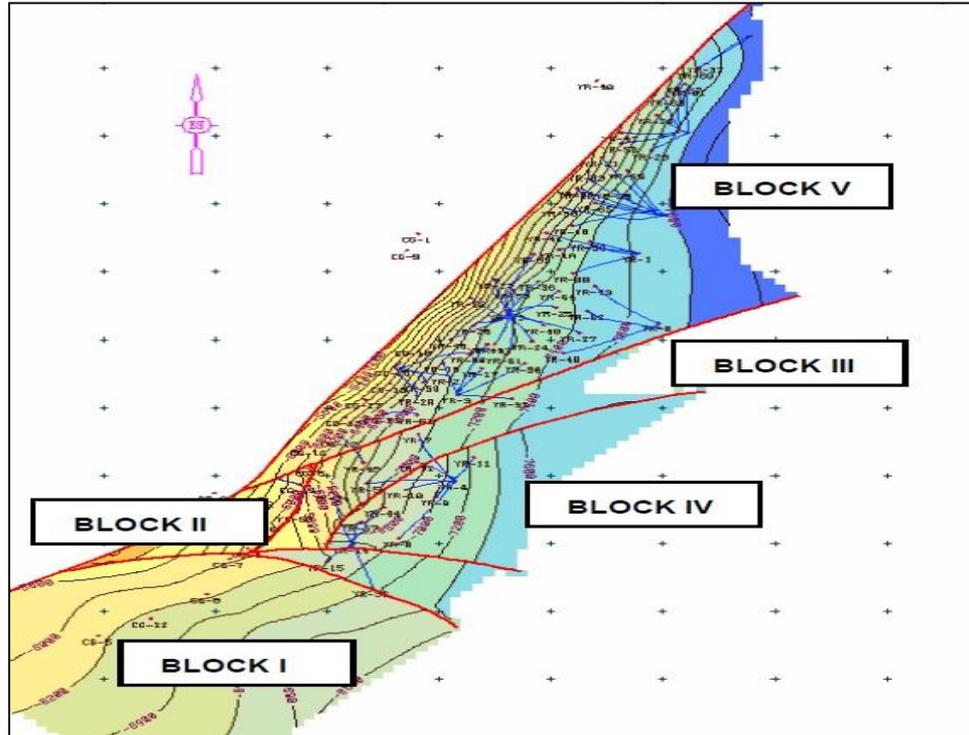
➤ **Formación Lizama.** Están en la edad del Paleoceno, el cual está en un ambiente marino donde se tiene una secuencia de lodolitas y areniscas de grano fino a medio. Los sedimentos fueron acumulados en un ciclo transgresivo regresivo y levantado por la creación de la cordillera Occidental¹⁴.

1.3.2 Geología estructural. La estructura del Campo la cual se observa en la **Figura 5** es un monoclinal fallado, con buzamiento variado entre los 9° a 50°, y una extensión de 7 km por 2 km de ancho. Se identificaron dos tendencias las cuales atribuye a un graben limitado en sus flancos por fallas normales, en su flanco este, limitado por fallas de cabalgamiento y su flanco Oeste por fallas normales. La estructura del tope de las Arenas Cantagallo de la formación La Paz, consisten en un monoclinal con buzamiento al Sur-Este, contando con el buzamiento de mayor ángulo en el área, cercana a la falla Cantagallo, alcanzando los 50°, disminuyendo paulatinamente el Angulo de inclinación hacia el Este, hasta alcanzar los 9°, donde están ubicados los pozos YR-1 y YR-8.

¹³PLAZA CASTILLO, Daniel Arturo. Op.,Cit.,P 35

¹⁴AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, Op., Cit., p.30.

Figura 5. Mapa estructural del Campo Yariguí Cantagallo



Fuente: SPE 107885. Integrated Reservoir Management enhances the Recovery in a Mature Field. 2007. p 2.

1.4 CARACTERISTICAS DEL CAMPO YARIGUÍ CANTAGALLO

Se puede decir que el campo Yariguí Cantagallo, según los criterios de selección observados en la **Cuadro 1** y en la sección 1.4.1, se tiene un crudo con un comportamiento de petróleo mediano – pesado, con alta presión inicial (mayor a 3000 psi) y alta temperatura (mayor a 130 °F).

Las características básicas para considerar un crudo mediano - pesado, en comparación con las de Yariguí Cantagallo son las expuestas en el siguiente cuadro:

Cuadro 1. Características básicas del Campo Yariguí Cantagallo

Datos Técnicos del Campo			
Gerencia	Magdalena Medio	Año de descubrimiento	1943
Nombre del Campo	Yariguí Cantagallo	Area Producción (Acres)	300 Acres
Nombre de la Formación	La Paz (Arenas Cantagallo, Arenas C) Mugrosa (Arenas B)	Empresa	Ecopetrol
Características del yacimiento		Propiedades de roca y fluidos	
Tipo de Trampa	Estructural	Porosidad promedio %	19%
Angulo de Buzamiento	10 a 40°	Rango de porosidad %	15-22
Edad Geologica	Terciario	Permeabilidad promedio (mD)	105
Ambiente de Depositación	La sedimentación terciaria corresponde al dominio continental involucrado por procesos fluviales.	Reservorio naturalmente fracturado	N/A
Litología	Areniscas de sedimento clásticos poco consolidadas con alto contenido mineral arcilloso	Gravedad API del aceite	22°API
Profundidad promedio (ft)	7300 TVD	GE del gas	0.65
Espesor Total (ft)	1000 - 2000	Viscosidad Aceite/gas (Cp)	24
Espesor neto petrolífero	300 ft (Arenas Cantagallo) 80 pies (Arenas C) 40 Pies (Arenas B3)	Presión punto de burbuja (psi)	2425
Saturación inicial de agua Sw (%)	30 - 35	Relación Gas-Aceite Rsi (SCF/STB)	380-420
Saturación de Aceite Residual (%)	23 - 30	Factor Volumetrico Boi/Bgi	1.12-1.15
Temperatura del Yacimiento (°F)	138 °F	Salinidad del agua (ppm)	30000
Presión Inicial de Yacimiento (psi)	3250 psi		
Mecanismo primario de producción	Gas en solución		
Estado actual del Campo			
Pozos totales perforados		175	
Pozos productores activos (petróleo y gas)		95	
Pozos inyectores activos (agua y gas)		16	
Factor de recobro actual		17.32%	
Producción Acumulada de Petróleo		181.5 Mbls	
Pozos productores abandonados		44	
Producción Aceite actual del campo		13700 BOPD	
Producción Actual de Agua		6000 BWPD	
Producción Actual de Gas		4.5 Mft3PD	
Volumen de Agua de Inyección		7000 BWPD	

Fuente: Ecopetrol S.A. Recuperación secundaria Yariguí Cantagallo experiencias en estimulación de pozos inyectores. Grupo PIR, Grupo SYA, ICP, Grupo Subsuelo SOR. 2011, p.7; modificado por los autores.

1.4.1 Tipos de crudo según gravedad API. El crudo del Campo Yariguí Cantagallo tiene aproximadamente un API 21 °, lo que indica que es un tipo de crudo mediano

al límite de llegar a ser pesado, según PDVSA¹⁵ los diferentes tipos de crudo según la gravedad API se encuentra en los rangos presentados a continuación.

1.4.1.1 Yacimiento de crudo liviano. El crudo liviano tiene un API mayor de 31.1 caracterizado por una gran concentración de hidrocarburos de bajo peso molecular, lo cual lo hace fácil de transportar, este tipo de petróleo se busca para obtener la mayor cantidad de combustible posible. en forma de diésel, queroseno y gasolina.

1.4.1.2 Yacimiento de crudo mediano. El crudo medio o mediano con grado API entre a 29.9° y 22°, contiene concentración media de hidrocarburos de bajo peso molecular, lo cual lo hace fácil de transportar, con este tipo de petróleo se busca para obtener combustible y materias primas para polímeros y parafinas.

1.4.1.3 Yacimiento de crudo pesado. El crudo pesado se encuentra en un rango API entre a 21.9° y 10°, contiene gran concentración de hidrocarburos de mediano peso molecular, lo cual lo hace complicado de transportar, con este tipo de petróleo se busca para obtener la mayor cantidad de parafinas, polímeros, aceites, combustibles, aceites.

1.4.1.4 Yacimiento de crudo extrapesado. Con un API igual o inferior a 10 °, contiene menos concentración de hidrocarburos con mayor peso molecular, lo cual lo hace más pesado y difícil de transportar, con este tipo de petróleo se busca para obtener aceites, parafinas, polímeros y betunes.

¹⁵ PDVSA.Petroleos de Venezuela, S.A.Aspectos técnicos/Tipos de crudos. [En línea].Copyright 2005. [Citado el 12 de Julio de 2016]. Disponible en : Sitio oficial de petróleos de Venezuela , S.A <http://www.pdvsa.com/PESP/Pages_pesp/aspectostecnicos/produccion/tipos_crudos.html>

2. GENERALIDADES DE LA TECNOLOGÍA DEL BIOSURFACTANTE Y SU IMPLEMENTACIÓN COMO PROCESO EOR

En el presente capítulo se hace referencia a los procesos de recobro mejorado los cuales suelen ocurrir en yacimientos con saturaciones de petróleo residuales muy altas donde no existe producción natural y las inyecciones de agua o de gas no contribuyen significativamente a la producción.

La explotación de los recursos petrolíferos convencionales suele tener tres etapas identificadas como recobro primario, secundario y terciario. En la primera etapa, se genera producción de petróleo o gas proveniente de la energía interna que aporta el yacimiento. Esa energía en las acumulaciones de hidrocarburos proviene de la expansión del petróleo y gas en solución, expansión de la capa de gas, expansión del agua connata, reducción del volumen poroso y por último, si es que existe, del influjo de agua proveniente de un acuífero. Se incluye también dentro de esta fase todos los hidrocarburos llevados a superficie gracias a los mecanismos de levantamiento artificial. Al declinar la producción hacia límites económicamente desfavorables, tienen lugar las inyecciones de agua o de gas, las cuales buscan el mantenimiento de la presión dentro del yacimiento o generar un desplazamiento de los fluidos a producir. Una vez la gran mayoría del crudo móvil ha sido producido, se implementan los procesos de recobro terciario que se encargan de reducir la saturación de petróleo residual, que es la proporción de petróleo que no puede producirse de manera natural o por medio de inyecciones de agua o gas.

2.1 PROPIEDADES DE LA INTERACCIÓN ROCA-FLUIDO Y CONCEPTOS GENERALES INVOLUCRADOS EN LOS PROCESOS EOR RELACIONADOS CON LA INYECCIÓN DE BIOSURFACTANTES

Los yacimientos son unidades geológicas de volumen limitado, poroso y permeable que contienen hidrocarburos en estado líquido y/o gaseoso que interaccionan constantemente entre sí. Dichas interacciones, en adición a las características propias de estos componentes, son identificadas como propiedades de los sistemas roca-fluido y son presentadas a continuación.

2.1.1 Movilidad. Tal y como se observa en la **Ecuación 1**, la movilidad es la relación que existe entre la permeabilidad efectiva y la viscosidad de un fluido.

Ecuación 1. Movilidad en términos de permeabilidad efectiva y viscosidad

$$\lambda_f = \frac{k_f}{\mu_f}$$

Fuente: ESCOBAR MARCULADO, Fredy Humberto. Fundamentos de ingeniería de yacimientos. Colombia.2007,p. 105.

Donde:

Kf: Permeabilidad efectiva (md)

μ_f : Viscosidad del fluido (cp)

En un proceso de flujo multifásico existe relación entre las movilidades de los fluidos, a esto se le conoce como relación de movilidad M. En la **Ecuación 2** se expresa como la relación entre el fluido desplazante sobre el desplazado. Si el fluido es desplazante es agua.

Ecuación 2. Movilidad en función de las movilidades de los fluidos

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

Fuente: ESCOBAR MARCULADO, Fredy Humberto. Fundamentos de ingeniería de yacimientos. Colombia.2007, p. 105.

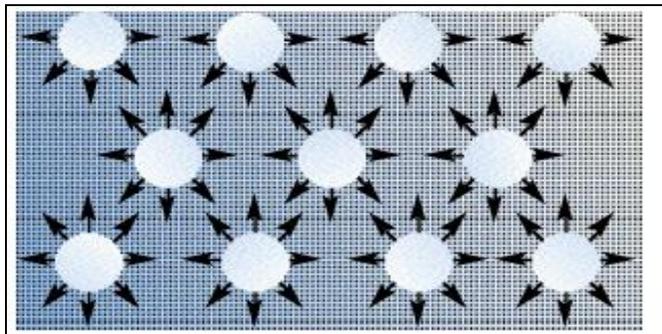
Donde:

λ_w : Movilidad del agua

λ_f : Movilidad del fluido

2.1.2 Tensión interfacial (IFT). Es una propiedad termodinámica fundamental de la interface de dos fluidos inmiscibles que se define como la energía disponible para incrementar el área de la interface en una unidad. Cuando dos fluidos están en contacto, las moléculas cerca de la interface se atraen desigualmente por sus vecinas., como se observa en la **Figura 6**. La tensión interfacial es conocida como la energía libre de Gibbs por unidad de área y depende de las sustancias adsorbidas en la interfase. Para agua en equilibrio con una fase hidrocarburo es del orden de algunas decenas de dina/cm (ó mN/m). En presencia de un surfactante se reduce generalmente a 1 ó 0,1 dina/cm, pero en ciertos casos muy particulares puede llegar a 0,001 dina/cm.

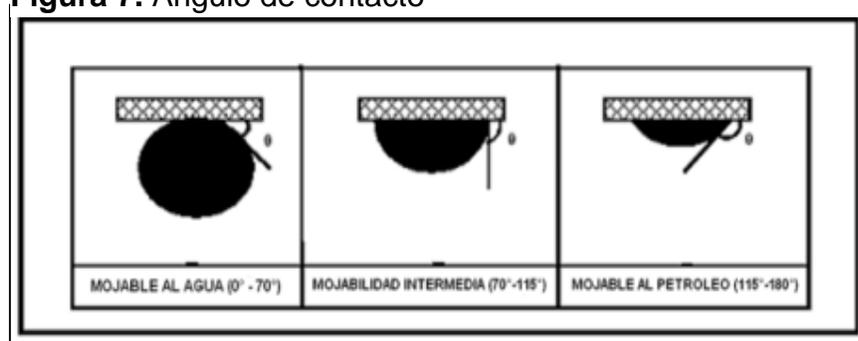
Figura 6. Tensión interfacial entre moléculas.



Fuente: ANTON de SALAGER, Raquel. Tensión interfacial. Universidad de los Andes. Facultad de ingeniería. Escuela de ingeniería Química. Lab. Formulación, Interfaces, Reología y Proceso. 2005

2.1.3 Humectabilidad. Es una propiedad que se define como la habilidad de la fase de un fluido para adherirse preferencialmente a una superficie sólida en presencia de otra segunda fase inmisible. Así, en el caso de los yacimientos, la superficie sólida es la roca y los fluidos son: agua, petróleo y gas. Una medida de la humectabilidad es el ángulo de contacto θ , el cual se observa en la **Figura 7**.

Figura 7. Ángulo de contacto

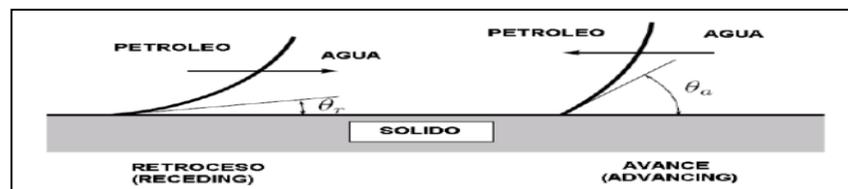


Fuente: CARRILLO BARANDIARAN, Lucio. Descripción del reservorio. Propiedades roca fluido. 2006, p. 41.

2.1.4 Histéresis. La histéresis está referida al concepto de irreversibilidad o dependencia de la trayectoria del flujo. En la teoría de flujo multifásico, la histéresis se presenta en la permeabilidad relativa y presión capilar a través de la dependencia con la trayectoria de saturación. La histéresis tiene dos fuentes de origen.

2.1.4.1 Histéresis del ángulo de contacto. Muchos medios porosos muestran histéresis de ángulo de contacto. El ángulo de contacto de avance (advancing contact) referido al desplazamiento de la fase no mojante por la fase mojante denominado imbibición. El ángulo de contacto de retroceso (receding contact) referido al retiro de la fase mojante por invasión de la fase no mojante denominado drenaje. La **Figura 8** esquematiza lo anterior¹⁶.

Figura 8. Histéresis del ángulo de contacto



Fuente: CARRILLO BARANDIARAN, Lucio. Descripción del reservorio. Propiedades roca fluido. 2006, p.17.

Las causas principales que generan la histéresis del ángulo de contacto son tres:

¹⁶CARRILLO BARANDIARAN, Lucio. Descripción del reservorio. Propiedades roca fluido. 2006. p. 43

- (1) Heterogeneidad de la superficie.
- (2) Rugosidad de la superficie.
- (3) Estabilidad de la superficie a una escala macromolecular¹⁷.

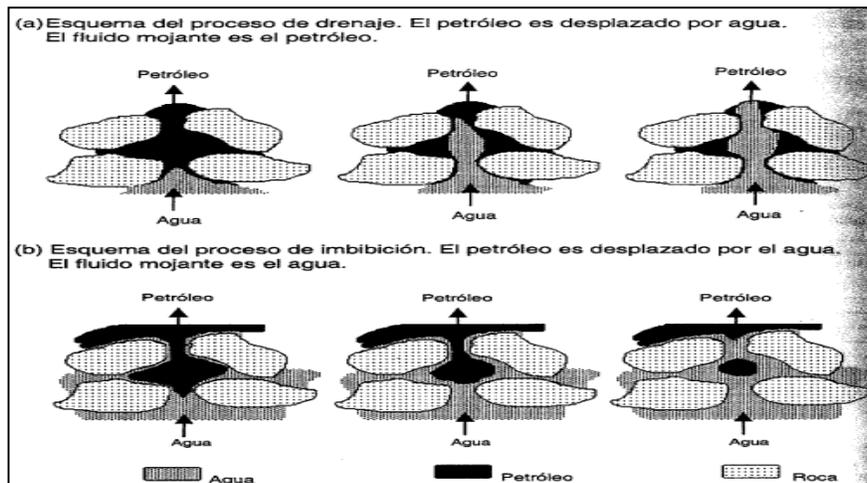
La presión capilar está sujeta a histéresis ya que el ángulo de contacto Θ es una función de la dirección del desplazamiento; θ puede tener diferentes valores si el equilibrio es alcanzado por avanzar o retroceder sobre la superficie (cambio de dirección).

2.1.5 Drenaje. Es el desplazamiento de un fluido mojannte presente originalmente en la muestra rocosa por la de un fluido no mojannte, con ese objeto se aplica una presión de entrada denominada presión de desplazamiento¹⁸

2.1.6 Imbibición. Es el desplazamiento de un fluido no mojannte por un fluido mojannte. El proceso es espontaneo, pues la presión capilar introduce el fluido en la muestra.

En la **Figura 9** se observan los esquemas que representan el drenaje y la imbibición.

Figura 9. Esquemas drenaje vs imbibición



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

¹⁷ Ibid,p.17.

¹⁸SUSANA BIDNER, Mirtha. Propiedades de la roca y los fluidos en reservorios de petróleo. Primera edición. Buenos Aires: Universidad de Buenos Aires. 2001. p, 145.

2.1.7 Entrampamiento de la fase no mojante. Durante un proceso de imbibición (incremento de la saturación de la fase mojante), una fracción de la fase no mojante se aísla del flujo de fluidos en la forma de gotas o ganglios. Esta fracción es referida como la saturación entrampada de la fase no mojante, la cual permanecerá inmóvil durante el flujo de fluidos.

2.1.8 Presión capilar. La presión capilar es la diferencia de presión que existe a lo largo de la interface que separa a dos fluidos inmiscibles. Si se tiene conocimiento de la mojabilidad, la presión capilar será definida como la diferencia de presión entre las fases no-mojante y mojante (la presión capilar siempre será positiva).

Ecuación 3. Presión capilar

$$P_c = P_{nw} - P_w$$

Fuente: CARRILLO BARANDIARAN, Lucio. Descripción del reservorio. Propiedades roca fluido. 2006. p. 43

La presión capilar tiene 3 características:

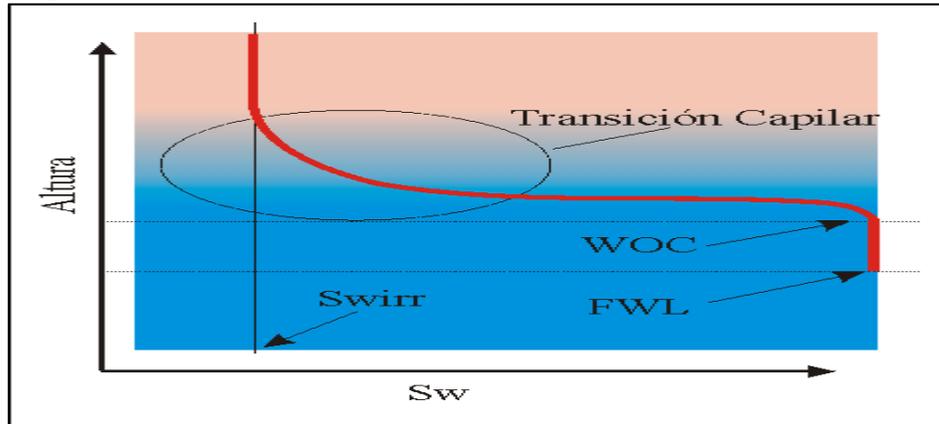
1. La presión capilar es el resultado de la tensión interfacial que existe en la interface que separa a dos fluidos inmiscibles.
2. La presión capilar en el medio poroso depende de la mojabilidad, saturación de los fluidos y tamaño de los poros.
3. La presión capilar se incrementa a medida que el diámetro de los poros disminuye.

Según la **Figura 10**, se pueden considerar las siguientes interfaces:

2.1.8.1 Contacto Petróleo-Agua (WOC). Definida como la superficie que separa la zona de petróleo de la zona de agua. Debajo del WOC, generalmente no se detecta petróleo.

2.1.8.2 Nivel de Agua Libre (Free-WaterLevel, FWL). Definida como una superficie imaginaria localizada a la menor profundidad en el reservorio donde la saturación de agua es 100% y, por lo tanto, al existir un solo fluido en los poros o sistema capilar, la presión capilar es cero.

Figura 10. Curva de presión capilar



Fuente: CARRILLO BARANDIARAN, Lucio. Descripción del reservorio. Propiedades roca fluido. 2006, p. 20.

2.1.9 Saturación del petróleo. Definido según la **Ecuación 4** como una fracción del volumen poroso ocupado por un fluido particular¹⁹.

Ecuación 4. Saturación de un fluido

$$S_i = \frac{V_i}{V_p}$$

Donde

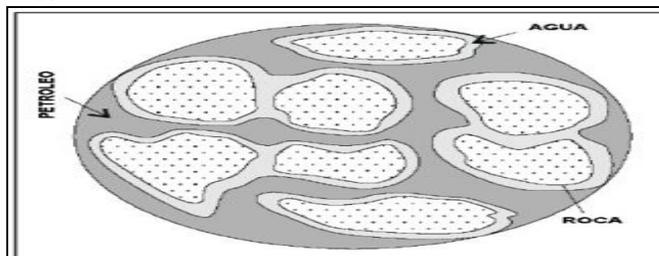
V_i : Volumen de un fluido

V_p : Volumen poroso

$i = 1, 2, \dots, n$, para lo cual "n" significa el número total de fases fluidas presentes en el medio poroso.

En la **Figura 11** se observa la definición de saturación de un fluido en particular.

Figura 11. Saturación de petróleo



Fuente: CARRILLO BARANDIARAN, Lucio. Descripción del reservorio. Propiedades roca fluido. 2006, p.46.

¹⁹SUSANA BIDNER, Op.,Cit.,p. 47.

La saturación de fluidos cambia tanto en el espacio como en el tiempo. El reservorio puede tener diferentes niveles de saturación en sentido horizontal y en sentido vertical y también esta saturación cambia progresivamente de acuerdo al avance de la producción de fluidos.

No todo el petróleo puede ser movilizado a superficie durante las operaciones de producción y dependiendo del método de producción, eficiencia del desplazamiento y manejo de los reservorios, el factor de recuperación puede llegar a ser tan bajo como 5-10% o tan alto como 70%. Una parte del petróleo o gas permanecerá como un residuo en el reservorio, y se le denominará petróleo residual o gas residual²⁰.

2.1.10 Eficiencia de desplazamiento. Es el producto de las eficiencias microscópica y macroscópica y refleja la cantidad de petróleo que es o puede ser removida del yacimiento debido a la implementación de algún proceso de recobro secundario o mejorado. Su expresión en forma matemática se presenta en la **Ecuación 5**.

Ecuación 5. Eficiencia de desplazamiento

$$r = E_d * E_v$$

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

Donde:

Ed: Eficiencia de barrido microscópica

Ev: Eficiencia de barrido macroscópica

2.1.10.1 Eficiencia de desplazamiento microscópica (ED). Se relaciona directamente con el desplazamiento o movilización del petróleo a nivel de poro, y es una medida de la eficacia del fluido desplazante en movilizar el crudo en aquellos lugares de la roca donde este fluido contacta el petróleo⁶.

2.1.10.2 Eficiencia macroscópica (EV). Conocida como eficiencia de barrido volumétrico, corresponde a “la eficacia del fluido desplazante en contactar el yacimiento en un sentido volumétrico. Esto es, la medida en como el fluido desplazante barre eficazmente un yacimiento tanto areal como verticalmente”⁷. Este concepto cuantifica también la eficacia del fluido desplazante movilizándolo el petróleo desplazado hacia los pozos productores.

²⁰Ibid, p. 47.

La eficiencia de desplazamiento es directamente proporcional al factor de recobro ya que el aumento de esta eficiencia corresponde a la reducción de la saturación residual de petróleo e implica a su vez el incremento del porcentaje de petróleo producido respecto al OOIP (*Original Oil In Place* por sus siglas en inglés).

2.2 CRITERIOS DE SELECCIÓN PARA UN PROCESO DE RECOBRO MEJORADO

Después de las recuperaciones primaria y secundaria, el yacimiento contiene todavía 60-80% (promedio 70%) del crudo originalmente en sitio²¹. Esto se debe a que la eficiencia de los métodos de recuperación primaria y secundaria está limitada por dos factores:

- A la escala de los poros, el crudo alcanza una saturación residual suficientemente baja para encontrarse en forma de glóbulos discontinuos, atrapados por las fuerzas capilares.
- A la escala del yacimiento existen ciertas zonas en las cuales el fluido inyectado durante la recuperación secundaria no penetra, por la baja permeabilidad de estas zonas, porque siguen caminos preferenciales, o porque la geometría de implantación de los pozos no es favorable.

En la **Cuadro 2** se puede observar cuales son los criterios que se deben tener en cuenta para llevar a cabo cualquiera de los procesos EOR, se parte de propiedades del aceite y características del yacimiento y a partir de ellas se realiza un proceso para seleccionar cual método es más eficaz a determinadas condiciones

²¹SALAGER, Jean Louis. Recuperación Mejorada De Petróleo, Cuaderno FIRP S357-C. Universidad de los Andes, Facultad de ingeniería. Venezuela, Mérida. 2005, p.5.

Cuadro 2. Criterios de selección para un proceso de recobro mejorado

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 tenga 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 tenga echado	NC	> 4000	NC
CO ₂	> 22 ↗ 36 ↗	< 10 ↘ 1.5 ↘	Alto porcentaje de C ₈ 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 Alcalí	> 20 ↗ 35 ↗	< 35 ↘ 13 ↘	Ligero, intermedio, algunos ácidos orgánicos para inyección de alcalí	> 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 ↗ ³	< 9000	< 200 ↘ 140 ↘
Térmico Mecánico									
Combustión	> 10 ↗ 16 → ?	< 5000 ↓ 1200	Algunos componentes asfálticos	> 50 ↗ 72 ↗	Arena / arenisca	> 10	> 50 ²	< 11500 ↘ 3500 ↘	> 100 ↘ 135 ↘
Vapor	> 8 a 13.5 → ?	< 200000 ↓ 4700	NC	> 40 ↗ 66 ↗	Arena / arenisca	> 20	> 200 ↗ 2540 ↗ ⁴	< 4500 ↘ 1500 ↘	NC
Extracción superficial	7 a 11	Cero flujo en frío	NC	> 8%wt arena	Arena bituminosa	> 10 ⁶	NC	> 3 : 1 relación de sobrecarga / arena	NC

Fuente: MEDINA SANCHEZ., Eustaquio. Recuperación mejorada por inyección de álcali, surfactante y polímero (ASP). México. 2010, p. 15.

En el **Cuadro 3** se observan las funciones específicas con las que cumple cada proceso EOR, fundamentales para seleccionar el método adecuado dependiendo el objetivo que se quiera lograr en el yacimiento.

Cuadro 3. Funciones específicas de un proceso de recobro mejorado.

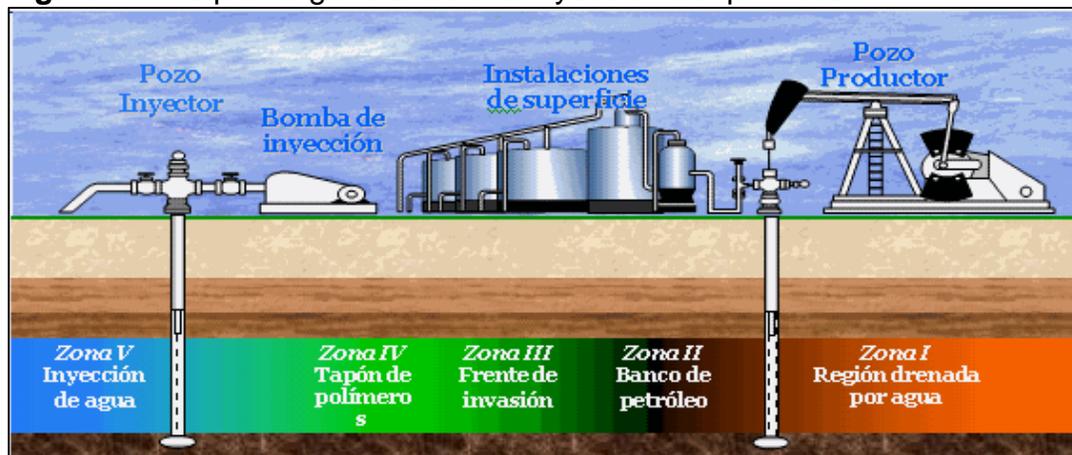
Método EOR	Soporte de presión	Mejoramiento del barrido	Reducción de la IFT	Alteración de la mojabilidad	Reducción de la viscosidad	Dilatación del petróleo	Hidrocarburo fase única	Cambio composicional ¹	Factor de recuperación incremental
Inyección de agua	Inyección de agua								Caso base ²
	Agua preparada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

Fuente: RIFFAAT, Al Mjeni. Shyam, Ahora. EDWARDS, John. BETTY, Jean Felber. OMER, Gurpinar. Llego el momento de la tecnología EOR. OilfieldReview. 2010/2011. p.22.

2.3 INYECCIÓN DE QUÍMICOS COMO METÓDO DE RECUBRO MEJORADO

Muchos tipos de químicos se inyectan para recuperar el petróleo, pero en general corresponden a uno de los tres grupos siguientes: polímeros, surfactantes y álcalis y sus respectivas combinaciones (Ver **Figura 12**). Entre los propósitos principales de la inyección de químicos se encuentran: minimizar la tensión interfacial (capilaridad) y disminuir la relación de movilidad con el fin de mejorar el control sobre la misma (minimizar canalización).

Figura 12. Esquema general de una inyección de químicos



Fuente: ESPINOSA B, Carlos Andrés. Y Torres Kelly Johana. Técnicas de recobro y recobro mejorado en yacimientos con crudos livianos, pesados y extra pesados. Cartagena: Universidad de San Buenaventura Cartagena, 2014, p.10.

2.3.1 Inyección de polímeros. El proceso de inyección de polímeros se fundamenta en el aprovechamiento de la viscosidad de soluciones acuosas de polímeros para controlar la movilidad de los fluidos en la formación geológica. Su uso más común es realizando modificaciones en los procesos de inyección de agua, aumentando la viscosidad del agua por medio del uso de soluciones poliméricas.

Estas soluciones están formadas por una mezcla de agua y moléculas químicas llamadas Polímeros, las cuales se crean por repetición de unidades químicas simples llamadas monómeras que forman un material resistente y de alto peso molecular para el control de producción de agua y para procesos de recobro mejorado²².

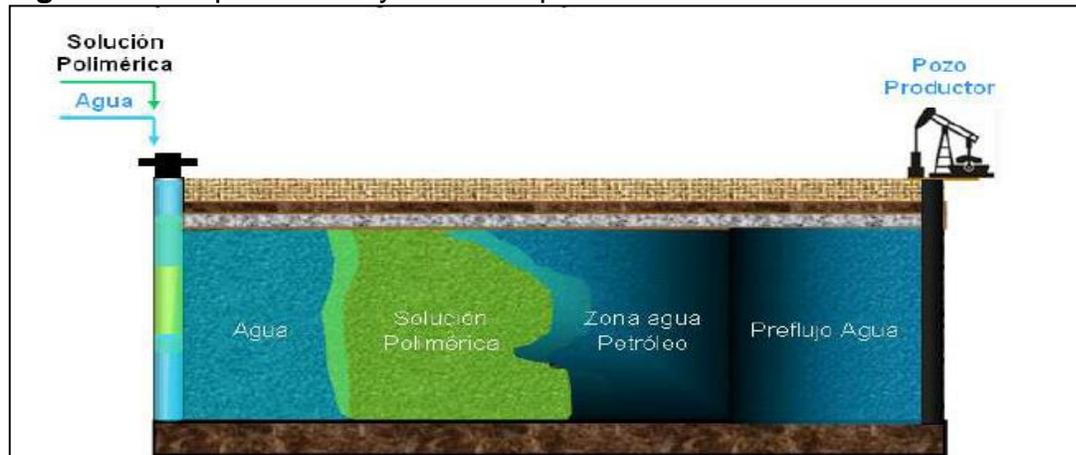
²² JIMENEZ MOLANO, Ana María .Análisis e interpretación de yacimientos sometidos a inyección de químicos (Surfactantes, Polímeros y Micelares) mediante analogías. Facultad de ingenierías fisicoquímicas. Bucaramanga.2009, p. 3.

Según Ferrer²³ este proceso consiste en añadir agua de inyección un tapón polímero de 200 a 1000 ppm, un alto peso molecular que oscila entre 2 y 4 Mlb/lbmol, antes de que sea inyectada en el yacimiento; lo cual da origen a una solución muy viscosa a pesar de estar altamente diluida. Este aumento en la viscosidad produce una reducción de permeabilidad efectiva del agua, la cual crea un frente de fluido desplazante más estable, permitiendo un barrido más completo del yacimiento y un mayor desplazamiento de aceite, producto de la mejora de la razón de movilidad agua-petróleo, en comparación con la inyección de agua convencional.

El agua de formación con presencia de cationes como el Ca^{+} o el Mg^{+} , presenta alta salinidad lo cual tiende a afectar a los polímeros por sus propiedades fisicoquímicas, por lo tanto la solución polimérica es precedida por una solución de baja salinidad conocida como preflujo, con el fin de preparar la zona, ajustar la salinidad y el pH, previniendo alteraciones en el polímero.

Usualmente es inyectada por baches, seguido por agua de baja salinidad con el fin de reducir la mezcla de la solución polimérica con agua de alta salinidad; como se observa en la **Figura 13**.

Figura 13. Esquema de inyección de polímeros.



Fuente: JIMENEZ MOLANO, Ana María. Análisis e interpretación de yacimientos sometidos a inyección de químicos (Surfactantes, Polímeros y Micelares) mediante analogías. Facultad de ingenierías fisicoquímicas. Bucaramanga.2009, p. 3.

Existen dos tipos de polímeros principales: los polímeros sintéticos como la poliacrilamida parcialmente hidrolizada (PHPA) y los naturales como la goma

²³ PARRIS DE FERRER, Magdalena Op., cit, p.313.

santica. Los naturales son los menos usados y sus derivados como la goma guar, carboximetil celulosa de sodio e hidroxietil celulosa²⁴.

2.3.1.1 Criterios de implementación. A continuación, en la **Tabla 1** se presentan los criterios que según diversos estudios ha tenido el polímero para una correcta implementación.

Tabla 1. Screening de la inyección de Polímero.

Viscosidad (Cp)	So (frac)	Espesor (ft)	K (md)	Ty (°F)	Presión (psia)	Salinidad (mg/l)	Iones divalentes (ppm)	EOR	Autores	Fecha
10-12	0.15-0.2	-	-	155	-	1000	-	AP	SPE (12672)	1984
75	-	-	-	<212	-	117000	17000	AP	SPE (113845)	1984
400-600	0.25	4	4000	100	-	4500	-	Polímero	SPE (15467)	2012
>40	0.20	49.21	81000	>194	8426.7	>50000	-	ASP	JP JOURNAL-Banet. A.A Rossel. J.E	2013

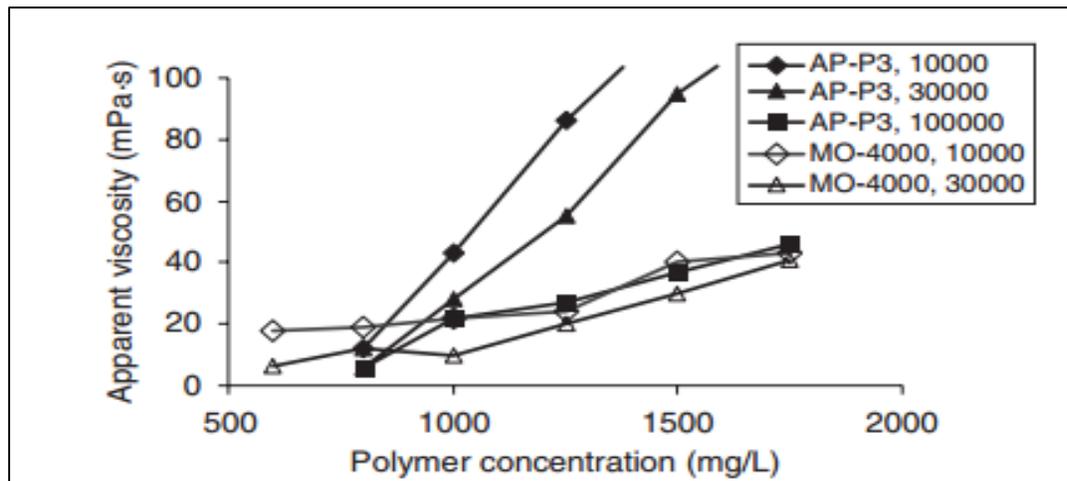
2.3.1.2 Factores que afectan la inyección de Polímero. Dentro de los requerimientos que deben cumplir los polímeros, además de la conservación de su estabilidad a las condiciones de yacimiento durante el tiempo estimado de inyección, están el mantenimiento de una razón de movilidad inferior a uno respecto al banco de crudo y al slug principal, y no generar viscosidades tan altas que se presenten problemas de infectividad.

➤ **Efectos en la salinidad.** La **Figura 14** compara la viscosidad frente a la concentración de polímero. Se observa que la viscosidad de AP-P3 fue mayor que la de MO-4000 a las mismas concentraciones altas de polímeros, especialmente a altas salinidades. Wang et al. Ha hecho la misma observación cuando compararon la viscosidad de un polímero soluble en agua con la de HPAM 333S (10 millones de peso molecular). Su polímero tenía 10.900.000 de peso molecular, 25% en moles de aniónicos, y 0,25% en moles catiónico. La figura muestra que la viscosidad del polímero será disminuirá a medida que aumentaba la salinidad²⁵.

²⁴SHENG, James. Modern Chemical Enhanced Oil Recovery. British Library Data. 2010, p.119.

²⁵ Ibid. p. 133

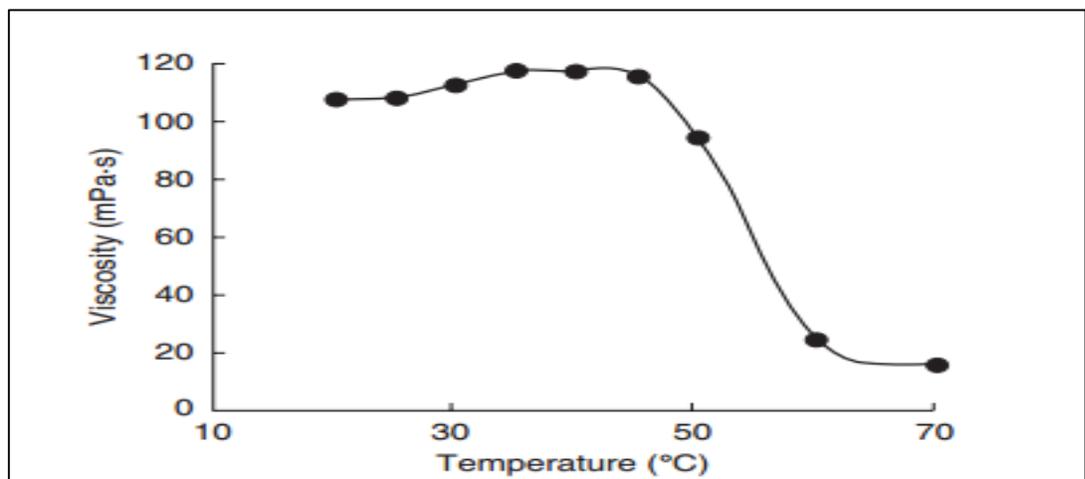
Figura 14. Efectos de salinidad en el polímero



Fuente: SHENG, James. Modern Chemical Enhanced Oil Recovery. 2010. British Library Cataloguing-in-Publication Data. p.130

➤ **Inestabilidad térmica.** Para la **Figura 15** el polímero utilizado fue el (PAMOA75) con 0.75% en moles y una concentración de polímero de 2800 mg / L. Se pudo observar que por debajo de 35°C se presentó una variación de la viscosidad ya que a medida que aumentaba la temperatura, se presentó un aumento ligero de la viscosidad. Entre 35 ° C y 45 ° C no se presentaron cambios notorios en la viscosidad. Por encima de 50 ° C la viscosidad disminuyó considerablemente. Y finalmente a 70 ° C, la viscosidad fue de 15.8 (mPa*s) En conclusión, el polímero no puede tolerar con facilidad la temperatura debido a la fracción dominada de poliácridamida.

Figura 15. Inestabilidad térmica del polímero: Viscosidad vs Temperatura



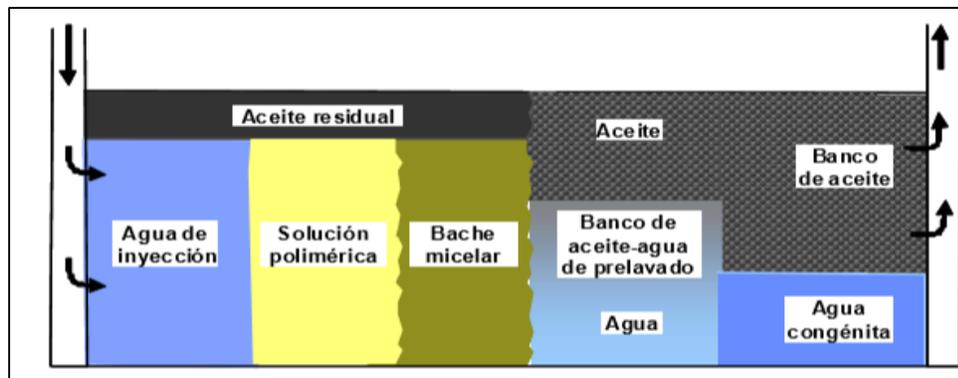
Fuente: SHENG, James. Modern Chemical Enhanced Oil Recovery. 2010. British Library Cataloguing-in-Publication Data. p.133

➤ **Máxima adsorción de polímero.** La adsorción hace referencia cuando un líquido se adhiere a una superficie sólida o la interfase entre dos fluidos. Para el polímero, la adsorción hace referencia a la interacción entre las moléculas del polímero y la superficie sólida que sería la roca. Esa interacción causa que las moléculas del polímero se unan especialmente a la superficie sólida ya sea por adsorción física o por fuerzas de van der Waals²⁶. La adsorción del polímero depende de la superficie del área expuesta a la solución polimérica.

2.3.2 Inyección de surfactante. Los surfactantes son sustancias anfífilas, cuyas estructuras moleculares contienen tanto grupos hidrofílicos (que atraen en agua) como grupos hidrofóbicos (que repelen el agua). Cuando se agregan a un medio acuoso, las moléculas de surfactantes forman estructuras denominadas micelas, las cuales permiten interactuar en la interfaz de ambos fluidos otorgándole sus principales funciones como la reducción de la tensión interfacial por absorción en la interfaz líquido-líquido y aumento de la solubilidad por medio de una concentración crítica micelar) la cual para el caso del petróleo permite que éste penetre el corazón de las micelas formando un sistema de microemulsión²⁷.

Con la inyección de surfactantes se busca incrementar el factor de recobro mediante la reducción de la tensión interfacial, lo cual permite movilizar aceite residual hacia los pozos como se muestra en la **Figura 16**²⁸.

Figura 16. Esquema de inyección de un surfactante



Fuente: MEDINA SANCHEZ. Eustaquio. Recuperación mejorada por inyección de álcali, surfactante y polímero (ASP). México. 2010, p. 104.

²⁶ SHENG, James. Op., cit. p.154.

²⁷MORALES, Astrid. Petrolero América.2012. [En línea], [Citado el 6 de Abril de 2015] <http://www.petroleoamerica.com/2011/02/inyeccion-de-surfactantes-en.html>

²⁸ MARTINEZ AGUILAR. Maricela. Obtención de un biosurfactante para el recobro mejorado de petróleo. Facultad de Minas y Energías. Universidad de Medellín. Colombia, Medellín. 2014, p.39.

Los siguientes son los mecanismos que permiten aumentar el recobro con la inyección de surfactantes: (1) generación de bajos valores de tensión interfacial entre el aceite y la solución inyectada de agua, (2) la emulsificación o micro emulsificación del crudo atrapado, (3) la reducción de las propiedades reológicas en la interfase aceite y la solución inyectada y (4) control de humectabilidad de la roca para optimizar el desplazamiento de aceite. Los surfactantes más empleados en el recobro mejorado de petróleo son sulfonatos de petróleo, los cuales se pueden utilizar en un amplio intervalo de temperaturas. Por lo general se emplean sulfatos oxialquilados en combinación con sulfonatos de petróleo. La mayoría de estos surfactantes poseen altos costos, razón por la cual se han sumado esfuerzos para hallar alternativas que permitan abaratar su producción²⁹.

2.3.2.1 Criterios de implementación. En la **Tabla 2** se presentan las características que se deben tener según diversos estudios, para lograr una eficiente inyección de surfactante.

Tabla 2. Screening de la inyección de Surfactante

°API	Viscosidad (Cp)	So (frac)	Espesor (ft)	K (md)	Profundidad (ft)	Ty (°F)	Salinidad (mg/l)	Iones divalentes (ppm)	EOR	Autores	Fecha
>25	<30	>0.3	>10	> 20	<8000	<1 75	-	<5000 Ca y Mg	-	PARIS DE FERRER, Magdalena	1984
28.2	23.8	0.35-0.7	-	-	-	19 4	3000(122 °F) 4000-8000(158 °F-194°F)	-	AS	GUPTA,R et .et,al.	2008
>25	>20	0.01 PV	>10	>20	<8000	22 5	<1500	-	SP	KAHARR AT,T	2013

2.3.2.2. Factores que afectan la inyección del surfactante. Los procesos de inyección de surfactantes han resultado muy variables debido a la vulnerabilidad que presenta el surfactante debido a distintos factores inherentes al medio donde son expuestos, o a la estructura química de sus moléculas, lo que provoca la pérdida de sus propiedades originales, debilitando la estabilidad del tapón, y disminuyendo las ventajas de su aplicación. Entre los factores se encuentran.

➤ **Presencia de bacterias.** Las bacterias se encuentran presentes en aguas empleadas para inyección y en aquellas generadas en yacimientos de petróleo, el control de estos microorganismos se hace necesario ya que su presencia puede ocasionar taponamiento en las formaciones productoras y en las líneas de conducción, corrosión en tanques y equipos. Los microorganismos (bacterias,

²⁹ Espinosa y Torres, Op. Cit, p 11.

hongos y algas) pueden subsistir bajo diversos pH; las bacterias y las algas son el grupo más grande de microorganismos que afectan los equipos industriales y el desarrollo de los campos petroleros. En la mayoría de los sistemas industriales debe emplearse productos químicos como biocidas, porque el control del crecimiento microbiano por medio de cambios en las condiciones físicas y químicas no se puede hacer de una manera práctica³⁰.

➤ **Salinidad.** La presencia de iones divalentes de Ca⁺ y Mg⁺ en el agua de formación afecta negativamente a los surfactantes, debido a que acelera su precipitación, lo cual puede obstaculizar el desempeño del proceso cambiando drásticamente el flujo del surfactante a través del yacimiento. Para lograr la reducción de este problema se inyecta un preflujo de agua que reduzca la cantidad de sales de la formación y evite el contacto con la formación del surfactante. Además, se hace el uso de aditivos para proteger al surfactante contra sales minerales como el amonio, carbonato de calcio y trifosfato de sodio³¹.

➤ **Estructura del surfactante.** La estructura juega un papel muy importante en la eficiencia de desplazamiento del petróleo, diversos estudios han demostrado una correlación entre la eficiencia de desplazamiento y su peso equivalente, siendo el peso equivalente la razón del peso molecular con el número de grupos sulfonatos presentes en la molécula. Los sulfonatos con alto peso equivalente causan una gran reducción en la tensión interfacial, pero no son solubles en agua y son rápidamente adsorbidos. Este problema se soluciona mezclándolos con otros de bajo peso equivalente, con lo que se logra el equilibrio entre la solubilidad y la reacción de tensión interfacial³².

➤ **Adsorción del surfactante.** Es un proceso en el que ciertas moléculas de dicho químico son adheridas a la superficie de la roca provocando la pérdida de las propiedades originales del mismo. Durante el proceso de adsorción la mezcla del surfactante puede fraccionarse, dado a que los sulfonatos de petróleo tienen una amplia distribución de pesos moleculares. Tales mezclas pueden fraccionarse entre el agua y el petróleo, con las especies de mayor peso molecular pasando al aceite. Como consecuencia la mezcla de surfactantes que queda en la fase agua posee un peso molecular cada vez más bajo, lo que provoca un cambio en la composición del surfactante; este proceso es considerado semejante a una separación cromatografía³³.

³⁰ GOMEZ CAÑON, Juan David. HERNANDEZ LADINO, Edwin Fernando y MERCHAN GAONA, Jhon Fredy. Yacimientos sometidos a inyección de surfactantes y polímeros. Bucaramanga.2011, p.21.

³¹ *Ibíd.*, p.21.

³² *Ibíd.*, p.23.

³³ SÁNCHEZ MEDINA, Op.,cit.,57.

Este fenómeno normalmente aumenta con la concentración del mismo en la solución y disminuye con el incremento de la temperatura, además es función del tipo de surfactante, peso equivalente, minerales de la roca, contenido de arcilla y tasa de flujo de la solución. Se puede reducir inyectando baches de carbonato de sodio y usando aditivos alcalinos que reduzcan la exposición del químico a la adsorción³⁴.

2.3.2.3 Clasificación de los surfactantes según su estructura molecular. Según Salager ³⁵ , de acuerdo a la estructura de la molécula del surfactante, o más exactamente según la forma de disociación en el agua los surfactantes son clasificados en:

➤ **Surfactantes aniónicos.** Se disocian en un anión anfífilo y un catión, el cual es en general un metal alcalino o un amonio cuaternario. A este tipo pertenecen los detergentes sintéticos como los alquil benceno sulfonatos, los jabones (sales de sodio de ácidos grasos), los agentes espumantes como el lauril sulfato, los humectantes del tipo sulfosuccinato, los dispersantes del tipo lignosulfonatos, etc. La producción de los surfactantes aniónicos representa alrededor del 55% de los surfactantes producidos anualmente en el mundo.

➤ **Surfactantes no iónicos.** Están en el segundo rango por orden de importancia con un poco menos del 40% del total. En solución acuosa no se ionizan, puesto que ellos poseen grupos hidrófilos del tipo alcohol, fenol, éter o amida. Una alta proporción de estos surfactantes pueden tornarse relativamente hidrofílicos gracias a la presencia de una cadena poliéster del tipopolioxido de etileno. El grupo hidrófobo es generalmente un radical alquilo o alquil benceno y a veces una estructura de origen natural como un ácido graso, sobre todo cuando se requiere una baja toxicidad.

➤ **Surfactantes catiónicos.** Se disocian en solución acuosa en un catión orgánico anfífilo y un anión generalmente del tipo halogenuro. La gran mayoría de estos surfactantes son compuestos nitrogenados del tipo sal de amina grasa o de amonio cuaternario. La fabricación de estos surfactantes es mucho más cara que la de los anteriores y es por esta razón que no se les utilizan salvo en caso de aplicación particular, como cuando se hace uso de sus propiedades bactericidas o de su facilidad de adsorción sobre sustratos biológicos o inertes que poseen una carga negativa. Esta última propiedad hace que sean excelentes agentes antiestáticos, hidrofobantes, así como inhibidores de corrosión, y puedan ser utilizados tanto en productos industriales como para uso doméstico.

³⁴ GOMEZ CAÑON, Op., cit., p.25.

³⁵SALAGER, Jean Louis. Op., cit, p.4.

2.3.1.4 Clasificación de los surfactantes según su materia prima. Por razones de comodidad se clasifican las materias primas para la fabricación de surfactantes según su origen (natural, o sintético a partir de un corte petrolero).

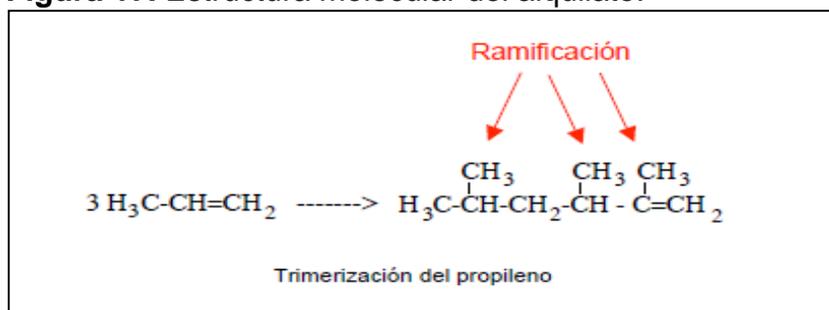
➤ **Origen.** A continuación, se muestran la clasificación de surfactantes origen del petróleo.

- **Alquilato para alquil bencenos.** Después de la segunda guerra mundial se desarrollaron los procesos de craqueo catalítico con el fin de aumentar la producción de gasolina de alto octanaje. Estos procesos producían olefinas cortas (en particular propileo) las cuales no tenían una utilidad en ese momento. Una forma de utilizarlas es producir polímeros cortos de 3 o 4 eslabones para obtener alfa olefinas en C12, C15 o C18.

Del hecho de la diferencia de tres átomos de carbono entre el trímero, el tetrámero y el pentámero, es muy fácil separarlos por destilación. La alfa olefina producida sirve de alquilato en la reacción de Friedel-Crafts para obtener un alquil benceno. Esta reacción fue la base para producir los detergentes sintéticos del tipo Dodecyl benceno sulfonato base de los polvos para lavar³⁶

En la **Figura 17** se observa que el alquilato es ramificado, lo cual es un inconveniente, ya que las cadenas no-lineales no son suficientemente biodegradables. Debido a que requiere mayor energía para romper las moléculas. Desde 1965, la mayoría de los países industrializados tienen una legislación que limita considerablemente la ramificación de los alquilatos. Consiguiéndose solamente en los surfactantes grupos lipofílicos conformados por cadenas lineales sean aquellas del tipo alquil benceno o del tipo olefina.

Figura 17. Estructura molecular del alquilato.



Fuente: SALAGER, Jean Louis. Surfactantes, Tipos y Usos. Cuaderno FIRP S300-A. Universidad de los Andes, Facultad de ingeniería. Mérida: Venezuela. 2002, p.12.

³⁶ Ibid, p.12.

- **Parafinas, oleofinas y alquilatos lineales.** Las razones expuestas anteriormente indujeron a producir alquilatos lineales ya sea por separación de estos de los cortes parafínicos o de olefinas por oligomerización del etileno. Se han fabricado parafinas lineales de mezclas de destilación por dos métodos: el primero de estos métodos utiliza tamices moleculares de zeolitas con poros del orden de 5Å, que permiten la adsorción de moléculas de alcanos lineales (diámetro 4.7 Å) pero no de las moléculas de cicloparafinas.

Existen varios procesos MOLEX (UOP), ENSORB (Exxon), ISOSIEVE (Unión Carbide), etc. En todos estos procesos se comienza por colocar la mezcla de n-parafinas e isoparafinas en contacto con el tamiz molecular, sobre el cual solo la n-parafina se adsorbe. En la segunda etapa se separa físicamente el tamiz molecular y en la tercera se desorben las n-parafinas³⁷. Pero estos procesos pueden resultar muy costoso para llegar a cadenas lineales biodegradables.

- **Aromáticos.** El benceno, el tolueno y los xilenos provienen de las reacciones de deshidrociclización que se producen tanto en el reformado catalítico como en el vapor-craqueo.

Existen procesos especiales para desalquilar el tolueno y los xilenos para obtener benceno. Los alquilmonofenoles se utilizan como base de surfactantes no iónicos. Ellos se obtienen como sub-productos de la fabricación de la acetona por la peroxidación del cumeno (isopropil benceno). Se puede fabricar también por reacción de alquilación de Friedel-Crafts como los alquil bencenos.

En los años 70 y 80 los alquilfenoles etoxilados se usaron como surfactantes en líquidos lava-plato y otras aplicaciones. Sin embargo, su producción ha disminuido en años recientes por su posible toxicidad, y están reemplazados por los alcoholes lineales etoxilados. Los alquilfenoles se usan también en otra aplicación surfactante, a saber las resinas fenol-formoletoxiladas (ver surfactantes poliméricos) que son la base de agentes desemulsionantes o deshidratantes de crudo, y que seguirá como una aplicación importante ya que los problemas de toxicidad no se presentan en tal caso³⁸.

➤ **Origen.** A continuación, se muestra la producción de origen surfactantes intermedia.

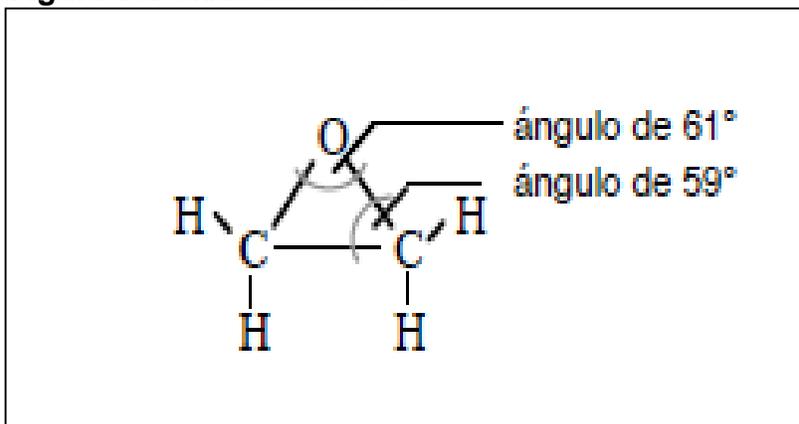
- **Óxido de etileno – policondensación.** El óxido de etileno fue descubierto hace más de 100 años, pero solo se comenzó a fabricar después de la primera guerra mundial por oxidación directa del etileno con aire sobre un catalizador de plata

³⁷ Ibid, p.12.

³⁸ Ibid, p.13.

(300°C y 10 atm.) El óxido de etileno es un gas muy inestable y de peligroso manejo. Posee una estructura molecular cíclica tensionada. La **Figura 18** muestra la fórmula del óxido de etileno y los valores de los ángulos y la longitud del enlace C-C.

Figura 18. Óxido de etileno.



Fuente: SALAGER, Jean Louis. Surfactantes, Tipos y Usos. Cuaderno FIRP S300-A. Universidad de los Andes, Facultad de ingeniería. Mérida: Venezuela. 2002, p.14.

- **Alcoholes etoxilados.** Los alcoholes lineales en C12-16 se utilizan para fabricar los éster-sulfatos empleados como detergentes o agentes espumantes en los champúes, las pastas dentífricas y los productos lavaplatos. Además, se les utiliza cada vez más como grupo lipófilico en los surfactantes no iónicos que no contienen benceno, ya que la industria trata de eliminar el núcleo aromático por razones de costo y también porque se ha demostrado que este presenta propiedades cancerígenas. Se recurre a métodos de síntesis orgánica.

Existe dos métodos; los primeros consisten en oxidar el complejo trialquilaluminio de Ziegler (ver sección 2.3.2), e hidrolizar el éter formado. Este es el proceso ALFOL (alfa olefina alcohol). El segundo método es el proceso OXO, que consiste en una hidroformilación de una olefina. Este método es el más importante desde el punto de vista industrial; en él se produce una mezcla de alcoholes primarios y secundarios³⁹.

2.3.3 Inyección de álcali. La inyección de álcali, también conocida como inyección caustica cuenta con la reacción entre químicos como carbonato de sodio e hidróxido de sodio (más común como agente alcalino) y ácidos orgánicos, en aceite para producir surfactantes in situ que reducen la tensión interfacial. Además, la adición

³⁹ Ibid ., p.16.

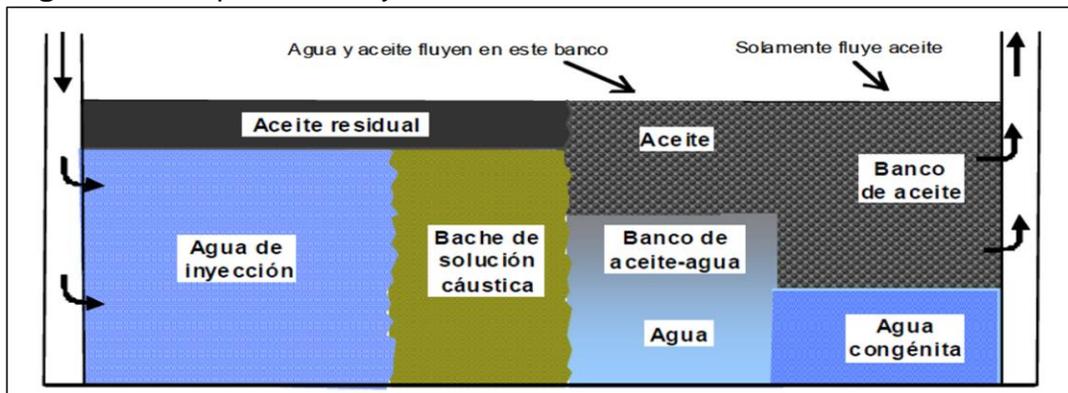
del álcali incrementa el pH, y disminuye la adsorción del surfactante, por lo cual bajas concentraciones de surfactantes se pueden usar para disminuir costos⁴⁰.

La inyección de este químico puede resultar positivo siempre y cuando el crudo tenga un pH bajo es decir que sea ácido. La acidez presente normalmente es ocasionada por resinas y asfáltenos que contienen radicales (H+). Mediante este método se busca reducir la tensión entre el crudo y el agua debido a que ocurre una reacción entre el álcali con los radicales para formar surfactantes geles. Finalmente se forma una emulsión agua/aceite cuya viscosidad es menor a la del aceite de origen mejorando significativamente el flujo del mismo a través del yacimiento⁴¹.

El problema de la solución alcalina es que, por su alto pH, puede generar escamas debido a la reacción con los minerales de la formación y con los cationes que se encuentran en el agua de formación como el Ca⁺ y el Mg⁺, precipitándose el CO₃ proveniente del HCO₃.

En general, el método de desplazamiento consiste en inyectar un preflujo de agua para acondicionar el yacimiento; posteriormente la inyección del bache de la solución alcalina y por último la inyección del fluido desplazante, que en la mayoría de los casos es agua. Este procedimiento origina un banco de aceite al frente, seguido por un banco combinado de aceite y agua del bache de preflujo, todos desplazados hacia los pozos productores, tal y como se observa en la **Figura 19**.

Figura 19. Esquema de inyección de una solución alcalina.



Fuente. SANCHEZ MEDINA, Eustaquio. Recuperación mejorada por inyección de álcali, surfactante y polímero (ASP). México: Universidad Nacional Autónoma de México. 2012, p.89.

2.3.3.1 Criterios de implementación. Los siguientes parámetros se encuentran reunidos en screenings y son el resultado de pruebas de laboratorio y de

⁴⁰Ibid., p.406.

⁴¹ ESPINOSA B, Carlos Andrés. Y TORRES. Kelly Johana. Técnicas de recobro y recobro mejorado en yacimientos con crudos livianos, pesados y extra pesados., 2014, p.11

aplicaciones en campo donde los procesos EOR han sido exitosos; por esta razón se toman como lineamientos de estudio y diseño.

Es importante resaltar que los parámetros sugeridos en los screenings no son absolutos debido a que estos expresan rangos aproximados en los cuales se espera un buen desempeño del proceso. Por ejemplo, en algunos screenings se recomienda la viabilidad de un proceso en estudio en crudos arriba de 20 °API, lo que no implica que la probabilidad de obtener un FR significativo en un yacimiento con un crudo de 19 °API sea cero⁴².

En la **Tabla 3** se presentan las características que se deben tener según diversos estudios, para lograr una eficiente inyección de álcali.

Tabla 3. Screening de la inyección de álcali

API°	Viscosidad (Cp)	So (frac)	K (md)	Ty (°F)	Presión (psia)	Salinidad (mg/l)	Iones divalentes (ppm)	EOR	Autores	Fecha
-	-	0.2	600	311	-	60000	-	ASP	SPE (12672)	1984
17.7	1000	-	-	77-177	-	-	-	AP	Petroleum Society of Canada	1992
-	50-100	0.4	100	-	15228	20000	400	AP	SHENG, James	2013

Este método requiere adicionar al agua de inyección ciertas sustancias químicas como hidróxido de sodio, soda caustica o carbonato de sodio para que estos reaccionen con los ácidos del petróleo y así formar la sustancia jabonosa (surfactante). La mejor reacción para formar este tipo de sustancia se da en crudos medianos y pesados. Y preferiblemente, realizar su inyección a bajas salinidades (<500 ppm) y con formaciones con bajo contenido de iones divalentes.

2.3.3.2 Factores que afectan la inyección de álcali. La solución alcalina por su alto pH puede generar una serie de reacciones con la formación que afectan negativamente al factor de recobro; a continuación, se presentan diversos factores que se deben tener en cuenta para llevar a cabo su correcta implementación.

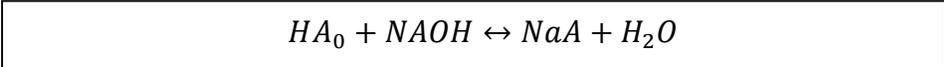
➤ **Precipitación.** La existencia de iones divalentes es un problema en la inyección química. En reservas de carbonato; donde hay anhidrita CaSO_4 y yeso $\text{CaSO}_4 \cdot \text{H}_2\text{O}$, la precipitación del CaCO_3 , $\text{Ca}(\text{OH})_2$ ocurre cuando se agrega Na_2CO_3

⁴²ALMANZA CASTAÑEDA, Carlos Alberto y REYES QADER, Dayane Yinet. Evaluación de la viabilidad técnica de la inyección de vapor modificada con álcali/surfactante/polímero como método de recobro mejorado para crudos pesados mediante simulación numérica. Bogotá D.C: Fundación Universidad de América. Facultad de ingenierías. Departamento de Ingeniería de Petróleos.2014, p.67.

o NaOH^{43} . Por el alto pH de la solución alcalina, la precipitación genera escamas y a su vez problemas de corrosión. Algunos agentes con alto pH se han usado para reemplazar el álcali y así evitar su precipitación, entre ellos se encuentran: Na_4EDTA y Na_3NTA . (Ácido etilendiaminotetraacético y ácido nitrilotriacético).

➤ **Reacciones con el petróleo:** En la inyección alcalina, el álcali reacciona con componentes ácidos del petróleo (ácidos nafténicos). El ácido nafténico es una mezcla de varios ácidos carboxílicos con ciclohexilo y ciclopentilo con un peso molecular de 120 hasta 700. La composición de nafta se oxida y se convierte en ácido nafténico. La química del aceite/ álcali se describe mediante la separación del componente pseudo ácido entre las fases acuosas y oleica, y posteriormente la hidrólisis en presencia de álcali para producir un A- tensoactivo aniónico soluble (su componente está convencionalmente denota por RCOO^-)⁴⁴, como se observa en la **Figura 20**. La hidrólisis está dada por la **Ecuación 6**.

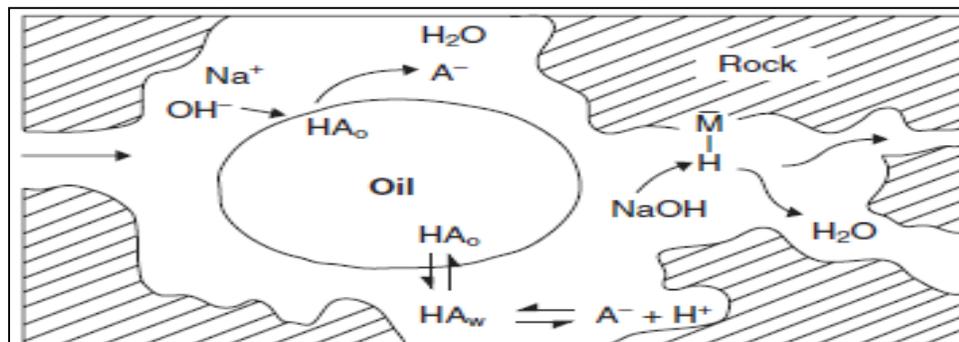
Ecuación 6. Reacción de hidrólisis.



Fuente: SHENG, James. Modern Chemical Enhanced Oil Recovery. 2011, p.396.

Esta reacción se produce en la interfase agua / aceite. Una fracción de ácidos orgánicos en aceite se ioniza con la adición de un álcali, mientras que otros permanecen electrónicamente neutros. La interacción de enlaces de hidrógeno entre el ionizado y ácidos neutros pueden conducir a la formación de un complejo llamado jabones ácidos. Por lo tanto, la reacción de la anterior Ecuación se descompone en una distribución del ácido molecular entre la fase oleosa y acuosa⁴⁵.

Figura 20. Esquematización del álcali en un proceso de recobro



Fuente: SHENG, James. Modern Chemical Enhanced Oil Recovery. 2011, p.396.

⁴³ SHENG, Op., Cit., p.395.

⁴⁴ Ibid., p.396.

⁴⁵ Ibid., p.399.

➤ **Emulsificación.** La emulsificación depende principalmente de la IFT en el agua / aceite. Cuanto menor sea el IFT, más fácil será la emulsión. La estabilidad de una emulsión depende principalmente de la película de la interfaz de agua / aceite. Los componentes ácidos en el aceite crudo podrían reducir la IFT para hacer que la emulsión se produzca con facilidad, mientras que la de los tensoactivos asfáltenos se adsorben en la interfaz para hacer la película más fuerte para mejorar estabilidad de la emulsión. El aceite extraído no puede ser fácilmente emulsionado con solución alcalina debido a la alta IFT. Sin embargo, los surfactantes añadidos externamente pueden reducir la IFT entre el aceite extraído y solución mixta a un bajo valor de manera que se pueda producir la emulsión.

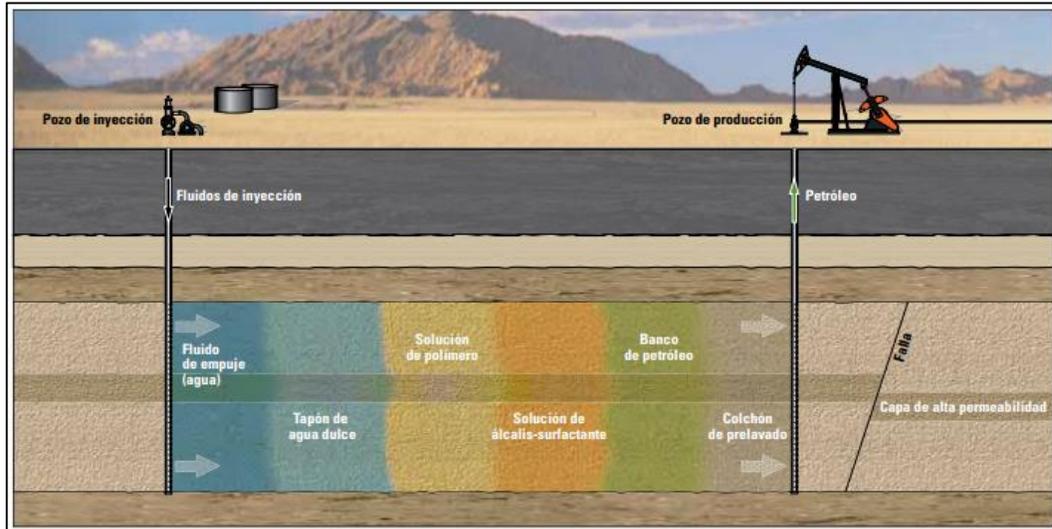
➤ **Efectos de la fuerza iónica y el pH sobre la IFT.** El intervalo de concentración de álcali en el que la IFT es mínima, entre un aceite y una solución alcalina es muy limitado. Cuando la concentración del álcali está fuera de este rango, la IFT aumenta drásticamente. Además, se debe considerar que aumento de concentración de álcali (pH) también aumenta la fuerza iónica (salinidad). Sin embargo, los efectos del pH y la salinidad son diferentes. Rudin y Wasan⁴⁶ fueron los primeros en reconocer la diferencia del efecto del pH y efecto de la salinidad. Generalmente, la salinidad es mayor que la concentración alcalina utilizada. En la mayoría de las aplicaciones prácticas, la salinidad está por encima de un alto porcentaje, mientras que la concentración de álcali utilizado es a lo sumo un pequeño porcentaje, más probable es menos de 1 a 2%. Por lo tanto, su fuerza iónica, no puede calcularse simplemente de la salinidad y la concentración de álcali para reflejar el efecto de la fuerza iónica.

2.3.4 Inyección de álcali, surfactante y polímero (ASP). Esta clase de recobro mejorado busca incrementar la producción de petróleo mediante la inyección de un agente desplazante con movilidad reducida, la alteración de la mojabilidad de la roca, la disminución de la tensión interfacial entre el agua y el crudo, la modificación de la composición química del petróleo y ocasionalmente, el mantenimiento de la presión.

La inyección ASP es la inyección de surfactantes, polímeros y de álcalis (Ver **Figura 21**). Es aplicada usualmente como recobro terciario o cuando se presenta un alto WOR en la producción. Sigue el mismo procedimiento de inyección que el proceso micelar/polímero, aunque en este caso, el componente micelar se compone tanto de surfactantes como de álcalis.

⁴⁶ *Ibíd.*, p.400.

Figura 21. Inyección ASP



Fuente: RIFFAAT, Al Mjeni. Shyam, Ahora. EDWADS, John. BETTY, Jean Felber. OMER, Gurpinar. Llego el momento de la tecnología EOR. Oilfield Review. EUA.2010/2011,p.22.

La **Figura 21** hace referencia al proceso de inyección ASP, este proceso consta de varias etapas de inyección. En algunas ocasiones se utiliza un tapón de salmuera para cambiar la salinidad y otras propiedades de la roca. El primer tapón químico inyectado es una combinación de álcali y surfactante. Este tapón se mezcla con el petróleo y modifica sus propiedades, reduciendo la IFT y alterando la mojabilidad de la roca. Estos efectos producen la movilización del petróleo. Luego sigue un tapón de polímero para mejorar la diferencia de movilidad entre el petróleo y los fluidos inyectados, algunas veces este bache es seguido tapón de agua para optimizar la recuperación de los químicos o para generar un proceso de empuje⁴⁷.

2.3.4.1 Criterios de implementación. En la **Tabla 4** se presentan las características que se deben tener según diversos estudios, para lograr una eficiente inyección ASP.

⁴⁷RIFFAAT, Al Mjeni. Shyam, Ahora. EDWADS, John. BETTY, Jean Felber. OMER, Gurpinar. Llego el momento de la tecnología EOR. OilfieldReview. 2010/2011

Tabla 4. Screening de la inyección ASP.

°API	Viscosidad (Cp)	So (frac)	Espesor (ft)	K (md)	Ty (°F)	Profundidad (ft)	Salinidad (mg/l)	Iones divalentes (ppm)	Autores	Fecha
>20	<35	>0.45	-	>100	200	500-900	<2000 si T< 140 °F 25000 si T> 140°F	-	Dickson, et.al.	2010
23-24	6500-11	0.68-0.75	No crítico	596-1520	118 - 158	2723-3500	-	-	Alabasani, et.al.	2010
-	<50	>0.3	-	>50	203	-	<5000	<100	SHENG, James.	2013
26.6	12.9	0.30	3238	473	125 .6	-	7993	178	Asia Pacific Journal of Chemical Engineerin g	2014

2.3.4.2 Factores que afectan la inyección de ASP. Las condiciones en las cuales se va generar una inyección de ASP deben ser identificadas para cada caso en particular, los cuales son

- Límite de solidos suspendidos: < 0.5 pm (5ppm para k< 100 md; 10 ppm para 100 < 200; 10 ppm para 100 <k < 300; 15 ppm para 300< k< 600; 20 ppm para k > 600 md.
- Tamaño de las partículas: < 5 µm.
- Oxígeno disuelto: < 20 ppb.
- Dureza total: (Ca²⁺ y Mg²⁺): < 10 ppm.
- Concentraciones de Fe³⁺: < 1 ppm.
- Control de bacterias y microorganismos.

Principalmente, es necesario que los fluidos de inyección y los químicos pertenecientes o utilizados en estos sean compatibles y estables durante la mayoría del tiempo que dure el proceso en presencia de los minerales de la roca y los fluidos en el yacimiento.

Haciendo referencia en la movilidad de los fluidos de desplazamiento, esta debe ser menor o igual a la movilidad más baja de las fases que están siendo desplazadas por la saturación normalizada de dicha fase, la cual es generalmente crudo⁴⁸, y se sugiere como favorable que el comportamiento de las micro emulsiones sea en lo posible Newtoniano.

En esta sección se analiza el efecto de los diferentes fluidos sobre el sistema ASP, los factores que afectan la separación de fases, IFT y humectabilidad.

⁴⁸ SHENG, J. A, Op., Cit., p. 7

➤ **Control de las salinidades.** Se deben tener en cuenta los dos tipos de salinidades, las salinidades óptimas a las cuales una microemulsión solubiliza una misma cantidad de crudo y agua (En este punto se alcanza la IFT más baja entre el petróleo y la salmuera). Este tipo está en función de la concentración de surfactante y se puede determinar dependiendo el comportamiento del sistema micelar. Y las salinidades locales, estas salinidades existen en determinada región del yacimiento al momento de la inyección. Cuando una salinidad local es mayor al rango específico de salinidades óptimas del sistema ASP en un momento determinado de la inyección, las condiciones de la microemulsión son agua en crudo. Mientras que cuando la salinidad local es menor a dicho rango, las condiciones son crudo en agua. Al estar una salinidad local incluida en el rango mencionado, las condiciones de la microemulsión son cuando alcanzan las IFT más bajas⁴⁹.

En general, el gradiente de salinidad (ayuda a mantener el } del sistema, se puedan liberar las moléculas de surfactante atrapadas en el crudo cuando el slug (bache ASP) inyectado con una baja salinidad ocasione que las salinidades locales se encuentren dentro de alguno o varios rangos de salinidades óptimas.

En conclusión, la salinidad debe ser muy baja, ya que podría desestabilizar químicamente las soluciones. De todos modos, las nuevas tecnologías permitirán las condiciones de alta salinidad, en procesos de SP especialmente.⁵⁰

➤ **Afectaciones en la fase de separación.** En esta sección se incluyen efecto de aniones, efecto divalente, efecto alcalino, efecto flujo intersticial y el sistema de agentes tensoactivos mixtos.

➤ **Presencia de iones divalentes.** Los iones tales como el calcio y el magnesio, generan reacciones químicas que alteran la composición de los químicos generando degradación y/o precipitación del mismo, por lo cual será descartado el uso de ASP.

➤ **Efecto de aniones.** Los aniones en solución como: NaCl, NaOH, Na₂CO₃, Na₂SO₄. Son capaces de afectar la separación de fases entre el Surfactante y Polímero (SP), se deben tener límites los cuales controlen este problema de no ser así la solución de ASP se vuelve turbia y la transmitancia de luz se reduce drásticamente, que indica una separación de fases evidente.

⁴⁹ ALMANZA CASTAÑEDA, Carlos Alberto y REYES QADER, DayaneYinet. Op.,cit. p. 81

⁵⁰ VARGAS PEÑA, Jennifer Lorena. Estudio de la viabilidad técnica en etapa temprana de procesos de recobro químico (alcali-surfactante-polímero) mediante simulación numérica en el campo Yariguí-Cantagallo. Fundación Universidad de América. Colombia, Bogotá.2014, p.43

- **Efecto de mezcla debido al flujo intersticial.** La compatibilidad de fluidos ASP no es consistente con IFT ultra bajo Si el tensoactiva es más hidrofóbico, y los fluidos ASP son menos compatibles, sería más difícil para el IFT para alcanzar niveles ultra bajos. Si los líquidos son menos compatibles ASP, causando fase separación sería más fácil.⁵¹
- **Efecto alcalino.** A medida que aumenta la concentración de álcali en un sistema ASP, la concentración de polímero HPAM aumenta, esto por las cargas que existen entre los iones reduciendo la solubilidad del tensoactiva o la compatibilidad del fluido.
- **Efectos sobre la humectabilidad.** Varios autores según Sheng, informan que las soluciones alcalinas o surfactantes pueden cambiar la mojabilidad de la roca y el cambio favorable de más petróleo húmedo para la humedad con agua, sin embargo, la principal función del ASP en estos efectos es aumentar el ángulo de contacto, llevando la solución por mejor camino y una fácil extracción de hidrocarburo.
- **Permeabilidades relativas en la inyección de ASP.** Según la Cuadro 4 existen efectos sobre la permeabilidad relativa para el álcali, surfactante y el polímero.

Cuadro 4. Efectos del ASP en la permeabilidad relativa

Parameter	Polymer	Alkaline (emulsification)	Surfactant or Alkaline (IFT)
S_{wi}	↑	↑	↓
S_{or}	Slightly ↓	↓	↓
k_{rw}	↓	↓	↑
k_{ro}	Little changed	Slightly ↑	↑

Fuente: SHENG, James. Modern Chemical Enhanced Oil Recovery. 2010. British Library Cataloguing-in-Publication Data. p.526

Donde el efecto de inyección alcalina en términos de emulsificación es similar al efecto del polímero, mientras que su efecto en términos de IFT es similar al efecto tensoactivos. Con menos rigor, podemos decir que solo polímero reduce K_{rw} , Y la IFT solo la reduce un tensoactivo.

- **Emulsión en la inyección de ASP.** el tipo de emulsión depende de los tipos de productos químicos utilizados y sus concentraciones, el agua y las propiedades del aceite. También depende de la relación agua / aceite (WOR). Generalmente, se

⁵¹ SHENG, J. A, Op., Cit, p. 522

forman emulsiones W / O a baja WOR. A medida que el corte de agua en emulsiones aumenta, el tipo W / O será transferido al tipo O / W. En otras palabras, cuando un volumen de fase es mucho más grande, esta fase será continua. Por lo tanto, la relación agua / aceite puede cambiar Tipo de emulsión.⁵²

2.4 GENERALIDADES DEL BIOSURFACTANTE

Los biosurfactantes son moléculas anfífilas producidas por microorganismos que tienden a reducir la tensión superficial e interfacial de las soluciones, así como, a formar emulsiones.

Los biosurfactantes son producidos por bacterias, hongos y levaduras durante su crecimiento en una gran variedad de sustratos, lo cual genera productos con características bioquímicas y estructurales diversas. Dicho compuesto puede permanecer adherido a la superficie celular del microorganismo, o bien, ser expulsado al medio de cultivo.

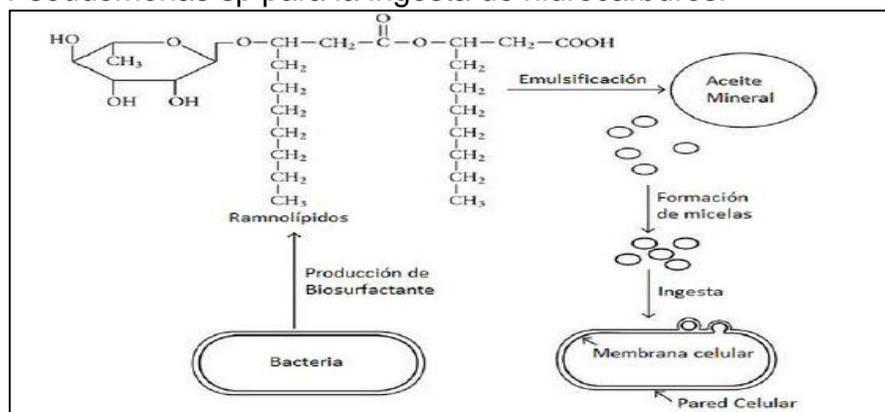
Los surfactantes de origen biológico tienen varias ventajas sobre sus contrapartes sintéticas: son biodegradables y no se acumulan en el ambiente, tienen bajo nivel de toxicidad y lo más importante es que presentan propiedades físicas y químicas (temperatura, capacidad emulsificante, tolerancia al pH y fuerza iónica) superiores a las de los surfactantes sintéticos. Los biosurfactantes forman parte de las estrategias de sobrevivencia de los microorganismos, pues intervienen en el desarrollo celular, forman biopelículas, y les permiten sobrevivir en condiciones adversas⁵³.

Los microorganismos utilizan compuestos orgánicos como fuente de carbono y energía para su crecimiento tal y como se observa en la **Figura 22**.

⁵² Ibid. p. 527

⁵³CORTÉS CAMARGO y BARRAGAN HUERTA, Op., cit., p.2.

Figura 22. Uso del biosurfactante (Ramnolípido) producido por *Pseudomonas* sp para la ingesta de hidrocarburos.



Fuente: CAMARGO CORTES, Stefania. BARRAGAN HUERTAS, Blanca. Producción de biosurfactantes por microorganismos halófilos. Revista sistemas ambientales. México, DF. 2014, p.2.

2.4.1 Clasificación de los biosurfactantes. La clasificación de los biosurfactantes está en función de su estructura y peso molecular de esta manera encontramos los de bajo peso molecular como: glucolípidos, lipopéptidos, lípidos polioles, fosfolípidos, ácidos grasos y sulfonilípidos que tienden a disminuir la tensión superficial e interfacial; y los de alto peso molecular que son moléculas poliméricas anfipáticas representadas por: polisacáridos, proteínas, lipoproteínas y lipopolisacáridos que estabilizan las emulsiones, pero que no presentan una reducción significativa de tensión superficial e interfacial del líquido en que se encuentran.

2.4.1.1 Clasificación de acuerdo con su naturaleza química. A continuación, se muestran los biosurfactantes de acuerdo con su naturaleza química.

➤ **Lípidos.** Se utilizan para denotar un grupo químicamente heterogéneo de sustancias que son insolubles en agua, pero solubles en disolventes como cloroformo, hidrocarburos o alcoholes. Los lípidos se clasifican en tres grupos principales: Lípidos simples, los cuales incluyen grasas saturadas, aceites insaturados y en su molécula solo poseen carbono, hidrógeno y oxígeno. Los lípidos complejos son los fosfolípidos o fosfoglicéridos, de estructura similar a las grasas, pero conteniendo fósforo y nitrógeno. Los lípidos derivados incluyen los lípidos como los esteroides, carotenoides, prostablandinas y vitaminas liposolubles⁵⁴.

