

**EVALUACIÓN DE FACTIBILIDAD DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LA
INYECCIÓN DE NANOPÁRTICULAS DE SÍLICE COMO MÉTODO DE
RECOBRO MEJORADO PARA CRUDOS MEDIANOS DEL CAMPO YARIGUI-
CANTAGALLO MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA.**

**SEBASTIAN FELIPE MATEUS PEDRAZA
JOHAN ESTEBAN PORRAS PUENTES**

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

**EVALUACIÓN DE FACTIBILIDAD DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LA
INYECCIÓN DE NANOPÁRTICULAS DE SÍLICE COMO MÉTODO DE
RECOBRO MEJORADO PARA CRUDOS MEDIANOS DEL CAMPO YARIGUI-
CANTAGALLO MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA.**

**SEBASTIAN FELIPE MATEUS PEDRAZA
JOHAN ESTEBAN PORRAS PUENTES**

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

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

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

Nota de aceptación

Dr. Armando Fernández Cárdenas

Ing. Carlos Espinosa

Ing. Ivan Peñaloza C.

Ing. Jorge Luis Ramos

Bogotá D.C., Agosto de 2017.

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. JAIME POSADA DÍAZ

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectora Académica y de Posgrados

Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Secretario General

Dr. JUAN CARLOS POSADA GARCÍA-PEÑA

Decano Facultad de Ingenierías

Dr. JULIO CÉSAR FUENTES ARISMENDI

Director de Investigaciones

Dr. ARMANDO FERNÁNDEZ CÁRDENAS

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.

DEDICATORIA

Agradezco a mis padres que sin importar las circunstancias siempre me han apoyado en cualquier decisión que tomo y con su guía me han hecho la persona que soy hoy en día. A mi hermano David quien a pesar de las diferencias no ha dejado de quererme y apoyarme. Mi Abuelo por siempre estar pendiente y preocuparse de mi a su manera. A mi novia María por ser la persona que me ha impulsado a buscar nuevos caminos, quien siempre está a mi lado y me motiva a ser mejor día a día. A mi Abuela Lucy quien fue la primera persona que estuvo conmigo al iniciar este proceso y quien sigue acompañándome desde el cielo. Un agradecimiento especial al Ingeniero Jorge Ramos porque sin su paciencia y su guía este proyecto no sería posible. A mi amigo Johan por darme la oportunidad de realizar este proyecto a su lado.

Sebastián F. Mateus

DEDICATORIA

A DIOS que se manifiesta de infinitas formas en mi día a día. A mis padres, Antonio y María, porque han hecho de mí el ser humano que soy y me han demostrado que con perseverancia y constancia cualquier cosa se puede lograr. A Gina quien me ha apoyado, cuidado y aconsejado durante toda mi vida. A Yersson quien me inspiró a tomar la decisión de estudiar esta carrera y me muestra como DIOS se revela en tantas formas. A Nano porque me ha aconsejado y apoyado en el transcurso de estos años. Agradezco especialmente al Ingeniero Jorge Luis Ramos que tuvo la paciencia para compartir sus conocimientos con nosotros en este lapso de tiempo, a mi compañero y amigo Sebastián porque sin él este proyecto nunca hubiese sido posible. Gracias a mi familia y a los amigos que me ayudaron durante el transcurso de mi carrera.

Finalmente, a Leidy porque se lo lejos que ibas a llegar y este hubiese sido solo un pequeño paso a lograr.

VBI LABOR, IBI VIRTUS.

Johan E. Porras

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos principalmente a Dios y a nuestras familias, por el apoyo incondicional que recibimos, a nuestros amigos y compañeros que creyeron en nosotros y a los que aún desde el cielo nos brindan su apoyo incondicional.

De manera muy especial al Ingeniero Jorge Luis Ramos por su orientación, dedicación, paciencia y apoyo incondicional en cada etapa de este proyecto.

A La UNIVERSIDAD DE AMÉRICA por formarnos como profesionales, como personas y como ciudadanos, motivados por la investigación en las diferentes áreas del conocimiento.

A ECOPETROL S.A. por brindarnos el apoyo, soporte técnico e información necesaria para llevar a cabo el proyecto de investigación.

Al INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO por aceptarnos como miembros de su grupo de investigación en convenio con la Universidad de América, y con ello formarnos como ingenieros con espíritu investigativo.

Al Ingeniero Víctor Salazar Gerente América Latina y el Caribe de Computer Modelling Group Ltd. por brindarnos su colaboración con el programa de simulación y de esta manera culminar el proyecto satisfactoriamente.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	31
OBJETIVOS	32
1.GENERALIDADES GEOLOGICAS DEL CAMPO YARIGUÍ-CANTAGALLO	33
1.1HISTORIA DEL CAMPO	33
1.2LOCALIZACIÓN DEL CAMPO	33
1.3MARCO GEOLÓGICO	34
1.3.1 Localización de la Cuenca	35
1.3.2 Depositación de sedimentos	36
1.3.3 Estratigrafía	36
1.3.3.1 Formación Real	37
1.3.3.2 Formación Colorado	38
1.3.3.4 Formación Lisama	39
1.3.3.5 Formación Umir	39
1.3.4 Geología Estructural	39
1.3.5 Geología del Petróleo	40
1.3.5.1 Roca Generadora	40
1.3.5.2 Evento de Migración	40
1.3.5.3 Roca Reservorio	41
1.3.5.4 Trampa	41
1.4HISTORIA DE PRODUCCION DEL CAMPO	42
1.4.1 Mecanismos de producción del Campo	42
1.4.2 Método de Producción	42
1.4.3 Cantidad de Pozos	42
1.4.4 Tiempo de Producción	44
2.MARCO TEÓRICO	45
2.1.RECOBRO MEJORADO QUÌMICO	47
2.1.1 Inyección de Surfactantes	47
2.1.1.1 Aniónicos	47
2.1.1.2 Catiónicos	47
2.1.1.3 Zwiteriónicos	48
2.1.1.4 No Iónicos	48
2.1.1.5 Mecanismos de Desplazamiento de Surfactantes	48
2.1.2 Inyección de Polímeros	49
2.1.2.1 Poliacrilamidas hidrolizadas	49
2.1.2.2 Polisacáridos	49
2.1.3 Inyección Surfactante – Polímero	50
2.1.4 Nanopartículas	51

2.1.4.1	Clasificación de Nanopartículas	51
2.1.4.2	Propiedades Fisicoquímicas de las Nanopartículas de Sílice	52
2.1.4.3	Mecanismos de desplazamiento de nanopartículas	55
2.1.4.4	Factores que afectan la recuperación por Nano fluidos	56
2.1.5	Investigaciones Previas En El Uso De Nanopartículas	57
2.1.6	Modelado de Nanopartículas	67
2.1.6.1	Pérdida de nanopartículas en el proceso de transporte	68
2.1.6.2	Cambio de porosidad y permeabilidad absoluta	70
3.DESCRIPCIÓN DEL MODELO CONCEPTUAL DE SIMULACION DEL SECTOR CEOR_2016_7P DEL CAMPO YARIGUÍ-CANTAGALLO		72
3.1	DESCRIPCIÓN PROGRAMA DE SIMULACIÓN CMG-STARS	72
3.1.1	Información básica para simulación	72
3.1.1.1	Encabezado	72
3.1.1.2	Geometría del reservorio y datos estáticos	73
3.1.1.3	Propiedades del fluido	73
3.1.1.4	Interacción Roca – Fluido	73
3.1.1.5	Condiciones Iniciales	73
3.1.1.6	Métodos Numéricos	73
3.1.1.7	Información de pozos y datos recurrentes	74
3.2	DESCRIPCIÓN DEL GRID DE SIMULACIÓN PARA EL CAMPO YARIGUÍ-CANTAGALLO	76
3.3	DESCRIPCIÓN DE LAS PROPIEDADES ESTÁTICAS MÁS DESTACABLES DEL MODELO CONCEPTUAL DEL CAMPO YARIGUI-CANTAGALLO	77
3.3.1	Distribución espacial 3D de Porosidad para el Campo Yariguí-Cantagallo	77
3.3.2	Distribución espacial 3D de Saturación de Petróleo para el Campo Yariguí-Cantagallo	78
3.3.3	Distribución espacial 3D de Saturación de Agua para el Campo Yariguí-Cantagallo	80
3.3.4	Distribución espacial 3D de la Presión para el Campo Yariguí-Cantagallo	82
3.3.5	Distribución espacial 3D de Permeabilidad Horizontal para el Campo Yariguí-Cantagallo	84
3.3.6	Distribución espacial 3D de la Relación de Permeabilidad Vertical / Horizontal Kv/Kh para el Campo Yariguí-Cantagallo	85
3.3.7	Distribución espacial 3D de Saturación de Agua Irreducible para el Campo Yariguí-Cantagallo	86
3.3.8	Distribución espacial 3D de Saturación de Petróleo Residual para el Campo Yariguí-Cantagallo	87
3.3.9	Distribución espacial 3D de Permeabilidad Relativa al Agua para el Campo Yariguí-Cantagallo	88
3.3.10	Distribución espacial 3D de Permeabilidad Relativa al Petróleo para el Campo Yariguí-Cantagallo	90
3.3.11	Distribución espacial 3D de Propiedades Petrofísicas para el Campo Yariguí-Cantagallo	91

3.4.PRUEBAS PVT PARA DETERMINACIÓN DE PROPIEDADES DE FLUIDOS DE YACIMIENTO	92
3.4.1 Prueba de liberación Flash	92
3.4.2 Prueba de liberación diferencial	93
3.4.3 Prueba de Separadores	94
3.5PROPIEDADES PVT DE LOS FLUIDOS DEL RESERVORIO	95
3.5.1 Propiedades del gas natural	97
3.5.1.1Peso molecular aparente	97
3.5.1.2Densidad de gas	97
3.5.1.3Volumen Especifico	99
3.5.1.4Gravedad específica	99
3.5.1.5Factor de compresibilidad	99
3.5.2 Propiedades del petróleo	100
3.5.2.1Gravedad del petróleo	101
3.5.2.2Gas en solución	101
3.5.2.3Factor Volumétrico del petróleo	103
3.5.2.4Coeficiente de compresibilidad Isotérmico	105
3.5.2.5Densidad del petróleo	107
3.5.2.6Factor volumétrico total de formación	107
3.5.2.7Viscosidad del petróleo	109
3.6MODELO INTERACCIÓN ROCA-FLUIDO: PERMEABILIDADES RELATIVAS	112
3.6.1 Permeabilidades relativas del Campo Yariguí-Cantagallo	113
3.6.1.1Des normalización de curvas de permeabilidad relativa	116
3.7CONDICIONES INICIALES DEL MODELO DE SIMULACION PARA EL CAMPO YARIGUÍ-CANTAGALLO	117
3.8CONTROL NUMÉRICO	118
3.9DESCRIPCIÓN DE EVENTOS DE POZO	119
3.9.1 Pozo productor YR087	119
3.9.1.1 Completion Pozo productor YR087	120
3.9.1.2 Histórico de producción Pozo productor YR087	120
3.9.2 Pozo Inyector YR504	122
3.9.2.1 Completion Pozo inyector YR504	123
3.9.2.2 Histórico de producción Pozo inyector YR504	123
3.10SELECCIÓN DEL PATRÓN DE INYECCIÓN DE QUÍMICOS	125
3.11CÁLCULO DE GRADIENTE DE FRACTURA POR EL MÉTODO DE MONTE CARLO	126
3.11.1Presión de Poro	126
3.11.2Presión litostática (Overburden)	126
3.11.3Esfuerzos horizontales mínimos y máximos	126
3.11.4Método de Monte Carlo	127
3.11.5Método de Hubbert & Willis	129
3.11.6 Método de Matthews & Kelly	131
3.11.7 Método de Eaton	133
3.11.8 Método de Holbrook	136

3.12 CÁLCULO COMPRESIBILIDAD DE LA ROCA	139
3.12.1 Método de Hall	139
3.12.2 Método de Newman	139
3.12.3 Método de Yale & Nabor	140
3.12.4 Resultados compresibilidad de la roca	141
4. COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO YARIGUÍ-CANTAGALLO BAJO EL ESQUEMA DE EXPLOTACIÓN ACTUAL Y RECOBRO QUÍMICO CONVENCIONAL	142
4.1ANÁLISIS DE INYECCIÓN DE AGUA	142
4.2ANÁLISIS DE INYECCIÓN DE POLÍMERO	148
4.2.1Cálculo del volumen poroso del patrón para el Campo Yariguí-Cantagallo	148
4.2.2Análisis de sensibilidades inyección de Polímero Superpusher en el sector de estudio para el Campo Yariguí-Cantagallo	149
4.3ANÁLISIS DE INYECCIÓN DE SURFACTANTE/POLÍMERO	152
4.3.1 Descripción del surfactante	152
4.3.1.1CálculodelatensiónInterfacial	
4.3.1.2Cálculo del Dtrap	156
4.3.2Procesos de Inyección Química	158
4.3.2.1Inyección Segregada de Surfactante/Polímero	158
4.3.2.2Inyección Micelar de Surfactante/Polímero	158
4.3.2.3Inyección Micelar de Surfactante/Polímero seguida de solución polimérica	159
4.3.3Análisis de Sensibilidades	160
4.3.4Resultados sensibilidades inyección surfactante/polímero	161
4.3.4.1Petróleos acumulados producidos inyección surfactante/polímero con 4% del volumen poroso, escenario Micelar	161
4.3.4.2Petróleos acumulados producidos inyección surfactante/polímero con 4% del volumen poroso, escenario Segregado	163
4.3.4.3Petróleos acumulados producidos inyección surfactante/polímero con 4% del volumen poroso, Escenario SP-P	164
4.3.4.4Tasa de petróleo producido inyección surfactante/polímero con 4% del volumen poroso	165
4.3.4.5Petróleos acumulados producidos inyección surfactante/polímero con 10% del volumen poroso, escenario Micelar	165
4.3.4.6Petróleos acumulados producidos inyección surfactante/polímero con 10% del volumen poroso, escenario Segregado	167
4.3.4.7Petróleos acumulados producidos inyección surfactante/polímero con 10% del volumen poroso, escenario SP-P	168
4.3.4.8Tasa de Petróleo Producido inyección surfactante/polímero 10% del Volumen Poroso	169
5. DESARROLLO DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL MODELO DE INYECCIÓN DE NANOPARTÍCULAS EN FORMA COLOIDAL MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA	170

5.1 DESCRIPCIÓN DE LAS NANOPARTÍCULAS	170
5.1.1 Cálculo del cambio en la Tensión Interfacial con Nanopartículas	173
5.1.2 Cálculo del DTRAP	174
5.2 METODO DE INYECCIÓN DE NANOPARTICULAS	174
5.2.1 Inyección Micelar de Nanopartículas/Polímero	174
5.2.2 Inyección Segregada de Nanopartículas/Polímero	175
5.2.3 Inyección NP-P de Nanopartículas/Polímero	176
5.3 ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES	177
5.4 RESULTADOS SENSIBILIDADES NANOPARTICULAS	177
5.4.1 Petróleos acumulados inyección de Nanopartículas con 4% del Volumen Poroso	178
5.4.1.1 Petróleos acumulados producidos inyección Nanopartículas/polímero con 4% del volumen poroso, escenario Micelar	178
5.4.1.2 Petróleos acumulados producidos inyección Nanopartículas/polímero con 4% del volumen poroso, escenario NP-P	179
5.4.1.3 Petróleos acumulados producidos inyección Nanopartículas/polímero con 4% del volumen poroso, escenario Segregado	180
5.4.2 Tasa de Petróleo Producido inyección Nanopartículas/polímero 4% del Volumen Poroso	182
5.4.3 Petróleos acumulados inyección de Nanopartículas con 10% del Volumen Poroso	183
5.4.3.1 Petróleos acumulados producidos inyección Nanopartículas/polímero con 10% del volumen poroso, escenario Micelar	183
5.4.3.2 Petróleos acumulados producidos inyección Nanopartículas/polímero con 10% del volumen poroso, escenario NP-P	184
5.4.3.3 Petróleos acumulados producidos inyección Nanopartículas/polímero con 10% del volumen poroso, escenario Segregado	185
5.4.4 Tasa de Petróleo Producido inyección Nanopartículas/polímero 10% del Volumen Poroso	187
6. EVALUACIÓN DE LA EFECTIVIDAD DE INYECCIÓN DE NANOPARTÍCULAS COMPARANDO LOS RESULTADOS OBTENIDOS EN LA SIMULACIÓN DE LA TECNOLOGÍA PLANTEADA VERSUS LOS RESULTADOS DE MÉTODOS DE RECOBRO QUÍMICO CONVENCIONAL	188
6.1 SELECCIÓN CASO ÓPTIMO INYECCIÓN DE SURFACTANTE	188
6.2 SELECCIÓN CASO ÓPTIMO INYECCIÓN DE NANOPARTÍCULAS	188
6.3 COMPARACIÓN DE LOS ESCENARIOS OPTIMOS DE INYECCIÓN	189
6.3.1 Comparación de los escenarios óptimos de inyección de 4% Volumen poroso	189
6.3.2 Comparación de los escenarios óptimos de inyección de 10% Volumen poroso	190
7. VIABILIDAD FINANCIERA DE LA TECNOLOGÍA PLANTEADA MEDIANTE EL INDICADOR VALOR PRESENTE NETO	192

7.1 CRITERIOS A TENER EN CUENTA EN LA EVALUACIÓN FINANCIERA DEL PROYECTO	192
7.1.1 Tasa Interna de Oportunidad o WACC	192
7.1.2 Regalías	193
7.1.3 Impuestos	193
7.1.4 Ingresos	194
7.1.5 Egresos	194
7.1.6 CAPEX	194
7.1.7 OPEX	194
7.1.8 Valor Presente Neto (VPN)	195
7.1.9 Tasa Interna de Retorno (TIR)	195
7.1.10 Relación Beneficio/Costo	196
7.2 ESCENARIOS A EVALUAR FINANCIERAMENTE	196
7.2.1 Esquema de explotación de inyección de agua	200
7.2.2 Esquema de explotación de inyección mejorada de polímero	200
7.2.2.1 Capex	200
7.2.2.2 Opex	200
7.2.2.3 Producción-Ingresos	200
7.2.2.4 Análisis de resultados	200
7.2.3 Esquema de explotación de inyección mejorada de Surfactante/Polimero	201
7.2.3.1 Capex	201
7.2.3.2 Opex	201
7.2.3.3 Producción-Ingresos	201
7.2.3.4 Análisis de resultados	201
7.2.4 Esquema de explotación de inyección mejorada de Nanopartículas	201
7.2.4.1 Capex	201
7.2.4.2 Opex	201
7.2.4.3 Producción-Ingresos	202
7.2.4.4 Análisis de resultados	202
7.3 RESUMEN DE RESULTADOS	202
8. CONCLUSIONES	204
9. RECOMENDACIONES	206
BIBLIOGRAFÍA	207
ANEXOS	211

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Flujo de petróleo y agua	67
Ecuación 2. Ecuación de fuerza capilar	67
Ecuación 3. Ecuación de continuidad	68
Ecuación 4. Modificación del modelo de Ju y Dai	68
Ecuación 5. Gruesbeck y Collins modificado	69
Ecuación 6. Determinación de velocidad de entrapamiento de partículas	69
Ecuación 7. Porosidad Instantánea.	70
Ecuación 8. Retención de Nanopartículas en el medio poroso.	70
Ecuación 9. Permeabilidad Instantánea	70
Ecuación 10. Ecuación de Masa Aparente de un Gas.	97
Ecuación 11. Densidad de un gas ideal	97
Ecuación 12. Densidad de una mezcla de gases.	98
Ecuación 13. Cálculo Volumen Específico	99
Ecuación 14. Cálculo de gravedad específica	99
Ecuación 15. Cálculo del factor compresibilidad Z.	100
Ecuación 16. Gravedad específica del petróleo	101
Ecuación 17. Gravedad API	101
Ecuación 18. Correlación de Standing para Gas en solución	102
Ecuación 19. Cálculo de factor volumétrico mediante balance de materiales	105
Ecuación 20. Compresibilidad del petróleo.	105
Ecuación 21. Densidad del petróleo.	107
Ecuación 22. Factor volumétrico total de formación.	108
Ecuación 23. Factor volumétrico total de formación encima del punto de burbuja	108
Ecuación 24. Correlación de Marhoun	108
Ecuación 25. Viscosidad del petróleo muerto	109
Ecuación 26. Viscosidad del petróleo saturado	110
Ecuación 27. Viscosidad del petróleo insaturado	110
Ecuación 28. Permeabilidades Relativas	113
Ecuación 29. Gradiente de Fractura por Hubbert & Willis	129
Ecuación 30. Ecuación de Matthews & Kelly	131
Ecuación 31. Ecuación de Eaton.	134
Ecuación 32. Ecuación de Holbrook.	136
Ecuación 33. Compresibilidad de la formación Método de Hall.	139
Ecuación 34. Compresibilidad de la formación Método de Newman.	139
Ecuación 35. Cálculo esfuerzos efectivos de la roca método de Yale&Nabor.	140
Ecuación 36. Compresibilidad de la Roca método de Yale&Nabor.	140
Ecuación 37. Voidage Replacement Ratio, Relación caudal de inyección/producción	142
Ecuación 38. Ecuación para el cálculo de presión Capilar	155
Ecuación 39. Velocidad de flujo de poro del fluido desplazante.	157

Ecuación 40. Número Capilar	157
Ecuación 41. Calculo del Dtrap.	157
Ecuación 42. Tasa Interna de Oportunidad.	192
Ecuación 43. Valor Presente Neto	195
Ecuación 44. Relación Beneficio/Costo	196

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Localización geográfica Campo Yariguí-Cantagallo	34
Figura 2. Cuenca del Valle Medio del Magdalena	35
Figura 3. Columna Estratigráfica Cuenca Valle Medio del Magdalena	37
Figura 4. Mapa estructural al tope de arenas Cantagallo	40
Figura 5. Clasificación Métodos de recobro mejorado.	46
Figura 6. Diagrama de inyección de surfactante – polímero	50
Figura 7. Nanopartículas estructurando forma de cuña, generando separación estructural por gradiente de presión al borde del vértice.	51
Figura 8. Ángulo de contacto de partículas hidrofílicas, intermedias e hidrofóbicas.	54
Figura 9. Mecanismos de Retención de Nanopartículas	55
Figura 10. Mecanismo de interferencia temporal	56
Figura 11. Ejemplo de encabezado de modelo.	73
Figura 12. Módulo de condiciones iniciales	74
Figura 13. Módulo Numérico de Stars.	75
Figura 14. Malla de Simulación Campo Yariguí-Cantagallo	76
Figura 15. Distribución de Porosidad para el Campo Yariguí-Cantagallo.	77
Figura 16. Distribución de Saturación de Petróleo para el Campo Yariguí-Cantagallo.	79
Figura 17. Distribución de Saturación de Agua para el Campo Yariguí-Cantagallo.	81
Figura 18. Distribución de Presión para el Campo Yariguí-Cantagallo.	82
Figura 19. Distribución de Permeabilidad en el Campo Yariguí-Cantagallo	84
Figura 20. Distribución de Relación Kv/Kh para el Campo Yariguí-Cantagallo	85
Figura 21. Modelo de Saturación de Agua Irreducible para el Campo Yariguí-Cantagallo.	86
Figura 22. Saturación de Petróleo Residual para el Campo Yariguí-Cantagallo.	88
Figura 23. Permeabilidad Relativa al Agua a Saturación de Petróleo Irreducible para el Campo Yariguí-Cantagallo.	89
Figura 24. Permeabilidad Relativa al Petróleo para el Campo Yariguí-Cantagallo.	90
Figura 25. Arcillosidad del modelo para el Campo Yariguí-Cantagallo	91
Figura 26. Proceso de liberación Flash	93
Figura 27. Proceso de liberación diferencial.	93
Figura 28. Esquema Prueba de Separadores	94
Figura 29. Diagrama de Fases para Yacimientos de Hidrocarburos	95
Figura 30. Condiciones iniciales modelo de simulación Campo Yariguí-Cantagallo.	117
Figura 31. Descripción del Modelo Numérico del Campo Yariguí-Cantagallo.	118
Figura 32. Esquema del Pozo Productor YR087	119
Figura 33. Datos del Pozo YR087	120
Figura 34. Esquema del Pozo YR504_ij	122

Figura 35. Datos de Completamiento de YR504_ij	123
Figura 36. Arreglo de inyección química	125
Figura 37. Definición de los principales esfuerzos de tensión.	127
Figura 38. Esquema Escenario de Inyección SP Segregado	158
Figura 39. Esquema Escenario de Inyección SP Micelar.	159
Figura 40. Esquema Escenario de Inyección SP-P.	160
Figura 41. Esquema Escenario de Inyección NP Micelar.	175
Figura 42. Esquema Escenario de Inyección NP Segregado.	176
Figura 43. Esquema Escenario de Inyección NP-P.	176

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1. Historia de Producción Campo Yariguí-Cantagallo	43
Gráfica 2. Efecto de nanopartículas en el comportamiento reológico de la emulsión.	58
Gráfica 3. Caso 1 de inyección en núcleos de formación Berea	59
Gráfica 4. Caso 2 de inyección en núcleos de formación Berea	60
Gráfica 5. Caso 3 de inyección en núcleos Idaho	60
Gráfica 6. Caso 4 de inyección en núcleos Idaho	61
Gráfica 7. Eficiencia de desplazamiento en porcentajes de mejora de cada nanopartícula usada.	62
Gráfica 8. Factor de Recobro de Diferentes tamaños de nanopartículas con sus concentraciones	64
Gráfica 9. Histograma de la porosidad para arenas de interés del modelo para el Campo Yariguí-Cantagallo	78
Gráfica 10. Histograma de distribución de saturación de petróleo para el Campo Yariguí-Cantagallo.	80
Gráfica 11. Histograma de la Saturación de Agua para el Campo Yariguí-Cantagallo.	81
Gráfica 12. Histograma de Presión para el Campo Yariguí-Cantagallo.	83
Gráfica 13. Histograma de Permeabilidad Horizontal.	85
Gráfica 14. Histograma de Saturación de Agua Irreducible para el Campo Yariguí-Cantagallo.	87
Gráfica 15. Histograma de Permeabilidad Relativa al Agua para el Campo Yariguí-Cantagallo.	89
Gráfica 16. Densidad de gas en solución del Campo Yariguí-Cantagallo	98
Gráfica 17. Comportamiento Factor de Compresibilidad Z a partir de datos PVT para el Campo Yariguí-Cantagallo	100
Gráfica 18. Comportamiento típico de la solubilidad del gas para un crudo sub saturado	102
Gráfica 19. Comportamiento Solubilidad del gas a partir de datos PVT para el Campo Yariguí-Cantagallo.	103
Gráfica 20. Comportamiento típico Factor Volumétrico del Petróleo	104
Gráfica 21. Comportamiento Factor volumétrico del petróleo a partir de datos PVT para el Campo Yariguí-Cantagallo.	104
Gráfica 22. Comportamiento típico compresibilidad del petróleo para crudo sub saturado.	106
Gráfica 23. Comportamiento compresibilidad del petróleo a partir de datos PVT para el Campo Yariguí-Cantagallo	106
Gráfica 24. Comportamiento densidad del petróleo a partir de datos PVT para el Campo Yariguí-Cantagallo	107
Gráfica 25. Factor volumétrico total de formación y Factor volumétrico del petróleo	109