➤ **Hidratos de carbono.** Son aldehídos o cetonas con múltiples grupos hidroxilo. Constituyen la mayor parte de la materia orgánica de la tierra debido a sus

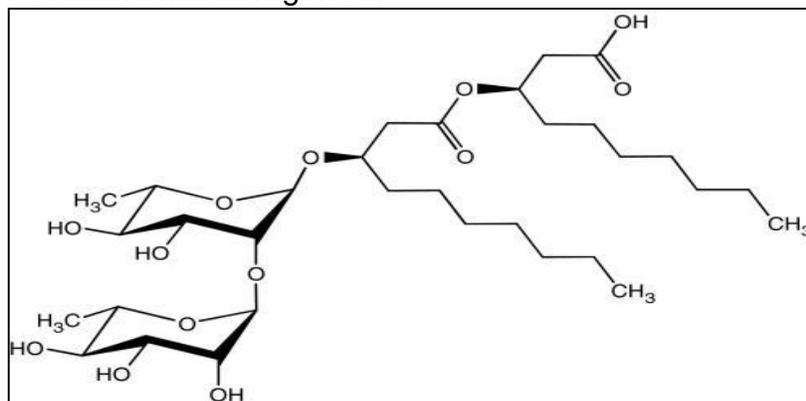
⁵⁴ Op., cit., p.28.

funciones importantes en todas las formas de vida. Los carbohidratos sirven como almacén de energía, combustible y metabolitos intermediarios. Los azúcares como la ribosa y la desoxirribosa forman parte del ARN y DNA. Carbohidratos como los polisacáridos son elementos estructurales en las paredes celulares de bacterias y plantas. Los carbohidratos se constituyen a base de monosacáridos, moléculas pequeñas que contienen de tres a nueve átomos de carbono y varían en tamaño y en la configuración estereoquímica de uno o más centros asimétricos⁵⁵.

➤ **Aminoácidos.** Son moléculas que poseen un grupo amino $-NH_2$ y un grupo carboxilo $-COOH$ unidos al mismo átomo de carbono. Los aminoácidos se encuentran habitualmente en las proteínas. Los aminoácidos se diferencian entre sí por el grupo R. Las características estructurales y químicas de los grupos R son las que le adjudican diferentes propiedades a cada uno de los aminoácidos y, por lo tanto, determinan su función dentro de una proteína ya constituida.

➤ **Glucolípidos.** Son componentes importantes de las membranas celulares los cuales están unidos a lípidos en el exterior de la membrana plasmática y en el interior de algunos organelos. Consisten en sacáridos como la glucosa, manosa, galactosa, ácido glucurónico, ramnosa y sulfato de galactosa combinados con una cadena alifática o ácidos hidroxialifáticos. Los glucolípidos más conocidos son los ramnolípidos, trehalípidos y soforolípidos (Ver **Figura 23**).

Figura 23. Estructura química de un Rhamnólípido producido por *Pseudomonas aeruginosa*.



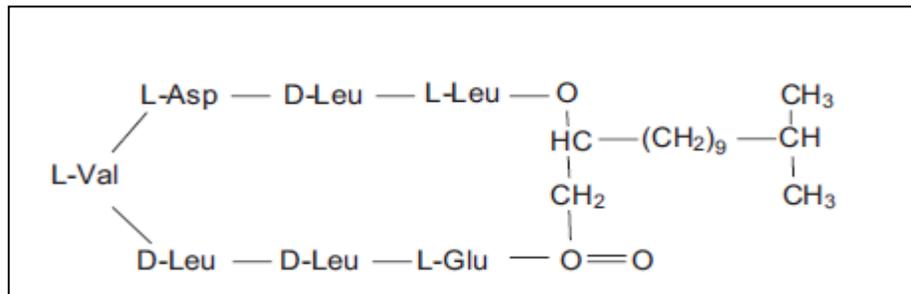
Fuente: MARTÍNEZ AGUILAR, Maricelly. Obtención de un biosurfactante para el recobro mejorado de petróleo. Universidad de Medellín de Colombia. Facultad de Minas y Energías 2014, p.29.

➤ **Lilopéptido.** Son moléculas que consisten en una porción de ácido graso unido a una cadena de péptidos. Los lipopéptidos exhiben diversas actividades biológicas como: actividad superficial, anti-celulares, anti-enzimática. Los géneros

⁵⁵Ibid., p.28.

bacterianos Bacillus (Gram positiva) (Ver **Figura 24**) y Pseudomonas (Gram Negativa) han recibido la mayor atención debido a que producen una amplia gama de Lipopéptidos, los cuales son eficaces para diversas industrias como la industria petrolera, química, farmacéutica, entre otros.

Figura 24. Estructura química de la surfactina producida por Bacillus Subtilis



Fuente: MARTINEZ AGUILAR, Maricelly .Obtención de un biosurfactante para el recobro mejorado de petróleo. Universidad de Medellín de Colombia. Facultad de Minas y Energías 2014, p.30.

2.4.1.2 Clasificación de acuerdo con su peso molecular.

- **Alto peso molecular (5000 a 10000 ppm).** Son compuestos extracelulares como los lipopolisacáridos, proteínas, lipoproteínas, polisacáridos o sus mezclas. Estos biosurfactantes no tienen una buena disminución de la tensión superficial entre las fases, pero son buenos emulsionantes.
- **Bajo peso molecular (<5000 ppm).** Son generalmente lipopéptidos, glucolípidos como el rhamnolípido producido por las especies de Pseudomonas, aminoácidos modificados y ácidos grasos. La función de estos compuestos es la disminución de la tensión superficial.

A continuación, en la **Cuadro 5** se observa la clasificación de los biosurfactantes según su peso molecular y el microorganismo que los produce.

Cuadro 5. Clasificación de los biosurfactantes de acuerdo a su peso y microorganismo que los produce

Clase	Biosurfactante		Microorganismo			
Bajo peso molecular	Glicolípidos	Ramnolípidos (400-700 Da)	Pseudomonas aeruginosa Serratia rubidea			
		Lípidos trehalosa (800-3000 Da)	Arthrobacter paraffineus Corynebacterium spp. Rhodococcus: erythropolis. Mycobacterium spp.			
			Nocardia sp.			
			Lípidos de manosil-eritritol (577-745 Da)	Candida antártica		
			Soforolípidos (460-705 Da)	Candida bombicola Candida apícola Candida lipolytica Candida bogoriensis		
		Lilopéptidos (1000-1500 Da)		Surfactina/iturina/fengicina	Bacillus subtilis	
				Viscosina	Pseudomonas fluorescens	
			Serrawetina	Serratia marcescens		
			Lichenisina	Bacillus licheniformis		
		Lípidos polioles	*	Rhodotorula glutinis Rhodotorula graminus		
	Fosfolípidos	*	Acinetobacter sp.			
	Ácidos grasos	*	Corynebacterium lepus Arthrobacter paraffineus Penicillium spiculisporum Talaromyces trachyspermus Nocardia erythropolis Capnocytophaga sp.			
			Sulfonilípidos	*	Corynebacterium alkanolyticum	
			Alto peso molecular	Surfactantes poliméricos (5X104-1X106 Da)	Alasan	Acinetobacter radioresistens
					Emulsan	Acinetobacter calcoaceticus
Liposan	Candida lipolytica					
Lipoproteínas de manano	Candida tropicalis					
Exopolisacáridos (EPS's)	Halomonas ventosae cepas A112t Y A116					
	Vesículas	Acinetobacter calcoaceticus				
Células microbianas enteras	Cyanobacteria					
Biosurfactantes Particulados		Pseudomonas margi+C34+A2+A1:D35				

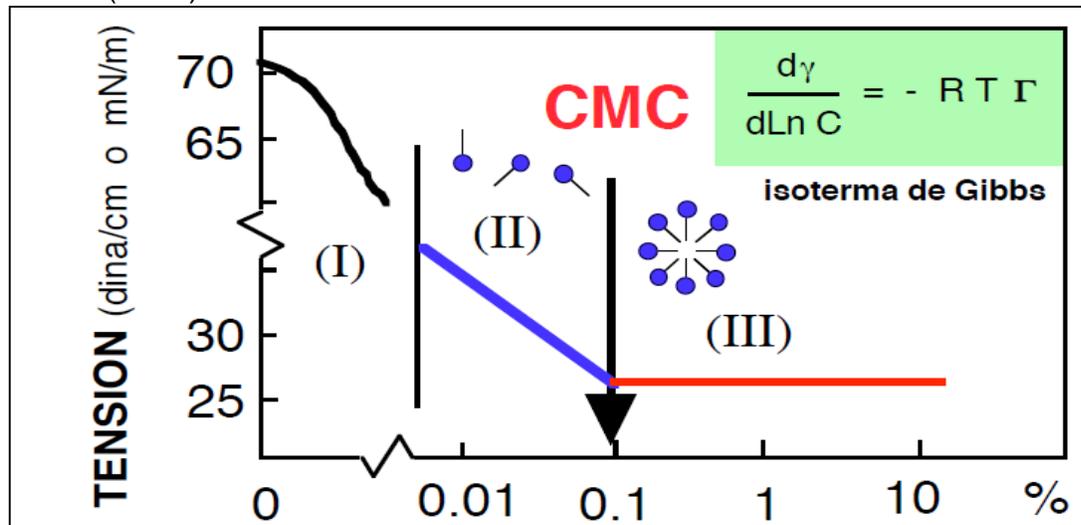
Fuente: CAMARGO CORTES, Stefania. BARRAGAN HUERTAS, Blanca. Producción de biosurfactantes por microorganismos halófilos. Revista sistemas ambientales. México, DF. 2014, p.4; modificado por los autores.

2.4.2 Propiedades de los surfactantes y biosurfactantes. A continuación, se muestran las propiedades de los surfactantes convencionales y biosurfactantes.

2.4.2.1 Concentración micelar crítica (CMC): Para determinar la concentración crítica micelar se halla la tensión superficial variando la concentración de surfactante. La concentración crítica micelar indica cual es la concentración mínima a la cual aparecen las primeras micelas.⁵⁶

En la **Figura 25** se muestra la representación gráfica de la concentración crítica micelar donde partir de cierto valor, la superficie está ocupada por una capa monomolecular de surfactante, y la tensión interfacial decrece linealmente con el logaritmo de la concentración; según la isoterma de Gibbs, esto indica que la concentración superficial permanece constante. En esta segunda zona (II) la superficie es por lo tanto saturada y las moléculas de surfactante que se añaden deben solubilizarse en la fase acuosa, lo que es poco favorable desde el punto de vista energético, por la presencia del grupo no-polar.

Figura 25. IFT vs concentración para determinar la Concentración Micelar Crítica (CMC)



Fuente: MUKERJEE, Pasupati. MYSELS, Karol J. Critical Micelle concentrations of aqueous surfactant systems. University of Wisconsin. Madison: Wisconsin. 1971.

A partir de cierta concentración, las interacciones hidrófobas entre moléculas de surfactantes se tornan suficientemente importantes respecto a las interacciones hidrofílicas surfactante/agua para que se forme espontáneamente una asociación. En medio acuoso las micelas pueden agrupar varias decenas y aún algunos

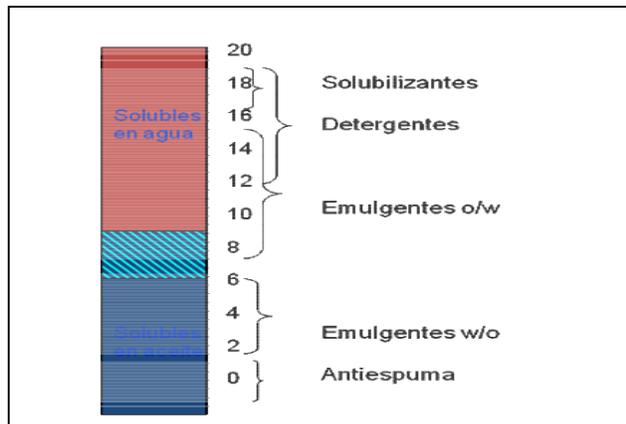
⁵⁶ MUKERJEE, Pasupati. MYSELS, Karol J. Critical Micelle concentrations of aqueous surfactant systems. University of Wisconsin. Madison: Wisconsin. 1971. p2.

centenares de moléculas; la dimensión y la geometría de estos conglomerados dependen esencialmente de la estructura del surfactante y del ambiente físico-químico.⁵⁷

La concentración micelar crítica, que se refiere a la zona de aparición de las primeras micelas, corresponde a la transición entre las zonas II y III de la **Figura 25**.

2.4.2.2 Balance hidropofílico –lipofílico (HLB). El balance hidropofílico –lipofílico (HBL), es la porción definida entre su parte polar y no-polar, de esta forma se define la solubilidad de la molécula en las dos fases de la emulsión, acuosa y aceitosa. El HLB se mide en una escala de 0 a 20; surfactantes con un bajo HLB (Entre 0 y 9), se consideran más solubles en agua, mientras que aquellos con valores altos de esta medida son solubles en la fase oleosa (Entre 9 y 20). La **Figura 26** muestra la clasificación de los diferentes compuestos tensoactivos en la escala de HLB, donde emulgentes o/w (aceita/agua), son aquellos surfactantes que forman emulsiones de agua en aceite⁵⁸.

Figura 26. Escala HLB para compuestos tensoactivo



Fuente: CLAVIJO LÓPEZ, Viviana; VIVES FLÓREZ, Martha Josefina. Producción de ramnolípidos por cepas nativas de pseudomonas aeruginosa y Pseudomonas putida a partir de desechos industriales. Tesis Microbiólogo. Universidad de los Andes. Colombia: Bogotá. 2008, p.15.

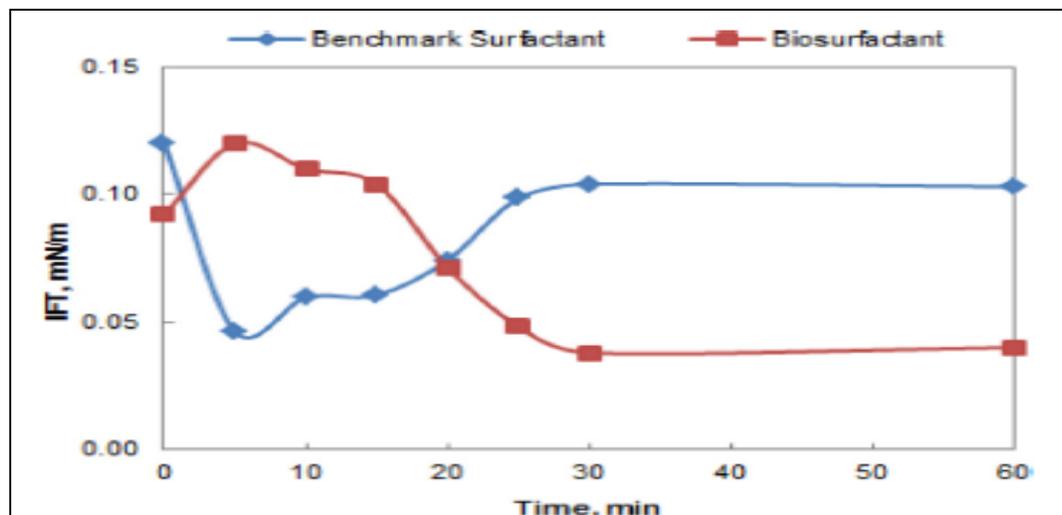
⁵⁷ SALAGER, Jean Louis .Surfactantes en solución acuosa. Universidad de los Andes. Venezuela: Mérida .1993.p2.

⁵⁸CLAVIJO LÓPEZ, Viviana; VIVES FLÓREZ, Martha Josefina. Producción de ramnolípidos por cepas nativas de pseudomonas aeruginosa y Pseudomonas putida a partir de desechos industriales. Tesis, Microbiólogo. Universidad de los Andes. Colombia: Bogotá .2008, p.15.

2.4.3 Estudios experimentales relacionados con la implementación de un biosurfactante. A continuación, se mencionan una serie de estudios realizados acerca del biosurfactante y sus resultados tanto en campo como en laboratorio, que han demostrado su efectividad y en algunos casos su preferencia con respecto al álcali o al surfactante convencional.

2.4.3.1 Comparación entre un surfactante convencional (surfobetaine) y el biosurfactante (S-021206). A. Luque Alanis ,A. M. AlSofi y J. Wang trabajaron en el 2015 con una muestra de crudo obtenida de un cabezal de pozo en Arabia Saudita de 30° API, un Biosurfactante (S-021206) obtenido de BASF el cual fue comparado con un Surfactante (S-121344) tipo Betaine (Surfobetaine), Con núcleos obtenidos de un yacimiento carbonatado se realizaron diferentes pruebas (a una concentración del 0.2% en peso) se determinó que el biosurfactante es químicamente compatible con la salmuera, y presenta alta disminución de la tensión interfacial hasta de 10^{-2} Mn/m en condiciones de altas temperaturas y salinidad ; se observa en la **Figura 27** .

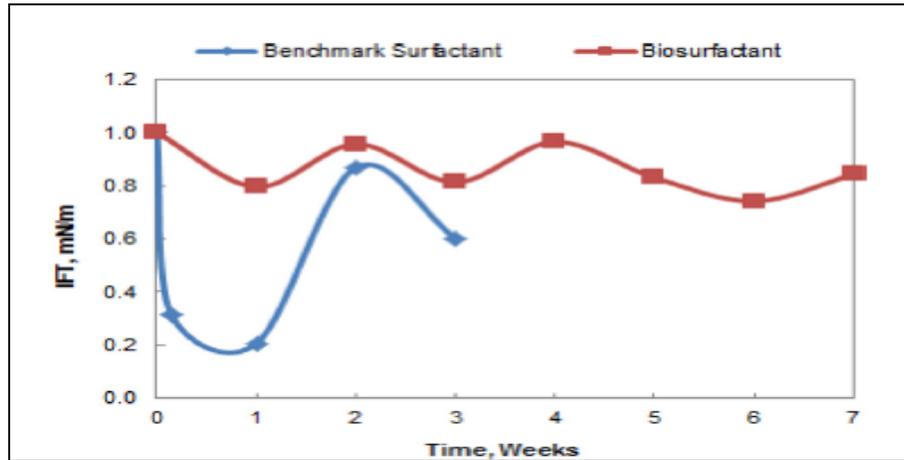
Figura 27. IFT entre el crudo y 0.2% wt de soluciones del surfactante a 90°



Fuente: ALANIS, Luque. ALSOFI. WANG, J. Toward an alternative bio based sp flooding technology Biosurfactant Evaluation. 174621-ms.SPE.2015. Saudi Aramco, p.6.

Además, al compararlo con el surfactante convencional su estabilidad a largo plazo no se ve tan afectada como en el surfactante convencional, como se observa en la **Figura 28**.

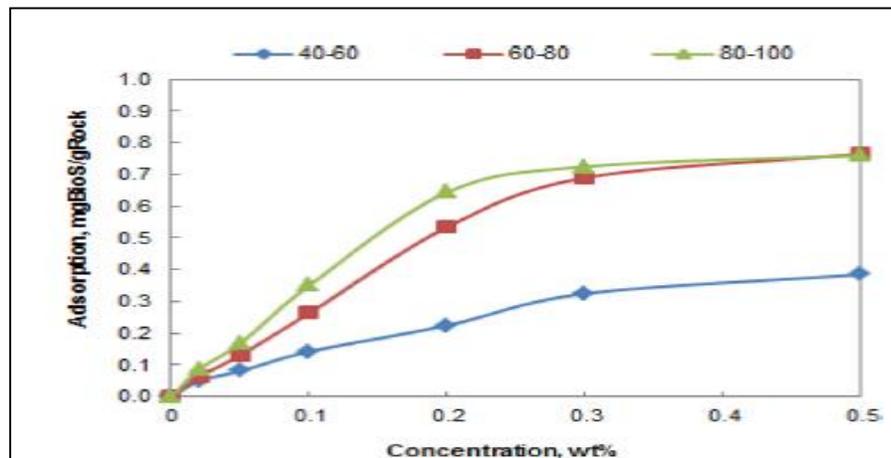
Figura 28. Estabilidad a largo plazo del biosurfactante



Fuente: ALANIS, Luque. ALSOFI. WANG, J. Toward an alternative bio based sp flooding technology Biosurfactant Evaluation. 174621-ms.SPE. .2015. SaudiAramco.p6.

Los resultados del biosurfactante indicaron una baja adsorción estática y un aumento de la recuperación del OOIP del 6.5% como se puede observar en la **Figura 29** que se presentó un promedio de adsorción por parte de la roca de 0.631 mg/g a diferentes dimensiones de malla.

Figura 29. Adsorción del biosurfactante a diferentes dimensiones de malla



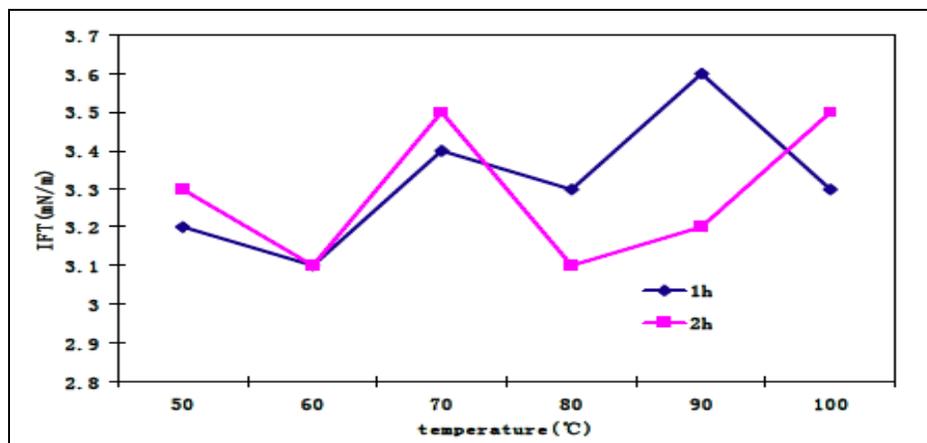
Fuente: ALANIS, Luque. ALSOFI. WANG, J. Toward an alternative bio based sp flooding technology Biosurfactant Evaluation. 174621-ms. SPE. .2015. Saudi Aramco .p 7.

Este biosurfactante ofrece menos toxicidad y alta biodegradabilidad, por lo tanto es más amigable con el medio ambiente. Los resultados obtenidos de las pruebas realizadas al biosurfactante, son bastante alentadores e indican un gran potencial para una nueva generación de EOR. Pese a que el aumento de la recuperación del

OOIP con este biosurfactante es del 6.5%, si es mezclado con polímeros, podría aumentar la recuperación a un 17% el OOIP.⁵⁹

2.4.3.2 Biosurfactante: Surfactin. Mohd, Abdul y Aidil en el 2013 presentaron un nuevo biosurfactante llamado Surfactin, el cual es producido a partir de la bacteria *Bacillus Subtilis*, y que puede ser extraída a través de la fermentación de aceite de palma. Este biosurfactante, es capaz de disminuir la tensión superficial de 75 mN/m hasta 25 mN/m y la tensión interfacial, de 40 mN/m hasta valores menores a 1 mN/m. También, brinda la posibilidad de reducir los costos de producción entre un 30 y 50%. El biosurfactante como método EOR es bastante satisfactorio, y también es de gran ayuda en derrames de crudo, transporte de crudo e incluso lavado de tanques de almacenamiento. También Dawei Wang y Yongjian Liu, 2009 utilizaron como biosurfactante el Surfactin en el campo Daqing en China. Uno de los parámetros a destacar de este biosurfactante, es la resistencia a altas temperaturas (Hasta 212 °F) como se observa en la **Figura 30**.

Figura 30. La influencia de la temperatura para la tensión interfacial de una solución Lilopéptido



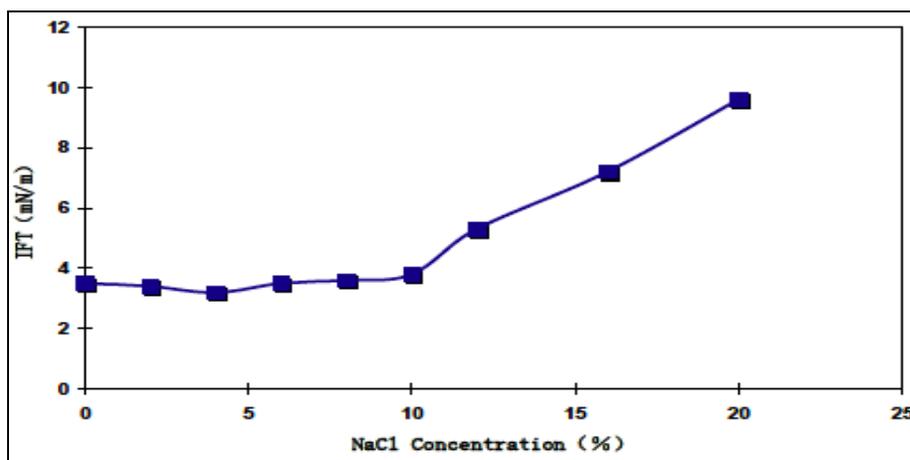
Fuente: DAWEI, Wang. YUGUANG, Zhang. YONGJIAN, Liu. CHUNLEI, Hao. MENGHUA, Guo. (2009). The application of Surfactin Biosurfactant as surfactant coupler in asp Flooding in Daqing oil field. 119666-MS. Spe.p3.

Otro aspecto a resaltar, es que la tensión interfacial no presenta un impacto negativo con respecto a la salinidad (Ver **Figura 31**)⁶⁰.

⁵⁹ALANIS, Luque. ALSOFI. WANG, J. (2015). Toward an alternative biobased sp flooding technology Biosurfactant Evaluation. 174621-ms.SPE. Saudi Aramco.

⁶⁰DAWEI, Wang. YUGUANG, Zhang. YONGJIAN, Liu. CHUNLEI, Hao. MENGHUA, Guo. (2009). The application of Surfactin Biosurfactant as surfactant coupler in asp Flooding in Daqing oil field. 119666-MS. SPE.

Figura 31. Influencia del NaCl (%) con respecto a la IFT (mN/m)

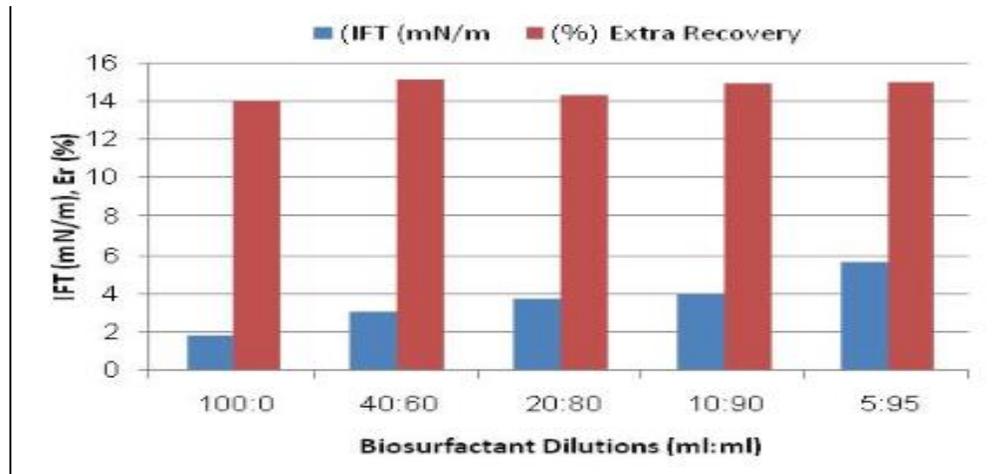


Fuente: DAWEI, Wang. YUGUANG, Zhang. YONGIJIAN, Liu. CHUNLEI, Hao. MENGHUA, Guo. (2009). The application of Surfactin Biosurfactant as surfactant coupler in asp Flooding in Daqing oil field. 119666-MS. Spe.p.3.

2.4.3.3 Biosurfactante lilopeptido. En el 2014 se realizó un estudio de un biosurfactante lilopeptido producido por *Bacillus Subtilis* W19 en el campo Omaní para la recuperación del petróleo residual a reducidas concentraciones. El biosurfactante reduce la tensión interfacial de 20.9 mN/m hasta 1.85 mN/m y también altera la mojabilidad por una más neutral, el biosurfactante es estable en un rango de temperaturas. La mínima concentración de biosurfactante es determinada a través pruebas de desplazamiento de núcleos usando arenisca Beréa de 200-300 mD con porosidad del 22%. Los fluidos usados tienen una gravedad API de 32° estos datos fueron obtenidos del campo de Omaní el cual tiene una temperatura promedio de 60°C. Con las pruebas en laboratorio se observó una saturación de agua inicial (S_{wi}) de 38.5% y una saturación de petróleo inicial S_{oi} de 61.5%; luego de la inyección de agua se obtuvo un recobro del 47.4 % y una saturación de petróleo residual (S_{or}) del 32.3%. Finalmente, al agregar 5 soluciones diferentes de biosurfactantes a diferentes diluciones. Todas las soluciones resultaron en promedio un 15% de recobro extra debido a la reducción de la IFT como se observa en la **Figura 32** ⁶¹.

⁶¹M.Souayeh;Y Al-Wahaíbi; S.Al-Bahry; A.Elshalfie; A.Al-Bemani; S.Joshi;A.Al-Hashmi;SultanQuaboos, Microbial Enhanced Oil Recovery at High Salinities using biosurfactant at lower concentrations. 169676-MS. SPE.p4

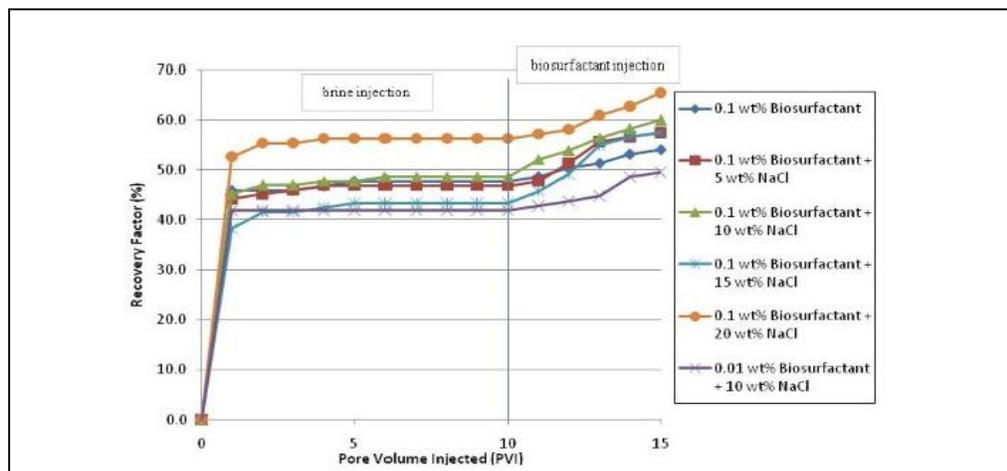
Figura 32. Recobro extra y la IFT de un biosurfactante preparado a diferentes concentraciones



Fuente: M.Souayeh, Y Al-Wahaibi; S.Al-Bahry; A.Elshalfie; A.Al-Bemani; S.Joshi; A.Al-Hashmi; Sultan Quaboos, Microbial Enhanced Oil Recovery at High Salinities using biosurfactant at lower concentrations. 169676-MS.SPE.p.4.

Además, con el biosurfactante no se observaron cambios significativos en la IFT con respecto a la salinidad. Los resultados arrojaron que el biosurfactante puede mantener un recobro del 20% a concentraciones de 20% de (w/v) de NaCl. (Ver **Figura 33**).

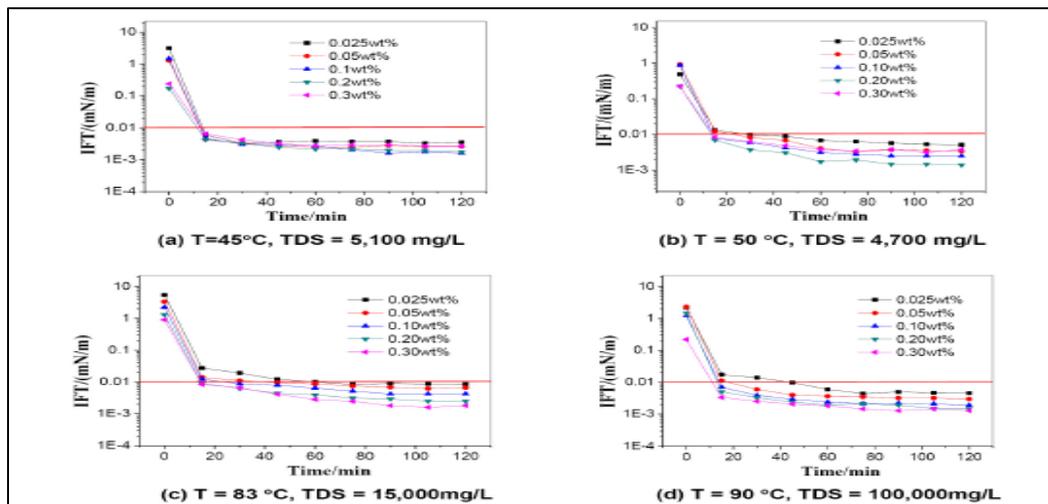
Figura 33. Factor de recobro a partir de la implementación de un biosurfactante a diferentes concentraciones de NaCl



Fuente: M. Souayeh, Y Al-Wahabí, S.Al-Bahry, A.Elshalfie, A.Al-Bemani, S.Joshi, A.Al-Hashmi; Sultan Quaboos. Microbial Enhanced Oil Recovery at High Salinities using biosurfactant at lower concentrations. 169676-MS. SPE.p.4.

2.4.3.4 Biosurfactante como Tecnología Verde. Fan Zhang⁶² en el año 2015 destacó los problemas presentados con el álcali entre ellos la dificultad de escalamiento y los problemas de emulsificación al momento de realizar un levantamiento de fluidos. Así que propuso el método surfactante-polímero (SP) libre de álcali visto como una tecnología verde por el uso de ácido graso como materia prima económica, el biosurfactante (Betaine, DODECYL, Lauryl), según las pruebas de laboratorio EOR (Green technology) en China (Daqing) dan a conocer la recuperación con la inyección de agua del OOIP alcanza hasta un 76%, reduciendo la IFT, los costos y daño ambiental. Además, es aplicable para altas temperaturas y salinidades. Estas pruebas aplicadas con ayuda del biosurfactante fueron capaces de mantenerse por 120 días. El autor referencia a Uwari Felix (2015), que indicó que este tipo de biosurfactante puede ser inyectado con un tipo de polímero, el cual generara mayor viscosidad, es decir, un mayor arrastre para el fluido y una mejoría en proceso de recobro (Ver **Figura 34**).

Figura 34. Resultados de la tensión interfacial a diferentes condiciones de reservorio



Fuente: FAN, Zhang. QUN, Zhang. ZHAOHUI, Zhou. Development of noel surfactant for alkali-free surfactant/polymer combination flooding Green Technology. 2015. p3.

2.4.3.5 Diferentes esquemas de inyección (SP) con un surfactante constituido a partir de materias primas y polímero. Uwari Felix en el 2015, implementó diferentes esquemas de inyección de SP utilizando como biosurfactante sodio Dodecyl. Esquema 1: Después de generar la inyección de agua, se va inyectar sulfato de sodio Docedyl, seguido de una goma arábica. Esquema 2: Se mezcla la goma arábica con Sodio Dodecyl inyectándolo después de la inyección de agua. Esquema 3: El primer núcleo es mojado con sulfato de sodio Dodecyl dejándolo 24

⁶²FAN, Zhang. QUN, Zhang. ZHAOHUI, Zhou. Development of noel surfactant for alkali-free surfactant/polymer combination flooding Green Technology. 2015. SPE- 174581-MS.

horas y luego se inyecta goma arábica. Los esquemas se encuentran resumidos en la **Tabla 5**.

Tabla 5. Esquemas de eficiencia con la inyección SP

Esquema 1	Esquema 2	Esquema 3
Se recuperó 35.83% mejorando la eficiencia de desplazamiento en un 25%	Se recuperó 42.08% con una eficiencia de desplazamiento 66.12%	Se recuperó 38.87% con un desplazamiento de 64.4%

El mejor resultado obtenido fue el del esquema 2, se produjo un mejor resultado mezclando la goma arábica con sulfato Dodecyl generando una mayor viscosidad, y así un mejor desplazamiento. La empresa Nigerian Petroleum y la universidad de Benin, demuestran el incremento de la recuperación 36.36% del OOIP con la inyección de agua y con inyección de ASP un 42.08%, sirviendo este tipo de biosurfactante para crudo pesado y crudo liviano. Inyectando en campo de crudo pesado una tasa de 0.3 wt% de Dodecyl, goma arábica 15 wt%, reduciendo la IFT y aumentando el OOIP⁶³.

2.4.4 Criterios de implementación. Según los estudios nombrados anteriormente, la implementación efectiva de un biosurfactante se realizó teniendo en cuenta los parámetros mencionados en la **Tabla 6**.

Tabla 6. Screening de la inyección de Biosurfactante

°API	Viscosidad (Cp)	So (frac)	K (md)	Ty (°F)	Salinidad (mg/l)	Iones divalentes (ppm)	Proceso	Tipo de biosurfactante	Autores	Fecha
-	13.38	0.7	910-945	122-212	1200	10000 Ca+ y Mg++	Biosurfactante en ASP	Surfactante producido por Bacillus Subtilis	WANG, D. et al.	2009
32.08	15.96	0.3805-0.615	200-300	140	<20000	Na+ 25083 Ca+3778 Mg+2 878 Fe+2 45 Cl- 47727 SO4-2 247 HCO3- 79	-	Lilopeptido producido por Bacillus Subtilis W19	SOUAYEH, M et al	2014
-	-	0.76	-	Baja: 113 Alta: 194	100.000	-	Biosurfactante con polímero	Betaine, Dodecyl Lauryl	ZAN, Fan et al	2015
-	22.2	0.18	104.3-485.9	73.4-203	165546	-	Biosurfactante con polímero	Biosurfactante (S-021206)	PA, ALANIS et al	2015

⁶³UWARI, Felix. OLUWASEUMTAIWO, Ayodele. OLAFUYI, Olalekan. Surfactant-Polymer Flooding Schemes (A Comparative Analysis).2015. SPE.2118/178367-MS.

3. DESCRIPCIÓN DEL MODELO CONCEPTUAL DE SIMULACIÓN DEL CAMPO YARIGUÍ-CANTAGALLO

Para el siguiente capítulo es importante analizar, interpretar y describir el comportamiento de los fluidos, el modelo conceptual del campo y las características de los fluidos del yacimiento obteniendo una serie de resultados que permiten determinar la viabilidad técnica de la inyección ASP con biosurfactante como herramienta de recobro mejorado para el Campo Yariguí Cantagallo.

3.1 DESCRIPCIÓN DEL MODELO ESTÁTICO

La malla (*Grid*) está compuesta de 591,030 celdas, 2970 vistas de los bloques y 2970 vistas de las caras exteriores. Estas celdas están distribuidas en ejes X, Y, Z. En X: 30 celdas, en Y: 90 celdas y en Z: 199 celdas como se puede observar en la **Figura 35**, evidenciando también las dimensiones para cada eje para el eje X 164 ft, para el eje Y: 157 ft y para el eje Z: 23 ft. En la **Tabla 7** se presentan datos importantes del *Grid* de simulación. Cabe resaltar que el trabajo realizado fue a partir del modelo estático el cual está representado por un sector del Campo, denominado CEOR_PATT_2016.

Figura 35. Grid 3D de simulación para el Campo Yariguí Cantagallo

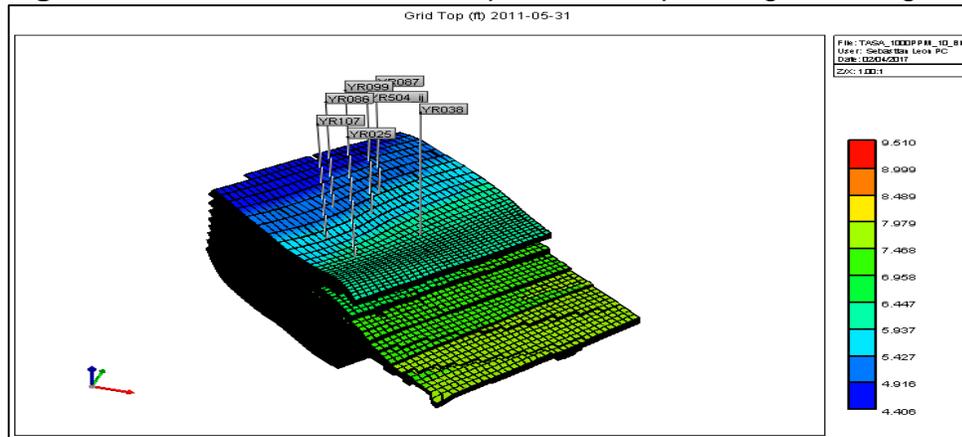
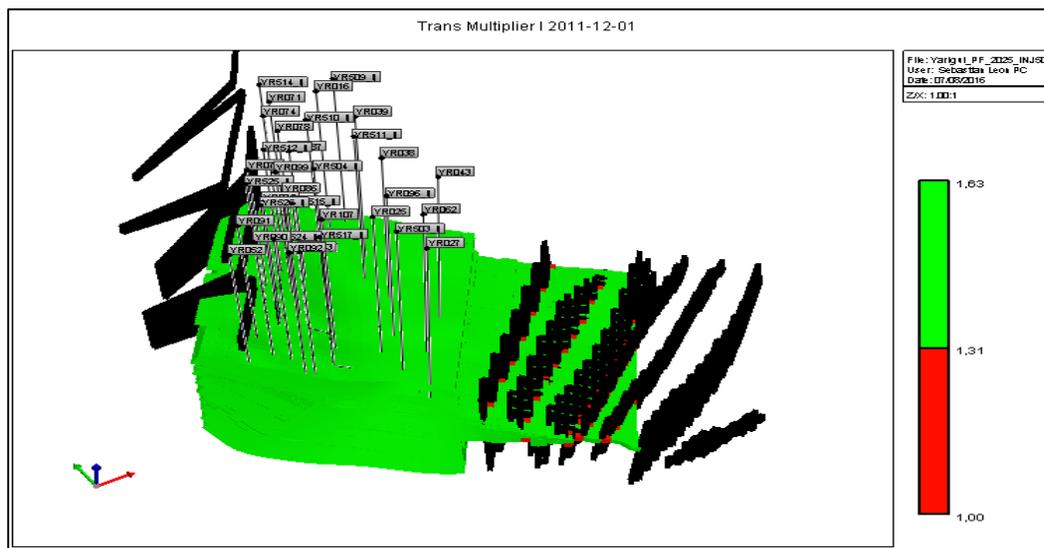


Tabla 7. Datos del Grid de simulación Yariguí Cantagallo

Numero de bloques	591030
División de bloques	X:30 Y:90 Z: 199
Bloques activos	155281
Bloques nulos	286217
Bloques deformados	149532
Volumen total del bloque	9.293498e+10 Ft3

En la **Figura 36** se observaron 8 fallas donde solo 6 tocan el modelo para el proceso de simulación.

Figura 36. Fallas en el modelo 3D Campo Yariguí Cantagallo



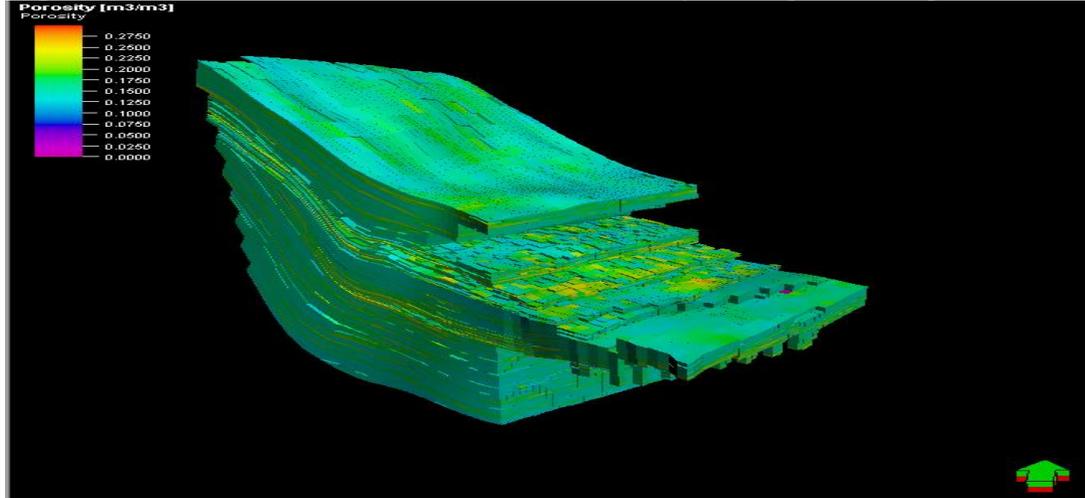
3.2 DESCRIPCIÓN DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS MÁS IMPORTANTES DEL MODELO CONCEPTUAL DEL CAMPO YARIGUÍ-CANTAGALLO

Para esta sección se verifica y se muestra el análisis realizado por Harold Andrés Cuesta y Carlos Alberto Garrido en su proyecto de grado “Estudio de la implementación de esquemas de inyección de baches surfactante/polímero para el Campo Yariguí Cantagallo”, correspondiente a las propiedades petrofísicas del Campo Yariguí Cantagallo.

3.2.1 Distribución de porosidad del Campo Yariguí-Cantagallo. En la **Figura 37** se muestra el modelo de porosidad del Campo Yariguí-Cantagallo. Aldana y Gutierrez⁶⁴ mediante el modelo de simulación, determinaron un valor de porosidad máximo del 28.55%, un mínimo de 0% y un promedio del 16.6%.

⁶⁴ ALDANA CUESTA, Harold Andrés y GUTIÉRRES GARRIDO, Carlos Alberto. Estudio de la implementación de esquemas adecuados de inyección de baches surfactante/polímero para el campo Yariguí-Cantagallo operado por Ecopetrol s.a. mediante simulación numérica. Fundación Universidad de América. Bogotá, D.C.2015, p.80

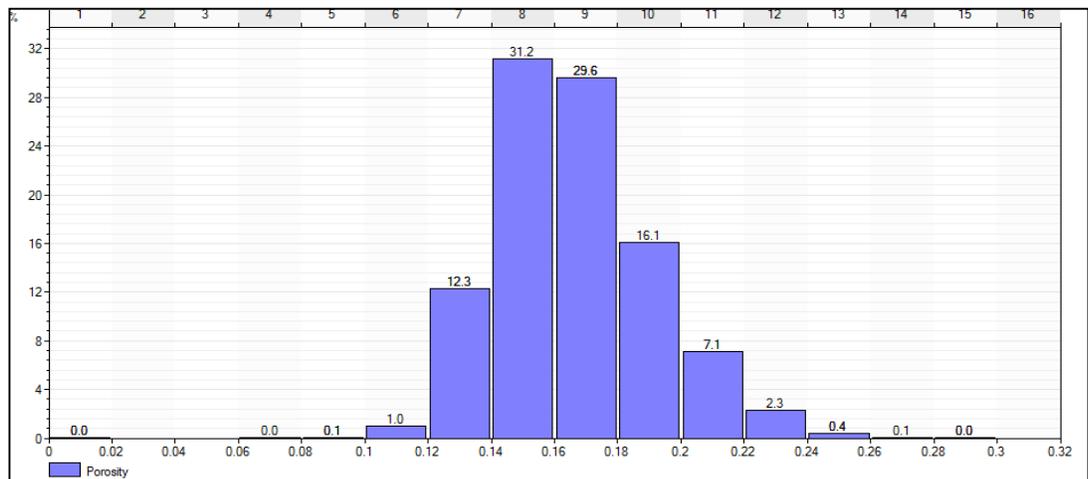
Figura 37. Distribución de Porosidad en el Campo Yariguí-Cantagallo



Fuente: ALDANA CUESTA, Harold Andrés y GUTIÉRREZ GARRIDO, Carlos Alberto. Estudio de la implementación de esquemas adecuados de inyección de baches surfactante/polímero para el campo Yariguí-Cantagallo operado por Ecopetrol s.a. mediante simulación numérica. Fundación Universidad de América. Bogotá, D.C.2015, p.80

En cuanto a la distribución estadística, mediante la **Gráfica 1** se visualizó una distribución gaussiana, es decir, una distribución de probabilidad de variable continua que describe los datos que se agrupan en torno a un valor central, asociada a valores de porosidad establecidos en un mismo orden de magnitud. Mediante la herramienta estadística, se observó que la porosidad promedio del yacimiento es de 16%.

Gráfica 1. Histograma de la porosidad



Fuente: ALDANA CUESTA, Harold Andrés y GUTIÉRREZ GARRIDO, Carlos Alberto. Estudio de la implementación de esquemas adecuados de inyección de baches surfactante/polímero para el campo Yariguí-Cantagallo operado por Ecopetrol s.a. mediante simulación numérica. Fundación Universidad de América. Bogotá, D.C.2015, p.68.

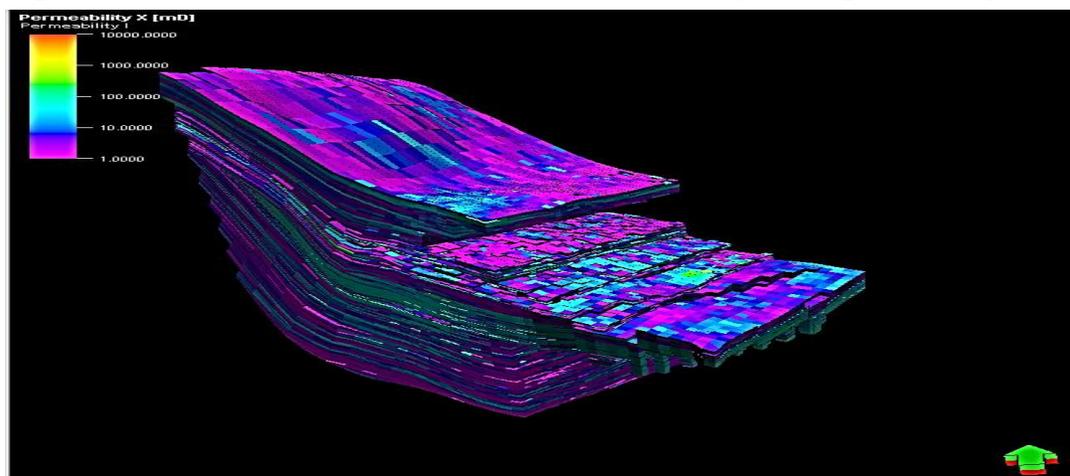
En la **Tabla 8** se pueden observar los valores estadísticos de la distribución de porosidad en el simulador.

Tabla 8. Estadísticas de la porosidad.

Ítem	Porosidad
Mínimo	0
Máximo	0.2855
No. Datos	155281
Promedio	0.166
Varianza	0.0006
Media Estándar	0.0246

3.2.2 Distribución de permeabilidad del Campo Yariguí-Cantagallo. El modelo de permeabilidad del Campo Yariguí Cantagallo se observa en la **Figura 38**. Según Aldana y Gutierrez⁶⁵ el yacimiento no tiene grandes contrastes de permeabilidad, facilitando la ejecución de procesos de recobro químico. En un rango de permeabilidades entren 0 a 20,000 mD.

Figura 38. Distribución de Permeabilidad en el Campo Yariguí-Cantagallo



Fuente: ALDANA CUESTA, Harold Andrés y GUTIÉRREZ GARRIDO, Carlos Alberto. Estudio de la implementación de esquemas adecuados de inyección de baches surfactante/polímero para el campo Yariguí-Cantagallo operado por Ecopetrol s.a. mediante simulación numérica. Fundación Universidad de América. Bogotá, D.C.2015, p.81

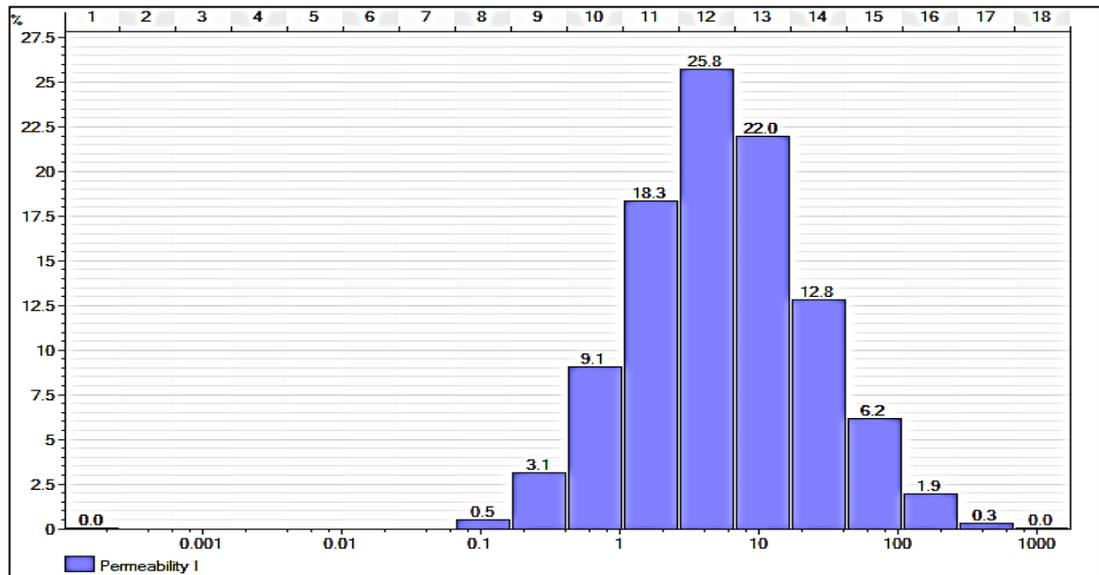
La distribución que se puede observar en la **Gráfica 2**, según Aldana y Gutiérrez⁶⁶ es una distribución logarítmica. Igualmente les fue posible deducir la alta frecuencia

⁶⁵ Ibid. p. 81

⁶⁶ Ibid.p.81

de bajos valores de permeabilidad, probablemente, asociados a un alto contenido carbonatos produciendo una disminución en el flujo de los granos que contiene poros. Según los datos se consideró una permeabilidad moderada.

Gráfica 2. Histograma de la permeabilidad



Fuente: ALDANA CUESTA, Harold Andrés y GUTIÉRREZ GARRIDO, Carlos Alberto. Estudio de la implementación de esquemas adecuados de inyección de baches surfactante/polímero para el campo Yariguí-Cantagallo operado por Ecopetrol s.a. mediante simulación numérica. Fundación Universidad de América. Bogotá, D.C.2015, p.81.

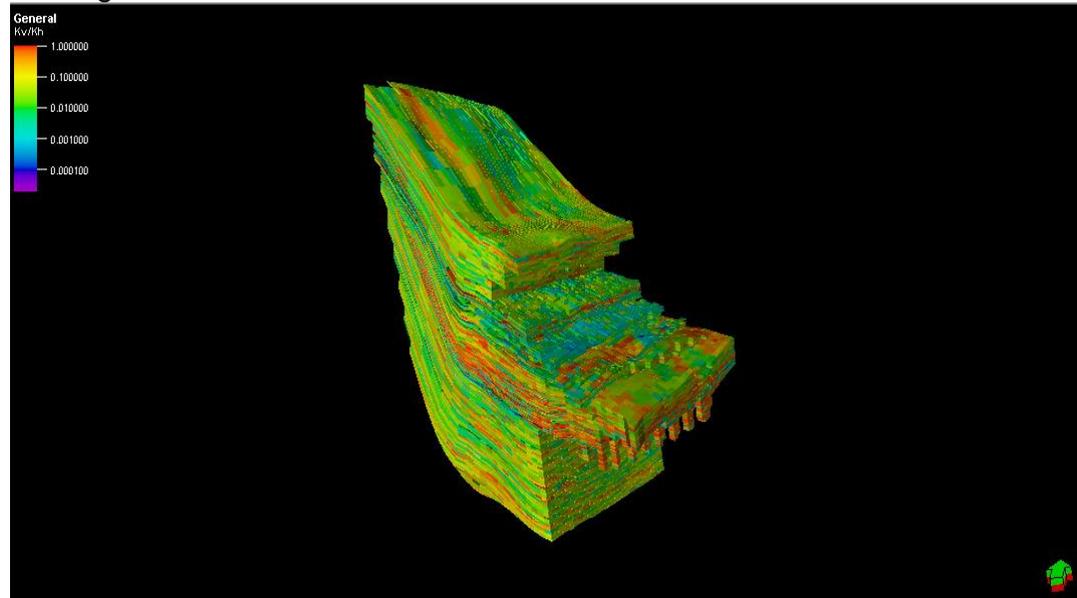
En la **Tabla 9** se puede observar, los diferentes valores estadísticos encontrados de la distribución de permeabilidad en el simulador.

Tabla 9. Estadísticas de la Permeabilidad

Ítem	Permeabilidad mD
Mínimo	0.0
Máximo	1543.98
No. Datos	155281
Promedio	22.71
Varianza	2340.9616
Media Estándar	48.3835

3.2.3 Distribución de la Relación Kv/Kh en el Campo Yariguí-Cantagallo. La **Figura 39** permite visualizar la distribución de la relación Kv/Kh, en el modelo de simulación del Campo Yariguí Cantagallo.

Figura 39. Distribución de la relación Kv/Kh en el Campo Yariguí-Cantagallo



Fuente: ALDANA CUESTA, Harold Andrés y GUTIÉRREZ GARRIDO, Carlos Alberto. Estudio de la implementación de esquemas adecuados de inyección de baches surfactante/polímero para el campo Yariguí-Cantagallo operado por Ecopetrol s.a. mediante simulación numérica. Fundación Universidad de América. Bogotá, D.C.2015, p.82

Según Aldana y Gutierrez⁶⁷ es posible observar una buena relación lo que optimizaría un desplazamiento uniforme a lo largo del medio poroso. El valor promedio permite evidenciar el alto contenido de arcillas en la formación. Se encontró que los valores máximo y mínimo muestran una condición anisotrópica es decir una variación de la permeabilidad con respecto a su dirección. Mostrados en la **Tabla 10**.

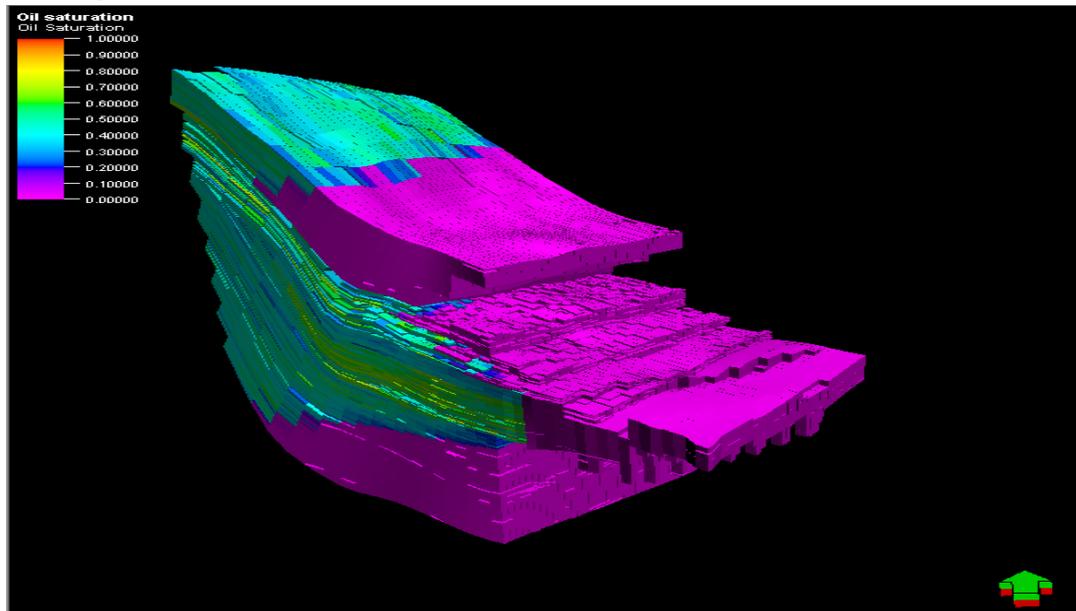
Tabla 10. Estadísticas del Kv/Kh

Ítem	Permeabilidad Md
Mínimo	2.9E-5
Máximo	1
No. Datos	5
Promedio	0.022
Media Estándar	0.022

⁶⁷ Ibid. p. 82

3.2.4 Distribución de la saturación de petróleo en el Campo Yariguí-Cantagallo. La saturación del petróleo se puede observar en la **Figura 40**. El siguiente modelo según Aldana y Gutierrez⁶⁸ indica que una amplia zona del yacimiento conserva un volumen considerable de petróleo como se muestra en la zona azul lo que lo hace adecuado para la implementación de un proceso de recobro mejorado.

Figura 40. Distribución de la Saturación de petróleo en el Campo Yariguí - Cantagallo



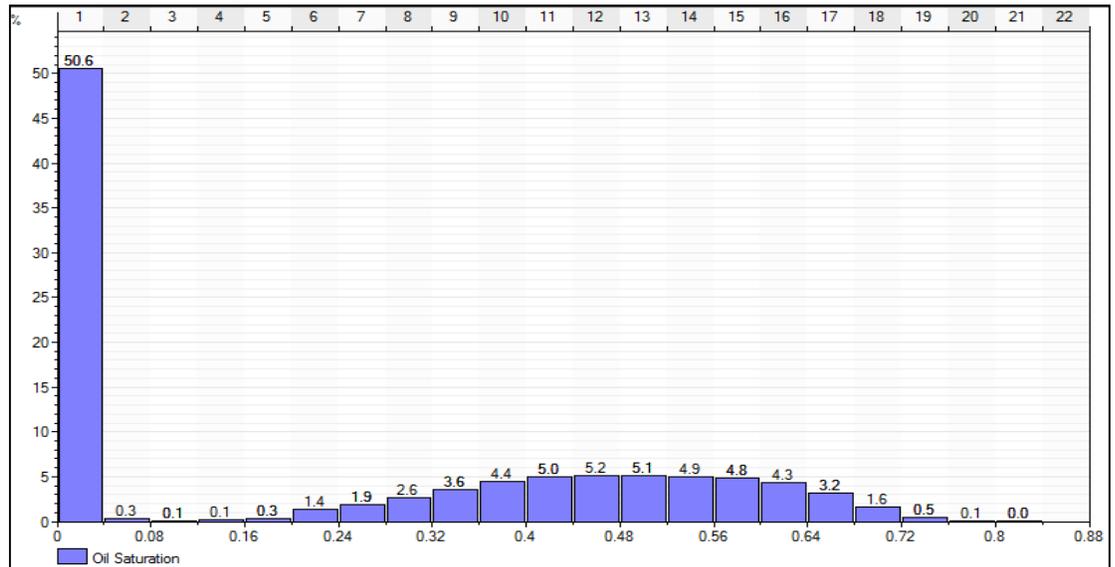
Fuente: ALDANA CUESTA, Harold Andrés y GUTIÉRRES GARRIDO, Carlos Alberto. Estudio de la implementación de esquemas adecuados de inyección de baches surfactante/polímero para el campo Yariguí-Cantagallo operado por Ecopetrol s.a. mediante simulación numérica. Fundación Universidad de América. Bogotá, D.C.2015, p.82

Mediante las herramientas analíticas del simulador de yacimientos, en la **Gráfica 3** se presenta el histograma de la saturación de petróleo, así mismo Aldana y Gutierrez⁶⁹ encontraron una distribución con comportamiento gaussiano, alterada por la presencia de celdas con una saturación de agua del 100%. Aproximadamente un 30% de las celdas contienen una saturación de petróleo comprendida entre el 36% y 64% agregando una cantidad considerable de petróleo recuperable.

⁶⁸ Ibid. p. 82

⁶⁹ Ibid. p. 82

Gráfica 3. Histograma de la Saturación de Petróleo



Fuente: ALDANA CUESTA, Harold Andrés y GUTIÉRRES GARRIDO, Carlos Alberto. Estudio de la implementación de esquemas adecuados de inyección de baches surfactante/polímero para el campo Yariguí-Cantagallo operado por Ecopetrol s.a. mediante simulación numérica. Fundación Universidad de América. Bogotá, D.C.2015, p.83.

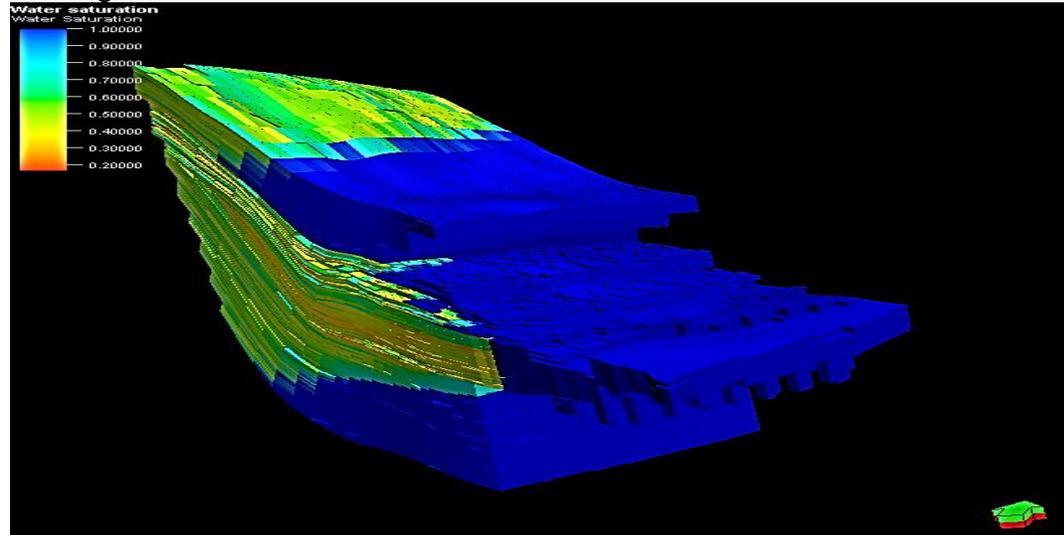
Para la siguiente **Tabla 11** se puede observar, los diferentes valores de saturación de petróleo encontrados en el simulador.

Tabla 11. Estadísticas de la saturación de petróleo

Ítem	Saturación de petróleo
Mínimo	0
Máximo	0.836
No. Datos	155281
Promedio	0.23403
Varianza	0.06475
Media Estándar	0.25446

3.2.5 Distribución de la Saturación de Agua en el Campo Yariguí-Cantagallo. En la **Figura 41** se presenta el modelo de saturación de agua del Campo Yariguí-Cantagallo.

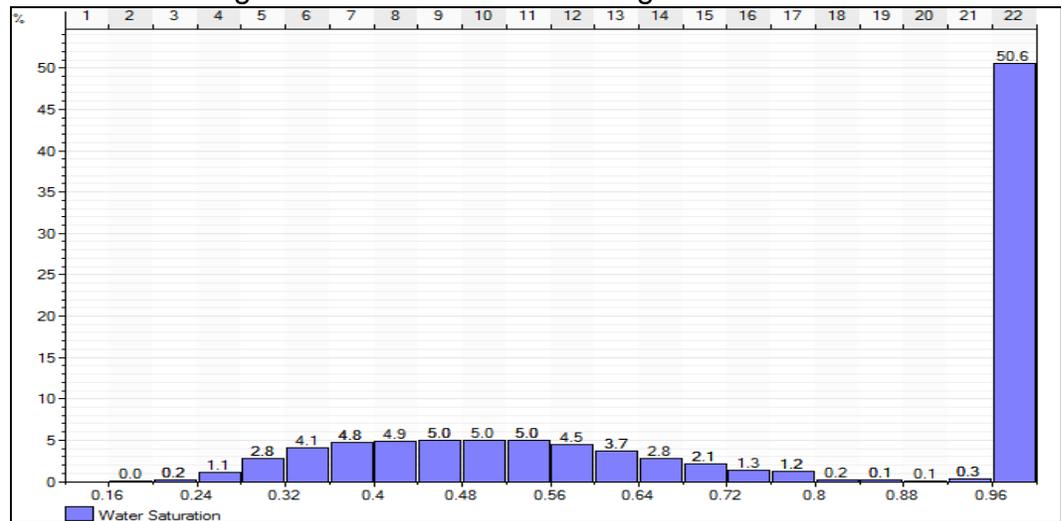
Figura 41. Distribución de Saturación de agua en el Campo Yariguí-Cantagallo



Fuente: ALDANA CUESTA, Harold Andrés y GUTIÉRRES GARRIDO, Carlos Alberto. Estudio de la implementación de esquemas adecuados de inyección de baches surfactante/polímero para el campo Yariguí-Cantagallo operado por Ecopetrol s.a. mediante simulación numérica. Fundación Universidad de América. 2015, p.83

Además, observó una distribución gaussiana alterada por el gran número de celdas con saturación del 100%. Estos parámetros son mostrados en la **Gráfica 4** la cual representa el histograma de la saturación de agua.

Gráfica 4. Histograma de la Saturación de Agua.



Fuente: ALDANA CUESTA, Harold Andrés y GUTIÉRRES GARRIDO, Carlos Alberto. Estudio de la implementación de esquemas adecuados de inyección de baches surfactante/polímero para el campo Yariguí-Cantagallo operado por Ecopetrol s.a. mediante simulación numérica. Fundación Universidad de América. Bogotá, D.C.2015, p.84

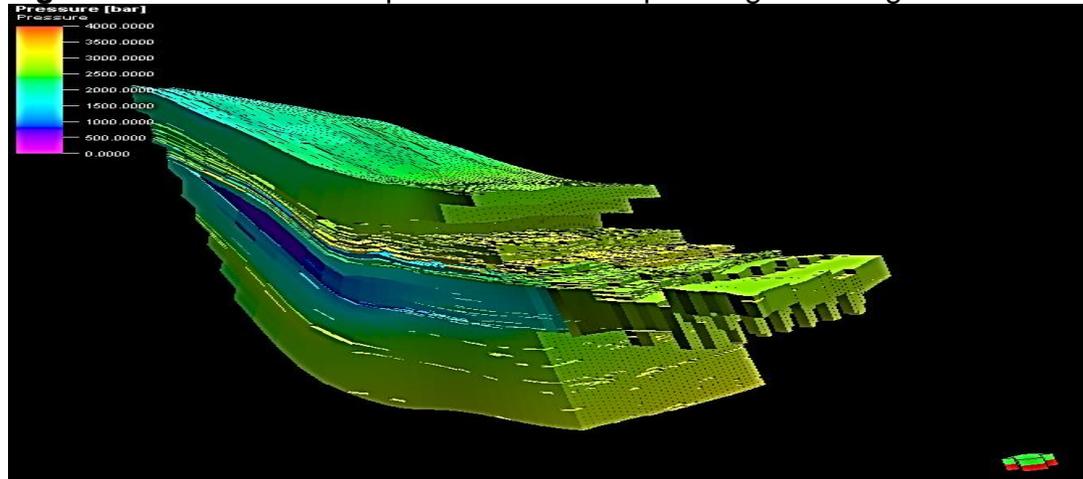
Para la Tabla 12 se pueden observar, los diferentes valores encontrados en el simulador, para el valor mínimo se tiene saturación de agua connata y un valor máximo del 100% asociado a las zonas donde el yacimiento está totalmente inundado por agua.

Tabla 12. Estadísticas de la saturación de Agua

Ítem	Saturación de agua
Mínimo	0.1635
Máximo	1
No. Datos	155281
Promedio	0.75418
Varianza	0.071106
Media Estándar	0.266666

3.2.6 Distribución de la presión en el Campo Yariguí-Cantagallo. El comportamiento de la presión para el Campo Yariguí Cantagallo se puede observar en la **Figura 42.**

Figura 42. Distribución de presión en el Campo Yariguí-Cantagallo

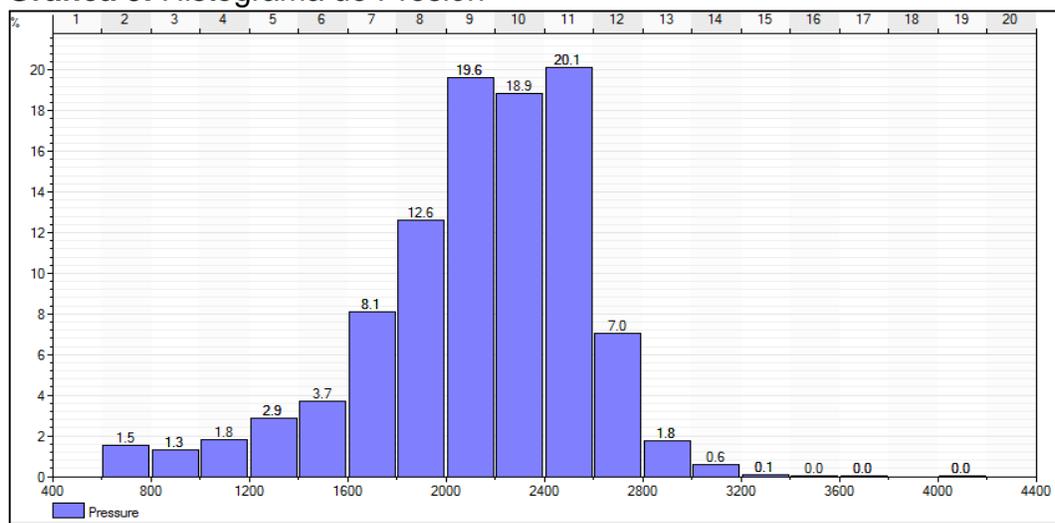


Fuente: ALDANA CUESTA, Harold Andrés y GUTIÉRRES GARRIDO, Carlos Alberto. Estudio de la implementación de esquemas adecuados de inyección de baches surfactante/polímero para el campo Yariguí-Cantagallo operado por Ecopetrol s.a. mediante simulación numérica. Fundación Universidad de América. Bogotá, D.C.2015, p.84

Aldana y Gutierrez⁷⁰ evidenciaron la distribución de presión del Campo en la **Grafica 5.**

⁷⁰ Ibid. p.84

Gráfica 5. Histograma de Presión



Fuente: ALDANA CUESTA, Harold Andrés y GUTIÉRRES GARRIDO, Carlos Alberto. Estudio de la implementación de esquemas adecuados de inyección de baches surfactante/polímero para el campo Yariguí-Cantagallo operado por Ecopetrol s.a. mediante simulación numérica. Fundación Universidad de América. Bogotá, D.C.2015, p.85

En la **Tabla 13** se puede observar los diferentes datos de presión observados en el simulador.

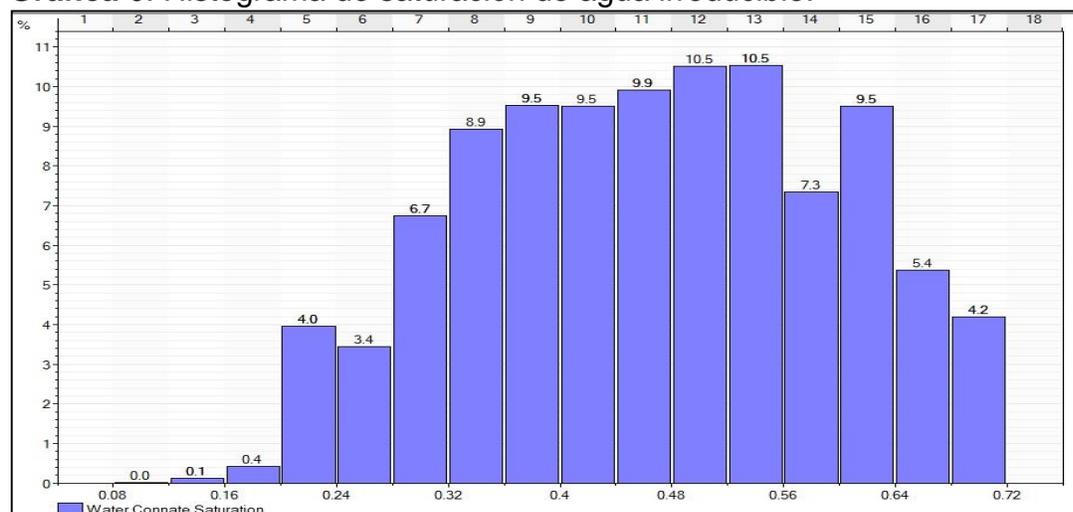
Tabla 13. Estadísticas de datos de presión

Ítem	Presión (psi)
Mínimo	652.0576
Máximo	4169.249
No. Datos	155281
Promedio	2443
Varianza	197687
Media Estándar	444.629

3.2.7 Distribución de la saturación de agua irreducible en el Campo Yariguí-Cantagallo. Aldana y Garrido⁷¹ obtuvieron variaciones mostradas en la **Grafica 6** desde 10% hasta el 70% identificando zonas con más del 50% de contenido de agua irreducible, lo cual indico que tanto el agua connata, como el agua de inyección (recobro secundario), están acumuladas en el sistema del yacimiento. La **Gráfica 6** representa el histograma de distribución de la magnitud de la saturación de agua irreducible.

⁷¹ Ibid. p. 86

Gráfica 6. Histograma de saturación de agua irreducible.



Fuente: ALDANA CUESTA, Harold Andrés y GUTIÉRRES GARRIDO, Carlos Alberto. Estudio de la implementación de esquemas adecuados de inyección de baches surfactante/polímero para el campo Yariguí-Cantagallo operado por Ecopetrol s.a. mediante simulación numérica. Fundación Universidad de América. Bogotá,D.C. 2015, p.86.

La saturación de agua irreducible en el yacimiento, es una propiedad heterogénea, demostrado en la **Tabla 14**.

Tabla 14. Estadísticas de la saturación de agua irreducible

Ítem	Saturación de agua irreducible
Mínimo	0.10
Máximo	0.70
No. Datos	155281
Promedio	0.46
Media Estándar	0.13
Varianza	0.02

Fuente: ALDANA CUESTA, Harold Andrés y GUTIÉRRES GARRIDO, Carlos Alberto. Estudio de la implementación de esquemas adecuados de inyección de baches surfactante/polímero para el campo Yariguí-Cantagallo operado por Ecopetrol s.a. mediante simulación numérica. Fundación Universidad de América. Bogotá, D.C.2015, p.85; modificado por los autores.

3.2.8 Saturación de petróleo residual. Los siguientes datos describen la magnitud de la saturación de petróleo residual (Sor), Aldana y Gutierrez⁷² concluyeron que

⁷² Ibid. p. 86

esta propiedad fue tomada de manera homogénea en todo el modelo del campo. Esta propiedad en su magnitud (15%) expresa identifica una medida considerable de petróleo, que aún está presente en el yacimiento.

La **Tabla 15** presenta las estadísticas de la saturación de petróleo residual.

Tabla 15. Estadísticas de la saturación de petróleo residual

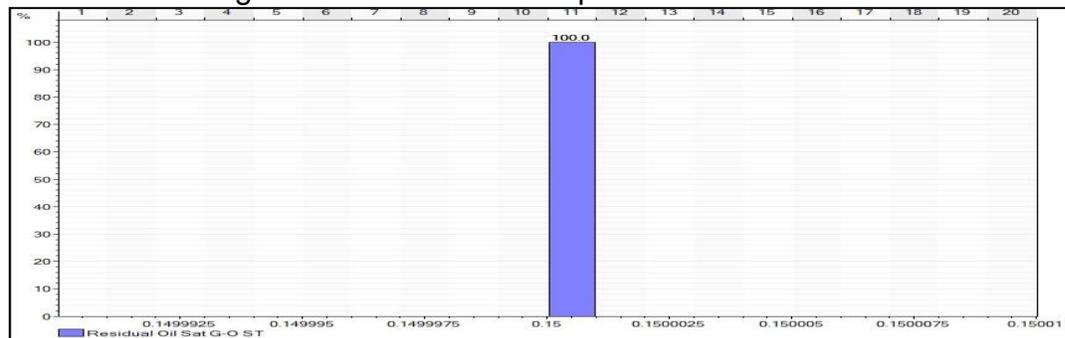
Ítem	Sor
Mínimo	0.15
Máximo	0.15
No. Datos	155281
Promedio	0.15
Media Estándar	--
Varianza	-2.977471e-014

Fuente: ALDANA CUESTA, Harold Andrés y GUTIÉRRES GARRIDO, Carlos Alberto. Estudio de la implementación de esquemas adecuados de inyección de bache surfactante/polímero para el campo Yariguí-Cantagallo operado por Ecopetrol s.a. mediante simulación numérica. Fundación Universidad de América. Bogotá, D.C.2015, p.86

El siguiente histograma indica la distribución de la magnitud a lo largo de todo el modelo del Campo Yariguí-Cantagallo, el cual es del orden del 15% demostrando la homogeneidad de la propiedad.

En la **Gráfica 7** se presenta el histograma de la saturación de petróleo residual.

Gráfica 7. Histograma de saturación de petróleo residual



Fuente: ALDANA CUESTA, Harold Andrés y GUTIÉRRES GARRIDO, Carlos Alberto. Estudio de la implementación de esquemas adecuados de inyección de baches surfactante/polímero para el campo Yariguí-Cantagallo operado por Ecopetrol s.a. mediante simulación numérica. Fundación Universidad de América. Bogotá, D.C.2015, p.87

3.2.9 Permeabilidad relativa del petróleo. Se mostró una distribución homogénea en toda el área del sistema del yacimiento, mostrando una magnitud del orden de 1, demostrada en la siguiente **Tabla 16**.

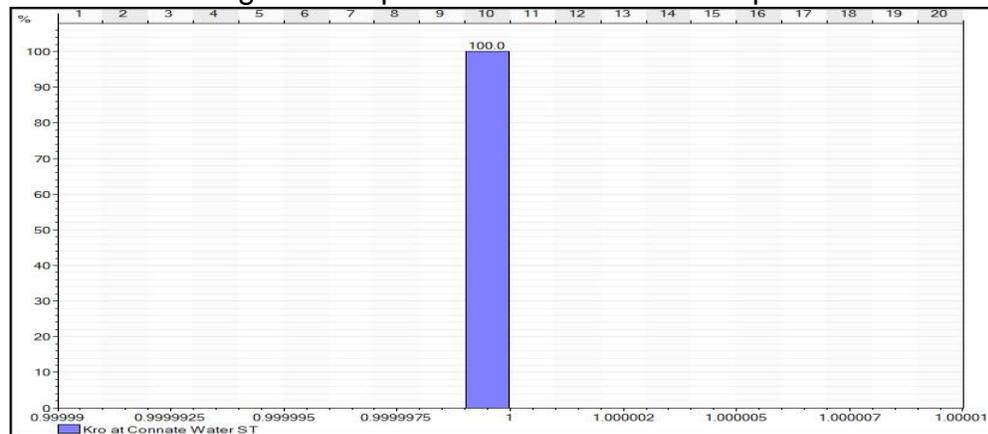
Tabla 16. Estadísticas de permeabilidad relativa del petróleo

Ítem	Kro
Mínimo	1.0
Máximo	1.0
No. Datos	155281
Promedio	1.0
Media Estándar	0.0
Varianza	0.0

Fuente: ALDANA CUESTA, Harold Andrés y GUTIÉRRES GARRIDO, Carlos Alberto. Estudio de la implementación de esquemas adecuados de inyección de baches surfactante/polímero para el campo Yariguí-Cantagallo operado por Ecopetrol S.A. mediante simulación numérica. Fundación Universidad de América. Bogotá, D.C.2015, p.87.

En la **Grafica 8** se presenta el histograma de la permeabilidad relativa del petróleo en el Campo Yariguí Cantagallo.

Gráfica 8. Histograma de permeabilidad relativa del petróleo



Fuente: ALDANA CUESTA, Harold Andrés y GUTIÉRRES GARRIDO, Carlos Alberto. Estudio de la implementación de esquemas adecuados de inyección de baches surfactante/polímero para el campo Yariguí-Cantagallo operado por Ecopetrol s.a. mediante simulación numérica. Fundación Universidad de América. Bogotá, D.C.2015, p.87

3.2.10 Permeabilidad relativa del agua. Aldana y Gutierrez⁷³ indicaron que esta propiedad está en el rango de los 0.04, hasta los 0.25 en todo el yacimiento, identificándose como una propiedad heterogénea.

⁷³ Ibid. p. 88

En la **Tabla 17** se presentan las estadísticas de la propiedad, donde se demostró el orden mínimo y máximo de la magnitud de esta propiedad en el sistema del yacimiento.

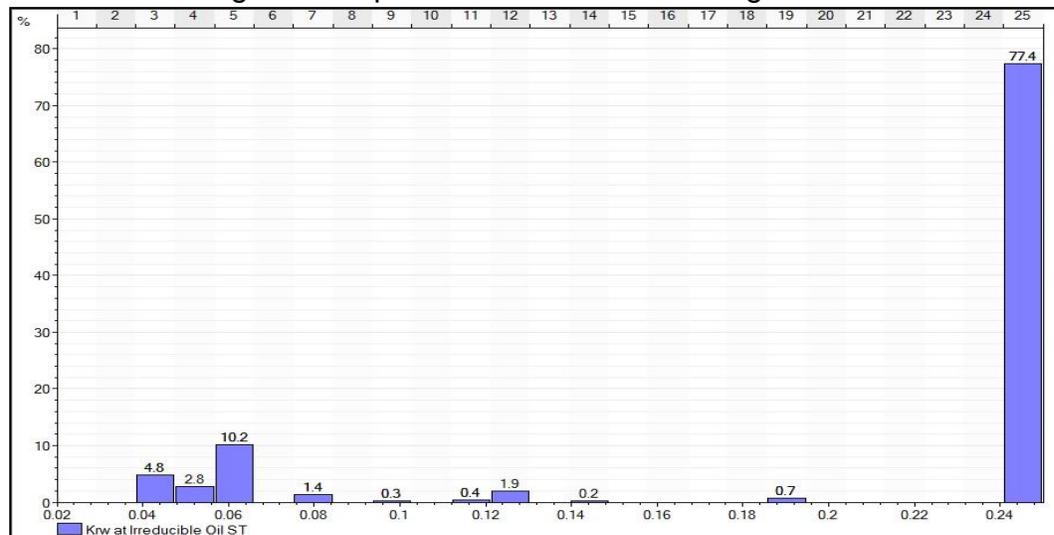
Tabla 17. Estadísticas de permeabilidad relativa del agua

Ítem	Krw
Mínimo	0.04
Máximo	0.25
No. Datos	155281
Promedio	0.21
Media Estándar	0.08
Varianza	0.01

Fuente: ALDANA CUESTA, Harold Andrés y GUTIÉRRES GARRIDO, Carlos Alberto. Estudio de la implementación de esquemas adecuados de inyección de baches surfactante/polímero para el campo Yariguí-Cantagallo operado por Ecopetrol s.a. mediante simulación numérica. Fundación Universidad de América. Bogotá, D.C.2015, p.88

La distribución de la propiedad se identifica en la **Gráfica 9** mediante el histograma de permeabilidad relativa al agua, en el cual el 77.4% de la totalidad de la distribución de esta propiedad, identifica una permeabilidad de 0.24.

Gráfica 9. Histograma de permeabilidad relativa al agua



Fuente: ALDANA CUESTA, Harold Andrés y GUTIÉRRES GARRIDO, Carlos Alberto. Estudio de la implementación de esquemas adecuados de inyección de baches surfactante/polímero para el campo Yariguí-Cantagallo operado por Ecopetrol s.a. Mediante simulación numérica. Fundación Universidad de América. Bogotá, D.C.2015, p.88.

3.3 ANÁLISIS PETROFÍSICO DE PROPIEDADES REPRESENTATIVAS DEL MODELO CONCEPTUAL DEL CAMPO YARIGUÍ-CANTAGALLO

El siguiente numeral se basó en un análisis petrofísico realizado por Aldana y Gutierrez⁷⁴ de las propiedades del Campo Yariguí Cantagallo. Las propiedades que analizadas fueron el contenido de arcilla (V_{Shale}) y la permeabilidad del modelo.