Gráfica 26. Comportamiento Viscosidad del petróleo a partir de datos PVT para el Campo Yariguí-Cantagallo	111
Gráfica 27. Comportamiento típico de la Viscosidad del petróleo	112
Gráfica 28. Permeabilidades relativas Campo Yariguí-Cantagallo.	113
Gráfica 29. Curva de permeabilidades relativas representativas de las arenas CG.	115
Gráfica 30. Curva de permeabilidades relativas versus saturación de agua (des normalizado), del modelo conceptual del Campo Yariguí-Cantagallo.	116
Gráfica 31. Caudales de Petróleo y Gas en el Pozo YR087	121
Gráfica 32. Gráfico de historial de inyección del pozo YR504_ij	124
Gráfica 33. Histograma de frecuencia y frecuencia acumulada de simulación	128
Gráfica 34. Histograma para presión de fractura a partir del Método de Hubbert & Willis.	129
Gráfica 35. Histograma de presión máxima de inyección a partir Hubbert & Willis	130
Gráfica 36. Histograma de presión de fractura a partir del Método de Matthews & Kelly.	132
Gráfica 37. Histograma de presión máxima de inyección a partir de Matthews & Kelly	132
Gráfica 38. Histograma de presión de fractura a partir del método de Eaton.	134
Gráfica 39. Presión máxima de inyección por el método de Eaton.	134
Gráfica 40. Histograma de presión de fractura a partir del Método de Holbrook	136
Gráfica 41. Histograma de presión máxima de inyección por método de Holbrook	137
Gráfica 42. Relación caudal inyectado respecto caudal producido en el patrón	143
Gráfica 43. Presión de Fondo pozo YR504_ij	143
Gráfica 44. Petróleo acumulado en función del VRR.	144
Gráfica 45. Presión de fondo de pozo inyector YR504_ij	145
Gráfica 46. Petróleo acumulado del patrón	146
Gráfica 47. Caudal de producción de agua del patrón.	147
Gráfica 48. Presión promedio del patrón a diferentes tasas de inyección	147
Gráfica 49. Resultados sensibilidades concentraciones polímero superpusher	150
Gráfica 50. Resultados sensibilidades volumen poroso polímero superpusher	151
Gráfica 51. Permeabilidades relativas escaladas al Campo Yariguí-Cantagallo	154
Gráfica 52. Permeabilidades relativas escaladas al Campo Yariguí-Cantagallo a 2500 ppm	154
Gráfica 53. Presión capilar del Campo Yariguí-Cantagallo respecto a la saturación de agua.	155
Gráfica 54. Digitalización de Tensión Interfacial del surfactante.	156
Gráfica 55. Petróleo Acumulado Inyección de Surfactante Micelar 4%	162
Gráfica 56. Petróleo Acumulado Inyección de Surfactante Segregado 4% del Volumen Poroso	163
Gráfica 57. Petróleo Acumulado Inyección de Surfactante SP-P 4% del Volumen Poroso	164
Gráfica 58. Tasa de Petróleo producido casos de Inyección de Surfactante	165

Gráfica 59. Petróleo Acumulado Inyección de Surfactante Micelar 10% del Volumen Poroso	166
Gráfica 60. Petróleo Acumulado Inyección de Surfactante Segregado 10% del Volumen Poroso	167
Gráfica 61. Petróleo Acumulado Inyección de Surfactante SP-P 10% del Volumen Poroso	168
Gráfica 62. Tasas de Petróleo producido casos de Inyección de Surfactante.	169
Gráfica 63. Permeabilidades relativas escaladas al Campo Yariguí-Cantagallo del núcleo de Inyección de Nanopartículas.	171
Gráfica 64. Permeabilidades relativas escaladas al Campo Yariguí-Cantagallo con una concentración de 1800 ppm	172
Gráfica 65. Cambio de la IFT generado por Nanopartículas.	173
Gráfica 66. Petróleo Acumulado Inyección de Nanopartículas Micelar 4% del Volumen Poroso	178
Gráfica 67. Petróleo Acumulado Inyección de Nanopartículas NP_P 4% del Volumen Poroso	179
Gráfica 68. Petróleo Acumulado Inyección de Nanopartículas Segregado 4% del Volumen Poroso	181
Gráfica 69. Tasas de Petróleo producido casos de Inyección de Nanopartículas 4%.	182
Gráfica 70. Petróleo Acumulado Inyección de Nanopartículas Micelar 10% del Volumen Poroso	183
Gráfica 71. Petróleo Acumulado Inyección de Nanopartículas NP_P 10% del Volumen Poroso	184
Gráfica 72. Petróleo Acumulado Inyección de Nanopartículas Segregado 10% del Volumen Poroso	186
Gráfica 73. Tasas de Petróleo producido casos de Inyección de Nanopartículas 10%.	187
Gráfica 74. Producción de Petróleo Acumulado de los casos óptimos de inyección del 4% del volumen poroso	190
Gráfica 75. Tasa de Petróleo de los casos óptimos de inyección del 4 % del Volumen Poroso	190
Gráfica 76. Petróleo acumulado producido de los mejores casos de inyección del 10% del Volumen poroso	191
Gráfica 77. Tasa de petróleo producido de los mejores casos de inyección del 10% del Volumen poroso	191
Gráfica 78. Histórico precio del barril de crudo año 2016.	197
Gráfica 79. Resultados del Cálculo de VPN	202
Gráfica 80. Resultados Cálculos Tasa Interna de Retorno	203

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Características de las Rocas Cuenca Valle Medio del Magdalena.	42
Tabla 2. Tipos de Nanopartículas.	52
Tabla 3. Propiedades de Nanopartículas NWP y HLP.	63
Tabla 4. Rangos de aplicabilidad del sílice y propiedades del Campo de estudio Yariguí-Cantagallo.	65
Tabla 5. Resumen datos de investigación	66
Tabla 6. Resumen propiedades de la malla para el Campo Yariguí-Cantagallo.	77
Tabla 7. Estadísticas de Porosidad Campo Yariguí-Cantagallo	78
Tabla 8. Estadísticas saturación de petróleo Campo Yariguí-Cantagallo.	80
Tabla 9. Estadísticas saturación de agua Campo Yariguí-Cantagallo.	82
Tabla 10. Estadísticas de Presión Campo Yariguí-Cantagallo.	83
Tabla 11. Datos de Permeabilidad en I, J y K para el Campo Yariguí-Cantagallo.	84
Tabla 12. Estadísticas relación Kv/Kh Campo Yariguí-Cantagallo.	86
Tabla 13. Estadísticas Saturación de agua irreducible Campo Yariguí-Cantagallo.	87
Tabla 14. Estadísticas Saturación de petróleo residual Campo Yariguí-Cantagallo.	88
Tabla 15. Estadísticas Permeabilidad relativa al agua Campo Yariguí-Cantagallo.	90
Tabla 16. Estadísticas permeabilidad relativa al petróleo Campo Yariguí-Cantagallo.	91
Tabla 17. Resultados PVT	96
Tabla 18. Propiedades básicas muestras de permeabilidad relativa Arenas C y CG.	114
Tabla 19. Resumen de resultados de permeabilidad relativas Arenas C y CG	115
Tabla 20. Condiciones iniciales Campo Yariguí-Cantagallo.	117
Tabla 21. Datos históricos de Producción del Pozo YR087	121
Tabla 22. Datos históricos de inyección de agua	124
Tabla 23. Estadísticas de presión de fractura y presión máxima de inyección a partir del Método de Hubbert & Willis.	130
Tabla 24. Percentiles de presión de fractura y presión máxima de inyección por método de Hubbert & Willis	131
Tabla 25. Estadísticas de presión de fractura y presión máxima de inyección a partir del método de Matthews & Kelly.	133
Tabla 26. Percentiles de presión de fractura y presión máxima de inyección por método de Matthews & Kelly	133
Tabla 27. Estadísticas de presión de fractura y presión máxima de inyección a partir del método de Eaton.	135
Tabla 28. Percentiles de presión de fractura y presión máxima a partir del método de Eaton.	135
Tabla 29. Estadísticas de presión de fractura y presión máxima de inyección a partir del Método de Holbrook.	137

Tabla 30. Percentiles de presión de fractura y presión máxima de inyección a partir del método de Holbrook.	138
Tabla 31. Resultados Presión Máxima de Inyección por cada método.	138
Tabla 32. Constantes Método de Newman	140
Tabla 33. Constantes para la ecuación de esfuerzos efectivos.	140
Tabla 34. Constantes compresibilidad de la Roca método de Yale & Nabor.	141
Tabla 35. Resultados Compresibilidad de la Roca.	141
Tabla 36. Resultados Simulaciones Inyección de Agua VRR	148
Tabla 37. Resultados Simulación Inyección de Agua a Diferentes Caudales	148
Tabla 38. Estadísticas del polígono para el cálculo del volumen poroso sector CEOR_2016_7P.	149
Tabla 39. Caso base inyección de polímero Campo Yariguí-Cantagallo.	149
Tabla 40. Sensibilidades polímero superpusher	150
Tabla 41. Sensibilidades volumen poroso polímero Superpusher.	151
Tabla 42. Resultados mejor escenario de inyección de polímero Superpusher.	152
Tabla 43. Tabla de permeabilidades relativas	152
Tabla 44. Tabla de permeabilidades relativas escaladas a Yariguí-Cantagallo.	153
Tabla 45. Sets de Permeabilidad Relativa Cargados en el Simulador	153
Tabla 46. Tensión Interfacial del surfactante escalada al Campo Yariguí-Cantagallo	156
Tabla 47. Valores de Parámetro Dtrap.	157
Tabla 48. Tabla de sensibilidades Surfactante Volumen Poroso 4%.	161
Tabla 49. Tabla de Sensibilidades Surfactante Volumen Poroso 10%.	161
Tabla 50. Resultados Petróleo Acumulado Inyección Surfactante Micelar 4% VP	162
Tabla 51. Resultados Petróleo Acumulado Inyección Surfactante Micelar 4% VP	163
Tabla 52. Resultados Petróleo Acumulado Inyección SP-P 4% del Volumen Poroso	164
Tabla 53. Resultados Petróleo Acumulado Inyección de Surfactante Micelar 10% del Volumen Poroso	166
Tabla 54. Resultados de Inyección de Surfactante Segregado 10% del Volumen Poroso.	167
Tabla 55. Resultados de Inyección de Surfactante SP-P 10% del Volumen Poroso	168
Tabla 56. Propiedades de las Nanopartículas	170
Tabla 57. Set de Permeabilidades relativas de inyección de Nanopartículas.	171
Tabla 58. Mecanismos de recobro de Nanopartículas	173
Tabla 59. Datos de Tensión Interfacial Escalados al Campo Yariguí-Cantagallo	174
Tabla 60. Resultados del cálculo del DTRAP para Nanopartículas	174
Tabla 61. Sensibilidades Nanopartículas 4% Volumen Poroso	177
Tabla 62. Sensibilidades Nanopartículas 10% Volumen Poroso.	177
Tabla 63. Resultados Inyección de Nanopartículas Micelar 4% del Volumen Poroso	179

Tabla 64. Resultados Inyección de Nanopartículas NP-P 4% del Volumen Poroso	180
Tabla 65. Resultados Inyección de Nanopartículas Segregado 4% del Volumen Poroso.	181
Tabla 66. Resultados Inyección de Nanopartículas Micelar 10% del Volumen Poroso.	184
Tabla 67. Resultados Inyección de Nanopartículas NP_P 10% del Volumen Poroso.	185
Tabla 68. Resultados Inyección de Nanopartículas Segregado 10% del Volumen Poroso.	186
Tabla 69. Casos Óptimos de Surfactante.	188
Tabla 70. Casos Óptimos de Nanopartículas.	189
Tabla 71. Monto de las Regalías en Colombia según la Producción.	193
Tabla 72. Autoretención aplicable según Decreto 2201 del 2016	194
Tabla 73. Costos de levantamiento año a año	195
Tabla 74. Casos objetivo de Análisis financiero.	199

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Propiedades PVT representativas del Campo Yariguí-Cantagallo	212
Anexo B. Descripción del Patrón CEOR_7P	215
Anexo C. Propiedades del Polímero Superpusher	218
Anexo D. Propiedades del Surfactante	221
Anexo E. Propiedades de las Nanopartículas	224
Anexo F. Flujos de Caja	228

GLOSARIO

BARRIL: unidad de medida de volumen para los fluidos, es comúnmente utilizada en la industria del petróleo y es equivalente a 5.615 ft³.

CAPEX: capital Expenditures o inversiones en bienes de capital se define como el gasto que una empresa realiza en bienes de equipo y que genera beneficios para una compañía, bien sea a través de la adquisición de nuevos fijos activos o por medio del aumento del valor de los activos fijos ya existentes.

CRUDO MEDIANO: según API (American Petroleum Institute) se define el crudo mediano como el petróleo que tiene entre 22 y 29.9 °API, se caracteriza por contener una concentración media de hidrocarburos de bajo peso molecular, crudo fácil de transportar ideal para la obtención de combustibles y materias primas para polímeros y parafinas.

DALTON: unidad de medida de peso molecular la cual es equivalente a 1 g/mol.

EFICIENCIA DE BARRIDO: se define como la medida de la efectividad de un proceso de recobro mejorado el cual depende del volumen del yacimiento contactado por el fluido desplazante. Puede haber tanto eficiencia de barrido areal como eficiencia de barrido volumétrica.

FACTOR DE RECOBRO: indica el porcentaje del petróleo recuperado que se encuentra almacenado en un yacimiento.

FORMACION GEOLÓGICA: cuerpo de roca que consta de una continuidad litológica y en las propiedades físico-químicas las cuales permiten definirlo como una unidad asignada.

HIDROFÓBICO: nombre asignado a las sustancias que no son solubles en agua y por lo tanto no son capaces de interactuar con las moléculas del agua. No son capaces de tener interacciones mediante puentes de hidrogeno.

INYECCIÓN DE QUÍMICOS: proceso de recobro mejorado que implica la inyección de químicos en el yacimiento como Surfactante, Polímero entre otros con el fin de aumentar el factor de recobro.

MICELAR: proceso de inyección en el cual se inyectan varios componentes al mismo tiempo en una solución homogénea al yacimiento.

MOJABILIDAD: es la tendencia que tiene un fluido inmisible de adherirse a la superficie de una roca en presencia de otro fluido inmisible.

OPEX: se refiere a los costos asociados con el mantenimiento de equipos y gastos de consumibles y otros gastos de funcionamiento necesarios para la producción y funcionamiento del negocio o sistema.

PERMEABILIDAD: es una propiedad intrínseca de la roca que cuantifica la capacidad de un fluido de fluir a través de las gargantas porales de la roca.

POROSIDAD: se define como la capacidad que tiene una roca de almacenar fluidos dentro de sí misma.

RAZON DE MOVILIDAD: se define como la razón entre la movilidad de la fase desplazante (agua o gas) y la movilidad de la fase desplazada (petróleo). Puede relacionarse con la conductancia en términos de la permeabilidad efectiva y de la viscosidad de los fluidos desplazante y desplazado.

RECOBRO MEJORADO: diferentes tecnologías que son aplicadas al yacimiento después de producir bajo mecanismos de recobro primario con el fin de aumentar la recuperación de petróleo, factor de recobro.

RECOBRO PRIMARIO: metodología en la cual el yacimiento por medio de su propia energía es capaz de desplazar los fluidos almacenados dentro del mismo hasta el pozo de producción. Una vez el fluido a producir se encuentra a cierto nivel en el pozo, se procede a implementar tecnologías de levantamiento artificial, con el fin de desplazar el fluido hasta las facilidades para su tratamiento posterior.

SEGREGADO: proceso de inyección en el cual se inyectan varios componentes al yacimiento en forma de baches uno después del otro.

SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS: es la rama de la ingeniería de yacimientos que por medio de la ecuación de difusividad y a través de los métodos numéricos permite predecir y/o evaluar el comportamiento de un yacimiento bajo uno o más esquemas de explotación.

TENSION INTERFACIAL: fuerza que actúa en el plano de superficie por unidad de longitud, donde las superficies o plano es dada por el contacto de dos fluidos inmiscibles. Es una medida de miscibilidad y para sistemas agua-crudo tiene valores típicos entre las 30 a 50 dinas/cm.

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

ABREVIATURAS

Bbl:	Barril
Bo:	Factor volumétrico del petróleo (Bbl/STB)
BOPD:	Barriles de petróleo por día
Bw:	Factor volumétrico del agua (Bbl/STB)
cP:	Centipoise
Co:	Compresibilidad del petróleo (Lpc-1)
EOR:	Métodos de recobro mejorado
FRR:	Factor de resistencia residual
Ft:	Pies
GOR:	Relación gas-aceite
HLPN:	Lipofílico e Hidrofóbico
ICP:	Instituto Colombiano del Petróleo
Kh:	Permeabilidad Horizontal, Md
Kro:	Permeabilidad relativa al petróleo, mD
Krw:	Permeabilidad relativa al agua, mD
Kv:	Permeabilidad vertical, Md
LHPN:	Lipofóbico e Hidrofílico
mD:	Milidarcy
NWPN:	Nanopartículas de mojabilidad Neutra.
OOIP:	Original Oil in Place
P:	Presión, (Psi)
Pb:	Presión de burbuja, (Psi)
Ppm:	Partes por millón
PVT:	Prueba de presión, volumen y temperatura
Rs:	Razón gas-petróleo en solución
So:	Saturación de petróleo, (Fracción)
Sor:	Saturación de petróleo residual, (Fracción)
Sw:	Saturación de agua, (Fracción)
Swirr:	Saturación de agua irreducible, (Fracción)
T:	Temperatura
TIO:	Tasa interna de oportunidad
TIR:	Tasa interna de retorno
VPA:	Volumen poroso accesible
VPN:	Valor presente neto
°API:	Gravedad del petróleo, (Adimensional)
°C:	Grados Celsius
μo:	Viscosidad del petróleo, Cp
μw:	Viscosidad del agua, Cp
Yo:	Gravedad específica del petróleo, (Adimensional)
Yw:	Gravedad específica del agua, (Adimensional)
Po:	Densidad del petróleo, (Lb/ft ³)
Pr:	Densidad de la roca, (Lb/ft ³)

Pw: Densidad del agua, (Lb/ft³)
Ø: Porosidad, (Adimensional)

RESUMEN

Yariguí-Cantagallo es uno de los Campos ubicados en la Cuenca del Valle Medio Magdalena, el cual ha sido operado continuamente durante más de 40 años acorde al plan de desarrollo de Ecopetrol S.A. desde el año 1975 y ha sido uno de los Campos más prometedores debido a su alto potencial de producción. En el año 2008 se decidió intervenir el Campo con el propósito de aumentar la recuperación de petróleo, por tal razón se implementaron métodos de recobro secundario, y se incorporaron pozos inyectores de agua como mecanismo de mantenimiento de presión generando un barrido de petróleo hacia los pozos productores. Actualmente Ecopetrol S.A. invierte en la evaluación de proyectos de recobro mejorado mediante inyección de químicos con el fin de incrementar la producción y aumentar el factor de recobro.

El objetivo de este proyecto es evaluar cuantitativamente mediante simulación numérica la implementación de una nueva tecnología de recobro mejorado, como lo es la inyección de Nanopartículas de sílice, sensibilizando sus parámetros de concentración y tamaño de bache, para luego, compararlo con métodos de recobro químico convencionales (Surfactante y Polímero) y determinar así, su efectividad y viabilidad en el sector modelo del Campo Yariguí-Cantagallo.

Para la realización del estudio de investigación se recopiló información del Campo Yariguí-Cantagallo, obteniendo una descripción conceptual clara del modelo de trabajo y de esta forma realizar la simulación numérica en el software CMG, que permitirá luego simular la inyección de químicos, basado en la bibliografía previamente analizada. Se crearon diferentes escenarios de simulación para determinar los mejores parámetros de producción en cada uno de los casos de inyección respecto a el químico a usar. Finalmente se compararon los resultados de la inyección de nanopartículas con estos casos de estudio y se realizó un análisis financiero para determinar la viabilidad del proyecto en el Campo de estudio.

PALABRAS CLAVE

Campo Yariguí-Cantagallo
Recobro Mejorado
Inyección de Químicos
Simulación Numérica.
Nanopartículas

INTRODUCCIÓN

La industria de los hidrocarburos está en constante avance para implementar sistemas de mejora en los esquemas de explotación de sus Campos. Existen métodos de explotación primarios, secundarios y terciarios que se desarrollan según la necesidad del Campo, sin embargo, los métodos primarios no influyen en el aumento de energía del yacimiento como si lo hacen los secundarios y terciarios.

Campos maduros requieren dicho aumento de energía debido a su tiempo de producción y a su previa depletación, así que métodos de inyección de agua, gas o químicos son requeridos para cumplir la demanda hidrocarburífera del momento.

En el caso colombiano, el Campo Yariguí-Cantagallo, que produce desde el año 1942 está en estado de depletación y requiere un sistema de recuperación terciaria, ya que desde el año 2009 se inició un proceso de inyección de agua, para mejorar su presión. Así que, con el fin de incrementar la producción de dicho Campo, y evaluar nuevas tecnologías de recobro mejorado, este estudio se dedicará a la investigación del comportamiento del yacimiento y sus características usando métodos numéricos mediante datos de presión, temperatura, viscosidad, permeabilidad, porosidad entre otros, para evaluar la factibilidad técnico-financiera de nuevos proyectos de inyección química.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Evaluar la factibilidad de la inyección de nanopartículas como método de recobro mejorado para un Campo de crudo mediano de ECOPETROL S. A. mediante la simulación numérica.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Describir las generalidades geológicas del Campo de estudio.
- Describir el proceso, condiciones de operación y fenómenos fisicoquímicos que intervienen durante la Inyección de un Nano fluido como método de recobro mejorado para crudos medianos a pesados.
- Describir el modelo petrofísico de simulación conceptual del Campo de estudio.
- Modelar la recuperación actual de hidrocarburo, mediante el esquema de explotación actual y recobro químico convencional. (Surfactante y SP)
- Desarrollar la implementación del modelo de inyección de nanopartículas en forma coloidal mediante simulación numérica.
- Evaluar la efectividad de inyección de nanopartículas comparando los resultados obtenidos en la simulación de la tecnología planteada versus los resultados de métodos de recobro químico convencional.
- Cuantificar la viabilidad financiera de la tecnología planteada mediante el indicador Valor Presente Neto.

1. GENERALIDADES GEOLOGICAS DEL CAMPO YARIGUÍ-CANTAGALLO

En el presente capítulo se presenta la historia, localización, marco geológico e historia de producción del campo de estudio.

1.1 HISTORIA DEL CAMPO

En 1939 la compañía Petróleos del Valle Medio del Magdalena adquirió bajo las antiguas concesiones el Campo Cantagallo, durante el periodo 1941-1949 se realizó la etapa de exploración y desarrollo del campo perforando 10 pozos; el Pozo Cantagallo 2 fue el primer pozo productor de la compañía alcanzando una profundidad de 6.170 ft generando 286 Bbl de petróleo de 20° API.

En 1951 la concesión fue adquirida por la Compañía Shell Cóndor que a su vez adquirió la concesión San Pablo en el año de 1953 con lo cual inició actividades en el área de Yariguí. Durante los siguientes nueve años se perforaron 40 pozos alcanzando su pico de producción en el año 1963 con 20.000 BOPD.

En Diciembre de 1965 se realizan los primeros ensayos de inyección de agua en el Pozo YR-8 inyectando 7.000 BWPD a una presión de 3.500 psi en las Arenas Cantagallo (CG); dicha prueba fue inconcluyente debido a su corta duración.

La compañía Ecopetrol S.A. toma las concesiones Cantagallo y San Pablo en el año de 1975 mediante la creación de la compañía Explotaciones Cóndor S.A. y se realiza una campaña de perforación de 28 pozos en Yariguí y uno en Cantagallo.

En el año 2003 debido a una declinación continua de la producción Ecopetrol S.A. decide intervenir los pozos haciendo trabajos de estimulación (Fracturamiento en cinco pozos) e instalando sistema de levantamiento artificial (Bombeo Electrosumergible en 11 pozos).

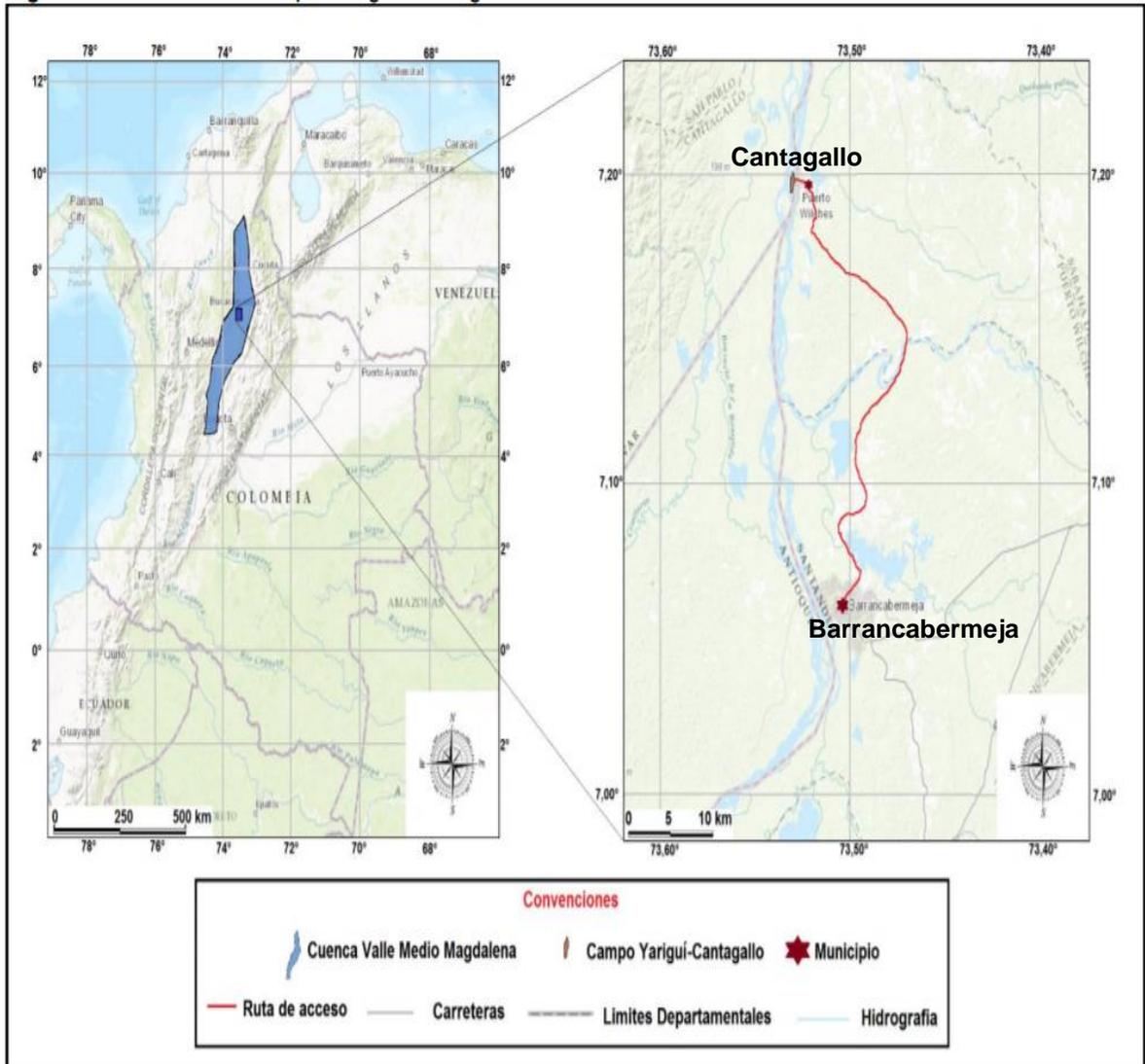
Finalmente, entre el 2009 y 2010 se inicia el proyecto de recuperación secundaria por medio de inyección de agua el cual alcanza una producción de 18.175 BOPD obteniendo resultados favorables por parte de la compañía Ecopetrol S.A. quien sigue actualmente en administración del Campo¹.

1.2 LOCALIZACIÓN DEL CAMPO

El Campo Yariguí-Cantagallo está localizado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena en la región noroccidental al límite de los departamentos de Santander y Bolívar, a la altura de los municipios de Puerto Wilches (Santander) y Cantagallo (Bolívar). Cuenta con una extensión aproximada de 14 Km^2 , se encuentra a 20 km al Nor-Este de la ciudad de Barrancabermeja como se muestra en la Figura 1. y 290 km al Nor-Este de la ciudad de Bogotá D.C.

¹ ALDANA CUESTA. Harold, GUITIERREZ GARRIDO. Carlos. 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.

Figura 1. Localización geográfica Campo Yariguí-Cantagallo



Fuente: <https://geovisor.anh.gov.co/#>. [Citado 10 de junio de 2017] [En Línea] Modificado por los Autores.

El campo está limitado por la falla Cantagallo, falla Caño Patico al Sureste, falla de rumbo de Ibagué al Sur. Existen dos principales vías de acceso al campo, la primera comunica el municipio de Puerto Wilches con la ciudad de Barrancabermeja y la otra comunica con la troncal del Magdalena Medio, sin embargo, el transporte fluvial constituye la principal vía de acceso.