3.3.1 Contenido de arcilla. El contenido de arcilla fue calculado mediante la Ecuación 7.

Ecuación 7. Contenido de arcilla

$$V_{Shale} = 1 - NTG$$

Fuente: ALDANA CUESTA, Harold Andrés y GUTIÉRRES GARRIDO, Carlos Alberto. Estudio de la implementación de esquemas adecuados de inyección de baches surfactante/polímero para el campo Yariguí-Cantagallo operado por Ecopetrol s.a. mediante simulación numérica. Fundación Universidad de América. Bogotá, D.C.2015, p.79.

Donde:

V_{Shale} = Porcentaje de arcillosidad.

NTG = Net to Gross.

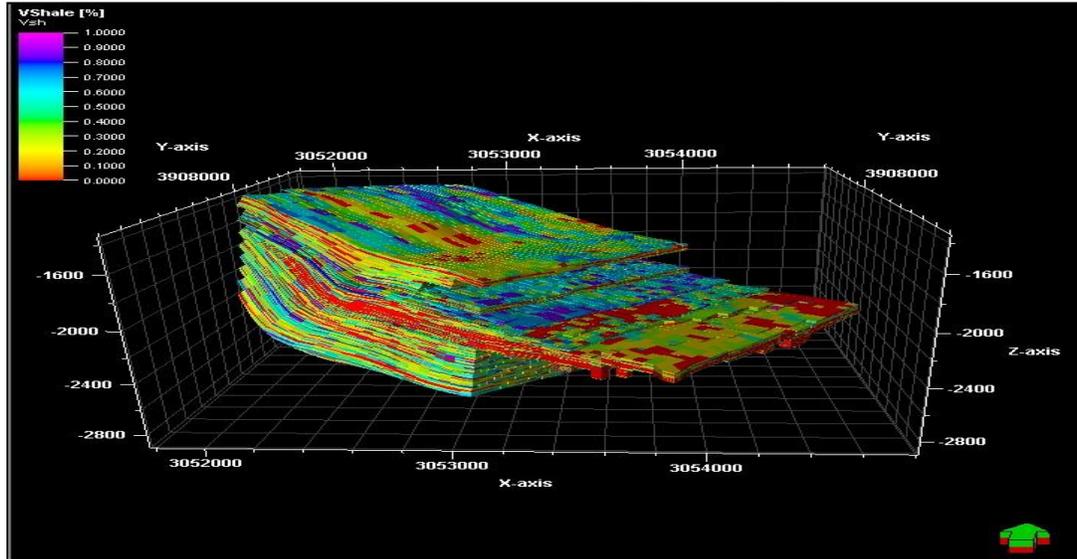
El análisis petrofísico se fundamenta principalmente del principio de afectación de la permeabilidad, según el tipo de minerales presentes en las rocas. Donde la concentración de minerales se puede considerar inverso a la permeabilidad que que si se tiene un mayor contenido de lutita, la permeabilidad indica una baja magnitud, es decir, valores de permeabilidad (mD) cercanos a cero; cuando el contenido de arcilla en la formación es moderado (V_{shale} = 10% - 75%), la permeabilidad se afecta medianamente en su magnitud; finalmente, cuando no hay contenido de arcilla, o el contenido es menor al 10% (V_{shale} = 0% - 10%), se consideran permeabilidades altas⁷⁵.

En el siguiente modelo en la **Figura 43**, se expone toda la malla de simulación del Campo Yariguí-Cantagallo, demostrando la distribución en magnitud (V_{shale} = 0% - 100%), del volumen shale en el modelo conceptual.

⁷⁴ Ibid p. 88

⁷⁵ Ibid. p. 89

Figura 43. Modelo conceptual Campo Yariguí-Cantagallo sin filtros



Fuente: ALDANA CUESTA, Harold Andrés y GUTIÉRRES GARRIDO, Carlos Alberto. Estudio de la implementación de esquemas adecuados de inyección de baches surfactante/polímero para el campo Yariguí-Cantagallo operado por Ecopetrol s.a. Mediante simulación numérica. Fundación Universidad de América. Bogotá, D.C.2015, p.89.

3.4 CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS DE ACUERDO AL ESTADO DE LOS FLUIDOS

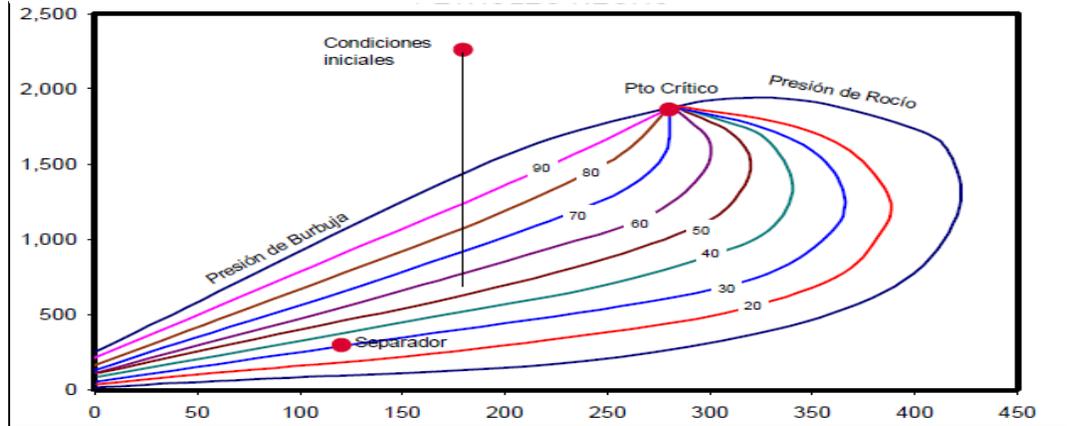
Según Escobar⁷⁶ los fluidos se pueden clasificar respecto a su punto de burbuja y de rocío con respecto a su temperatura en: Petróleo negro, petróleo volátil, gas condensado, gas húmedo y gas seco.

El Campo Yariguí Cantagallo, cuenta con un tipo de petróleo negro, el cual es explicado a continuación.

3.4.1 Petróleo negro. También conocido como crudo de bajo encogimiento o crudo ordinario. Consiste en una amplia variedad de especies químicas que incluyen moléculas grandes, pesadas y no volátiles. Tal y como se muestra en la **Figura 44**, el punto crítico está localizado hacia la pendiente de la curva. Las líneas isovolumétricas o de calidad están uniformemente especiadas y tienen un rango amplio de temperatura. Además, este crudo debe tener unos parámetros específicos que se muestran en la **Tabla 18**.

⁷⁶ ESCOBAR, Fredy Humberto. Fundamentos de ingeniería de yacimientos. Colombia.2007,p.9

Figura 44. Diagrama de fases del petróleo negro



Fuente. ESCOBAR, Fredy Humberto. Fundamentos de ingeniería de yacimientos. Colombia, p.9

Tabla 18. Características del petróleo negro

Parámetros	Valor
GOR	≤ 2000
Bo	≤ 2
API	≤ 45
Color	Normalmente negro, aunque puede ser marrón o verduzco.
Composición	C7>40%

Fuente. ESCOBAR, Fredy Humberto. Fundamentos de ingeniería de yacimientos. Colombia, p.9; modificado por los autores.

3.5 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DE UN YACIMIENTO

Para evaluar el yacimiento se debe determinar una serie de propiedades físicas de los fluidos, estos fluidos se pueden encontrar en el yacimiento de manera líquida, gaseosa y sólida que dependen de la presión, temperatura y el espacio que ocupan. A continuación, se presenta una descripción de los fluidos que se encuentran en el yacimiento.

3.5.1 Propiedades físicas del petróleo. El petróleo consiste en una mezcla compleja fundamental de hidrocarburos que puede contener azufre, nitrógeno, oxígeno y helio como constituyentes menores. Sus propiedades físicas y químicas varían considerablemente dependiendo de la concentración de diversos tipos de hidrocarburos y componentes menores presentes.⁷⁷

⁷⁷ ABDUS, Satter. GULAM, Iqbal. JAMES, Buchwalter. Practical Enhanced Reservoir Engineering, 2008. p. 101

3.5.1.1 Gravedad del petróleo. La gravedad específica de un aceite en bruto se define como la relación de la densidad del aceite a la del agua. Ambas densidades se miden a 60 ° F y presión atmosférica, La **Ecuación 8** es la encargada de determinar la gravedad del petróleo.

Ecuación 8. Gravedad del petróleo

$$API = \frac{141.5}{SG} - 131.5$$

Fuente: AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook, 2006. p. 76

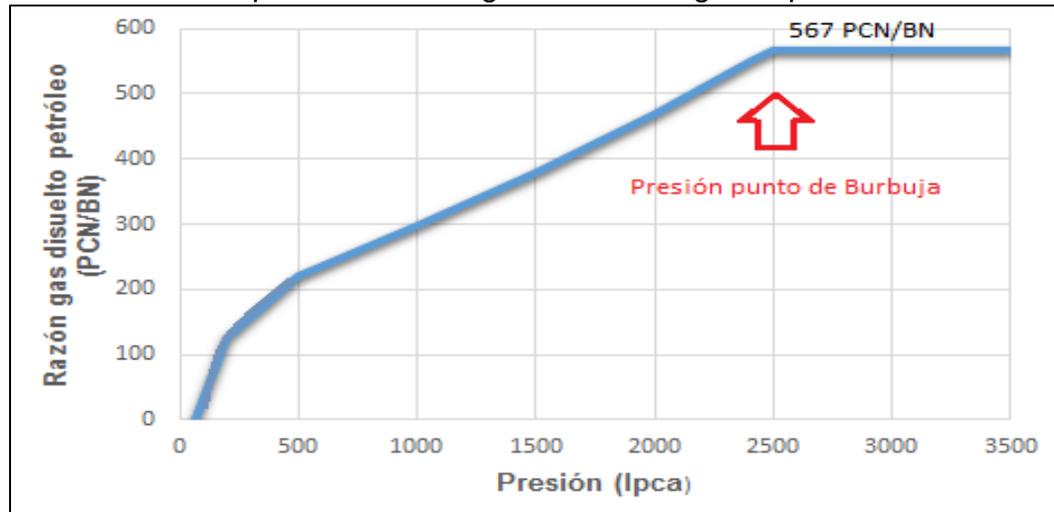
Dónde:

API: grados API del petróleo.

SG: gravedad específica del petróleo.

3.5.1.2 Razón de gas en solución (Rs). Se define como el número de pies cúbicos estándar de gas que se disolverá en un barril de petróleo crudo a cierta presión y temperatura. La solubilidad de un gas natural en un aceite crudo es una función fuerte de la presión, la temperatura, la gravedad API, y la gravedad de gas para un gas en particular. La solubilidad aumenta con la presión hasta la presión de saturación y se puede calcular por medio de diferentes correlaciones como las de Standing, Vásquez, Petrosky y Farshad. Se puede evidenciar en la **Grafica 10**, el comportamiento de la relación gas-petróleo a diferentes presiones.

Gráfica 10. Comportamiento del gas disuelto según la presión



Fuente: BANZER, Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Maracaibo: Universidad de Zulia, 1996. p. 64; modificado por los autores.

3.5.1.3 Densidad del petróleo. La densidad de petróleo crudo se define como la masa de una unidad de volumen del crudo a una presión y temperatura especificada. Se expresa, por lo general en libras por pie cúbico. Se han empleado

correlaciones que poseen datos PVT limitados, tales como la gravedad de gas, la densidad del petróleo, y la solubilidad del gas. La siguiente **Ecuación 9** muestra el cálculo de la densidad del petróleo.

Ecuación 9. Densidad del petróleo

$$\rho_0 = \frac{62.4\gamma_0 + 0.0136 R_s\gamma_g}{\beta_0}$$

Fuente: AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook, 2006. p. 106

Dónde:

ρ_0 : densidad del petróleo (lb/ft³).

γ_0 : gravedad específica del petróleo.

R_s : gas en solución (scf/STB) .

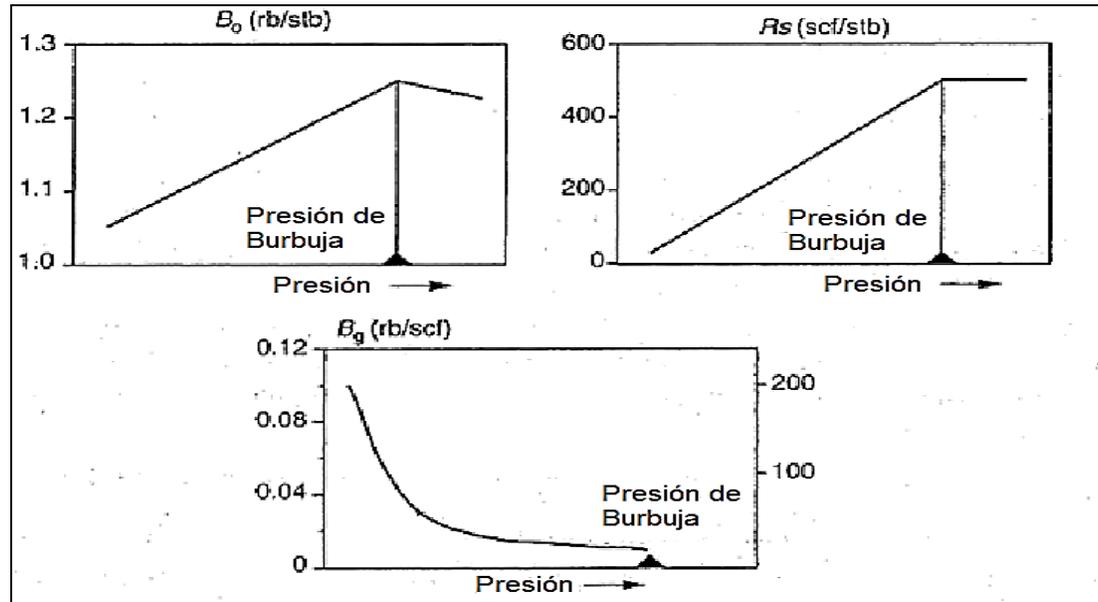
β_0 : factor volumétrico del petróleo (bbl/ STB).

3.5.1.4 Presión punto de burbuja. Se define como la presión más alta a la que una burbuja de gas se libera primero del aceite⁷⁸. Esta importante propiedad puede ser medida experimentalmente para un sistema de crudo mediante la realización de un ensayo de expansión constante. Existen varias correlaciones para poder determinar la P_b , como las de: Standing, Vásquez and Beggs, Glaso, Marhoun y Petrosky and Farshad.

La presión de burbuja juega un papel importante en las demás propiedades, ya que, a partir de la presión de burbuja, ciertas propiedades presentan un cambio significativo como se puede observar en la **Figura 45**.

⁷⁸ ESCOBAR MARCULADO, Fredy Humberto. Fundamentos de ingeniería de yacimientos. Colombia. 2007. p. 87

Figura 45. Propiedades más importantes obtenidas de las pruebas PVT, en función de la presión

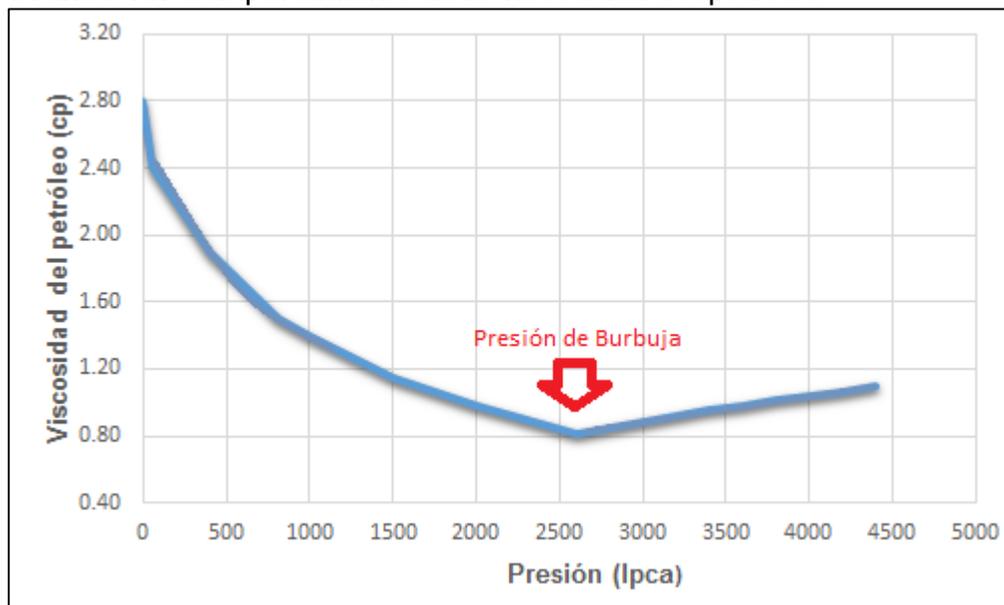


Fuente: CONCENTINO, Luca. Integrated Reservoir Studies. Institut Français du pétrole publications. Paris, France. 2001. P 198.

3.5.1.5 Viscosidad del petróleo. La viscosidad es una propiedad física importante que controla e influye en el flujo de aceite a través de medios porosos y tuberías. La viscosidad, en general, se define como la resistencia interna del fluido a fluir y es una función fuerte de la temperatura, la presión, la gravedad de aceite, la gravedad de gas, y la solubilidad del gas, para ello se debe expresar la viscosidad en Centipoise⁷⁹. La viscosidad del petróleo puede calcularse con la ayuda de diferentes de correlaciones como las de Vásquez y Beggs, Beals, Beggs y Glaso. Se puede evidenciar en la **Gráfica 11** el comportamiento de la viscosidad a diferentes presiones.

⁷⁹ Ibid. p. 87

Gráfica 11. Comportamiento de la viscosidad del petróleo



Fuente: BANZER, Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Maracaibo: Universidad de Zulia, 1996. p. 94; modificado por los autores.

3.5.1.6 Factor volumétrico del petróleo (β_0). Es la relación que se presenta entre el volumen de petróleo a condiciones de presión y temperatura del yacimiento, y el volumen a condiciones normales. Demostrado en la **Ecuación 10** el factor volumétrico siempre va hacer mayor o igual a la unidad.⁸⁰ Existen varias correlaciones para poder determinar la P_b , como las de: Standing, Vásquez and Beggs, Glaso, Marhoun y Petrosky and Farshad. Se puede evidenciar en la **Gráfica 12** el comportamiento del factor volumétrico a diferentes presiones.

Ecuación 10. Factor volumétrico del petróleo

$$\beta_0 = \frac{V_o (T_{yac}, P_{yac})}{V_{osc}}$$

Fuente: AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook, 2006. p. 92

Donde:

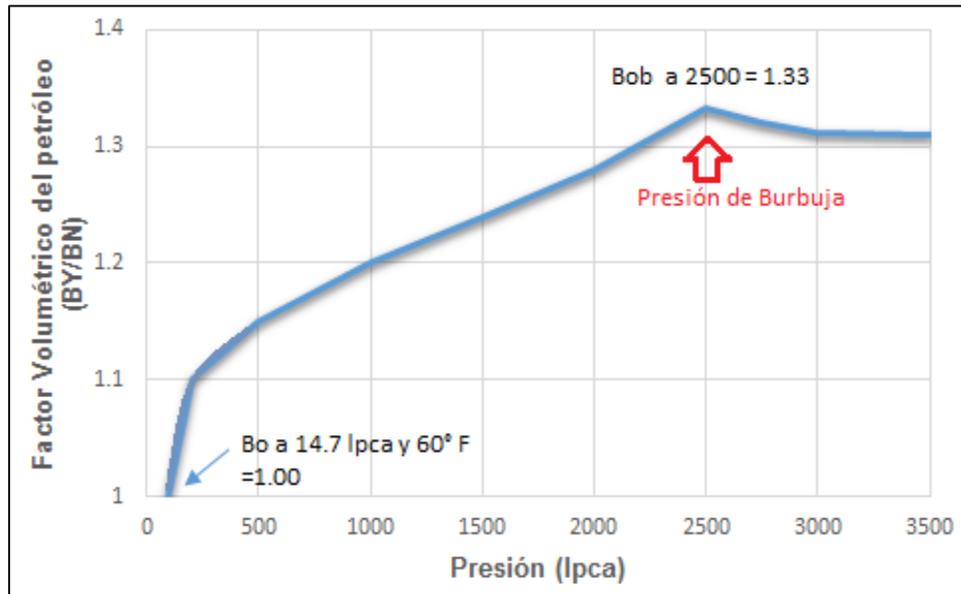
β_0 : factor volumétrico del petróleo (bbl/STB)

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

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

⁸⁰ Ibid. p. 90

Gráfica 12. Comportamiento del factor volumétrico del petróleo



Fuente: BANZER, Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Maracaibo: Universidad de Zulia, 1996. p.72; modificado por los autores.

3.5.1.7 Coeficiente de compresibilidad isotérmica. Se da en la mayoría de problemas de flujo de fluidos transitorios, siendo necesarios para la determinación de las propiedades físicas del petróleo crudo. Se puede observar la **Ecuación 11**. Existen varias correlaciones para poder determinar la P_b , como las de: Standing, Vásquez and Beggs y McCains. Se puede evidenciar en la **Gráfica 13** el comportamiento del coeficiente del petróleo a diferentes presiones.

Ecuación 11. Coeficiente de compresibilidad isotérmica

$$C_o = -\frac{1}{V} * \left(\frac{\delta V}{\delta P}\right)_T$$

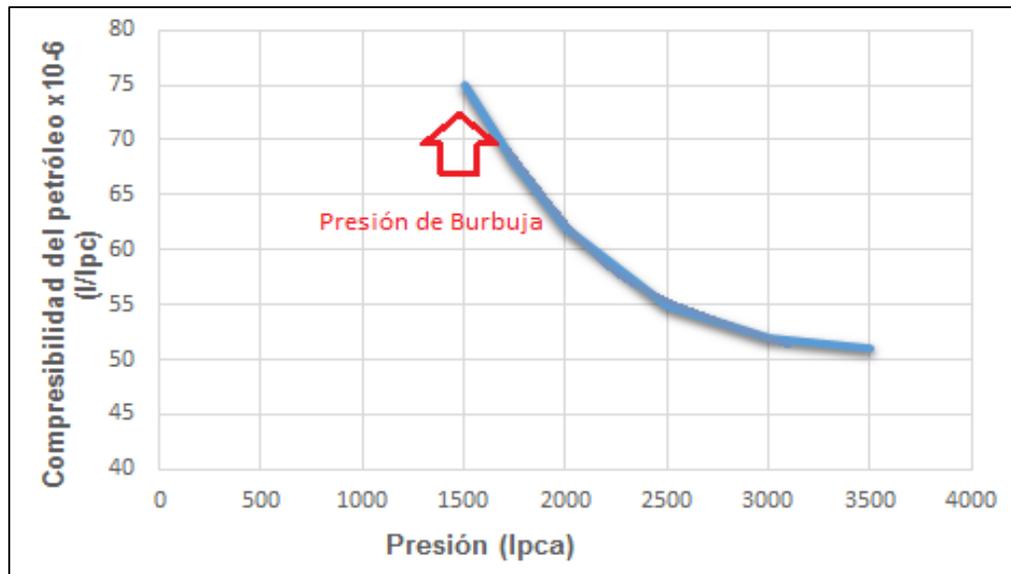
Fuente: AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook, 2006. p. 98

Donde:

C_o = Coeficiente de Compresibilidad isotérmica. (psi^{-1})

V = Volumen.

Gráfica 13. Comportamiento de la compresibilidad del petróleo según la presión



Fuente: BANZER, Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Maracaibo: Universidad de Zulia, 1996. p. 81; modificado por los autores.

3.5.2 Propiedades físicas del gas. Un gas es un fluido de baja de baja viscosidad y densidad que no define un volumen en general, pero si se expande completamente, puede ser una mezcla de hidrocarburos en los cuales se encuentran componentes como metanos, etanos, propanos, butanos, pentanos, y pequeñas cantidades de hexanos y más pesado. Los componentes no hidrocarburíferos, es decir, impurezas incluyen dióxido de carbono, sulfuro de hidrógeno, y nitrógeno.⁸¹

3.5.2.1 Gravedad específica del gas. La gravedad específica se define como la relación de la densidad del gas a la del aire. Ambas densidades se miden o se expresan a la misma presión y la temperatura.⁸². Se puede observar en la **Ecuación 12**.

Ecuación 12. Gravedad específica del gas

$$\gamma_g = \frac{M_a}{M_{aire}} = \frac{M_a}{28.96}$$

Fuente: AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook, 2006. p. 34.

⁸¹ ABDUS, Satter. GULAM, Iqbal. JAMES, Buchwalter. Op., cit, P. 101

⁸² ESCOBAR MARCULADO, Op., cit, p. 92

Dónde:

Yg: gravedad específica del gas.

Ma: peso molecular aparente del gas (lb-mol).

Maire: peso molecular del aire (lb-mol).

3.5.2.2 Densidad del gas. La densidad del gas se expresa en lbs/pie, también se refiere a la relación masa/volumen de cualquier sustancia, y se calcula de la **Ecuación 13** reemplazando el peso molecular del componente por el peso molecular aparente de la mezcla de gas.⁸³

Ecuación 13. Densidad del gas

$$\rho g = \frac{PMa}{RT}$$

Fuente: AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook.2006, p. 33

Dónde:

pg: Densidad del gas (lb/pie³)

PMa: Peso molecular aparente (lb/mol)

P: Presión (psia)

R: Constante universal de los gases (10.730 psia ft³/lb-mole R°)

3.5.2.3 Volumen específico. Está definido como el volumen ocupado por la cantidad de masa de un gas. El cuál es el inverso de la densidad y no depende de la cantidad de materia.⁸⁴ Se observa de la **Ecuación 14**.

Ecuación 14. Volumen específico del gas

$$v = \frac{V}{m} = \frac{RT}{PMa} = \frac{1}{\rho g}$$

Fuente: AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook.2006, p. 33

Dónde:

V: Volumen específico (ft³/lb)

pg: Densidad del gas (lb/ft³).

R: Constante universal de los gases (10.730 psia ft³/lb-mole R°)

T: Temperatura °R

3.5.2.4 Compresibilidad del gas. La compresibilidad de un fluido se da por la presión y la temperatura. Para una fase líquida, la compresibilidad es pequeña y por

⁸³ AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook, 2006. p. 33

⁸⁴ Ibid. p. 33

lo general se supone que es constante. Para una fase de gas, la compresibilidad es ni pequeña ni constante, esta compresibilidad logra reducir el volumen al cual está sometido. Se puede calcular de la **Ecuación 15**. Y se puede evidenciar en la **Gráfica 14** el comportamiento de la compresibilidad del gas a diferentes presiones.

Ecuación 15. Compresibilidad del gas

$$C_g = -\frac{1}{V} * \left(\frac{\delta V}{\delta P}\right)_T$$

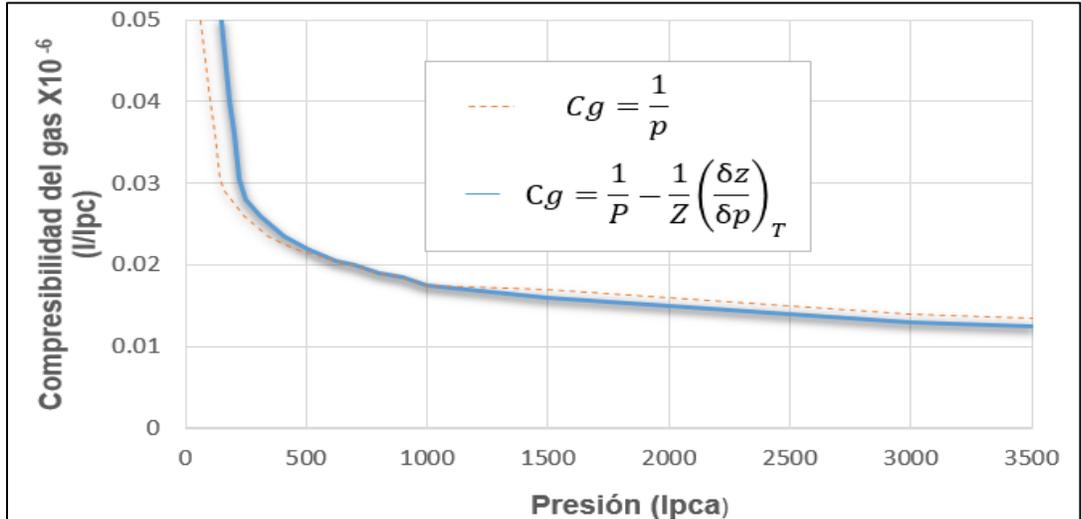
Fuente: AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. 2006. p. 59

Dónde:

C_g: compresibilidad del gas [lpc⁻¹].

V: Volumen.

Gráfica 14. Comportamiento de la compresibilidad del gas según la presión



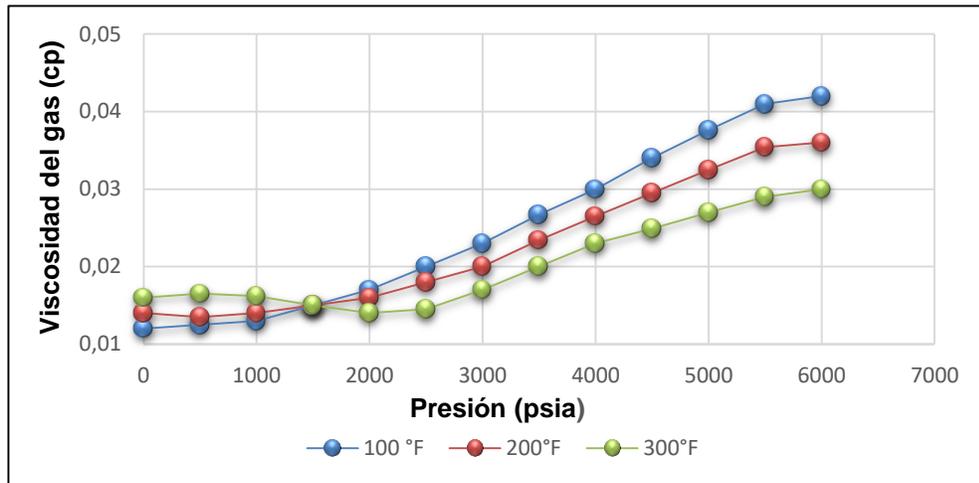
Fuente: BANZER, Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Maracaibo: Universidad de Zulia.1996, p. 63; modificado por los autores.

3.5.2.5 Viscosidad del gas. La viscosidad de un fluido es una medida resistencia a fluir. Si la fricción entre las capas de fluido es pequeña, es decir, de baja viscosidad, una fuerza de corte aplicada se traducirá en un gran gradiente de velocidad. A medida que aumenta la viscosidad, cada capa de fluido ejerce una resistencia de rozamiento más grande en las capas adyacentes y disminuciones gradiente de velocidad. Se expresa en términos de poises, centipoises, o micropoises. Existen dos métodos importantes para calcular la viscosidad del gas como: Carr-Kobayashi-Burrows, Lee-Gonzalez-Eakin y Dempsey⁸⁵. Se puede

⁸⁵ ESCOBAR MARCULADO, Fredy Humberto. Fundamentos de ingeniería de yacimientos.Colombia.2007. p. 99

evidenciar en la **Gráfica 15** el comportamiento de la viscosidad del gas a diferentes presiones.

Gráfica 15. Comportamiento de la viscosidad del gas según la presión



Fuente: BANZER, Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Maracaibo: Universidad de Zulia. 1996. p. 39; modificado por los autores.

3.5.2.6 Factor de compresibilidad (Z). Es el valor numérico que representa una medida de la desviación del comportamiento ideal del gas y la razón del volumen molar de un gas con relación al volumen molar de un gas ideal a la misma temperatura y presión. Es una propiedad termodinámica útil para modificar la ley de los gases ideales para ajustarse al comportamiento de un gas real.⁸⁶ La **Ecuación 16** muestra el cálculo del factor de compresibilidad.

Ecuación 16. Factor de compresibilidad del gas

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

Fuente: AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook, 2006, p. 60.

Dónde:

Z: Factor de compresibilidad del gas.

n: Número de moles (mol)

P: Presión absoluta (psia)

⁸⁶ Ibid. p. 96

T: Temperatura absoluta (°R)

V: Volumen total (ft³)

R: Constante universal de los gases (10.730 psia ft³/lb-mol R°)

3.5.2.7 Factor volumétrico del gas (βg). El factor volumétrico del gas se define como el volumen expresado en barriles que ocupa en el yacimiento. Este factor relaciona el volumen de gas en el yacimiento al volumen del mismo en la superficie, es decir, a condiciones normales⁸⁷. Como se observa en la **Ecuación 17**. Se puede evidenciar en la **Gráfica 16** el comportamiento del factor volumétrico a diferentes presiones.

Ecuación 17. Factor volumétrico del gas

$$Bg = \frac{V_{p,t}}{V_{sc}}$$

Fuente: AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook, 2006. p. 66

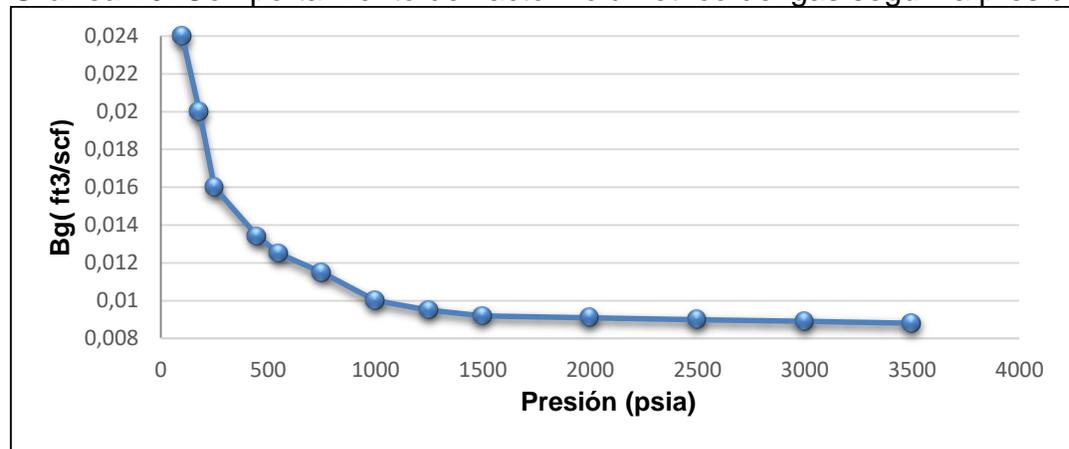
Donde:

Bg: Factor volumétrico del gas (ft³/scf)

V p, t: Volumen a condiciones de presión y temperatura.

V sc: Volumen a condiciones estándar.

Gráfica 16. Comportamiento del factor volumétrico del gas según la presión



Fuente: BANZER, Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Maracaibo: Universidad de Zulia, 1996. p. 39; modificado por los autores.

En el **Anexo A** se pueden observar los resultados del comportamiento de las propiedades de los fluidos para el Campo Yariguí Cantagallo.

⁸⁷ AHMED, Tarek. Op., cit., p. 65

3.6 PRUEBAS PVT

El comportamiento preciso de la fase y los datos volumétricos son elementos esenciales para el correcto manejo de los yacimientos de petróleo. La información es necesaria para evaluar las reservas y a su vez desarrollar el plan de recobro óptimo, y para determinar la cantidad y calidad de producción de los fluidos. La mayoría de los yacimientos son producidos por depletamiento en el que la presión del yacimiento declina a medida que los fluidos se recuperan. La temperatura del yacimiento se mantiene prácticamente constante en la mayoría de métodos de recuperación y la variable principal que determina el comportamiento de los fluidos, bajo condiciones de yacimiento, durante el agotamiento es, por lo tanto, la presión. Por lo cual existen pruebas que simulan los procesos de recuperación y se llevan a cabo mediante la variación de la presión del fluido. El principal énfasis está en los datos volumétricos a temperaturas de yacimiento y de superficie, de ahí su nombre datos PVT (Presión, volumen, temperatura)⁸⁸.

Las pruebas PVT son diseñadas para estudiar y cuantificar el comportamiento de las fases y las propiedades del yacimiento a condiciones simuladas de recobro. El efecto del agua intersticial en el comportamiento de la fase se ignora en la mayoría de las pruebas, y las pruebas PVT se llevan a cabo en ausencia de agua. La mayoría de las pruebas son experimentos de disminución de presión, donde la presión de una sola fase es reducida en pasos sucesivos ya sea aumentando el volumen de fluido o la eliminación de parte de la misma. La reducción de la presión da lugar a la formación de una segunda fase, excepto en mezclas de gas seco y gas húmedo⁸⁹.

3.6.1 Experimentos PVT. Son realizados al obtener una muestra del reservorio: expansión flash, expansión diferencial y prueba de separación flash, las cuales se describen a continuación⁹⁰:

3.6.1.1 Prueba de Expansión flash. La información es obtenida mediante una expansión de manera isotérmica, disminuyendo la presión de las celdas en múltiples etapas, mientras la temperatura es constante. Al pasar el punto de burbuja, el gas se libera de la fase líquida, por lo tanto, no hay líquido en la celda, por lo tanto la composición del hidrocarburo permanece sin cambios. Este test tiene como finalidad encontrar el punto de burbuja y los volúmenes relativos de los fluidos a presiones diferentes.

⁸⁸ DANESH, Ali. PVT and phase behaviour of petroleum reservoir fluids. Developments in petroleum science 47. Department of Petroleum Engineering. Heriot Watt University. Endinburgh Scotland. 2003, p.388.

⁸⁹ ibid, p.38.

⁹⁰ ALDANA CUESTA, Harold Andres y GUTIÉRRES GARRIDO, Carlos Alberto. Op., cit, p.67.

3.6.1.2 Expansión Diferencial. Esta prueba se realiza igual que la de expansión flash, hasta pasar el punto de burbuja. Por lo tanto, a cada caída de presión, la cantidad total de gas es liberado durante la última estación de reducción de presión que es retirado de la celda, entonces, la composición de la celda de hidrocarburo cambia en cada estación del experimento, las fases remanentes se vuelven progresivamente en hidrocarburos ricos y pesados. Por cada información básica, un número de parámetros PVT de interés pueden ser derivados, como el factor volumétrico del gas (β_g), Factor volumétrico del petróleo (β_o) y gas en solución (R_s).

3.6.1.3 Prueba de separador flash. Esta prueba se realiza conectando la celda PV a un sistema de separación multietapa, y lleva los fluidos a través del separador, a condiciones de tanque. Los volúmenes resultantes del gas y el petróleo residual, son medidos al final del experimento

3.6.2 Análisis de las pruebas PVT en el campo Yariguí Cantagallo. A continuación, se presenta una prueba PVT real del Campo Yariguí Cantagallo generada por Jennifer Lorena Vargas Peña en su proyecto de grado “Estudio de la viabilidad técnica en etapa temprana de procesos de recobro químico (alcali-surfactante-polímero) mediante simulación numérica en el campo Yariguí-Cantagallo”⁹¹.

Tabla 19. Análisis de las pruebas PVT

Datos	Presión	GOR	β_o	β_g
1	0	0	1.090	114794
2	361.111	50.214	1.129	0.04312
3	722.222	106.747	1.173	0.02113
4	1083.33	166.051	1.219	0.01368
5	1444.44	227.245	1.266	0.00999
6	1805.67	289.888	1.315	0.00784
7	2166.67	353.715	1.364	0.00647
8	2527.78	400.000	1.399	0.00556
9	2888.89	400.000	1.395	0.00491
10	3250	400.000	1.391	0.00444

Fuente: VARGAS PEÑA, Jennifer L. Estudio de la viabilidad técnica en etapa temprana de procesos de recobro químico (álcali-surfactante-polímero) mediante simulación numérica en el campo Yariguí-Cantagallo. 2014. Anexo A. Propiedades PVT, p 150.

⁹¹ VARGAS PEÑA, Jennifer Lorena. Estudio de la viabilidad técnica en etapa temprana de procesos de recobro químico (alcali-surfactante-polímero) mediante simulación numérica en el campo Yariguí-Cantagallo. Fundación Universidad de América. Colombia, Bogotá.2014, p.62

Un paso previo a un buen análisis PVT, consiste en la obtención de una muestra representativa del yacimiento que este a las condiciones de presión y temperatura del mismo. Estas condiciones se encuentran en la **Tabla 20**.

Tabla 20. Información para el cálculo de las propiedades PVT

Propiedad	Valor
Pb (psi)	2425
Py (psi)	3250
Ty (°F)	138
Rs(scf/Bls)	400
Yg	0,63
Go (API)	21

Fuente: VARGAS PEÑA, Jennifer L. Estudio de la viabilidad técnica en etapa temprana de procesos de recobro químico (álcali-surfactante-polímero) mediante simulación numérica en el campo Yariguí-Cantagallo. 2014. Colombia.p,62; modificado por los autores.

Existen muchas correlaciones para determinar las propiedades de los fluidos (Ver **Tabla 21**), en la tabla se proporcionan diversas correlaciones de distintos autores, que las desarrollaron durante el proyecto, con el objetivo de minimizar el porcentaje de error y usar la correlación correcta para cada campo específico.

Tabla 21. Rangos para distintas correlaciones

Correlación	Standing	Lasater	Vasquez-Beggs	Glaso	Marhoun	Beggs Robinson	y
Pb (psia)	130 a 7000** %Error:4.8***	48 a 5780 **	50 a 5250**	165-1742*	130-3573* %Error:3.66 ***	0 a 5250**	
Ty (°F)	100 a 258**	82 a 272**	70 a 295**	80-280*	74-240*	70 a 245	
Bo (bbl/BLS)	1.024-2.15* %Error:1.2 ***	-	1.028-2.26* %Error: 4.7 ***	1.025-2.558* %Error:2.18 ***	1.032-1.997*	-	
Rs (SCF/BLS)	20 a 1.425 ** %Error: 4.8 ***	3 a 2905**	20 a 2070**% Error: 12.7 ***	90-2637* %Error:1.28 ***	26-1602*	20a 2070**	
Go (° API)	16.5 a 63.8**	17.9 a 51.1**	16 a 50**	22.3-48.1*	19.4-44.6*	-	
y_g	0.59 a 0.95**	0.574 a 1223**	0.56 a 1.18**	0.650-1.276*	0.752-1.367*	-	

Fuente*: DANESH,Ali. PVT and phase behaviour of petroleum reservoir fluids. Developments in petroleum science 47.Department of Petroleum Engineering.Heriot Watt University.Endinburgh Scotland.2003, p.67; modificado por los autores.

Fuente:** ESCOBAR MARCULADO, Fredy Humberto. Fundamentos de ingeniería de yacimientos. Colombia.2007. p. 91

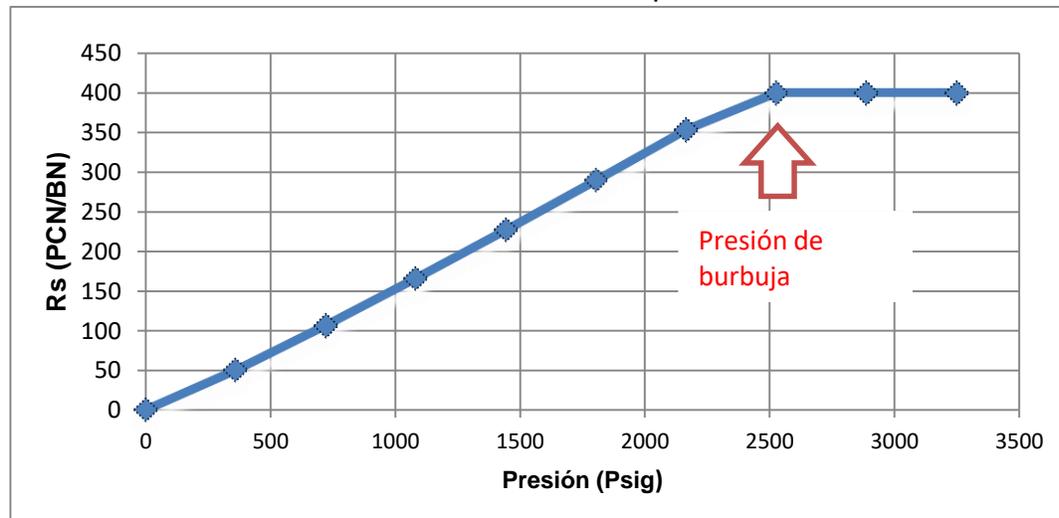
Fuente*:** AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook, 2006. p. 119.

Vásquez y Beggs, determinaron su correlación en un rango de variables (Ver **Tabla**) que al ser analizadas y comparadas por Jennifer⁹², Aldana y Gutierrez⁹³ se encuentran dentro del rango de las propiedades que se presentaron previamente del campo Yariguí Cantagallo. Por lo tanto, las propiedades como presión de burbuja, relación gas disuelto petróleo y factor volumétrico del petróleo se fueron calculadas con esta correlación, estas ecuaciones se pueden observar en el **Anexo A**.

3.6.2.1 Propiedades físicas del petróleo para el Campo Yariguí Cantagallo. A continuación, se muestra las propiedades físicas del petróleo para el Campo de estudio.

➤ **Razón de gas disuelto.** Se puede observar en la **Gráfica 17**, que de la mayor presión a la presión de burbuja la relación gas disuelto es constante, cuando la presión disminuye por debajo de su punto de burbuja la razón de gas disuelto va a disminuyendo lo que indica la liberación del gas paulatinamente.

Gráfica 17. Gas en solución en función de la presión

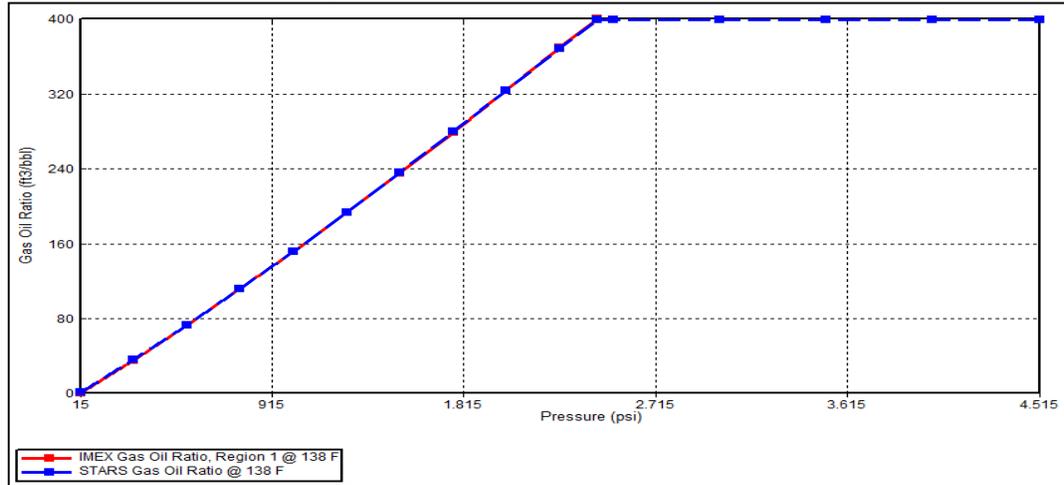


En la siguiente **Grafica 18** se muestra el comportamiento de la relación gas petróleo a diferentes presiones (psi), como resultado del simulador.

⁹² Ibid. p. 63

⁹³ ALDANA CUESTA, Harold Andres y GUTIÉRRES GARRIDO, Carlos Alberto. Op., cit,p.69

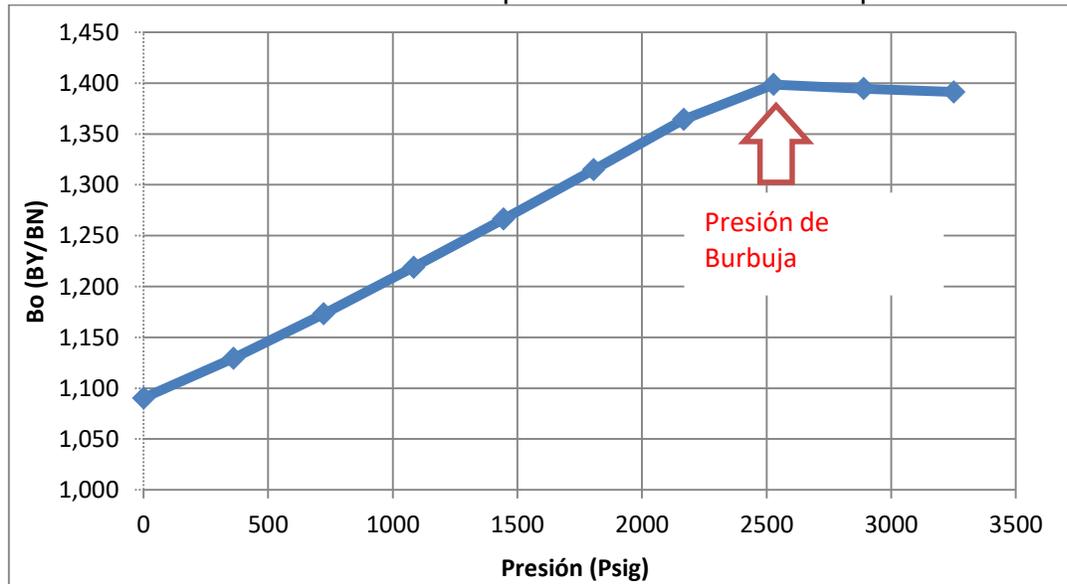
Gráfica 18. Razón de gas disuelto



➤ **Factor volumétrico del petróleo (β_o).** Esta propiedad siempre va a definirse mayor que la unidad (1 BY/BN). Por encima del punto de burbuja, debido a la compresibilidad de la fase líquida, el factor volumétrico disminuye de manera lenta. Por debajo de la presión de burbuja, el factor volumétrico tiende a disminuir debido a la caída de presión y a la liberación del gas en solución.

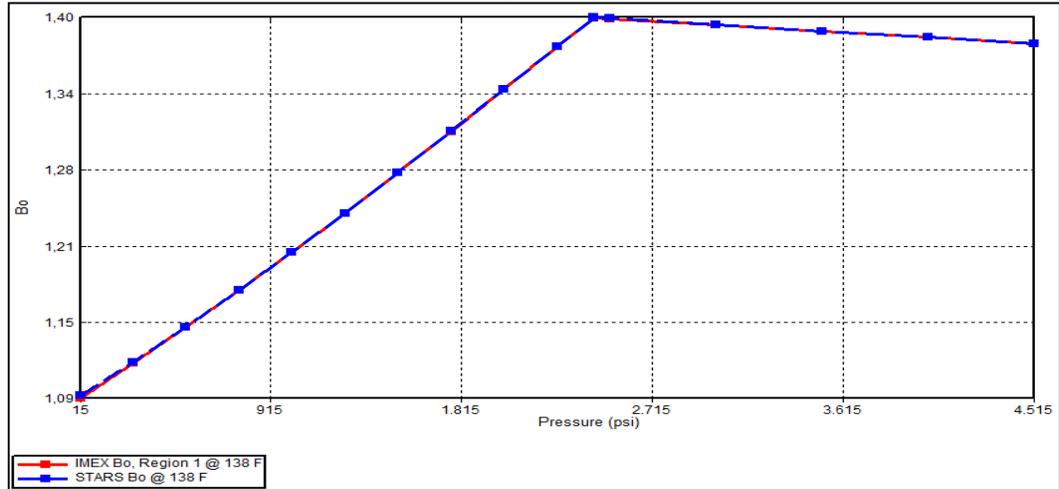
En la **Gráfica 19** se evidencia un comportamiento normal del factor volumétrico del petróleo, según el análisis PVT del Campo Yariguí-Cantagallo.

Gráfica 19. Factor volumétrico del petróleo en función de la presión



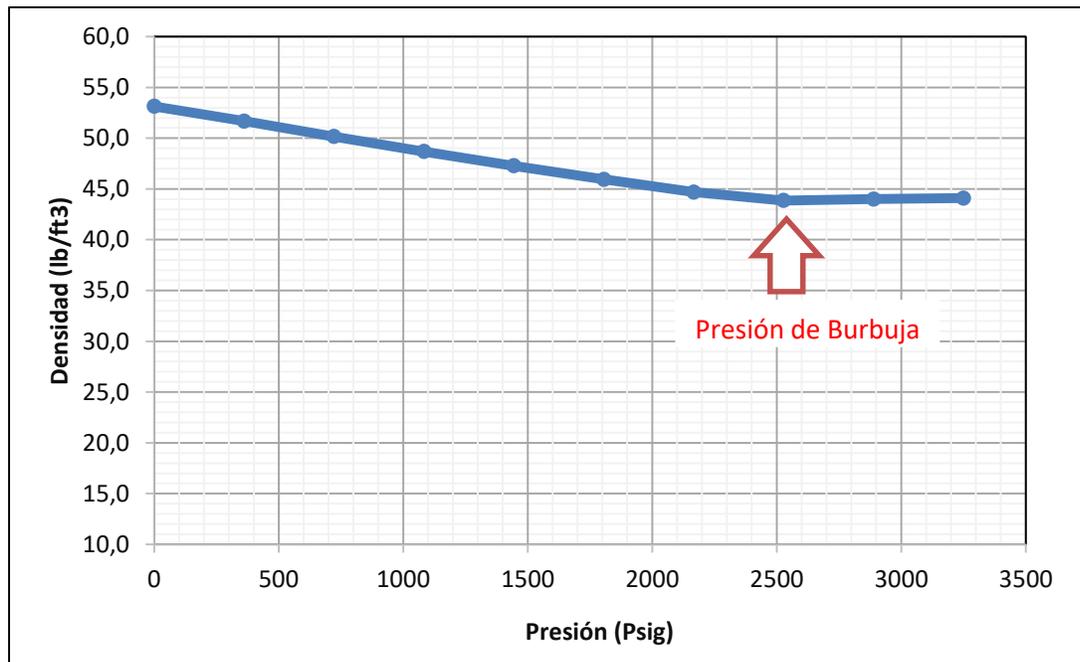
En la **Gráfica 20** se muestra la respuesta del simulador para el factor volumétrico del petróleo Vs Presión (psi).

Gráfica 20. Factor volumétrico del petróleo



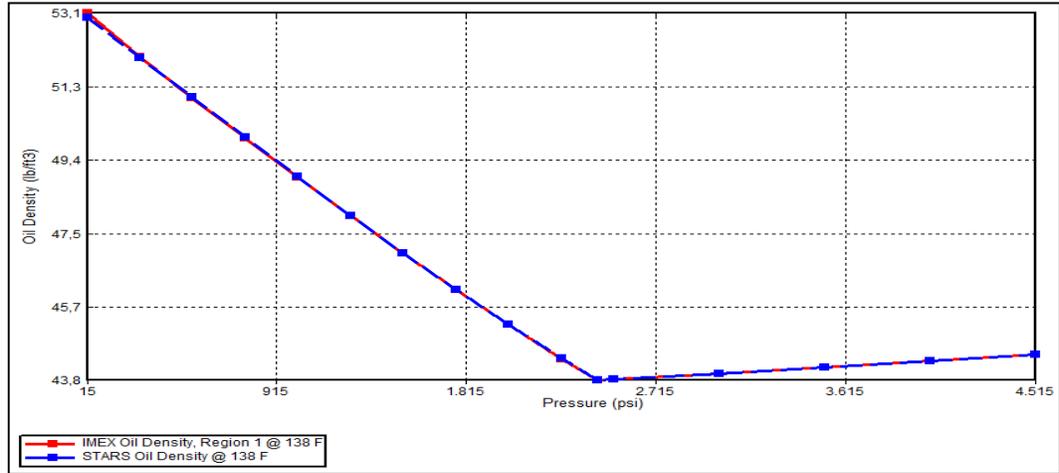
➤ **Densidad del petróleo.** En la **Gráfica 21** se observa la relación entre la razón de gas en solución (lb/ft³) a diferentes valores de presión (psi). Se muestra como baja la densidad hasta una presión de 2514 psi, volviendo a subir ligeramente.

Gráfica 21. Densidad del petróleo en función de la presión



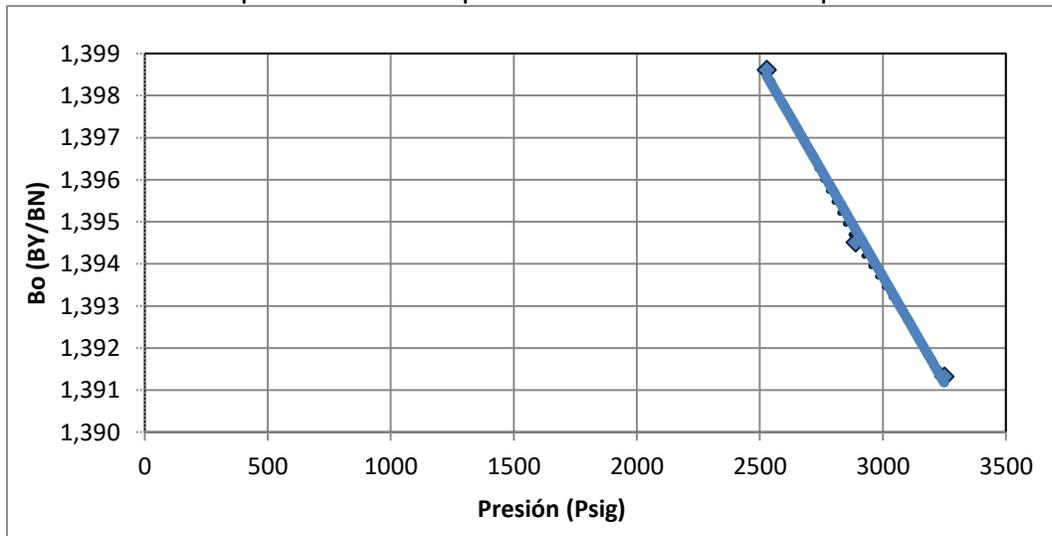
En la **Gráfica 22** se muestra el resultado del simulador para la relación entre la densidad (lb/ft³) a diferentes valores de presión (psi).

Gráfica 22. Densidad del petróleo



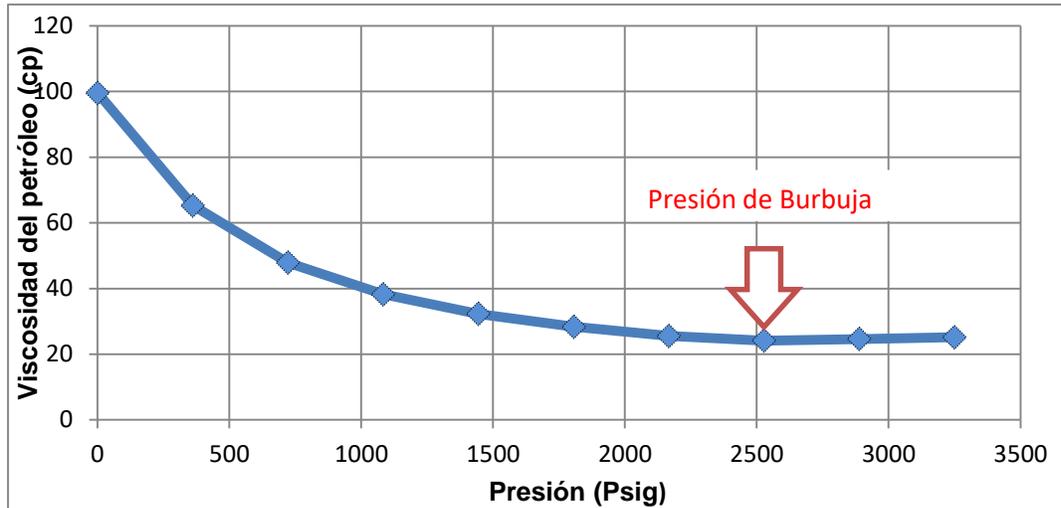
➤ **Compresibilidad del petróleo.** Al obtener la tendencia de incremento en la magnitud del B_o , entre la presión máxima y la presión de burbuja, se puede estimar la Compresibilidad del petróleo promedio, obteniendo la **Gráfica 23** de la recta (tendencia exponencial), identificando el súper índice que acompaña el exponencial, concluyendo de esta manera, que la Compresibilidad promedio del Petróleo del Campo Yariguí-Cantagallo es del orden de $7.236E-06 \text{ psi}^{-1}$.

Gráfica 23. Compresibilidad del petróleo en función de la presión



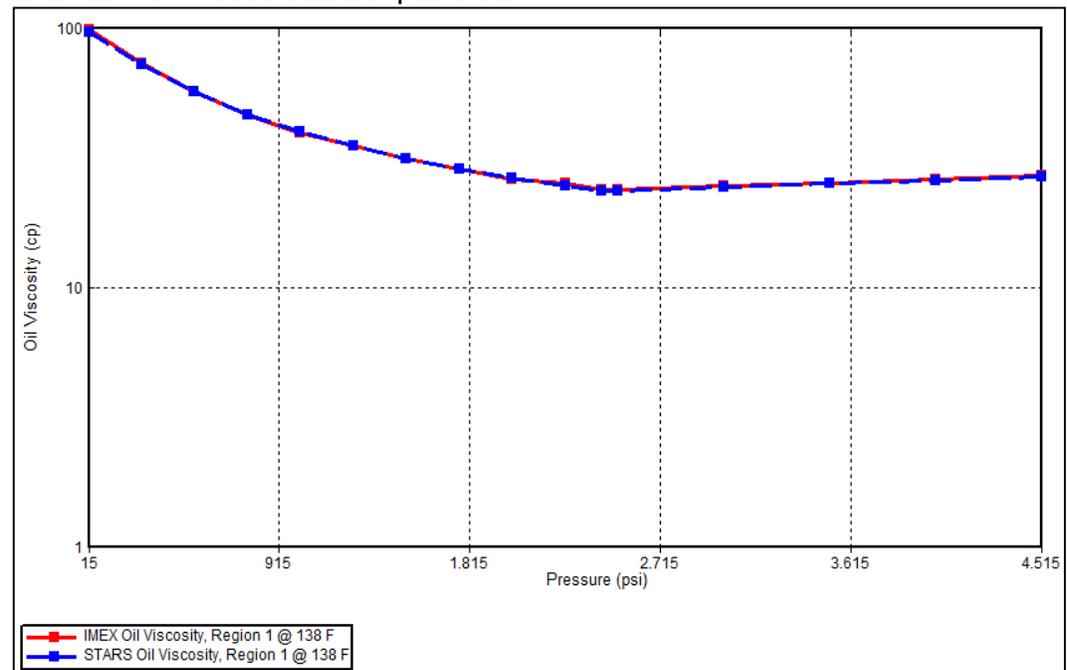
➤ **Viscosidad del petróleo.** En la **Gráfica 24** se muestra el comportamiento de la viscosidad (cp) a diferentes presiones (psi). Se pudo observar que a medida que aumenta la presión, hay una disminución exponencial de la viscosidad hasta el valor 23.97 cP a una presión de 2,500 psig, posteriormente aumenta su viscosidad levemente.

Gráfica 24. Viscosidad del petróleo



En la siguiente **Gráfica 25** se muestra el resultado de simulación para el comportamiento de la viscosidad (cp) a diferentes presiones (psi).

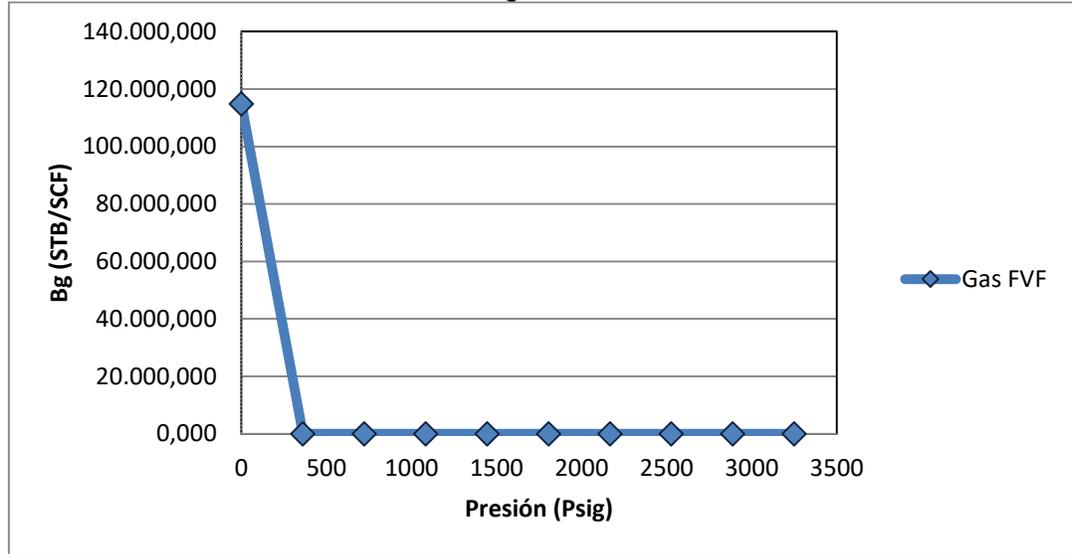
Gráfica 25. Viscosidad del petróleo



➤ **Factor volumétrico del gas.** La **Gráfica 26** se evidencia el comportamiento de factor volumétrico del gas a diferentes presiones.

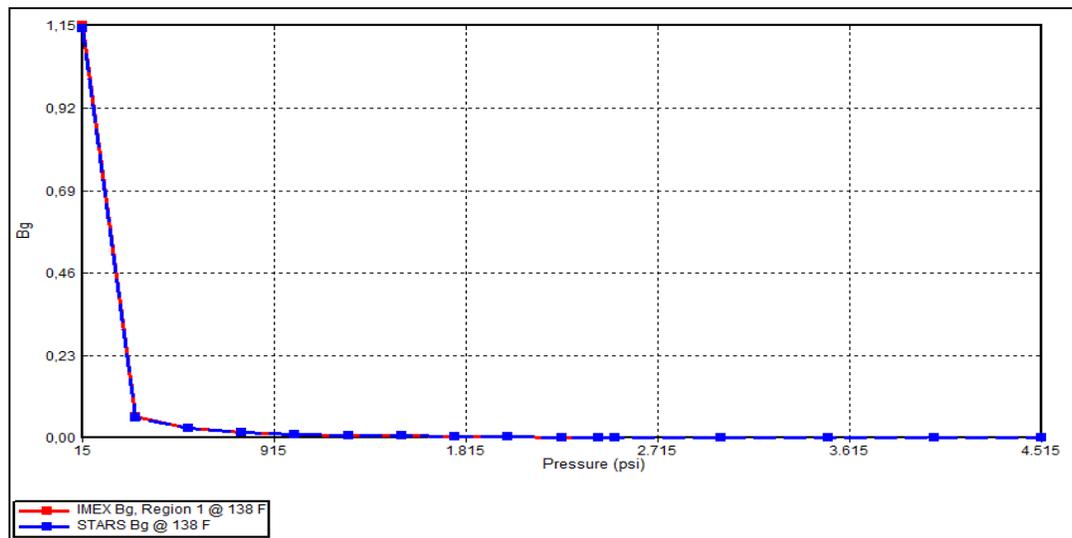
Se evidencia una caída del factor volumétrico del gas a medida que aumenta la presión hasta llegar aproximadamente de 1×10^{-6} (STB/SCF).

Gráfica 26. Factor volumétrico del gas



La **Gráfica 27** se evidencia el resultado del comportamiento de factor volumétrico del gas a diferentes presiones.

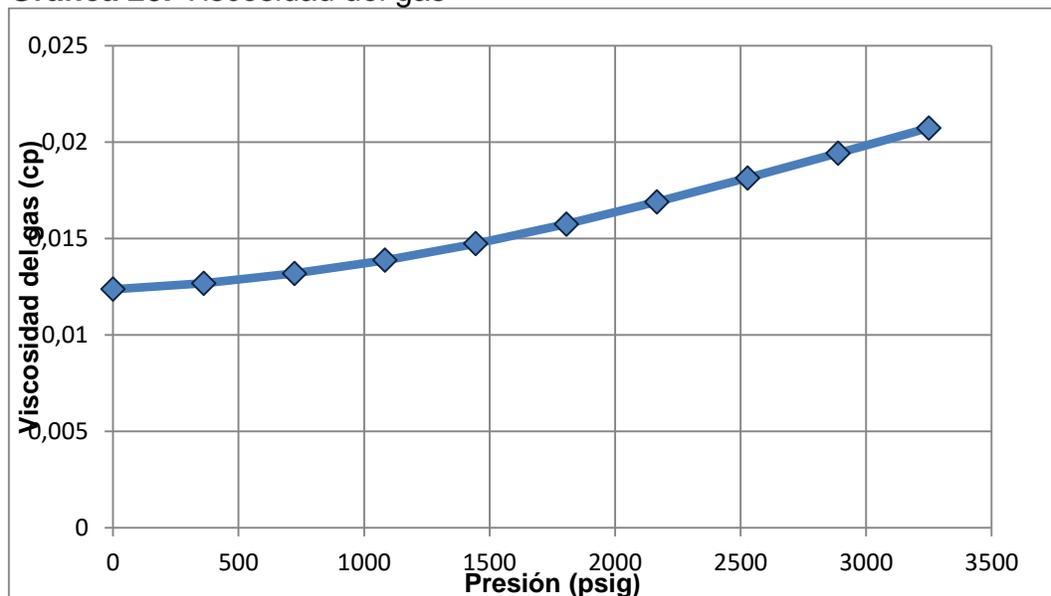
Gráfica 27. Factor volumétrico del gas



➤ **Viscosidad del gas.** La **Gráfica 28**, muestra la viscosidad del gas representada a partir de IMEX y STARS a diferentes presiones.

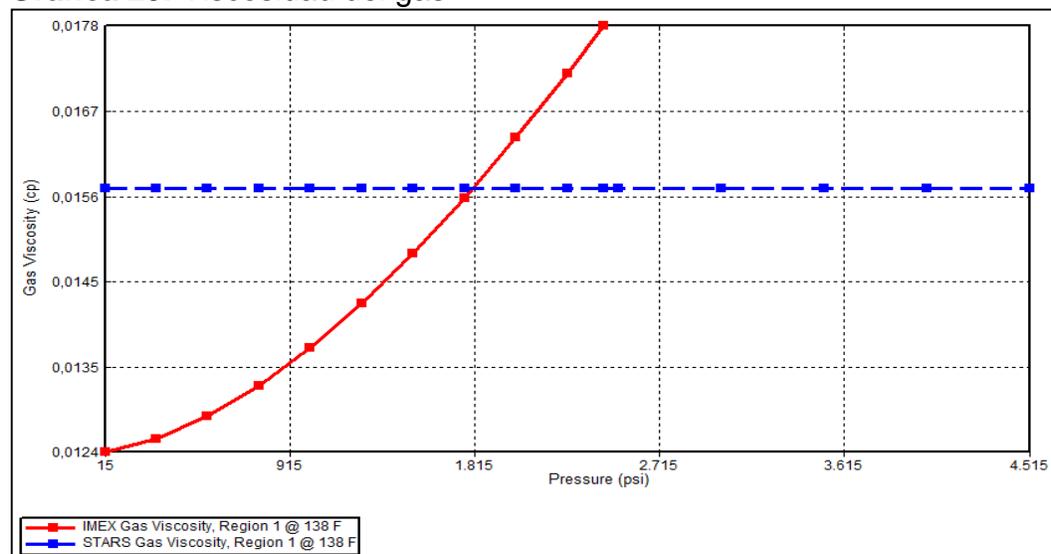
Se evidencia de la gráfica valores diferentes para el simulador STARS con una viscosidad constante a lo largo de la presión.

Gráfica 28. Viscosidad del gas



La **Gráfica 29**, muestra la viscosidad del gas representada a partir de STARS a diferentes presiones.

Gráfica 29. Viscosidad del gas



3.7 PERMEABILIDADES RELATIVAS

La permeabilidad ha mostrado en diferentes estudios de laboratorio que es una función de la saturación de los fluidos del yacimiento y de las características de humectabilidad de la formación. Las permeabilidades están normalmente medidas directamente en el laboratorio sobre tapones de núcleo pequeños. Debido a muchas

combinaciones posibles de saturación de un solo medio, los datos de laboratorio normalmente se resumen y se informaron como la permeabilidad relativa.⁹⁴ Existen 3 tipos de permeabilidad las cuales se dividen en.

3.7.1 Permeabilidad absoluta. Esta permeabilidad se mide cuando un fluido satura 100 % el espacio poroso.⁹⁵

3.7.2 Permeabilidad efectiva. Es la medida de la permeabilidad que está en presencia de otros fluidos que saturan al medio poroso, por ello esta permeabilidad se encuentra dada en función de la saturación de fluidos y siempre serán menores que las permeabilidades absolutas.⁹⁶

3.7.3 Permeabilidad relativa. Es la relación entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta. Este tipo de permeabilidad es muy importante ya que da una medida de la forma como un fluido se desplaza en el medio poroso y las sumatorias de las permeabilidades debe ser menor de 1.0. El concepto de permeabilidad relativa es fundamental en la simulación desde el punto en que expresa la contribución de cada fase, al total del flujo multifásico. La **Ecuación 18** muestra el cálculo de las diferentes permeabilidades relativas.⁹⁷

Ecuación 18. Permeabilidad relativa

$$\begin{aligned}kr_o &= \frac{k_o}{k} \\kr_g &= \frac{k_g}{k} \\kr_w &= \frac{k_w}{k}\end{aligned}$$

Fuente: AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook, 2006. p. 288-289

Donde:

Kro: Permeabilidad efectiva al petróleo.

Krw: Permeabilidad efectiva al agua.

Krg: Permeabilidad efectiva al gas.

K: Permeabilidad absoluta.

⁹⁴ AHMED, Tarek. Op., cit., p. 288

⁹⁵ ESCOBAR MARCULADO, Fredy Humberto. Op., cit., p. 33

⁹⁶ Ibid. p. 34

⁹⁷ Ibid. p. 35

3.7.3.1 Permeabilidades relativas Pozo CG-24, Campo Yariguí-Cantagallo. Según Aldana y Gutierrez⁹⁸, Los análisis que se realizaron en muestras de las arenas C y CG en el pozo CG-24 las cuales son mostradas en la **Cuadro 6**, cuatro de estas pruebas realizadas en las arenas C y las otras dos en arenas CG.

Cuadro 6. Resultados de laboratorio, muestras arenas C y CG

Sample No.	Depth (feet)	Pore Volume (cc)	Core Length (cm)	Swir (%)	Oil Perm @Swir (md)	Sor (%)	Water Perm @Sor (md)
6405	6405.5-6405.58'	26.6	10.296	30.0%	111.1	28	4.7
6868	6868-6868.21'	35.6	13.454	32.3%	324.4	38	15.8
6882	6882-6882.17'	43.4	11.84	25.0%	689.1	47.3%	32.7
6916	6916-6916.17'	35.4	13.03	25.5%	495.5	50.0%	41.4
6885	6885'	21.5	7.51	32.4%	496.7	19.3%	86.9
6885r	6885'	21.5	7.51	33.9%	580.8	19.1%	126.2

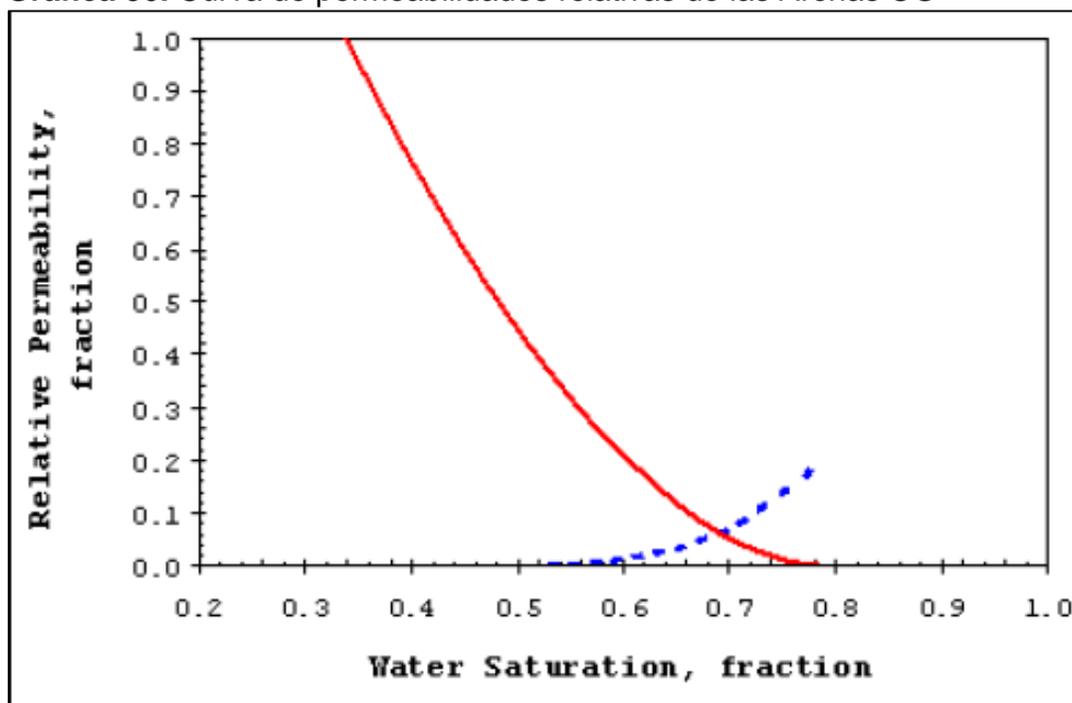
Fuente: ECOPETROL. Plan de desarrollo Campo Yariguí-Cantagallo. 2010, p 27.

Los resultados del cuadro anterior dan a conocer que las muestras 6405, 6868 y 6885´r muestran una tendencia a ser mojadas por agua, pero para las muestras 6916 y 6882 dan una tendencia humectante al crudo según el Sor.

Estas muestras fueron realizadas con el fin de realizar las gráficas de permeabilidades relativas en las Arenas C y CG, mostradas en la siguiente **Gráfica 30** en Cantagallo 24 a una profundidad de 6885´r.

⁹⁸ ALDANA CUESTA, Harold Andrés y GUTIÉRRES GARRIDO, Carlos Alberto. Op., cit., p.76

Gráfica 30. Curva de permeabilidades relativas de las Arenas CG



Fuente: ECOPETROL. Plan de desarrollo Campo Yariguí-Cantagallo. 2010, p 28.

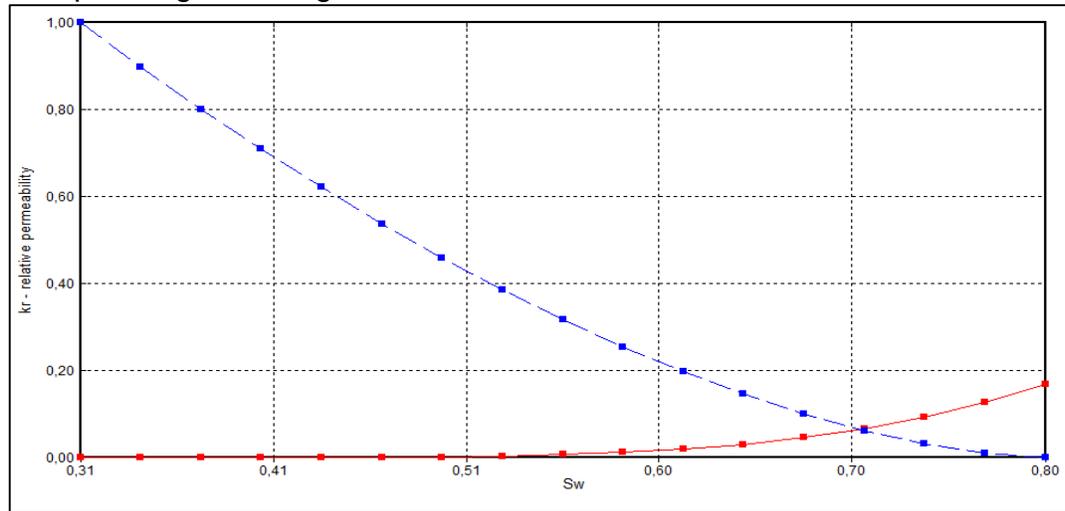
Los resultados observados en la gráfica anterior, teniendo en cuenta el comportamiento de las curvas, indican que el yacimiento está mojado por agua, es decir, presenta un proceso de imbibición donde el petróleo tiene mayor permeabilidad efectiva que el agua por lo cual va a moverse de una forma más fácil. De la gráfica se puede leer. La saturación de agua irreducible es del 0,31%, la y la permeabilidad relativa del agua a saturación de aceite residual es de 0,22%.

3.7.3.2 Permeabilidad relativa del modelo conceptual del Campo Yariguí Cantagallo. Se analizó según la información suministrada del modelo conceptual que la curva de permeabilidades relativas (agua y petróleo) está normalizada, estas permeabilidades están demostradas según la saturación de agua del Campo.

En la siguiente **Gráfica 31** Se puede observar el modelo correspondiente para las permeabilidades relativas normalizadas.

Al analizar estas curvas de permeabilidades relativas normalizadas, se presenta un yacimiento mojado por agua, lo cual genera un mejor desplazamiento del petróleo y buen desarrollo para tecnologías químicas como surfactante o polímero, gracias al empuje por agua.

Gráfica 31. Curva de permeabilidades relativas (Agua y Petróleo) normalizada versus la saturación de agua del modelo conceptual del Campo Yariguí-Cantagallo.



3.7.3.3 Desnormalización de las curvas de permeabilidades relativas para el modelo del Campo Yariguí Cantagallo. Según Aldana y Gutierrez⁹⁹ realizaron el proceso de desnormalización mediante la **Ecuación 19**, **Ecuación 20** y **Ecuación 21**, generando algunos cambios en la Swi, Kro y Krw, se obtienen las curvas de permeabilidades relativas con una mayor percepción de la realidad del sistema del yacimiento del Campo.¹⁰⁰

Ecuación 19. Saturación de agua

$$Sw = Swirr + Swn (Swmax - Swirr)$$

Fuente: ALDANA CUESTA, Harold Andrés y GUTIÉRRES GARRIDO, Carlos Alberto. Estudio de la implementación de esquemas adecuados de inyección de baches surfactante/polímero para el campo Yariguí-Cantagallo operado por Ecopetrol s.a. mediante simulación numérica. Fundación Universidad de América. Bogotá, D.C.2015, p.79.

Ecuación 20. Permeabilidad relativa del petróleo

$$Kro = Kron * Kro@Swirr$$

Fuente: ALDANA CUESTA, Harold Andrés y GUTIÉRRES GARRIDO, Carlos Alberto. Estudio de la implementación de esquemas adecuados de inyección de baches surfactante/polímero para el campo Yariguí-Cantagallo operado por Ecopetrol s.a. mediante simulación numérica. Fundación Universidad de América. Bogotá, D.C.2015, p.79.

⁹⁹ Ibid. p.79

¹⁰⁰ Ibid. 79

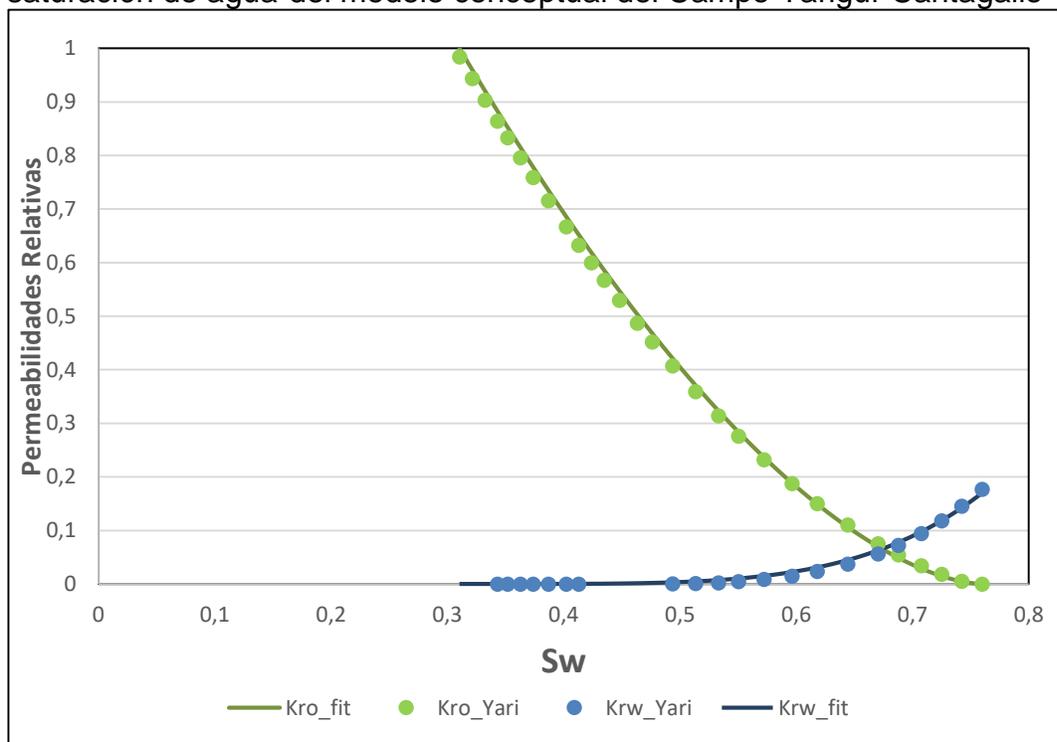
Ecuación 21. Permeabilidad relativa del agua

$$K_{rw} = K_{rwn} * K_{rw@Swmax}$$

Fuente: ALDANA CUESTA, Harold Andrés y GUTIÉRRES GARRIDO, Carlos Alberto. Estudio de la implementación de esquemas adecuados de inyección de baches surfactante/polímero para el campo Yariguí-Cantagallo operado por Ecopetrol s.a. mediante simulación numérica. Fundación Universidad de América. Bogotá, D.C.2015, p.79.

En la **Gráfica 32** se representa el proceso de permeabilidades relativas desnormalizadas.

Gráfica 32. Curva de permeabilidades relativas desnormalizada versus saturación de agua del modelo conceptual del Campo Yariguí-Cantagallo



El comportamiento de las curvas en la gráfica muestra que las curvas de permeabilidades relativas contra la saturación de agua, se logaron identificar las siguientes propiedades: saturación de agua irreducible, 31.0%; saturación de petróleo residual, la cual se encuentra en el orden del 22.0%; permeabilidad relativa de petróleo a la saturación de agua irreducible 100%; y finalmente, la permeabilidad relativa de agua a la saturación residual de petróleo- que se encuentra en el orden 0.17. En la **Tabla 22** se muestran los datos iniciales del Campo Yariguí Cantagallo.

En el **Anexo B** se puede ver la tabla de la desnormalización de las curvas de permeabilidades relativas para el Campo Yariguí Cantagallo.

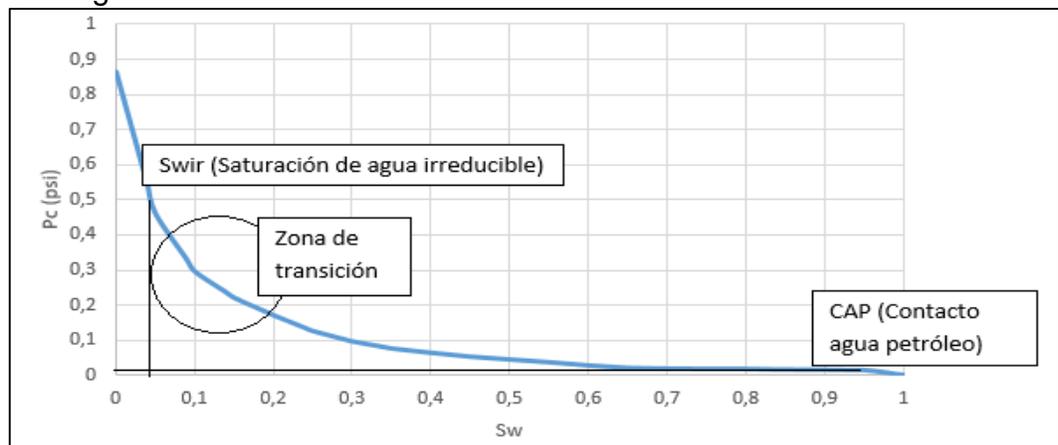
Tabla 22. Representación de los datos para el Campo Yariguí Cantagallo

Swirr	0,3106
Sor	0,2
Kro-swirr	1
Krw-sor	0,17
Swmax	0,76

Fuente: ALDANA CUESTA, Harold Andrés y GUTIÉRRES GARRIDO, Carlos Alberto. Estudio de la implementación de esquemas adecuados de inyección de baches surfactante/polímero para el campo Yariguí-Cantagallo operado por Ecopetrol s.a. mediante simulación numérica. Fundación Universidad de América. Bogotá, D.C.2015, p.79.