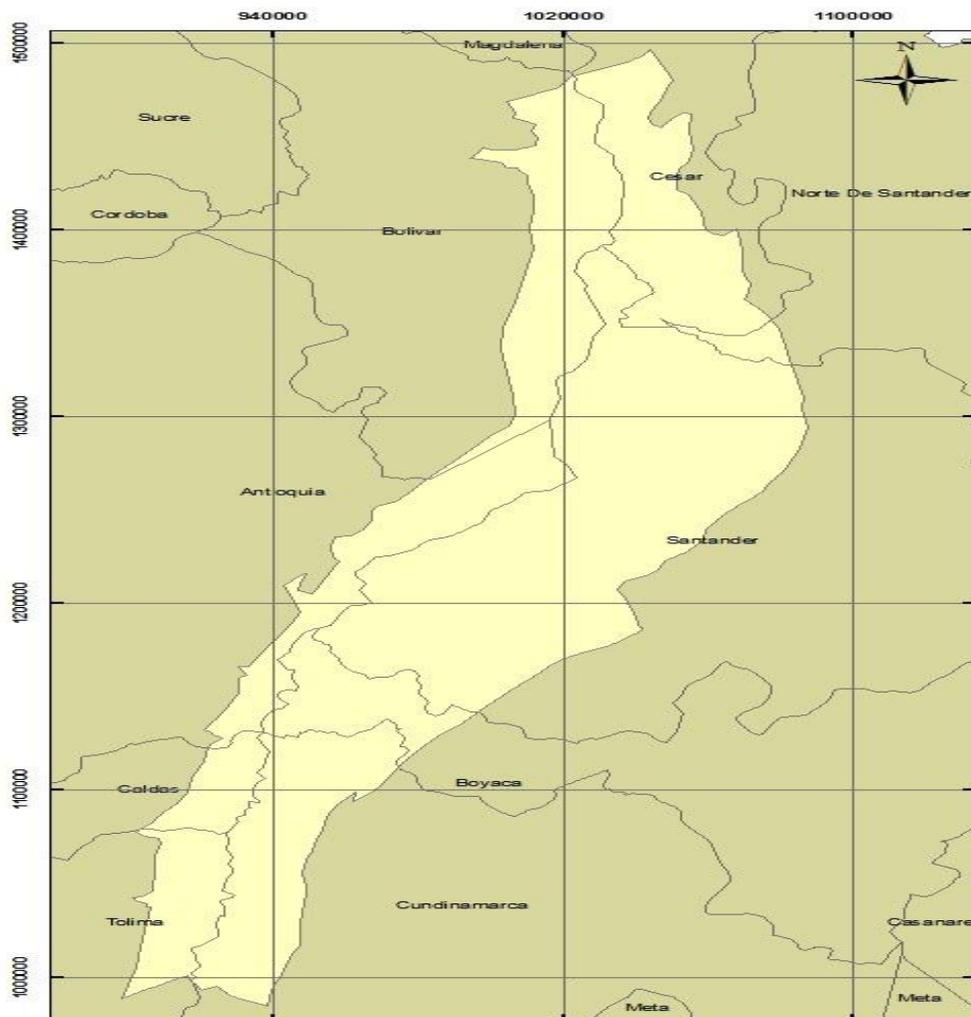
1.3 MARCO GEOLÓGICO

A continuación, se presentan las características geológicas del Campo Yariguí-Cantagallo que se basa en la descripción de la Cuenca del Valle Medio del

Magdalena describiendo la estratigrafía, geología estructural y geología del petróleo.

1.3.1 Localización de la Cuenca. La Cuenca del Valle Medio del Magdalena se encuentra a lo largo de la porción central del valle cursado por el río Magdalena entre las cordilleras Oriental y Central cubriendo un área de 32.000 Km². Comprende parte de los departamentos de Boyacá, Santander, Bolívar, Cundinamarca y Antioquia entre otros². En la Figura 2 se representa la extensión de la cuenca mostrando su ubicación dentro del territorio colombiano.

Figura 2. Cuenca del Valle Medio del Magdalena



Fuente: Cuenca sedimentaria Valle Medio del Magdalena. <https://sites.google.com/site/invhidrovm/Descripcion/cuenca-sedimentaria-valle-medio-del-magdalena>. Tomado el 26 de julio de 2017.

² ANH. Cuenca del Valle Medio del Magdalena: integración geológica de la digitalización y análisis de núcleos, diciembre de 2012. P-25.

1.3.2 Depositación de sedimentos. En el Valle Medio del Magdalena la sedimentación de eventos marinos someros ocurrió a partir del Berriasiano-Valanginiano generando una tasa de subsidencia relativamente alta. A partir del Turoniano-Coniasiano se da la sedimentación posrift hasta finales del Cretáceo, periodo en el cual se da una tectónica de esfuerzos compresivos evento que origina un cambio en los patrones sedimentarios generando durante el Paleoceno ambientes de pantano y llanuras de inundación lo cual impulso un aporte de material sedimentario de carácter fluvial. Desde el Oligoceno medio hasta el presente se lleva a cabo el levantamiento de la cuenca oriental de Colombia³.

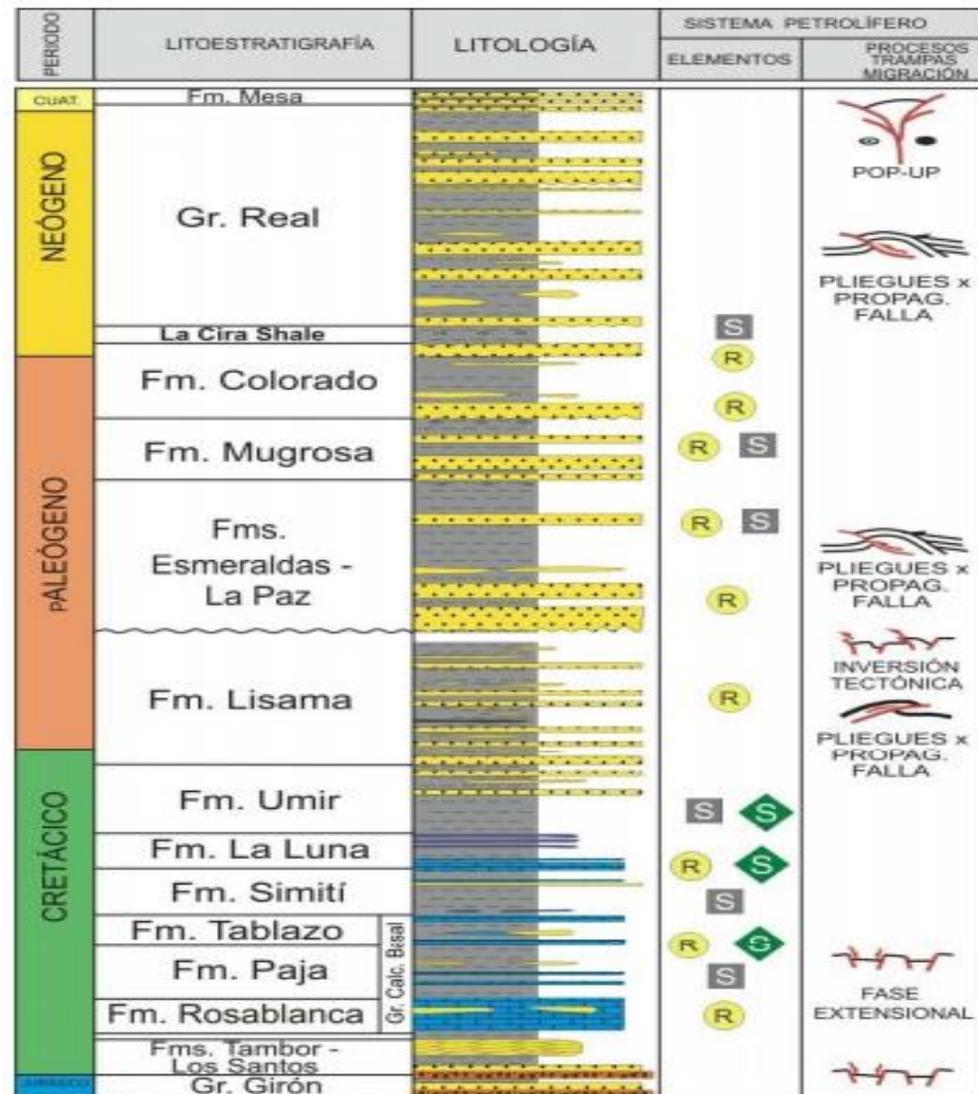
La sección de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena en la cual está ubicado el Campo Yariguí – Cantagallo fue un área de depositación de sedimentos no marinos y de agua salobre durante el Terciario, dichos sedimentos reposan discordantemente sobre los sedimentos marinos del Cretáceo y en algunas ocasiones sobre rocas del basamento pre-Cretáceo en el occidente del Campo Cantagallo⁴.

1.3.3 Estratigrafía. La columna estratigráfica de este campo comprende rocas del pre-Cretáceo y Oligoceno. En algunos campos vecinos está presente el Mioceno y los depósitos del pleistoceno descansan discordantemente sobre el Oligoceno hacia el occidente del Campo La Cira, en la Figura 3 se presenta la columna estratigráfica del campo.

³ ANH, Cuenca del Valle Medio del Magdalena: integración geológica de la digitalización y análisis de núcleos, diciembre 2012.

⁴ MENDOZA. Erick. Evaluación técnico económica del desempeño del bombeo Electrosumergible como nuevo sistema de levantamiento artificial para el Campo Cantagallo. Universidad Industrial de Santander. 2005.

Figura 3. Columna Estratigráfica Cuenca Valle Medio del Magdalena



Fuente: ANH. Cuenca del Valle Medio del Magdalena: Integración geológica de la digitalización y análisis de núcleos, diciembre de 2012, p. 29.

La descripción de las unidades litológicas se realiza a continuación:

1.3.3.1 Formación Real. Esta formación tiene una edad del Mioceno medio con depositación aluvial. Se caracteriza por estar compuesta de arenisca cuarzosa de grano medio a conglomerática, subangular a subredondeada y cuenta con intercalaciones arcillosas de color gris verdoso, rojizo y violeta. Está compuesta parcialmente de limolitas, y se pueden encontrar lentes de carbón lignítico micropiritoso. Tiene un espesor cercano a los 2600 ft.

1.3.3.2 Formación Colorado. Está compuesta por la unidad de arenas denominada Arenas A (Desde A0 a A3), litológicamente descrita por intercalaciones de arenisca de grano medio con arcillolitas alternadas. Su edad es del mioceno temprano a medio con depositación continental de tipo fluvial. La cira shale es el miembro superior de la formación la cual se caracteriza por tener una secuencia de arcillolitas verdes ricas en restos y fragmentos de fósiles. Su espesor esta entre 688-2998 ft.

1.3.3.3 Formación Productora. Las formaciones de interés en este Campo son La Paz y Mugrosa siendo estas las principales fuentes productoras de hidrocarburos. Por parte de la formación La Paz, los yacimientos productores son las arenas CG y C, mientras que por parte de la formación Mugrosa donde se encuentran las arenas B solo es productor en algunos sectores del Campo el miembro inferior B3.

❖ **Formación Mugrosa.** Con base en información obtenida a partir de registros eléctricos se puede dividir en cuatro miembros de base a techo de la siguiente manera: Arenas B3, Arenas B2, Arenas B1, Arenas B0 y el horizonte fosilífero de Mugrosa. La edad de esta formación es el oligoceno y se caracteriza por su depositación en ambiente continental de tipo fluvial.

Las Arenas B3 están litológicamente constituidas por una alternancia de areniscas grauwáticas con arcillolitas y limolitas varicoloreadas. Son consideradas como un tercer objetivo de producción del Campo con un espesor aproximado de 60 pies. Tiene contacto discordante con las Arenas C infrayacentes de la formación La Paz mientras que es concordante con las suprayacentes Arenas B2.

❖ **Formación La Paz.** Esta formación se caracteriza por contener las principales arenas productoras del Campo, siendo estas denominadas como Arenas Cantagallo y Arenas C. Su edad data entre el paleoceno y eoceno superior con ambiente de depositación de corrientes trenzadas. Tiene un espesor cercano a los 2000 pies. Está compuesta por areniscas, conglomerados, limolitas y lutitas.

Las Arenas C constituyen el miembro superior de esta formación. Litológicamente no tienen diferencia con las Arenas Cantagallo. Tienen un máximo espesor de 1500 pies. Se ubica entre las Arenas Cantagallo en la base y las Arenas B de la formación Mugrosa en el techo. El espesor de esta arena es de 3000 pies, tiene una porosidad promedio del 20 % y una permeabilidad de 137 mD.

Las Arenas Cantagallo son el principal objetivo de producción, están constituidas por arenas grauwáticas, mal seleccionadas, intercaladas con niveles de arcillolitas. No tienen una composición ni granulometría continua a lo largo de su extensión,

tanto en sentido lateral como vertical. Su máximo espesor es cercano a los 2000 pies. Su contacto inferior es la formación Umir⁵.

1.3.3.4 Formación Lisama. Formación que data del paleoceno con ambiente de depositación fluvio-deltaico, su espesor promedio es aproximadamente 3690 pies y se caracteriza por estar compuesta de lutitas con intercalaciones de carbón y areniscas.

1.3.3.5 Formación Umir. Está compuesta principalmente por lutita de gris oscura a gris medio, con interestratificaciones delgadas de limolita, las cuales están en mayor proporción hacia la parte superior de la formación donde se encuentran intercaladas con delgadas capas de carbón y arenisca de grano fino. Su edad es del Campaniano-Maaschtrichtiano con ambiente de depositación nerítico.

1.3.4 Geología Estructural. El Valle Medio del Magdalena puede ser diferenciado según tres estilos estructurales:

- Zona Oriental: presencia de estructuras con tendencia NE-SO, que son representadas principalmente por sistemas de cabalgamientos con vergencia principal hacia el occidente.
- Zona Occidental: presenta fallas inversas y cabalgamientos con vergencia principal hacia el oriente.
- Zona Central: poco deformada con algunas fallas normales fosilizadas⁶.

En Cantagallo la estructura predominante es un monoclinal fallado, su buzamiento puede variar de los 9° hasta los 50°. Dicho monoclinal tiene un área de 14 km², descrito por siete km de largo y dos de ancho.