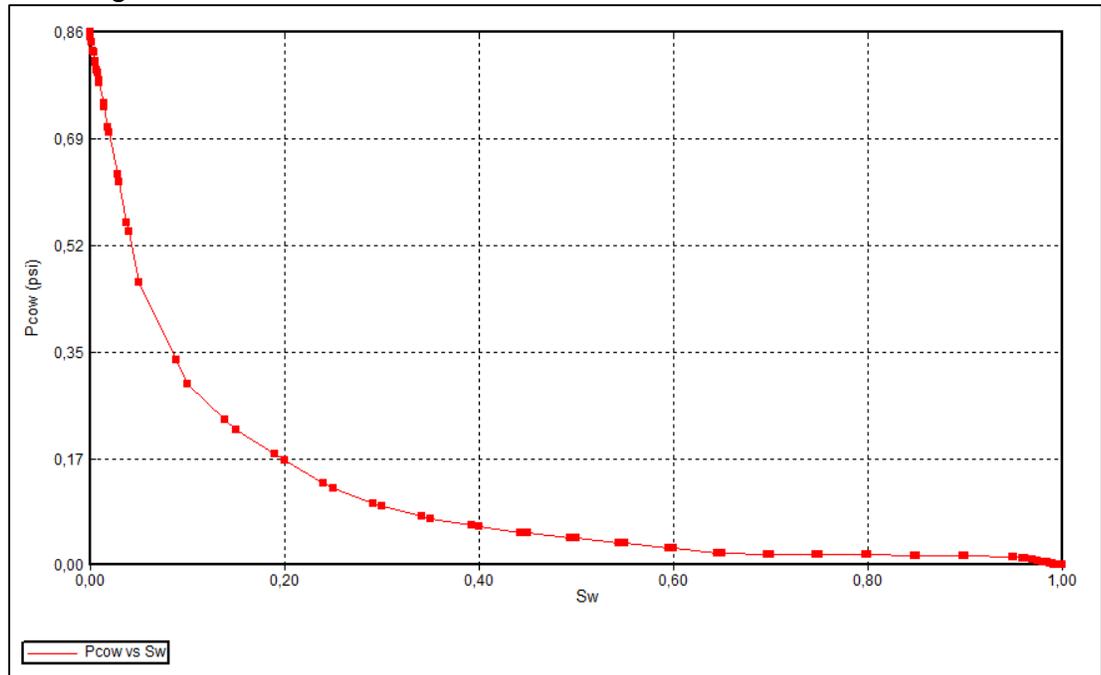
3.7.3.4 Presión Capilar según el modelo conceptual del Campo Yariguí Cantagallo. La presión capilar hace referencia a la diferencia de presión a través de la interface que separa dos fluidos inmiscibles (agua y petróleo), cuando se ponen en contacto en un medio poroso. La **Gráfica 33** representa la curva de presión capilar en función de la saturación de agua para el Campo Yariguí Cantagallo

Gráfica 33. Curva de presión Capilar del petróleo en función de la saturación de agua según el modelo conceptual del campo Yariguí Cantagallo



En la **Grafica 34** se puede observar el resultado de la curva de presión capilar para el modelo de simulación del Campo Yariguí Cantagallo.

Gráfica 34. Curva de presión Capilar del petróleo en función de la saturación de agua según el modelo de simulación para el Campo Yariguí Cantagallo



3.8 CONDICIONES INICIALES DEL MODELO

La siguiente **Figura 46** permitió describir las propiedades iniciales del yacimiento para la simulación, se define la presión a una profundidad de referencia (REFPRES) de 3.642 psia y la profundidad de referencia (REFDEPTH) es 8,000 ft (TVDSS), esta profundidad debe estar dentro del rango de profundidades que contiene el yacimiento.

Figura 46. Condiciones iniciales del *Grid*

STARS Initial Conditions

Vertical Equilibrium Calculation Methods

Depth-Average Capillary-Gravity Method (VERTICAL DEPTH_AVE)

Add a phase pressure correction. (EQUIL)

Do not add a phase pressure correction. (NOEQUIL)

Do Not Perform Vertical Equilibrium Calculations (VERTICAL OFF)

Datum Depth for Pressure

Datum Depth for Output Pressure (DATUMDEPTH) Depth:

Use Initial Equilibrium pressure distribution to calculate corrected datum pressures. (INITIAL)

Use the grid block density to calculate corrected datum pressures. (REFDENSITY GRIDBLOCK)

Use an input reference density to calculate corrected datum pressures (REFDENSITY density) Density:

Initialization Region ▶

Region 1: Initialization Region Specifications

Initialization Set Number 1 is not defined. Grid depth range: 796.685 to 9856.01 ft

Reference Pressure (REFPRES): Water/Gas Transition Zone (TRANZONE):

Location For Reference Pressure

Reference Depth (REFDEPTH)

Reference Block (REFBLOCK)
(UBA Format i.e. i1 j1 k1 /i2j2 k2 ...)

Initial Reservoir Saturation

Water-Oil Contact Depth (DWOC)

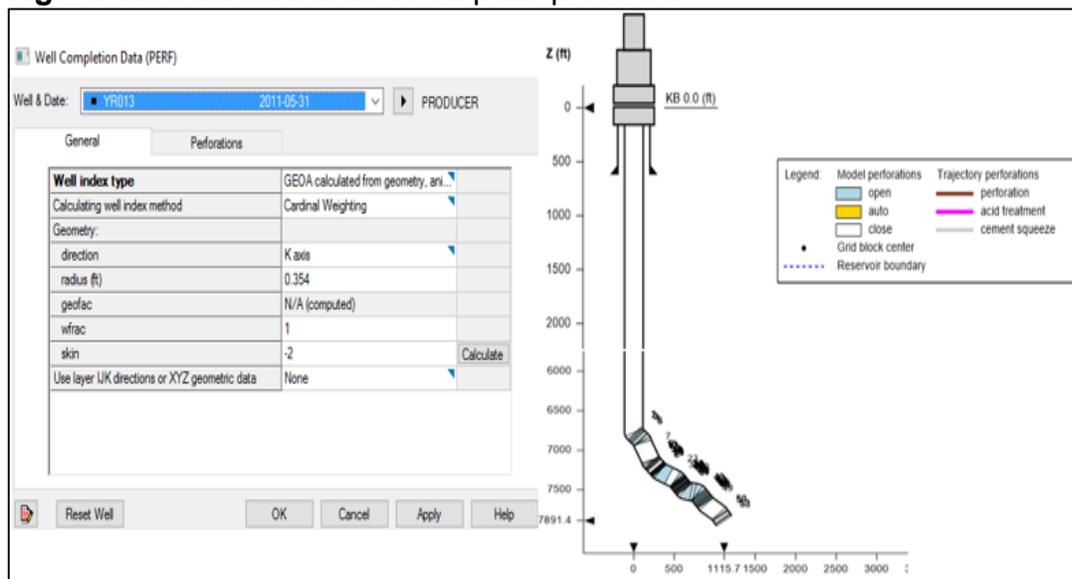
Gas-Oil Contact Depth (DGOC)

▶ OK Cancel Apply Help

3.9 EVENTOS DE POZO

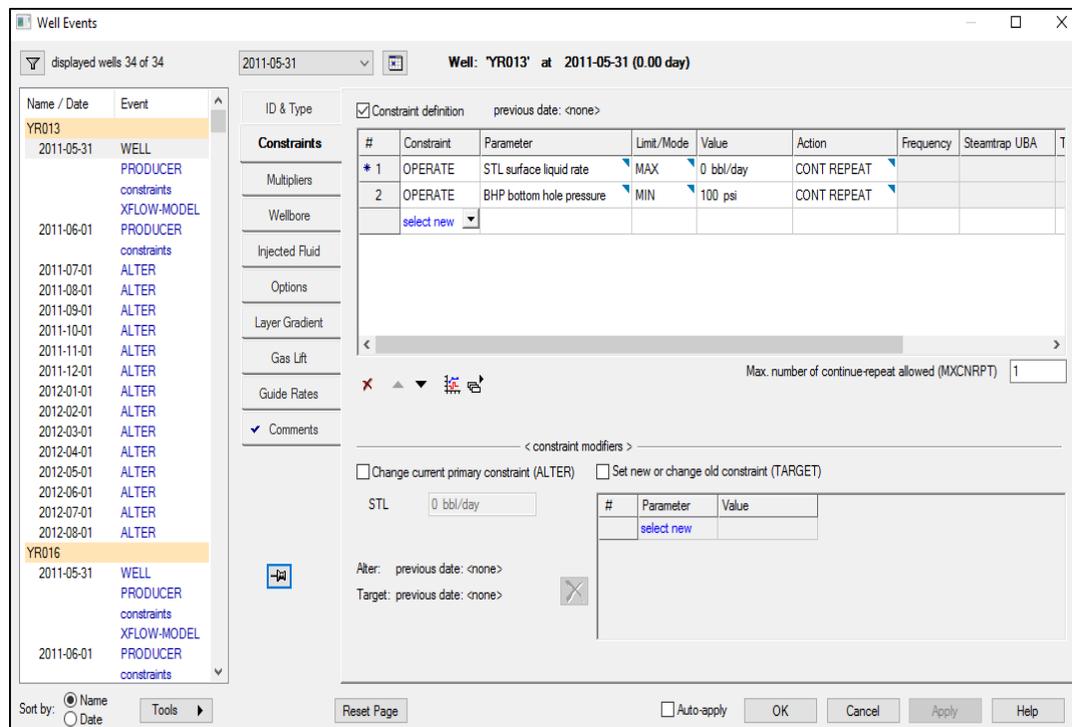
3.9.1 Cañoneo y producción del *grid* de simulación para el Campo Yariguí Cantagallo. En la **Figura 47** se definen las características de un pozo del sector (YR-13) sus: trayectorias, completamientos y condiciones de producción/inyección principalmente mostrando un radio de 0.354 ft, un skin de -2, una desviación del pozo a 6,900 ft (TVDSS) y el cronograma de eventos de producción.

Figura 47. Características de un pozo productor



La **Figura 48** da a conocer los constraints del Pozo YR013, mostrando valores del BHP (Bottom hole pressure) de 100 psia Y STL (Surface liquid rate) de 0 bbl/día, cambiando estos valores a diferentes fechas de producción.

Figura 48. Eventos del pozo YR013

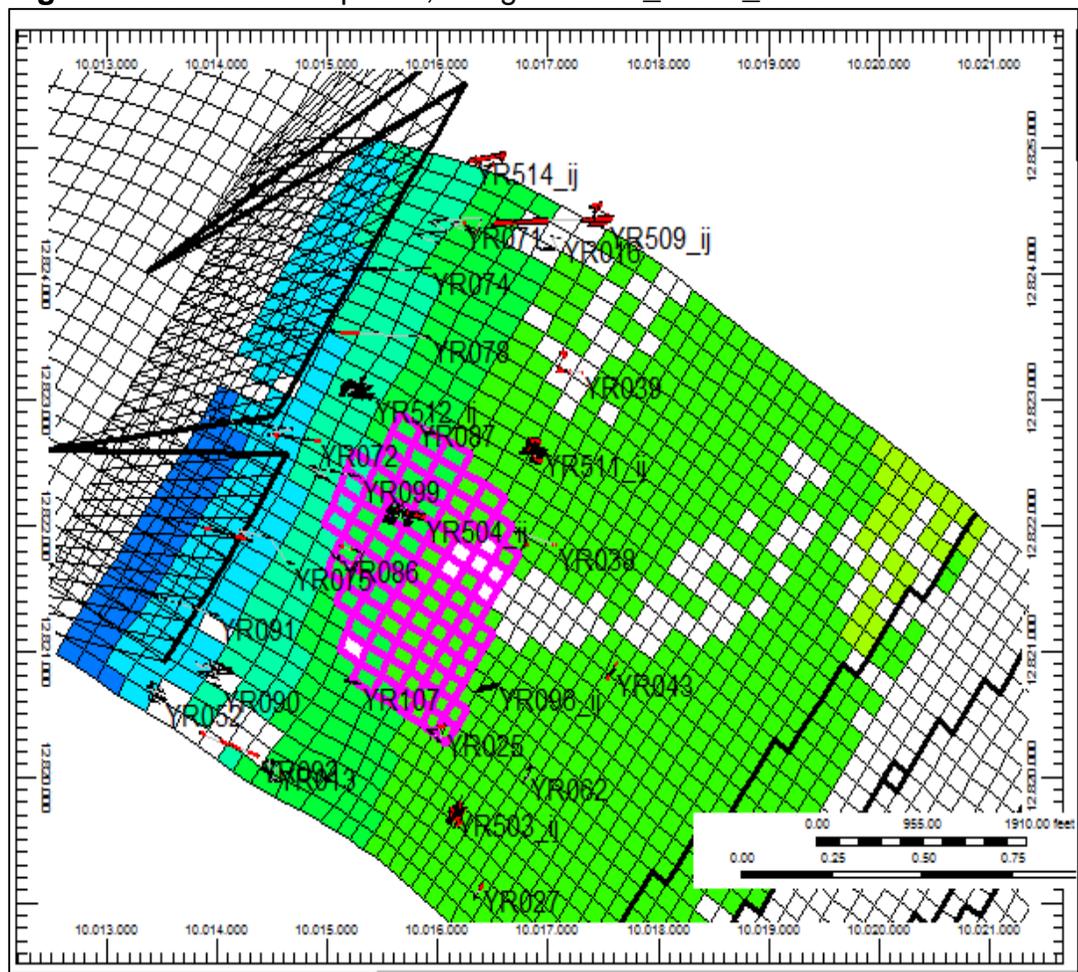


3.10 SELECCIÓN DEL PATRON DE INYECCIÓN DE QUÍMICOS

Se identificó un patrón de siete pozos en el Campo Yariguí-Cantagallo (en este proyecto de investigación, denominado “arreglo CEOR_PATT_2016”), con el fin de evaluar y analizar la viabilidad técnica de inyección de baches surfactante/polímero, el cual consiste en realizar una invasión de surfactante, seguido de una invasión de polímero, y así sucesivamente, dependiendo de los resultados que arrojen las sensibilidades realizadas por cantidad de baches, tamaño del bache, concentración del bache y frecuencia a la cual fueron inyectados los químicos (surfactante y polímero), cuantificando la recuperación de petróleo, el cual fue objeto de estudio en este trabajo de investigación.

En la **Figura 49** se puede observar el patrón que fue objeto de estudio, conformado por un pozo inyector (YR-504) y 6 pozos productores (YR087, YR038, YR0107, YR086, YR099, YR86)

Figura 49. Patrón de 7 pozos, arreglo CEOR_PATT_2016



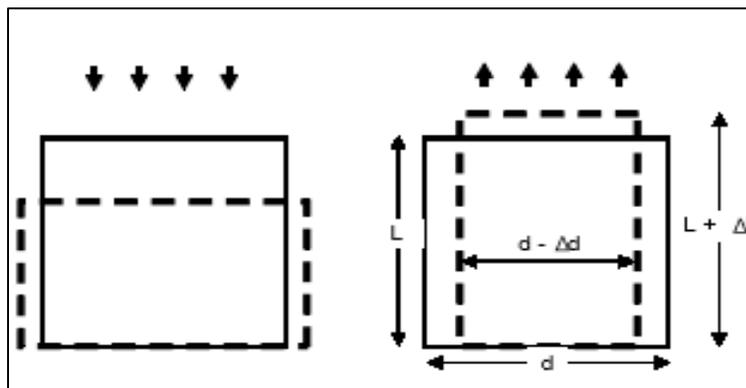
3.11 DETERMINACIÓN DE LA PRESIÓN DE FRACTURA

A continuación, se presentará el cálculo de la presión de fractura; fue realizado teniendo en cuenta diferentes autores que relacionan el gradiente de fractura en función de la porosidad y la razón de Poisson; mediante el método estadístico Monte Carlo a través del simulador Crystal Ball.

3.11.1 Ondas de compresión y de corte. De manera artificial se pueden generar dos tipos de ondas que se propagan a través de la superficie y capas de diferente modo; son las Ondas de Compresión “P” y las de Corte “S”. Sus nombres nacieron debido a la naturaleza de la deformación que provocan en el medio de propagación durante su paso por la roca.

La onda “P” provoca un cambio de volumen, pero no de forma en respuesta al esfuerzo de compresión y tensión; mientras que la onda “S” produce un cambio de forma, pero no de volumen (Ver **Figura 50**). La propagación de las ondas en un medio geológico está afectada por las propiedades físicas de las rocas; su velocidad es función directa de la elasticidad y densidad de la roca. Las ondas “P” están afectadas por la “incompresibilidad” del material geológico, así como de su rigidez.

Figura 50. Efecto de la onda “P”

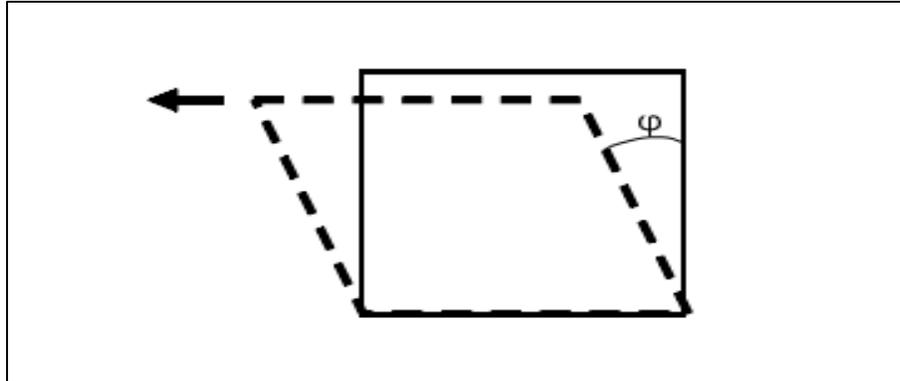


Fuente: ALVARES MANILLA, Alfonso; GARNICA ANGUAS, Paul; y PÉREZ SALAZAR, Alfonso. Evaluación indirecta de los módulos elásticos de rigidez insitu y la relación entre V_p/V_s y el ángulo de fricción interna. Publicación Técnica No. 225. México, Sanfandila. 2003, p.14.

Las ondas “S” producen un cambio de forma, pero no de volumen (Ver **Figura 51**), y solamente dependen de la rigidez. Gracias a estas diferencias ha sido posible identificar, en la amplitud de las ondículas de la reflexión de ondas, los cambios

debidos a los fluidos en los poros, tales como: salmuera, gas y aceite, que afectan directamente la compresibilidad de la roca y no a la rigidez¹⁰¹.

Figura 51. Efecto de la onda S en el medio de propagación



Fuente: ALVARES MANILLA, Alfonso; GARNICA ANGUAS, Paul; y PÉREZ SALAZAR, Alfonso. Evaluación indirecta de los módulos elásticos de rigidez insitu y la relación entre V_p / V_s y el ángulo de fricción interna. Publicación Técnica No. 225. México, Sanfandila. 2003, p.15.

Para la determinación de la velocidad de propagación de las ondas P y las ondas S en función de la porosidad, hizo uso de la **Ecuación 22** y la **Ecuación 23**, respectivamente.

Ecuación 22. Velocidad de propagación ondas P

$$V_p = 4.9442 - 5.2011 * \phi$$

Ecuación 23. Velocidad de propagación ondas S

$$V_s = 2.9614 - 3.4843 * \phi$$

Las velocidades se encuentran en unidades km /s por lo tanto se multiplicaron por un 1000/0.3048 para pasar a ft/seg

Donde:

Φ : Porosidad

¹⁰¹ ALVARES MANILLA, Alfonso; GARNICA ANGUAS, Paul; y PÉREZ SALAZAR, Alfonso. Evaluación indirecta de los módulos elásticos de rigidez insitu y la relación entre V_p / V_s y el ángulo de fricción interna .Publicación Técnica No. 225. México, Sanfandila. 2003,p.15.

A partir de las velocidades se obtienen los tiempos de las ondas S y P (Unidades microseg/ft), los cuales se calculan según la **Ecuación 23** y la **Ecuación 25**, respectivamente.

Ecuación 24. Tiempos ondas P

$$t_p = \frac{1000000}{v_p}$$

Ecuación 25. Tiempos ondas S

$$t_s = \frac{1000000}{v_s}$$

3.11.2 Relación de Poisson. Es la relación entre la deformación transversal y la longitudinal, bajo un régimen de deformación uniaxial en la dirección de la fuerza que produce el estiramiento. Como tal, la relación de Poisson representa la “maleabilidad” del material, es decir su capacidad de expandirse. Ver **Ecuación 26**

Ecuación 26. Relación de Poisson

$$\nu = \frac{\frac{1}{2} \left(\frac{t_p}{t_s}\right)^2 - 1}{\left(\frac{t_p}{t_s}\right)^2 - 1}$$

Fuente: TIAB, Djebbar. DONALDSON, Erle C. Petrophysics. Theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties. Segunda edición. 2004. p.578.

Si $\nu=0$ quiere decir que no hay expansión del material, mientras que un máximo valor de Poisson es decir expansión completa aproximadamente es un valor $\nu=0.5$ Valores comunes de yacimientos tienen un valor que oscila entre $0.15 < \nu < 0.25$

3.11.3 Gradiente litostático. El gradiente litostático es causado por la densidad de las rocas y es transmitido grano por grano de está, produciendo un contacto sucesivo de las capas de la roca, por otro lado, el peso litostático es soportado por la presión de los fluidos en el espacio poroso. Este gradiente es expresado en psi/ft.¹⁰²

¹⁰² TIAB, Djebbar. DONALDSON, Erle C. Petrophysics. Theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties. Segunda edición. 2004. p.54.

En la **Tabla 23** se incluye la lista de las densidades del fluido y de las matrices de las rocas más comunes.

Tabla 23. Densidad del fluido y de las matrices

Sustancia	Densidad del grano (gr/cc)
Arenisca	2.65
Caliza	2.71
Dolomita	2.87
Anhidrita	2.98
Halita	2.03
Cal	2.35
Arcilla	2.7 – 2.8

Fuente: Escuela de perforación. Presiones de formación. Programa de entrenamiento acelerado para ingenieros supervisores de pozo. Pemex Exploración y producción, Schlumberger. 2011.

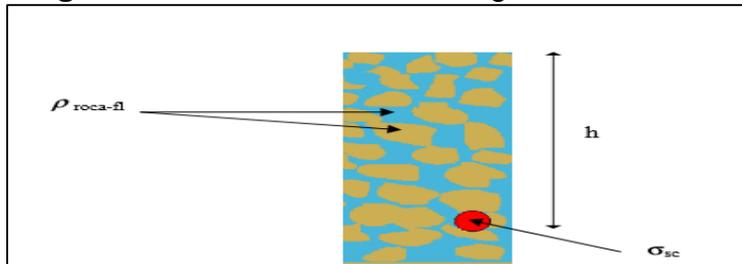
En la **Ecuación 27** se demuestra la conversión de gr/cc a psi/ft, esta conversión es necesaria para poder tener el gradiente litostático de cada sustancia.

Ecuación 27. Gradiente litostático

$$\text{Gradiente litostático} \left(\frac{\text{psi}}{\text{ft}} \right) = 0.433 * \text{Densidad del grano} \left(\frac{\text{gr}}{\text{cc}} \right)$$

3.11.4 Esfuerzo de sobrecarga. Es la presión ejercida por el peso combinado de la matriz de la roca y los fluidos contenidos en los espacios porosos de la misma (agua, aceite y gas), sobre las formaciones subyacentes¹⁰³ (Ver **Figura 52**).

Figura 52. Esfuerzo de sobrecarga



Fuente: PERÉZ GONZÁLEZ, Alberto y JIMÉNEZ TAPIA, José Alejandro. Selección de tecnología para el manejo de ventana operativa estrecha. Universidad Nacional Autónoma de México. Ciudad Universitaria, México.D.F. 2008, p.19.

¹⁰³ PERÉZ GONZÁLEZ, Alberto y JIMÉNEZ TAPIA, José Alejandro. Selección de tecnología para el manejo de ventana operativa estrecha. Universidad Nacional Autónoma de México. Ciudad Universitaria, México.D.F. 2008, p.19.

A continuación, en la **Ecuación 28** se presenta el cálculo del gradiente de sobrecarga en función del gradiente litostático y la profundidad.

Ecuación 28. Esfuerzo de sobrecarga

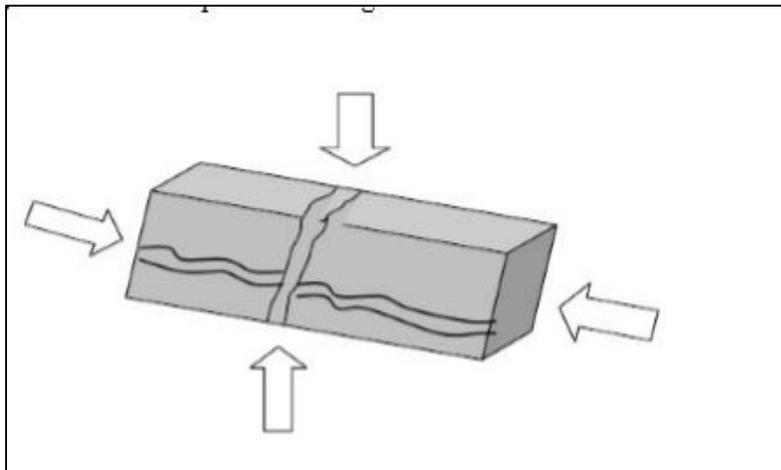
$$\sigma = \text{Gradiente litostático} * \text{Profundidad}$$

Donde.

σ = Gradiente de sobrecarga

3.11.5 La presión de fractura. Es la fuerza por unidad de área necesaria para vencer la presión de formación y la resistencia de la roca. La resistencia que opone la formación a ser fracturada, depende de la solidez o cohesión de la roca y los esfuerzos de compresión a los que se someta. Las formaciones superiores sólo representan la resistencia originada por la cohesión de la roca. A medida que aumenta la profundidad se añaden los esfuerzos de compresión de sobrecarga de las formaciones¹⁰⁴, (Ver **Figura 53**)

Figura 53. Presión de fractura



Fuente: PERÉZ GONZÁLEZ, Alberto y JIMÉNEZ TAPIA, José Alejandro. Selección de tecnología para el manejo de ventana operativa estrecha. Universidad Nacional Autónoma de México. Ciudad Universitaria, México.D.F. 2008, p.21.

3.11.6 Modelo de simulación Monte Carlo para el cálculo de la presión de fractura. El modelo de simulación Monte Carlo es un muestreo repetitivo y aleatorio que evalúa el impacto de incertidumbre de las variables de entrada sobre una función específica; en este caso se quiere calcular la presión de fractura, la cual

¹⁰⁴ Ibíd.,p.21.

dependiendo del método que se vaya a usar, puede estar en función de la porosidad y/o la presión. Estas dos variables independientes son consideradas las variables aleatorias ya que tienen una distribución en el yacimiento (Mostradas en el numeral 3.2.1 y 3.2.6).

A continuación, se presenta la aplicación del modelo de simulación Monte Carlo mediante el programa Crystal Ball, donde se utilizaron cuatro métodos que propusieron distintos autores para el cálculo de la presión de fractura.

3.11.6.1 Modelo de Monte Carlo para el método Hubbert y Willis. Según Hubbert y Willis el cálculo para la presión de fractura máxima se realiza mediante la **Ecuación 29**, la cual indica la presión a la cual se induce la fractura.

Ecuación 29. Presión fractura máxima

$$P_{Fractura\ Máx} = \frac{1}{3} * (\sigma + 2p_p)$$

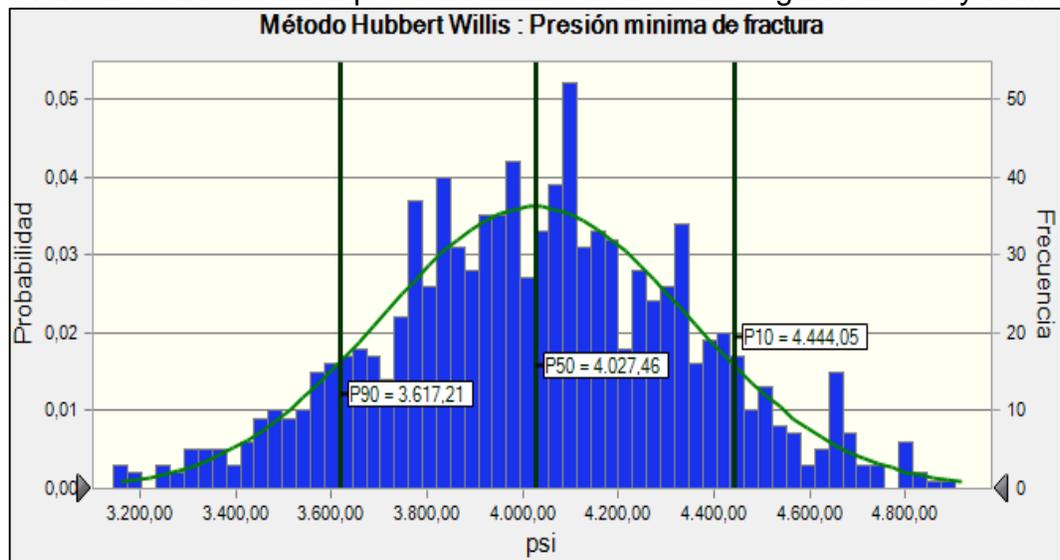
Fuente: TIAB, Djebbar. DONALDSON, Erle C. Petrophysics. Theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties. Segunda edición. 2004. p.622.

Donde:

σ : Esfuerzo sobrecarga, psi
 P_p : Presión de poro, psi.

Aplicando un factor de seguridad que varía entre 5% y 20% en la **Gráfica 35** se puede apreciar la distribución de la presión mínima de fractura.

Gráfica 35. Distribución presión mínima de fractura según Hubbert y Willis



En la **Tabla 24** se observan las presiones mínimas de fractura recomendadas por percentiles.

Tabla 24. Presiones de fractura mínimas según Hubbert y Willis

Percentil (%)	Presion (psi)
10	4444.05
50	4027.46
90	3617.21

Además, Hubbert y Willis establecieron mediante la **Ecuación 30** el cálculo de la presión máxima de fractura, la cual indica la presión para extender la fractura.

Ecuación 30. Presión de fractura máxima

$$P_{Fractura\ Min} = \frac{1}{2} * (\sigma + p_p)$$

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

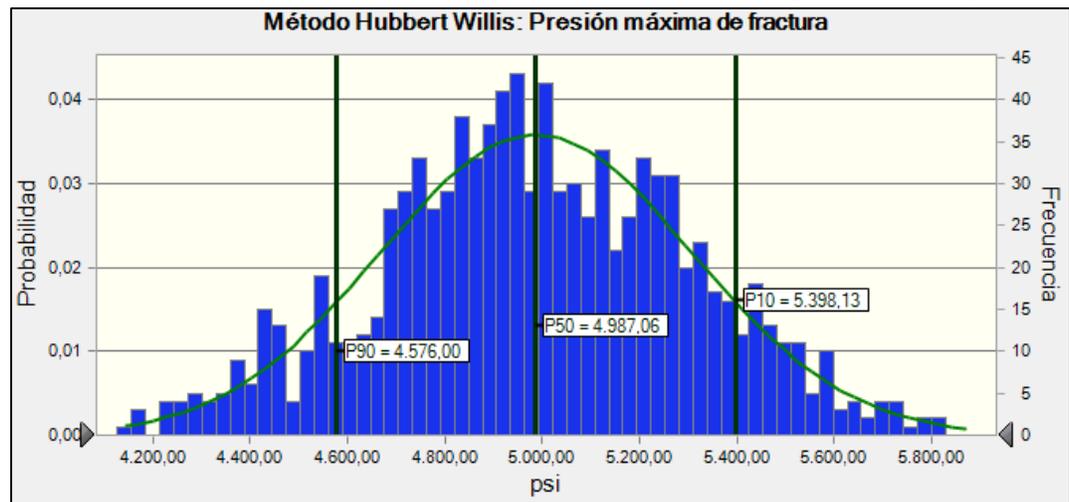
Donde:

σ : Esfuerzo sobrecarga,psi

P_p : Presión de poro, psi.

Aplicando un factor de seguridad que varía entre 5% y 20% en la **Gráfica 36** se puede apreciar la distribución de la presión máxima de fractura.

Gráfica 36. Distribución presión máxima de fractura según Hubbert y Willis



En la **Tabla 25** se observan las presiones de fractura recomendadas.

Tabla 25. Presiones de fractura Hubbert y Willis

Percentil (%)	Presion (psi)
10	5398.13
50	4987.06
90	4576

3.11.6.2 Monte Carlo para el método Eaton. Según Eaton el cálculo para la presión de fractura está dado por la **Ecuación 31** en donde establecieron gradientes overburden variables de densidades bulk y se calculó la relación de Poisson de datos empíricos.

Ecuación 31. Método Eaton presión de fractura

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

Fuente: Contreras Puerto, Oscar Michel, y Rodriguez Cardenas, Wilmar Alexander. Desarrollo de la metodología para estimar el gradiente de fractura de la formación K1 de un campo de la superintendencia de operaciones de Apiay. Universidad Industrial de Santander. Escuela de ingeniería de petróleos. Colombia, Bucaramanga. 2008, p.105.

Donde:

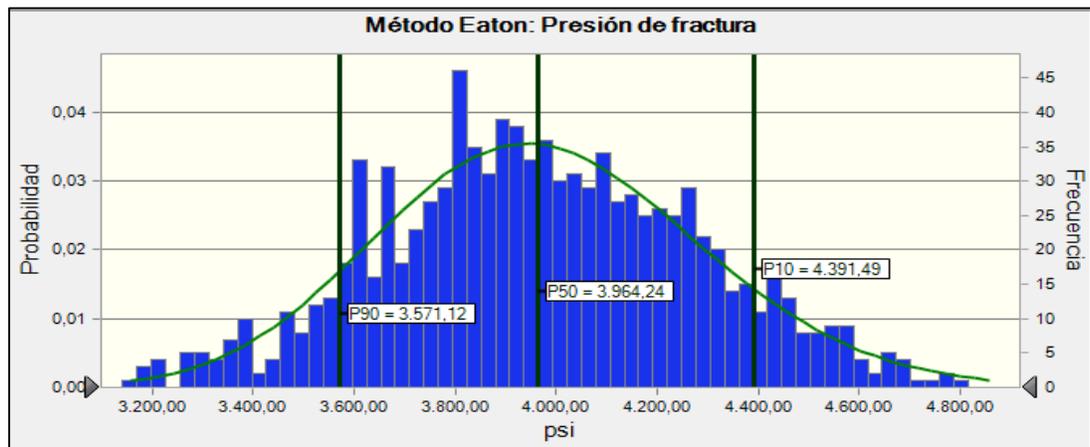
σ : Esfuerzo sobrecarga, psi

P_p : Presión de poro, psi.

ν : Razón de Poisson

Teniendo en cuenta las ecuación previamente mencionada y aplicando un factor de seguridad que varía entre 5% y 20% en la **Gráfica 37** se puede apreciar la distribución de la presión de fractura según Eaton.

Gráfica 37. Distribución de la presión de fractura según Eaton



En la **Tabla 26** se observan las presiones de fractura recomendadas según los percentiles.

Tabla 26. Presiones de fractura Eaton

Percentil (%)	Presión (psi)
10	4391.49
50	3964.24
90	3571.12

3.11.6.3 Monte Carlo para el método Daine. Este método fue desarrollado por Daines, quién toma como referencia el método de Eaton, haciendo una diferencia principal en la consideración de un esfuerzo horizontal. Este autor planteo que los esfuerzos horizontales son una combinación de esfuerzos causados por el esfuerzo tectónico y la gravedad.

Ecuación 32. Metodo Daines

$$P_f = P_p + (\sigma - P_p) * K + (\sigma - P_p) * \left(\frac{\nu}{1 - \nu} \right)$$

Fuente: SALAZAR, Oswaldo. CISCAR, Jaime. Análisis del perfil de presiones de formación y de fractura en el pozo exploratorio UCH-1X Campo sabana de Uchire, estado Anzoátegui. Universidad Central. Venezuela Caracas. 2011,p. 84.

Donde:

σ : Esfuerzo sobrecarga (psi)

P_p : Presión de poro (psi)

ν : Razón de Poisson

K: Esfuerzo horizontal tectónica (Usualmente tomado como 0.2)

3.11.6.4 Presión máxima de inyección. Luego de realizar un análisis de los distintos métodos de la presión de fractura, y teniendo en cuenta un factor de seguridad del 5 % al 20 %, se decide optar por el método de Eaton que según el P50 da una presión máxima de inyección aproximada de 4000 psi.

3.12 DETERMINACIÓN DE LA COMPRESIBILIDAD DE LA ROCA

A continuación, se presentan tres métodos para calcular la compresibilidad de la roca del Campo Yariguí Cantagallo. Estos tres métodos se demuestran mediante 3 autores que relacionan la compresibilidad de la roca en función de la porosidad y la presión.

3.12.1 Modelo de simulación Monte Carlo para el cálculo de la compresibilidad de la roca. A continuación, se presenta la aplicación del modelo de simulación Monte Carlo mediante el programa Crystal Ball, donde se utilizaron cuatro métodos que propusieron distintos autores para el cálculo de la compresibilidad de la roca.

3.12.1.1 Monte Carlo para el método de Yale & Nebor. Según Yale & Nebor el cálculo para la compresibilidad de la roca se realiza mediante la **Ecuación 33**.

Ecuación 33. Método Yale & Nebor

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

Fuente: D.P. Yale, G.W. Nabor,* and J.A. Russell, Mobil R&D Corp., and H.D. Pham** and Mohamed Youse. Application of Variable Formation Compressibility for Improved Reservoir Analysis. abu Dhabi Natl. Oil Co.1993,p.4.

Donde:

Cf: Compresibilidad de la roca (psi⁻¹)

σ: Esfuerzo sobrecarga (psi)

En la **Tabla 27** se encuentran los valores de las constantes que establecieron Yale & Nebor para el cálculo de la compresibilidad de la roca.

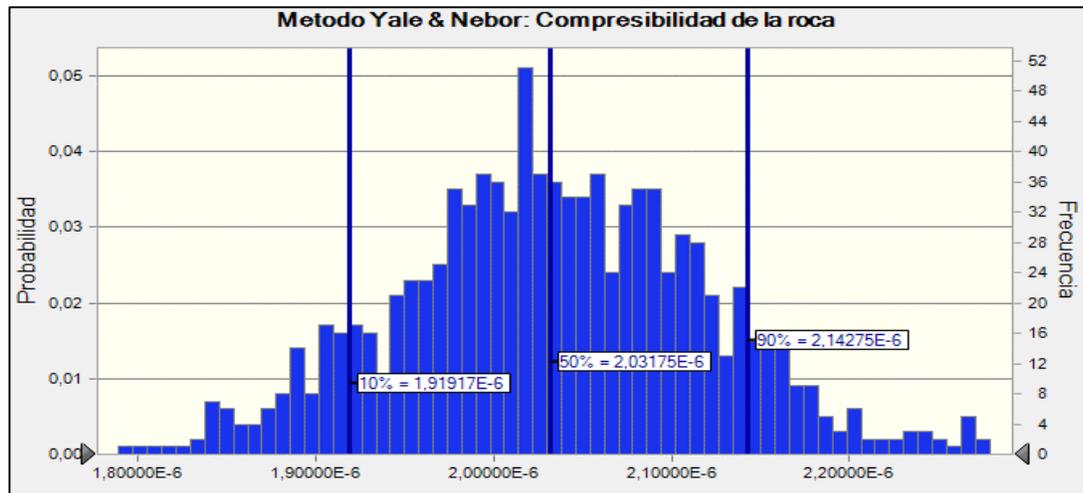
Tabla 27. Valor constantes método Yale & Nebor

Constantes	No consolidada	Friable	Consolidada
A	-2.805X10 ⁻⁵	1.054X10 ⁻⁴	-2.399X10 ⁻⁵
B	300	500	300
C	0.1395	-0.2250	0.06230
D	1.183X10 ⁻⁴	1.103X10 ⁻⁵	4.308X10 ⁻⁵

Fuente: D.P. Yale, G.W. Nabor,* and J.A. Russell, Mobil R&D Corp., and H.D. Pham** and Mohamed Youse. Application of Variable Formation Compressibility for Improved Reservoir Analysis. abu Dhabi Natl. Oil Co.1993, p.4.

En la siguiente **Gráfica 38** se puede apreciar la distribución de la compresibilidad de la roca mediante el simulador Crystall Ball.

Gráfica 38. Distribución de la Compresibilidad de la roca según Yale & Nebor



En la **Tabla 28** se observan las compresibilidades de la roca recomendadas por percentiles.

Tabla 28. Compresibilidad de la roca Yale & Nebor

Percentil (%)	Presión (psi ⁻¹)
10	1.91E-06
50	2.03E-06
90	2.14E-06

3.12.1.2 Monte Carlo para el método de Hall. Según Hall el cálculo para la compresibilidad de la roca se realiza mediante la **Ecuación 34**

Ecuación 34. Método de Hall

$$Cf = \left(\frac{1.782}{\phi^{0.4832}} \right) 10E - 6$$

Fuente: TIAB, Djebbar. DONALDSON, Erle C. Petrophysics. Theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties. Segunda edición. 2004. p.205.

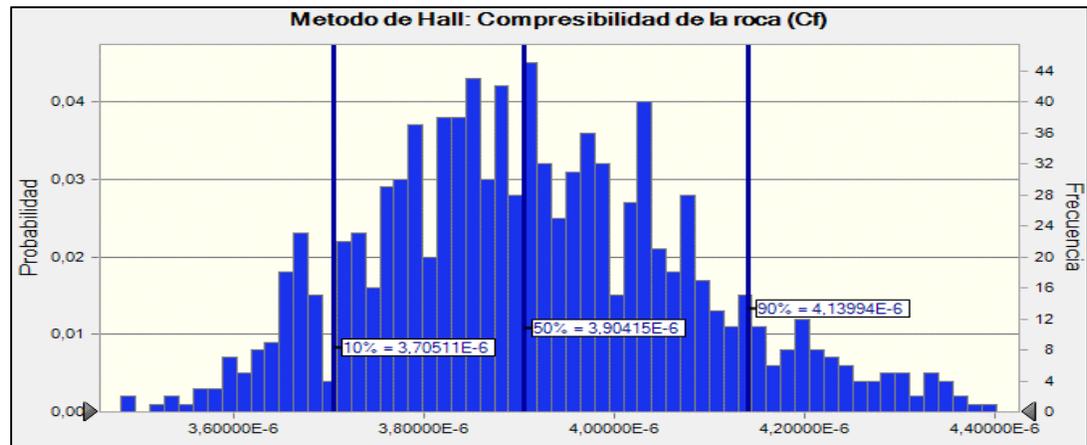
Donde:

Cf: Compresibilidad de la roca (psi⁻¹)

ϕ: Porosidad (frac)

En la siguiente **Gráfica 39** se puede apreciar la distribución de la compresibilidad de la roca mediante el simulador Crystall Ball.

Gráfica 39. Distribución de la compresibilidad de la roca según el método de Hall



En la **Tabla 29** se observan las compresibilidades de la roca recomendadas por percentiles.

Tabla 29. Compresibilidad de la roca método de Hall

Percentil (%)	Presión (psi ⁻¹)
10	3.70E-06
50	3.90E-06
90	4.13E-06

3.12.1.3 Monte Carlo para el método de Newman. Según Newman el cálculo para la compresibilidad de la roca se realiza mediante la **Ecuación 35**.

Ecuación 35. Método de Newman

$$Cf = \frac{A}{1 + B * C * \emptyset}$$

Donde:

Cf: Compresibilidad de la roca (psi-1)

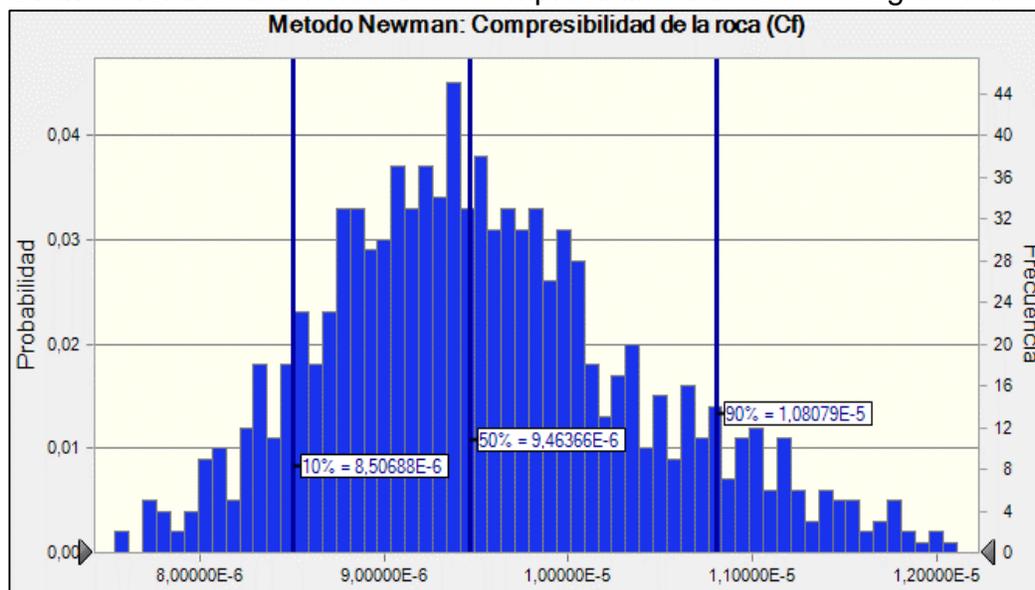
∅: Porosidad (frac)

Tabla 30. Constantes método de Newman

Constantes	Arena	
	Consolidada	Caliza
A	0,00009732	0,8535
B	0,699993	1,075
C	79,8181	2,202E-06

En la siguiente **Gráfica 40** se puede apreciar la distribución de la compresibilidad de la roca mediante el simulador Crystall Ball.

Gráfica 40. Distribuciones de la Compresibilidad de la roca según Hall



En la **Tabla 31** se observan las compresibilidades de la roca recomendadas por percentiles.

Tabla 31. Compresibilidad de la roca método Newman

Percentil (%)	Presión (psi ⁻¹)
10	8.50E-06
50	9.46E-06
90	1.08E-05

3.12.2 Resultado compresibilidad de la roca. Luego de realizar un análisis de los distintos métodos de la compresibilidad de la roca, y teniendo en cuenta el método de los 3 autores, se decide optar por el método de Yale & Nebor que según el P50 da una compresibilidad de la roca de 2.03E-6 psi⁻¹, este método es adecuado para arena consolidadas como la del Campo Yarigüí; y con un mejor rango de exactitud a diferencia de los otros.

4. COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO YARIGUÍ CANTAGALLO BAJO EL SISTEMA ACTUAL DE EXPLOTACIÓN

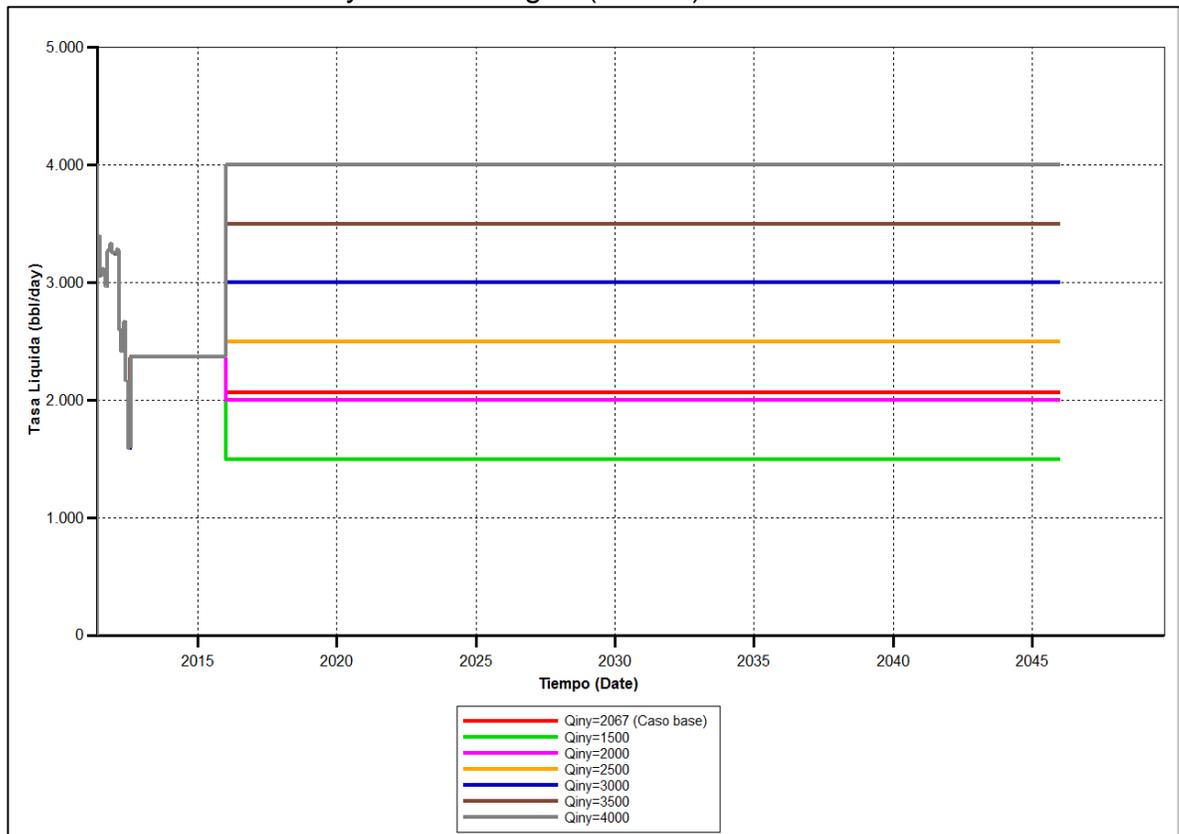
En el presente capítulo se observan las sensibilidades realizadas al esquema de explotación actual del Campo, es decir a la inyección de agua que, al ser un proceso de recobro secundario, los parámetros operacionales que afectan directamente el comportamiento de la producción del campo son: la máxima tasa de inyección de agua y la máxima presión de inyección, los cuales fueron de gran importancia al momento de elegir el mejor resultado para la inyección de agua.

4.1 RESULTADOS DE LA INYECCIÓN DE AGUA

En el capítulo 3 se determinó la presión máxima de inyección tomando como referencia para su cálculo el método de Eaton: 4000 psi; y la compresibilidad de la roca tomando como referencia para su cálculo el método de Yale & Nebor de $2.03 \text{ E-6 psi}^{-1}$

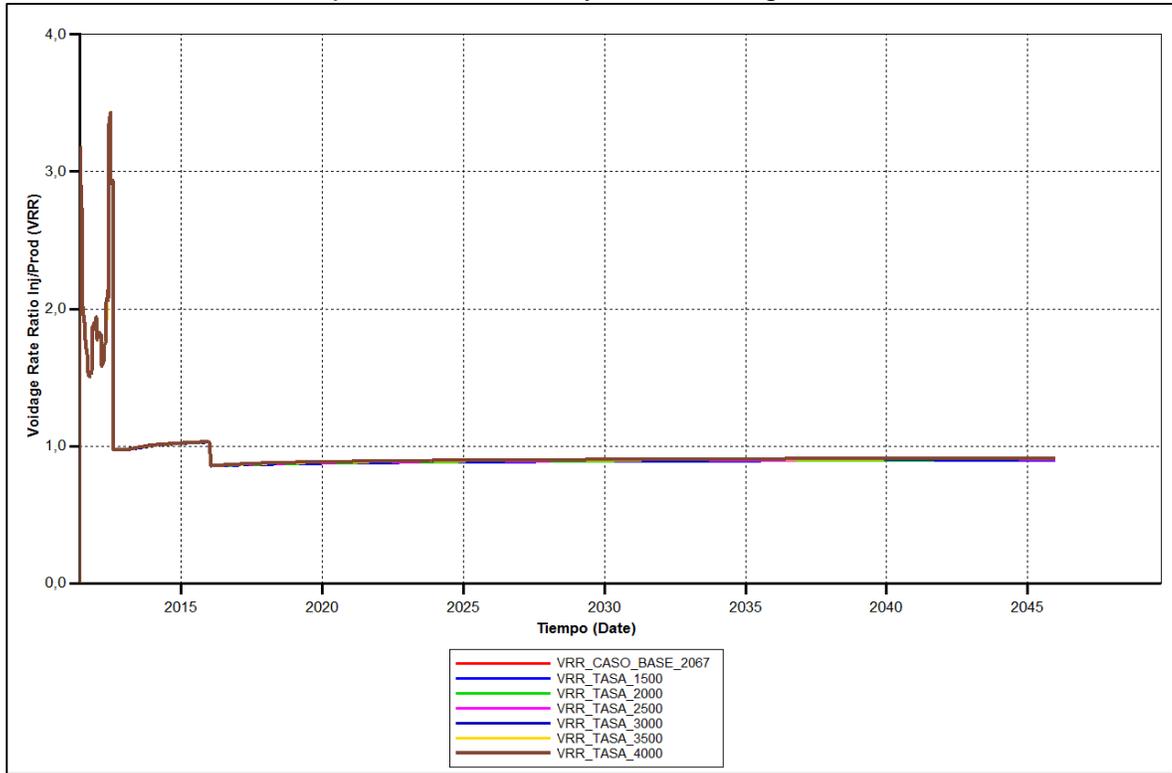
Las tasas de inyección de agua escogidas fueron 1500, 2000, 2067 2500, 3000 y 4000 BWPD. Tomando 2067 BWPD como el caso base (Ver **Grafica 41**)

Grafica 41. Tasas de inyección de agua (BWDP)



En la **Grafica 42** se observa que todas las tasas de inyección dan un VRR aproximado de 0.95.

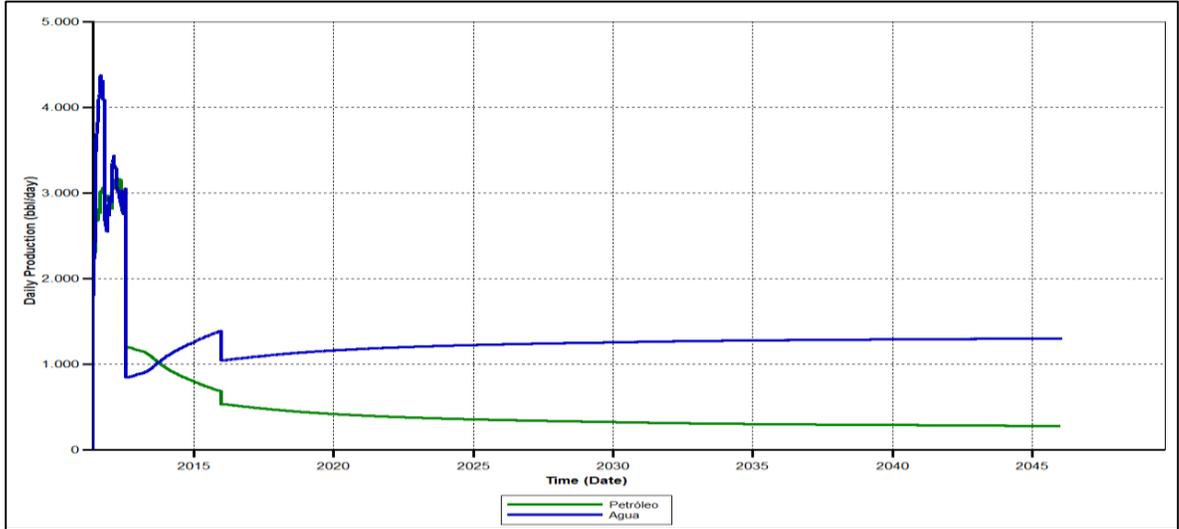
Gráfica 42. VRR=0.95 para el caso de inyección de agua a todas las tasas



La idea de escoger una tasa optima de inyección de agua se basa en recuperar la mayor cantidad de petróleo que se encuentre en el reservorio a través del aumento y sostenimiento de la energía del yacimiento, sin exceder la presión de fractura y logrando un mayor tiempo de ruptura en los pozos del patrón.

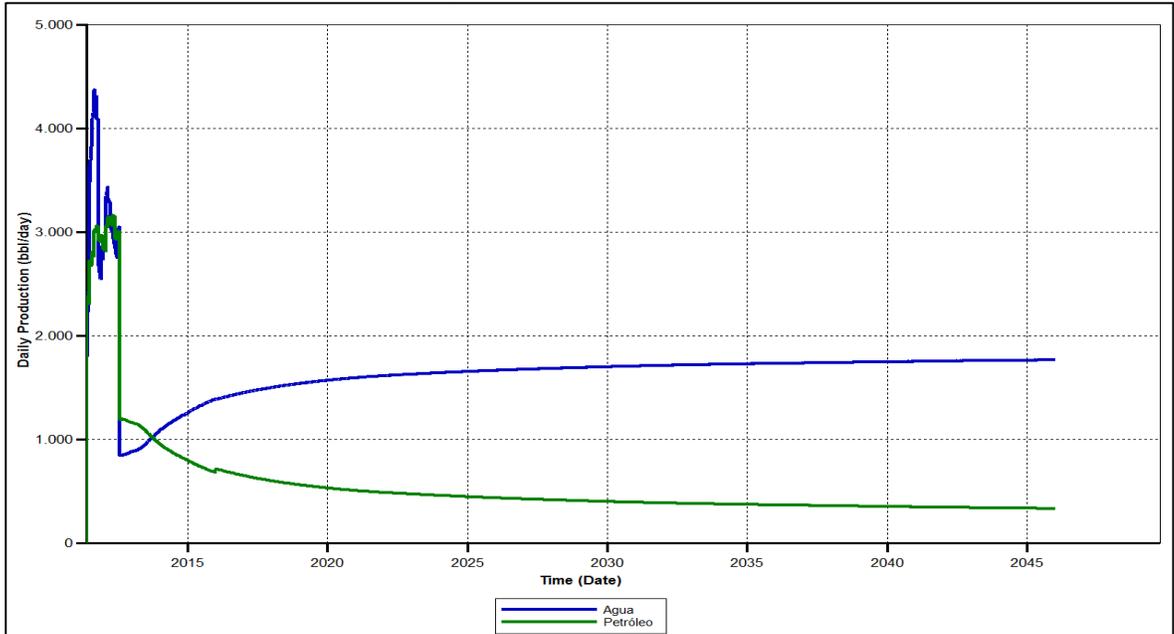
4.1.1 Resultados de la inyección de agua a una tasa de 1500. La simulación realizada, considerando una tasa de inyección de 1500 BWPD arrojó los resultados en el patrón objeto de estudio. A continuación, se presenta la **Gráfica 43**, la cual demuestra los resultados de la producción de petróleo (200 Bls/dia) y agua (1300 bls/dia) para el arreglo CEOR_PATT_2016 al año 2045.

Gráfica 43. Resultados de la producción diaria de petróleo y agua para el arreglo CEOR_PATT_2016. Tasa de inyección de 1500 BWPD



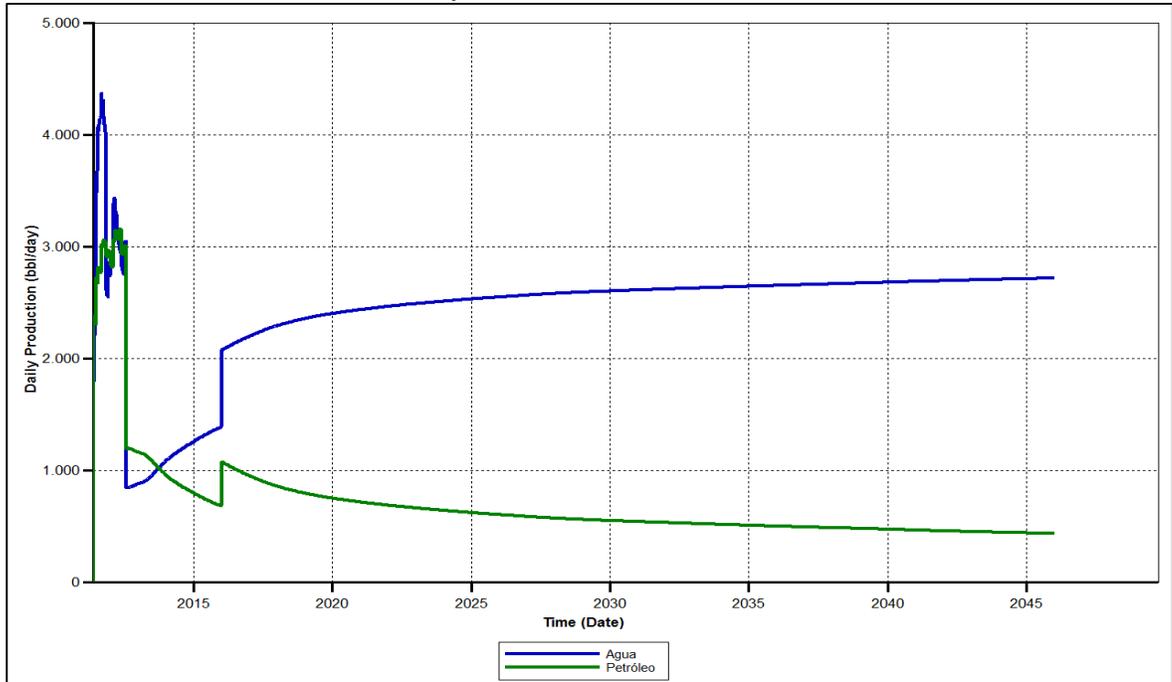
4.1.2 Resultados de la inyección de agua a una tasa de 2000. La simulación realizada, considerando una tasa de inyección de 2000 BWPD arrojó los resultados en el patrón objeto de estudio. A continuación, se presenta la **Gráfica 44**, la cual demuestra los resultados de la producción de petróleo (250 Bls/día) y agua (1800 Bls/día) para el arreglo CEOR_PATT_2016 al año 2045.

Gráfica 44. Resultados de la producción diaria de petróleo y agua para el arreglo CEOR_PATT_2016. Tasa de inyección de 2000 BWPD



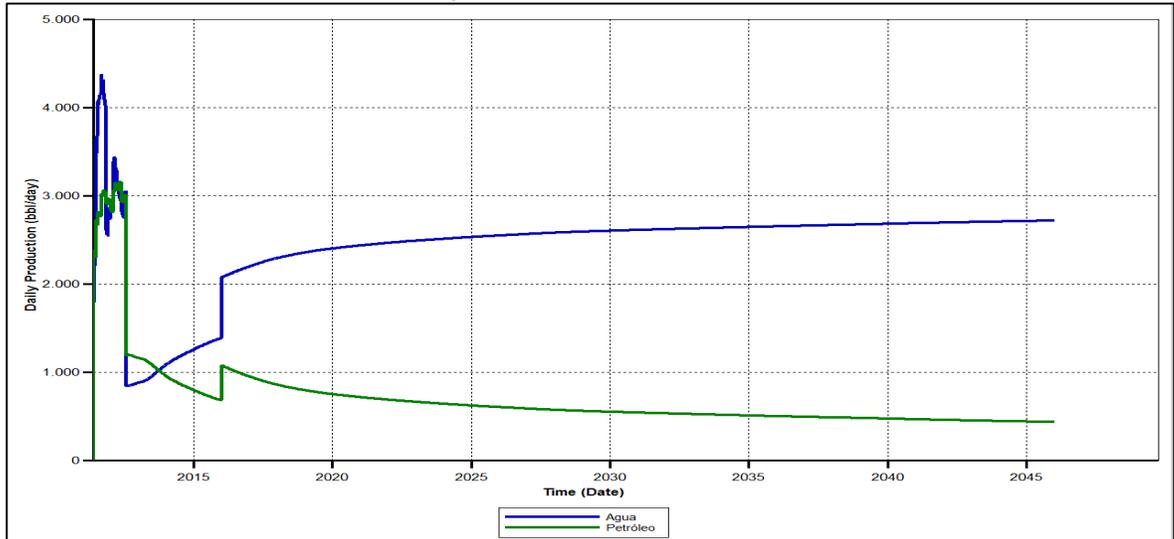
4.1.3 Resultados de la inyección de agua a una tasa de 2500 BWPD. La simulación realizada, considerando una tasa de inyección referenciada como el caso base de 2500 BWPD arrojó los resultados en el patrón objeto de estudio. A continuación, se presenta la **Gráfica 45**, la cual demuestra los resultados de la producción de petróleo (300 Bls/día) y agua (2500 Bls/día) para el arreglo CEOR_PATT_2016 al año 2045.

Gráfica 45. Resultados de la producción diaria de petróleo y agua para el arreglo CEOR_PATT_2016. Tasa de inyección de 2500 BWPD



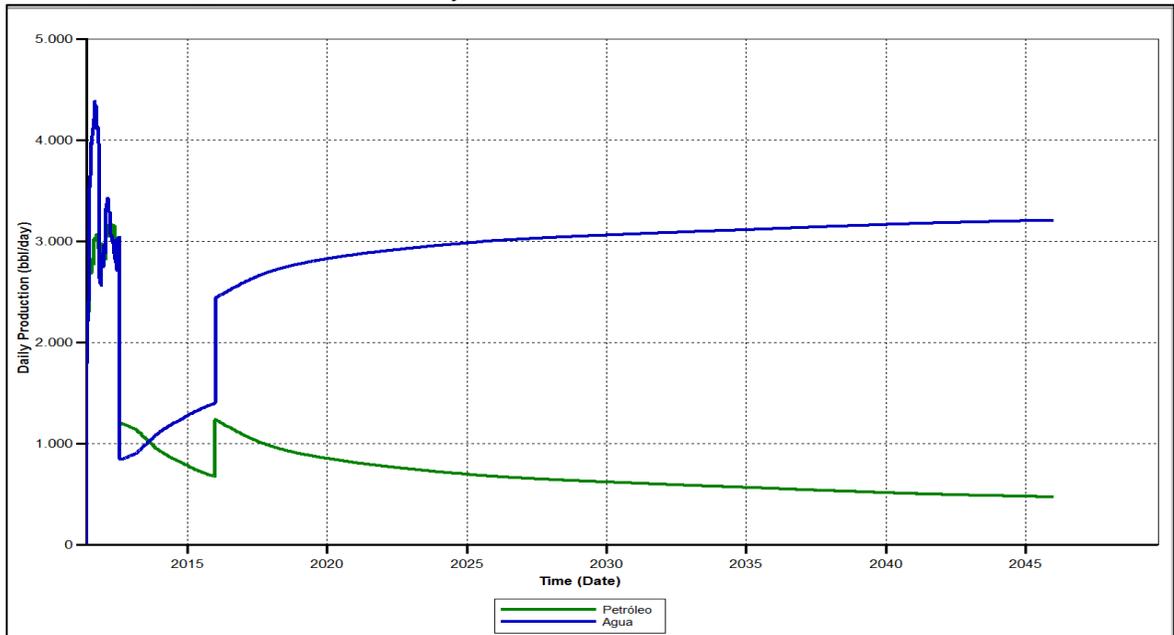
4.1.4 Resultados de la inyección de agua a una tasa de 3000 BWPD. La simulación realizada, considerando una tasa de inyección referenciada como el caso base de 3000 BWPD arrojó los resultados en el patrón objeto de estudio. A continuación, se presenta la **Gráfica 46**, la cual demuestra los resultados de la producción de petróleo (300 Bls/día) y agua (2700 bls/día) para el arreglo CEOR_PATT_2016 al año 2045.

Gráfica 46. Resultados de la producción diaria de petróleo y agua para el arreglo CEOR_PATT_2016. Tasa de inyección de 3000 BWPD



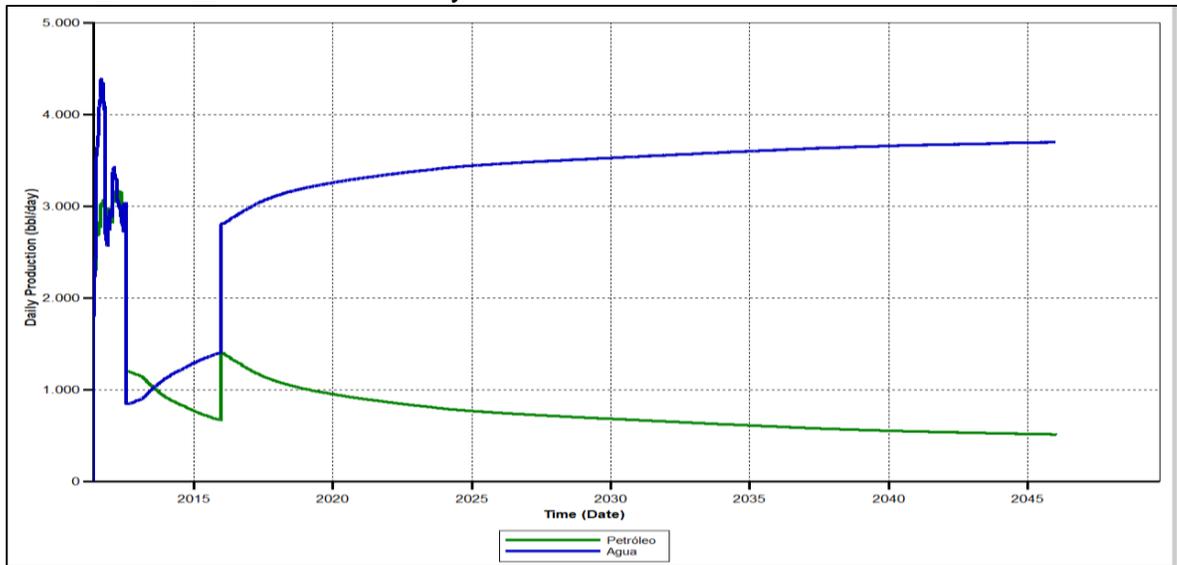
4.1.5 Resultados de la inyección de agua a una tasa de 3500 BWPD. La simulación realizada, considerando una tasa de inyección de 3500 BWPD arrojó los resultados en el patrón objeto de estudio. A continuación, se presenta la **Gráfica 47**, la cual demuestra los resultados de la producción de petróleo (350 Bls/día) y agua (3100 Bls/día) para el arreglo CEOR_PATT_2016 al año 2045.

Gráfica 47. Resultados de la producción diaria de petróleo y agua para el arreglo CEOR_PATT_2016. Tasa de inyección de 3500 BWPD



4.1.6 Resultados de la inyección de agua a una tasa de 4000 BWPD. La simulación realizada, considerando una tasa de inyección referenciada como el caso base de 4000 BWPD arrojó los resultados en el patrón objeto de estudio. A continuación, se presenta la **Gráfica 48**, la cual demuestra los resultados de la producción de petróleo (350 Bls/día) y agua (3700 Bls/día) para el arreglo CEOR_PATT_2016 al año 2045.

Gráfica 48. Resultados de la producción diaria de petróleo y agua para el arreglo CEOR_PATT_2016. Tasa de inyección de 4000 BWPD

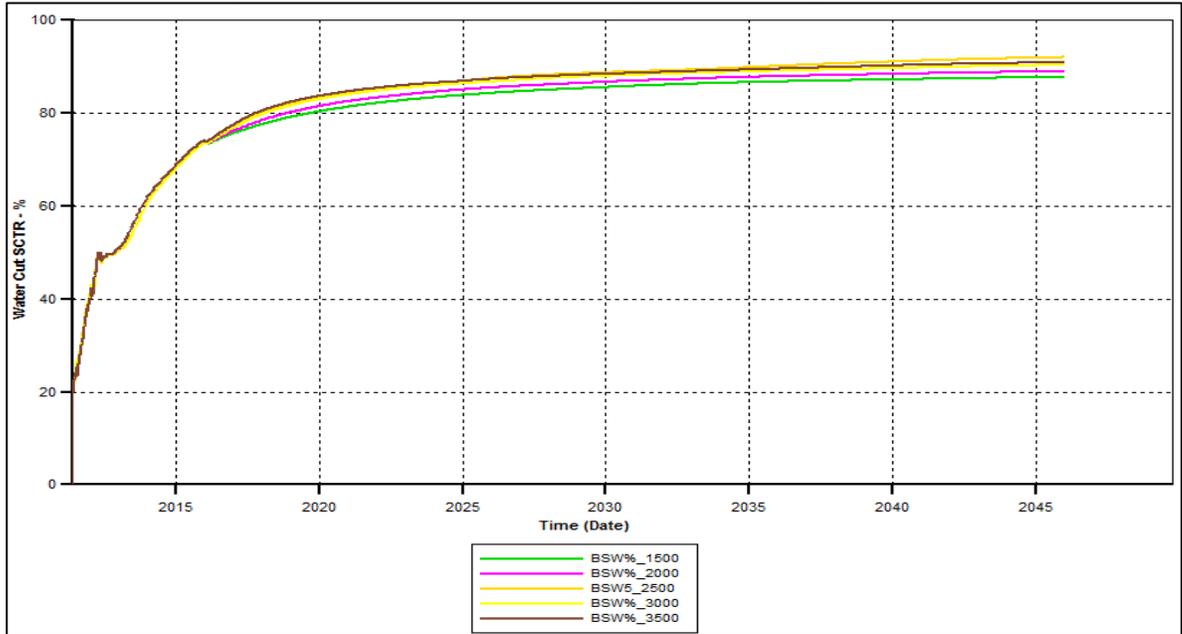


4.1.7 Resultados de BSW, Wp y Np para todas las tasas. A continuación, observa el comportamiento del corte de agua (BSW), y la producción acumulada de agua (Wp) y la producción acumulada del petróleo (Np) respectivamente para todas las tasas evaluadas con recuperación secundaria.

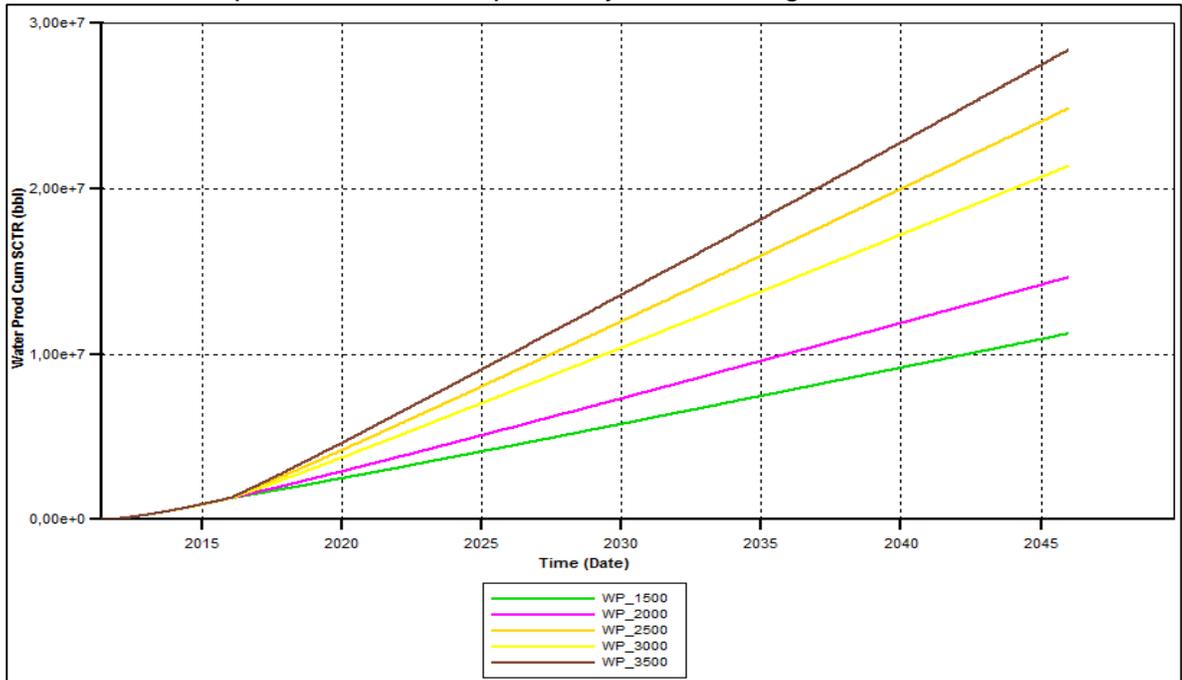
4.1.7.1 Comportamiento del BSW y el Wp con inyección de agua. Como se evidencia en la **Gráfica 49** y en la **Gráfica 50**, a medida que aumenta la tasa de inyección de agua, el corte de agua aumenta paulatinamente y a su vez la producción acumulada de agua (Wp), por lo tanto es de menester realizar un análisis costo beneficio con respecto a cuantos barriles son producidos de petróleo con respecto a los barriles de agua; es importante controlar el BSW, ya que los sistemas de manejo y control de agua resultan ser muy costosos, “en un pozo que produce un 80% de corte de agua, el costo de manejo de agua puede ascender a \$4 dólares por barril de petróleo producido”¹⁰⁵

¹⁰⁵ BAILEY ,bill ;Tyrie Jeb , Elpichk Jon, Kuchuk Fikri; Romano Christian y Rodhart Leo . Control de agua. Oil Field Review .Schlumberger. La Haya, Holanda. 2000,p.2

Gráfica 49.Comportamiento del BSW con inyección de agua



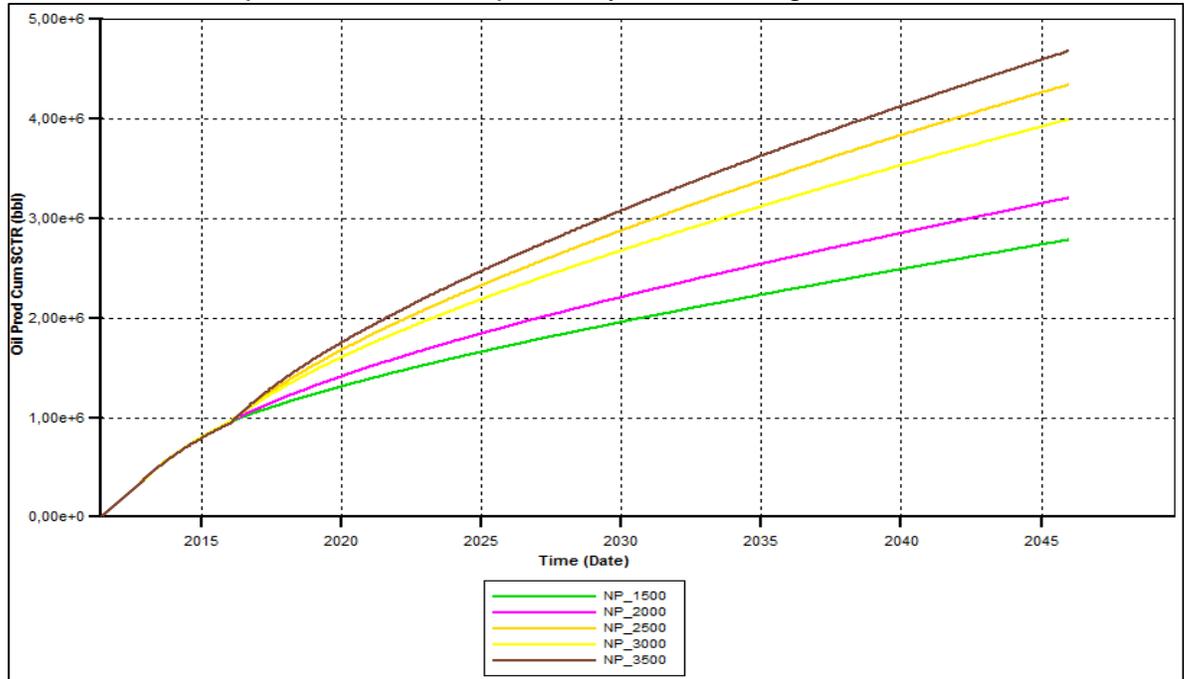
Gráfica 50.Comportamiento del Wp con inyección de agua



4.1.7.2 Comportamiento del Np con inyección de agua. Es evidente observar en la **Gráfica 51** que en un proceso de recuperación secundaria como lo es la inyección de agua, a medida que aumenta la tasa de inyección, es mayor la cantidad de

petróleo producido; sin embargo, se debe tener en cuenta el BSW y que sea rentable el proyecto a evaluar.

Gráfica 51. Comportamiento del Np con inyección de agua



La **Tabla 32** presentada a continuación, resume los resultados por tasas de inyección (1500 ,2000,2067,2500,3000,3500 y 4000 BWPD), se identificaron el Np y la Wp para todos los escenarios.

Tabla 32. Tasas de inyección

Tasa de Inyección (BWPD)	Np (MBIs)	Wp (MBIs)
1500 BWIPD	2.146	14.35556
2000 BWPD	3.0947	17.736
2067 BWPD	3.21959	17.8238
2500 BWIPD	4.44	22.0223
3000 BWIPD	4.8797	26.9223
3500 BWIPD	5.618	31.9522

5. COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCION DEL CAMPO YARIGUÍ CANTAGALLO DURANTE LA INYECCION DE POLIMEROS

El proceso de inyección de polímeros como método de recobro mejorado, es comúnmente usado con el objetivo de darle viscosidad al agua para que a su vez mejore la eficiencia de barrido, incrementando la producción en menor tiempo. La máxima viscosidad del crudo para la aplicación de este método según Taber¹⁰⁶ es de 150 cp.

La evaluación en el Campo Yariguí Cantagallo se realizó mediante la inyección de polímero y surfactante, pero para realizar una efectiva evaluación se hizo primero la del polímero y posteriormente la del polímero con surfactante.

5.1 PARAMETROS A CONSIDERAR DURANTE LA INYECCIÓN DE POLIMERO

Existen varios factores que se deben considerar antes de la aplicabilidad de los polímeros, esto con el objetivo de entender los efectos causados a nivel de reservorio.

5.1.1 Volumen poroso inaccesible (IVP). Cuando los tamaños moleculares del polímero son más grandes que algunos poros en un medio poroso, las moléculas del polímero no pueden fluir a través de esos poros. El volumen de los poros a los que no se puede acceder por moléculas de polímero se denomina volumen de poro inaccesible (IPV). El efecto de poro muerto es causar el incremento de la velocidad del viaje de la solución polimérica.

5.1.2 Factor de resistencia residual (FRR). Es la medida del incremento del diferencial de presión que tiene el agua al inyectarse después de una inyección de polímero en comparación al diferencial de presión que presenta el agua al ser inyectada antes del polímero¹⁰⁷. Este factor se encuentra principalmente en función a la adsorción, la naturaleza del polímero y a la permeabilidad del medio poroso. Donaldson se refiere a la caída de presión relativa causada por la intrusión del polímero en el medio poroso¹⁰⁸; el factor es usado para cuantificar el efecto de la reducción de la permeabilidad causada por la retención de una cierta cantidad de polímero.

¹⁰⁶ TABER J.J.Marrin.F.D ,SERIGHT R.S. Op.,Cit.p.4.

¹⁰⁷ ALMANZA CASTAÑEDA, Carlos Alberto y REYES QADER, Dayane Yinet. Ciudad Bogotá.D.C. Evaluación de la viabilidad técnica de la inyección de vapor modificada con álcali/surfactante/polímero como método de recobro mejorado para crudos pesados mediante simulación numérica. Colombia, Bogota.D.C, p.174.

En la **Ecuación 36** se expresa como la relación entre la movilidad del agua antes y después del flujo de polímero en el medio poroso.

Ecuación 36. Factor de resistencia residual

$$R_r = \frac{M_w}{M_{wp}} = \frac{k_{rw} * \mu_{wp}}{k_{rwp} * \mu_w}$$

Fuente: DONALDSON, Erle. Enhanced Oil Recovery II, processes and operations.1989. P.169.

Donde:

M_w = Movilidad inicial del agua.

M_{wp} = Movilidad del agua después de la inyección del polímero.

K_{rw} = Permeabilidad relativa del agua (mD).

K_{rwp} = Permeabilidad relativa del agua después de la inyección del polímero.

μ_w = Viscosidad inicial del agua [cP].

μ_{wp} = Viscosidad inicial del agua después de la inyección del polímero [cP].

FRR debe ser igual o mayor a 1, para que represente el decremento de la permeabilidad de la roca con respecto a la fase acuosa, cuando la máxima cantidad de polímero ha sido absorbida

Pruebas de laboratorio y aplicaciones de campo han demostrado que el proceso de Inyección de Polímeros es más efectivo aplicado en etapas tempranas de la Inyección de Agua cuando la movilidad de la saturación de aceite es todavía alta. Sin embargo, ha sido aplicada con resultados positivos a yacimientos en un rango de etapas maduras en la Inyección de Agua.

5.1.3 Adsorción del polímero. Se refiere a la adherencia de las partículas del polímero en una superficie sólida, en este caso en la roca. Debido a la adsorción la concentración del polímero del agua rica que, debido a la adsorción, la concentración del polímero en la inyección de agua disminuye, por lo que la viscosidad de la fase desplazante también disminuye.

5.1.3.1 Isotermas de adsorción. Estas constantes de adsorción determinan a una determinada temperatura una relación directa entre la cantidad adsorbida y la concentración en equilibrio. La adsorción depende de factores como¹⁰⁹

¹⁰⁹ FIALLOS TORRES ,Mauricio Xavier. Estimación del factor de recobro en un proceso de inyección de polimeros mediante simulación numérica de un yacimiento de petróleo negro para definir un área piloto. Quito. 2015,p.65.

- La presencia de minerales como CaCO₃ con mayor afinidad que los silicatos.
- La salinidad del solvente, pues la adsorción aumenta con la concentración de sal.

El tipo de isoterma de Langumir puede ser usada para describir la adsorción del polímero como se observa en la **Ecuación 37**.

Ecuación 37. Adsorción de polímero

$$\hat{C}_p = \min \left[C_p, \frac{a_p(C_p - \hat{C}_p)}{1 + b_p(C_p - \hat{C}_p)} \right]$$

Fuente: SHENG, James. Modern Chemical Enhanced Oil Recovery. British Library Cataloguing-in-Publication Data. 2010, p.156.

Donde

C_p: Concentración de polímero inyectado (%wt)

C_p-Ĉ: Concentración equilibrio del sistema roca-polímero(%wt)

a_p y b_p : Constantes empíricas, a_p adimensional y b_p debe ser el recíproco de C_p

Mediante la **Ecuación 38**, a_p esta expresado de la siguiente manera:

Ecuación 38. Coeficiente de adsorción

$$a_p = (a_{p1} - a_{p2}C_{sep}) \left(\frac{k_{ref}}{k} \right)^{0.5}$$

Fuente: SHENG, James. Modern Chemical Enhanced Oil Recovery. British Library Cataloguing-in-Publication Data. 2010, p.156.

Donde

a_p: Coeficiente de adsorción

a₁ y a₂ : Parámetros de ajuste

C_{sep}: Salinidad efectiva

K_{ref}: Permeabilidad de referencia (mD)

5.1.4 Reducción de la permeabilidad relativa. También conocida como bloqueo de los poros, ocurre cuando la permeabilidad de la roca reservorio al agua queda reducida después del paso de la solución polimérica a través de la roca. El entrapamiento y la adsorción provocan una reducción de la permeabilidad relativa a la solución del polímero¹¹⁰. Esta permeabilidad está definida por el factor de reducción de permeabilidad expresado en la **Ecuación 39**.

¹¹⁰ FIALLOS TORRES, Mauricio Xavier.Op.,cit.p.66.

Ecuación 39. Factor de reducción de la permeabilidad.

$$F_{kr} = \frac{k_w}{k_D}$$

Fuente: SHENG, James. Modern Chemical Enhanced Oil Recovery. British Library Cataloguing-in-Publication Data. 2010, p.156.