“Se identifican dos tendencias a la cual 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.”⁷

El Campo se divide en cinco bloques debido a la serie de fallas presentes en el mismo como se observa en la Figura 4. El 80% del petróleo original en sitio se

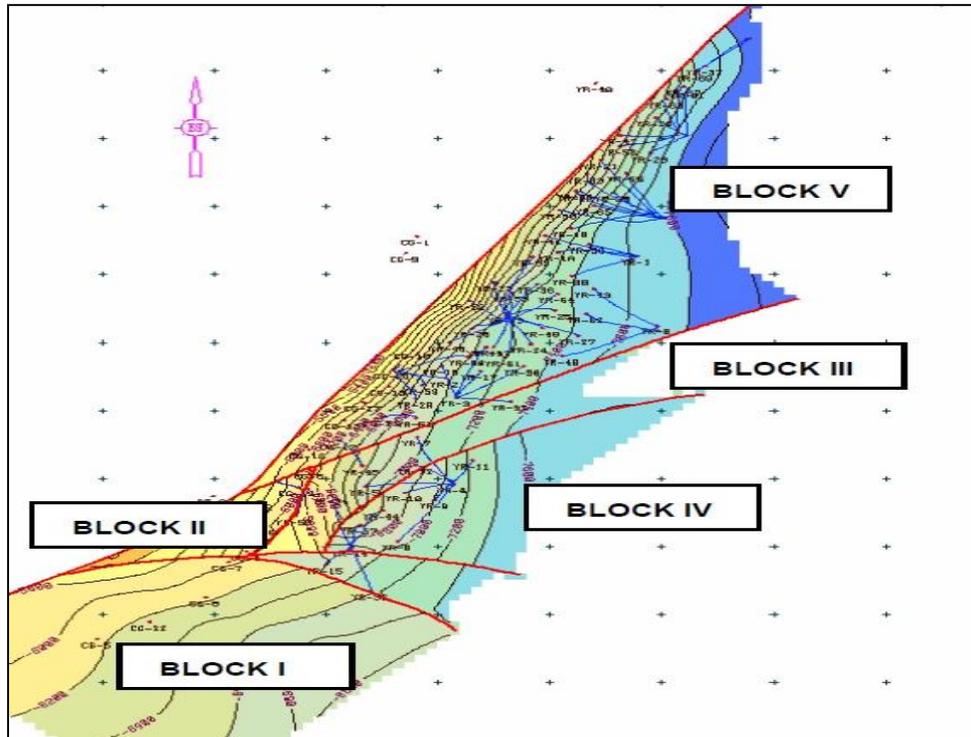
⁵ FLOREZ D. Patricia. Evaluación del desempeño del sistema de bombeo mecánico en los pozos del Campo Yariguí-Cantagallo a partir de registros TWM e información de producción. Universidad Industrial de Santander. 2009.

⁶ PETROSEIS LTDA, Informe final de interpretación sísmica componente horizontal y vertical. Septiembre de 2011.

⁷ ALDANA CUESTA. Harold, GUITIERREZ GARRIDO. Carlos. 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-42.

encuentra en el quinto bloque, debido a su extensión y producción es este el más importante.⁸

Figura 4. Mapa estructural al tope de arenas Cantagallo



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

1.3.5 Geología del Petróleo. A continuación, se describen las rocas generadoras, eventos de migración y rocas almacenadoras las cuales intervienen en el proceso de entrapamiento en el Campo Yariguí-Cantagallo.

1.3.5.1 Roca Generadora. La roca encargada de generar los hidrocarburos en este campo se encuentra en la Formación La Luna, caracterizada por su contenido de materia orgánica entre el 1% y el 6% de origen fluvial y continental. En esta formación se genera un Kerógeno tipo II y se puede afirmar que es una roca fuente madura por su Ro entre 1.1% y 1.2%.

1.3.5.2 Evento de Migración. “La migración de Hidrocarburos se presenta por la discordancia del Periodo Eoceno, que separa el principal reservorio de las rocas fuentes, generando un ambiente apto para la migración del petróleo. La Falla

⁸ BEJARANO, A., FERNEYNES, H., ARDILA, J.F., y SOTO B, R. SPE 38134. Use of neutral networks to predict the permeability and porosity of zone “C” of the Cantagallo Field in Colombia. Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), ECOPETROL S.A. 1997.

Cantagallo y las fallas secundarias son las barreras principales de la migración de hidrocarburos⁹.

1.3.5.3 Roca Reservorio. En este campo las arenas encargadas de almacenar los hidrocarburos son las Arenas Cantagallo, Arenas C y Arenas B3. Estas rocas se caracterizan por ser areniscas con una porosidad entre 15% y 20% además de tener una permeabilidad de 20 a 600 mD¹⁰. Como se observó en la Figura 4 estas arenas se encuentran contra la Falla Cantagallo.

❖ **Arenas Cantagallo.** Su espesor promedio neto petrolífero es de 300 pies y el área productora del campo es de 3950 acres. Porosidad de 20% y permeabilidad de 136 mD.

❖ **Arenas C.** Tienen una porosidad promedio del 19% con un espesor neto petrolífero aproximado de 80 pies y un área de 3950 acres.

❖ **Arenas B.** Tienen un espesor promedio neto petrolífero cercano a los 40 pies con una porosidad promedio del 20% y área de 700 acres.

1.3.5.4 Trampa. En el Campo Yariguí-Cantagallo se identifican monoclinales asimétricos como pliegues asociados a fallas y estructura con cierres. Se pudo determinar que el sistema de entrampamiento del campo fue producido por una secuencia tectónica de fallamiento.

Un breve resumen de las características de las rocas de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena se encuentra en la Tabla 1.

⁹ ALDANA CUESTA, Harold, GUITIERREZ GARRIDO, Carlos. Estudio de la implementación de esquemas adecuados de inyección de baches surfactante/polímero para el Campo Yariguí-Cantagallo operado por ECOPELROL S.A. mediante simulación numérica. Fundación Universidad de América. 2015.p-44.

¹⁰ MOJICA, Jairo. Cuencas Catatumbo, Cesar-Ranchería, Cordillera Oriental, Llanos Orientales, Valle Medio y Superior del Magdalena. Diciembre de 2009. p-39.

Tabla 1. Características de las Rocas Cuenca Valle Medio del Magdalena.

ELEMENTO	UNIDADES LITOLÓGICAS	OBSERVACIONES
Roca Generadora	Formación La Luna Formación Simiti Formación Tablazo	TOC: 1.0 – 6.0% (Bueno a excelente) Kerógeno Tipo II Ro: 1.1 – 1.2% (Roca Fuente Madura)
Roca Reservorio	Formación Colorado Formación Mugrosa Formación Esmeraldas Formación La Paz	Arenisca porosidad: 10 – 20% Permeabilidad: 20 – 600 mD
	Formación La Luna Formación Tablazo Formación Rosablanca	Calizas fracturadas
Roca Sello	Formación Colorado Formación Esmeraldas Formación Umir Formación Simiti	Sellos de reservorio cenozoicos Sellos de reservorios cretácicos

Fuente: MOJICA, Jairo. Cuencas Catatumbo, Cesar-Ranchería, Cordillera Oriental, Llanos Orientales, Valle Medio y Superior del Magdalena. Diciembre de 2009. p. 39.

1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO

A continuación, se presentan algunos factores importantes en la historia de producción del Campo Yariguí-Cantagallo y se representa en la Gráfica 1.

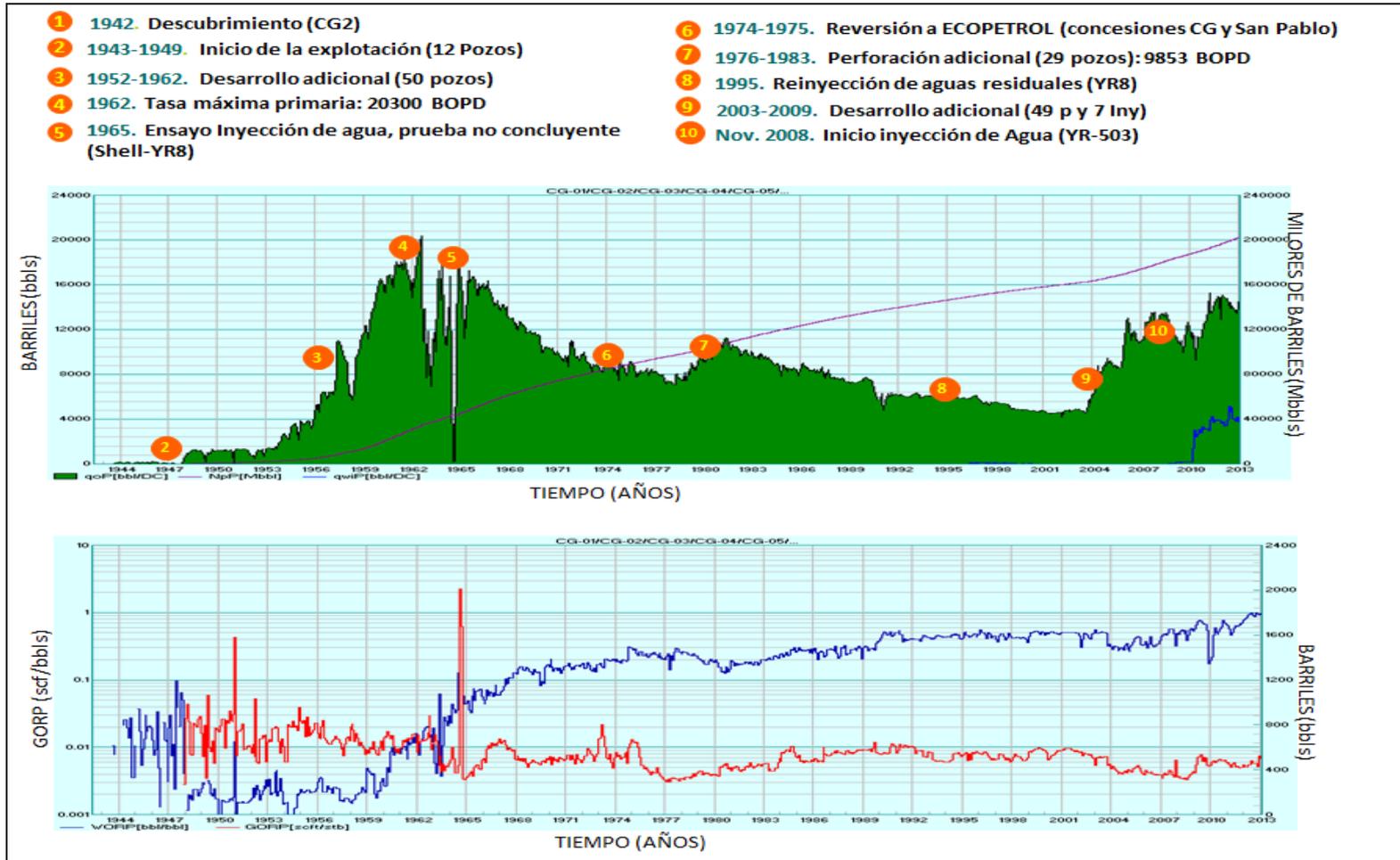
1.4.1 Mecanismos de producción del Campo. Como se aprecia en la Figura 4 el Campo está dividido en cinco bloques que se caracterizan por tener diferentes mecanismos de producción. Así los bloques I, II y III, producen gracias a la expansión de una capa de gas. Mientras que el bloque IV produce gracias a un acuífero activo, lo cual le genera un fuerte empuje de agua. Finalmente, el bloque V debido a su posicionamiento produce por segregación gravitacional, sin embargo, tiene dos mecanismos secundarios que son un empuje de agua y expansión de capa de gas

1.4.2 Método de Producción. Los pozos que se encuentran dentro de este Campo utilizan algunos métodos de producción para llevar los fluidos a superficie entre los cuales se tiene la bomba Electrosumergible (ESP), el bombeo mecánico y la bomba de cavidades progresivas (PCP).

1.4.3 Cantidad de Pozos. “El Campo Yariguí-Cantagallo cuenta con más de 100 pozos que se distribuyen a lo largo de cuatro islas con el río Magdalena como vecino principal”¹¹. Hacia el año 2014 se tenían 34 pozos en operación de los cuales 21 eran productores y 13 inyectores.

¹¹ ECOPEPETROL S.A. Carta Petrolera 114. Abril 2006.

Gráfica 1. Historia de Producción 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. 2014. p. 37.

1.4.4 Tiempo de Producción. El Campo Yariguí-Cantagallo inicio su producción en el año de 1942 con el Pozo Cantagallo 2 alcanzando una producción de 286 BPD, este se convirtió en uno de los Campos insignia de Colombia en las décadas de los cincuenta y los sesenta. En el año de 1963 alcanzo su clímax de producción cuando se logró extraer más de 20.000 Barriles diarios como se observa en la Gráfica 1. Sin embargo, desde 1965 comenzó la declinación de la producción llegando a su punto más bajo en el año 2003 cuando produjo menos de 5.000 Barriles diarios. Debido a esta situación el campo entro en un proceso de recuperación de los niveles de producción.

Para aumentar el factor de recobro se aplicaron diversas técnicas como perforación infill, cañoneo adicional, fracturamiento hidráulico, optimización de producción en pozos que trabajan por bombeo mecánico e instalación de sistemas de bombeo Electrosumergible.

“En el periodo comprendido entre el año 2009-2010 se da inicio al proyecto de recuperación secundaria en el Campo Yariguí-Cantagallo, por esta nueva implementación se tiene un incremental de petróleo de 962 bls de crudo al día”¹².

¹² 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. 38. 2014.

2. MARCO TEÓRICO

En este capítulo se presentan los conceptos básicos para la comprensión y realización del presente proyecto.

Cada reservorio tiene una cantidad limitada de energía para llevar sus fluidos a superficie, cuando esta energía se agota, es necesario implementar un mecanismo que permita mantener dicha energía o aumentarla con el fin de sostener la producción de petróleo. La inyección de agua es el método de recobro secundario más usado para este mantenimiento de energía, sin embargo, en algunas ocasiones no aumenta el factor de recobro según lo esperado, por lo cual es necesario implementar métodos de recobro terciario o EOR (Enhanced Oil Recovery).

Los métodos de recobro mejorado o terciario son usualmente divididos en dos grandes grupos, térmicos y no térmicos y a su vez cada uno de estos métodos puede ser subdividido, en la Figura 5 se puede observar el esquema de clasificación de los métodos de recobro mejorado implementados en la actualidad.

En este proyecto se trabajan métodos de recobro químico por ende no se profundiza en conceptos adicionales de recobro mejorado mediante técnicas térmicas, sin embargo, a continuación, se realiza una breve descripción de los diferentes métodos térmicos aplicados en la industria actualmente.

Los métodos térmicos consisten en agregarle energía al yacimiento por medio de transferencia de calor, esto se hace mediante inyección de vapor, inyección de agua caliente o inyección de aire para generar una combustión in situ, entre otros. Los métodos de inyección de vapor se clasifican entre inyección continua y alternada de vapor, que se diferencia en el número de etapas en que se clasifican los tiempos de inyección para el yacimiento.