Donde:

Kw: Permeabilidad al agua (mD)

Kp: Permeabilidad al polímero (mD)

Se asume que la reducción de la permeabilidad relativa es proporcional a la cantidad de polímero adsorbido por la roca, descrita por la **Ecuación 40** según el modelo UTCHEM.

Ecuación 40. Factor de reducción de la permeabilidad relativa modelo UTCHEM

$$FR_k = 1 + (RRF - 1) \frac{C_p^a}{C_n^{a\max}}$$

Fuente: FIALLOS TORRES, Mauricio Xavier. Estimación del factor de recobro en un proceso de inyección de polímeros mediante simulación numérica de un yacimiento de petróleo negro para definir un área piloto. Quito. 2015, p.65.

Donde:

FR_k: Factor de la permeabilidad relativa modelo UTCHEM

FRR: Factor de resistencia residual

C_p^a: Concentración de polímero adsorbida (lbm/bbl)

C_p^{a max}: Máxima concentración adsorbida de polímero (lbm/bbl)

5.2 ESCENARIOS CONSIDERADOS PARA EL ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES DE LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS

A continuación, se presentan los escenarios evaluar para realizar las sensibilidades de los polímeros respecto a los parámetros mencionados anteriormente.

5.2.1 Tasa de inyección. Al igual que el proceso de inyección de agua, las siguientes son las tasas a sensibilizar para la inyección de polímeros. Teniendo como caso base la tasa de 2067 bbl, con un tapón de polímero del 10% del volumen poroso y una concentración de 1000 ppm. Ver **Tabla 33**.

Tabla 33. Escenarios de las tasas de inyección

Escenario	1	2	3	4	5
Tasas (BPD)	1500	2000	2500	3000	3500

5.2.2 Concentración del polímero. Para la concentración del polímero se variaron las tasas de inyección a diferentes concentraciones. Adicionalmente, se consideró el cambio del factor de resistencia residual (FRR) con la concentración, por lo tanto, dicha propiedad fue modificada para cada escenario, las concentraciones se presentan en la **Tabla 34**, tomando como base la concentración de 1000 ppm.

Tabla 34. Escenarios de concentración de polímero

Escenario Concentraciones (ppm)	1	2	3	4	5	6
	250	500	700	1000	1250	1500

5.2.3 Volumen poroso accesible. En la **Tabla 35** se presentan los escenarios que se tuvieron en cuenta para el volumen poroso accesible.

Tabla 35. Escenarios de volumen poroso accesible

Escenario VPA (frac.)	1	2	3	4	5
	0.6	0.7	0.8	0.95	0.98

5.2.4 Factor de resistencia de residual. En la **Tabla 36** se presentan los escenarios que se tuvieron en cuenta para el factor de resistencia residual.

Tabla 36. Escenarios de factor de resistencia residual

Escenario FRR(frac.)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	1.5	1.75	2	2.25	2.75	3	3.5	4	5	10

5.2.5 Tamaño de bache de polímero. En la **Tabla 37** se presentan los escenarios que se tuvieron en cuenta para tapón de polímero a inyectar. Tomando como casi base un 10 % del volumen poroso.

Tabla 37. Escenarios de tapón de polímero

Escenario Tapón de polímero (%VP)	1	2	3	4	5	6	7	8
	2.50%	5.00%	7.50%	12.5%	15%	20%	25%	30%

5.3. POLIMEROS DE INYECCIÓN A EVALUAR

Con el fin de realizar una evaluación adecuada a las propiedades más importantes del polímero, estas serán sensibilizadas y tomadas para los diferentes escenarios de sensibilización, buscando una mayor recuperación de petróleo.

5.3.1 Polímero Superpusher. En la **Tabla 38** se resumen las propiedades más importantes del polímero Superpusher.

Tabla 38. Propiedades polímero Superpusher

Propiedades polímero superpusher	Valor	Unidades
Peso molecular del polímero	17636	lb/lb-mol
Densidad del polímero	165.4341	lb/ft ³
Viscosidad del polímero	358	cP
Adsorción máxima de la roca	5.72e-5	lb-mol/ft ³
Adsorción residual de la roca	2.86e-5	lb-mol/ft ³
Volumen poroso accesible	0.8	Adimensional
Factor de resistencia residual	3.095	Adimensional

Fuente: MOYANO ALZATE, Sebastian. PALACIO BAYONA, Eduardo Andres. Estudio de viabilidad de la implementación de inyección cíclica de surfactantes complementada con inyección continua de polímeros en patrones de 5 y 7 puntos en un campo de crudo mediano de Ecopetrol mediante simulación numérica. Colombia, Fundación universidad de America. 2015, P. 110.

5.3.2 Polímero Yariguí. En la siguiente **Tabla 39** se resumen las propiedades más importantes del polímero Yariguí.

Tabla 39. Propiedades polímero Yariguí

Propiedades polímero a evaluar	Valor	Unidades
Peso molecular del polímero	8000	lb/lb-mol
Densidad del polímero	63.1621	lb/ft ³
Viscosidad del polímero	81	cP
Adsorción máxima de la roca	8.271707E-06	lb-mol/ft ³
Adsorción residual de la roca	4.135854E-06	lb-mol/ft ³
Volumen poroso accesible	0.8	Adimensional
Factor de resistencia residual	2.93	Adimensional

Fuente: ESCANDAR RAMIREZ. Zwanny. TALEB RESTREPO. Shadya. Propuesta de ingeniería conceptual a escala piloto para las facilidades de un proceso de inyección de polímeros, inyección de surfactante-polímero e inyección de álcali surfactante-polímero en Ecopetrol s.a Colombia, Fundación universidad de América. 2007. p. 67

5.4 RESULTADOS DE LAS SENSIBILIDADES DE LOS POLIMEROS DE INYECCIÓN

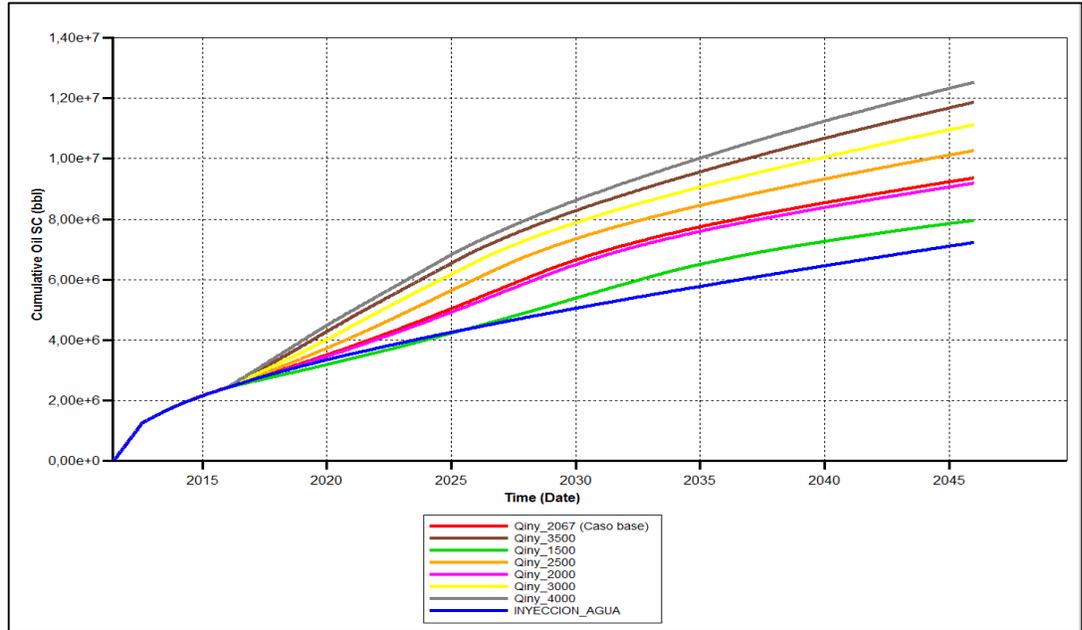
El polímero Superpusher y el de Yariguí fueron evaluados, con el fin de encontrar cual es más efectivo para posteriormente evaluar la inyección de surfactante.

El periodo de tiempo de evaluación fue comprendido desde el primero de enero del año 2016 (01/01/2016), hasta el último día del año 2045 (31/12/2045).

5.4.1 Resultados del polímero Superpusher. A continuación, se presentan los resultados para el polímero Superpusher.

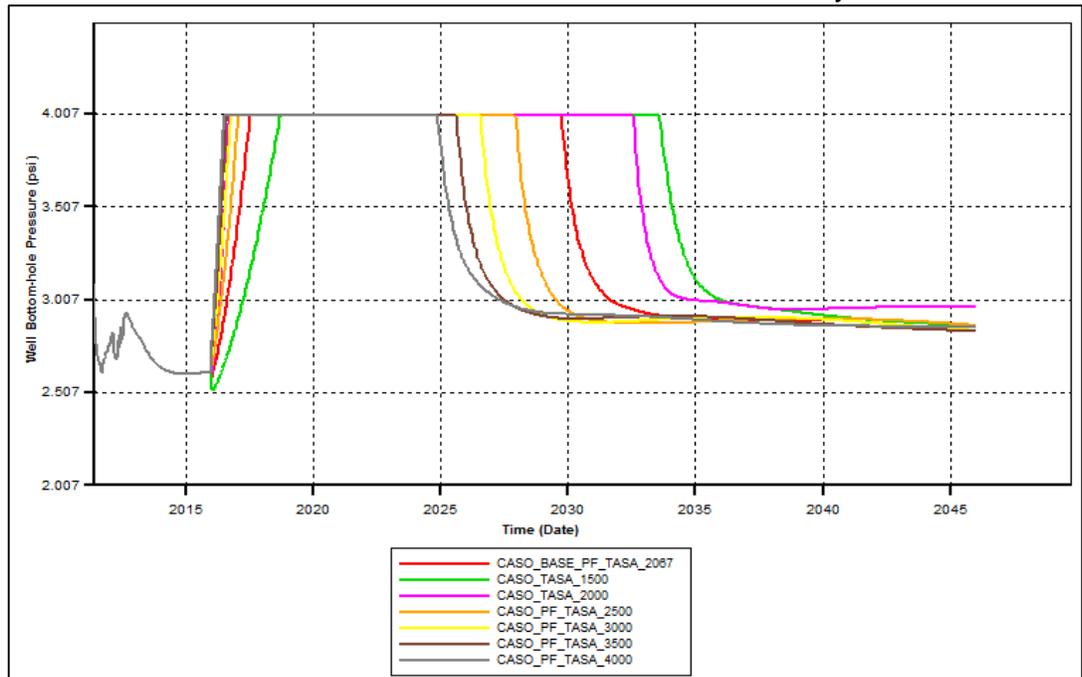
5.4.1.1 Sensibilidad de las tasas de inyección. Se puede observar que a mayor tasa de inyección de agua claramente se presenta un aumento en la producción acumulada del petróleo como se observa en la **Gráfica 52**.

Gráfica 52. Np de la sensibilidad de las tasas de inyección



Sin embargo, es importante tener en cuenta que la presión máxima de inyección no puede sobrepasar la presión de fractura, ya que se afectaría al reservorio directamente, por lo tanto, en la **Gráfica 53** se observa el comportamiento de la presión de fondo a las diferentes tasas.

Gráfica 53. BHP de la sensibilidad a diferentes tasas de inyección

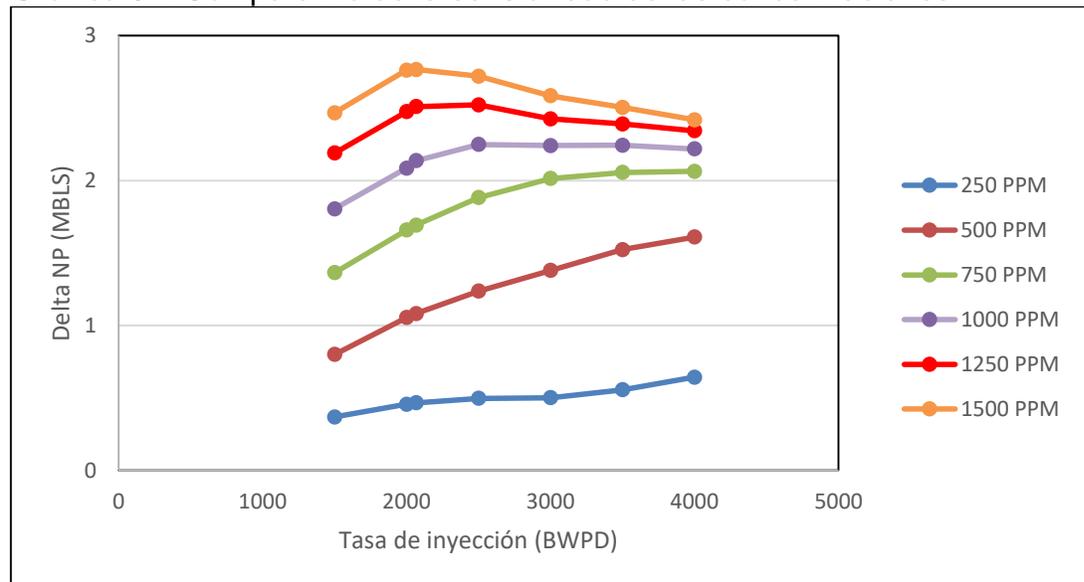


5.4.1.2 Sensibilidad de las concentraciones. Luego de realizar un análisis de la sensibilidad de todas las concentraciones a diferentes tasas, se realizó un comparativo con respecto al esquema de explotación actual versus polímero (Ver **Tabla 40** y **Gráfica 54**).

Tabla 40. Comparativo delta de NP

CASO	250 PPM	500 PPM	750 PPM	1000 PPM	1250 PPM	1500 PPM
TASA (BWPD)	DELTA NP (MSTB) PF					
1500	0.36777	0.79952	1.36366	1.80437	2.18986	2.46716
2000	0.45604	1.05376	1.65794	2.08509	2.47574	2.76214
2067	0.46505	1.08155	1.69192	2.13669	2.51069	2.76662
2500	0.49651	1.23605	1.8822	2.2495	2.5221	2.7206
3000	0.50091	1.3787	2.0142	2.2414	2.4259	2.5847
3500	0.5553	1.5228	2.0553	2.2438	2.3903	2.5051
4000	0.6424	1.6099	2.0639	2.2184	2.3431	2.4189

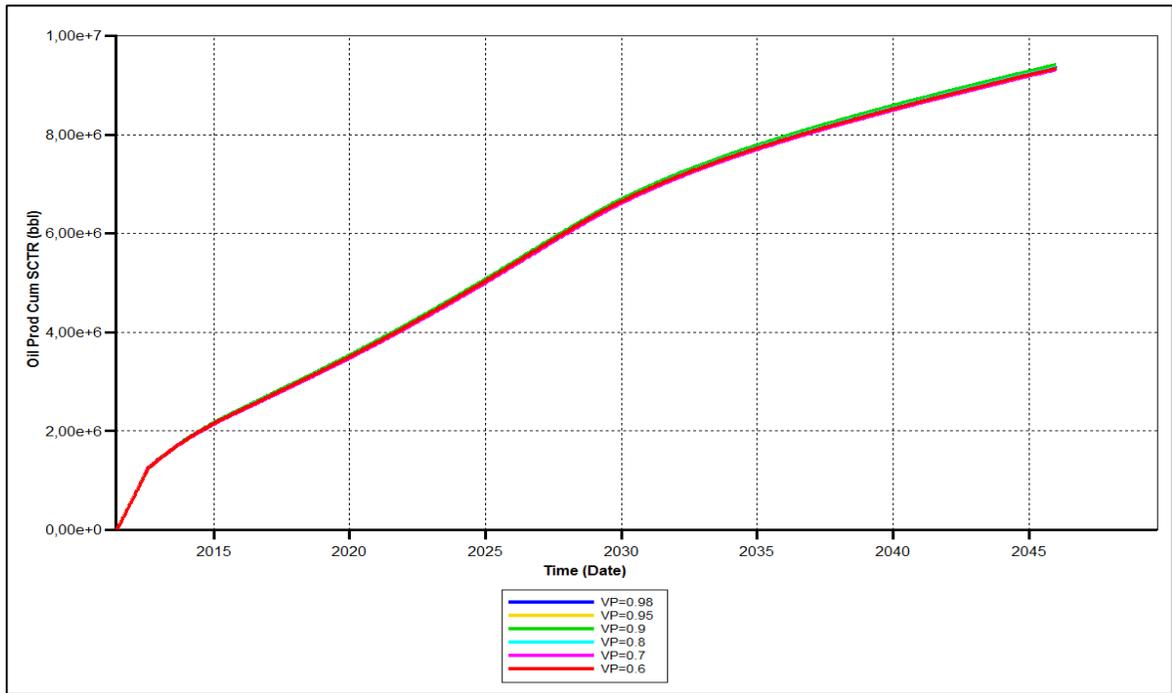
Gráfica 54. Comparativo de la sensibilidad de las concentraciones



Se puede observar de la **Grafica** que se tomó como caso optimo 750 ppm a una tasa de inyección de 2500 BWPD, teniendo una mayor recuperación de petróleo. Tomando como punto de referencia desde 2500 a 3000 BWPD se tuvo una recuperación de 0.2 MBLS aproximadamente.

5.4.1.3 Sensibilidad del volumen poroso accesible. Tal y como se observa en la **Grafica 55**, el incremento del Np con respecto al volumen poroso accesible no es muy considerable, por este motivo, se asume un volumen poroso accesible optimo igual que el del caso base es decir de 0.8 ya que se encuentra en el promedio de los Np obtenidos.

Gráfica 55. Sensibilidad del volumen poroso accesible para el polímero SUPERPUSHER.



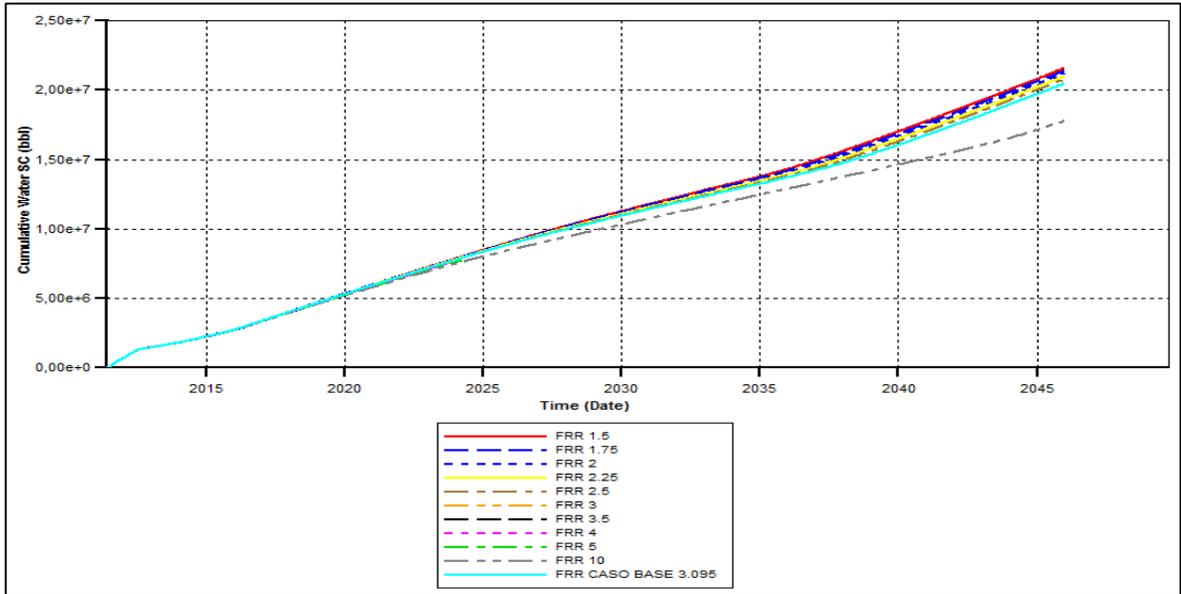
5.4.1.4 Sensibilidad Factor de resistencia de residual. El análisis de sensibilidad para esta propiedad se llevó a cabo modificando el valor de factor de resistencia residual, como se observa en la **Tabla 41**.

Tabla 41. Sensibilidades para el factor de resistencia

Poly ppm	FRR - Superpusher	Poly Mole frac	VISCOSIDAD (cP)
0	1.000	0.0000E+00	0.59800
500	2.692	1.1263E-06	14.00000
1000	2.913	2.2525E-06	37.10000
1500	3.000	3.3788E-06	87.10000
2000	3.047	4.5050E-06	149.35836
2500	3.075	5.6313E-06	238.73038
3000	3.095	6.7575E-06	357.50092

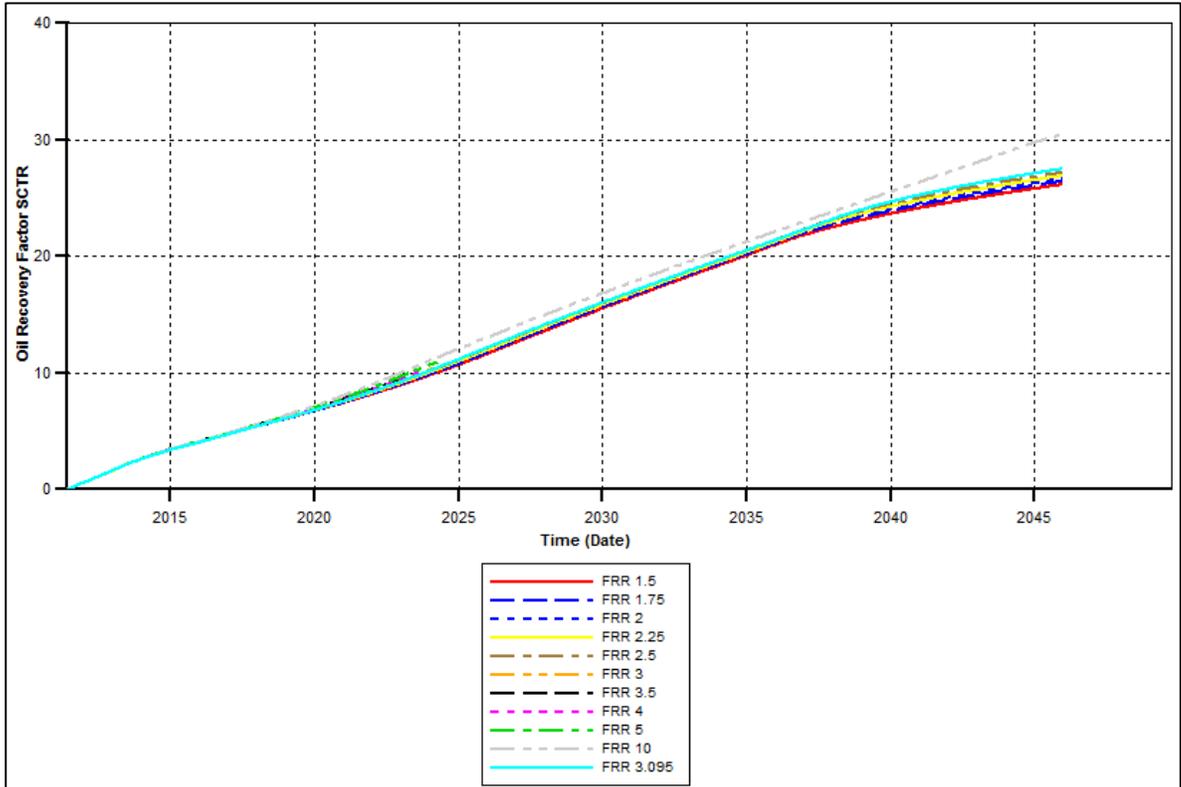
El valor del caso base fue de 3.095, esto se debe a que un FRR muy alto puede ser producto de una muy alta viscosidad del agua inyectada posterior a la inyección de polímeros haciendo más lento el desplazamiento del banco de petróleo remanente, consiguiendo, a un mismo intervalo de tiempo, una recuperación menor. En la **Gráfica 56** se muestran los resultados de la producción acumulada de agua, sensibilidad del factor de resistencia residual.

Gráfica 56 Agua acumulada para las sensibilidades del factor de resistencia residual

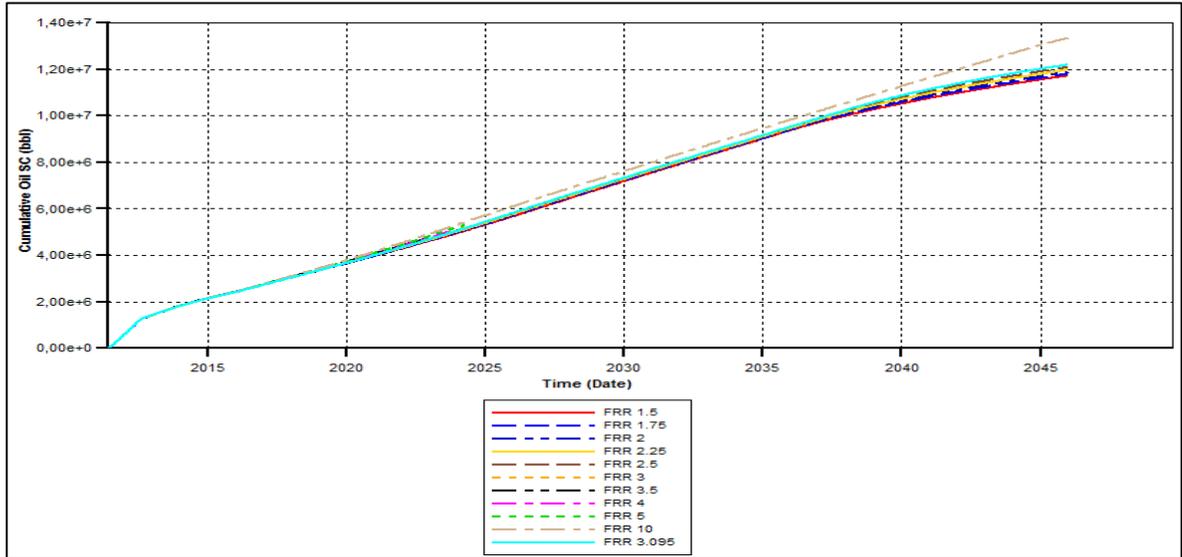


En la **Gráfica 57** y la **Gráfica 58** se puede observar el aumento del factor de recobro y tasa acumulada de petróleo, sensibilidad del factor de resistencia residual.

Gráfica 57. Factor de recobro para las sensibilidades de FRR



Gráfica 58. Tasa de Petróleo acumulado para las sensibilidades del FRR



5.4.1.5 Sensibilidad de tamaño de bache. Estas sensibilidades realizadas fueron seleccionadas con un criterio que permitió identificar las condiciones adecuadas de los parámetros que influyen directamente en la recuperación de petróleo, y así mismo, definir el esquema más conveniente.

Para cada concentración fue tomado respectivamente cada valor de petróleo acumulado (NP), el valor de VP 66.540.000 y comparado dichos valores con cada tamaño de Bache a sus diferentes fechas de inyección.

➤ **Sensibilidad 250 ppm.** Esta sensibilidad se inyectó una fracción molar de $5.63E-7$, es decir, 0.02507 wt% teniendo un mayor NP de 5.13 MBIs (Ver **Tabla 42**).

Tabla 42. Tamaño de Bache para 250 ppm

Superpusher sv 2500BWPD - 250PPM				
CASO	NP(MBIs)WF_2500	NP(MBIs)PF	DELTA NP (MBIs) PF	
2.5	4.4	4.45	0.05	
5	4.4	4.49	0.09	
7.5	4.4	4.59	0.19	
10	4.4	4.68	0.28	
15	4.4	4.83	0.43	
20	4.4	4.96	0.56	
25	4.4	5.06	0.66	
30	4.4	5.13	0.73	

➤ **Sensibilidad 500 ppm.** Esta sensibilidad se inyectó una fracción molar de $1.12E-6$, es decir, 0.05001 wt% teniendo un mayor NP de 7.67 MBIs (Ver **Tabla 43**).

Tabla 43. Tamaño de Bache para 500 ppm

Superpusher sv 2500BWPD - 500 PPM				
CASO %	NP(MBls)WF_2500	NP(MBls)PF	DELTA NP (MBls) PF	
VP 2.5	4.4	4.49		0.09
5	4.4	4.69		0.29
7.5	4.4	4.97		0.57
10	4.4	5.3		0.9
15	4.4	6.011		1.611
20	4.4	6.7		2.3
25	4.4	7.31		2.91
30	4.4	7.67		3.27

- **Sensibilidad 750 ppm.** Esta sensibilidad se inyectó una fracción molar de $1.57E-6$, es decir, 0.06996 wt% teniendo un mayor NP de 8.69 MBLS. (Ver **Tabla 44**).

Tabla 44. Tamaño de Bache para 750 ppm

Superpusher sv 2500BWPD - 750 PPM				
CASO % VP	NP(MBLS)WF_2500	NP(MBLS)PF	DELTA NP (MBLS) PF	
2.5	4.4	4.57		0.17
5	4.4	4.95		0.55
7.5	4.4	5.38		0.98
10	4.4	5.81		1.41
15	4.4	6.7		2.3
20	4.4	7.59		3.19
25	4.4	8.32		3.92
30	4.4	8.69		4.29

- **Sensibilidad 1000 ppm.** Esta sensibilidad se inyectó una fracción molar de $2.25E-6$, es decir, 0.09996 wt% teniendo un mayor NP de 9.1 MBLS. (Ver **Tabla 45**).

Tabla 45. Tamaño de Bache para 1000 ppm

Superpusher sv 2500BWPD - 1000 PPM				
CASO %	NP(MBLS)WF_2500	NP(MBLS)PF	DELTA NP (MBLS) PF	
VP 2.5	4.4	4.6		0.2
5	4.4	5.2		0.8
7.5	4.4	5.8		1.4
10	4.4	6.32		1.92
15	4.4	7.37		2.97
20	4.4	8.2		3.8
25	4.4	8.9		4.5
30	4.4	9.1		4.7

- **Sensibilidad 1250 ppm.** Para esta sensibilidad se inyectó una fracción molar de 2.81E-6, es decir, 0.12483 wt% teniendo un mayor NP de 9.2 MBLS. (Ver **Tabla 46**).

Tabla 46. Tamaño de Bache para 1250 ppm

Superpusher sv 2500BWD - 1250PPM			
CASO % VP	NP(MBLS)WF_2500	NP(MBLS)PF	DELTA NP (MBLS) PF
2.5	4.4	4.8	0.4
5	4.4	5.4	1
7.5	4.4	6.1	1.7
10	4.4	6.71	2.31
15	4.4	7.51	3.11
20	4.4	8.45	4.05
25	4.4	9.15	4.75
30	4.4	9.15	4.75

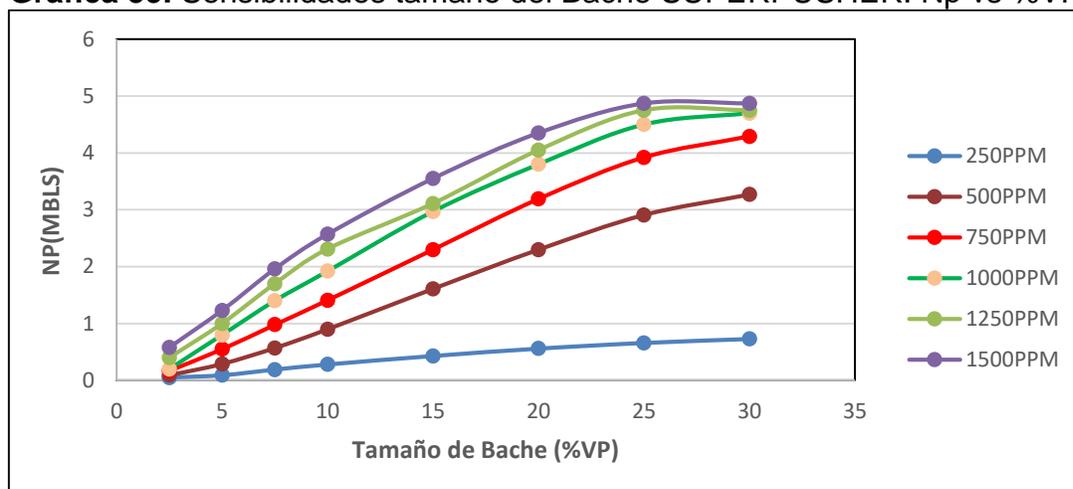
- **Sensibilidad 1500 ppm.** Para esta sensibilidad se inyectó una fracción molar de 3.37E-6, es decir, 0.14987 wt% teniendo un mayor NP de 9.27 MBLS. (Ver **Tabla 47**).

Tabla 47. Tamaño de Bache para 1500 ppm

Superpusher sv 2500BWD - 1500 PPM			
CASO % VP	NP(MBLS)WF_2500	NP(MBLS)PF	DELTA NP (MBLS) PF
2.5	4.4	4.98	0.58
5	4.4	5.63	1.23
7.5	4.4	6.36	1.96
10	4.4	6.97	2.57
15	4.4	7.95	3.55
20	4.4	8.75	4.35
25	4.4	9.27	4.87
30	4.4	9.27	4.87

La conclusión, luego de haber realizado la sensibilidad del tamaño del bache y con el fin de evaluar y analizar la manera de optimización de esta tecnología para el Campo Yariguí Cantagallo, se realizó el esquema de tamaño de Bache para el polímero Superpusher y sus respectivas comparaciones observadas en la **Gráfica 59**.

Gráfica 59. Sensibilidades tamaño del Bache SUPERPUSHER: Np vs %VP

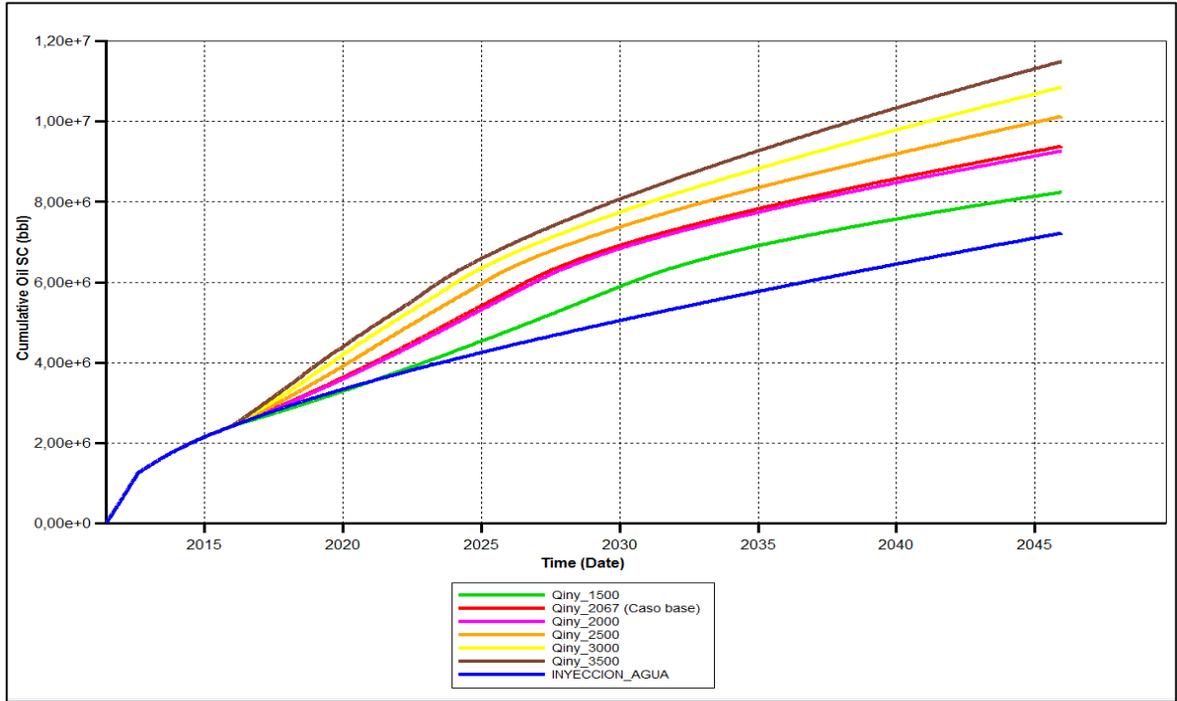


La concentración de polímero adecuada a utilizar para el polímero Superpusher es de 700 ppm y mirando el tamaño de Bache óptimo para tener una mejor recuperación de petróleo, se establece un bache de 25% VP (12 de enero del 2038), recuperando aproximadamente 4 millones de barriles, escogiendo como el adecuado 25% VP hasta la recuperación óptima del proceso. Trabajando con 700 ppm y 2500 bbl de inyección.

5.4.2 Resultados del polímero a evaluar. A continuación, se muestra el polímero a ser evaluado para el Campo Yariguí Cantagallo

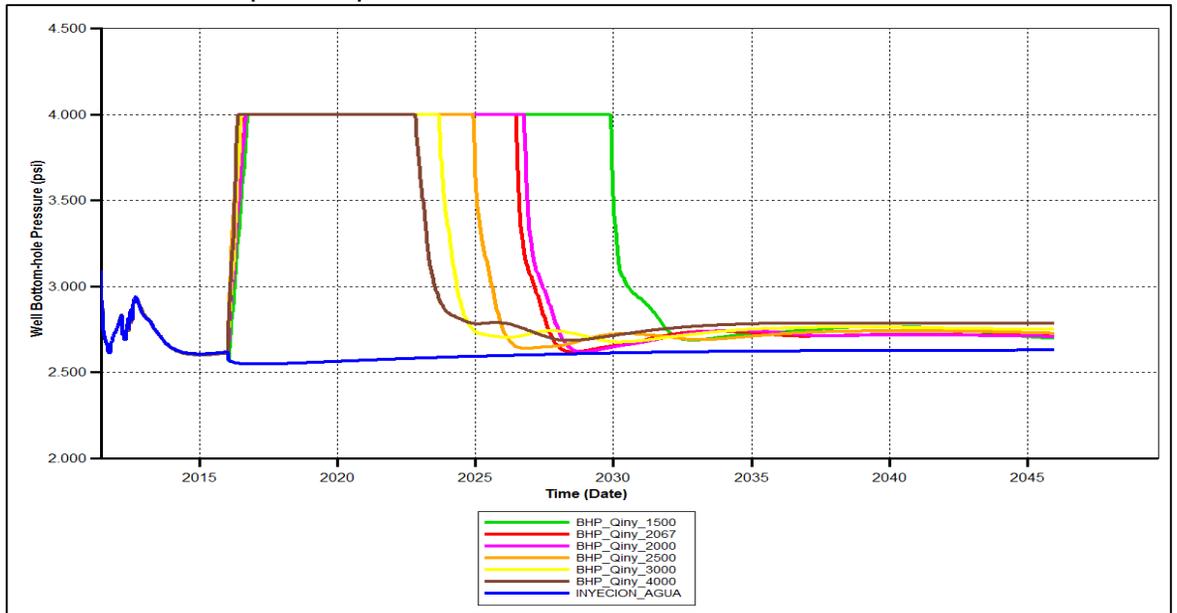
5.4.2.1 Sensibilidad de las tasas de inyección. Se puede observar que al igual que el polímero de Casabe a mayor tasa de inyección de agua claramente se presenta un aumento en la producción acumulada del petróleo como se observa en la **Gráfica 60**.

Gráfica 60. Petróleo acumulado para el polímero a evaluar



Es importante tener en cuenta que la presión máxima de inyección no puede sobrepasar la presión de fractura, ya que se afectaría al reservorio directamente, por lo tanto, en la **Gráfica 61** se observa el comportamiento de la presión de fondo a las diferentes tasas.

Gráfica 61. BHP para el polímero a evaluar

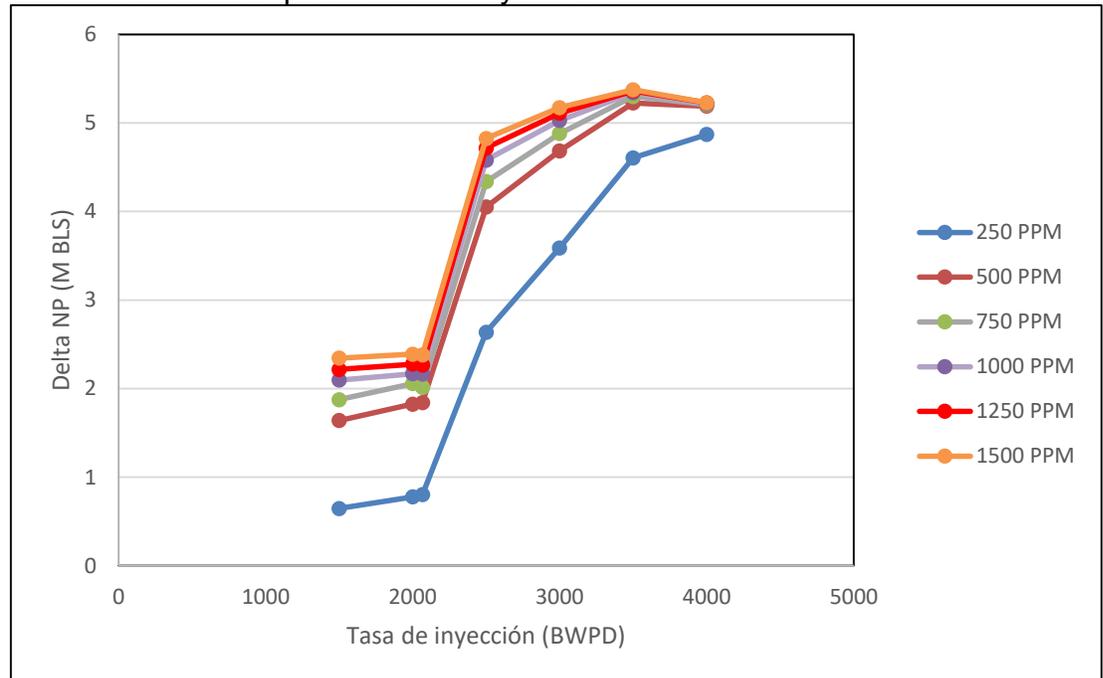


5.4.2.2 Sensibilidad de las concentraciones. Luego de haber realizado un análisis de la sensibilidad de todas las concentraciones a diferentes tasas, se hizo un comparativo con respecto al esquema de explotación actual versus polímero (Ver **Tabla 48** y **Gráfica 62**).

Tabla 48. Sensibilidad a diferentes concentraciones

CASO	250 PPM	500 PPM	750 PPM	1000 PPM	1250 PPM	1500 PPM
TASA (BWPD)	DELTA NP (MSTB) PF					
1500	0,64523	1,63921	1,8746	2,09491	2,2149	2,34291
2000	0,77729	1,82379	2,0553	2,1679	2,27467	2,38894
2067	0,80144	1,8414	2,01487	2,16411	2,26358	2,38055
2500	2,6358	4,0501	4,3381	4,5801	4,7167	4,8253
3000	3,5879	4,6842	4,8808	5,0274	5,1107	5,1732
3500	4,6049	5,2256	5,2989	5,3424	5,3613	5,3741
4000	4,8701	5,1887	5,206	5,2152	5,2266	5,2273

Gráfica 62. Resultado de las sensibilidades para las diferentes concentraciones. Np vs Tasa de inyección

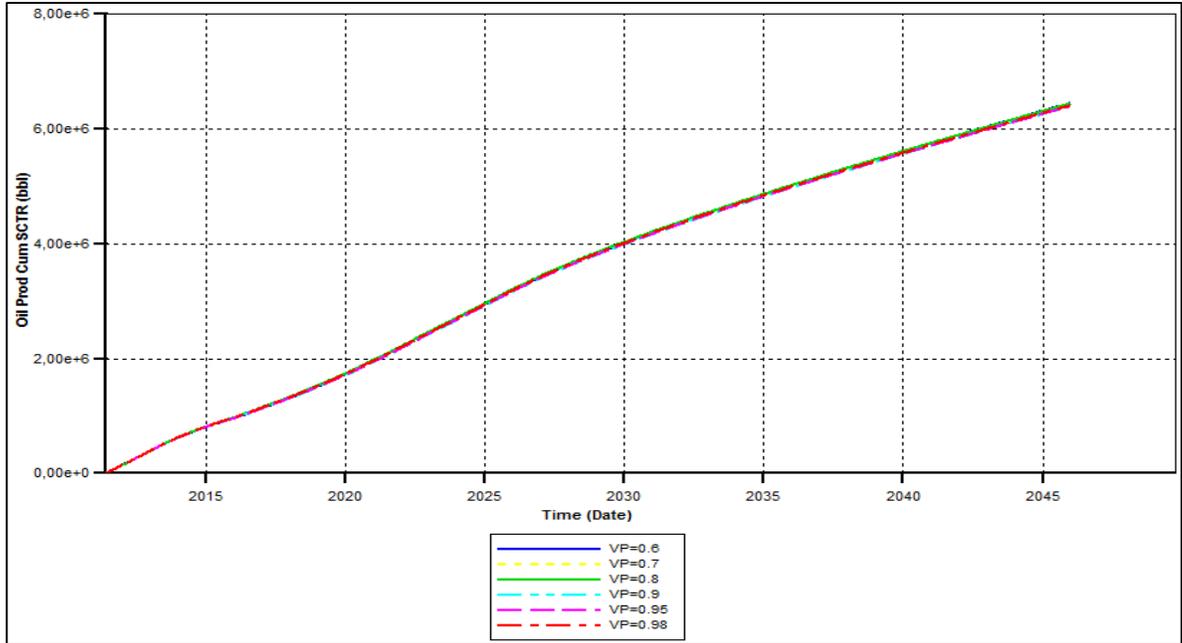


Como mejor concentración se puede observar en la **Gráfica**, que fue la de 500 ppm a una tasa de inyección de 2500 BWPD, la cual finalmente obtuvo la mejor recuperación de petróleo aumentando de 4.3 millones a 4.8 millones de barriles tomando como referencia de 2500 a 3000 BWPD como se muestra anteriormente.

5.4.2.3 Sensibilidad del Volumen poroso accesible. Como se observa en la **Gráfica 63**, el incremento del Np con respecto al volumen poroso accesible no fue considerable, por este motivo, se asumió un volumen poroso accesible óptimo igual

que el del caso base es decir de 0.8 ya que se encuentra en el promedio de los Np obtenidos.

Gráfica 63. Sensibilidad del volumen poroso accesible para el polímero a evaluar



5.4.2.4 Sensibilidad del factor de resistencia de residual. El análisis de sensibilidad para esta propiedad se llevó a cabo modificando el valor de factor de resistencia residual, para la concentración óptima del polímero a utilizar (Yariguí); como se observa en la **Tabla 49**.

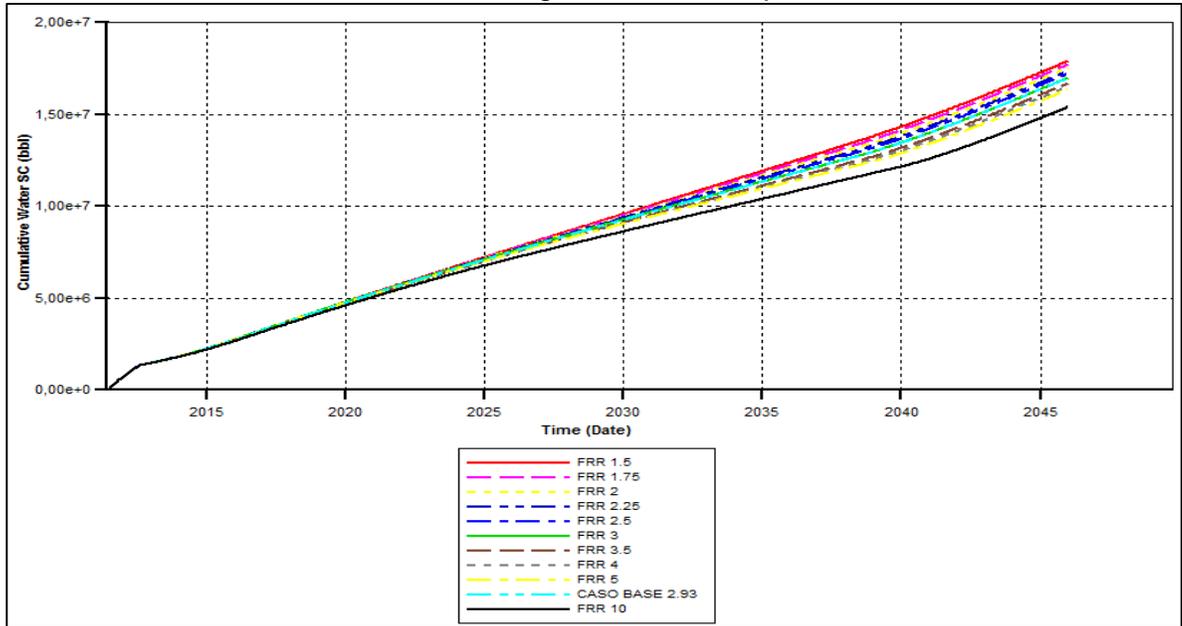
Tabla 49. Sensibilidad FRR del polímero a evaluar

Poly ppm	FRR polímero a evaluar	Poly Mole frac	VISCOSIDAD (cP)
0	1.00	0.00E+00	0.5
500	2.54	1.13E-06	15.4
1000	2.74	2.25E-06	34.7
1500	2.82	3.38E-06	80.7
2000	2.86	4.51E-06	430.1
2500	2.89	5.63E-06	1896.7
3000	2.90	6.76E-06	6115.0
3500	2.92	7.88E-06	15823.0
4000	2.93	9.01E-06	35145.6

El valor del caso base es de 2.93, esto se debe a que un FRR muy alto puede ser producto de una muy alta viscosidad del agua inyectada posterior a la inyección de polímeros haciendo más lento el desplazamiento del banco de petróleo remanente, consiguiendo, a un mismo intervalo de tiempo, una recuperación menor. En la

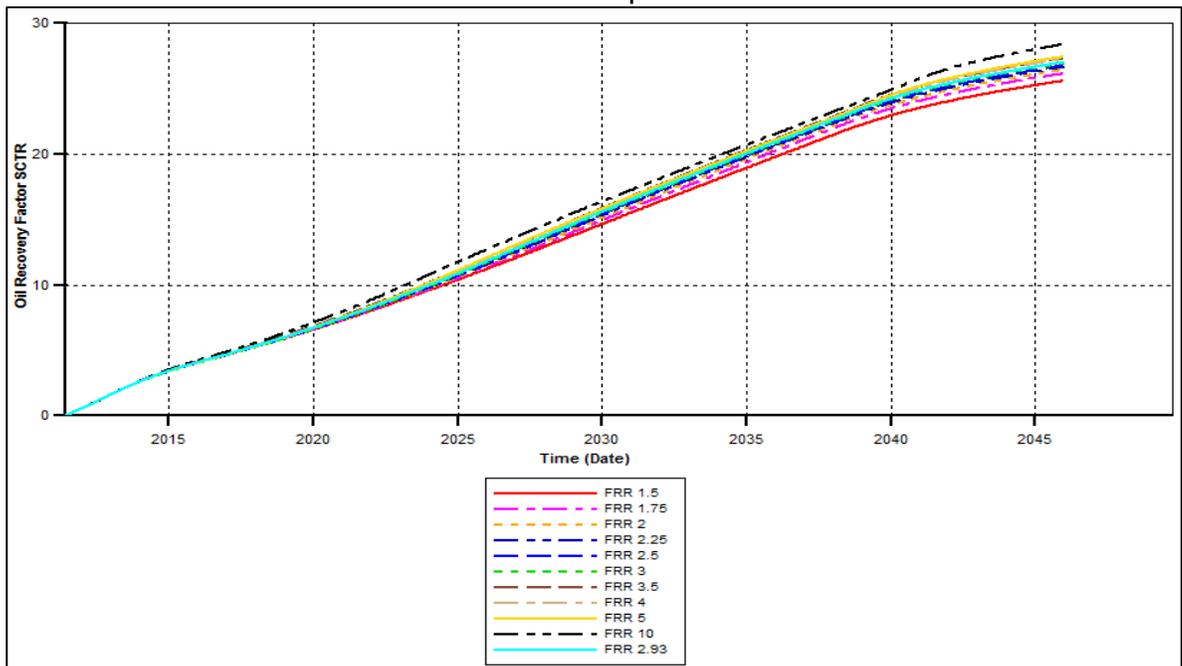
Grafica 64 se muestran los resultados de la producción acumulada de agua, sensibilidad del factor de resistencia residual.

Gráfica 64. Resultado de la tasa de agua acumulada para el FRR

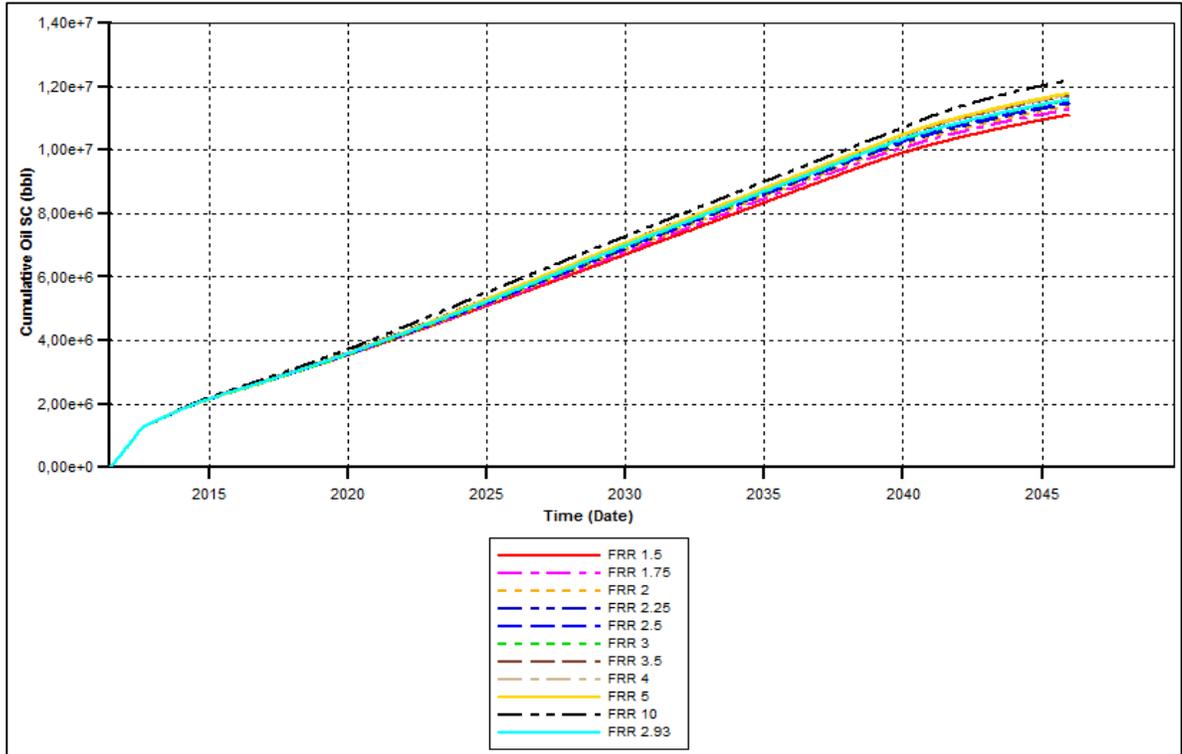


En la **Grafica 65 y 66** se presentan los resultados del factor de recobro y tasa acumulada de petróleo, sensibilidad del factor de resistencia residual.

Gráfica 65. Resultado del factor de recobro para el FRR



Gráfica 66. Resultado de la tasa de petróleo acumulado para el FRR



5.4.2.4 Sensibilidad de tamaño de bache. Para cada concentración fue tomado respectivamente cada valor de petróleo acumulado (NP), el valor de VP 66.540.000 y comparado dichos valores con cada tamaño de Bache a sus diferentes fechas de inyección.

➤ **Sensibilidad 250 ppm.** Para esta sensibilidad, se inyectó a una fracción molar de $5.63E-7$, es decir, 0.02507 wt% teniendo como mayor NP 5.98 MBLs (Ver **Tabla 50**).

Tabla 50. Tamaño de Bache para 250 ppm

Polímero a evaluar 2500BWPD - 250PPM				
CASO	NP(MBLS)WF_2500	NP(MBLS)PF	DELTA NP (MBLS)	PF
2.5	4.4	4.46	0.06	
5	4.4	4.64	0.24	
7.5	4.4	4.83	0.43	
10	4.4	5.02	0.62	
15	4.4	5.34	0.94	
20	4.4	5.62	1.22	
25	4.4	5.84	1.44	
30	4.4	5.98	1.58	

- **Sensibilidad 500 ppm.** Para esta sensibilidad, se inyectó a una fracción molar de $1.12E-6$, es decir, 0.05001 wt% teniendo como mayor NP 9.21 MBLS (Ver **Tabla 51**).

Tabla 51. Tamaño de Bache para 500 ppm

Polímero a evaluar 2500BWPD - 500 PPM				
CASO	% VP	NP(MBLS)WF_2500	NP(MBLS)PF	DELTA NP (MBLS) PF
	2.5	4.4	4.67	0.27
	5	4.4	5.12	0.72
	7.5	4.4	5.57	1.17
	10	4.4	6.11	1.71
	15	4.4	7	2.6
	20	4.4	7.9	3.5
	25	4.4	8.68	4.28
	30	4.4	9.21	4.81

- **Sensibilidad 750 ppm.** Para esta sensibilidad, se inyectó una fracción molar de $1.57E-6$, es decir, 0.06996 wt% teniendo como mayor NP 9.46 MBLS (Ver **Tabla 52**).

Tabla 52. Tamaño de Bache para 750 ppm

Polímero a evaluar 2500BWPD - 750 PPM				
CASO	% VP	NP(MBLS)WF_2500	NP(MBLS)PF	DELTA NP (MBLS) PF
	2.5	4.4	4.76	0.36
	5	4.4	5.22	0.82
	7.5	4.4	5.72	1.32
	10	4.4	6.23	1.83
	15	4.4	7.22	2.82
	20	4.4	8.13	3.73
	25	4.4	8.92	4.52
	30	4.4	9.46	5.06

- **Sensibilidad 1000 ppm.** Para esta sensibilidad, se va inyectó una fracción molar de $2.25E-6$, es decir, 0.09996 wt% teniendo como mayor NP 9.6 MBLS (Ver **Tabla 53**).

Tabla 53. Tamaño de Bache para 1000 ppm

Polímero a evaluar 2500WPD - 1000 PPM				
CASO				
% VP	NP(MBLS)WF_2500	NP(MBLS)PF	DELTA NP (MBLS)	PF
2.5	4.4	4.82		0.42
5	4.4	5.32		0.92
7.5	4.4	5.86		1.46
10	4.4	6.38		1.98
15	4.4	7.38		2.98
20	4.4	8.3		3.9
25	4.4	9.09		4.69
30	4.4	9.6		5.2

➤ **Sensibilidad 1250 ppm.** Para esta sensibilidad, se inyectó una fracción molar de $2.81E-6$, es decir, 0.12483 wt% teniendo como mayor NP 9.65 MBLS (Ver **Tabla 54**).

Tabla 54. Tamaño de Bache para 1250 ppm

Polímero a evaluar 2500BWPD - 1250PPM				
CASO			DELTA NP (MBLS)	
% VP	NP(MBLS)WF_2500	NP(MBLS)PF	PF	
2.5	4.4	4.88		0.48
5	4.4	5.41		1.01
7.5	4.4	5.96		1.56
10	4.4	6.48		2.08
15	4.4	7.49		3.09
20	4.4	8.41		4.01
25	4.4	9.19		4.79
30	4.4	9.65		5.25

➤ **Sensibilidad 1500 ppm.** Para esta sensibilidad, se inyectó una fracción molar de $3.37E-6$, es decir, 0.14987 wt% teniendo como mayor NP 9.67 MBLS (Ver **Tabla 55**).

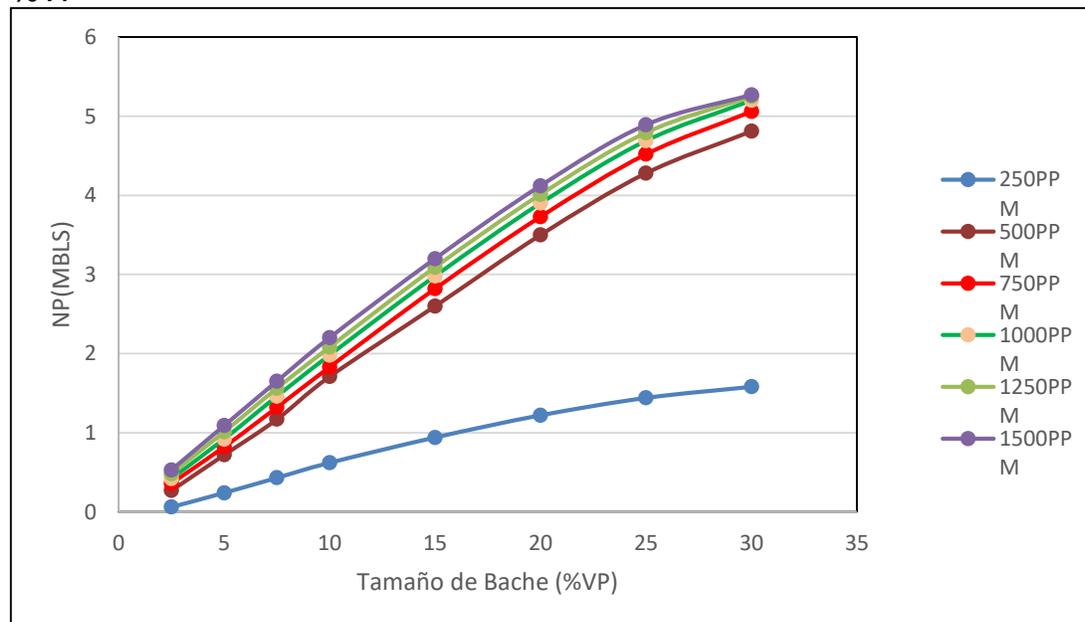
Tabla 55. Tamaño de Bache para 1500 ppm

Polímero a evaluar 2500BWD - 1500 PPM				
CASO	NP(MBLS)WF_2500		DELTA NP (MBLS)	
% VP	NP(MBLS)WF_2500	NP(MBLS)PF	PF	
2.5	4.4	4.93		0.93
5	4.4	5.49		1.09
7.5	4.4	6.05		1.65
10	4.4	6.6		2.2
15	4.4	7.6		3.2
20	4.4	8.52		4.12
25	4.4	9.29		4.89
30	4.4	9.67		5.27

Con el fin de evaluar y analizar la manera de optimización de esta tecnología para el Campo Yariguí – Cantagallo, se muestra el esquema de tamaño de Bache para el polímero Yariguí. Para observar los volúmenes de inyección y las tasas a las cuales fue simulado el polímero ver **Anexo C**.

En la **Grafica 67**, se observa la concentración de polímero adecuada a utilizar para este caso es escogió la de 500 ppm y mirando el tamaño de Bache óptimo para tener una mejor recuperación de petróleo, se estableció un bache de 10% recuperando aproximadamente 1 millones de barriles, trabajando con 500 ppm y 2500 bbl de inyección.

Gráfica 67. Resultado de las sensibilidades para el tamaño de Bache. Np vs %VP



5.4.3 Resultados del caso óptimo del polímero. Luego de realizar un análisis de resultados el polímero que se escogió fue el polímero a evaluar (Yariguí); en la **Tabla 56** se observa el caso escogido como optimo con sus respectivos resultados y comparaciones respecto al agua.

Tabla 56. Resultados del caso óptimo de polímero.

Agua (BWPD)	CASO OPTIMO POLIMERO						Resultados	
	Concentración (ppm)	Tamaño de bache (% VP)	VPA	FRR	FR%	Delta NP (BIs)	DELTA FR% -Agua	
2500	500	10	0.8	2.93	25.82	1660000	6.94	

6. COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCION DEL CAMPO YARIGUÍ CANTAGALLO DURANTE LA INYECCION DE SURFACTANTE CONVENCIONAL Y BIOSURFACTANTE

La evaluación en el campo Yariguí Cantagallo se hizo mediante la inyección de polímero y surfactante. En el presente capítulo se observan las sensibilidades que realizaron teniendo en cuenta el paso previo de haber escogido el caso óptimo del polímero (concentración de 500 ppm y un tamaño de Bache óptimo un bache de 10% VP). En el presente capítulo se evidenciará el comportamiento del surfactante convencional y del biosurfactante con el polímero (Yariguí) en el campo Yariguí Cantagallo.

6.1 PARAMETROS A CONSIDERAR DURANTE LA INYECCION DE SURFACTANTES

En este proceso de recobro mejorado el surfactante es inyectado con el objetivo de disminuir la tensión interfacial agua-aceite, lo que permite mejorar la recuperación de aceite; favoreciendo la humectabilidad de la roca al agua. La diferencia con el desplazamiento alcalino es que, en este proceso, los surfactantes se generan in situ a través de la reacción del álcali con el aceite. Los parámetros a considerar durante la inyección tanto del surfactante como del biosurfactante se encuentran en las secciones vistas previamente 2.1.1.2 y 2.2.1; cabe mencionar que el biosurfactante cumple y realiza la misma función del surfactante, la única diferencia radica en la materia prima usada para su creación, Otros parámetros más relacionados directamente con el simulador STARS de CMG y el comportamiento durante su incorporación, los cuales son mencionados a continuación:

6.1.1 Tensión interfacial (IFT). Es definida como la fuerza por unidad de longitud, también conocida como área perimetral que existe entre dos fluidos inmiscibles. Una baja tensión interfacial es esencial, ya que el surfactante a través de su efecto de reducir la IFT genera que el agua y el petróleo disminuyan su miscibilidad y así se logre una mayor recuperación de petróleo. La tensión interfacial incide en lo que se llama el Numero Capilar. El número capilar (N_c), es representado en la **Ecuación 41**, se ha definido para describir la interdependencia entre las fuerzas viscosas y la tensión interfacial y la restricción al paso a través de un capilar¹¹¹.

¹¹¹NORMAN, Chuck y TROMBETTA Juan C. El uso de surfactantes en proyectos de recuperación terciaria. Agosto.2007.p.1

Ecuación 41. Número capilar en términos de la IFT

$$N_c = \frac{\mu \gamma}{IFT}$$

Fuente: NORMAN, Chuck y TROMBETTA Juan C. El uso de surfactantes en proyectos de recuperación terciaria. Agosto.2007. p.1

Donde

N_c: Número capilar

μ: Viscosidad (cp)

γ: Velocidad radial (cm/seg)

IFT: Tensión interfacial (dyna/cm)

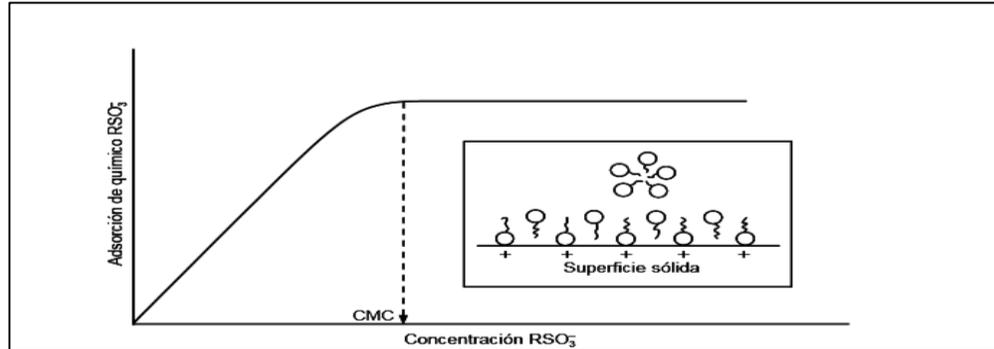
El cálculo de la IFT del reservorio se realizó a través de la presión capilar del plato poroso, y es presentada en el **ANEXO D**; donde se obtuvo un valor de la IFT de 29.8 dyna/cm.

6.1.2 Adsorción. En el surfactante la adsorción es causada por la atracción entre sus moléculas y las superficies minerales. Estas fuerzas difieren bastante entre surfactantes no-iónicos y aniónicos, y dependen también de la naturaleza de la superficie mineral; adicionalmente depende de la temperatura, composición y pH de la salmuera, concentración del surfactante y concentración del aceite, ya que el aceite afecta tanto el comportamiento de fase como la estructura micelar de la solución de surfactante. Debe notarse que las mismas condiciones que proporcionan alta solubilidad del surfactante en el aceite y la salmuera, también tienden a disminuir la adsorción.

Generalmente, la adsorción del surfactante se incrementa a medida que aumenta la concentración de surfactante hasta un valor máximo que se alcanza a la concentración micelar crítica (CMC), como se muestra en la Figura 33. Ya que la concentración de surfactante inyectado generalmente es al menos dos órdenes de magnitud mayor que la CMC, este valor máximo de adsorción se alcanza rápidamente y puede aproximarse como una isoterma tipo Langmuir¹¹². Ver **Anexo D y Tabla D 9**.

¹¹² SANCHEZ MEDINA , Eustaquio. Recuperación mejorada por inyección de álcali, surfactante y polímero. Universidad Autónoma de México . México, DF.2010,p.100.

Figura 54. Adsorción del surfactante sobre superficies sólidas



Fuente: SANCHEZ MEDINA, Eustaquio. Recuperación mejorada por inyección de álcali, surfactante y polímero. Universidad Autónoma de México . México, DF.2010,p.100.

6.1.3 DTRAP. Son parámetros de interpolación, que hacen parte de los cuatro conjuntos de curvas de permeabilidad relativa, los cuales pueden ingresarse al simulador para que correspondan a los números capilares críticos¹¹³. pueden extenderse para representar el comportamiento de diferentes tipos de roca. Por ejemplo, la inyección del surfactante en un sistema de núcleos paralelo de distinta humectabilidad, esto requiere distinguir las curvas de alta tensión interfacial para ambos tipos de roca.

El DTRAP se encuentra en función del número capilar como su logaritmo en base 10 tal y como se presenta en la **Ecuación 42**.

Ecuación 42. DTRAP en función del número capilar

$$DTRAP = \text{Log} (Nc)$$

Fuente. CMG. STARS Guía para el usuario Simulador térmico avanzados de procesos y yacimientos. 2014, p.48.

6.2 SURFACTANTE CONVENCIONAL Y BIOSURFACTANTE A EVALUAR

A continuación, se presenta las propiedades del surfactante y biosurfactante a evaluar.

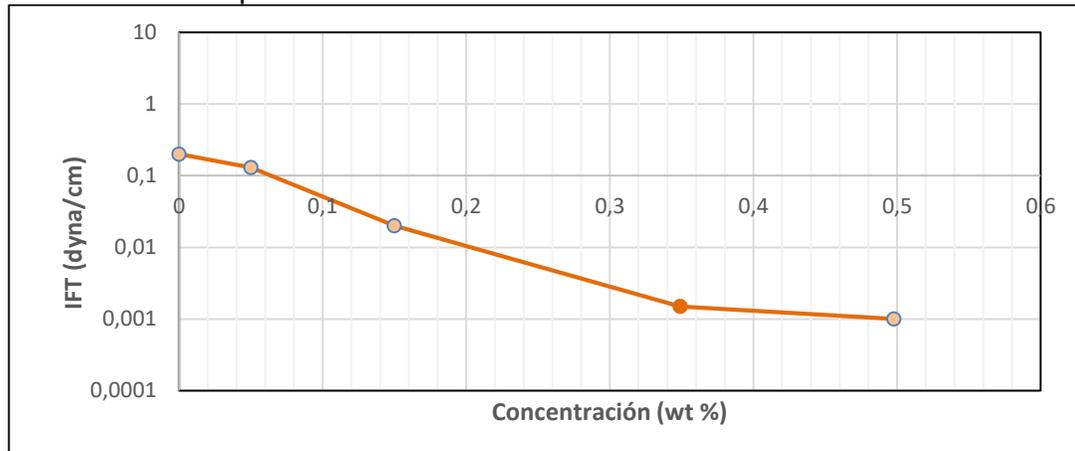
6.2.1 Propiedades del surfactante convencional. El principal material activo del surfactante es el DWS, un componente sulfonato aniónico, del cual 50% en peso es

¹¹³ CMG. STARS Guía para el usuario Simulador térmico avanzados de procesos y yacimientos.2014, p.48.

contenido activo, 16.8% wt es aceite sin sulfonato, 31.2%wt es contenido volátil y 2.0% wt es sal inorgánica. El peso molecular relativo oscila entre 560 y 600¹¹⁴.

6.2.1.1 Comportamiento de la IFT del surfactante. A continuación, en la **Gráfica 68** se observa que a la IFT decrece gradualmente cuando la concentración de surfactante aumentó de 0.05 a 0.4%. La IFT alcanzó un nivel ultrabajo cuando la concentración fue de 0.3%. Con el aumento de la concentración de surfactante, las moléculas del tensoactivo se adsorbieron en la interfase aceite / agua constantemente con la fase hidrófila en agua y lipófila en la fase oleosa. Cuando la concentración era superior al 0.3%, la adsorción en la interfase aceite / agua alcanzó la saturación, y el IFT permaneció estable. Por lo tanto, la concentración de 0.3% fue la CMC. Según Tao Chen et,al ¹¹⁵el surfactante debería encontrarse en el rango de una CMC de 0.2-0.3% debido a su coste económico y sus pérdidas en el medio porosos.

Gráfica 68.Comportamiento de la IFT del surfactante a diferentes concentraciones



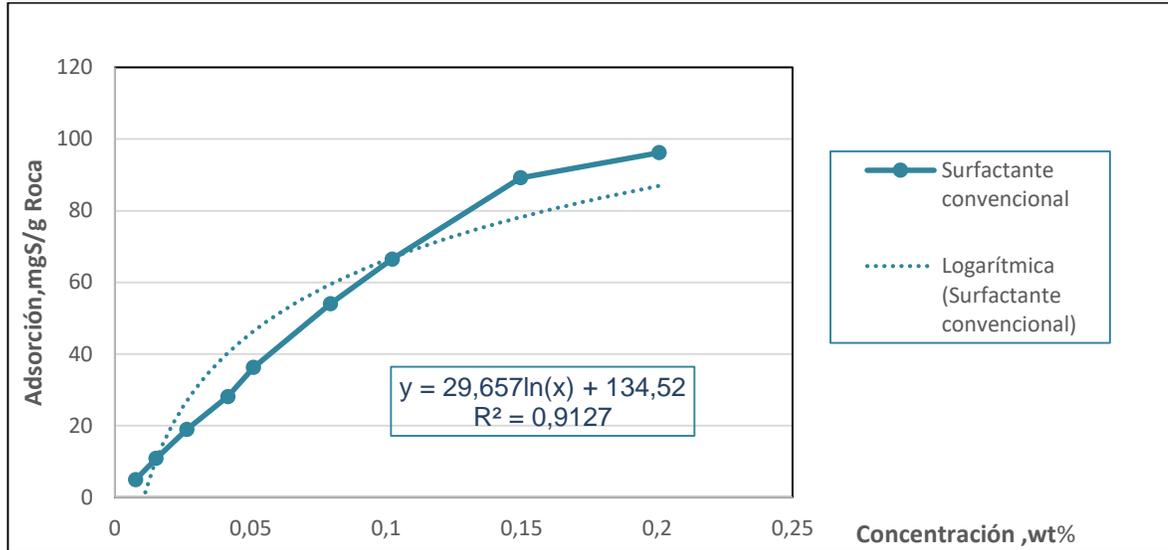
Fuente: WU,Zhiwei Wu ; YUE ,Xiang ;CHENG, Tao Cheng ; YU, Jie y YANG Heng. Effect of viscosity and interfacial tension of surfactant–polymer flooding on oil recovery in high-temperature and high-salinity reservoirs.China.2013,p.13;modificado por los autores.

6.2.1.2 Comportamiento de la adsorción del surfactante. La pérdida de surfactantes debida a la adsorción requeriría la inyección de baches más grandes. Este surfactante presenta una alta adsorción en granos más finos lo cual se espera por la gran área superficial; además por su estructura molecular anfótera es más atraído a las cargas positivas de las rocas carbonatadas. En la **Gráfica 69**, se observa el comportamiento del surfactante a evaluar.

¹¹⁴ WU,Zhiwei Wu ; YUE ,Xiang ;CHENG, Tao Cheng ; YU, Jie y YANG Heng. Effect of viscosity and interfacial tension of surfactant–polymer flooding on oil recovery in high-temperature and high-salinity reservoirs.China.2013,p.11.

¹¹⁵ Ibid, p.11

Gráfica 69. Comportamiento de la adsorción de surfactante a diferentes concentraciones



Fuente: ALANIS, Luque. ALSOFI. WANG, J. Toward an alternative bio based sp flooding technology Biosurfactant Evaluation. 174621-ms.SPE. .2015. Saudi Aramco, p.6; modificado por los autores.

6.2.1.3 Incorporación de las propiedades al simulador. Una vez recopilados los datos correspondientes a la adsorción y al surfactante se tuvo en cuenta que esas pruebas de laboratorio fueron realizadas con respecto a otros campos, teniendo en cuenta núcleos con distintas propiedades petrofísicas y a su vez distintas curvas de permeabilidad relativa. Para lograr un resultado de alta calidad, fueron escaladas las propiedades con respecto a la IFT del núcleo de Yariguí y a las curvas de permeabilidad relativa del núcleo.

➤ **IFT y adsorción.** En la **Tabla 57** se presentan las propiedades de IFT y adsorción del surfactante que fueron escaladas con respecto al núcleo de Yariguí para su correcta incorporación en el simulador.

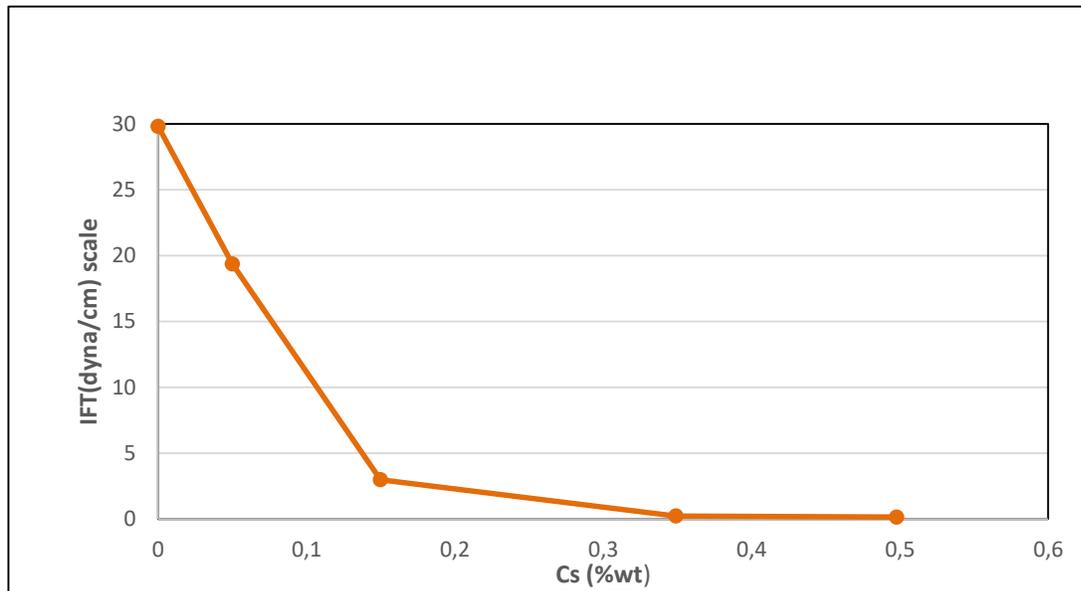
Tabla 57. IFT y adsorción del surfactante escaladas al núcleo Yariguí-Cantagallo

Cs (%wt)	IFT (dyna/cm)	ad (mgS/100g rock)	IFT (dyna/cm) scale	ad (mgS/100g rock) scale
0	0.2	0	29.8	0
0.050005948	0.13	45.67909603	19.37	43.77580036
0.14986796	0.02	78.23099497	2.98	74.97137018
0.348994531	0.0015	103.300105	0.2235	98.99593392
0.497819033	0.001	113.8336892	0.149	109.0906188

El objetivo de escalar las propiedades es que se aproximaron al núcleo en el que se realizó la simulación de la inyección, en este caso el de Yariguí Cantagallo.

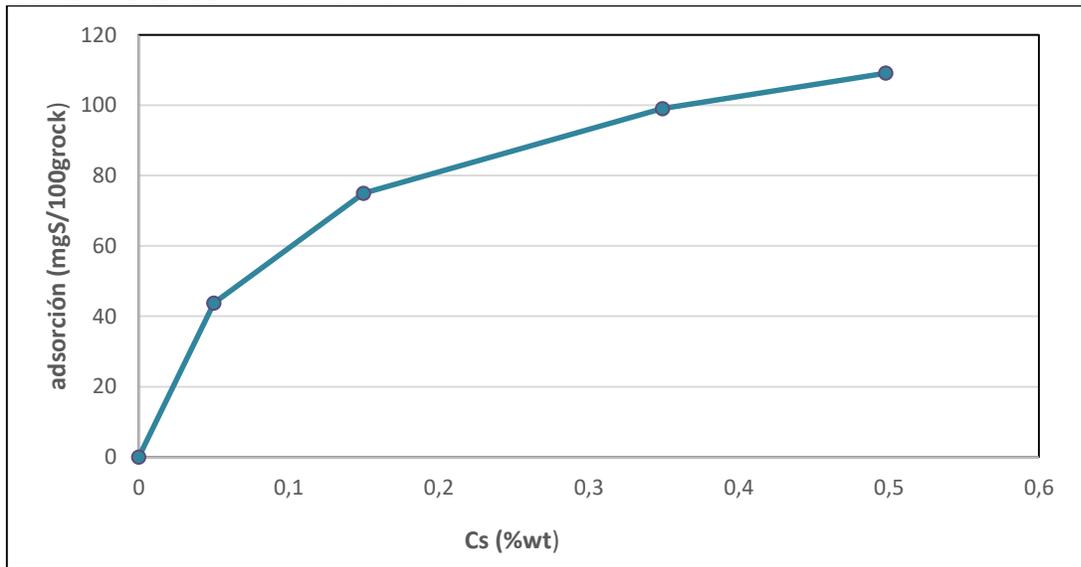
Una vez las propiedades ajustadas, se puede observar en las **Gráfica 70** y **Gráfica 71** el comportamiento del surfactante y el de la adsorción, respectivamente en el campo Yariguí-Cantagallo.

Gráfica 70. IFT del surfactante



Fuente: ALANIS, Luque. ALSOFI. WANG, J. Toward an alternative bio based sp flooding technology Biosurfactant Evaluation. 174621-ms.SPE. .2015. Saudi Aramco, p.6; modificado por los autores.

Gráfica 71. Adsorción del surfactante



Fuente: ALANIS, Luque. ALSOFI. WANG, J. Toward an alternative bio based sp flooding technology Biosurfactant Evaluation. 174621-ms.SPE. .2015. Saudi Aramco, p.6; modificado por los autores.

➤ **Número Capilar y DTRAP.** En la **Tabla 58** se presentan los cálculos respectivos al DTRAP y al número capilar que fueron ingresados al simulador para el caso de surfactante

Tabla 58. Número capilar y DTRAP del surfactante

Cs (ppm)	IFT(dyna/cm)	Nc	Dtrapw
0	29.8	6.45079E-09	-8.34035382
500	19.37	9.92429E-09	-8.003300435
1500	2.98	6.45079E-08	-7.190387078
3500	0.2235	8.60105E-07	-6.065448341
5000	0.149	1.29016E-06	-5.889357082

Ver **Anexo D** para observar los resultados de las curvas de permeabilidades relativas para el Campo Yariguí Cantagallo a cada concentración.

➤ **End points de las permeabilidades relativas.** Adicional a la información mencionada anteriormente, se recopiló información asociada a los efectos del surfactante en los endpoints de las curvas de permeabilidades relativas. En la **Tabla 59** se presenta esta información. Que al igual que las propiedades vistas previamente, fueron escalados al núcleo de Yariguí e incorporados al simulador.

Tabla 59. End points de las curvas de permeabilidad relativa del surfactante

Sor	Swirr	Krw	Sorn	Swirr n	Krw n	Sor fix	Swirr fix	Krw fix
0.4	0.32	0.7	1	1	1	0.2	0.31064572	0.17
0.38	0.332	0.554	0.95	1.0375	0.79142857	0.19	0.32229494	0.13454286
0.365	0.362	0.425	0.9125	1.13125	0.60714286	0.1825	0.35141798	0.10321429
0.3	0.365	0.225	0.75	1.140625	0.32142857	0.15	0.35433028	0.05464286
0.285	0.375	0.208	0.7125	1.171875	0.29714286	0.1425	0.36403796	0.05051429

Fuente: AYIRALA. Subhash. Surfactant-induced relative permeability modifications for oil recovery enhancement. Louisiana State University. The Department of Petroleum Engineering.2002, p.4. modificado por los autores

6.2.2 Propiedades del biosurfactante. Los surfactantes de origen sintético o biológico mejoran la biodegradación de los hidrocarburos aumentando la solubilidad acuosa aparente del hidrocarburo o aumentando la Interacción de la célula microbiana con el hidrocarburo. Alternativamente, el hidrocarburo es desplazado si se reducen las fuerzas capilares que atrapan el hidrocarburo.

La tensión interfacial (IFT) entre las fases hidrocarbonada y acuosa es la mayor responsable de atrapar el hidrocarburo en la matriz porosa. Valores muy bajos de IFT son usados para la movilización de hidrocarburos. Para conseguir estos valores ultrabajos de IFT, se observaron concentraciones muy altas. Para lograr estos valores ultrabajos se deben usar surfactantes sintéticos los cuales hacen que la recuperación del hidrocarburo sea costosa.

Los biosurfactantes producidos microbiallymente pueden ser un método económico para recuperar el petróleo residual ya que son eficaces a bajas concentraciones (como lo indican sus bajas concentraciones micelar crítica). Los microorganismos producen una variedad de biosurfactantes, los cuales generan las tensiones interfaciales bajas entre el hidrocarburo y las fases acuosas requeridas para movilizar el petróleo residual.

Según Velraeds et al¹¹⁶ la liberación de biosurfactante por cepas de *Lactobacillus* es máxima cuando las células se encuentran en la fase estacionaria. Además la producción de biosurfactante puede ser estimulada por el crecimiento de las células microbianas en condiciones de crecimiento limitantes, lo que indica que el biosurfactante es eficaz incluso a concentraciones muy bajas, este tipo de biosurfactantes puede ser obtenidos a partir de la fermentación de biomasa residual; Martínez Aguilar ¹¹⁷ en su proyecto de grado crea este tipo de biosurfactante aleatorizado con tres replicas correspondiente a tres cepas microbianas, dos fuentes de carbón (melaza y suero) y cuatro formulaciones de medios de cultivo, en los cuales se variaron las concentraciones de nitrógeno, hierro y fósforo. La tensión superficial de los medios de cultivo se seleccionó como variable respuesta del diseño de experimentos. La combinación de variables que permitió minimizar la tensión superficial del medio de cultivo se obtuvo con la bacteria

El procedimiento básicamente para crear el biosurfactante es con bacterias previamente seleccionadas que se almacenan en un biorreactor y se inoculan en un frasco, dependiendo del experimento y del crecimiento bacteriano, se varían las condiciones del medio y la fuente de carbono. El crecimiento bacteriano se determinó midiendo la absorbancia por medio de un espectrofotómetro. “La extracción del biosurfactante se llevó a cabo mediante el método de precipitación ácida, luego de la fermentación, el caldo de cultivo con células se centrifugó a 12000 rpm durante 20 minutos. El supernadante fue acidificado con HCl (6M) hasta llegar a pH=2 y posteriormente se dejó en reposo una noche a 4°C. Para obtener un pellet, el supernadante se centrifugó de nuevo, se lavó con agua a pH=7 y se dejó en la nevera durante 24 horas”¹¹⁸.

En el presente proyecto el surfactante elegido hace parte de la familia de la bacteria vista previamente: el lipopéptido biotensioactivo producido por *Bacillus mojavensis* cepa JF-2 reduce la tensión interfacial entre las fases oleosa y acuosa, niveles muy

¹¹⁶ TSAR TS, Millard CS. Improved pretreatment process for lactic acid production. PCT Int Appl Patent .1994, p.3.

¹¹⁷ MARTINEZ AGUILAR. Maricelly. Op., cit,p.104.

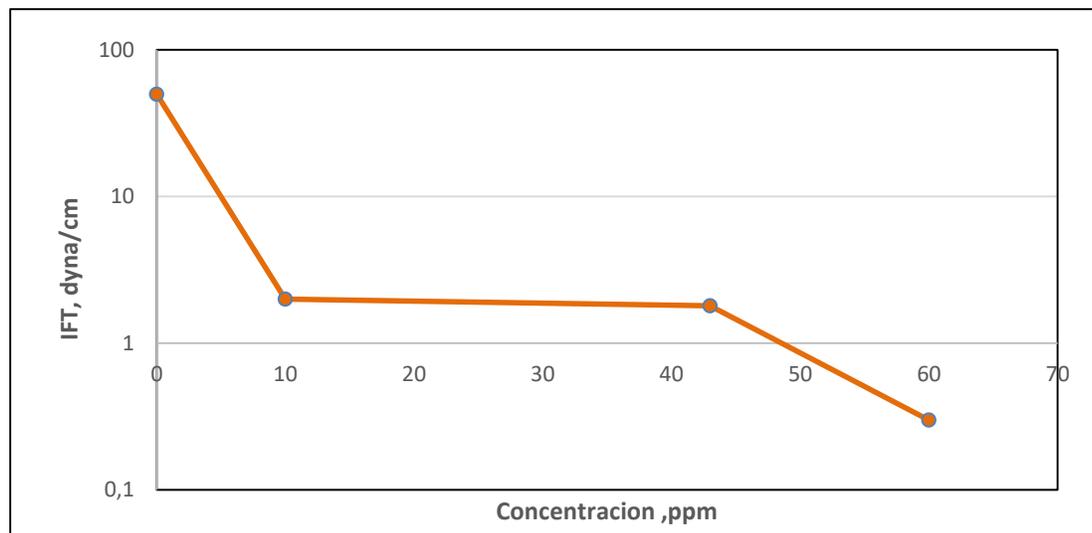
¹¹⁸ Ibid.p.2014

bajos hasta de ($<0.016 \text{ mN / m}$) . La concentración micelar crítica es de 20 mg / l , lo que indica que el biosurfactante es eficaz incluso a niveles muy bajos¹¹⁹.

6.2.2.1 Comportamiento de la IFT del biosurfactante. Se identificaron dos concentraciones críticas a partir de la inspección de la **Gráfica 72**. La primera La concentración crítica de biosurfactante es de alrededor de 11 mg/l . A esta concentración, la IFT disminuye a 1.0 mN / m ; el valor de la IFT permanece constante hasta que la concentración del biosurfactante alcanza los 41.0 mg / l . Estas concentraciones representan la concentración micelar crítica (CMC) para que la concentración del biosurfactante sea suficiente para formar micelas. La CMC del biosurfactante JF-2 purificado es de 10 mg / l .

La segunda concentración crítica de biosurfactante está entre 40 y 60 mg/l y es donde se observa otra disminución en la IFT. Esta región puede ser considerada como la concentración de microemulsión (CMEC). Cuando las concentraciones de surfactante llegan al CMEC, una tercera fase llamada microemulsión. asociada generalmente con valores de IFT ultrabajos. La región de fase de microemulsión contiene aceite, agua y una microemulsión que puede tener aceite o moléculas de agua rodean las moléculas de tensioactivo.

Gráfica 72. IFT Biosurfactante

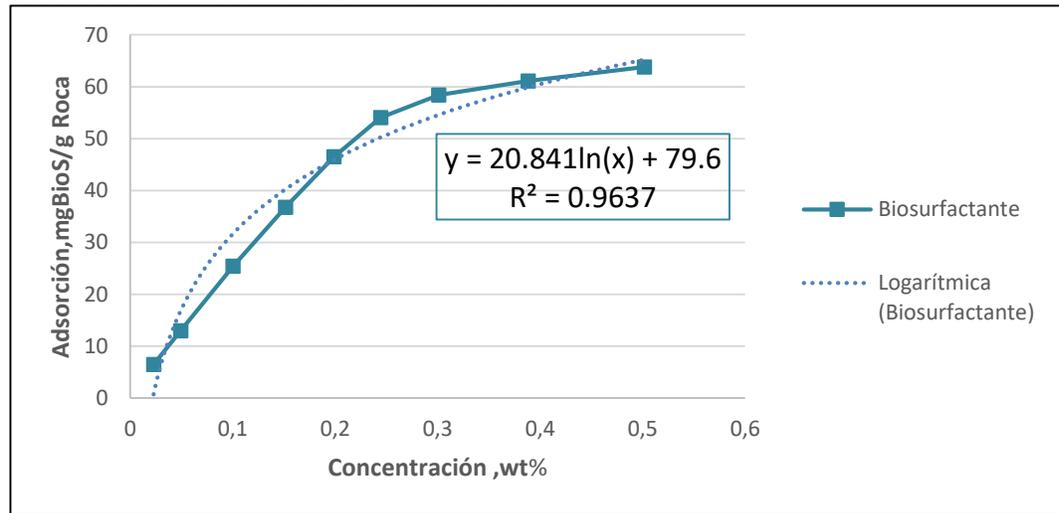


Fuente: M. J. McInerney, S. K. Maudgalya, R. Knapp, and M. Folmsbee. Development of Biosurfactant-mediated oil recovery in Model Porous Systems and Computer Simulations of Biosurfactant Mediated Oil Recovery. University of Oklahoma.p.25; modificado por los autores.

¹¹⁹ M. J. McInerney, S. K. Maudgalya, R. Knapp, and M. Folmsbee. Development of Biosurfactant-mediated oil recovery in Model Porous Systems and Computer Simulations of Biosurfactant Mediated Oil Recovery. University of Oklahoma.p.25.

6.2.2.2 Comportamiento de la adsorción del biosurfactante. A continuación, en la **Gráfica 73** se observa el comportamiento de la adsorción del biosurfactante a medida que varía la adsorción, se logró evidenciar que la adsorción es menor ya que su estructura no es iónica, por lo tanto, no posee cargas que sean atraídas a las rocas carbonatadas o diferentes componentes que poseen la formación.

Gráfica 73. Adsorción Biosurfactante



Fuente: ALANIS, Luque. ALSOFI. WANG, J Toward an alternative bio based sp flooding technology Biosurfactant Evaluation. 174621-ms. SPE. .2015. Saudi Aramco .p 7;modificado por los autores.

6.2.2.3 Incorporación de las propiedades del biosurfactante al simulador. Las propiedades del biosurfactante se incorporan igual que el surfactante, y son presentadas a continuación.

➤ **IFT y adsorción.** En la **Tabla 60** se presentan las propiedades de IFT y adsorción del surfactante que fueron escaladas con respecto al núcleo de Yarigüí Cantagallo para su correcta incorporación en el simulador.

Tabla 60. IFT y adsorción del biosurfactante escaladas

Cs (%wt)	IFT (dyna/cm)	ad (mgS/100g rock)	IFT (dyna/cm) scale	ad (mgS/100g rock) scale
0	50	0	29.8	0
0.001000609	1.2	0.28557931	0.7152	0.273680173
0.004302478	0.28557931	1.227950488	0.170205269	1.176785884
0.006003356	0.2	1.713390141	0.1192	1.641998885

➤ **Número Capilar y DTRAP.** En la **Tabla 61** se presentan los cálculos respectivos al DTRAP y al número capilar que fueron ingresados al simulador para el caso de biosurfactante.

Tabla 61.Número capilar y DTRAP

Cs (ppm)	IFT(dina/cm)	Nc	Dtrapw
0	29.8	4.56716E-09	-8.34035382
10	0.7152	1.90298E-07	-6.720565062
43	0.170205269	7.99631E-07	-6.097110557
60	0.1192	1.14179E-06	-5.942413812

➤ **End points de las permeabilidades relativas.** Adicional a la información mencionada anteriormente, se recopiló información asociada a los efectos del biosurfactante en los endpoints de las curvas de permeabilidades relativas. En la **Tabla 62** se presenta esta información. Que al igual que las propiedades vistas previamente, fueron ajustadas al núcleo de Yarigüí e incorporados al simulador.

Tabla 62. End points de las curvas de permeabilidad relativa para el biosurfactante

Sor	Swirr	Krw	Sorn	Swirn	Krw n	Sor fix	Swirr fix	Krw fix
0.3908	0.3193	0.7	1	1	1	0.2	0.31064572	0.17
0.3938	0.3343	0.554	1.00767656	1.04697776	0.79142857	0.20153531	0.32523917	0.13454286
0.34694	0.3838	0.425	0.88776868	1.20200438	0.60714286	0.17755374	0.37339752	0.10321429
0.2888	0.4093	0.225	0.73899693	1.28186658	0.32142857	0.14779939	0.39820637	0.05464286

6.3 ESCENARIOS CONSIDERADOS PARA EL ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES DE LA INYECCIÓN DE SURFACTANTE CONVENCIONAL Y BIOSURFACTANTE

A continuación, se presentan los escenarios evaluados para realizar las sensibilidades del surfactante convencional y el biosurfactante respecto a los parámetros mencionados anteriormente. Se debe tener en cuenta que el caso base que se usó fue el óptimo, el cual fue seleccionado previamente para el caso de polímero en la Tabla 68.

6.3.1 Sensibilidad tamaño de bache a diferentes concentraciones. En la **Tabla 63** se presentan los escenarios que se tuvieron en cuenta de los diferentes tamaños de bache para el surfactante y para el biosurfactante. Estas sensibilidades realizadas al igual que las de polímero, fueron seleccionadas con un criterio que permitió identificar las condiciones adecuadas de los parámetros que influyen directamente en la recuperación de petróleo, y así mismo, se escogió el esquema más conveniente.

Para cada concentración fue tomado respectivamente cada valor de petróleo acumulado (NP), el valor de Volumen poroso VP es de 66,540,000 Bls y comparado dichos valores con cada tamaño de Bache a sus diferentes fechas de inyección.

Tabla 63. Escenarios de tapón de polímero

Escenario	1	2	3	4
Tamaño de bache(%)	3	5	7.5	10

Las concentraciones a las cuales se realizarán las sensibilidades son: 1000,2500,5000, 50000,500000 y 50000 de ppm

6.4 RESULTADOS DE LAS SENSIBILIDADES DE SURFACTANTE Y BIOSURFACTANTE

6.4.1. Sensibilidades para el surfactante convencional. A continuación, se presentan sensibilidades que realizadas fueron seleccionadas con un criterio que permitió identificar las condiciones adecuadas de los parámetros que influyen directamente en la recuperación de petróleo, y así mismo, definir el esquema más conveniente; es importante mencionar que el esquema que fue seleccionado para realizar las sensibilidades fue el micelar, ya que presentaba un mayor Np con respecto al segregado y al SPP.

6.4.1.1 Sensibilidad de tamaño de bache. A continuación, se presentan diferentes concentraciones, con diferentes tamaños de bache; y para cada concentración fue tomado respectivamente cada valor de petróleo acumulado (NP), el valor de VP es de 66,540,000 Bls y comparado dichos valores con cada tamaño de Bache a sus diferentes fechas de inyección.

➤ **Sensibilidad 1000 ppm.** Para esta sensibilidad, se inyectó una fracción molar de 6.34 e-5, teniendo un mayor NP de 1.46 MBLS, como se observa en la **Tabla 64.**

Tabla 64. Sensibilidad de 1000 ppm

2500BWPD - 1000PPM				
CASO				
% VP	NP(MBLS)WF_2500	NP(MBLS)SPF_MICELAR	DELTA NP (MBLS)	PF
3	10	13.6		3.6
5	10	13.9		3.9
7.5	10	14.3		4.3
10	10	14.6		4.6

➤ **Sensibilidad 2500 ppm.** Para esta sensibilidad se inyectó una fracción molar de 0.0001585, teniendo un mayor NP de 10.67 MBLS, como se observa en la **Tabla 65.**

Tabla 65. Sensibilidad a 2500 ppm

2500BWPD - 2500PPM				
CASO				
% VP	NP(MBLS)WF_2500	NP(MBLS)SPF_MICELAR	DELTA NP (MBLS)	PF
3	10	14.4		4.4
5	10	13.1		3.1
7.5	10	15		5
10	10	15.2		5.2

- **Sensibilidad 5000 ppm.** Para esta sensibilidad, se inyectó una fracción molar de 0.0003171, teniendo un mayor NP de 1.47 MBLs; como se observa en la **Tabla 66.**

Tabla 66. Sensibilidad 5000 ppm

2500BWPD - 5000PPM			
CASO % VP	NP(MBLs)WF_2500	NP(MBLs)SPF_MICELAR	DELTA NP (MBLS) PF
3	10	13.8	3.8
5	10	14.1	4.1
7.5	10	14.4	4.4
10	10	14.7	4.7

- **Sensibilidad 50000 ppm.** Para esta sensibilidad, se inyectó a una fracción molar de 0.003161, teniendo un mayor NP de 1.49 MBLs; como se observa en la **Tabla 67.**

Tabla 67. Sensibilidad 50000 ppm

2500BWPD - 50000PPM			
CASO % VP	NP(MBLs)WF_2500	NP(MBLs)BIOSPF_MICELAR	DELTA NP (MBLS) PF
3	10	13.9	3.9
5	10	14.2	4.2
7.5	10	14.6	4.6
10	10	14.9	4.9

- **Sensibilidad 500000 ppm.** Para esta sensibilidad, se inyectó una fracción molar de 0.03074, es decir, wt% teniendo un mayor NP de MBLs; como se observa en la **Tabla 68.**

Tabla 68. Sensibilidad 500000 ppm

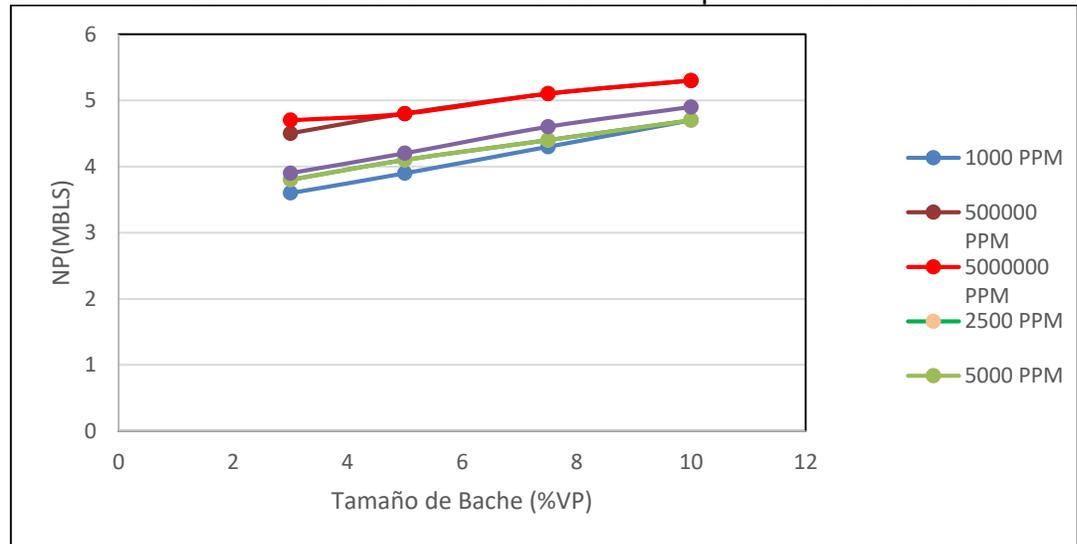
2500BWPD - 500000PPM			
CASO % VP	NP(MBLs)WF_2500	NP(MBLs) SPF_MICELAR	DELTA NP (MBLS) PF
3	10	14.5	4.5
5	10	14.8	4.8
7.5	10	15.1	5.1
10	10	15.3	5.3

- **Sensibilidad 5000000 ppm.** Para esta sensibilidad, se inyectó una fracción molar 0.02408, teniendo un mayor NP de 1.53 MBLs; como se observa en la **Tabla 69.**

Tabla 69. Sensibilidad 5000000 ppm

2500BWPD - 5000000PPM				
CASO	% VP	NP(MBLS)WF_2500	NP(MBLS) SPF_MICELAR	DELTA NP (MBLS) PF
	3	10	14.7	4.7
	5	10	14.8	4.8
	7.5	10	15.1	5.1
	10	10	15.3	5.3

Gráfica 74. Sensibilidades tamaño del bache - Np vs tamaño de bache



6.4.2 Sensibilidad de tamaño de bache. A continuación, se presentan diferentes concentraciones, con diferentes tamaños de bache; y para cada concentración fue tomado respectivamente cada valor de petróleo acumulado (NP), el valor de VP 66,540,000 y comparado dichos valores con cada tamaño de Bache a sus diferentes fechas de inyección.

➤ **Sensibilidad 1000 ppm.** Para esta sensibilidad, se inyectó una fracción molar de $6.34e-5$, es decir, teniendo un mayor NP de 1.52 MBLS; como se observa en la **Tabla 70**.

Tabla 70. Sensibilidad 1000 ppm

2500BWPD - 1000PPM				
CASO	% VP	NP(MBLS)WF_2500	NP(MBLS)BIOSPF_MICELAR	DELTA NP (MBLS) PF
	3	10	14.3	4.3
	5	10	13	3
	7.5	10	14.8	4.8
	10	10	15.2	5.2

- **Sensibilidad 2500 ppm.** Para esta sensibilidad, se inyectó una fracción molar de 0.0001585, teniendo un mayor NP de 1.52 MBLs; como se observa en la **Tabla 71.**

Tabla 71. Sensibilidad 2500 ppm

2500BWPD - 2500PPM				
CASO %				
VP	NP(MBLs)WF_2500	NP(MBLs)BIOSPF_MICELAR	DELTA NP (MBLS) PF	
3	10	14.4	4.4	
5	10	13.1	3.1	
7.5	10	15	5	
10	10	15.2	5.2	

- **Sensibilidad 5000 ppm.** Para esta sensibilidad se inyectó una fracción molar de 0.0003171, teniendo un mayor NP de 1.52 MBLs; como se observa en la **Tabla 72.**

Tabla 72. Sensibilidad 5000 ppm

2500BWPD - 5000PPM				
CASO %				
VP	NP(MBLs)WF_2500	NP(MBLs)BIOSPF_MICELAR	DELTA NP (MBLS) PF	
3	10.0	14.5	4.5	
5	10.0	13.3	3.3	
7.5	10.0	14.9	4.9	
10	10.0	15.2	5.2	

- **Sensibilidad 50000 ppm.** Para esta sensibilidad se inyectó una fracción molar de 0.003161, teniendo un mayor NP de 1.54 MBLs; como se observa en la **Tabla 73.**

Tabla 73. Sensibilidad 50000 ppm

2500BWPD - 50000PPM				
CASO %				
VP	NP(MBLs)WF_2500	NP(MBLs)BIOSPF_MICELAR	DELTA NP (MBLS) PF	
3	10	14.5	4.5	
5	10	13	3.5	
7.5	10	15.1	5.1	
10	10	15.4	5.4	

- **Sensibilidad 500000 ppm.** Para esta sensibilidad se inyectó una fracción molar de 0.03074, teniendo un mayor NP de 1.53 MBLs; como se observa en la **Tabla 74.**

Tabla 74. Sensibilidad 500000 ppm

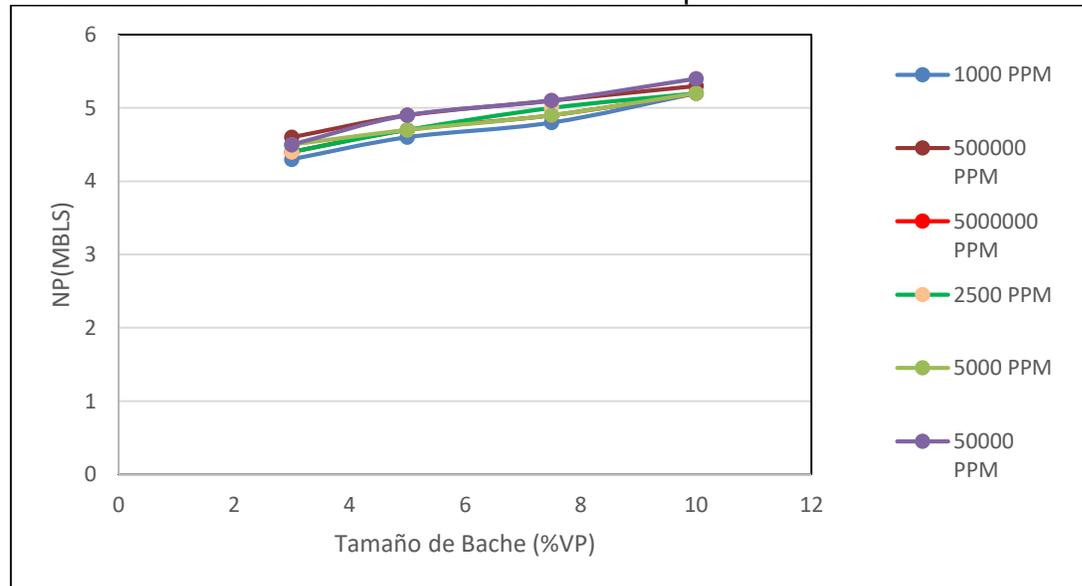
2500BWPD - 500000PPM				
CASO %	VP	NP(MBLS)WF_2500	NP(MBLS)BIOSPF_MICELAR	DELTA NP (MBLS) PF
	3	10	14.6	4.6
	5	10	13.6	3.6
	7.5	10	15.1	5.1
	10	10	15.3	5.3

➤ **Sensibilidad 5000000 ppm.** Para esta sensibilidad, se inyectó una fracción molar de 0.02408, teniendo un mayor NP de 1.52 MBLS; como se observa en la **Tabla 75.**

Tabla 75. Sensibilidad 5000000 ppm

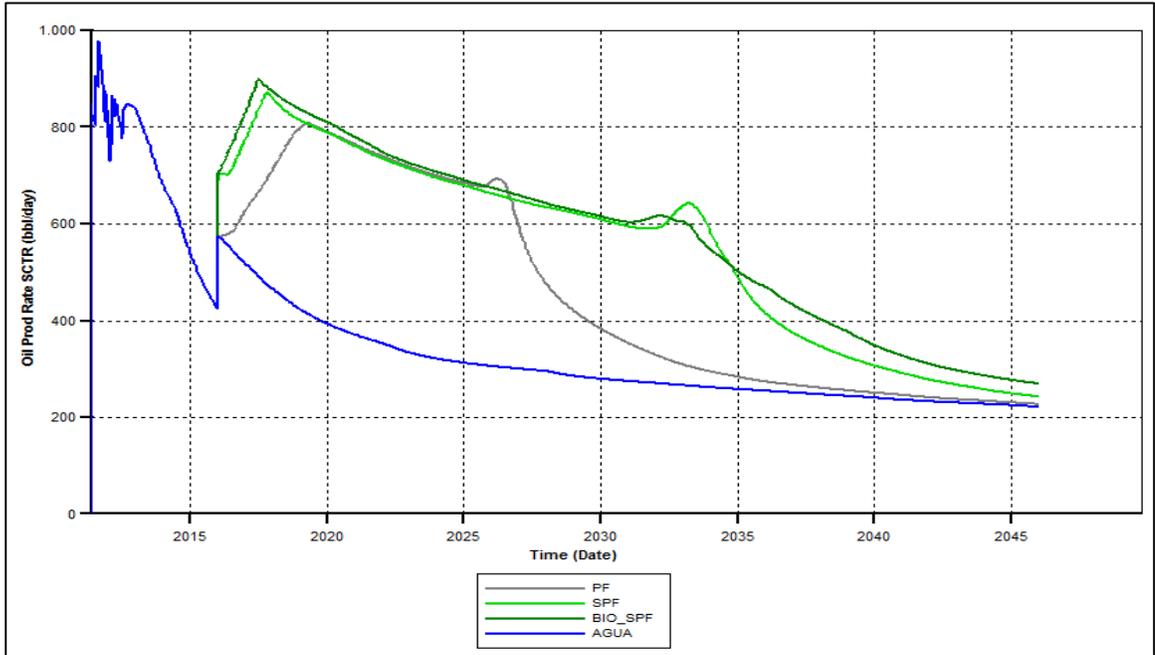
2500BWPD - 5000000PPM				
CASO %	VP	NP(MBLS)WF_2500	NP(MBLS)BIOSPF_MICELAR	DELTA NP (MBLS) PF
	3	10	14.4	4.4
	5	10	13.4	3.4
	7.5	10	14.9	4.9
	10	10	15.2	5.2

Gráfica 75. Sensibilidades tamaño de bache: Np vs tamaño de bache

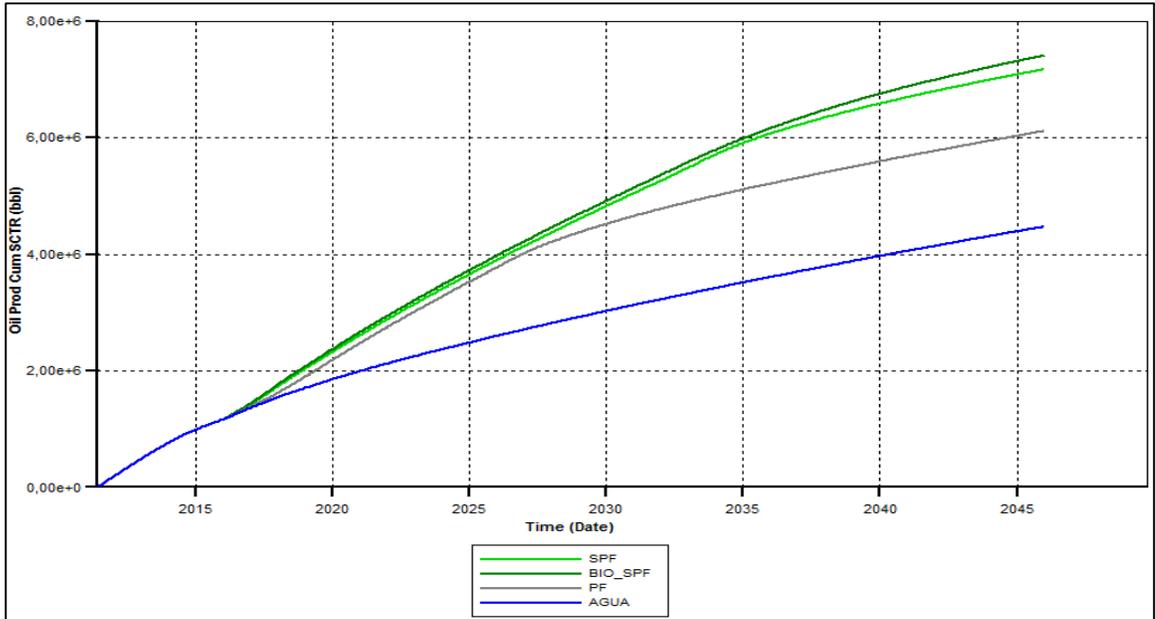


La conclusión, luego de realizar la sensibilidad de tamaño de bache para el surfactante y biosurfactante fue óptima la sensibilidad de 1000 ppm y tamaño de bache 10% VP, el cual recupera a nivel de CEOR_PATT_2016 un acumulado 7.4 MBLS y a diferencia del agua recupera 2,960,000 Bls, Ver **Gráfica 76 y Gráfica 77.**

Gráfica 76. Tasa de petróleo



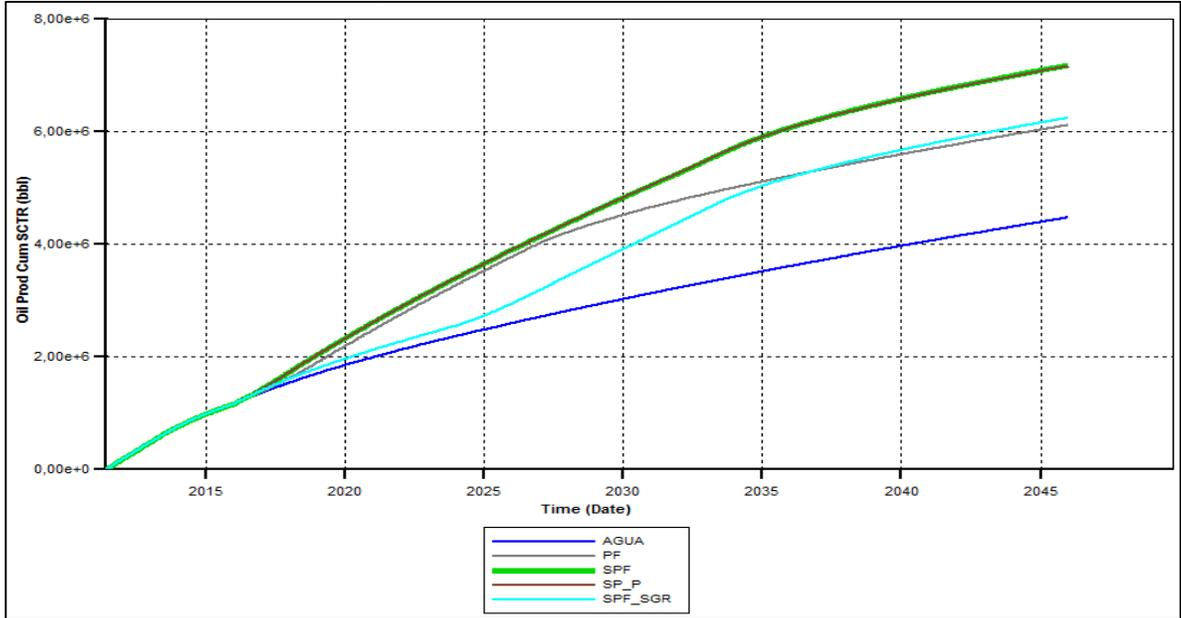
Gráfica 77. Petróleo acumulado



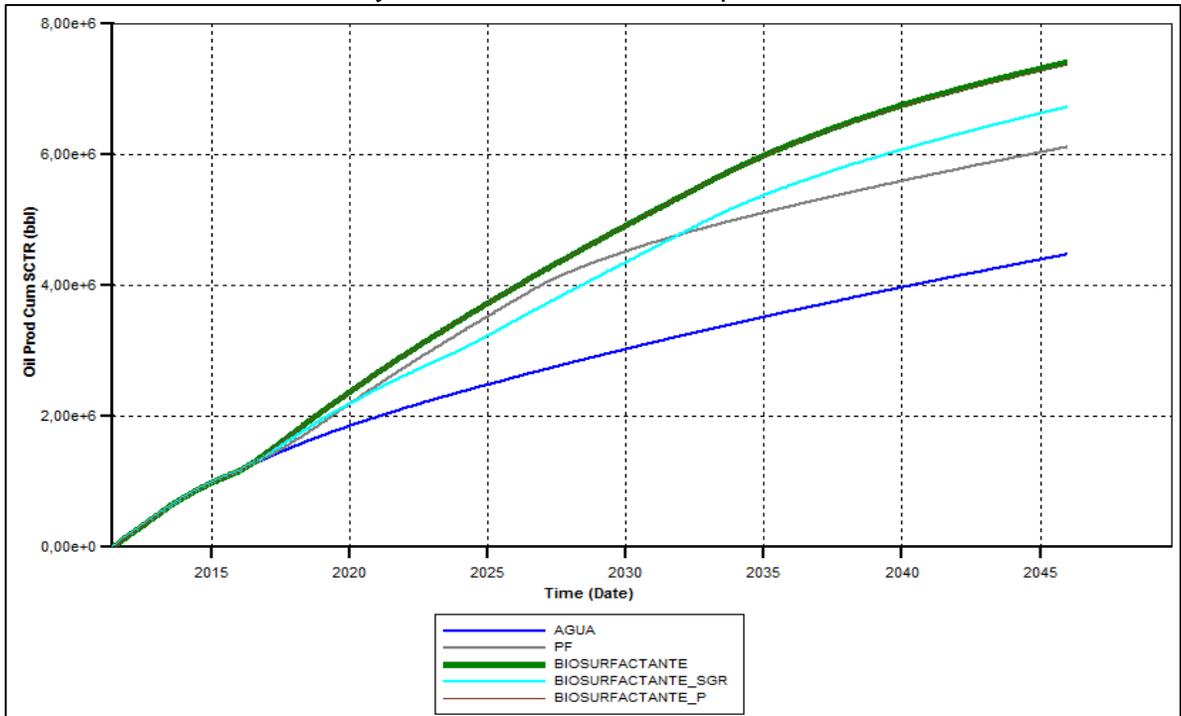
Los resultados de las sensibilidades para cada método de inyección, tamaño de bache y volúmenes respectivos de inyección se pueden observar en el **Anexo E**. A continuación, en la **Gráfica 78** y **Gráfica 79** se muestran las sensibilidades óptimas para cada caso de inyección, dando como mejor resultado el biosurfactante

con una producción acumulada de 7.17 MBLS para surfactante y 7.41 MBLS para el biosurfactante.

Gráfica 78. Métodos de inyección surfactante -polímero



Gráfica 79. Métodos de inyección biosurfactante - polímero



6.4.2 Resultados de los casos óptimos de surfactante convencional. En la **Tabla 76** se presenta los resultados obtenidos del caso óptimo de surfactante tanto

micelar como segregado y SPP, sin embargo, el seleccionado fue el micelar por sus resultados de Np y FR respecto al agua, se debe tener en cuenta que el caso de agua para el surfactante es diferente que para el polímero como se mencionó previamente en la sección 4.1.8.

Tabla 76. Casos óptimos para el surfactante convencional

CASO OPTIMO SURFACTANTE			RESULTADOS			
Escenario	Concentración (ppm)	Tamaño de bache (% VP)	DELTA Np WF (Bls)	Np SPF – Np	FR(%)	DELTA FR%-WF
Segregado	1000 PPM	10		1780000	26.37	7.49
SPP	1000 PPM	10		2700000	30.28	11.4
Micelar	1000 PPM	10		2720000	30.3	11.42

6.4.3 Resultados de los casos óptimo de biosurfactante. En la **Tabla 77** se presenta los resultados obtenidos del caso óptimo de surfactante tanto micelar como segregado y SPP, sin embargo, el seleccionado fue el micelar por sus resultados de Np y FR respecto al agua, se debe tener en cuenta que el caso de agua para el biosurfactante es igual al del surfactante convencional, pero es diferente que para el polímero como se mencionó previamente en la sección 4.1.8.

Tabla 77. Casos óptimos para el biosurfactante

CASO OPTIMO BIOSURFACTANTE			RESULTADOS			
Escenario	Concentración (ppm)	Tamaño de bache (% VP)	DELTA Np WF (Bls)	Np SPF- NP	FR(%)	DELTA FR-WF
Segregado	1000 PPM	10		2970000	28.4	9.52
SPP	1000 PPM	10		2950000	31.17	12.28
Micelar	1000 PPM	10		2290000	31.3	12.41

7. COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCION DEL CAMPO YARIGUÍ CANTAGALLO DURANTE LA INYECCION DE ÁLCALI

La evaluación en el campo Yariguí Cantagallo se realizó mediante la inyección de álcali, surfactante y polímero. La sensibilidad que se muestra a continuación se tomó teniendo en cuenta el paso previo de haber escogido el caso óptimo del polímero (concentración de 500 ppm y un tamaño de Bache óptimo un bache de 10% VP) y el caso óptimo del surfactante (Concentración de 1000 ppm y un tamaño de bache de 10% VP). En el presente capítulo se evidenciará el comportamiento del álcali como método de inyección ASP para el Campo Yariguí Cantagallo.

7.1 PARAMETROS A CONSIDERAR DURANTE LA INYECCION DE ÁLCALI

Para este proceso de inyección ASP el álcali es inyectado con el propósito de reducir la IFT, permitiendo mejorar la recuperación de petróleo. La inyección de álcali se considera al momento de reaccionar este con los ácidos del crudo, formando una surfactante in situ, llamado agente tensoactiva.

Los álcalis son sales inorgánicas que tienen la característica de tener un valor de pH muy alto. Los álcalis más comúnmente empleados como aditivos al agua de inyección son el hidróxido de sodio, el hidróxido de amoníaco, el hidróxido de potasio, el ortosilicato de sodio, el fosfato trisódico, el carbonato de sodio y el silicato de sodio. En la **Cuadro 7** se observan algunas características de los álcalis y sus propiedades.

Cuadro 7. Compuestos alcalinos y sus características

Compuesto	Formula	Peso Mol.	pH		Na ₂ O %	Agua fría g/100cm ³	Agua caliente g/100cm ³	Rango de precios \$USD/ton seca
			0% NaCl	1% NaCl				
Hidróxido de sodio	NaOH	40	13.15	12.5	0.775	42	347	285-335
Ortosilicato de sodio	Na ₄ SiO ₄	184	12.92	12.4	0.674	15	56	300-385
Metasilicato de sodio	Na ₂ SiO ₃	122	12.6	12.4	0.508	19	91	310-415
Amoniaco	NH ₃	17	11.45	11.37	-	89.9	7.4	190-205
Carbonato de sodio	Na ₂ CO ₃	106	11.37	11.25	0.585	7.1	45.5	90-95

Fuente: SHENG, James. Modern Chemical Enhanced Oil Recovery. 2010. British Library Cataloguing-in-Publication Data. p.448

De esta manera para la simulación del proceso que se llevó a cabo, se consideraron los diferentes reactivos y productos de las reacciones en las que se ve implicado el NaOH. Sin embargo, estos compuestos químicos presentan la desventaja que prácticamente todas las rocas tienden a reaccionar con ellos, neutralizando su efecto hasta cierto punto y reduciendo su concentración en el agua alcalina.

Se han determinado que las calizas y dolomitas reaccionan poco con el NaOH y que la reacción con la sílice de las areniscas no presenta un problema serio; sin embargo, la reacción con los componentes arcillosos de algunas rocas puede ser significativa. Es de menester realizar pruebas extensivas en el laboratorio para

determinar la reactividad de la roca del yacimiento con el álcali a emplear, pues si ésta es demasiado alta puede provocar un fracaso si se implementa el proceso. Los parámetros que fueron considerados durante la inyección del álcali se encuentran en las secciones vistas previamente 2.1.2. A continuación se mencionarán otros parámetros los cuales deben ser incluidos en simulador STARS CMG.

7.1.1 Número ácido. Definido como el número de miligramos de Hidróxido de Potasio (KOH), requeridos para neutralizar 1 gr de aceite crudo de un pH de 7¹²⁰. Lake, L. W.¹²¹ y otros investigadores establecieron que un buen candidato a un proceso ASP debe mostrar un Na >0.5 mg KOH/gr de petróleo crudo; sin embargo el hecho de que el número ácido de un aceite sea mayor a 0.5 no significa que este sea desplazado de manera exitosa.

El grado de disminución de la tensión interfacial debida al contacto del crudo con soluciones alcalinas también está afectado por la composición del agua de la solución alcalina. Los iones multivalentes (Ca⁺⁺ y Mg⁺⁺) precipitan el cáustico en forma de hidróxidos insolubles, reduciendo su concentración; estos iones reaccionan con los ácidos orgánicos del aceite y forman surfactantes de calcio o magnesio, los cuales son mucho menos eficientes.

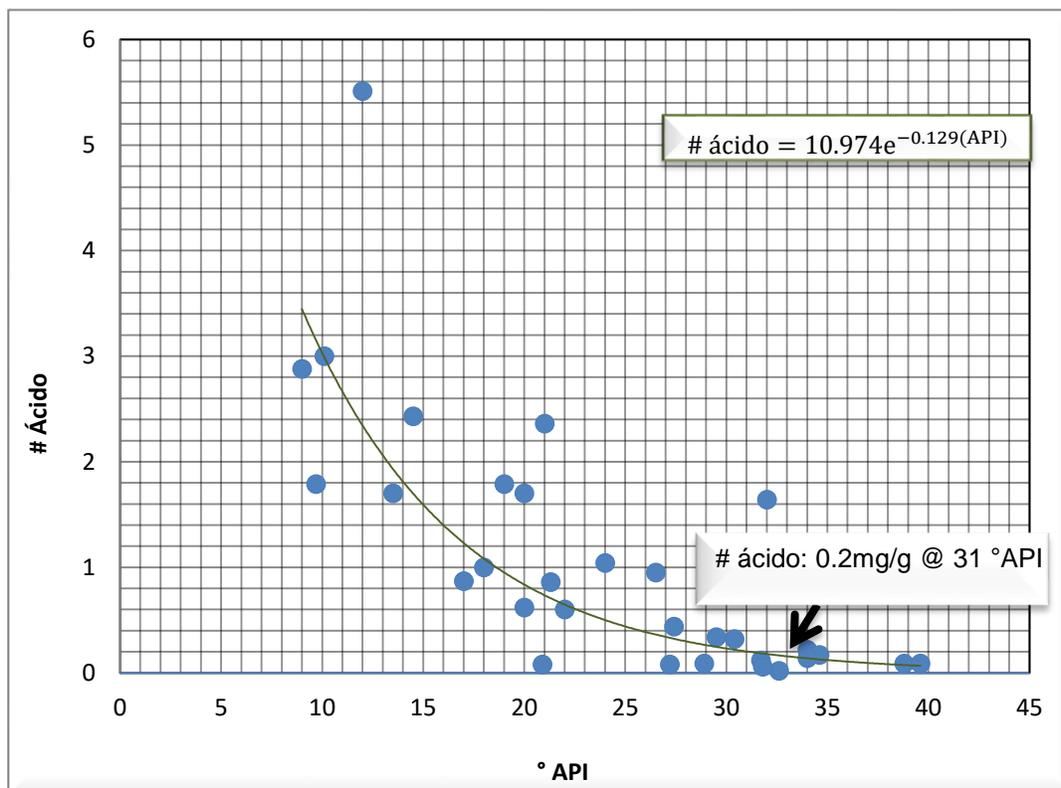
En el simulador CMG STARS, el valor de la fracción molar del ácido fue ingresado en la sección *Reservoir, array properties* y en la sección de la fracción molar del ácido en la fase oleica se ingresó el valor correspondiente de 0.0045889.

El valor del número de ácido fue calculado mediante, la siguiente **Gráfica 80**, representada exponencialmente por la **Ecuación 43**.

¹²⁰ SANCHEZ MEDINA, Eustaquio. Op., cit,p.79.

¹²¹ Lake, L. W.: Enhanced Oil Recovery, Prentice Hall, Inc., New Jersey .1989.p.3

Gráfica 80. Relación °API vs Número ácido



Fuente: ALMANZA CASTAÑEDA, Carlos Alberto y REYES QADER, Dayane Yinet. Evaluación de la viabilidad técnica de la inyección de vapor modificada con álcali/surfactante/polímero como método de recobro mejorado para crudos pesados mediante simulación numérica. Bogotá D.C: Fundación Universidad de América. Facultad de ingenierías. Departamento de Ingeniería de Petróleos.2014, p.272

Ecuación 43. Calculo del número acido

$$\text{Numero acido} = 10.974 * e^{-0.129 * \text{°API}}$$

Fuente: ALMANZA CASTAÑEDA, Carlos Alberto y REYES QADER, Dayane Yinet. Evaluación de la viabilidad técnica de la inyección de vapor modificada con álcali/surfactante/polímero como método de recobro mejorado para crudos pesados mediante simulación numérica. Bogotá D.C: Fundación Universidad de América. Facultad de ingenierías. Departamento de Ingeniería de Petróleos.2014, p.272

El resultado del número acido, según la gravedad API de Yariguí Cantagallo (22°API), es de 0.642446868 mg/g.

7.2 ÁLCALI A EVALUAR

A continuación, se muestran las propiedades del álcali a evaluar.

7.2.1 Propiedades del álcali a evaluar. Almanza Castañeda y Reyes Qader¹²² en su proyecto de grado evaluaron este álcali, le encontraron similitudes a la del agua, excepto en su peso molecular, del mismo modo las características del ácido eran similares a la del crudo muerto y así mismo asumieron una temperatura y presión crítica igual a cero.

El peso molecular del hidróxido de sodio es aproximadamente 40 lb/lbmol. El del ión sodio es igual a 23 lb/lbmol mientras que el del ión hidróxido es de 17 lb/lbmol. El peso molecular del ácido orgánico a partir del cual se origina el surfactante *in situ* al perder uno o varios iones H⁺ con el ión hidróxido es menor o igual a 400 lb/lbmol, por lo que el peso molecular del agente tensoactivo se ha asumido como 399 lb/lbmol.¹²³ El peso molecular del ácido fue asumido como 30.6217 lb/lbmol (Ver **Anexo F**). Después de tener el valor del número ácido e ingresando los valores necesarios para la sección de *reservoir* y *components*. (Ver **Tabla 78**).

Tabla 78. Moles de los componentes a utilizar

Componente	Total moles
SOL GAS	0.467378
TOTAL OIL DEATH CMG	0.532622
SOL GAS FIX	0.467378
TOTAL OIL DEATH CMG FIX	0.532622
DEATH OIL FIX	0.53243489
ACID FIX	0.00018711

7.2.1.1 Reacciones químicas. El álcali un compuesto caracterizado por su alto pH y esto genera reacciones de precipitación y disociación de iones; las cuales deben tenerse en cuenta al momento de ingresar al simulador; las reacciones químicas incorporadas al simulador se expresan en la **Ecuación 44**, **Ecuación 45** y **Ecuación 46**.

¹²² ALMANZA CASTAÑEDA, Carlos Alberto y REYES QADER, Dayane Yinet. Op., cit p.175

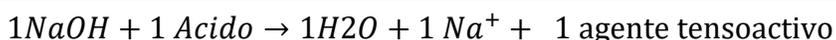
¹²³ ALMANZA CASTAÑEDA, Carlos Alberto y REYES QADER, Dayane Yinet. Op., cit p.176

Ecuación 44. Disociación iónica del NaOH



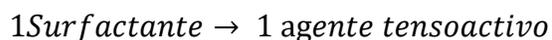
Fuente: ALMANZA CASTAÑEDA, Carlos Alberto y REYES QADER, Dayane Yinet. Evaluación de la viabilidad técnica de la inyección de vapor modificada con álcali/surfactante/polímero como método de recobro mejorado para crudos pesados mediante simulación numérica. Bogotá D.C: Fundación Universidad de América. Facultad de ingenierías. Departamento de Ingeniería de Petróleos.2014, p.17

Ecuación 45. Generación de surfactante in situ



Fuente: ALMANZA CASTAÑEDA, Carlos Alberto y REYES QADER, Dayane Yinet. Evaluación de la viabilidad técnica de la inyección de vapor modificada con álcali/surfactante/polímero como método de recobro mejorado para crudos pesados mediante simulación numérica. Bogotá D.C: Fundación Universidad de América. Facultad de ingenierías. Departamento de Ingeniería de Petróleos.2014, p.177.

Ecuación 46. Equivalencia molar entre el surfactante sintético y el creado in situ



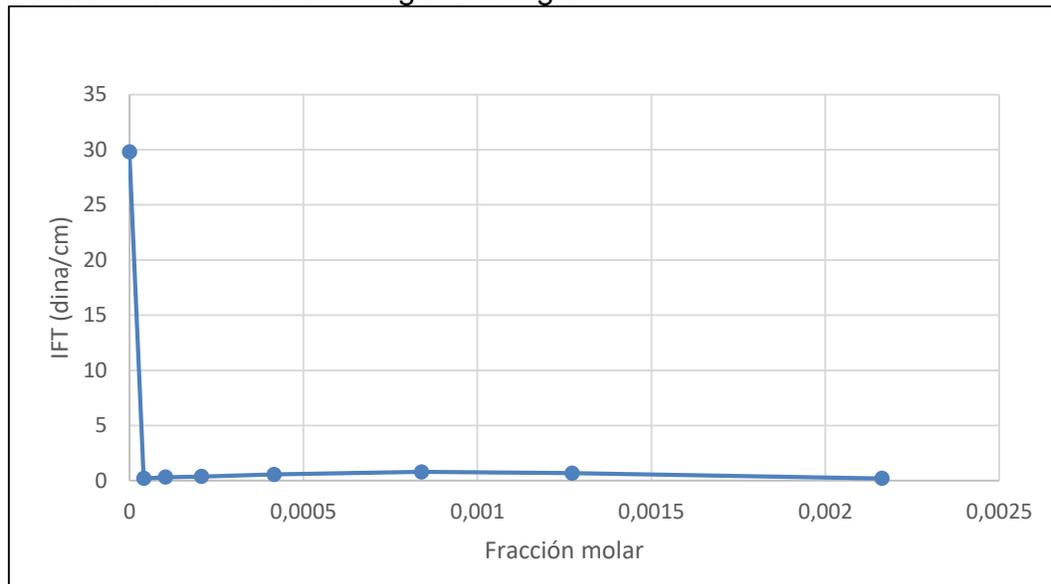
Fuente: ALMANZA CASTAÑEDA, Carlos Alberto y REYES QADER, Dayane Yinet. Evaluación de la viabilidad técnica de la inyección de vapor modificada con álcali/surfactante/polímero como método de recobro mejorado para crudos pesados mediante simulación numérica. Bogotá D.C: Fundación Universidad de América. Facultad de ingenierías. Departamento de Ingeniería de Petróleos.2014, p.177,

7.2.3.2 Tensión interfacial (IFT). Para el caso en la sección rock-fluid la IFT se tomó a diferentes datos de temperatura y a diferente IFT dependiendo la fracción molar, (ver **Anexo F**) los datos tomados fueron a 100°F, 150°F, 250°F, como resultado interpolando 138°F. ver **Tabla 79**.

Tabla 79. IFT álcali escalada

Composición del componente (Fracción molar)	IFT (dina/cm) - 138°F	IFT (dina/cm) - Escalada
	138	138°F
0	21.243	29.8
4.12E-05	0.147	0.206
0.00010	0.232	0.325
0.00020	0.271	0.380
0.00041	0.401	0.562
0.00083	0.565	0.793
0.00127	0.490	0.687
0.00216	0.142	0.200

Gráfica 81. IFT - Álcali Yariguí Cantagallo



7.2.3.3 Adsorción. La información ingresada en el simulador STARS CMG para la adsorción en el caso del NaOH, del agente tensoactivo se observan en la **Tabla 80**, **Tabla 81** y **Tabla 82**; estos datos se calcularon dependiendo el peso molecular para cada propiedad.

Tabla 80. Datos tensoactivo

Surfac ppm	Surfac Mole frac	Ads, lbmole/ft3pv
0	0.00E+00	0.000E+00
1000	5.88E-04	9.898E-02
1500	8.82E-04	1.252E-01
2500	1.47E-03	1.590E-01
5000	2.94E-03	1.993E-01

Fuente: ALMANZA CASTAÑEDA, Carlos Alberto y REYES QADER, Dayane Yinet. Evaluación de la viabilidad técnica de la inyección de vapor modificada con álcali/surfactante/polímero como método de recobro mejorado para crudos pesados mediante simulación numérica. Bogotá D.C: Fundación Universidad de América. Facultad de ingenierías. Departamento de Ingeniería de Petróleos.2014, p.178

Tabla 81. Datos NaOH

Surfac ppm	Surfac Mole frac	Ads, lbmole/ft3pv
0	0.00E+00	0.000E+00
1000	4.51E-04	8.298E-02
1500	6.76E-04	1.077E-01
2500	1.13E-03	1.414E-01
5000	2.25E-03	1.849E-01

Fuente: ALMANZA CASTAÑEDA, Carlos Alberto y REYES QADER, Dayane Yinet. Evaluación de la viabilidad técnica de la inyección de vapor modificada con álcali/surfactante/polímero como método de recobro mejorado para crudos pesados mediante simulación numérica. Bogotá D.C: Fundación Universidad de América. Facultad de ingenierías. Departamento de Ingeniería de Petróleos.2014, p.178

Tabla 82. Datos Na+

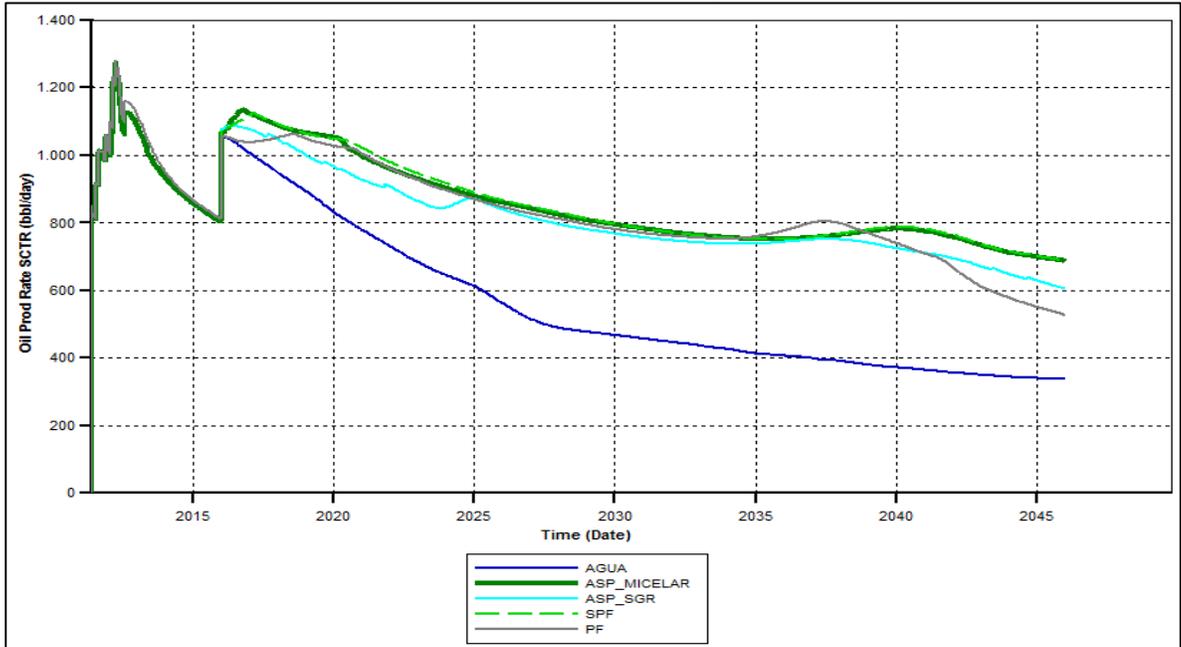
Surfac ppm	Surfac Mole frac	Ads, lbmole/ft3pv
0	0.00E+00	0.000E+00
1000	7.83E-04	1.173E-01
5000	3.90E-03	2.127E-01
20000	1.54E-02	2.509E-01
25000	1.92E-02	2.539E-01

Fuente: ALMANZA CASTAÑEDA, Carlos Alberto y REYES QADER, Dayane Yinet. Evaluación de la viabilidad técnica de la inyección de vapor modificada con álcali/surfactante/polímero como método de recobro mejorado para crudos pesados mediante simulación numérica. Bogotá D.C: Fundación Universidad de América. Facultad de ingenierías. Departamento de Ingeniería de Petróleos.2014, p.178

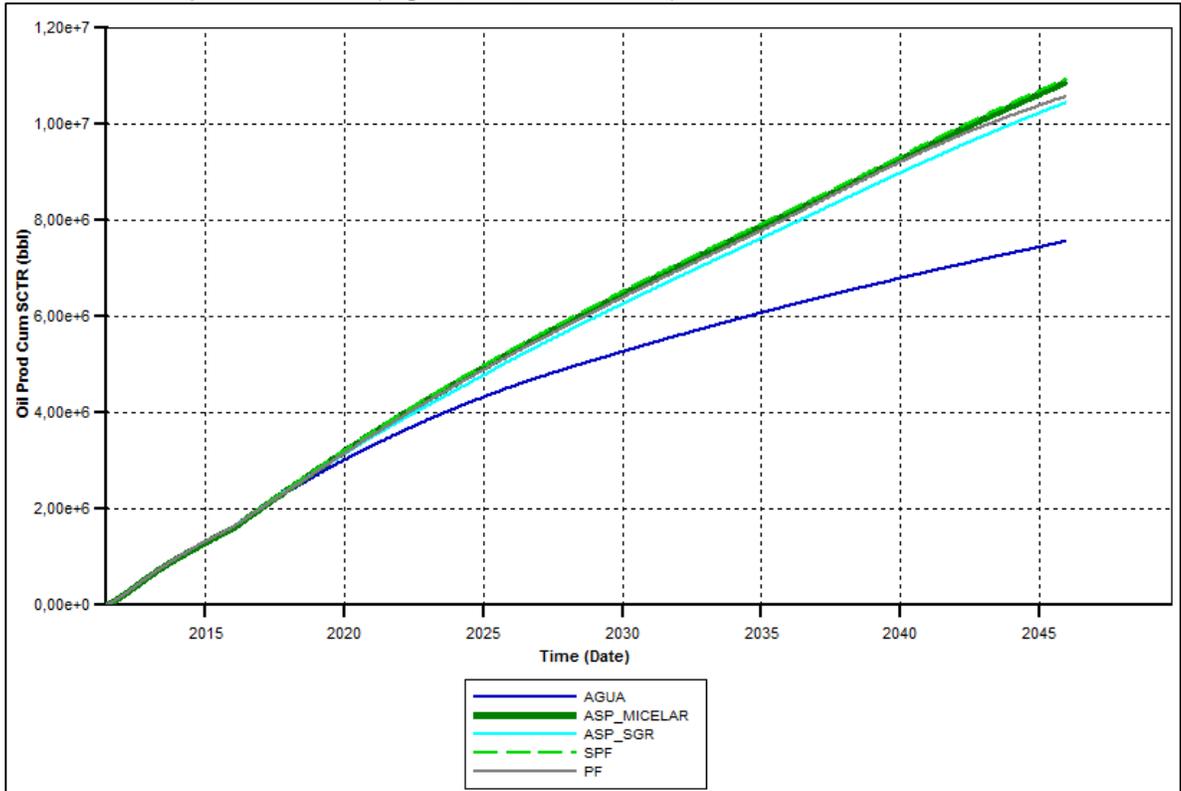
7.3 RESULTADOS DE LA INYECCIÓN ASP

Al igual que para el surfactante y polímero se tomó una fracción molar adecuada para este caso, la fracción molar para el álcali fue de 4.12e-5 a 911 ppm, como método de inyección Micelar a un bache de 20% VP. En la **Gráfica 82** y en la **Grafica 83** se puede observar el resultado del método ASP comparado con los vistos previamente para Yariguí Cantagallo; de rata líquida de petróleo y de Np, respectivamente.

Gráfica 82. Rata liquida de petróleo resultados (Agua, SP, BSP.ASP)



Gráfica 83. Np resultados (Agua, SP, BSP.ASP)



7.3.1 Resultados de los casos óptimos de ASP. En la **Tabla 83** se presenta los resultados obtenidos del caso óptimo de ASP tanto micelar como segregado, sin embargo, el seleccionado fue el micelar por sus resultados de Np y FR respecto al agua, se debe tener en cuenta que el caso de agua para el ASP es diferente al del polímero y el surfactante, como se mencionó previamente en la sección 4.1.8.

Tabla 83. Casos óptimos ASP

Escenario	CASO OPTIMO ASP		RESULTADOS			
	Concentración (ppm)	Tamaño de bache (% VP)	NP(BIs)	FR(%)	DELTA FR%-WF	
Segregado	911	13	2400000	44.04	12.14	
Micelar	911	13	3280000	45.38	13.98	

8. EVALUACIÓN FINANCIERA PARA INYECCIÓN DE SURFACTANTE-POLIMERO EN EL CAMPO YARIGUÍ-CANTAGALLO

Las decisiones definitivas de un proyecto suelen depender de la evaluación financiera de dicho proyecto, ya que permite predecir la rentabilidad a futuro. En este capítulo se evaluó el valor presente neto (VPN) y la tasa interna de retorno (TIR) dando a conocer la rentabilidad de un método de recobro secundaria y recobro mejorado como lo es la inyección SP. Estos dos indicadores utilizan el mismo método de evaluación, sólo que sus resultados se expresan de manera distinta, se puede decir que la TIR determina cuál es la tasa de rentabilidad del proyecto, mientras que el VPN cuantifica dicha rentabilidad en unidades monetarias a valor presente.

En este capítulo se presentó la viabilidad financiera de cada una de las tecnologías evaluadas desde el punto de vista técnico a lo largo de este proyecto, haciendo un análisis de los estados de flujo de caja anuales en un periodo que abarca 30 años (2016-2046). Para este proyecto se debe tener en cuenta diferentes ingresos y egresos que están asociados a un proyecto de esta naturaleza tomando la decisión más adecuada y que ofrezca la mejor alternativa de inversión para Ecopetrol S.A.

8.1 CONCEPTOS ASOCIADOS A LA EVALUACIÓN FINANCIERA DE UN PROYECTO

De acuerdo con las normas básicas asociadas a un proyecto, los factores implicados en el análisis financiero son:

8.1.1 Ingresos. Los ingresos, en términos económicos, hacen referencia a todas las entradas económicas que se recibe. Los ingresos presentes en este proyecto están asociados al producto del valor del indicador Brent Blend y la producción incremental de cada tecnología evaluada; para el crudo de Yariguí-Cantagallo se decidió seleccionar un valor de 47.80 USD por barril.

Este precio se calculó a partir de la variación que tiene el barril de crudo del Campo Yariguí-Cantagallo respecto al crudo de referencia Brent y el precio de dicho indicador el día 13 de marzo del 2017 (USD 53.69 por barril). Esta desviación corresponde a un 85.83% del valor del crudo Brent, pues el crudo producido en el Campo Yariguí-Cantagallo es de una calidad inferior al crudo de referencia Brent. En cuanto a la gravedad API, el crudo producido en el Campo Yariguí-Cantagallo es de 21 °API y la gravedad API de la mezcla Brent es de 38.3 °API.¹²⁴

¹²⁴ ALDANA CUESTA, Harold Andrés y GUTIÉRRES GARRIDO, Carlos Alberto. Op., cit. P.

8.1.2 Tasa interna de oportunidad. “La tasa de interés de oportunidad (que se representa por TIO) es la tasa de interés más alta que un inversionista sacrifica con el objeto de realizar un proyecto”¹²⁵. La TIO es la tasa mínima que se utiliza para poder determinar el valor presente neto de los flujos futuros de caja del proyecto y es la rentabilidad mínima que se le debe exigir al proyecto para tomar la decisión de no invertir en un uso alternativo de los recursos. La tasa interna de oportunidad manejada por Ecopetrol S.A es equivalente al 11.11% efectiva anual.

Para determinar este valor se consideró la **Ecuación 47**, la cual representa la expresión matemática de la tasa interna de oportunidad.

Ecuación 47. Cáculo del WAAC

$$WACC = K_e \frac{CAA}{CAA + D} + K_d(1 - T) \frac{D}{CAA + D}$$

Fuente: CALAMA, M, ¿Qué es el WACC?, 2011, <http://queaprendemoshoy.com/%C2%BF-que-es-el-wacc/> [Consulta: martes 21 de marzo de 2017]

Donde:

- Ke = Tasa de costo de oportunidad de los accionistas (%).
- CAA = Capital aportado por los accionistas.
- D = Deuda financiera contraída.
- Kd = Costo de la deuda financiera (%).
- T = Tasa de impuesto de las ganancias.

8.1.3 Regalías. Las regalías son la contraprestación económica que recibe el gobierno nacional por la explotación de los recursos naturales no renovables y que están bajo custodia del Estado. Basados en la producción para el Campo Yariguí-Cantagallo se establece como regalía la explotación de hidrocarburos sobre el valor de la producción, el porcentaje correspondiente a regalías para este proyecto es un 9.84%¹²⁶, este valor se tomó de la producción de petróleo para el Campo Yariguí-Cantagallo (18175 bbl/día), siguiendo la ley 756 de 2002 que indica que hasta 5000 Bls/día será tomado un 8%, de 125,000 a 400,000 bbl/día se tomara 20% y más de 600000 bbl/día se tomara un 25% de regalías.¹²⁷

¹²⁵ COLOMBIA. ASAMBLEA NACIONAL CONSTITUYENTE. Artículo 360 de la Constitución Política de Colombia. (Julio de 1991). p.197

¹²⁶ Como se liquidan las regalías en Colombia, o cuanto se debe pagar por la explotación de minerales. [En línea] Disponible en Internet < <http://lamineria.com.co/lombia/2013/12/09/como-se-liquidan-las-regalias-en-colombia-o-cuanto-se-debe-pagar-por-la-explotacion-de-minerales>>

¹²⁷ Las regalías en el sector de los hidrocarburos. [En línea] Disponible en internet < <http://www.ang.gov.co/operaciones/regalias/documents/regalias.sector.pdf#search=regalias.>>

8.1.4 CAPEX. Del inglés Capital Expenditure, son las inversiones realizadas por la compañía para adquirir o actualizar productos en el sector petrolero, el CAPEX son costos que no pueden ser deducidos en el año en el cual son efectuados y deben ser capitalizados. La regla general es que, si el producto que se va adquirir tiene una vida útil mayor del año imponible, el costo debe ser capitalizado. En este caso este costo estará asociado al costo de los químicos.

8.1.5 OPEX. Del inglés Operational Expenditure, es el costo permanente para el funcionamiento de un producto, negocio o sistema. Puede traducirse como gasto de funcionamiento, gastos operativos, o gastos operacionales. Para este proyecto el factor asociado al OPEX serán los químicos usados, pues son una inversión necesaria para el funcionamiento del proyecto esperando un incremento en la recuperación de petróleo.

8.1.6 Egresos. Hace referencia a la cantidad de dinero que se extrae de la inversión inicial, destinado para pagar un producto o servicio. Los egresos para este proyecto es la adición del CAPEX y OPEX.

8.1.7 Impuestos. Los impuestos son los tributos emitidos por el poder ejecutivo y sometidos a consideración del congreso nacional para su aprobación, los cuales se hacen efectivos a partir de la sanción presidencial y su correspondiente publicación en el diario oficial. Son impuestos del orden nacional los siguientes:¹²⁸

1. Impuesto al valor agregado (IVA):
2. Impuesto de Renta
3. Impuesto de Timbre Nacional
4. Contribuciones Especiales

Adicional a esto, La reforma tributaria de 2012 generó el CREE (impuesto sobre la renta para la equidad) el cual sustituye las contribuciones parafiscales que actualmente realizan todas las empresas que contratan trabajadores. Este impuesto tendrá como hecho generador la obtención de ingresos que sean susceptibles de incrementar el patrimonio de la empresa para el año.¹²⁹

En este proyecto, Impuesto sobre la renta para la Equidad (CREE) impone una tasa adicional a rubros asociados a las actividades de exploración y explotación asociadas a la industria de los hidrocarburos, dichos valores se encuentran consignados en la siguiente **Tabla 84**.

¹²⁸ Impuestos en Colombia [En línea] Disponible en Internet <<https://encolombia.com/economia/economicolombiana/impuestoencolombia/>>

¹²⁹ CONTABILIDAD CONTABLE. Tarifas de Autorretención del CREE 2015. Disponible en: <[http://www.comunidadcontable.com/BancoConocimiento/N/noti-090113-01\(impuesto_para_la_equidad_cree_\)/noti-090113-01\(impuesto_para_la_equidad_cree_\).asp](http://www.comunidadcontable.com/BancoConocimiento/N/noti-090113-01(impuesto_para_la_equidad_cree_)/noti-090113-01(impuesto_para_la_equidad_cree_).asp)>

Tabla 84. Tabla la CREE, explotación de petróleo

Código actividad económica	Nombre actividad económica	Tarifa retención aplicable sobre todos los pagos
610	Extracción de petróleo crudo.	1.60 %
620	Extracción de gas natural	1.60 %
910	Actividades de apoyo para la extracción de petróleo y gas natural	1.60 %
891	Producción de gas; distribución de combustibles gaseosos por tuberías	1.60 %

Fuente: CONTABILIDAD CONTABLE. Tarifas de Autorretención del CREE 2015. Disponible en: <http://www.comunidadcontable.com/BancoConocimiento/T/tarifas_de_autorretencion_del_cree/tarifas_de_autorretencion_del_cree.asp> [Citado el martes 21 de marzo de 2017].

8.2 INDICADORES QUE EVALÚAN LA VIABILIDAD DE UN PROYECTO

Los indicadores que se presentan a continuación servirán como guía para determinar la viabilidad financiera de la nueva tecnología evaluada en este proyecto como lo son VPN, TIR y relación BENEFICIO/COSTO.

8.2.1 Valor presente neto (VPN). El VPN es un indicador de alta confiabilidad, pues si $VPN > 0$, nos indica que el proyecto cumple con las expectativas y se puede realizar, dado que los ingresos son mayores que los egresos, adicional define el incremento de valor que genera un proyecto a una empresa, este indicador depende de la inversión inicial y las inversiones durante la operación, los flujos netos de efectivo, la TIO y el número de periodos que dure el proyecto.

Se puede definir como, ver **Ecuación 48**.

Ecuación 48. Valor presente neto

$$VPN = \sum_i^n \frac{FC_i}{(1 + TIO)^i}$$

Fuente: BARGSTED, Cristian; KETTLUN, Andres. Indicadores evaluación de proyectos. Sección profesores, p. 16

Donde:

FC_i = Flujo de caja en el año i .

TIO = Tasa interna de oportunidad.

i = Año a partir del inicio del proyecto.

8.2.2 Tasa interna de retorno (TIR). La TIR hace referencia a la tasa con la que se descuentan los flujos de caja para que los ingresos y egresos sean iguales. “La tasa interna de retorno de una inversión o proyecto es la tasa efectiva anual compuesto de retorno o tasa de descuento que hace que el valor actual neto de todos los flujos de efectivo (tanto positivos como negativos) de una determinada inversión igual a cero”¹³⁰ Estas tasas se utilizan habitualmente para evaluar la conveniencia de las inversiones o proyectos. Cuanto mayor sea la tasa interna de retorno de un proyecto respecto a la TIO establecida por el inversionista, más deseable será llevar a cabo el proyecto. La Ecuación para la TIR se puede calcular de la siguiente forma **Ecuación 49.**

Ecuación 49. Tasa interna de retorno

$$VPN = \sum_i^n \frac{FC_i}{(1 + TIO)^i}$$

Fuente: BARGSTED, Cristian; KETTLUN, Andres. Indicadores evaluación de proyectos. Sección profesores, p. 16

Donde:

- FC_i = Flujo de caja en el año i.
- TIO = Tasa interna de oportunidad.
- i = Año a partir del inicio del proyecto.

8.2.3 Relación beneficio/costo (B/C). La relación beneficio/costo es un indicador que mide el grado de desarrollo y bienestar que un proyecto puede generar a una comunidad y básicamente, indica la cantidad de dinero que será recuperada por una unidad invertida. La relación Beneficio/Costo se define como la relación entre el valor presente neto de los ingresos y el valor presente neto de los egresos,

Este indicador se expresa matemáticamente de la siguiente forma, ver **Ecuación 50.**

¹³⁰ ENCICLOPEDIA FINANCIERA. Definición de la TIR. [En línea] Disponible en <<http://www.encyclopediainanciera.com/finanzas-corporativas/tasa-interna-de-retorno.htm>> [Citado en 10 de marzo de 2015].

Ecuación 50. Relación beneficio/costo

$$B/C = \frac{\sum_i^n \frac{Ingresos_i}{(1+TIO)^i}}{\sum_i^n \frac{Egresos_i}{(1+TIO)^i}} = \frac{VAN}{VAP}$$

Fuente: CASTAÑER MARTINEZ, Juan. Análisis de costo beneficio ejemplos de análisis de sector privado. 2014, p. 13

Donde:

VAN: Valor actual neto

VAP: Valor actual de la inversión.

Para determinar la viabilidad de un proyecto desde el punto de vista financiero, se debe considerar:

$B/C > 1$ indica que los beneficios superan los costos, por consiguiente, el proyecto debe ser considerado.

$B/C=1$ Aquí no hay ganancias, pues los beneficios son iguales a los costes.

$B/C < 1$, muestra que los costes son mayores que los beneficios, no se debe considerar.¹³¹

8.3 ESCENARIOS OBJETO DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA

Como la finalidad de este proyecto es evaluar la viabilidad financiera de la inyección de biosurfactante, se ha tomado la decisión de realizar un análisis para cada uno de los casos de las tecnologías a evaluar en este trabajo (Inyección de agua, inyección de polímero, Inyección surfactante – polímero y la inyección biosurfactante – polímero). Todas estas evaluaciones se realizarán para así obtener un análisis preciso de los diferentes procesos, buscando el mejor resultado financiero.

El análisis planteado en el desarrollo de este capítulo pertenece a los casos de mayor producción pertenecientes al Campo Yariguí - Cantagallo.

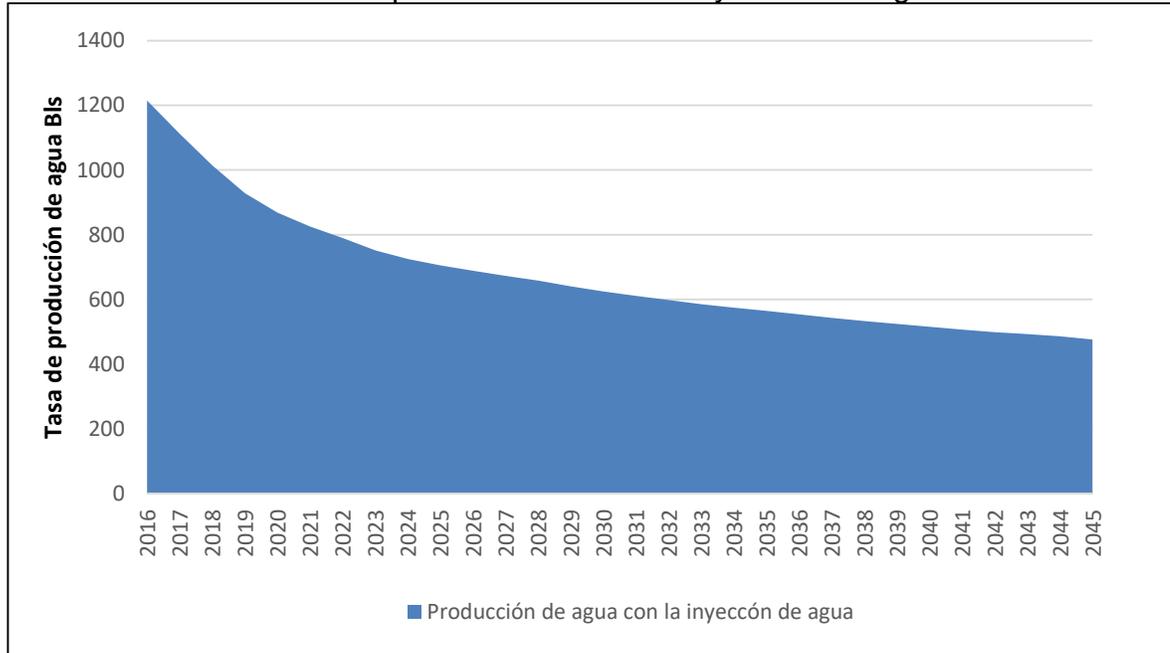
8.3.1 Esquema de explotación actual (Inyección de agua). La evaluación financiera para este escenario no se consideró, pues está ya ha sido puesto en marcha. De todos modos, se tomó la producción de petróleo y agua para hacer las diferencias en cada escenario evaluado. En la siguiente **Tabla 85** y **Gráfica 84** se presenta la producción anual de petróleo.

¹³¹ Cálculo de la relación Beneficio Coste (B/C). [En línea] Disponible en <<http://www.gestiopolis.com/calculo-de-la-relacion-beneficio-coste/>> [Citado en 18 de febrero de 2015].

Tabla 85. Producción de petróleo mediante la inyección de agua

AÑO	2016	2017	2018	2019	2020
Producción anual WF (Bls)	426.13	519.29	466.13	424.22	393.52
AÑO	2021	2022	2023	2024	2025
Producción anual WF (Bls)	371.17	353.454	333.97	321.25	312.46
AÑO	2026	2027	2028	2029	2030
Producción anual WF (Bls)	305.83	300.45	295.05	285.32	279.36
AÑO	2031	2032	2033	2034	2035
Producción anual WF (Bls)	274.69	270.50	266.062	261.83	257.95
AÑO	2036	2037	2038	2039	2040
Producción anual WF (Bls)	254.66	251.03	247.41	243.90	240.06
AÑO	2041	2042	2043	2044	2045
Producción anual WF (Bls)	235.93	232.85	230.048	227.33	221.69

Gráfica 84. Producción de petróleo mediante la inyección de agua

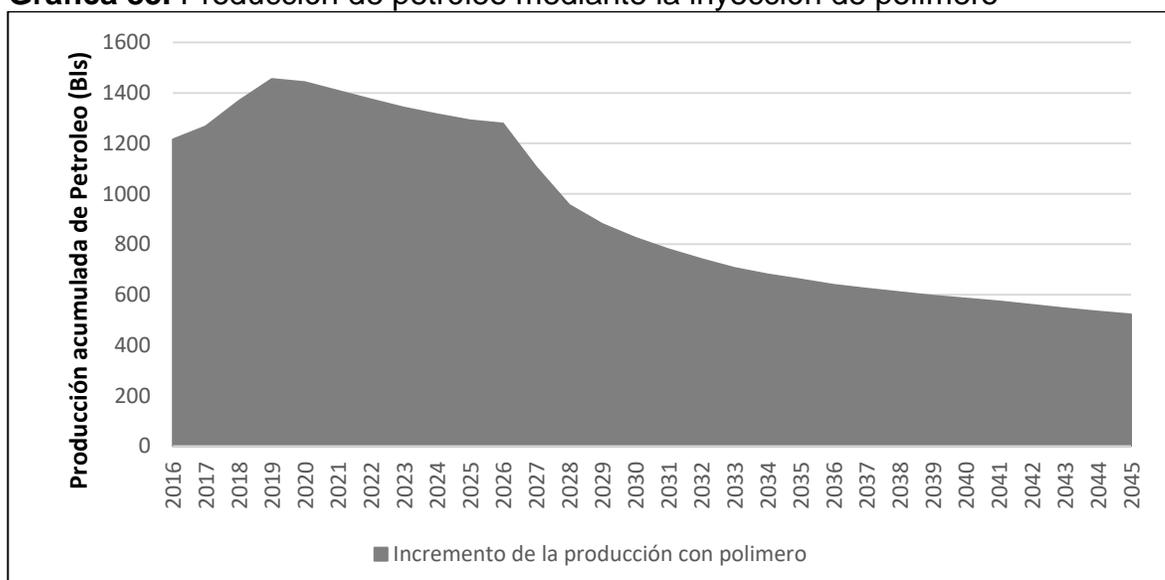


8.3.2 Escenario base de inyección de polímero. Para el análisis financiero del químico, en este caso el polímero se debió tener en cuenta la tasa de producción de petróleo, como se observa en la **Tabla 86** Adicionalmente se puede observar los incrementos en la producción para la tecnología evaluada, respecto a la producción en la inyección de agua, los cuales son la base para la evaluación financiera de este proyecto. Ver **Gráfica 85**.

Tabla 86. Producción de petróleo mediante la inyección de polímero

AÑO	2016	2017	2018	2019	2020
Producción anual PF (Bls)	426.13	625.73	710.40	797.23	791.00
AÑO	2021	2022	2023	2024	2025
Producción anual PF (Bls)	765.079	740.52	718.29	700.09	684.62
AÑO	2026	2027	2028	2029	2030
Producción anual PF (Bls)	689.84	595.014	475.25	420.35	381.91
AÑO	2031	2032	2033	2034	2035
Producción anual PF (Bls)	353.069	328.73	308.42	294.22	283.65
AÑO	2036	2037	2038	2039	2040
Producción anual PF (Bls)	273.701	266.85	260.89	255.38	250.74
AÑO	2041	2042	2043	2044	2045
Producción anual PF (Bls)	246.067	241.17	237.22	233.88	226.88

Gráfica 85. Producción de petróleo mediante la inyección de polímero



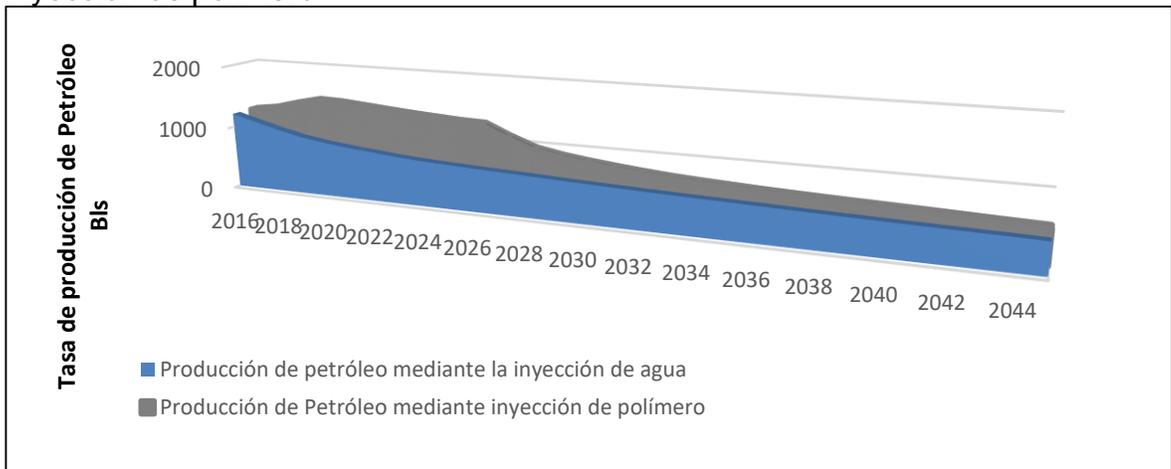
8.3.2.1 CAPEX. Se consideró el costo destinado a la inyección de polímero, que según Ecopetrol S.A tiene un costo de USD 1'370,638.94.

8.3.2.2. OPEX. El costo básico para producir un barril de petróleo es de USD 11.20. Pero para este caso se consideró el costo adicional del polímero, debido a la concentración de polímero requerida y será de 1.05 dólares.

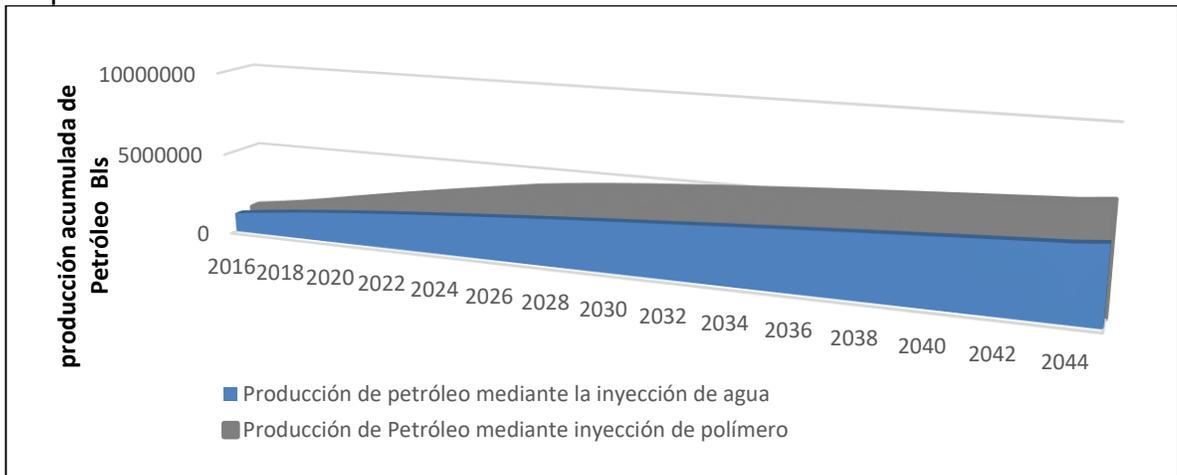
El costo del polímero a usar, tiene un costo promedio en el mercado de USD 2 por libra; en este escenario serán empleadas 556,917 lb de polímero que tienen un costo total de USD 1'113,708.65.

8.3.2.3 Producción-Ingresos. Desde el inicio del proyecto se obtuvo un aumento constante, empezando a tener una declinación desde 2028, por lo tanto, los ingresos asociados a la venta de crudo disminuirán de manera gradual desde esa fecha. La producción incremental conseguida a lo largo del tiempo de evaluación del proyecto equivale aproximadamente a 200 barriles de petróleo, respecto a la inyección de agua. (Ver **Grafica 86**), llegando a una producción de petróleo en el 2045 de 1,639,795 bbl a diferencia del agua. (Ver **Grafica 87**).

Gráfica 86. Tasa de producción de petróleo para Yariguí-Cantagallo, mediante la inyección de polímero



Gráfica 87. Producción de petróleo para Yariguí Cantagallo, mediante la inyección de polímero



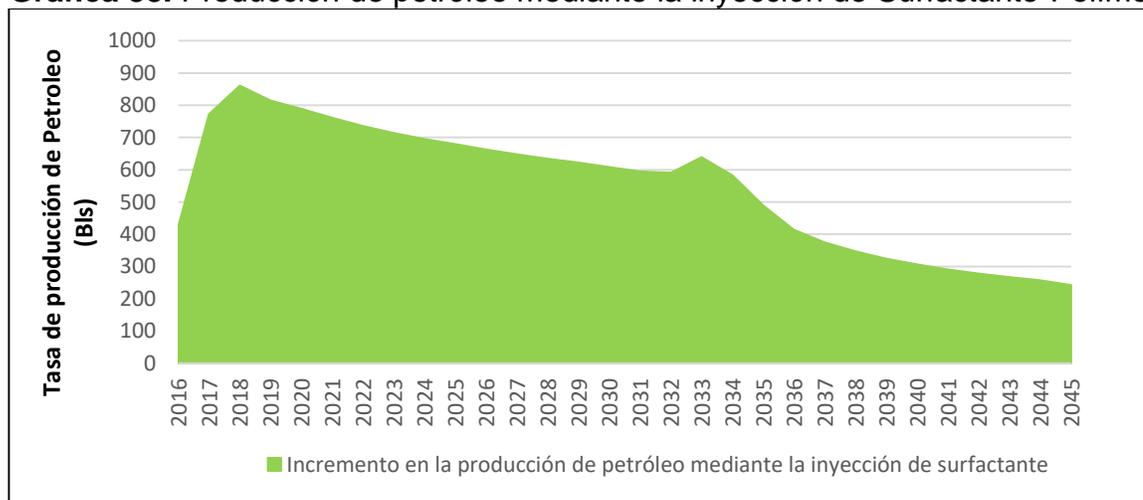
8.3.3 Escenario base de inyección de Surfactante/Polímero. Esta tecnología considero el análisis financiero del químico, en este caso el surfactante y polímero, se debe tener en cuenta la tasa de producción de petróleo, como se observa en la **Tabla 87** Adicionalmente se puede observar los incrementos en la producción para la tecnología evaluada, respecto a la producción en la inyección de agua y en la

inyección de polímero, los cuales son la base para la evaluación financiera de este proyecto.