La inyección de agua caliente funciona de igual manera que una inyección de agua convencional, solo que se le ha suministrado previa energía al agua de inyección para aumentar su temperatura y mejorar la recuperación disminuyendo la viscosidad del crudo.

Figura 5. Clasificación Métodos de recobro mejorado.

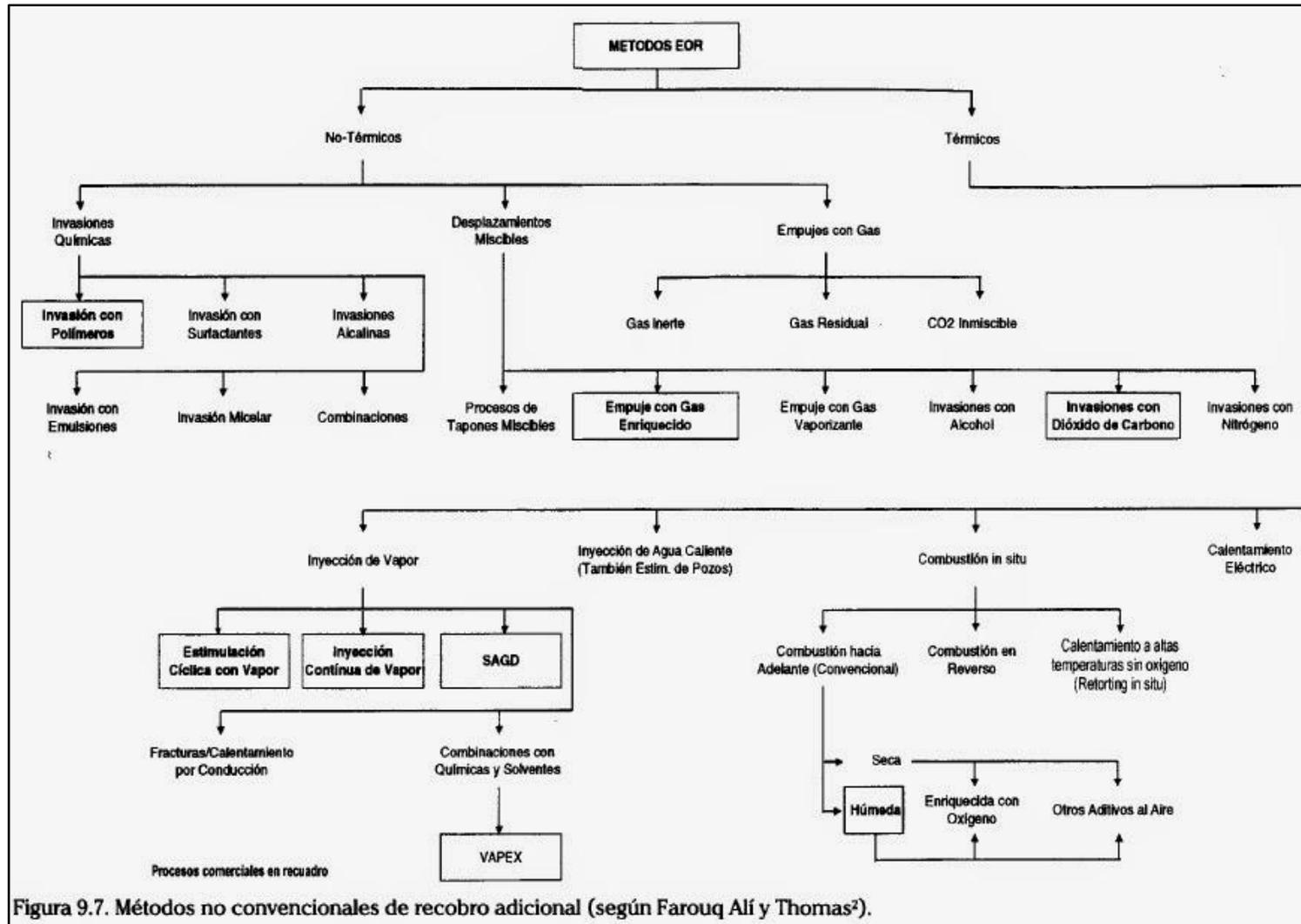


Figura 9.7. Métodos no convencionales de recobro adicional (según Farouq Ali y Thomas²).

Fuente: FAROUQ, Ali. S. Thomas. The Promise and Problems of Enhanced Oil Recovery Methods. Julio de 1996.

Finalmente, la inyección de aire busca generar una combustión en el yacimiento, quemando cierta cantidad de petróleo del reservorio para generar calor y así mejorar el recobro transfiriendo esta energía al crudo remanente. De este método existen tres tipos: el método convencional donde la zona de combustión avanza en la misma dirección de flujo de fluidos, la combustión en reverso que hace que la zona de combustión fluya en dirección opuesta a la corriente de aire, obligando al petróleo a fluir por las zonas de mayor temperatura, bajando su viscosidad, y finalmente un método de combustión húmeda en donde se inyecta agua alternada con aire.

En el presente capítulo se describirán los métodos de recobro mejorado químico a desarrollar (surfactante, polímero, SP, nanopartículas) y como es su interacción con la roca y los fluidos presentes en el yacimiento. Dichos métodos buscan aumentar la producción en el yacimiento alterando sus propiedades o generando un mejor barrido de petróleo.

2.1 RECOBRO MEJORADO QUÍMICO

Con el propósito de alterar las propiedades del yacimiento se inyectan sustancias químicas que pueden tanto minimizar la tensión interfacial, como mejorar la eficiencia de barrido (relación de movilidad), minimizar canalización o alterar mojabilidad. Los químicos más usados en la industria son polímeros surfactantes y álcali. A continuación, se describen los diferentes métodos de recobro químico y sus características generales.

2.1.1 Inyección de Surfactantes. Como su nombre lo indica se inyectan surfactantes que son una mezcla de agentes, usualmente componentes orgánicos anfífilos, los cuales tienen un extremo hidrofílico (cabeza) y otro hidrofóbico (cola), unidos por un enlace químico, lo cual permite que sean solubles en agua.

Dichas moléculas se ubican en la interfaz entre los dos fluidos alterando las propiedades de la misma y disminuyendo la tensión interfacial. Eventualmente se pueden clasificar como iónico y no iónico, por su capacidad de disociación en presencia de un electrolito. Además, los iónicos son sub-clasificados en función de la carga del grupo hidrofílico como catiónicos, aniónicos o zwitteriónicos.

2.1.1.1 Aniónicos. Caracterizados por ser los más ampliamente utilizados en los procesos de recobro mejorado químico, porque generan baja adsorción en areniscas debido a su baja carga negativa superficial. En estos surfactantes el grupo hidrofílico está cargado negativamente y se disocian en un catión y un anión anfífilo.

2.1.1.2 Catiónicos. En estos surfactantes el grupo hidrofílico queda cargado positivamente, razón por la cual no son tenidos en cuenta en areniscas, sin embargo, pueden ser usados en rocas carbonatadas para cambiar la mojabilidad de oleo-humectado a acuo-humectada.

2.1.1.3 Zwitteriónicos. Estos surfactantes contienen dos grupos activos, debido a que pueden ser:

- No iónicos – Aniónicos
- No iónicos – Catiónicos
- Aniónicos – Catiónicos

Son tolerantes a altas temperaturas y alta salinidad, sin embargo, son muy costosos. También se conocen como surfactantes anfóteros.

2.1.1.4 No Iónicos. Primeramente, sirven como Co-surfactantes o para mejorar el comportamiento del sistema de fases. Además, son más tolerantes a altas salinidades que los surfactantes Iónicos, sin embargo, su función para reducir tensión interfacial no es tan buena.

2.1.1.5 Mecanismos de Desplazamiento de Surfactantes. Debido a que la inyección puede darse por flujo micelar o flujo de surfactante diluido, se describe por separado el funcionamiento de ambos tipos de mecanismo.

❖ **Mecanismo de desplazamiento de flujo de surfactante diluido.** En este mecanismo las gotas de petróleo son emulsificadas debido a la baja tensión interfacial y el arrastre de la solución del surfactante, estas gotas son empujadas y se convierten en largas cadenas de petróleo las cuales son deformadas al pasar por las gargantas porales. Cuando la salinidad es baja se forman emulsiones de petróleo en agua, por otro lado, cuando la salinidad es alta se forman emulsiones de agua en petróleo. Todas estas gotas de petróleo coalescen para formar un banco de petróleo delante del bache de surfactante. Cuando el yacimiento es oleo-humectado la solución del surfactante que fluye a través de las gargantas porales desplaza las gotas de petróleo a lo largo de las paredes debido a la baja tensión interfacial.

❖ **Mecanismo de desplazamiento de flujo Micelar.** Dependiendo de la salinidad y las composiciones existen tres tipos de micro emulsiones:

▲ **Tipo 1: Petróleo en Agua.** Esta micro emulsión lleva las gotas de petróleo emulsificadas a través del yacimiento y coalescen con el petróleo que está más adelante para formar un banco de petróleo.

▲ **Tipo 2: Agua en Petróleo.** Es mucho más sencillo para el petróleo externo formar un banco de petróleo y mezclarse con el petróleo residual.

▲ **Tipo 3: Fase Bicontinua Media.** Debido a la baja tensión interfacial entre el petróleo y el agua pueden ser solubilizados entre sí para que las gotas de petróleo fluyan más fácilmente a través de las gargantas porales. Debido a esta solubilización los volúmenes de petróleo y agua se expanden, generando altas permeabilidades relativas y bajas saturaciones residuales, sin embargo, cuando la permeabilidad relativa al agua incrementa más rápido que la permeabilidad relativa al petróleo, y debido a que la tensión interfacial es muy baja, la saturación de petróleo y el recobro de petróleo disminuye.

2.1.2 Inyección de Polímeros. Es importante saber, que la inyección de químicos al yacimiento se realiza con el fin de alterar la movilidad de los fluidos presentes en el mismo. Para esto se inyectan polímeros que se encargan de incrementar la viscosidad de la solución desplazante con el fin de mejorar la eficiencia de barrido del aceite.

Los dos tipos de polímeros más importantes son los polímeros sintéticos tales como Poliacrilamida Hidrolizada (HPAM) y biopolímeros como Goma Xantica (Polisacáridos). Menormente usados son los polímeros naturales y sus derivados como la Carboximetilcelulosa de Sodio y la Hidroxietilcelulosa¹³.

Algunas características importantes que deben tener los polímeros para ser inyectados al yacimiento son:

- No tener -O- en su cadena para garantizar estabilidad térmica.
- Grupo hidrofílico iónico negativo para reducir la adsorción en la superficie de la roca.
- Excelente capacidad viscosificante.
- Grupo hidrofílico no iónico para garantizar estabilidad química.

2.1.2.1 Poliacrilamidas hidrolizadas. Los polímeros más ampliamente usados en los procesos EOR son los HPAM debido a que estos poseen más capacidad tanto viscosa como elástica que los polisacáridos. Las poliacrilamidas como tal tienen una fuerte adsorción en la superficie de los minerales, es por esto que son parcialmente hidrolizadas, reduciendo así su adsorción haciéndola reaccionar con una base, como el Sodio, Hidróxido de Potasio o Carbonato de Sodio.

Tienen cierto grado de hidrólisis el cual determina ciertas características, si su grado de hidrólisis es bajo el polímero será poco o no soluble en agua. El grado de hidrólisis es la fracción molar del grupo amida que han sido convertidos por la hidrólisis. Este rango varía entre el 15% y el 35% en los productos comerciales. Este proceso introduce cargas negativas en la cadena principal de los polímeros que tiene un gran efecto en las propiedades reológicas de la solución. La Poliacrilamida es principalmente aniónica, pero también puede ser no iónica o catiónica. Los pesos moleculares de las HPAM usados en los procesos EOR tienden a superar los 20 millones de Daltons. Cuando la hidrólisis es superior al 40% puede haber riesgo de floculación.

2.1.2.2 Polisacáridos. También denominados como biopolímeros, son ampliamente usados en los procesos EOR, el más usado es la Goma Xantica. Este polímero actúa como una barra semirrígida y es bastante resistente a la degradación mecánica. En promedio, los pesos moleculares de este biopolímero usados en procesos de recobro mejorado están en un rango entre 1 y 15 millones de Daltons. Generalmente las poliacrilamidas son más viscosas que los polisacáridos a concentraciones equivalentes en agua fresca, sin embargo, las poliacrilamidas son

¹³ SHENG, James. Modern Chemical Enhanced Oil Recovery. 2011. p-101.

más sensibles al agua salada, por este motivo, en esta situación los polisacáridos poseen mayor viscosidad.

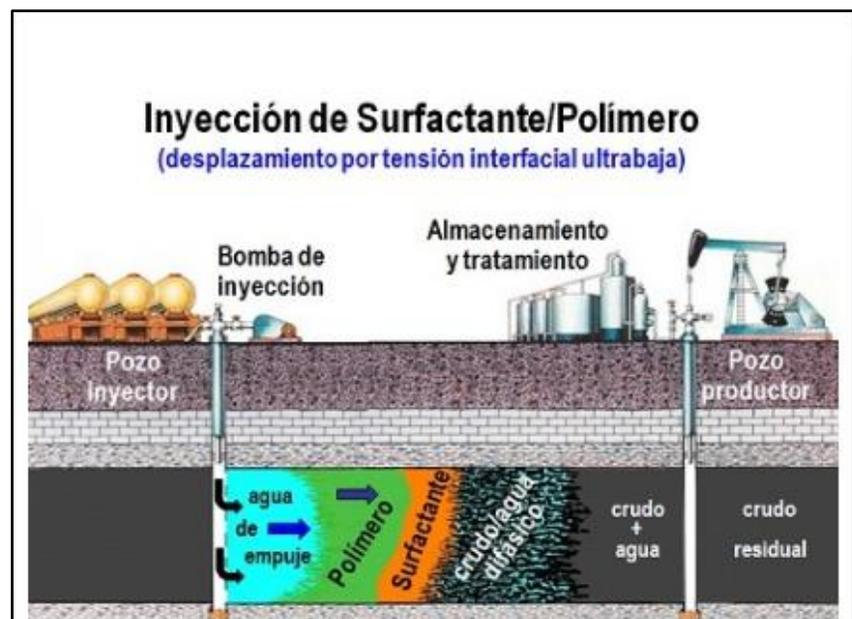
2.1.3 Inyección Surfactante – Polímero. Como método adicional de recobro mejorado, se encuentra la combinación de los dos anteriores métodos. Y aunque muchos estudios han demostrado que la mezcla de los dos componentes tiene muchas ventajas también se ha planteado un método que se basa en la inyección de baches alternados de ambos compuestos, sin embargo, la evaluación de este método requiere evaluar criterios de viscosidad, permeabilidad, temperatura de formación y sólidos disueltos.