Tabla 87. Producción de petróleo mediante la inyección de Surfactante-Polímero

AÑO	2016	2017	2018	2019	2020
Producción anual WF (Bls)	426.13	772.50	861.13	814.64	789.28
AÑO	2021	2022	2023	2024	2025
Producción anual WF (Bls)	761.20	735.27	714.38	694.82	679.33
AÑO	2026	2027	2028	2029	2030
Producción anual WF (Bls)	662.48	647.65	634.29	622.41	608.50
AÑO	2031	2032	2033	2034	2035
Producción anual WF (Bls)	594.52	590.39	638.82	582.39	489.06
AÑO	2036	2037	2038	2039	2040
Producción anual WF (Bls)	414.46	374.57	347.15	324.17	306.61
AÑO	2041	2042	2043	2044	2045
Producción anual WF (Bls)	290.95	277.83	266.63	257.13	242.63

Gráfica 88. Producción de petróleo mediante la inyección de Surfactante-Polímero



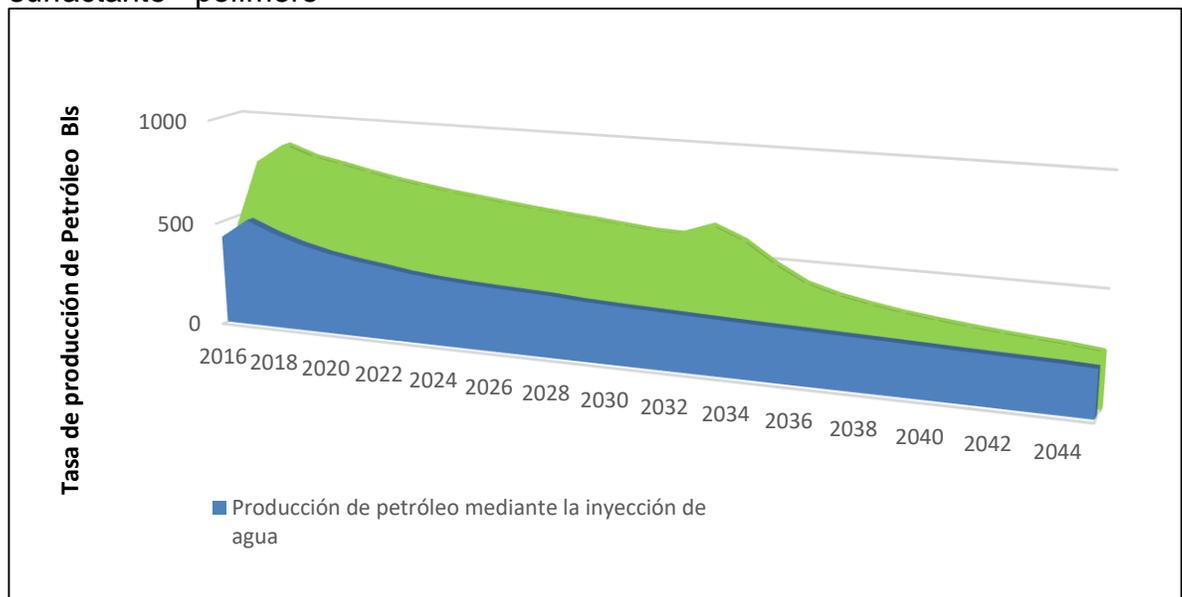
8.3.3.1 CAPEX. Se consideró el costo destinado a la inyección de polímero, que según Ecopetrol S.A tiene un costo de USD 1'370,638.94.

8.3.3.2 OPEX. El costo básico para producir un barril de petróleo es de USD 11.20. Pero para este caso se consideró el costo adicional del polímero y surfactante, teniendo un costo respectivamente de 2 USD/libra y 1.85USD/libra

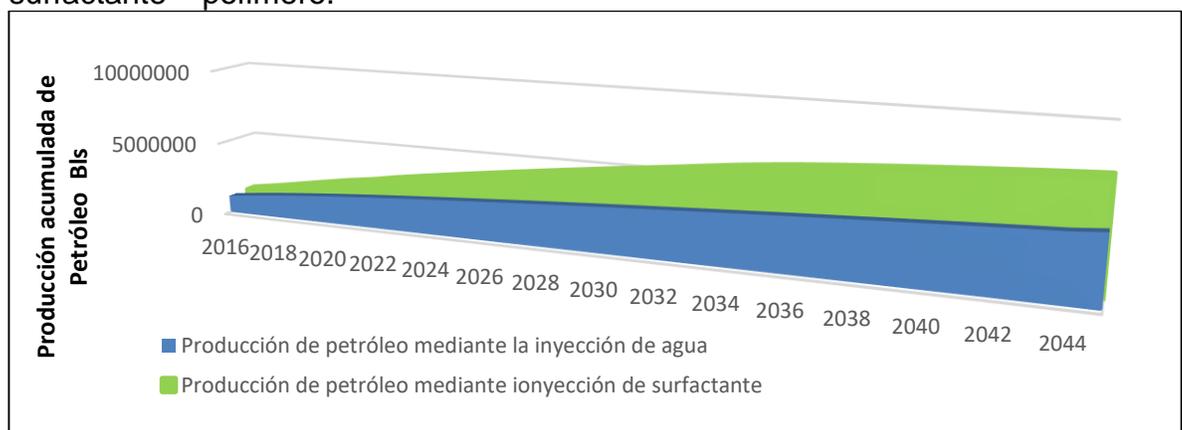
Para este escenario serán empleadas 417,641 lb de polímero que tienen un costo total de USD 835,232 y para el surfactante serán empleadas 324,832 lb con un costo total de USD 487,248.

8.3.3.3 Producción-Ingresos. Desde el inicio del proyecto se obtuvo un aumento constante, empezando a tener una declinación desde 2033, por lo tanto, los ingresos asociados a la venta de crudo disminuirán de manera gradual desde esa fecha. La producción incremental conseguida a lo largo del tiempo de evaluación del proyecto equivale aproximadamente a 300 BIs de petróleo aproximadamente, respecto a la inyección de agua (Ver **Grafica 89**), llegando a una producción de petróleo en el 2045 de 2,612,822 bbl a diferencia del agua. (Ver **Grafica 90**),

Gráfica 89. Tasa de petróleo para Yariguí Cantagallo, mediante la inyección surfactante - polímero



Gráfica 90. Producción de petróleo para Yariguí Cantagallo, mediante la inyección surfactante – polímero.



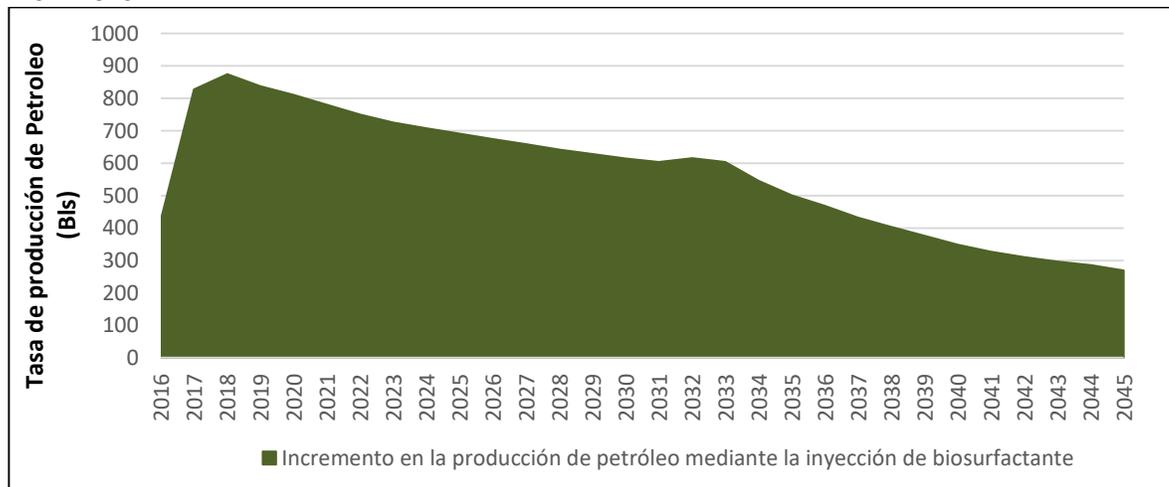
8.3.4 Escenario base de inyección de Biosurfactante/Polímero. Esta tecnología considero el análisis financiero del químico, en este caso el biosurfactante y polímero, se debe tener en cuenta la tasa de producción de petróleo, como se

observa en la **Tabla 88** Adicionalmente se puede observar los incrementos en la producción para la tecnología evaluada, respecto a la producción en la inyección de agua, en la inyección de polímero y en la inyección surfactante-polímero, los cuales son la base para la evaluación financiera de este proyecto.

Tabla 88. Producción de petróleo mediante la inyección de BioSurfactante-Polímero

AÑO	2016	2017	2018	2019	2020
Producción anual WF (Bls)	426.13	827.25	874.46	837.41	810.55
AÑO	2021	2022	2023	2024	2025
Producción anual WF (Bls)	780.15	749.71	725.74	707.26	690.56
AÑO	2026	2027	2028	2029	2030
Producción anual WF (Bls)	674.20	658.25	642.19	628.11	614.74
AÑO	2031	2032	2033	2034	2035
Producción anual WF (Bls)	603.45	615.23	604.05	545.83	501.05
AÑO	2036	2037	2038	2039	2040
Producción anual WF (Bls)	468.64	432.25	403.43	376.23	348.82
AÑO	2041	2042	2043	2044	2045
Producción anual WF (Bls)	326.65	309.97	296.21	286.05	269.18

Gráfica 91. Producción de petróleo mediante la inyección de Biosurfactante-Polímero



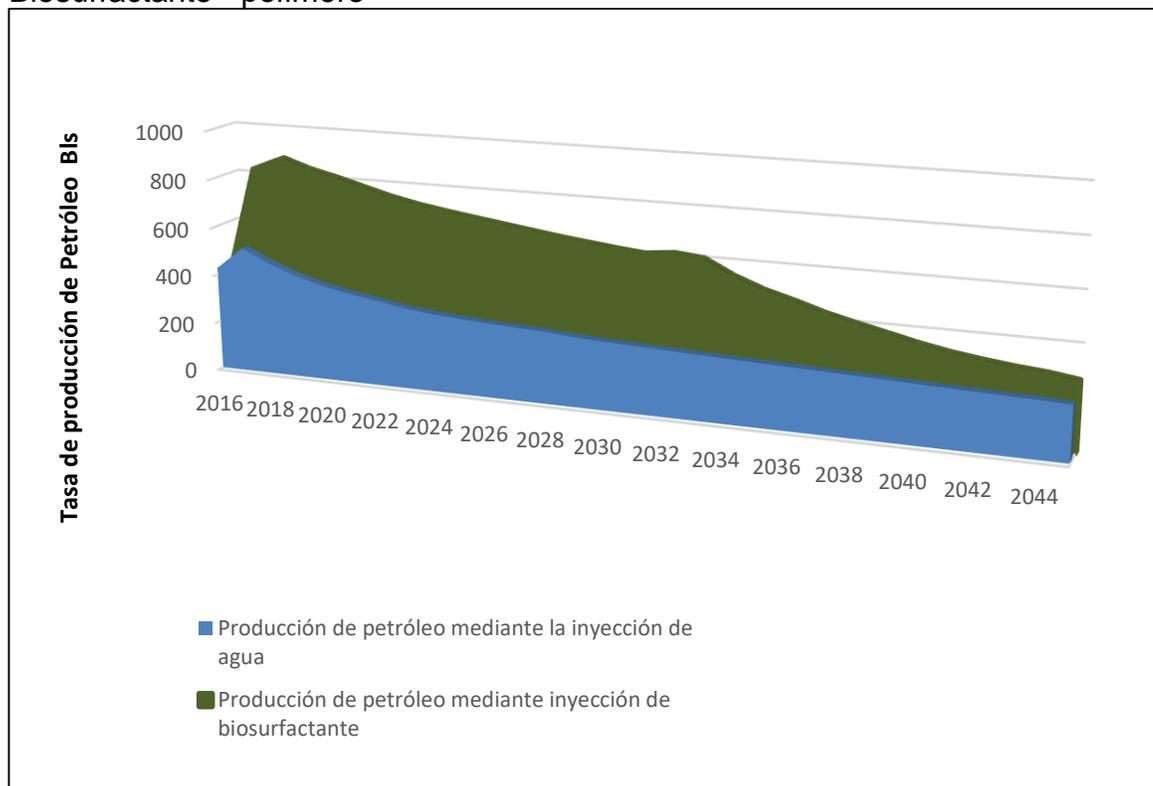
8.3.4.1 CAPEX. Se consideró el costo destinado a la inyección de polímero, que según Ecopetrol S.A tiene un costo de USD 1'370,638.94.

8.3.4.2 OPEX. El costo básico para producir un barril de petróleo es de USD 11.20. Pero para este caso se consideró el costo adicional del polímero y biosurfactante, teniendo un costo respectivamente de 2 USD/libra y 2.267573696 USD/libra

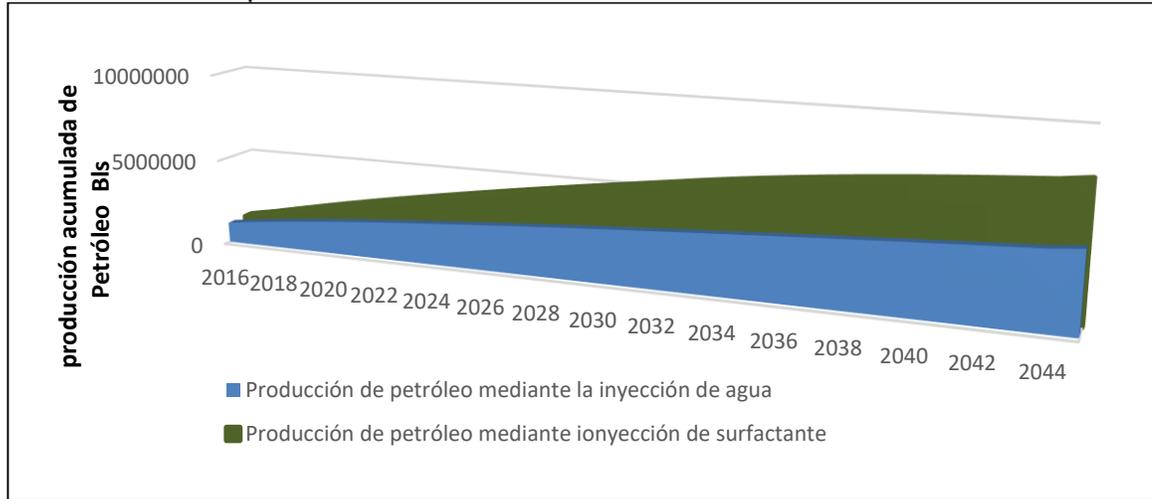
Para este escenario serán empleadas 417,641 lb de polímero que tienen un costo total de USD 835,232 y para el surfactante serán empleadas 324,832 lb con un costo total de USD 736,579

8.3.4.3 Producción-Ingresos. Desde el inicio del proyecto se obtuvo un aumento constante, empezando a tener una declinación desde 2034, por lo tanto, los ingresos asociados a la venta de crudo disminuirán de manera gradual desde esa fecha. La producción incremental conseguida a lo largo del tiempo de evaluación del proyecto equivale aproximadamente a 400 BIs de petróleo aproximadamente respecto a la inyección de agua (Ver **Grafica 92**), llegando a una producción de petróleo en el 2045 de 2,938,942.5 bbl a diferencia del agua. (Ver **Grafica 93**).

Gráfica 92. Tasa de petróleo Yariguí Cantagallo, mediante la inyección de Biosurfactante - polímero



Gráfica 93. Producción de petróleo Yariguí Cantagallo, mediante la inyección de Biosurfactante – polímero

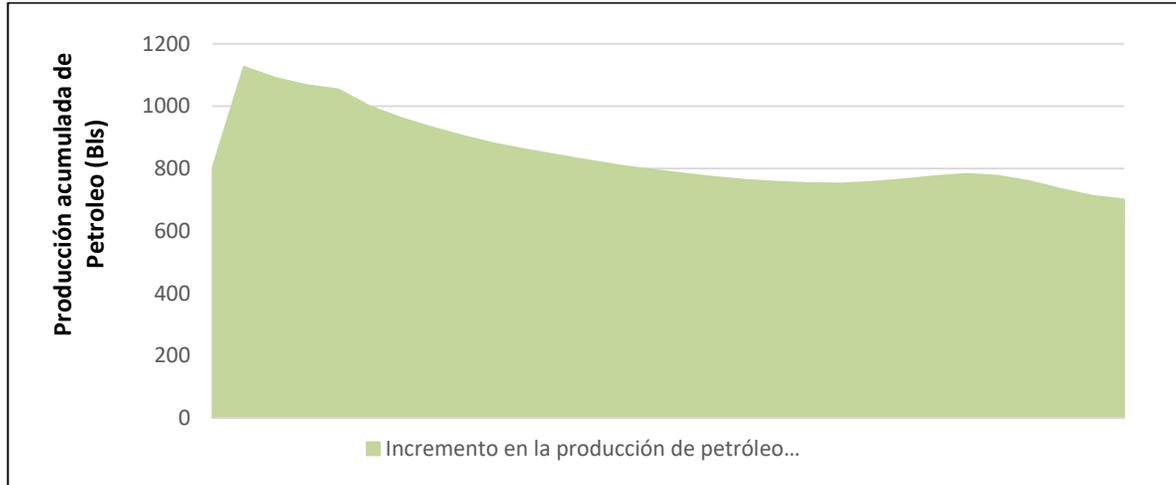


8.3.5 Escenario base de inyección de ASP. Esta tecnología considero el análisis financiero del químico, en este caso el álcali, se debe tener en cuenta la tasa de petróleo, como se observa en la **Tabla 89**, para esta tecnología el incremento es considerable respecto al del agua, pero es similar al de la inyección SP. A continuación, se observa la evaluación financiera para la inyección ASP.

Tabla 89. Producción de petróleo mediante la inyección de ASP

AÑO	2016	2017	2018	2019	2020
Producción anual WF (Bls)	803.44	1126.66	1090.69	1067.42	1053.85
AÑO	2021	2022	2023	2024	2025
Producción anual WF (Bls)	999.806	962.11	931.23	904.51	879.98
AÑO	2026	2027	2028	2029	2030
Producción anual WF (Bls)	860.68	843.23	825.18	808.975	795.81
AÑO	2031	2032	2033	2034	2035
Producción anual WF (Bls)	784.11	772.75	763.69	756.75	752.70
AÑO	2036	2037	2038	2039	2040
Producción anual WF (Bls)	752.46	756.74	765.11	775.20	782.88
AÑO	2041	2042	2043	2044	2045
Producción anual WF (Bls)	776.37	758.97	735.075	712.78	700.73

Gráfica 94. Producción de petróleo mediante la inyección de Biosurfactante-Polímero



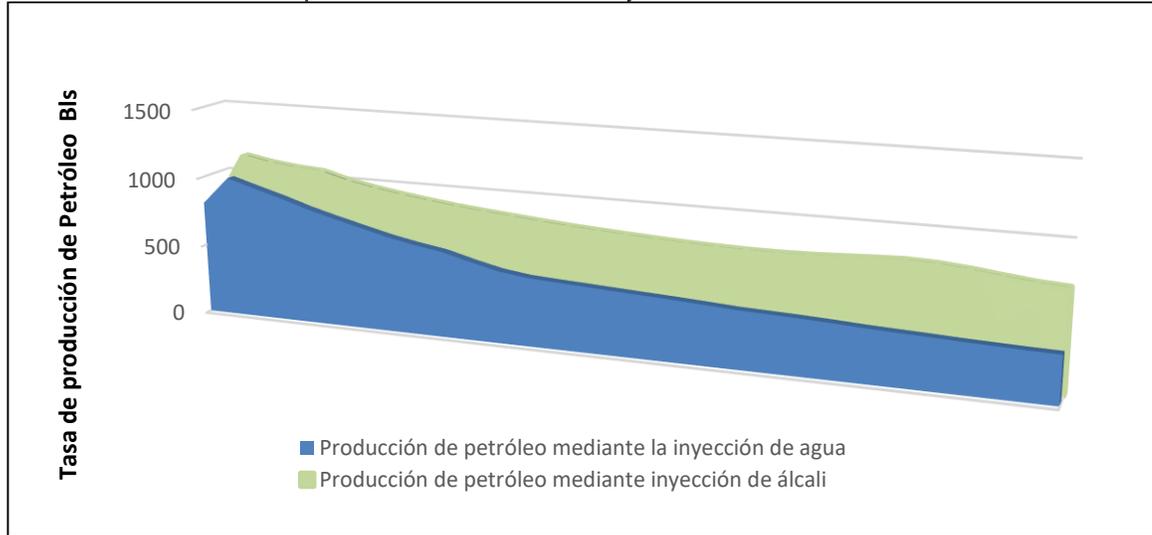
8.3.5.1 CAPEX. Se consideró el costo destinado a la inyección de polímero, que según Ecopetrol S.A tiene un costo de USD 1'370,638.94.

8.3.5.2 OPEX. El costo básico para producir un barril de petróleo es de USD 11.20. Pero para este caso se consideró el costo adicional del polímero, surfactante y álcali teniendo un costo respectivamente de 2 USD/libra, 2.5 USD/libra y 0.2075 USD/libra

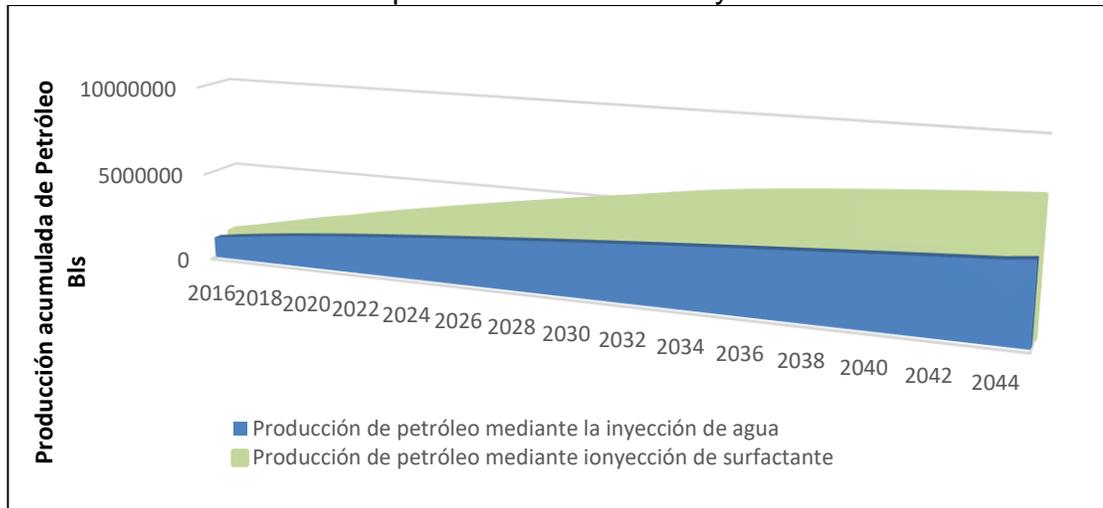
Para este escenario serán empleadas 417,641 lb de polímero que tienen un costo total de USD 835,232, para el surfactante serán empleadas 324,832 lb con un costo total de USD 736,579 y para el álcali será empleado 324,832 lb con un costo de USD 67,402.

8.3.5.3 Producción-Ingresos. Desde el inicio del proyecto se obtuvo un aumento constante, por lo tanto, los ingresos asociados a la venta de crudo disminuirán de manera gradual desde esa fecha. La producción incremental conseguida a lo largo del tiempo de evaluación del proyecto equivale aproximadamente a 350 barriles/día de petróleo aproximadamente respecto a la inyección de agua (Ver **Grafica 95**), llegando a una producción de petróleo en el 2045 de 2,938,942.5 bbl a diferencia del agua. (Ver **Grafica 96**),

Gráfica 95. Tasa de petróleo mediante la inyección de Biosurfactante-Polímero



Gráfica 96. Producción de petróleo mediante la inyección de ASP



8.4 ANÁLISIS DE RESULTADOS

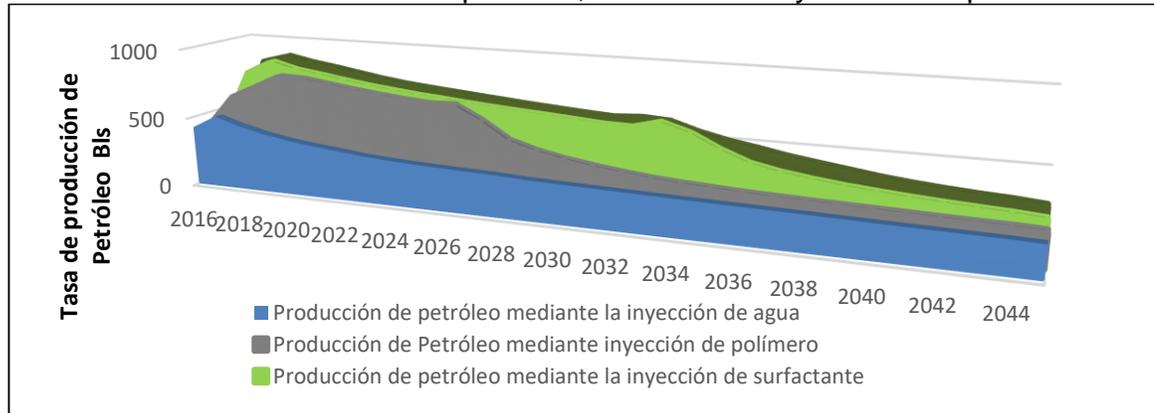
Para el desarrollo de la implementación de biosurfactante-polímero los resultados fueron favorables, los indicadores de viabilidad del proyecto indican la rentabilidad de este, teniendo una relación beneficio/costo de 3.03, es decir, el proyecto se considera viable y se recomienda llevar a cabo la inversión en este proceso de recobro mejorado. El VPN y la TIR para este proyecto fueron de \$19,071,435.08 y 88.30% por lo que también se consideró viable desarrollar el proyecto siendo la TIR > TIO corroborando la viabilidad financiera para un futuro. Se realizó diferentes tipos de percentiles para el flujo de caja de la tecnología a evaluar (Ver **Anexo G**), en la siguiente **Tabla 90** se muestra el resultado óptimo (1000 ppm, 10%, P90), medio (1000 ppm, 5%, P50) y malo (1000ppm, 3%, P10) para el Biosurfactante.

Tabla 90. Percentiles flujo de caja

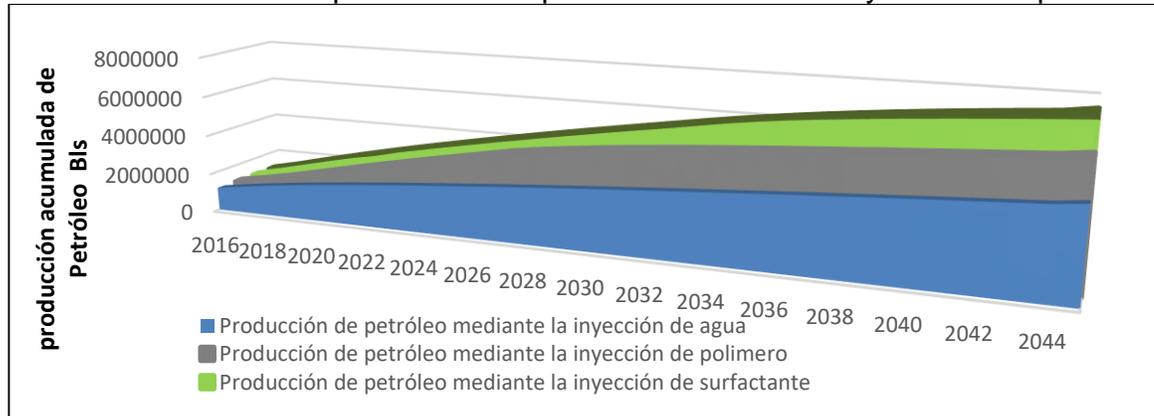
Percentil	VPN (USD)	TIR (%)
10	17,705,048	88.30
50	18,207,739	88.30
90	19,071,435	88.30

Al ver la **Gráfica 97** y **Gráfica 98** se corrobora la información de la producción de biosurfactante, demostrando mejor recuperación a las demás.

Gráfica 97. Resultados tasa de petróleo, métodos de inyección de químico



Gráfica 98. Resultado producción de petróleo métodos de inyección de químico

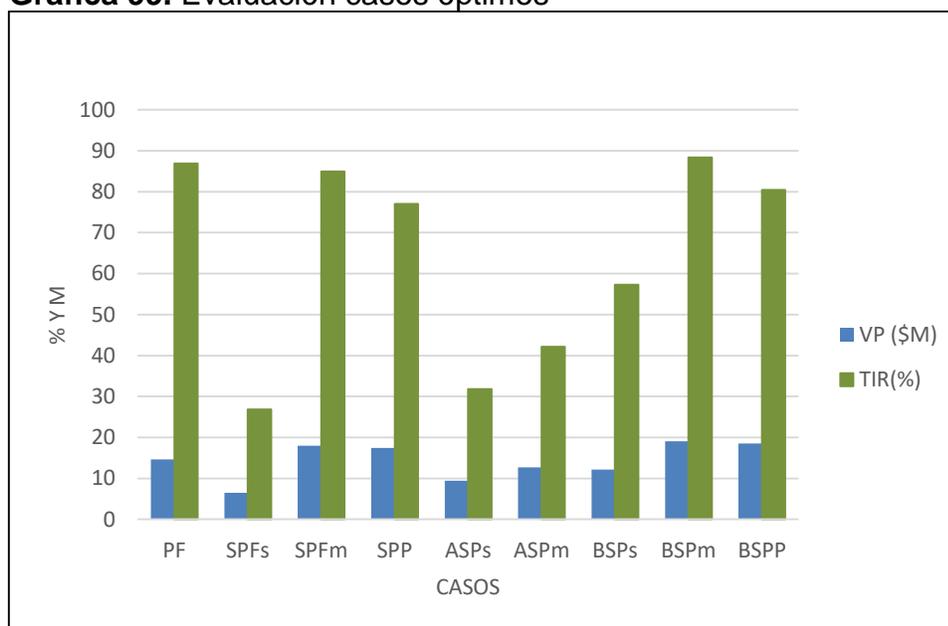


A continuación, en la **Tabla 91** y **Gráfica 99**, se pueden observar los indicadores de viabilidad (VPN Y TIR) para cada caso óptimo de inyección, demostrando mejores resultados el Bspm, como mejor método de inyección y mejores resultados económicos.

Tabla 91. Evaluación casos óptimos

Casos	VPN (\$)	VPN (\$M)	TIR(%)
PF	14,657,471	14.657471	86.92
SPFs	6,467,194	6.467194	26.86
SPFm	18,004,287	18.004287	84.95
SPP	17,473,154	17.473154	77.05
ASPs	9,438,305	9.438305	31.8
ASPm	12,673,842	12.673842	42.14
BSPs	12,152,179	12.152179	57.32
BSPm	19,071,435	19.071435	88.33
BSPP	18,506,594	18.506594	80.41

Gráfica 99. Evaluación casos óptimos



9. CONCLUSIONES

- El desarrollo de la revisión teórica de las características geológicas del campo y los procesos de recobro convencionales, permitió tener un mejor entendimiento de las tecnologías y posteriormente poder configurar los diferentes procesos en el simulador de la forma más adecuada posible.
- Los resultados a diferentes sensibilidad, lograron determinar las condiciones óptimas operativas de inyección; el caso óptimo para el caso de inyección de agua fue a una tasa de 2500 Bwpd logrando una producción acumulada de 4.4 MBIs.
- Los resultados de inyección para el caso de polímero con parámetros tales como la concentración, el FRR, el VPACC y el tamaño de bache, se lograron determinar las condiciones óptimas operativas para el polímero evaluado; teniendo como resultado un tamaño de Bache 10% VP, 500 ppm de concentración, un factor de recobro de 25.82% y un incremental de factor de recobro con respecto a la inyección de agua de 6.94%.
- Los escenarios de inyección surfactante-polímero, tomando en cuenta sensibilidades de tamaño de bache y concentración del surfactante, dieron como resultado óptimo el proceso micelar con una concentración de 1000 ppm, un tamaño de bache del 10% VP y para el polímero una concentración de 500 ppm y un tamaño de bache del 10% VP con un factor de recobro asociado de 30.3% y un incremental de factor de recobro respecto a la inyección de agua de 11.42%
- Los escenarios de inyección biosurfactante-polímero, tomando en cuenta sensibilidades de tamaño de bache y concentración del biosurfactante dieron como resultado óptimo el proceso micelar con una concentración de 1000 ppm, un tamaño de bache del 10% VP y para el polímero una concentración de 500 ppm y un tamaño de bache del 10% VP con un factor de recobro asociado del 31.3% y un incremental de factor de recobro respecto a la inyección de agua de 12.42%
- Los escenarios de inyección Álcali-Surfactante-Polímero, tomando en cuenta sensibilidades de tamaño de bache y concentración del álcali dieron como resultado óptimo el proceso micelar con una concentración de 911 ppm, un tamaño de bache del 10% VP, para el surfactante una concentración de 1000 ppm y un tamaño de bache del 10% VP, y para el polímero una concentración de 500 ppm y un tamaño de bache del 10% VP con un factor de recobro asociado del 45.38% y un incremental de factor de recobro respecto a la inyección de agua de 13.98%
- Al realizar el análisis financiero, la implementación de biosurfactante-polímero para el patrón CEOR_PATT_2016 es el escenario que presenta una mayor

rentabilidad, con un VPN de \$19,071,435.76 y una TIR de 88.30%, con respecto al método SP con un VPN de 18,004,243, una TIR de 84.95% y el método ASP con un VPN 12,673,482 con una TIR de 42.14%.

- Con base a los resultados obtenidos en la investigación, se concluye que la inyección de biosurfactante puede ser viable como recobro mejorado para el Campo Yariguí Cantagallo.

10. RECOMENDACIONES

- Hacer un estudio de las materias primas de biosurfactante, tales como biosurfactante producidos a través de residuos de aceite de palma, residuos agrícolas y a través de las bacterias producidas mediante la fermentación de las frutas como la piña o manzana.
- Buscar en el mercado biosurfactantes que reduzcan la IFT a valores ultrabajos (1×10^{-3} dyna/cm)
- Realizar estudios estándar a nivel de laboratorio con núcleos del campo evaluado, para corroborar los resultados obtenidos a nivel de recobro.

BIBLIOGRAFÍA

ABDUS, Satter. GULAM, Iqbal. JAMES, Buchwalter. Practical Enhanced Reservoir Engineering, 2008

AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. 3ra edición. USA: 2006

ALANIS, Luque. ALSOFI. WANG, J. (2015). Toward an alternative biobasedsp flooding technology Biosurfactant Evaluation. SaudiAramco. 174621-MS.SPE.

ALDANA CUESTA. Harold Andres y GUTIERREZ GARRIDO. Carlos Alberto. Estudio de la implementación de esquemas adecuados de inyección de baches surfactante/polímero para el campo Yariguí Cantagallo operado por Ecopetrol S.A mediante simulación numérica. Trabajo de Grado. Ingeniería de petróleos. Bogotá D.C. 2015.

ALMANZA CASTAÑEDA, Carlos Alberto y REYES QADER, Dayane Yinet. Ciudad Bogotá.D.C. Evaluación de la viabilidad técnica de la inyección de vapor modificada con álcali/surfactante/polímero como método de recobro mejorado para crudos pesados mediante simulación numérica. Bogotá D.C: Fundación Universidad de América. Facultad de ingenierías. Departamento de Ingeniería de Petróleos, 2014.

ALVARES MANILLA, ALFONSO; GARNICA ANGUAS, PAUL; Y PÉREZ SALAZAR, ALFONSO. Evaluación indirecta de los modulos elásticos de rigidez insitu y la relación entre v_p / v_s y el ángulo de fricción interna. publicación técnica no. 225. méxico, sanfandila. 2003.

ALVAREZ LACAYO. Francisco Antonio y VEGA CASTRO. José Manuel. Análisis de falla en los sistemas de bombeo mecánico del campo Cantagallo. Trabajo de Grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisico-Química. Escuela de ingeniera de Petróleos, 2008.

AMAYA, Mauro. AMAYA, Raúl. CASTAÑO, Héctor. LOZANO, Eduardo. RUEDA FERNANDEZ, Carlos. Casabe revitalización de un campo maduro. Ecopetrol S.A. Revista Oilfield.

AMAYA ESPITIA. Alberto Vladimir y CLAROS BAHOS. Alexander. Implementacion de un modelo analítico para la estimacion del factor de recobro a obtener por la inyección de agua en el bloque V del campo Yariguí Cantagallo. Bogota D.C. Fundación Universidad de America. Facultad de Ingenierias de Petroleos. 2005

ANTON de SALAGER, Raquel. Tensión interfacial. Universidad de los Andes. Facultad de ingeniería. Escuela de ingeniería Química. Lab. Formulación, Interfaces, Reología y Proceso. 2005..

AYIRALA, Subhash. Surfactant-induced relative permeability modifications for oil recovery enhancement. Louisiana State University. The Department of Petroleum Engineering.2002.

AZNIIDRIS, Ando. AUKAY, Siat. Manejo de efluentes de las plantas extractoras de aceite de palma - proceso de la más avanzada tecnología.1995, Vol. 16.

BELHAJ, Hadi. ABUKHALIFEH, Hadil, and JAVID, Khalid. Miscible oil recovery utilizing N₂ and/or HC gases in CO₂ injection, Journal of Petroleum Science and Engineering. Abu Dhabi, UAE. Vol. 111. 2013.

BELTRAN GIL, Eliana Carolina. Estudio sedimentológico comparativo entre las formaciones mugrosa y colorado; y modelamiento de los niveles de las arenas A2 de la formación colorado en el campo casabe en la cuenca del valle medio del magdalena. Facultad de ingenierías fisicoquímica. Escuela de geología. Bucaramanga. 2012.

BERGEN, Frank van. WASCH, Laura J. KOENEN, Marielle. TAMBACH Tim J. Geochemical evaluation of CO₂ injection and containment in a depleted gas field. Int. J. Greenh. Gas Control.2015.

CAMARGO CORTES, Stefania. BARRAGAN HUERTAS, Blanca. (2015). Producción de biosurfactantes por microorganismos halófilos. Revista sistemas ambientales.

CARRILLO BARANDIARAN, Lucio. Descripción del reservorio. Propiedades roca fluido. 2006.

CLAVIJO LÓPEZ, Viviana; VIVES FLÓREZ, Martha Josefina. Producción de ramnolípidos por cepas nativas de pseudomonasaeruginosa y pseudomonasputida a partir de desechos industriales. Tesis, Microbiólogo. Universidad de los Andes. Colombia: Bogotá .2008.

GARCÉS, Isabel Cristina, y CUÉLLAR SÁNCHEZ, Mónica. Productos derivados de la industria de la palma de aceite. 1997.Colombia.

DAWEI, Wang. YUGUANG, Zhang. YONGIJIAN, Liu. CHUNLEI, Hao. MENGHUA, Guo. (2009). The application of Surfactin Biosurfactant as surfactant coupler in asp Flooding in Daqing oil field. MS. SPE. 119666

ESCANDAR RAMIREZ. Zwanny. TALEB RESTREPO. Shadya. Propuesta de ingeniería conceptual a escala piloto para las facilidades de un proceso de inyección de polímeros, inyección de surfactante-polímero e inyección de álcali surfactante-polímero en Ecopetrol s.a Colombia. Fundación universidad de América. 2007.

ESCOBAR MARCULADO, Fredy Humberto. Fundamentos de ingeniería de yacimientos. Colombia.2007.

ESPINOSA B, Carlos Andrés. TORRES Kelly Johana. Técnicas de recobro y recobro mejorado en yacimientos con crudos livianos, pesados y extra pesados. Cartagena: Universidad de San Buenaventura Cartagena, 2014.

FLOREZ DULCEY, Patricia. Bucaramanga. Evaluación del desempeño del sistema de bombeo mecánico en los pozos del campo Yariguí Cantagallo a partir de registros TWM e información de producción: Universidad Industrial De Santander. Facultad de ingenierías Físico - Química. Departamento de Ingeniería de Petróleos. 2005.

GOMEZ CAÑÓN, Juan David; HERNANDEZ LADINO, Edwin Fernando y MERCHAN GAONA, Jhon Fredy. Yacimientos sometidos a inyección de surfactantes y polímeros. Bucaramanga.2011.

GREEN, DW; WILLHITE, GP. Enhanced oil recovery. Richardson, TX: Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME. Society of Petroleum Engineers. 1998. 1998. (SPE textbook series: vol. 6). ISBN: 1555630774.

HAMOUDA, Aly. TABRIZY V. Alipour. The effect of light gas on miscible CO 2 flooding to enhance oil recovery from sandstone and chalk reservoirs. Journal of Petroleum Science and Engineering University of Stavanger: Norway. Vol. 108. 2013.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Normas Técnicas de ICONTEC NTC 1486. Documentación. Presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación. Trabajos escritos: Presentación de referencias bibliográficas, Sexta Actualización. 2008.

_____. Normas Técnicas de ICONTEC NTC 5613. Trabajos escritos: Referencias bibliográficas. Contenido, forma y estructura, Sexta Actualización. 2008.

_____. Normas Técnicas de ICONTEC NTC 4490. Trabajos escritos: Referencias documentales para fuentes de información electrónicas. 1998.

J. F. ZAPATA, J. C. ORTIZ, L. C. PERDOMO. D. E. DUEÑAS, C. O. RINCÓN, J. G. GONZÁLEZ, (ECOPETROL S.A.), A.F. Suarez, L.F. Muñoz, (HOCOL).2015. ASP campo san Francisco. Acipet.

JAMES, Sheng. BERNDT, Leonarhdt. NASSER, Azri. (2015). Status of polymer flooding technology, 174541. JPT.

JIMENEZ MOLANO, Ana María. Análisis e interpretación de yacimientos sometidos a inyección de químicos (Surfactantes, Polímeros y Micelares) mediante analogías. Facultad de ingenierías fisicoquímicas. Bucaramanga.2009.

MARTINEZ AGUILAR, Maricelly. Obtención de un biosurfactante para el recobro mejorado de petróleo. Facultad de Minas y Energías. Universidad de Medellín. Colombia, Medellín. 2014.

MENDOZA GUEVARA, Erick Alexis. Bucaramanga. Evaluación técnico económica del desempeño del bombeo electro sumergible como nuevo sistema de levantamiento artificial para el campo Cantagallo: Universidad Industrial De Santander. Facultad de ingenierías Físico - Química. Departamento de Ingeniería de Petróleos. 2005.

MOKHTARI, Resole. ASHOORI, Siavash and SEYYEDATTAR Masoud. Optimizing gas injection in reservoirs with compositional grading: A case study. Petroleum Engineering Department, Petroleum University of Technology (PUT). Ahwaz: Iran. 2014.Vol.120.

MOYANO ALZATE, Sebastian. PALACIO BAYONA, Eduardo Andres. Estudio de viabilidad de la implementación de inyección cíclica de surfactantes complementada con inyección continua de polímeros en patrones de 5 y 7 puntos en un campo de crudo mediano de Ecopetrol mediante simulación numérica. Colombia, Fundación universidad de America. 2015.

NORMAN, Chuck y TROMBETTA Juan C. El uso de surfactantes en proyectos de recuperación terciaria. Agosto.2007.

PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos: Métodos de recuperación mejorada de petróleo. Maracaibo, Venezuela. Astro S.A .1984.

PEÑA FERNANDEZ, A. BROOKE, N. DUARTE. Davidson. R. Factors influencing recovery and restoration following a chemical incident. Environ. Int., vol. 72, pp. 98-108, Nov. 2014.

PLAZA CASTILLO, Daniel Arturo. Ciudad Bogotá.D.C. Implementación del procedimiento de monitoreo para el sistema de inyección de agua del campo Yariguí Cantagallo: Fundación Universidad de América. Fundación Universidad de América. Facultad de ingenierías. Departamento de Ingeniería de Petróleos. 2011.

QUINTANA, Javier Eduardo. Evaluación de trabajos de estimulación orgánica en pozos del Campo Yariguí – Cantagallo. Trabajo de Grado Ingeniero de Petróleos.

Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisico-Química. Escuela de ingeniera de Petróleos, 2008.

RANGEL, Edgar German. El futuro de la producción de aceite en México-EOR-IOR [Citado 4 Abril de 2016] Disponible de CNH :<http://www.cnh.gob.mx/_docs/IOR_EOR.pdf>.

Revista de Investigaciones. Universidad de America. Enero del 2015. Volumen 8 No. 1. ISSN 2011-639X.

RIFFAAT, Al Mjeni. Shyam, Ahora. EDWADS, John. BETTY, Jean Felber. OMER, Gurpinar. Llego el momento de la tecnología EOR. OilfieldReview. 2010/2011.
RODRÍGUEZ RUIZ, Johana, FUENTES, Edgardo Meza. AZEVEDO ESPERIDIÃO, María Cecilia. Propiedades interfaciales del surfactante PDMS-PEG-anhídrido maléico-ácido fumárico (pdms-peg-am-af) en solución acuosa. Colombia, Cartagena.2012

SALAGER, Jean Louis. Recuperación Mejorada De Petróleo, Cuaderno FIRP S357-C. Universidad de los Andes, Facultad de ingeniería. Mérida: Venezuela. 2005.

SANCHEZ MEDINA, Eustaquio. Recuperación mejorada por inyección de álcali, surfactante y polímero (ASP). México: Universidad Nacional Autónoma de México. 2012.

SAXMAN, D. B., CRULL, A. (1984, January 1). Biotechnology and Enhanced Petroleum Production. Society of Petroleum Engineers. 10.2118/13146-MS.SPE
SEPULVEDA, Jairo Antonio. ESCOBAR, Humberto. Simulación De Yacimientos: Principios, Conceptos y Construcción de Mallas.

SHENG, James. Modern Chemical Enhanced Oil Recovery. British Library Cataloguing-in-Publication Data. 2010.

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

TAI, Liang. Using Biosurfactantes Produced from Agriculture Process Waste Streams to Improve Oil Recovery in Frustrated Carbonate Reservoirs. Kansas.2007.SPE

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

UWARI, Felix. OLUWASEUM, Taiwo. OLALEKAN, Olafuyi. (2015). Surfactant polymer flooding schemes (A comparative analysis). 178367-ms, SPE.

XIANGGANG, Duan. HOU, Jirui. ZHAO, Fenglan. MA Yunfeiz, and ZONGXUN Zhang. Determination and controlling of gas channel in CO₂ immiscible flooding. China: Journal of the Energy Institute. 2014

YAÑEZ OCAMPO, Gustavo. WONG VILLAREAL, Arnoldo. Biosurfactantes Microbianos, Producción Potencial con Residuos Agroindustriales de Chiapas. (2013). Bio-Tecnología.

YIN, D. D. LI, Y. Q., and ZHAO D. F. Utilization of produced gas of CO₂ flooding to improve oil recovery. China: University of Petroleum (Beijing), vol. 87. 2014.

ZHANG, Q., Zhou, Z., & CAI, H, Development of Novel Surfactant for Alkali-free Surfactant/Polymer Combination Flooding Green Technology. Society of Petroleum Engineers. 2015.174581-MS. SPE.

ZHU, Y., Hour, LIU, W., Ma, LIAO, G.-Z. Recent Progress and Effects Analysis of ASP Flooding Field Tests. Society of Petroleum Engineers. 10.2118/151285-MS. SPE.

ANEXOS

ANEXO A. CORRELACIONES PVT

➤ **Razón de gas disuelto.** Para el campo esta propiedad es calculada con la correlación Beggs, H.D, como se observa en la **Ecuación A1**.

Ecuación A1. Correlación de Vásquez, y Beggs, para la razón de gas disuelto

$$R_s = C_1 \gamma_{gc} P^{C_3} \exp\left(\frac{C_3 \gamma_{API}}{T + 460}\right)$$

Fuente: BANZER, Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Maracaibo: Universidad del Zulia, 1996. p. 66

Dónde:

R_s : Razón gas disuelto- petróleo a $P < P_b$, SCF/BLS

p : Presión de interés, psia.

T : Temperatura del yacimiento, °F

γ_{gc} : Gravedad específica del gas corregida a 100 psi, (aire=1)

γ_{API} : Gravedad del petróleo °API

Para esta correlación se reporta un error promedio de -0,7%. El valor de las constantes se clasifica de acuerdo a la gravedad API del aceite como se muestra en la **Tabla A1**.

Tabla A1. Valores de las Constantes C1, C2 y C3 para la razón de gas disuelto.

Gravedad	C1	C2	C3
$\gamma_{API} \leq 30$	0,0362	1,0937	25,724
$\gamma_{API} > 30$	0,0178	1,187	23,931

Fuente: BANZER, Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Maracaibo: Universidad del Zulia, 1996. p. 67

➤ **Factor volumétrico del petróleo (β_o):** Esta propiedad es posible calcularla con esta **Ecuación A2**, dependiendo de los diferentes valores API para poder definir que constante utilizar.

Ecuación A2. Correlación de Vásquez y Beggs para el factor volumétrico.

$$P_b = 1.0 + C_1 R_{sb} + C_2 (T - 520) \left(\frac{\gamma_{API}}{\gamma_{gc}}\right) + [C_2 + C_3 * R_s]$$

Fuente: AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook, 2006. p. 95

Dónde:

B_{ob} : Factor Volumetrico del petróleo a P_b

R_{sb} : Razón gas disuelto- petróleo a $P \geq P_b$, SCF/BLS

T: Temperatura del yacimiento, °F

γ_{gc} : Gravedad especifica del gas corregida a 100 psi, (aire=1)

γ_{API} : Gravedad del petróleo °API

Para esta correlación se reporta un error promedio de 4,7%. El valor de las constantes se clasifica de acuerdo a la gravedad API del aceite como se muestra en la **Tabla A3**.

Tabla A3. Valores de las Constantes C1, C2 y C3 para el factor volumétrico.

Gravedad	C1	C2	C3
$\gamma_{API} \leq 30$	4,677E-04	1,751E-05	-1,811E-08
$\gamma_{API} > 30$	4,670E-04	1,100E-05	1,34E-09

Fuente: AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook, 2006. p. 95

➤ **Densidad del petróleo.** Vasquez y Beggs establece esta correlación para el cálculo de la densidad del petróleo a una presión y a la presión en el punto de burbuja como se puede observar en la **Ecuación A3**.

Ecuación A3. Correlación de Vásquez y Beggs para la densidad del petróleo

$$\rho_0 = \rho_{ob} \left[A * \ln \left(\frac{P}{P_b} \right) \right]$$

Fuente: AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook, 2006. p. 107

Dónde:

P: Presión de interés, psia.

P_b : Presión de burbuja.

A: Constante. $10 \exp^{-5} [-1.433 + 5R_{sb} + 17.2 (T - 460) - 1.180 \gamma_g + 12.61 * \gamma_{API}]$

➤ **Compresibilidad del petróleo.** Al analizar el Factor Volumétrico del Petróleo, se identifica que cuando la presión se mantiene en mayor magnitud que la presión de burbuja, el factor volumétrico del petróleo decrece, la tendencia de la curva entre la presión máxima y la presión de burbuja, es donde podemos estimar esta propiedad, con la siguiente correlación:

Ecuación A4. Correlación Compresibilidad del petróleo.

$$C_o = B_{ob} \exp[-C_o(p - p_b)]$$

Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de ingeniería de yacimientos. Marzo de 2009. p 135.

Donde:

- Co = Compresibilidad del petróleo [$lpca^{-1}$].
- B_{ob} = Factor volumétrico del petróleo en la presión de burbuja [BY/BN]
- p = Presión de interés [$lpca^{-1}$]
- Pb = Presión de burbuja [$lpca^{-1}$]

➤ **Presión de burbuja.** El campo Yariguí Cantagallo, como se mencionó previamente se ajusta a la correlación de Vasquez y Beggs. Esta correlación trabaja con diferentes valores de C, en este caso constantes que se clasifican según la °API. Como se observa en la **Ecuación A5**.

Ecuación A5. Ecuación de la presión de burbuja.

$$P_b = \left[\frac{c_1 / R_s}{\gamma_{gc}} * (10 \exp a) \right]^{c_2}$$

Fuente: AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook, 2006. p. 89

Dónde:

R_{sb} : Razón gas disuelto- petróleo a P≥Pb, PCN/BN

a: -C3 API /T

γ_{gc}: Gravedad específica del gas corregida a 100 psi, (aire=1)

El valor de las constantes se clasifica de acuerdo a la gravedad API del aceite como se muestra en la **Tabla A3**.

Tabla A3. Constantes para el cálculo de la presión de burbuja.

Gravedad	C1	C2	C3
γ _{API} ≤ 30	27.624	0.914328	11.172
γ _{API} ≤ 30	56.18	0.84246	10.393

Fuente: AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook, 2006. p. 89

➤ **Viscosidad del petróleo.** Esta correlación se utiliza para presiones por encima del punto de burbuja. Se presenta el cálculo para determinar viscosidad del petróleo por medio de la correlación Vasquez y Beggs observando la siguiente **Ecuación A6**.

Ecuación A6. Viscosidad del petróleo. Correlación de Vasquez y Beggs

$$\mu_o = \mu_{ob} \left(\frac{P}{P_b} \right)^m$$

Fuente: AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook, 2006. p. 119

Dónde:

μ_o : viscosidad del petróleo (cp).

μ_{ob} : viscosidad del petróleo al punto de burbuja (cp).

P: presión del sistema (lpca).

P_b : presión de burbuja (lpca).

$m = 2.6p^{1.187}(10^a)$

$a = 3.9(10^{-5})p - 5$

ANEXO B
DESNORMALIZACIÓN DE LAS TABLAS DE PERMEABILIDADES RELATIVAS.

En las siguientes gráficas para la desnormalización de las curvas de permeabilidades relativas para Yariguí-Cantagallo se tienen los siguientes resultados.

Gráfica B 1. Datos Yariguí Cantagallo

<u><i>swirr</i></u>	0.31
<u><i>Sor</i></u>	0.2
<u><i>kro-swirr</i></u>	1
<u><i>krw-sor</i></u>	0.25
<u><i>Swmax</i></u>	0.8

Gráfica B 2. Datos desnormalización y normalización

Sw	Krw	Krow	Pcow	Sw	Krw	Kro
0	0	1	0.865	0.31	0	1
0.00095	0.0000019	0.9999999	0.857305	0.3104655	0.000000475	0.9999999
0.001	0.000002	0.999998105	0.8569	0.31049	0.0000005	0.999998105
0.0019	0.0000191	0.999982	0.84961	0.310931	0.000004775	0.999982
0.002	0.000021	0.999978895	0.8488	0.31098	0.00000525	0.999978895
0.0038	0.0000831	0.999923	0.83422	0.311862	0.000020775	0.999923
0.004	0.00009	0.999911842	0.8326	0.31196	0.0000225	0.999911842
0.0057	0.00019625	0.999817	0.81883	0.312793	4.90625E-05	0.999817
0.006	0.000215	0.999794105	0.8164	0.31294	0.00005375	0.999794105
0.0076	0.0003502	0.999672	0.80344	0.313724	0.00008755	0.999672
0.008	0.000384	0.999635368	0.8002	0.31392	0.000096	0.999635368
0.0095	0.000537	0.999498	0.78805	0.314655	0.00013425	0.999498
0.01	0.000588	0.999446	0.784	0.3149	0.000147	0.999446
0.01425	0.0010793	0.999004	0.749575	0.3169825	0.000269825	0.999004
0.015	0.001166	0.998911	0.7435	0.31735	0.0002915	0.998911
0.019	0.001718	0.998415	0.7111	0.31931	0.0004295	0.998415
0.02	0.001856	0.998285105	0.703	0.3198	0.000464	0.998285105
0.0285	0.0030834	0.997181	0.63415	0.323965	0.00077085	0.997181
0.03	0.0033	0.996978737	0.622	0.3247	0.000825	0.996978737
0.038	0.0045	0.9959	0.5572	0.32862	0.001125	0.9959
0.04	0.0048	0.995394071	0.541	0.3296	0.0012	0.995394071
0.05	0.006	0.992864427	0.46	0.3345	0.0015	0.992864427
0.0886	0.010632	0.9831	0.33262	0.353414	0.002658	0.9831
0.1	0.012	0.978751779	0.295	0.359	0.003	0.978751779
0.1392	0.018272	0.9638	0.2362	0.378208	0.004568	0.9638
0.15	0.02	0.95851716	0.22	0.3835	0.005	0.95851716
0.1899	0.02798	0.939	0.1801	0.403051	0.006995	0.939
0.2	0.03	0.933031818	0.17	0.408	0.0075	0.933031818
0.2405	0.0381	0.9091	0.13355	0.427845	0.009525	0.9091
0.25	0.04	0.902641502	0.125	0.4325	0.01	0.902641502
0.2911	0.05233	0.8747	0.10078059	0.452639	0.0130825	0.8747
0.3	0.055	0.867888955	0.095536	0.457	0.01375	0.867888955
0.3418	0.08426	0.8359	0.07868224	0.477482	0.021065	0.8359
0.35	0.09	0.828931621	0.075376	0.4815	0.0225	0.828931621
0.3924	0.134096	0.7929	0.06493373	0.502276	0.033524	0.7929
0.4	0.142	0.785855731	0.063062	0.506	0.0355	0.785855731
0.443	0.19188	0.746	0.05354868	0.52707	0.04797	0.746
0.45	0.2	0.738986193	0.052	0.5305	0.05	0.738986193
0.4937	0.25244	0.6952	0.045008	0.551913	0.06311	0.6952
0.5	0.26	0.688426877	0.044	0.555	0.065	0.688426877
0.5443	0.32202	0.6408	0.03702275	0.576707	0.080505	0.6408
0.55	0.33	0.634255138	0.036125	0.5795	0.0825	0.634255138
0.5949	0.4015706	0.5827	0.02796577	0.601501	0.10039265	0.5827
0.6	0.4097	0.576523669	0.027039	0.604	0.102425	0.576523669
0.6456	0.5011736	0.5213	0.02054921	0.626344	0.1252934	0.5213
0.65	0.51	0.515656522	0.019923	0.6285	0.1275	0.515656522
0.6962	0.61164	0.4564	0.01815908	0.651138	0.15291	0.4564
0.7	0.62	0.451278261	0.018014	0.653	0.155	0.451278261
0.7468	0.72764	0.3882	0.0173251	0.675932	0.18191	0.3882
0.75	0.735	0.383693491	0.017278	0.6775	0.18375	0.383693491
0.7975	0.80625	0.3168	0.0169417	0.700775	0.2015625	0.3168
0.8	0.81	0.313114229	0.016924	0.702	0.2025	0.313114229
0.8481	0.86772	0.2422	0.01545791	0.725569	0.21693	0.2422
0.85	0.87	0.239282411	0.0154	0.7265	0.2175	0.239282411
0.8987	0.92357	0.1645	0.0148156	0.750363	0.2308925	0.1645
0.9	0.925	0.162428205	0.0148	0.751	0.23125	0.162428205
0.9494	0.9744	0.0837	0.01360748	0.775206	0.2436	0.0837
0.95	0.975	0.082459399	0.013593	0.7755	0.24375	0.082459399
0.96	0.985	0.061782719	0.011741	0.7804	0.24625	0.061782719
0.96205	0.98596104	0.057544	0.011171	0.7814045	0.24649026	0.057544
0.97	0.989688	0.041713759	0.0089605	0.7853	0.247422	0.041713759
0.9747	0.99180958	0.032355	0.00765367	0.787603	0.247952395	0.032355
0.98	0.994202	0.02227285	0.00618	0.7902	0.2485505	0.02227285
0.981025	0.99464398	0.020323	0.00578261	0.79070225	0.248660995	0.020323
0.985	0.996358	0.013994423	0.0042415	0.79265	0.2490895	0.013994423
0.98735	0.99720635	0.010253	0.00333041	0.7938015	0.249301588	0.010253
0.98988	0.99811968	0.006696	0.00234952	0.7950412	0.24952992	0.006696
0.99	0.998163	0.006555794	0.002303	0.7951	0.24954075	0.006555794
0.992	0.9988	0.004219036	0.0018424	0.79608	0.2497	0.004219036
0.99241	0.99890865	0.00374	0.00174798	0.7962809	0.249727163	0.00374
0.994	0.99933	0.002375617	0.0013818	0.79706	0.2498325	0.002375617
0.99494	0.99951283	0.001569	0.00116532	0.7975206	0.249878208	0.001569
0.996	0.999719	0.001064976	0.0009212	0.79804	0.24992975	0.001064976
0.99747	0.999877025	0.000366	0.00058266	0.7987603	0.249969256	0.000366
0.998	0.999934	0.000223549	0.0004606	0.79902	0.2499835	0.000223549
0.998735	0.999978835	0.000026	0.00029133	0.79938015	0.249994709	0.000026
0.999	0.999995	0.000020553	0.0002303	0.79951	0.24999875	0.000020553
1	1	0	0	0.8	0.25	0

ANEXO C
PROPIEDADES DEL POLIMERO PARA EL CAMPO YARIGUÍ-CANTAGALLO

Las siguientes **Tablas C1 Y C2** muestran el polímero a utilizar para el Campo Yariguí-Cantagallo.

Tabla C 1. Propiedades del polímero

poly ppm	Poly Mole frac	Ads, lbmole/ft ³ pv	mgr/g r rock	mgr/100 gr rock	Concentración lb/bl	%Peso	VISCOSIDAD (cP)	RRF
0	0.0000E+00	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.59800	1.000
500	1.1263E-06	0.00004	0.38062	38.06177	0.17530	0.05001	14.00000	2.692
1000	2.2525E-06	0.00005	0.43026	43.02635	0.35059	0.09996	37.10000	2.913
1500	3.3788E-06	0.00005	0.44982	44.98209	0.52589	0.14987	87.10000	3.000
2000	4.5050E-06	0.00005	0.46028	46.02819	0.70119	0.19972	149.35836	3.047
2500	5.6313E-06	0.00005	0.46680	46.67953	0.87648	0.24953	238.73038	3.075
3000	6.7575E-06	0.00005	0.47124	47.12410	1.05178	0.29929	357.50092	3.095

Tabla C 2. Tabla formato STARS

Tabla de Adsorción		Tabla Viscosidad del polímero	
Concentración % peso	mgr/100gr rock	Concentración % Peso	VISCOSIDAD (cP)
0.00000	0.00000	0.00000	0.59800
0.05001	38.06177	0.05001	14.00000
0.09996	43.02635	0.09996	37.10000
0.14987	44.98209	0.14987	87.10000
0.19972	46.02819	0.19972	149.35836
0.24953	46.67953	0.24953	238.73038
0.29929	47.12410	0.29929	357.50092

C.1 Volúmenes de inyección PF. Los volúmenes de inyección tomados para la inyección de polímero son los siguientes: 2.5%,5%,7.5%,10%,15%,20% y 25%, los cuales se pueden ver en las siguientes **Graficas**.

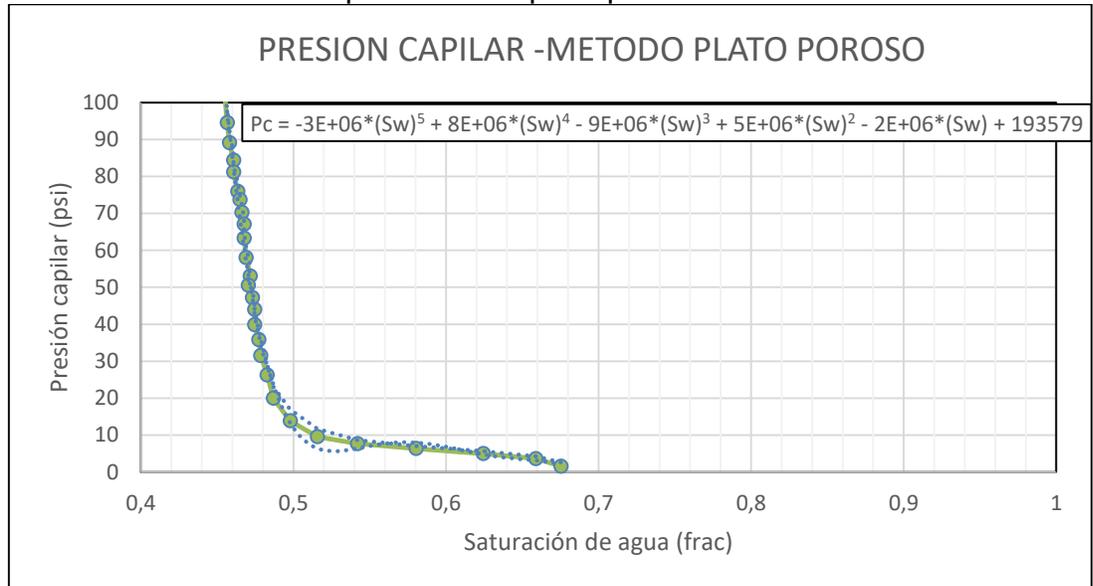
2016		2016	
Factor Volumen	2.50%	Factor Volumen	5.00%
Inyección	2500	Inyección	2500
Volumen Poroso(Bbls)	66,540,000.00	Volumen Poroso(Bbls)	66,540,000.00
Volumen Inyección (Bbls)	1,663,500.00	Volumen Inyección (Bbls)	3,327,000.00
Inyección(Días)	665.4	Inyección(Días)	1330.8
Inyección(Años)	1.8	Inyección(Años)	3.6
FECHA INICIO INYECCION	01/01/2016	FECHA INICIO INYECCION	01/01/2016
FECHA FIN INYECCION	27/10/2017	FECHA FIN INYECCION	23/08/2019
2016		2016	
Factor Volumen	7.50%	Factor Volumen	10.00%
Inyección	2500	Inyección	2500
Volumen Poroso(Bbls)	66,540,000.00	Volumen Poroso(Bbls)	66,540,000.00
Volumen Inyección (Bbls)	4,990,500.00	Volumen Inyección (Bbls)	6,654,000.00
Inyección(Días)	1996.2	Inyección(Días)	2661.6
Inyección(Años)	5.5	Inyección(Años)	7.3
FECHA INICIO INYECCION	01/01/2016	FECHA INICIO INYECCION	01/01/2016
FECHA FIN INYECCION	19/06/2021	FECHA FIN INYECCION	15/04/2023
2016		2016	
Factor Volumen	15.00%	Factor Volumen	20.00%
Inyección	2500	Inyección	2500
Volumen Poroso(Bbls)	66,540,000.00	Volumen Poroso(Bbls)	66,540,000.00
Volumen Inyección (Bbls)	9,981,000.00	Volumen Inyección (Bbls)	13,308,000.00
Inyección(Días)	3992.4	Inyección(Días)	5323.2
Inyección(Años)	10.9	Inyección(Años)	14.6
FECHA INICIO INYECCION	01/01/2016	FECHA INICIO INYECCION	01/01/2016
FECHA FIN INYECCION	06/12/2026	FECHA FIN INYECCION	29/07/2030
2016		2016	
Factor Volumen	25.00%	Factor Volumen	30.00%
Inyección	2500	Inyección	2500
Volumen Poroso(Bbls)	66,540,000.00	Volumen Poroso(Bbls)	66,540,000.00
Volumen Inyección (Bbls)	16,635,000.00	Volumen Inyección (Bbls)	19,962,000.00
Inyección(Días)	6654	Inyección(Días)	7984.8
Inyección(Años)	18.2	Inyección(Años)	21.9
FECHA INICIO INYECCION	01/01/2016	FECHA INICIO INYECCION	01/01/2016
FECHA FIN INYECCION	21/03/2034	FECHA FIN INYECCION	10/11/2037

ANEXO D PARAMETROS A CONSIDERAR DEL SURFACTANTE

D.1. DEL CALCULO DE LA IFT

La IFT fue calculada mediante la presión capilar determinada por medio del método del plato poroso en núcleo del Campo Yariguí Cantagallo, y posteriormente se realizó un promedio de las IFT.

Gráfica D 1. Presión capilar método plato poroso



Ecuación D 1. Calculo IFT

$$IFT = \frac{Pc * Rg}{2 * \cos(\phi * \frac{\pi}{180})}$$

Tabla D 1. IFT Promedio

Sw (frac)	Pc (psi)	Pc (dinas/cm)	Sigma Ow (dinas/cm)
0.5158	9.5239	656649.7039	47.1471
0.5419	7.7098	531572.3466	38.1666
0.5804	6.3491	437757.9064	31.4307
0.6244	4.988	343943.4663	24.6949
0.6588	3.628	250154.7147	17.9609
0.6753	1.587	109433.0545	7.85723

El promedio de la IFT calculada fue de 29.8 dinas/cm, el cual fue tomado como primer valor de IFT para Yariguí- Cantagallo.

D.2 PROPIEDADES SURFACTANTE

A continuación, se observan en la **Tabla D2** las propiedades de surfactante evaluado, con sus resultados escalados, sus respectivas conversiones para lograr una correcta incorporación en el simulador.

Tabla D 2. Propiedades del surfactante

Cs (ppm)	Cs (lb/bl)	Cs (%wt)	IFT (dyna/cm)	ad (mgS/100g rock)	IFT (dyna/cm) scale	ad (mgS/100g rock) scale
0	0	0	0.2	0	29.8	0
500	0.1752	0.0500	0.13	45.6790	19.37	43.775
1500	0.5258	0.1498	0.02	78.2309	2.98	74.971
3500	1.2270	0.3489	0.0015	103.300	0.2235	98.995
5000	1.7529	0.4978	0.001	113.833	0.149	109.090

Tabla D 3. Propiedades biosurfactante

Sor	Swirr	Krw	Sorn	Swirr n	Krw n	Sor fix	Swirr fix	Krw fix
0.3908	0.3193	0.7	1	1	1	0.2	0.31064572	0.17
0.3938	0.3343	0.554	1.00767656	1.04697776	0.79142857	0.20153531	0.32523917	0.13454286
0.34694	0.3838	0.425	0.88776868	1.20200438	0.60714286	0.17755374	0.37339752	0.10321429
0.2888	0.4093	0.225	0.73899693	1.28186658	0.32142857	0.14779939	0.39820637	0.05464286

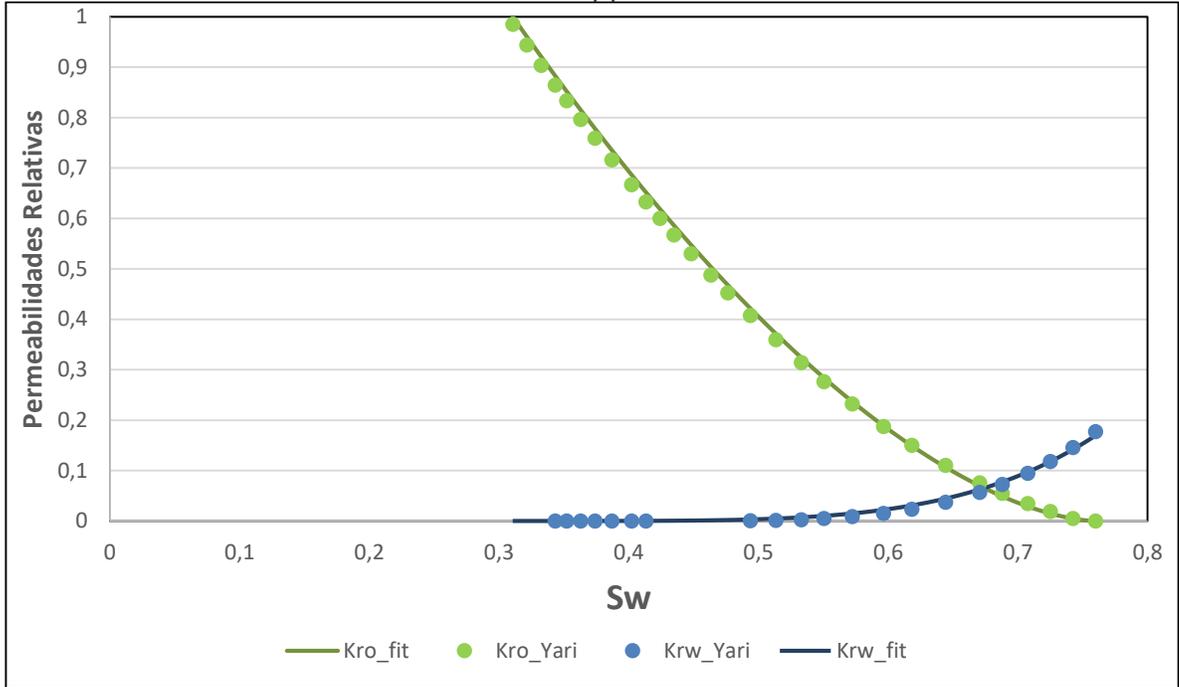
D.3 Tabla de permeabilidades relativas – exponentes del agua, petróleo y gas.

Las tablas de permeabilidades relativas mostradas a continuación, son necesarias para generar la interpolación necesaria entre la curva tipo base (0ppm) y así poder observar el efecto del surfactante respecto a los demás esquemas de inyección.

➤ Curva base Yariguí-Cantagallo, OPPM

Concentración 0 ppm			
Sgr	0.04	Sgmax	0.510645724
Swirr	0.310645724	Krg	0.3
Sor	0.2	Kro at Swirr	1
Swmax	0.76	Kw at Swmax	0.17
Swc	0.310645724	Nw	4.5
SL max	0.96	No	1.65
SLr	0.489354276	Ng	2
		Krog	1
		Nog	2.5

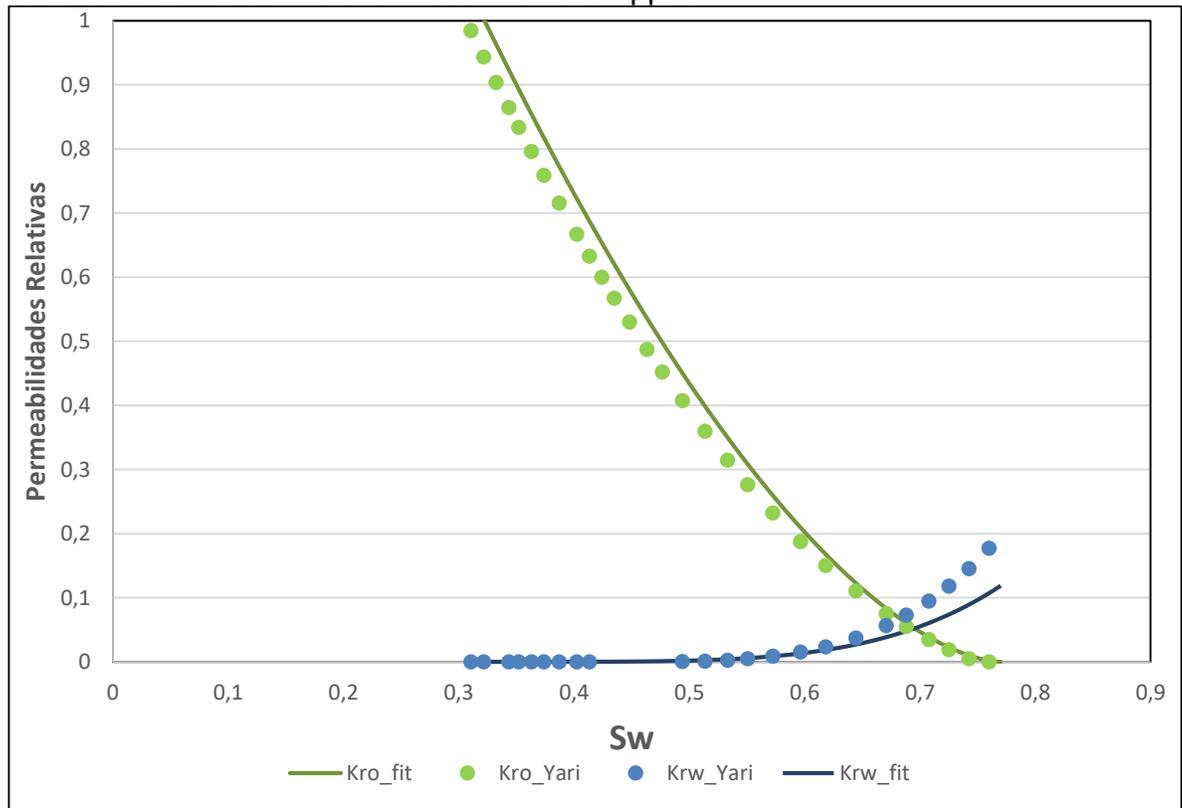
Gráfica D 2. Permeabilidades relativas 0 ppm



➤ **Curva base Yariguí-Cantagallo, 500PPM**

Concentración 500 ppm			
Sgr	0.04	Sgmax	0.512294939
Swirr	0.322294939	Krg	0.3
Sor	0.19	Kro at Swirr	1
Swmax	0.77	Kw at Swmax	0.118714286
Swc	0.322294939	Nw	4.5
SL max	0.96	No	1.65
SLr	0.487705061	Ng	2
		Krog	1
		Nog	2.5

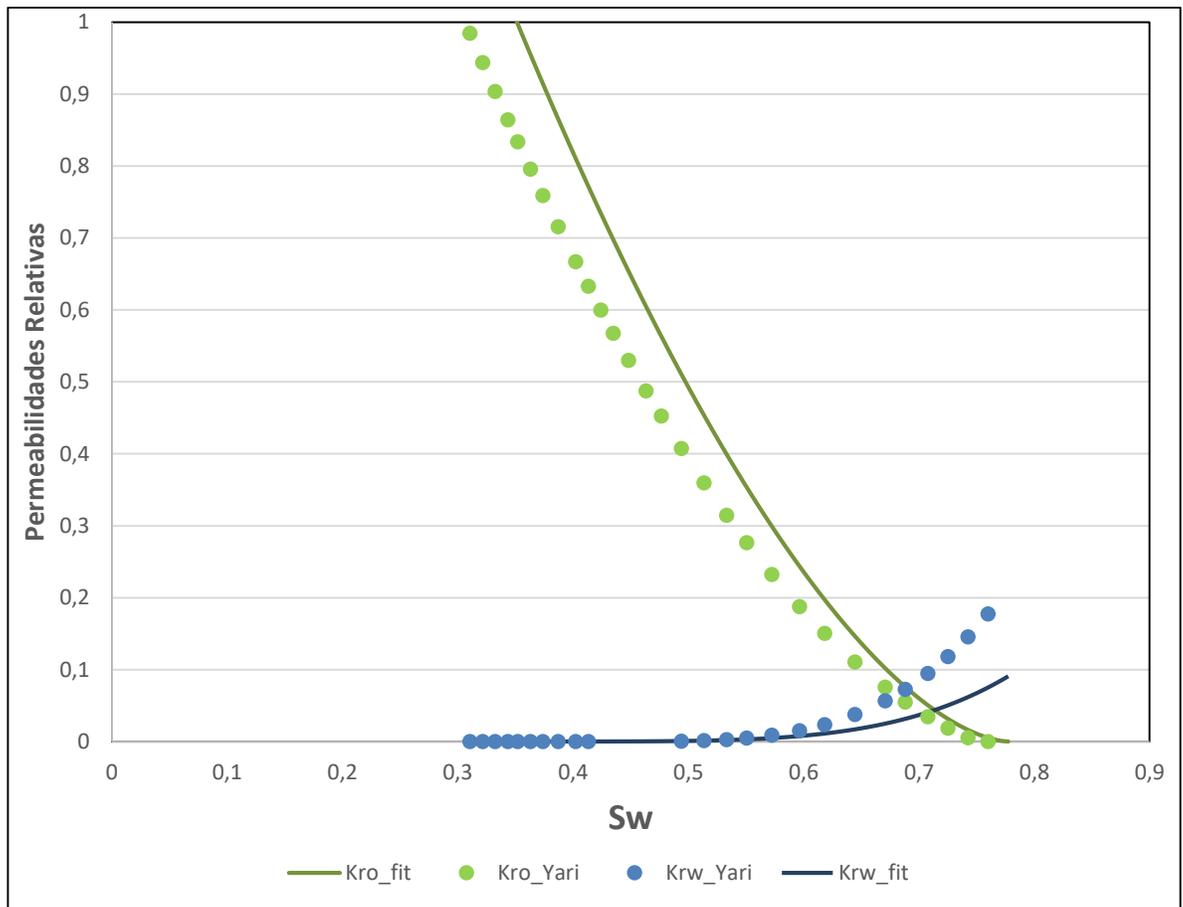
Gráfica D 3. Permeabilidades relativas 500 ppm



➤ **Curva base Yariguí-Cantagallo, 1500PPM**

Concentración 1500 ppm			
Sgr	0.04	Sgmax	0.533917976
Swirr	0.351417976	Krg	0.3
Sor	0.1825	Kro at Swirr	1
Swmax	0.7775	Kw at Swmax	0.091071429
Swc	0.351417976	Nw	4.5
SL max	0.96	No	1.65
SLr	0.466082024	Ng	2
		Krog	1
		Nog	2.5

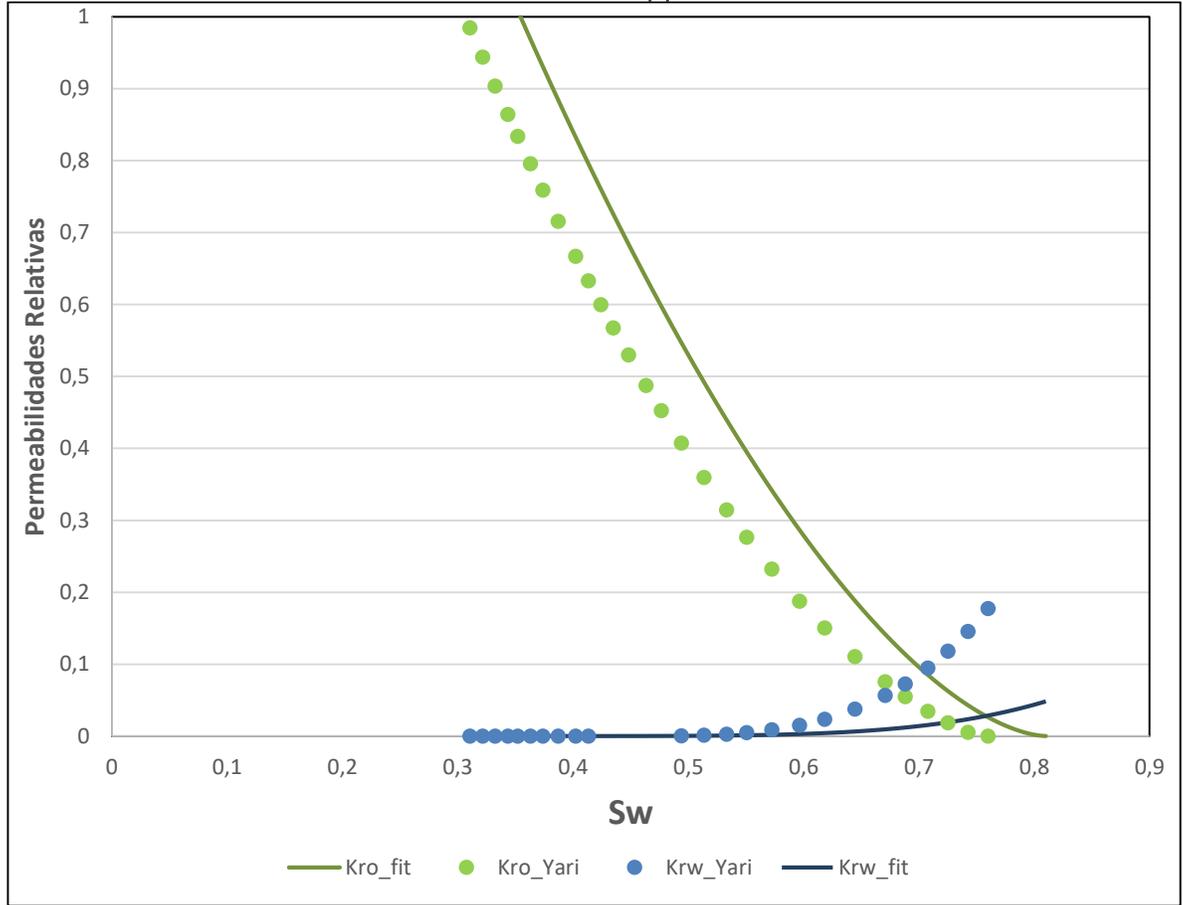
Gráfica D 4. Permeabilidades relativas 1500 ppm



➤ **Curva base Yariguí-Cantagallo, 3500PPM**

Concentración 3500ppm			
Sgr	0.04	Sgmax	0.504330279
Swirr	0.354330279	Krg	0.3
Sor	0.15	Kro at Swirr	1
Swmax	0.81	Kw at Swmax	0.048214286
Swc	0.354330279	Nw	4.5
SL max	0.96	No	1.65
SLr	0.495669721	Ng	2
		Krog	1
		Nog	2.5

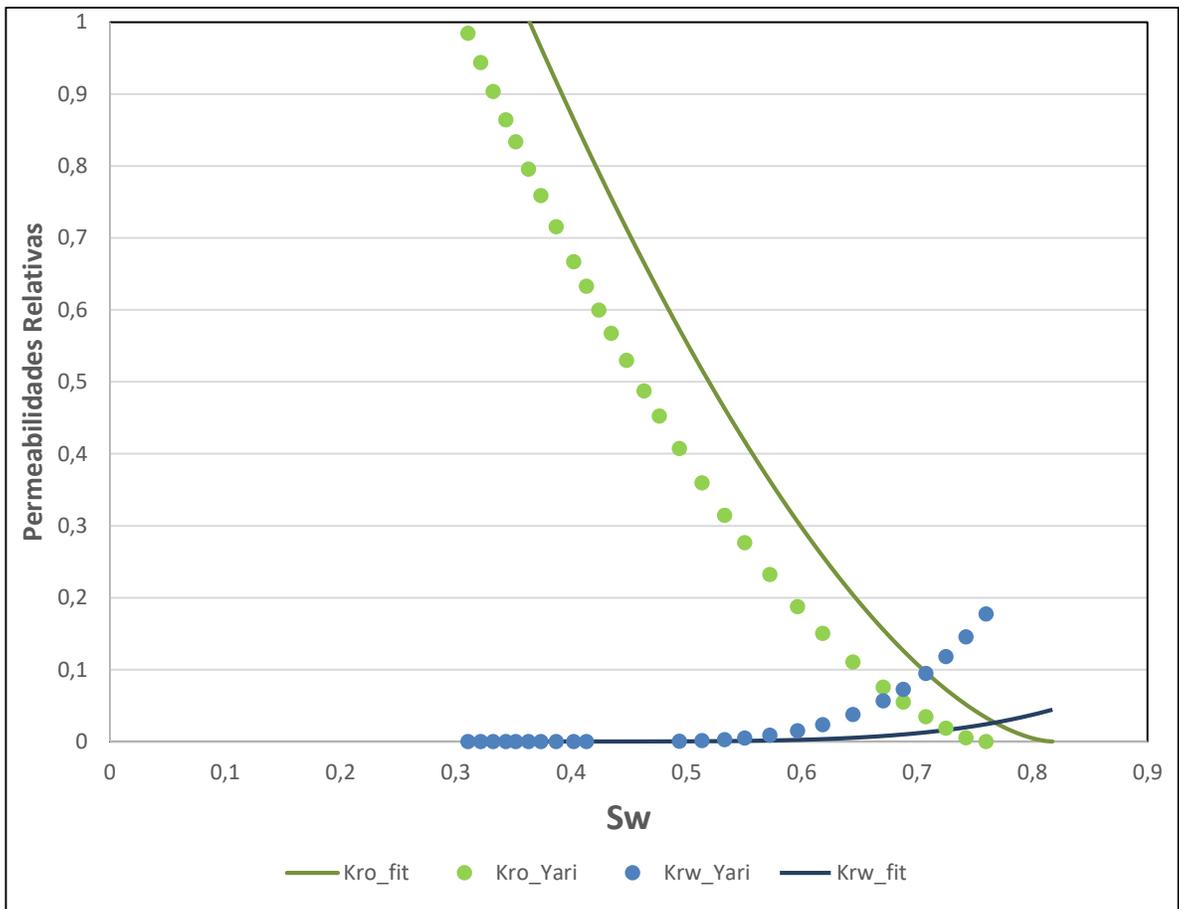
Gráfica D 3. Permeabilidades relativas 3500 ppm



➤ **Curva base Yariguí-Cantagallo, 5000PPM**

Concentración 5000 ppm			
Sgr	0.04	Sgmax	0.506537958
Swirr	0.364037958	Krg	0.3
Sor	0.1425	Kro at Swirr	1
Swmax	0.8175	Kw at Swmax	0.044571429
Swc	0.364037958	Nw	4.5
SL max	0.96	No	1.65
SLr	0.493462042	Ng	2
		Krog	1
		Nog	2.5

Gráfica D 4. Permeabilidades relativas 5000 ppm



D 4. Método de Langmuir. Este método es utilizado para realizar el cálculo de las adsorciones del componente a utilizar ya sea surfactante polímero, en este caso la adsorción requerida será la del surfactante.

Tabla D 4. Datos iniciales

Surfactante						
g/c m ³	Porosidad	Surfactante Mw, g/mol	Máxima Adsorción del poly	Concentración ppm	Concentración, (lb/bl)	Concentración, (wt)
2.65	0.1654	299.41	1.13E-01	5000	1.7529	0.0049

Tabla D 5. Adsorciones máximas surfactante

Field Unit	
Simulation Input Field Unit	
ADMAXT	1.336000E-01 ***lbmol/ft3

ADRT	1.336000E-01	
***Tad1	Tad2	Tad3
267.200	0	1.000000E+03

Tabla D 6. Datos propiedades del surfactante

Surfac ppm	Surfac Mole frac	Ads, lbmole/ft3pv	mgr/gr rock	Wt%	Mass fraction	IFT
0	0.00E+00	0.000E+00	0.00000	0.00E+00	0.00E+00	29
556	3.35E-05	8.649E-03	3.102	5.56E-02	0.00051	18.0215
1111	6.69E-05	1.673E-02	6.010	1.11E-01	0.00115	3.8804
1667	1.00E-04	2.4477E-02	8.743	1.66E-01	0.00162	1.5803
2222	1.34E-04	3.296E-02	11.349	2.22E-01	0.00225	0.8358
2778	1.67E-04	3.8102E-02	13.254	2.77E-01	0.00274	0.5099
3333	2.01E-04	4.4382E-02	16.950	3.32E-01	0.00331	0.3408
3889	2.34E-04	5.0688E-02	18.1237	3.88E-01	0.00384	0.2415
4444	2.68E-04	5.6407E-02	20.2099	4.43E-01	0.00447	0.1792
5000	3.01E-04	6.1821E-02	22.1416	4.98E-01	0.00499	0.1385

ANEXO E SENSIBILIDADES SURFACTANTE Y BIOSURFACTANTE – VOLUMENES DE INYECCIÓN

Para las sensibilidades de surfactante y biosurfactante, se tuvo en cuenta el tamaño de bache (3%,5%,7.5% y 10%) a diferentes concentraciones 1000ppm, 2500ppm, 5000ppm, 50000ppm, 500000ppm y 5000000ppm y a diferentes métodos de inyección como Micelar y Segregado.

E.1 Sensibilidades método de inyección (MICELAR) – BACHE 3%.

Datos surfactante		Datos surfactante	
Factor Volumen Surf	3.00%	Factor Volumen Surf	3.00%
Volumen Inyección (Bbls) Surf	1,996,200.00	Volumen Inyección (Bbls) Surf	1,996,200.00
Inyección(Días) S	798.48	Inyección(Días) S	798.48
Inyección(Años) S	2.2	Inyección(Años) S	2.2
FECHA INICIO INYECCION S	01/01/2016	FECHA INICIO INYECCION S	01/01/2016
FECHA FIN INYECCION S	09/03/2018	FECHA FIN INYECCION S	09/03/2018
Cs(ppm)	1000	Cs(ppm)	2500
Cs(lb/bl)	0.350593001	Cs(lb/bl)	0.876482504
Cs(Mole Frac)	6.34361E-05	Cp(Mole Frac)	0.000158575
ms(lb)	699,853.75	ms(lb)	1,749,634.37
Datos polimero		Datos polimero	
Factor Volumen Polimer	10.00%	Factor Volumen Polimer	10.00%
Volumen Inyección (Bbls) Poly	6,654,000.00	Volumen Inyección (Bbls) Poly	6,654,000.00
Inyección(Días)	2661.6	Inyección(Días)	2661.6
Inyección(Años)	7.3	Inyección(Años)	7.3
FECHA INICIO INYECCION	10/03/2018	FECHA INICIO INYECCION	10/03/2018
FECHA FIN INYECCION	23/06/2025	FECHA FIN INYECCION	23/06/2025
Cp(ppm)	500	Cp(ppm)	500
Cp(lb/bl)	0.175296501	Cp(lb/bl)	0.175296501
Cp(Mole Frac)	1.18709E-06	Cp(Mole Frac)	1.18697E-06
mp(lb)	1,166,422.92	mp(lb)	1,166,422.92
2016		2016	
Volumen Poroso(Bbls)	66,540,000.00	Volumen Poroso(Bbls)	66,540,000.00
Tasa de Inyección (bwpd)	2500	Tasa de Inyección (bwpd)	2500
Datos surfactante Micelar		Datos surfactante Micelar	
Factor Volumen Surf_Pol	13.00%	Factor Volumen Surf_Pol	13.00%
Volumen Inyección (Bbls) Surf-Pol	8,650,200.00	Volumen Inyección (Bbls) Surf-Pol	8,650,200.00
mp(lb)	1,166,422.92	mp(lb)	1,166,422.92
ms(lb)	699,853.75	ms(lb)	1,749,634.37
Inyección(Días) SP	3460.08	Inyección(Días) SP	3460.08
Inyección(Años) SP	9.5	Inyección(Años) SP	9.5
FECHA INICIO INYECCION S	01/01/2016	FECHA INICIO INYECCION S	01/01/2016
FECHA FIN INYECCION S	22/06/2025	FECHA FIN INYECCION S	22/06/2025

Datos surfactante	
Factor Volumen Surf	3.00%
Volumen Inyección (Bbls) Sur	1,996,200.00
Inyección(Días) S	798.48
Inyección(Años) S	2.2
FECHA INICIO INYECCION	01/01/2016
FECHA FIN INYECCION S	09/03/2018
Cs(ppm)	5000
Cs(lb/bl)	1.752965007
Cp(Mole Frac)	0.0003171
ms(lb)	3,499,268.75

Datos polimero	
Factor Volumen Polimer	10.00%
Volumen Inyección (Bbls) Pol	6,654,000.00
Inyección(Días)	2661.6
Inyección(Años)	7.3
FECHA INICIO INYECCION	10/03/2018
FECHA FIN INYECCION	23/06/2025
Cp(ppm)	500
Cp(lb/bl)	0.175296501
Cp(Mole Frac)	1.18679E-06
mp(lb)	1,166,422.92

2016	
Volumen Poroso(Bbls)	66,540,000.00
Tasa de Inyección (bwpc)	2500

Datos surfactante Micelar	
Factor Volumen Surf_Pc	13.00%
Volumen Inyección (Bbls) Sur	8,650,200.00
mp(lb)	1,166,422.92
ms(lb)	3,499,268.75
Inyección(Días) SP	3460.08
Inyección(Años) SP	9.5
FECHA INICIO INYECCION	01/01/2016
FECHA FIN INYECCION S	22/06/2025

Datos surfactante	
Factor Volumen Surf	3.00%
Volumen Inyección (Bbls) Sur	1,996,200.00
Inyección(Días) S	798.48
Inyección(Años) S	2.2
FECHA INICIO INYECCION	01/01/2016
FECHA FIN INYECCION S	09/03/2018
Cs(ppm)	50000
Cs(lb/bl)	17.52965007
Cp(Mole Frac)	0.003161976
ms(lb)	34,992,687.47

Datos polimero	
Factor Volumen Polimer	10.00%
Volumen Inyección (Bbls) Pol	6,654,000.00
Inyección(Días)	2661.6
Inyección(Años)	7.3
FECHA INICIO INYECCION	10/03/2018
FECHA FIN INYECCION	23/06/2025
Cp(ppm)	500
Cp(lb/bl)	0.175296501
Cp(Mole Frac)	1.18341E-06
mp(lb)	1,166,422.92

2016	
Volumen Poroso(Bbls)	66,540,000.00
Tasa de Inyección (bwpc)	2500

Datos surfactante Micelar	
Factor Volumen Surf_Pc	13.00%
Volumen Inyección (Bbls) Sur	8,650,200.00
mp(lb)	1,166,422.92
ms(lb)	34,992,687.47
Inyección(Días) SP	3460.08
Inyección(Años) SP	9.5
FECHA INICIO INYECCION	01/01/2016
FECHA FIN INYECCION S	22/06/2025

Datos surfactante	
Factor Volumen Surf	3.00%
Volumen Inyección (Bbls) Sur	1,996,200.00
Inyección(Días) S	798.48
Inyección(Años) S	2.2
FECHA INICIO INYECCION S	01/01/2016
FECHA FIN INYECCION S	09/03/2018
Cs(ppm)	500000
Cs(lb/bl)	175.2965007
Cp(Mole Frac)	0.030744831
ms(lb)	349,926,874.72

Datos polimero	
Factor Volumen Polimer	10.00%
Volumen Inyección (Bbls) Pol	6,654,000.00
Inyección(Días)	2661.6
Inyección(Años)	7.3
FECHA INICIO INYECCION S	10/03/2018
FECHA FIN INYECCION S	23/06/2025
Cp(ppm)	500
Cp(lb/bl)	0.175296501
Cp(Mole Frac)	1.15066E-06
mp(lb)	1,166,422.92

2016	
Volumen Poroso(Bbls)	66,540,000.00
Tasa de Inyección (bwpc)	2500

Datos surfactante Micelar	
Factor Volumen Surf_Pc	13.00%
Volumen Inyección (Bbls) Sur	8,650,200.00
mp(lb)	1,166,422.92
ms(lb)	349,926,874.72
Inyección(Días) SP	3460.08
Inyección(Años) SP	9.5
FECHA INICIO INYECCION S	01/01/2016
FECHA FIN INYECCION S	22/06/2025

Datos surfactante	
Factor Volumen Surf	3.00%
Volumen Inyección (Bbls) Sur	1,996,200.00
Inyección(Días) S	798.48
Inyección(Años) S	2.2
FECHA INICIO INYECCION S	01/01/2016
FECHA FIN INYECCION S	09/03/2018
Cs(ppm)	5000000
Cs(lb/bl)	1752.965007
Cp(Mole Frac)	0.240814185
ms(lb)	3,499,268,747.16

Datos polimero	
Factor Volumen Polimer	10.00%
Volumen Inyección (Bbls) Pol	6,654,000.00
Inyección(Días)	2661.6
Inyección(Años)	7.3
FECHA INICIO INYECCION S	10/03/2018
FECHA FIN INYECCION S	23/06/2025
Cp(ppm)	500
Cp(lb/bl)	0.175296501
Cp(Mole Frac)	9.01277E-07
mp(lb)	1,166,422.92

2016	
Volumen Poroso(Bbls)	66,540,000.00
Tasa de Inyección (bwpc)	2500

Datos surfactante Micelar	
Factor Volumen Surf_Pc	13.00%
Volumen Inyección (Bbls) Sur	8,650,200.00
mp(lb)	1,166,422.92
ms(lb)	3,499,268,747.16
Inyección(Días) SP	3460.08
Inyección(Años) SP	9.5
FECHA INICIO INYECCION S	01/01/2016
FECHA FIN INYECCION S	22/06/2025

E.2 Sensibilidades método de inyección (SEREGADO YSP+P) – BACHE 3%.

2016	
Volumen Poroso(Bbbs)	66,540,000.00
Tasa de Inyección (bwpc)	2500
Datos surfactante	
Factor Volumen Surf	3.00%
Volumen Inyección (Bbbs) Surf	1,996,200.00
Inyección(Días) S	798.48
Inyección(Años) S	2.2
FECHA INICIO INYECCION S	01/01/2016
FECHA FIN INYECCION S	09/03/2018
Cs(ppm)	1000
Cs(lb/bl)	0.350593001
Cs(Mole Frac)	6.34361E-05
ms(lb)	699,853.75
Datos polimero	
Factor Volumen Polimer	10.00%
Volumen Inyección (Bbbs) Poly	6,654,000.00
Inyección(Días)	2661.6
Inyección(Años)	7.3
FECHA INICIO INYECCION	10/03/2018
FECHA FIN INYECCION	23/06/2025
Cp(ppm)	500
Cp(lb/bl)	0.175296501
Cp(Mole Frac)	1.18709E-06
mp(lb)	1,166,422.92

2016	
Volumen Poroso(Bbbs)	66,540,000.00
Tasa de Inyección (bwpc)	2500
Datos surfactante	
Factor Volumen Surf	3.00%
Volumen Inyección (Bbbs) Surf	1,996,200.00
Inyección(Días) S	798.48
Inyección(Años) S	2.2
FECHA INICIO INYECCION S	01/01/2016
FECHA FIN INYECCION S	09/03/2018
Cs(ppm)	2500
Cs(lb/bl)	0.876482504
Cp(Mole Frac)	0.000158575
ms(lb)	1,749,634.37
Datos polimero	
Factor Volumen Polimer	10.00%
Volumen Inyección (Bbbs) Poly	6,654,000.00
Inyección(Días)	2661.6
Inyección(Años)	7.3
FECHA INICIO INYECCION	10/03/2018
FECHA FIN INYECCION	23/06/2025
Cp(ppm)	500
Cp(lb/bl)	0.175296501
Cp(Mole Frac)	1.18697E-06
mp(lb)	1,166,422.92

2016	
Volumen Poroso(Bbbs)	66,540,000.00
Tasa de Inyección (bwpc)	2500
Datos surfactante	
Factor Volumen Surf	3.00%
Volumen Inyección (Bbbs) Surf	1,996,200.00
Inyección(Días) S	798.48
Inyección(Años) S	2.2
FECHA INICIO INYECCION S	01/01/2016
FECHA FIN INYECCION S	09/03/2018
Cs(ppm)	5000
Cs(lb/bl)	1.752965007
Cp(Mole Frac)	0.0003171
ms(lb)	3,499,268.75
Datos polimero	
Factor Volumen Polimer	10.00%
Volumen Inyección (Bbbs) Poly	6,654,000.00
Inyección(Días)	2661.6
Inyección(Años)	7.3
FECHA INICIO INYECCION	10/03/2018
FECHA FIN INYECCION	23/06/2025
Cp(ppm)	500
Cp(lb/bl)	0.175296501
Cp(Mole Frac)	1.18679E-06
mp(lb)	1,166,422.92

2016	
Volumen Poroso(Bbbs)	66,540,000.00
Tasa de Inyección (bwpc)	2500
Datos surfactante	
Factor Volumen Surf	3.00%
Volumen Inyección (Bbbs) Surf	1,996,200.00
Inyección(Días) S	798.48
Inyección(Años) S	2.2
FECHA INICIO INYECCION S	01/01/2016
FECHA FIN INYECCION S	09/03/2018
Cs(ppm)	50000
Cs(lb/bl)	17.52965007
Cp(Mole Frac)	0.003161976
ms(lb)	34,992,687.47
Datos polimero	
Factor Volumen Polimer	10.00%
Volumen Inyección (Bbbs) Poly	6,654,000.00
Inyección(Días)	2661.6
Inyección(Años)	7.3
FECHA INICIO INYECCION	10/03/2018
FECHA FIN INYECCION	23/06/2025
Cp(ppm)	500
Cp(lb/bl)	0.175296501
Cp(Mole Frac)	1.18341E-06
mp(lb)	1,166,422.92

2016	
Volumen Poroso(Bbls)	66,540,000.00
Tasa de Inyección (bwpc)	2500
Datos surfactante	
Factor Volumen Surf	3.00%
Volumen Inyección (Bbls) Surf	1,996,200.00
Inyección(Días) S	798.48
Inyección(Años) S	2.2
FECHA INICIO INYECCION S	01/01/2016
FECHA FIN INYECCION S	09/03/2018
Cs(ppm)	500000
Cs(lb/bl)	175.2965007
Cp(Mole Frac)	0.030744831
ms(lb)	349,926,874.72
Datos polimero	
Factor Volumen Polimer	10.00%
Volumen Inyección (Bbls) Pol	6,654,000.00
Inyección(Días)	2661.6
Inyección(Años)	7.3
FECHA INICIO INYECCION S	10/03/2018
FECHA FIN INYECCION S	23/06/2025
Cp(ppm)	500
Cp(lb/bl)	0.175296501
Cp(Mole Frac)	1.15066E-06
mp(lb)	1,166,422.92

2016	
Volumen Poroso(Bbls)	66,540,000.00
Tasa de Inyección (bwpc)	2500
Datos surfactante	
Factor Volumen Surf	3.00%
Volumen Inyección (Bbls) Surf	1,996,200.00
Inyección(Días) S	798.48
Inyección(Años) S	2.2
FECHA INICIO INYECCION S	01/01/2016
FECHA FIN INYECCION S	09/03/2018
Cs(ppm)	5000000
Cs(lb/bl)	1752.965007
Cp(Mole Frac)	0.240814185
ms(lb)	3,499,268,747.16
Datos polimero	
Factor Volumen Polimer	10.00%
Volumen Inyección (Bbls) Pol	6,654,000.00
Inyección(Días)	2661.6
Inyección(Años)	7.3
FECHA INICIO INYECCION S	10/03/2018
FECHA FIN INYECCION S	23/06/2025
Cp(ppm)	500
Cp(lb/bl)	0.175296501
Cp(Mole Frac)	9.01277E-07
mp(lb)	1,166,422.92

E.3 Sensibilidades método de inyección (MICELAR) – BACHE 5%.

Datos surfactante		Datos surfactante	
Factor Volumen Surf	5.00%	Factor Volumen Surf	5.00%
Volumen Inyección (Bbbs) Sur	3,327,000.00	Volumen Inyección (Bbbs) Sur	3,327,000.00
Inyección(Días) S	1330.8	Inyección(Días) S	1330.8
Inyección(Años) S	3.6	Inyección(Años) S	3.6
FECHA INICIO INYECCION S	01/01/2016	FECHA INICIO INYECCION S	01/01/2016
FECHA FIN INYECCION S	23/08/2019	FECHA FIN INYECCION S	23/08/2019
Cs(ppm)	1000	Cs(ppm)	2500
Cs(lb/bl)	0.350593001	Cs(lb/bl)	0.876482504
Cp(Mole Frac)	6.34361E-05	Cp(Mole Frac)	0.000158575
ms(lb)	1,166,422.92	ms(lb)	2,916,057.29
Datos polimero		Datos polimero	
Factor Volumen Polimer	10.00%	Factor Volumen Polimer	10.00%
Volumen Inyección (Bbbs) Pol	6,654,000.00	Volumen Inyección (Bbbs) Pol	6,654,000.00
Inyección(Días)	2661.6	Inyección(Días)	2661.6
Inyección(Años)	7.3	Inyección(Años)	7.3
FECHA INICIO INYECCION S	24/08/2019	FECHA INICIO INYECCION S	24/08/2019
FECHA FIN INYECCION S	07/12/2026	FECHA FIN INYECCION S	07/12/2026
Cp(ppm)	500	Cp(ppm)	500
Cp(lb/bl)	0.175296501	Cp(lb/bl)	0.175296501
Cp(Mole Frac)	1.18709E-06	Cp(Mole Frac)	1.18697E-06
mp(lb)	1,166,422.92	mp(lb)	1,166,422.92
2016		2016	
Volumen Poroso(Bbbs)	66,540,000.00	Volumen Poroso(Bbbs)	66,540,000.00
Tasa de Inyección (bwpc)	2500	Tasa de Inyección (bwpc)	2500
Datos surfactante Micelar		Datos surfactante Micelar	
Factor Volumen Surf_Pc	15.00%	Factor Volumen Surf_Pc	15.00%
Volumen Inyección (Bbbs) Sur	9,981,000.00	Volumen Inyección (Bbbs) Sur	9,981,000.00
mp(lb)	1,166,422.92	mp(lb)	1,166,422.92
ms(lb)	1,166,422.92	ms(lb)	2,916,057.29
Inyección(Días) SP	3992.4	Inyección(Días) SP	3992.4
Inyección(Años) SP	10.9	Inyección(Años) SP	10.9
FECHA INICIO INYECCION S	01/01/2016	FECHA INICIO INYECCION S	01/01/2016
FECHA FIN INYECCION S	06/12/2026	FECHA FIN INYECCION S	06/12/2026

Datos surfactante	
Factor Volumen Surf	5.00%
Volumen Inyección (Bbls) Sur	3,327,000.00
Inyección(Días) S	1330.8
Inyección(Años) S	3.6
FECHA INICIO INYECCION	01/01/2016
FECHA FIN INYECCION S	23/08/2019
Cs(ppm)	5000
Cs(lb/bl)	1.752965007
Cp(Mole Frac)	0.0003171
ms(lb)	5,832,114.58

Datos polimero	
Factor Volumen Polimer	10.00%
Volumen Inyección (Bbls) Pol	6,654,000.00
Inyección(Días)	2661.6
Inyección(Años)	7.3
FECHA INICIO INYECCION	24/08/2019
FECHA FIN INYECCION	07/12/2026
Cp(ppm)	500
Cp(lb/bl)	0.175296501
Cp(Mole Frac)	1.18679E-06
mp(lb)	1,166,422.92

2016	
Volumen Poroso(Bbls)	66,540,000.00
Tasa de Inyección (bwpc)	2500

Datos surfactante Micelar	
Factor Volumen Surf_Pc	15.00%
Volumen Inyección (Bbls) Sur	9,981,000.00
mp(lb)	1,166,422.92
ms(lb)	5,832,114.58
Inyección(Días) SP	3992.4
Inyección(Años) SP	10.9
FECHA INICIO INYECCION	01/01/2016
FECHA FIN INYECCION S	06/12/2026

Datos surfactante	
Factor Volumen Surf	5.00%
Volumen Inyección (Bbls) Sur	3,327,000.00
Inyección(Días) S	1330.8
Inyección(Años) S	3.6
FECHA INICIO INYECCION	01/01/2016
FECHA FIN INYECCION S	23/08/2019
Cs(ppm)	50000
Cs(lb/bl)	17.52965007
Cp(Mole Frac)	0.003161976
ms(lb)	58,321,145.79

Datos polimero	
Factor Volumen Polimer	10.00%
Volumen Inyección (Bbls) Pol	6,654,000.00
Inyección(Días)	2661.6
Inyección(Años)	7.3
FECHA INICIO INYECCION	24/08/2019
FECHA FIN INYECCION	07/12/2026
Cp(ppm)	500
Cp(lb/bl)	0.175296501
Cp(Mole Frac)	1.18341E-06
mp(lb)	1,166,422.92

2016	
Volumen Poroso(Bbls)	66,540,000.00
Tasa de Inyección (bwpc)	2500

Datos surfactante Micelar	
Factor Volumen Surf_Pc	15.00%
Volumen Inyección (Bbls) Sur	9,981,000.00
mp(lb)	1,166,422.92
ms(lb)	58,321,145.79
Inyección(Días) SP	3992.4
Inyección(Años) SP	10.9
FECHA INICIO INYECCION	01/01/2016
FECHA FIN INYECCION S	06/12/2026

Datos surfactante	
Factor Volumen Surf	5.00%
Volumen Inyección (Bbls) Sur	3,327,000.00
Inyección(Días) S	1330.8
Inyección(Años) S	3.6
FECHA INICIO INYECCION S	01/01/2016
FECHA FIN INYECCION S	23/08/2019
Cs(ppm)	500000
Cs(lb/bl)	175.2965007
Cp(Mole Frac)	0.030744831
ms(lb)	583,211,457.86

Datos polimero	
Factor Volumen Polimer	10.00%
Volumen Inyección (Bbls) Pol	6,654,000.00
Inyección(Días)	2661.6
Inyección(Años)	7.3
FECHA INICIO INYECCION S	24/08/2019
FECHA FIN INYECCION S	07/12/2026
Cp(ppm)	500
Cp(lb/bl)	0.175296501
Cp(Mole Frac)	1.15066E-06
mp(lb)	1,166,422.92

2016	
Volumen Poroso(Bbls)	66,540,000.00
Tasa de Inyección (bwpc)	2500

Datos surfactante Micelar	
Factor Volumen Surf_Pc	15.00%
Volumen Inyección (Bbls) Sur	9,981,000.00
mp(lb)	1,166,422.92
ms(lb)	583,211,457.86
Inyección(Días) SP	3992.4
Inyección(Años) SP	10.9
FECHA INICIO INYECCION S	01/01/2016
FECHA FIN INYECCION S	06/12/2026

Datos surfactante	
Factor Volumen Surf	5.00%
Volumen Inyección (Bbls) Sur	3,327,000.00
Inyección(Días) S	1330.8
Inyección(Años) S	3.6
FECHA INICIO INYECCION S	01/01/2016
FECHA FIN INYECCION S	23/08/2019
Cs(ppm)	5000000
Cs(lb/bl)	1752.965007
Cp(Mole Frac)	0.240814185
ms(lb)	5,832,114,578.61

Datos polimero	
Factor Volumen Polimer	10.00%
Volumen Inyección (Bbls) Pol	6,654,000.00
Inyección(Días)	2661.6
Inyección(Años)	7.3
FECHA INICIO INYECCION S	24/08/2019
FECHA FIN INYECCION S	07/12/2026
Cp(ppm)	500
Cp(lb/bl)	0.175296501
Cp(Mole Frac)	9.01277E-07
mp(lb)	1,166,422.92

2016	
Volumen Poroso(Bbls)	66,540,000.00
Tasa de Inyección (bwpc)	2500

Datos surfactante Micelar	
Factor Volumen Surf_Pc	15.00%
Volumen Inyección (Bbls) Sur	9,981,000.00
mp(lb)	1,166,422.92
ms(lb)	5,832,114,578.61
Inyección(Días) SP	3992.4
Inyección(Años) SP	10.9
FECHA INICIO INYECCION S	01/01/2016
FECHA FIN INYECCION S	06/12/2026

E.4 Sensibilidades método de inyección (SEREGADO YSP+P) – BACHE 5%.

2016	
Volumen Poroso(Bbbs)	66,540,000.00
Tasa de Inyección (bwpc)	2500
Datos surfactante	
Factor Volumen Surf	5.00%
Volumen Inyección (Bbbs) Surf	3,327,000.00
Inyección(Días) S	1330.8
Inyección(Años) S	3.6
FECHA INICIO INYECCION S	01/01/2016
FECHA FIN INYECCION S	23/08/2019
Cs(ppm)	1000
Cs(lb/bl)	0.350593001
Cp(Mole Frac)	6.34361E-05
ms(lb)	1,166,422.92
Datos polimero	
Factor Volumen Polimer	10.00%
Volumen Inyección (Bbbs) Pol	6,654,000.00
Inyección(Días)	2661.6
Inyección(Años)	7.3
FECHA INICIO INYECCION S	24/08/2019
FECHA FIN INYECCION S	07/12/2026
Cp(ppm)	500
Cp(lb/bl)	0.175296501
Cp(Mole Frac)	1.18709E-06
mp(lb)	1,166,422.92

2016	
Volumen Poroso(Bbbs)	66,540,000.00
Tasa de Inyección (bwpc)	2500
Datos surfactante	
Factor Volumen Surf	5.00%
Volumen Inyección (Bbbs) Surf	3,327,000.00
Inyección(Días) S	1330.8
Inyección(Años) S	3.6
FECHA INICIO INYECCION S	01/01/2016
FECHA FIN INYECCION S	23/08/2019
Cs(ppm)	2500
Cs(lb/bl)	0.876482504
Cp(Mole Frac)	0.000158575
ms(lb)	2,916,057.29
Datos polimero	
Factor Volumen Polimer	10.00%
Volumen Inyección (Bbbs) Pol	6,654,000.00
Inyección(Días)	2661.6
Inyección(Años)	7.3
FECHA INICIO INYECCION S	24/08/2019
FECHA FIN INYECCION S	07/12/2026
Cp(ppm)	500
Cp(lb/bl)	0.175296501
Cp(Mole Frac)	1.18697E-06
mp(lb)	1,166,422.92

2016	
Volumen Poroso(Bbbs)	66,540,000.00
Tasa de Inyección (bwpc)	2500
Datos surfactante	
Factor Volumen Surf	5.00%
Volumen Inyección (Bbbs) Surf	3,327,000.00
Inyección(Días) S	1330.8
Inyección(Años) S	3.6
FECHA INICIO INYECCION S	01/01/2016
FECHA FIN INYECCION S	23/08/2019
Cs(ppm)	5000
Cs(lb/bl)	1.752965007
Cp(Mole Frac)	0.0003171
ms(lb)	5,832,114.58
Datos polimero	
Factor Volumen Polimer	10.00%
Volumen Inyección (Bbbs) Poly	6,654,000.00
Inyección(Días)	2661.6
Inyección(Años)	7.3
FECHA INICIO INYECCION S	24/08/2019
FECHA FIN INYECCION S	07/12/2026
Cp(ppm)	500
Cp(lb/bl)	0.175296501
Cp(Mole Frac)	1.18679E-06
mp(lb)	1,166,422.92

2016	
Volumen Poroso(Bbbs)	66,540,000.00
Tasa de Inyección (bwpc)	2500
Datos surfactante	
Factor Volumen Surf	5.00%
Volumen Inyección (Bbbs) Surf	3,327,000.00
Inyección(Días) S	1330.8
Inyección(Años) S	3.6
FECHA INICIO INYECCION S	01/01/2016
FECHA FIN INYECCION S	23/08/2019
Cs(ppm)	50000
Cs(lb/bl)	17.52965007
Cp(Mole Frac)	0.003161976
ms(lb)	58,321,145.79
Datos polimero	
Factor Volumen Polimer	10.00%
Volumen Inyección (Bbbs) Poly	6,654,000.00
Inyección(Días)	2661.6
Inyección(Años)	7.3
FECHA INICIO INYECCION S	24/08/2019
FECHA FIN INYECCION S	07/12/2026
Cp(ppm)	500
Cp(lb/bl)	0.175296501
Cp(Mole Frac)	1.18341E-06
mp(lb)	1,166,422.92

2016	
Volumen Poroso(Bbbs)	66,540,000.00
Tasa de Inyección (bwpd)	2500
Datos surfactante	
Factor Volumen Surf	5.00%
Volumen Inyección (Bbbs) Surf	3,327,000.00
Inyección(Días) S	1330.8
Inyección(Años) S	3.6
FECHA INICIO INYECCION S	01/01/2016
FECHA FIN INYECCION S	23/08/2019
Cs(ppm)	500000
Cs(lb/bl)	175.2965007
Cp(Mole Frac)	0.030744831
ms(lb)	583,211,457.86
Datos polimero	
Factor Volumen Polimer	10.00%
Volumen Inyección (Bbbs) Poly	6,654,000.00
Inyección(Días)	2661.6
Inyección(Años)	7.3
FECHA INICIO INYECCION	24/08/2019
FECHA FIN INYECCION	07/12/2026
Cp(ppm)	500
Cp(lb/bl)	0.175296501
Cp(Mole Frac)	1.15066E-06
mp(lb)	1,166,422.92

2016	
Volumen Poroso(Bbbs)	66,540,000.00
Tasa de Inyección (bwpd)	2500
Datos surfactante	
Factor Volumen Surf	5.00%
Volumen Inyección (Bbbs) Surf	3,327,000.00
Inyección(Días) S	1330.8
Inyección(Años) S	3.6
FECHA INICIO INYECCION S	01/01/2016
FECHA FIN INYECCION S	23/08/2019
Cs(ppm)	500000
Cs(lb/bl)	1752.965007
Cp(Mole Frac)	0.240814185
ms(lb)	5,832,114,578.61
Datos polimero	
Factor Volumen Polimer	10.00%
Volumen Inyección (Bbbs) Poly	6,654,000.00
Inyección(Días)	2661.6
Inyección(Años)	7.3
FECHA INICIO INYECCION	24/08/2019
FECHA FIN INYECCION	07/12/2026
Cp(ppm)	500
Cp(lb/bl)	0.175296501
Cp(Mole Frac)	3.01277E-07
mp(lb)	1,166,422.92

E.5 Sensibilidades método de inyección (MICELAR) – BACHE 7.5%.

Datos surfactante	
Factor Volumen Surf	7.50%
Volumen Inyección (Bbbs) Surf	4,990,500.00
Inyección(Días) S	1996.2
Inyección(Años) S	5.5
FECHA INICIO INYECCION S	01/01/2016
FECHA FIN INYECCION S	19/06/2021
Cs(ppm)	1000
Cs(lb/bl)	0.350593001
Cp(Mole Frac)	6.34361E-05
ms(lb)	1,749,634.37
Datos polimero	
Factor Volumen Polimer	10.00%
Volumen Inyección (Bbbs) Poly	6,654,000.00
Inyección(Días)	2661.6
Inyección(Años)	7.3
FECHA INICIO INYECCION	20/06/2021
FECHA FIN INYECCION	02/10/2028
Cp(ppm)	500
Cp(lb/bl)	0.175296501
Cp(Mole Frac)	1.18709E-06
mp(lb)	1,166,422.92

2016	
Volumen Poroso(Bbbs)	66,540,000.00
Tasa de Inyección (bwpd)	2500
Datos surfactante Micelar	
Factor Volumen Surf_Pol	17.50%
Volumen Inyección (Bbbs) Surf-Pol	11,644,500.00
mp(lb)	1,166,422.92
ms(lb)	1,749,634.37
Inyección(Días) SP	4657.8
Inyección(Años) SP	12.8
FECHA INICIO INYECCION S	01/01/2016
FECHA FIN INYECCION S	01/10/2028

Datos surfactante	
Factor Volumen Surf	7.50%
Volumen Inyección (Bbbs) Surf	4,990,500.00
Inyección(Días) S	1996.2
Inyección(Años) S	5.5
FECHA INICIO INYECCION S	01/01/2016
FECHA FIN INYECCION S	19/06/2021
Cs(ppm)	2500
Cs(lb/bl)	0.876482504
Cp(Mole Frac)	0.000158575
ms(lb)	4,374,085.93
Datos polimero	
Factor Volumen Polimer	10.00%
Volumen Inyección (Bbbs) Poly	6,654,000.00
Inyección(Días)	2661.6
Inyección(Años)	7.3
FECHA INICIO INYECCION	20/06/2021
FECHA FIN INYECCION	02/10/2028
Cp(ppm)	500
Cp(lb/bl)	0.175296501
Cp(Mole Frac)	1.18697E-06
mp(lb)	1,166,422.92

2016	
Volumen Poroso(Bbbs)	66,540,000.00
Tasa de Inyección (bwpd)	2500
Datos surfactante Micelar	
Factor Volumen Surf_Pol	17.50%
Volumen Inyección (Bbbs) Surf-Pol	11,644,500.00
mp(lb)	1,166,422.92
ms(lb)	4,374,085.93
Inyección(Días) SP	4657.8
Inyección(Años) SP	12.8
FECHA INICIO INYECCION S	01/01/2016
FECHA FIN INYECCION S	01/10/2028

Datos surfactante	
Factor Volumen Surf	7.50%
Volumen Inyección (Bbls) Surf	4,990,500.00
Inyección(Días) S	1996.2
Inyección(Años) S	5.5
FECHA INICIO INYECCION S	01/01/2016
FECHA FIN INYECCION S	19/06/2021
Cs(ppm)	5000
Cs(lb/bl)	1.752965007
Cp(Mole Frac)	0.0003171
ms(lb)	8,748,171.87

Datos polimero	
Factor Volumen Polimer	10.00%
Volumen Inyección (Bbls) Poly	6,654,000.00
Inyección(Días)	2661.6
Inyección(Años)	7.3
FECHA INICIO INYECCION	20/06/2021
FECHA FIN INYECCION	02/10/2028
Cp(ppm)	500
Cp(lb/bl)	0.175296501
Cp(Mole Frac)	1.18679E-06
mp(lb)	1,166,422.92

2016	
Volumen Poroso(Bbls)	66,540,000.00
Tasa de Inyección (bwpd)	2500

Datos surfactante Micelar	
Factor Volumen Surf_Pol	17.50%
Volumen Inyección (Bbls) Surf-Pol	11,644,500.00
mp(lb)	1,166,422.92
ms(lb)	8,748,171.87
Inyección(Días) SP	4657.8
Inyección(Años) SP	12.8
FECHA INICIO INYECCION S	01/01/2016
FECHA FIN INYECCION S	01/10/2028

Datos surfactante	
Factor Volumen Surf	7.50%
Volumen Inyección (Bbls) Surf	4,990,500.00
Inyección(Días) S	1996.2
Inyección(Años) S	5.5
FECHA INICIO INYECCION S	01/01/2016
FECHA FIN INYECCION S	19/06/2021
Cs(ppm)	5000
Cs(lb/bl)	1.752965007
Cp(Mole Frac)	0.0003171
ms(lb)	8,748,171.87

Datos polimero	
Factor Volumen Polimer	10.00%
Volumen Inyección (Bbls) Poly	6,654,000.00
Inyección(Días)	2661.6
Inyección(Años)	7.3
FECHA INICIO INYECCION	20/06/2021
FECHA FIN INYECCION	02/10/2028
Cp(ppm)	500
Cp(lb/bl)	0.175296501
Cp(Mole Frac)	1.18679E-06
mp(lb)	1,166,422.92

2016	
Volumen Poroso(Bbls)	66,540,000.00
Tasa de Inyección (bwpd)	2500

Datos surfactante Micelar	
Factor Volumen Surf_Pol	17.50%
Volumen Inyección (Bbls) Surf-Pol	11,644,500.00
mp(lb)	1,166,422.92
ms(lb)	8,748,171.87
Inyección(Días) SP	4657.8
Inyección(Años) SP	12.8
FECHA INICIO INYECCION S	01/01/2016
FECHA FIN INYECCION S	01/10/2028

Datos surfactante	
Factor Volumen Surf	7.50%
Volumen Inyección (Bbls) Surf	4,990,500.00
Inyección(Días) S	1996.2
Inyección(Años) S	5.5
FECHA INICIO INYECCION S	01/01/2016
FECHA FIN INYECCION S	19/06/2021
Cs(ppm)	50000
Cs(lb/bl)	17.52965007
Cp(Mole Frac)	0.003161976
ms(lb)	87,481,718.68
Datos polimero	
Factor Volumen Polimer	10.00%
Volumen Inyección (Bbls) Poly	6,654,000.00
Inyección(Días)	2661.6
Inyección(Años)	7.3
FECHA INICIO INYECCION	20/06/2021
FECHA FIN INYECCION	02/10/2028
Cp(ppm)	500
Cp(lb/bl)	0.175296501
Cp(Mole Frac)	1.1834E-06
mp(lb)	1,166,422.92
2016	
Volumen Poroso(Bbls)	66,540,000.00
Tasa de Inyección (bwpd)	2500
Datos surfactante Micelar	
Factor Volumen Surf_Pol	17.50%
Volumen Inyección (Bbls) Surf-Pol	11,644,500.00
mp(lb)	1,166,422.92
ms(lb)	87,481,718.68
Inyección(Días) SP	4657.8
Inyección(Años) SP	12.8
FECHA INICIO INYECCION S	01/01/2016
FECHA FIN INYECCION S	01/10/2028

Datos surfactante	
Factor Volumen Surf	7.50%
Volumen Inyección (Bbls) Surf	4,990,500.00
Inyección(Días) S	1996.2
Inyección(Años) S	5.5
FECHA INICIO INYECCION S	01/01/2016
FECHA FIN INYECCION S	19/06/2021
Cs(ppm)	500000
Cs(lb/bl)	175.2965007
Cp(Mole Frac)	0.030744831
ms(lb)	874,817,186.79
Datos polimero	
Factor Volumen Polimer	10.00%
Volumen Inyección (Bbls) Poly	6,654,000.00
Inyección(Días)	2661.6
Inyección(Años)	7.3
FECHA INICIO INYECCION	20/06/2021
FECHA FIN INYECCION	02/10/2028
Cp(ppm)	500
Cp(lb/bl)	0.175296501
Cp(Mole Frac)	1.15066E-06
mp(lb)	1,166,422.92
2016	
Volumen Poroso(Bbls)	66,540,000.00
Tasa de Inyección (bwpd)	2500
Datos surfactante Micelar	
Factor Volumen Surf_Pol	17.50%
Volumen Inyección (Bbls) Surf-Pol	11,644,500.00
mp(lb)	1,166,422.92
ms(lb)	874,817,186.79
Inyección(Días) SP	4657.8
Inyección(Años) SP	12.8
FECHA INICIO INYECCION S	01/01/2016
FECHA FIN INYECCION S	01/10/2028

Datos surfactante

Factor Volumen Surf	7.50%
Volumen Inyección (Bbls) Surf	4,390,500.00
Inyección(Días) S	1996.2
Inyección(Años) S	5.5
FECHA INICIO INYECCION S	01/01/2016
FECHA FIN INYECCION S	19/06/2021
Cs(ppm)	5000000
Cs(lb/bl)	1752.965007
Cp(Mole Frac)	0.240814185
ms(lb)	8,748,171,867.91

Datos polimero

Factor Volumen Polimer	10.00%
Volumen Inyección (Bbls) Poly	6,654,000.00
Inyección(Días)	2661.6
Inyección(Años)	7.3
FECHA INICIO INYECCION	20/06/2021
FECHA FIN INYECCION	02/10/2028
Cp(ppm)	500
Cp(lb/bl)	0.175296501
Cp(Mole Frac)	9.01277E-07
mp(lb)	1,166,422.92

2016

Volumen Poroso(Bbls)	66,540,000.00
Tasa de Inyección (bwpd)	2500

Datos surfactante Micelar

Factor Volumen Surf_Pol	17.50%
Volumen Inyección (Bbls) Surf-Pol	11,644,500.00
mp(lb)	1,166,422.92
ms(lb)	8,748,171,867.91
Inyección(Días) SP	4657.8
Inyección(Años) SP	12.8
FECHA INICIO INYECCION S	01/01/2016
FECHA FIN INYECCION S	01/10/2028

E.6 Sensibilidades método de inyección (SEGREGADO Y SP+P) – BACHE 7.5%.

2016	
Volumen Poroso(Bbbs)	66,540,000.00
Tasa de Inyección (bwpd)	2500
Datos surfactante	
Factor Volumen Surf	7.50%
Volumen Inyección (Bbbs) Surf	4,990,500.00
Inyección(Días) S	1996.2
Inyección(Años) S	5.5
FECHA INICIO INYECCION S	01/01/2016
FECHA FIN INYECCION S	19/06/2021
Cs(ppm)	1000
Cs(lb/bl)	0.350593001
Cp(Mole Frac)	6.34361E-05
ms(lb)	1,749,634.37
Datos polimero	
Factor Volumen Polimer	10.00%
Volumen Inyección (Bbbs) Poly	6,654,000.00
Inyección(Días)	2661.6
Inyección(Años)	7.3
FECHA INICIO INYECCION	20/06/2021
FECHA FIN INYECCION	02/10/2028
Cp(ppm)	500
Cp(lb/bl)	0.175296501
Cp(Mole Frac)	1.18709E-06
mp(lb)	1,166,422.92

2016	
Volumen Poroso(Bbbs)	66,540,000.00
Tasa de Inyección (bwpd)	2500
Datos surfactante	
Factor Volumen Surf	7.50%
Volumen Inyección (Bbbs) Surf	4,990,500.00
Inyección(Días) S	1996.2
Inyección(Años) S	5.5
FECHA INICIO INYECCION S	01/01/2016
FECHA FIN INYECCION S	19/06/2021
Cs(ppm)	2500
Cs(lb/bl)	0.876482504
Cp(Mole Frac)	0.000158575
ms(lb)	4,374,085.93
Datos polimero	
Factor Volumen Polimer	10.00%
Volumen Inyección (Bbbs) Poly	6,654,000.00
Inyección(Días)	2661.6
Inyección(Años)	7.3
FECHA INICIO INYECCION	20/06/2021
FECHA FIN INYECCION	02/10/2028
Cp(ppm)	500
Cp(lb/bl)	0.175296501
Cp(Mole Frac)	1.18697E-06
mp(lb)	1,166,422.92

2016	
Volumen Poroso(Bbbs)	66,540,000.00
Tasa de Inyección (bwpd)	2500
Datos surfactante	
Factor Volumen Surf	7.50%
Volumen Inyección (Bbbs) Surf	4,990,500.00
Inyección(Días) S	1996.2
Inyección(Años) S	5.5
FECHA INICIO INYECCION S	01/01/2016
FECHA FIN INYECCION S	19/06/2021
Cs(ppm)	5000
Cs(lb/bl)	1.752965007
Cp(Mole Frac)	0.0003171
ms(lb)	8,748,171.87
Datos polimero	
Factor Volumen Polimer	10.00%
Volumen Inyección (Bbbs) Poly	6,654,000.00
Inyección(Días)	2661.6
Inyección(Años)	7.3
FECHA INICIO INYECCION	20/06/2021
FECHA FIN INYECCION	02/10/2028
Cp(ppm)	500
Cp(lb/bl)	0.175296501
Cp(Mole Frac)	1.18679E-06
mp(lb)	1,166,422.92

2016	
Volumen Poroso(Bbbs)	66,540,000.00
Tasa de Inyección (bwpd)	2500
Datos surfactante	
Factor Volumen Surf	7.50%
Volumen Inyección (Bbbs) Surf	4,990,500.00
Inyección(Días) S	1996.2
Inyección(Años) S	5.5
FECHA INICIO INYECCION S	01/01/2016
FECHA FIN INYECCION S	19/06/2021
Cs(ppm)	50000
Cs(lb/bl)	17.52965007
Cp(Mole Frac)	0.003161976
ms(lb)	87,481,718.68
Datos polimero	
Factor Volumen Polimer	10.00%
Volumen Inyección (Bbbs) Poly	6,654,000.00
Inyección(Días)	2661.6
Inyección(Años)	7.3
FECHA INICIO INYECCION	20/06/2021
FECHA FIN INYECCION	02/10/2028
Cp(ppm)	500
Cp(lb/bl)	0.175296501
Cp(Mole Frac)	1.18341E-06
mp(lb)	1,166,422.92

2016	
Volumen Poroso(Bbls)	66,540,000.00
Tasa de Inyección (bwpd)	2500
Datos surfactante	
Factor Volumen Surf	7.50%
Volumen Inyección (Bbls) Surf	4,990,500.00
Inyección(Días) S	1936.2
Inyección(Años) S	5.5
FECHA INICIO INYECCION S	01/01/2016
FECHA FIN INYECCION S	19/06/2021
Cs(ppm)	500000
Cs(lb/bl)	175.2965007
Cp(Mole Frac)	0.030744831
ms(lb)	874,817,186.79
Datos polimero	
Factor Volumen Polimer	10.00%
Volumen Inyección (Bbls) Poly	6,654,000.00
Inyección(Días)	2661.6
Inyección(Años)	7.3
FECHA INICIO INYECCION	20/06/2021
FECHA FIN INYECCION	02/10/2028
Cp(ppm)	500
Cp(lb/bl)	0.175296501
Cp(Mole Frac)	1.15066E-06
mp(lb)	1,166,422.92

2016	
Volumen Poroso(Bbls)	66,540,000.00
Tasa de Inyección (bwpd)	2500
Datos surfactante	
Factor Volumen Surf	7.50%
Volumen Inyección (Bbls) Surf	4,990,500.00
Inyección(Días) S	1936.2
Inyección(Años) S	5.5
FECHA INICIO INYECCION S	01/01/2016
FECHA FIN INYECCION S	19/06/2021
Cs(ppm)	5000000
Cs(lb/bl)	1752.965007
Cp(Mole Frac)	0.240814185
ms(lb)	8,748,171,867.91
Datos polimero	
Factor Volumen Polimer	10.00%
Volumen Inyección (Bbls) Poly	6,654,000.00
Inyección(Días)	2661.6
Inyección(Años)	7.3
FECHA INICIO INYECCION	20/06/2021
FECHA FIN INYECCION	02/10/2028
Cp(ppm)	500
Cp(lb/bl)	0.175296501
Cp(Mole Frac)	9.01277E-07
mp(lb)	1,166,422.92

E.7 Sensibilidades método de inyección (MICELAR) – BACHE 10%.

Datos surfactante		Datos surfactante	
Factor Volumen Surf	10.00%	Factor Volumen Surf	10.00%
Volumen Inyección (Bbls) Sur	6,654,000.00	Volumen Inyección (Bbls) Sur	6,654,000.00
Inyección(Días) S	2661.6	Inyección(Días) S	2661.6
Inyección(Años) S	7.3	Inyección(Años) S	7.3
FECHA INICIO INYECCION S	01/01/2016	FECHA INICIO INYECCION S	01/01/2016
FECHA FIN INYECCION S	15/04/2023	FECHA FIN INYECCION S	15/04/2023
Cs(ppm)	1000	Cs(ppm)	2500
Cs(lb/bl)	0.350593001	Cs(lb/bl)	0.876482504
Cp(Mole Frac)	6.34361E-05	Cp(Mole Frac)	0.000158575
ms(lb)	2,332,845.83	ms(lb)	5,832,114.58
Datos polimero		Datos polimero	
Factor Volumen Polimer	10.00%	Factor Volumen Polimer	10.00%
Volumen Inyección (Bbls) Pol	6,654,000.00	Volumen Inyección (Bbls) Pol	6,654,000.00
Inyección(Días)	2661.6	Inyección(Días)	2661.6
Inyección(Años)	7.3	Inyección(Años)	7.3
FECHA INICIO INYECCION S	16/04/2023	FECHA INICIO INYECCION S	16/04/2023
FECHA FIN INYECCION S	30/07/2030	FECHA FIN INYECCION S	30/07/2030
Cp(ppm)	500	Cp(ppm)	500
Cp(lb/bl)	0.175296501	Cp(lb/bl)	0.175296501
Cp(Mole Frac)	1.18709E-06	Cp(Mole Frac)	1.18697E-06
mp(lb)	1,166,422.92	mp(lb)	1,166,422.92
2016		2016	
Volumen Poroso(Bbls)	66,540,000.00	Volumen Poroso(Bbls)	66,540,000.00
Tasa de Inyección (bwpc)	2500	Tasa de Inyección (bwpc)	2500
Datos surfactante Micelar		Datos surfactante Micelar	
Factor Volumen Surf_Pc	20.00%	Factor Volumen Surf_Pc	20.00%
Volumen Inyección (Bbls) Sur	13,308,000.00	Volumen Inyección (Bbls) Sur	13,308,000.00
mp(lb)	1,166,422.92	mp(lb)	1,166,422.92
ms(lb)	2,332,845.83	ms(lb)	5,832,114.58
Inyección(Días) SP	5323.2	Inyección(Días) SP	5323.2
Inyección(Años) SP	14.6	Inyección(Años) SP	14.6
FECHA INICIO INYECCION S	01/01/2016	FECHA INICIO INYECCION S	01/01/2016
FECHA FIN INYECCION S	29/07/2030	FECHA FIN INYECCION S	29/07/2030

Datos surfactante	
Factor Volumen Surf	10.00%
Volumen Inyección (Bbls) Sur	6,654,000.00
Inyección(Días) S	2661.6
Inyección(Años) S	7.3
FECHA INICIO INYECCION S	01/01/2016
FECHA FIN INYECCION S	15/04/2023
Cs(ppm)	5000
Cs(lb/bl)	1.752965007
Cp(Mole Frac)	0.0003171
ms(lb)	11,664,229.16
Datos polimero	
Factor Volumen Polimer	10.00%
Volumen Inyección (Bbls) Pol	6,654,000.00
Inyección(Días)	2661.6
Inyección(Años)	7.3
FECHA INICIO INYECCION S	16/04/2023
FECHA FIN INYECCION S	30/07/2030
Cp(ppm)	500
Cp(lb/bl)	0.175296501
Cp(Mole Frac)	1.18679E-06
mp(lb)	1,166,422.92
2016	
Volumen Poroso(Bbls)	66,540,000.00
Tasa de Inyección (bwpc)	2500
Datos surfactante Micelar	
Factor Volumen Surf_Pc	20.00%
Volumen Inyección (Bbls) Sur	13,308,000.00
mp(lb)	1,166,422.92
ms(lb)	11,664,229.16
Inyección(Días) SP	5323.2
Inyección(Años) SP	14.6
FECHA INICIO INYECCION S	01/01/2016
FECHA FIN INYECCION S	29/07/2030

Datos surfactante	
Factor Volumen Surf	10.00%
Volumen Inyección (Bbls) Sur	6,654,000.00
Inyección(Días) S	2661.6
Inyección(Años) S	7.3
FECHA INICIO INYECCION S	01/01/2016
FECHA FIN INYECCION S	15/04/2023
Cs(ppm)	50000
Cs(lb/bl)	17.52965007
Cp(Mole Frac)	0.003161976
ms(lb)	116,642,291.57
Datos polimero	
Factor Volumen Polimer	10.00%
Volumen Inyección (Bbls) Pol	6,654,000.00
Inyección(Días)	2661.6
Inyección(Años)	7.3
FECHA INICIO INYECCION S	16/04/2023
FECHA FIN INYECCION S	30/07/2030
Cp(ppm)	500
Cp(lb/bl)	0.175296501
Cp(Mole Frac)	1.18341E-06
mp(lb)	1,166,422.92
2016	
Volumen Poroso(Bbls)	66,540,000.00
Tasa de Inyección (bwpc)	2500
Datos surfactante Micelar	
Factor Volumen Surf_Pc	20.00%
Volumen Inyección (Bbls) Sur	13,308,000.00
mp(lb)	1,166,422.92
ms(lb)	116,642,291.57
Inyección(Días) SP	5323.2
Inyección(Años) SP	14.6
FECHA INICIO INYECCION S	01/01/2016
FECHA FIN INYECCION S	29/07/2030

Datos surfactante	
Factor Volumen Surf	10.00%
Volumen Inyección (Bbls) Surf	6,654,000.00
Inyección(Días) S	2661.6
Inyección(Años) S	7.3
FECHA INICIO INYECCION	01/01/2016
FECHA FIN INYECCION S	15/04/2023
Cs(ppm)	500000
Cs(lb/bl)	175.2965007
Cp(Mole Frac)	0.030744831
ms(lb)	1,166,422,915.72

Datos polimero	
Factor Volumen Polimer	10.00%
Volumen Inyección (Bbls) Pol	6,654,000.00
Inyección(Días)	2661.6
Inyección(Años)	7.3
FECHA INICIO INYECCION	16/04/2023
FECHA FIN INYECCION	30/07/2030
Cp(ppm)	500
Cp(lb/bl)	0.175296501
Cp(Mole Frac)	1.15066E-06
mp(lb)	1,166,422.92

2016	
Volumen Poroso(Bbls)	66,540,000.00
Tasa de Inyección (bwpc)	2500

Datos surfactante Micelar	
Factor Volumen Surf_Pc	20.00%
Volumen Inyección (Bbls) Surf	13,308,000.00
mp(lb)	1,166,422.92
ms(lb)	1,166,422,915.72
Inyección(Días) SP	5323.2
Inyección(Años) SP	14.6
FECHA INICIO INYECCION	01/01/2016
FECHA FIN INYECCION S	29/07/2030

Datos surfactante	
Factor Volumen Surf	10.00%
Volumen Inyección (Bbls) Surf	6,654,000.00
Inyección(Días) S	2661.6
Inyección(Años) S	7.3
FECHA INICIO INYECCION	01/01/2016
FECHA FIN INYECCION S	15/04/2023
Cs(ppm)	5000000
Cs(lb/bl)	1752.965007
Cp(Mole Frac)	0.240814185
ms(lb)	11,664,229,157.21

Datos polimero	
Factor Volumen Polimer	10.00%
Volumen Inyección (Bbls) Pol	6,654,000.00
Inyección(Días)	2661.6
Inyección(Años)	7.3
FECHA INICIO INYECCION	16/04/2023
FECHA FIN INYECCION	30/07/2030
Cp(ppm)	500
Cp(lb/bl)	0.175296501
Cp(Mole Frac)	9.01277E-07
mp(lb)	1,166,422.92

2016	
Volumen Poroso(Bbls)	66,540,000.00
Tasa de Inyección (bwpc)	2500

Datos surfactante Micelar	
Factor Volumen Surf_Pc	20.00%
Volumen Inyección (Bbls) Surf	13,308,000.00
mp(lb)	1,166,422.92
ms(lb)	11,664,229,157.21
Inyección(Días) SP	5323.2
Inyección(Años) SP	14.6
FECHA INICIO INYECCION	01/01/2016
FECHA FIN INYECCION S	29/07/2030

E.8 Sensibilidades método de inyección (SEREGADO YSP+P) – BACHE 10%.

2016	
Volumen Poroso(Bbbs)	66,540,000.00
Tasa de Inyección (bwpc)	2500
Datos surfactante	
Factor Volumen Surf	10.00%
Volumen Inyección (Bbbs) Surf	6,654,000.00
Inyección(Días) S	2661.6
Inyección(Años) S	7.3
FECHA INICIO INYECCION S	01/01/2016
FECHA FIN INYECCION S	15/04/2023
Cs(ppm)	1000
Cs(lb/bl)	0.350593001
Cp(Mole Frac)	6.34361E-05
ms(lb)	2,332,845.83
Datos polimero	
Factor Volumen Polimer	10.00%
Volumen Inyección (Bbbs) Pol	6,654,000.00
Inyección(Días)	2661.6
Inyección(Años)	7.3
FECHA INICIO INYECCION S	16/04/2023
FECHA FIN INYECCION S	30/07/2030
Cp(ppm)	500
Cp(lb/bl)	0.175296501
Cp(Mole Frac)	1.18709E-06
mp(lb)	1,166,422.92

2016	
Volumen Poroso(Bbbs)	66,540,000.00
Tasa de Inyección (bwpc)	2500
Datos surfactante	
Factor Volumen Surf	10.00%
Volumen Inyección (Bbbs) Surf	6,654,000.00
Inyección(Días) S	2661.6
Inyección(Años) S	7.3
FECHA INICIO INYECCION S	01/01/2016
FECHA FIN INYECCION S	15/04/2023
Cs(ppm)	2500
Cs(lb/bl)	0.876482504
Cp(Mole Frac)	0.000158575
ms(lb)	5,832,114.58
Datos polimero	
Factor Volumen Polimer	10.00%
Volumen Inyección (Bbbs) Pol	6,654,000.00
Inyección(Días)	2661.6
Inyección(Años)	7.3
FECHA INICIO INYECCION S	16/04/2023
FECHA FIN INYECCION S	30/07/2030
Cp(ppm)	500
Cp(lb/bl)	0.175296501
Cp(Mole Frac)	1.18637E-06
mp(lb)	1,166,422.92

2016	
Volumen Poroso(Bbbs)	66,540,000.00
Tasa de Inyección (bwpc)	2500
Datos surfactante	
Factor Volumen Surf	10.00%
Volumen Inyección (Bbbs) Surf	6,654,000.00
Inyección(Días) S	2661.6
Inyección(Años) S	7.3
FECHA INICIO INYECCION S	01/01/2016
FECHA FIN INYECCION S	15/04/2023
Cs(ppm)	5000
Cs(lb/bl)	1.752965007
Cp(Mole Frac)	0.0003171
ms(lb)	11,664,229.16
Datos polimero	
Factor Volumen Polimer	10.00%
Volumen Inyección (Bbbs) Pol	6,654,000.00
Inyección(Días)	2661.6
Inyección(Años)	7.3
FECHA INICIO INYECCION S	16/04/2023
FECHA FIN INYECCION S	30/07/2030
Cp(ppm)	500
Cp(lb/bl)	0.175296501
Cp(Mole Frac)	1.18679E-06
mp(lb)	1,166,422.92

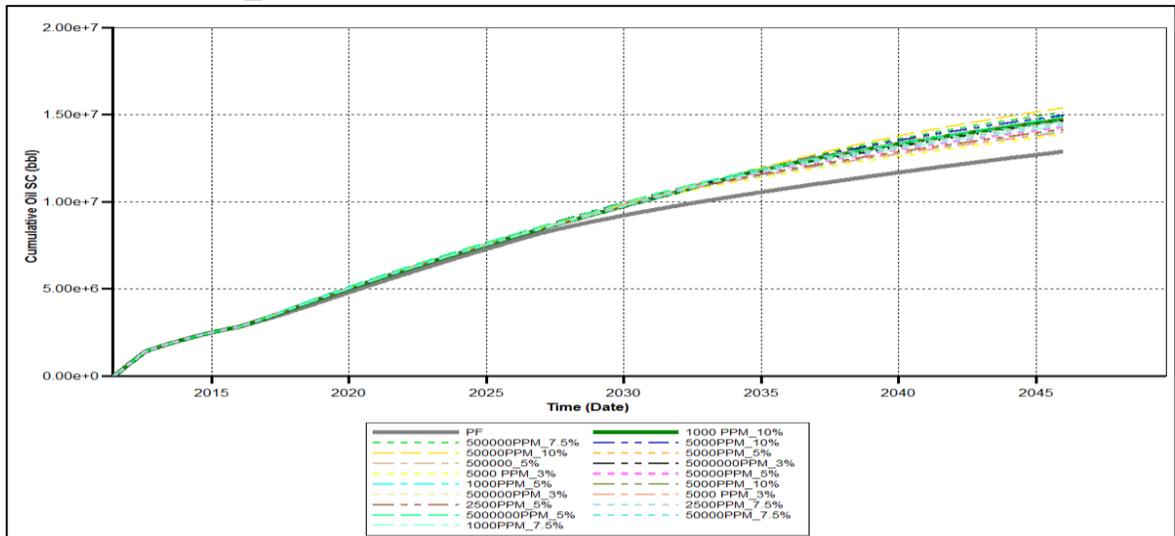
2016	
Volumen Poroso(Bbbs)	66,540,000.00
Tasa de Inyección (bwpc)	2500
Datos surfactante	
Factor Volumen Surf	10.00%
Volumen Inyección (Bbbs) Surf	6,654,000.00
Inyección(Días) S	2661.6
Inyección(Años) S	7.3
FECHA INICIO INYECCION S	01/01/2016
FECHA FIN INYECCION S	15/04/2023
Cs(ppm)	50000
Cs(lb/bl)	17.52965007
Cp(Mole Frac)	0.003161976
ms(lb)	116,642,291.57
Datos polimero	
Factor Volumen Polimer	10.00%
Volumen Inyección (Bbbs) Pol	6,654,000.00
Inyección(Días)	2661.6
Inyección(Años)	7.3
FECHA INICIO INYECCION S	16/04/2023
FECHA FIN INYECCION S	30/07/2030
Cp(ppm)	500
Cp(lb/bl)	0.175296501
Cp(Mole Frac)	1.18341E-06
mp(lb)	1,166,422.92

2016	
Volumen Poroso(Bbls)	66,540,000.00
Tasa de Inyección (bwpc)	2500
Datos surfactante	
Factor Volumen Surf	10.00%
Volumen Inyección (Bbls) Surf	6,654,000.00
Inyección(Días) S	2661.6
Inyección(Años) S	7.3
FECHA INICIO INYECCION S	01/01/2016
FECHA FIN INYECCION S	15/04/2023
Cs(ppm)	500000
Cs(lb/bl)	175.2965007
Cp(Mole Frac)	0.030744831
ms(lb)	1,166,422,915.72
Datos polimero	
Factor Volumen Polimer	10.00%
Volumen Inyección (Bbls) Pol	6,654,000.00
Inyección(Días)	2661.6
Inyección(Años)	7.3
FECHA INICIO INYECCION S	16/04/2023
FECHA FIN INYECCION S	30/07/2030
Cp(ppm)	500
Cp(lb/bl)	0.175296501
Cp(Mole Frac)	1.15066E-06
mp(lb)	1,166,422.92

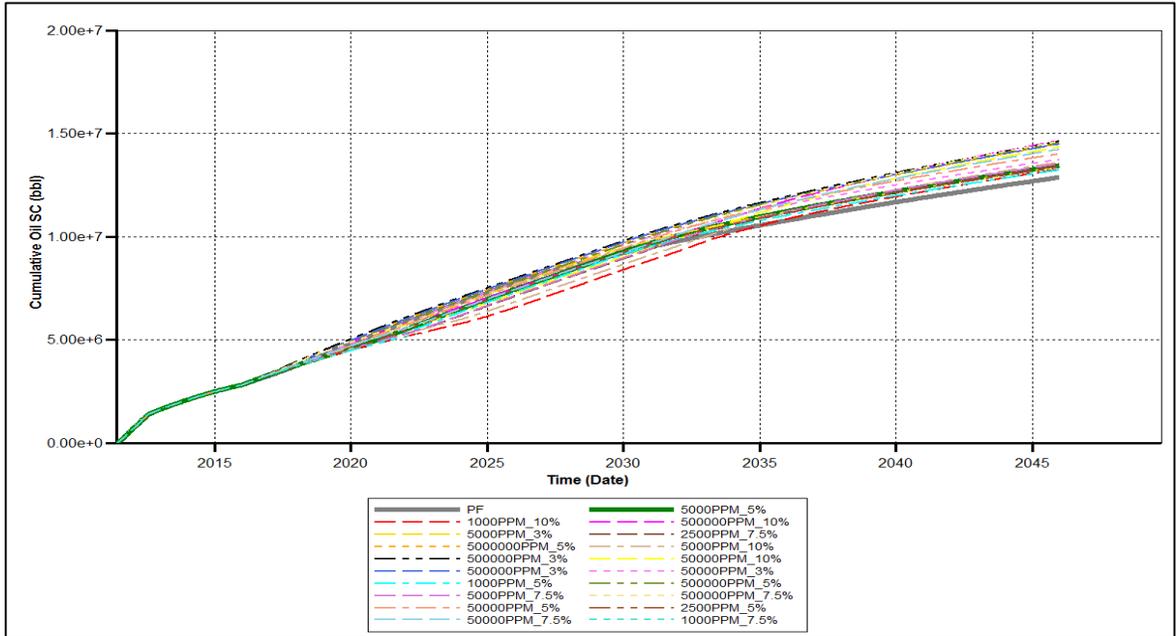
2016	
Volumen Poroso(Bbls)	66,540,000.00
Tasa de Inyección (bwpc)	2500
Datos surfactante	
Factor Volumen Surf	10.00%
Volumen Inyección (Bbls) Surf	6,654,000.00
Inyección(Días) S	2661.6
Inyección(Años) S	7.3
FECHA INICIO INYECCION S	01/01/2016
FECHA FIN INYECCION S	15/04/2023
Cs(ppm)	500000
Cs(lb/bl)	1752.965007
Cp(Mole Frac)	0.240814185
ms(lb)	11,664,229,157.21
Datos polimero	
Factor Volumen Polimer	10.00%
Volumen Inyección (Bbls) Pol	6,654,000.00
Inyección(Días)	2661.6
Inyección(Años)	7.3
FECHA INICIO INYECCION S	16/04/2023
FECHA FIN INYECCION S	30/07/2030
Cp(ppm)	500
Cp(lb/bl)	0.175296501
Cp(Mole Frac)	3.01277E-07
mp(lb)	1,166,422.92

E.9 Métodos de inyección. En las siguientes Graficas, se puede observar los resultados para cada método de inyección evaluado a cada concentración y tamaño de bache, siendo como óptimo para surfactante y Biosurfactante 1000ppm a 10% de Bache.

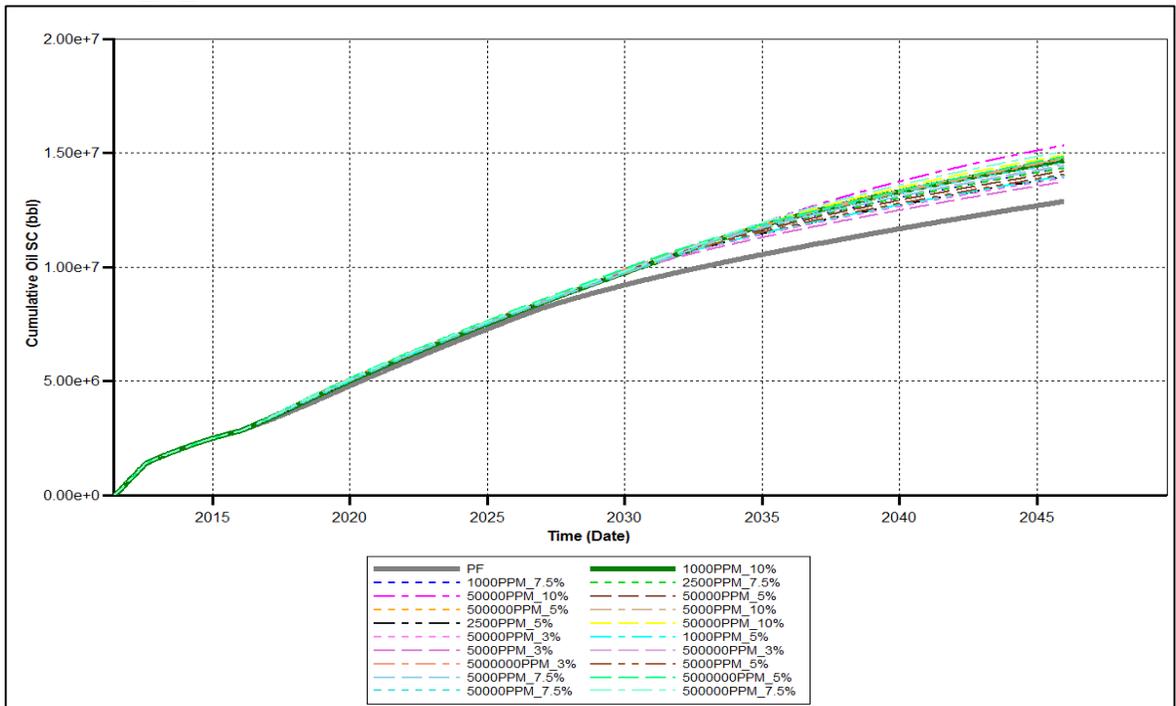
➤ **MICELAR SURFACTANTE**



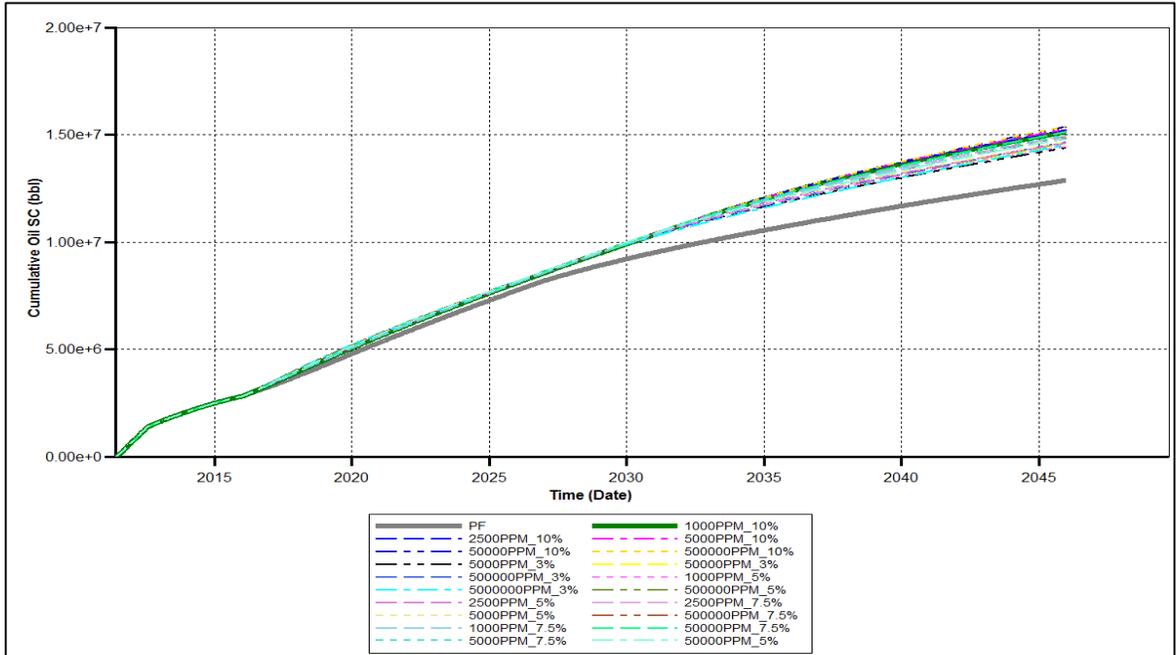
➤ **SEGREGADO_SURFACTANTE**



➤ **SP_P_SURFACTANTE.**



➤ SP_P_BIOSURFACTANTE



ANEXO F ÁLCALI

Tabla F 1. Tensiones interfaciales del álcali

Composición del componente (Fracción molar)	IFT (dina/cm) - 100°F	IFT (dina/cm) - 150°F	IFT (dina/cm) - 250°F	IFT (dina/cm) - 138°F	IFT (dina/cm) - Escalada 138°F
0	20	21.2811	24.024	21.243	29.8
4.12E-05	0.0536	0.327	1.808	0.147	0.269
0.000103222	0.1169	0.346	1.865	0.238	0.383
0.000206942	0.1154	0.413	1.631	0.271	0.342
0.000415887	0.1987	0.410	1.661	0.404	0.567
0.000839905	0.4272	0.698	3.481	0.565	0.772
0.001272295	0.3378	0.525	0.931	0.496	0.676
0.002163202	0.1104	0.1585	0.320	0.1976	0.236

Gráfica F 1. Cálculos IFT

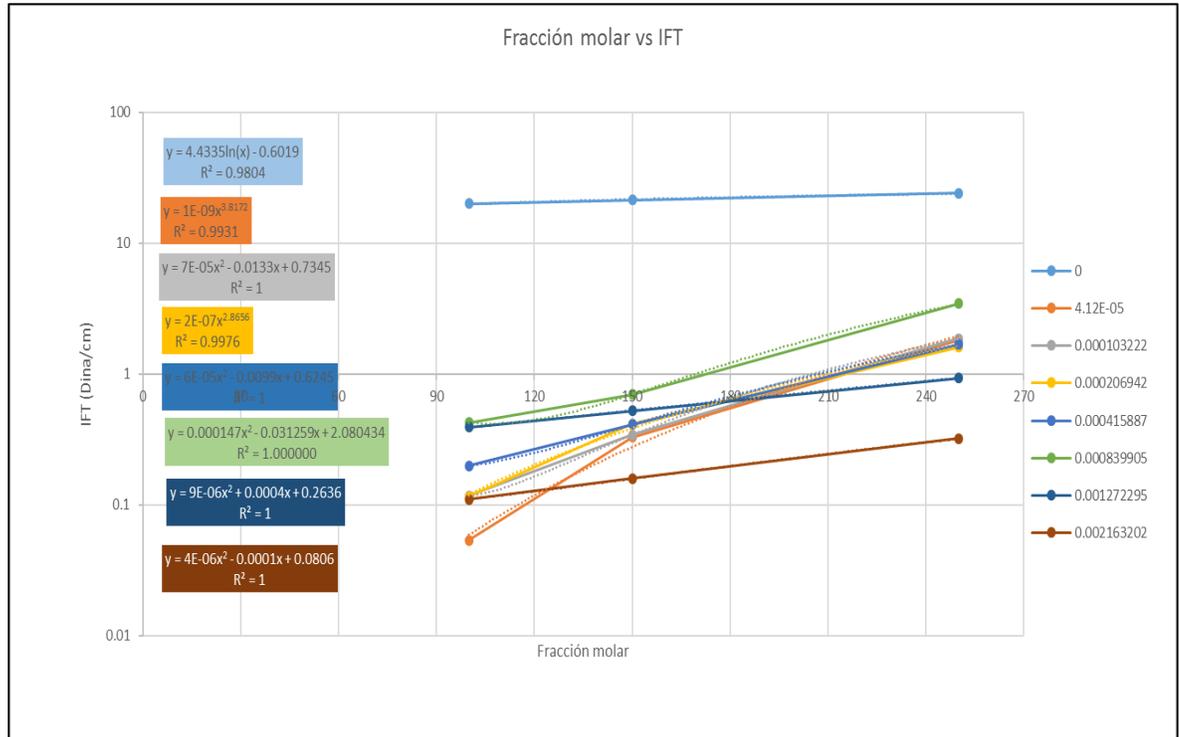


Tabla F 2

Tabla Numero Acido	
API	Numero Acido (MgKOH/goil)
22	0.642446868

Para el cálculo del peso molecular del ácido se tiene el procedimiento en las siguientes **Tablas**.

Tabla F 3

Peso molecular (g/mol) CRUDO	272.454
Peso molecular (g/mol) ACIDO	30.62171169
% ACIDO	0.112392227

Tabla F 4

OIL GRAVITY ACIDO	0.66666667
GRAVITY	0.9218241
WATER DENSITY	62.7393
OIL DENSITY	57.834599
ACID DENSITY	38.5563993

Tabla F 5

API	1234.25282
GRAVITY	0.10360586
WATER DENSITY	62.7393
OIL DENSITY	6.50015936
% ACIDO	0.11239223
Peso molecular (g/mol) ACIDO	30.6217117

Como resultado se tiene que el peso molecular del ácido en g/mol es de 30.6217

Las siguientes tablas muestran la relación estequiometria que existe en la disociación del KOH calculando la equivalencia para el Ion OH.

Tabla F 6

K + OH - KOH					
	KOH	-	K+	+ OH-	
Peso molecular (g/mol)	56		39	17	Verificación
Masa en la reacción (g)	0.000642447		0.00044742	0.00019503	0.000642447
Mol en la ecuación	1		1	1	
Mol en la reacción	1.14723E-05		1.1472E-05	1.1472E-05	

Una vez es hallada la masa de OH que reacciona con los ácidos del petróleo, se halla la masa correspondiente al NaOH, el cual es el químico que ingresa directamente al yacimiento, Ver **Tabla F6**

Tabla F 7

Disociación NaOH				
Na + OH - NaOH				
	Na+	-	OH-	+ NaOH
Peso molecular (g/mol)	23		17	40
Masa en la reacción (g)	0.000263862		0.00019503	0.00045889
Mol en la ecuación	1		1	1
Mol en la reacción	1.14723E-05		1.1472E-05	1.1472E-05

Conociendo el peso molecular de los compuestos ácidos del petróleo y la cantidad de moles que reaccionan, se procede a hallar la masa en gramos que reacciona con el álcali de la misma manera que como se halló para el OH y NaOH. Ver **Tabla F7**

Tabla F 8

HAw + NaOH - A + H2O + Na								
	HAw	+	NaOH	-	A-	+	H2O	+ Na+
Peso molecular (g/mol)	30.62171169		40		29.6217117		18	23
Masa en la reacción (g)	0.0003513		0.00045889		0.00033983		0.0002065	0.00026386
Mol en la ecuación	1		1		1		1	1
Mol en la reacción	1.14723E-05		1.1472E-05		1.1472E-05		1.1472E-05	1.1472E-05
	verificación		0.00081019	=	0.00081019			

Se procede hacer una relación entre moles de ácido y moles de petróleo que finalmente es la relación para saber la relación entre moles de ácido y moles de ácido de petróleo.

Tabla F 9

Fracción molar acida		
	Oil	HAw
Masa (g)	1	0.0003513
Peso molecular (g/mol)	272.454	30.62171169
Mol	0.003670344	1.14723E-05
Equivalente mol	1	0.0003513

Como resultado se obtiene que 0.003513 moles de petróleo reaccionaron con el álcali para la gravedad API del crudo utilizado.

AUTORIZACIÓN PARA PUBLICACIÓN EN EL REPOSITORIO DIGITAL INSTITUCIONAL LUMIERES

Nosotros, Laura Daniela Benavides Nieves y Luis Arnulfo Pinilla Najar, en calidad de titulares de la obra **EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LA INYECCIÓN DE BIOSURFACTANTES EN EL CAMPO YARIGUÍ CANTAGALLO DE ECOPETROL S.A. MEDIANTE SIMULACIÓN NÚMÉRICA**, elaborada en el año 2016, autorizamos al **Sistema de Bibliotecas de la Fundación Universidad América** para que incluya una copia, indexe y divulgue en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres, la obra mencionada con el fin de facilitar los procesos de visibilidad e impacto de la misma, conforme a los derechos patrimoniales que nos corresponden y que incluyen: la reproducción, comunicación pública, distribución al público, transformación, en conformidad con la normatividad vigente sobre derechos de autor y derechos conexos (Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, entre otras).

Al respecto como Autores manifestamos conocer que:

- La autorización es de carácter no exclusiva y limitada, esto implica que la licencia tiene una vigencia, que no es perpetua y que el autor puede publicar o difundir su obra en cualquier otro medio, así como llevar a cabo cualquier tipo de acción sobre el documento.
- La autorización tendrá una vigencia de cinco años a partir del momento de la inclusión de la obra en el repositorio, prorrogable indefinidamente por el tiempo de duración de los derechos patrimoniales del autor y podrá darse por terminada una vez el autor lo manifieste por escrito a la institución, con la salvedad de que la obra es difundida globalmente y cosechada por diferentes buscadores y/o repositorios en Internet, lo que no garantiza que la obra pueda ser retirada de manera inmediata de otros sistemas de información en los que se haya indexado, diferentes al Repositorio Digital Institucional – Lumieres de la Fundación Universidad América.
- La autorización de publicación comprende el formato original de la obra y todos los demás que se requiera, para su publicación en el repositorio. Igualmente, la autorización permite a la institución el cambio de soporte de la obra con fines de preservación (impreso, electrónico, digital, Internet, intranet, o cualquier otro formato conocido o por conocer).
- La autorización es gratuita y se renuncia a recibir cualquier remuneración por los usos de la obra, de acuerdo con la licencia establecida en esta autorización.
- Al firmar esta autorización, se manifiesta que la obra es original y no existe en ella ninguna violación a los derechos de autor de terceros. En caso de que el trabajo haya sido financiado por terceros, el o los autores asumen la responsabilidad del cumplimiento de los acuerdos establecidos sobre los derechos patrimoniales de la obra.
- Frente a cualquier reclamación por terceros, el o los autores serán los responsables. En ningún caso la responsabilidad será asumida por la Fundación Universidad de América.
- Con la autorización, la Universidad puede difundir la obra en índices, buscadores y otros sistemas de información que favorezcan su visibilidad.

Conforme a las condiciones anteriormente expuestas, como autores establecemos las siguientes condiciones de uso de nuestra obra de acuerdo con la **licencia Creative Commons** que se señala a continuación:

	Atribución- no comercial- sin derivar: permite distribuir, sin fines comerciales, sin obras derivadas, con reconocimiento del autor.	<input type="checkbox"/>
	Atribución – no comercial: permite distribuir, crear obras derivadas, sin fines comerciales con reconocimiento del autor.	<input checked="" type="checkbox"/>
	Atribución – no comercial – compartir igual: permite distribuir, modificar, crear obras derivadas, sin fines económicos, siempre y cuando las obras derivadas estén licenciadas de la misma forma.	<input type="checkbox"/>

Licencias completas: http://co.creativecommons.org/?page_id=13

Siempre y cuando se haga alusión de alguna parte o nota del trabajo, se debe tener en cuenta la correspondiente citación bibliográfica para darle crédito al trabajo y a su(s) autor(es).

De igual forma como autor (es) autorizo (amos) la consulta de los medios físicos del presente trabajo de grado así:

AUTORIZO (AUTORIZAMOS)	SI	NO
La consulta física (sólo en las instalaciones de la Biblioteca) del CD-ROM y/o Impreso	x	
La reproducción por cualquier formato conocido o por conocer para efectos de preservación	x	

Información Confidencial: este Trabajo de Grado contiene información privilegiada, estratégica o secreta o se ha pedido su confidencialidad por parte del tercero, sobre quien se desarrolló la investigación. En caso afirmativo expresamente indicaré (indicaremos), en carta adjunta, tal situación con el fin de que se respete la restricción de acceso.	SI	NO
		X

Para constancia se firma el presente documento en Bogotá, a los 06 días del mes de 05 del año 2017.

LOS AUTORES:

Autores

Nombres	Apellidos
ANA MARIA	CONTRERAS HUERTAS
Documento de identificación No	Firma
1098737888	
Nombres	Apellidos
MANUEL SEBASTIAN	LEON VELANDIA
Documento de identificación No	Firma
1022394984	

 Fundación Universidad de América	FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA	Código:
	PROCESO: GESTIÓN DE BIBLIOTECA	Versión 0
	Autorización para Publicación en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres	Julio - 2016

AUTORIZACIÓN PARA PUBLICACIÓN EN EL REPOSITORIO DIGITAL INSTITUCIONAL LUMIERES

Nosotros, Laura Daniela Benavides Nieves y Luis Arnulfo Pinilla Najjar, en calidad de titulares de la obra **EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LA INYECCIÓN DE BIOSURFACTANTES EN EL CAMPO YARIGUÍ CANTAGALLO DE ECOPETROL S.A. MEDIANTE SIMULACIÓN NÚMÉRICA**, elaborada en el año 2016, autorizamos al **Sistema de Bibliotecas de la Fundación Universidad América** para que incluya una copia, indexe y divulgue en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres, la obra mencionada con el fin de facilitar los procesos de visibilidad e impacto de la misma, conforme a los derechos patrimoniales que nos corresponden y que incluyen: la reproducción, comunicación pública, distribución al público, transformación, en conformidad con la normatividad vigente sobre derechos de autor y derechos conexos (Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, entre otras).

Al respecto como Autores manifestamos conocer que:

- La autorización es de carácter no exclusiva y limitada, esto implica que la licencia tiene una vigencia, que no es perpetua y que el autor puede publicar o difundir su obra en cualquier otro medio, así como llevar a cabo cualquier tipo de acción sobre el documento.
- La autorización tendrá una vigencia de cinco años a partir del momento de la inclusión de la obra en el repositorio, prorrogable indefinidamente por el tiempo de duración de los derechos patrimoniales del autor y podrá darse por terminada una vez el autor lo manifieste por escrito a la institución, con la salvedad de que la obra es difundida globalmente y cosechada por diferentes buscadores y/o repositorios en Internet, lo que no garantiza que la obra pueda ser retirada de manera inmediata de otros sistemas de información en los que se haya indexado, diferentes al Repositorio Digital Institucional – Lumieres de la Fundación Universidad América.
- La autorización de publicación comprende el formato original de la obra y todos los demás que se requiera, para su publicación en el repositorio. Igualmente, la autorización permite a la institución el cambio de soporte de la obra con fines de preservación (impreso, electrónico, digital, Internet, intranet, o cualquier otro formato conocido o por conocer).
- La autorización es gratuita y se renuncia a recibir cualquier remuneración por los usos de la obra, de acuerdo con la licencia establecida en esta autorización.
- Al firmar esta autorización, se manifiesta que la obra es original y no existe en ella ninguna violación a los derechos de autor de terceros. En caso de que el trabajo haya sido financiado por terceros, el o los autores asumen la responsabilidad del cumplimiento de los acuerdos establecidos sobre los derechos patrimoniales de la obra.
- Frente a cualquier reclamación por terceros, el o los autores serán los responsables. En ningún caso la responsabilidad será asumida por la Fundación Universidad de América.
- Con la autorización, la Universidad puede difundir la obra en índices, buscadores y otros sistemas de información que favorezcan su visibilidad.

Conforme a las condiciones anteriormente expuestas, como autores establecemos las siguientes condiciones de uso de nuestra obra de acuerdo con la **licencia Creative Commons** que se señala a continuación:

 Fundación Universidad de América	FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA	Código:
	PROCESO: GESTIÓN DE BIBLIOTECA	Versión 0
	Autorización para Publicación en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres	Julio - 2016

	Atribución- no comercial- sin derivar: permite distribuir, sin fines comerciales, sin obras derivadas, con reconocimiento del autor.	<input type="checkbox"/>
	Atribución – no comercial: permite distribuir, crear obras derivadas, sin fines comerciales con reconocimiento del autor.	<input checked="" type="checkbox"/>
	Atribución – no comercial – compartir igual: permite distribuir, modificar, crear obras derivadas, sin fines económicos, siempre y cuando las obras derivadas estén licenciadas de la misma forma.	<input type="checkbox"/>

Licencias completas: http://co.creativecommons.org/?page_id=13

Siempre y cuando se haga alusión de alguna parte o nota del trabajo, se debe tener en cuenta la correspondiente citación bibliográfica para darle crédito al trabajo y a su(s) autor(es).

De igual forma como autor (es) autorizo (amos) la consulta de los medios físicos del presente trabajo de grado así:

AUTORIZO (AUTORIZAMOS)	SI	NO
La consulta física (sólo en las instalaciones de la Biblioteca) del CD-ROM y/o Impreso	x	
La reproducción por cualquier formato conocido o por conocer para efectos de preservación	x	

Información Confidencial: este Trabajo de Grado contiene información privilegiada, estratégica o secreta o se ha pedido su confidencialidad por parte del tercero, sobre quien se desarrolló la investigación. En caso afirmativo expresamente indicaré (indicaremos), en carta adjunta, tal situación con el fin de que se respete la restricción de acceso.	SI	NO
		X

Para constancia se firma el presente documento en Bogotá, a los 06 días del mes de 05 del año 2017.

LOS AUTORES:

Autores

Nombres	Apellidos
ANA MARIA	CONTRERAS HUERTAS
Documento de identificación No	Firma
1098737888	Ana Maria CH
Nombres	Apellidos
MANUEL SEBASTIAN	LEON VELANDIA
Documento de identificación No	Firma
1022394984	Manuel Leon