Dentro de la combinación de los dos compuestos se diferencia que el surfactante va a conservar la fase acuosa, grasa o micro emulsión, mientras que el polímero siempre mantendrá su estado acuoso.

Debido a que el polímero siempre aumenta la viscosidad de la fase acuosa, el barrido mejorara, además, este compuesto puede aumentar también en una pequeña cantidad el efecto de viscosidad sobre la micro emulsión.

La tensión interfacial entre la fase del polímero y la fase de surfactantes es muy baja (10^{-4} y 10^{-5} Mn/m), con la presencia de los polímeros en esta fase la salinidad optima de trabaja puede ser disminuida.

Figura 6. Diagrama de inyección de surfactante – polímero



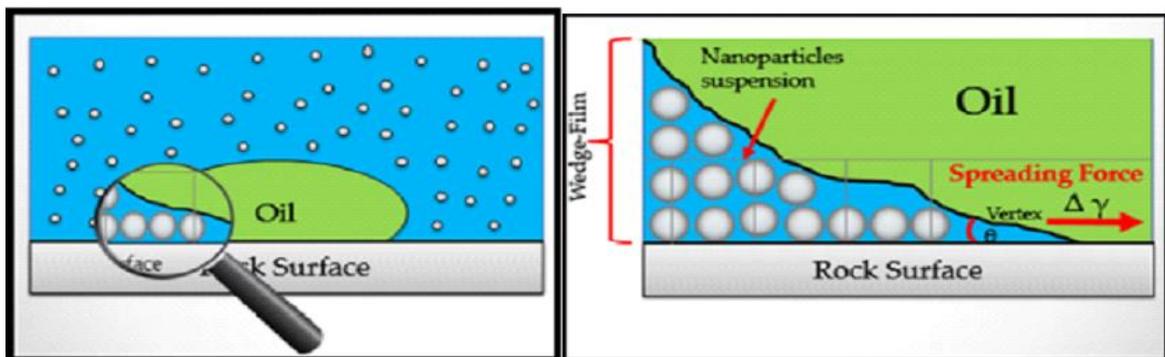
Fuente: Laboratorio FIRP, <http://www.firp.ula.ve/site/es/bienvenidos/54-presentacion>, tomado el 12 de agosto de 2016

2.1.4 Nanopartículas. Dentro de la búsqueda de nuevas tecnologías de recobro mejorado, siempre se encontrarán nuevos desafíos para la implementación de las mismas, debido a que cada tecnología tiene un efecto sobre el yacimiento y sus componentes, los cuales se deben manipular y tener en cuenta para lograr una inyección efectiva.

Entre los métodos de recobro terciario (EOR) se han descubierto las nanopartículas que mediante estudios de laboratorio y pilotos arrojan resultados positivos y de alta viabilidad a los proyectos de recobro mejorado como se encontrará a continuación.

Las nanopartículas de sílice han tenido gran utilidad en diferentes Campos, como el fracturamiento o la estimulación y hasta el momento se han hecho estudios previos (estudios de núcleos y simulación de transporte en medio poroso) a una implementación masiva, los cuales han generado resultados positivos.

Figura 7. Nanopartículas estructurando forma de cuña, generando separación estructural por gradiente de presión al borde del vértice.



Fuente: IBRAHIM El-Diasty, The potencial of Nanoparticles to improve oil recovery in Bahariya Formation, Egypt: an experimental Study, SPE 174599-MS, 2015, p. 4.

La fijación del término nano, se debe a una relación de uno a 1000 millones, escala en la cual se encuentran los componentes de estudio, dicha escala en el sistema internacional de unidades, se define como nano-metros.

Actualmente la inyección de nanopartículas de sílice es uno de los métodos de inyección más explorado en el mundo debido a que su implementación puede garantizar factores de recobro que otros compuestos no logran, puesto a que pueden actuar como surfactantes, cambiar la mojabilidad de la roca, e incluso, mediante un mecanismo llamado “presión de separación”, mejoran la recuperación de petróleo eficientemente, mecanismo mostrado en la Figura 7.

2.1.4.1 Clasificación de Nanopartículas. En la industria se pueden encontrar nanopartículas de diferentes materiales que varían en sus propiedades como cobre, aluminio, hierro, zinc y silicio. Existen muchos estudios que debido a su previa investigación se han llevado a cabo sobre las nanopartículas de silicio (sílice).

Por otro lado, las partículas de sílice se han clasificado entre:

- LHPN: Lipofóbico e hidrofílico

- HLPN: Lipofílico e hidrofóbico
- NWPN: Mojabilidad neutra

Esta clasificación se ha dado de acuerdo a los efectos generados en el cambio de la mojabilidad en la formación. En la Tabla 2 se pueden observar algunos tipos de nanopartículas utilizados en diversos estudios.

Tabla 2. Tipos de Nanopartículas.

S/No	Tipo de nanopartícula	Tamaño de partícula (nm)	Área Superficial (m ² /g)
1.	Oxido de Aluminio	40	-60
2.	Oxido de Magnesio	20	-50
3.	Oxido de Hierro	20-40	40-60
4.	Oxido de Niquel	100	6
5.	Oxido de Estaño	50-70	-10-30
6.	Oxido de Zinc	10-30	90
7.	Oxido de Zirconio	20-30	35
8.	Oxido de Silicio tratado con Silano	10-30	+400
9.	Oxido de Silicio Hidrofóbico	10-20	100-140

Fuente: OGOLO N.A. et al., Enhanced oil recovery using nanoparticles, SPE 160857, 2012, Nigeria, p. 2. Modificada por autores.

Las nanopartículas HLPN y NWPN se caracterizan por actuar como surfactantes, reduciendo la tensión interfacial cuando se encuentran dispersos en etanol. Además, en formaciones mojadas con agua son muy efectivas. Las NWPN disminuyen el ángulo de contacto mientras que las HLPN lo aumentan, sin embargo, las últimas disminuyen la tensión interfacial entre el petróleo y el agua mejorando en forma directa el recobro. Se ha demostrado que estas nanopartículas son más efectivas en el recobro de crudos medianos que de crudos ligeros.

2.1.4.2 Propiedades Fisicoquímicas de las Nanopartículas de Sílice. El dióxido de silicio (SiO₂), “Se forman mediante el proceso de sol-gel catalizado en medio básico, según dos reacciones clave, hidrólisis y condensación. La primera etapa del proceso consiste en la hidrólisis del alcóxido. En esta etapa se obtiene una suspensión coloidal que contiene partículas de tamaño inferior a 100 nm y a la vez que se forman grupos silanol (Si-OH) y se libera el alcohol correspondiente. A continuación, los grupos silanol polimerizan por condensación formando estructuras tridimensionales formados por grupos siloxano (Si-O-Si) con eliminación de agua y alcohol concomitante. En esta segunda etapa de condensación se forma un gel, más o menos compacto y denso”¹⁴

Los beneficios de las nanopartículas se pueden dividir en tres enfoques principales: nanocatalizador, nanoemulsiones y nanofluidos.

¹⁴ LLINAS Maria, et al. Nanopartículas de sílice: Preparación y aplicaciones en biomedicina, España, diciembre de 2013, p. 22.

❖ **Nano catalizador.** Se pueden definir como partículas metálicas que se usan como catalizadores para reacciones de acuatermolisis (reacción entre vapor y crudo), que ocurren durante la inyección de vapor en reservorios de petróleo pesado.

❖ **Nano emulsiones.** Es un tipo de emulsión estabilizada por nanopartículas en vez de surfactantes, es más estable bajo condiciones severas de temperatura y salinidad, la viscosidad generada puede ayudar a mejorar la movilidad y por ende el barrido o empuje generado por el fluido. Dichos beneficios pueden tener ventajas sobre los polímeros debido a que no se adhieren en el medio poroso de la misma forma. Las gotas de las emulsiones estabilizadas por nanopartículas, son lo suficientemente pequeñas para pasar a través de los poros y fluir a través de la roca reservorio sin retención, además se mantienen estables a pesar de las condiciones del reservorio. Las ventajas de estas nano emulsiones respecto a los fluidos coloidales son¹⁵:

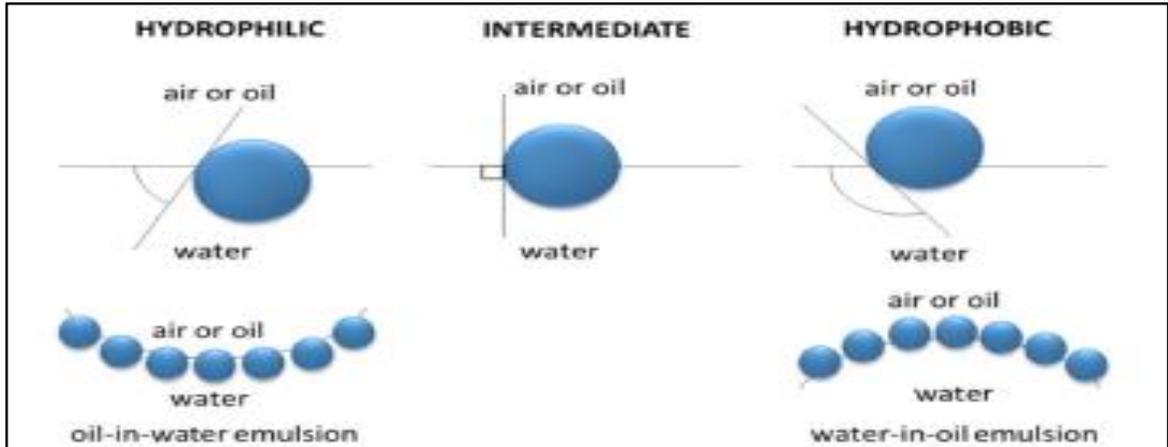
- El pequeño tamaño de las nanopartículas y las gotas de la emulsión le permiten fluir sin ninguna retención a través del reservorio sin importar su permeabilidad.
- El revestimiento del polímero en la superficie de las partículas puede hacer que las partículas permanezcan en la interface de la zona acuosa/ no-acuosa, con el ángulo deseado. Esto permite la formación de las gotas de emulsión que ayuda a reducir la retención en la roca
- Con el tamaño uniforme de las nanopartículas esféricas pueden formar una capa compacta en la interface acuosa/no-acuosa.
- Las nanopartículas sólidas pueden ser magnéticas, magnetostrictivas o piezoeléctricas, incrementando la posibilidad de control externo para la calidad de las emulsiones, estructura y desestabilización.
- Las nanopartículas pueden ser catalíticas, reactivas o asociativas, con un polímero soluble en agua o surfactantes.

La composición de un fluido base agua-aceite y una nanopartícula se basa en la naturaleza hidrofóbica o hidrofílica de la misma, debido a que la mojabilidad del sílice está constituida basado en los grupos silanol que cubran su superficie. Si el grupo silanol en superficie está por encima de 90% tendrá una naturaleza hidrofílica, por ende, forma emulsiones estables de petróleo en agua. Por otro lado, cuando las nanopartículas son cubiertas por grupos silanol en un aproximado del 10% son hidrofóbicas y forman emulsiones de agua en petróleo.

Finalmente, si son cubiertas solo parcialmente por estos grupos silanol, aproximadamente en un 70%, su mojabilidad es mixta y la emulsión se forma a partir de factores externos como la polaridad del petróleo, como se muestra en la Figura 8.

¹⁵ IBRAHIM, El-Diasty, et al. Understanding the Mechanism of Nanoparticles Applications in Enhanced Oil Recovery, Egipto, Septiembre de 2015, SPE – 175806 –MS.

Figura 8. Ángulo de contacto de partículas hidrofílicas, intermedias e hidrofóbicas.



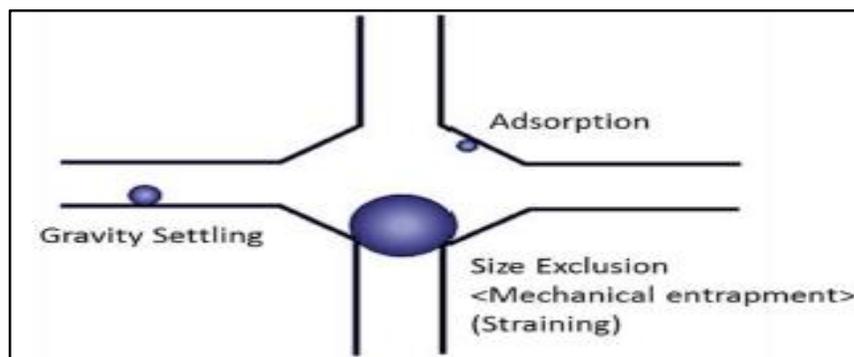
Fuente: IBRAHIM, El-Diasty, et al. Understanding the Mechanism of Nanoparticles Applications in Enhanced Oil Recovery, SPE175806. p. 4.

❖ **Nanofluidos.** Los nanofluidos son fluidos base agua o aceite con una nanopartícula, que debido a su tamaño y ligereza se mantiene suspendida en la solución. El nanofluido se propaga a través de los canales porosos al igual que las partículas en suspensión, lo cual permite el movimiento de dichas partículas generando el efecto necesario para el empuje de crudo. Para lograr este efecto el diámetro de las nanopartículas debe ser menor que el de los canales porosos, de forma que se muevan y puedan ser adsorbidas por la superficie de la roca, esto generaría el efecto de cambio de mojabilidad.

En la roca existen tres mecanismos de retención de partículas, por adsorción, por gravedad y por tamaño. En la inyección del nanofluido se buscará evadir los mecanismos de retención por gravedad y por tamaño debido a que la adsorción ayudará a cambiar la mojabilidad de la roca y por ende el recobro.

La adsorción de las partículas a la roca está liderada por las fuerzas de atracción de Van Der Waals, las cuales gobiernan las leyes de atracción y repulsión entre moléculas, debido a enlaces o interacción electrostática de iones. A continuación, se observa en la Figura 9 los tres tipos de mecanismos de retención de nanopartículas, adsorción, sedimentación por gravedad y entrapamiento por tamaño.

Figura 9. Mecanismos de Retención de Nanopartículas



Fuente: IBRAHIM, El-Diasty, et al. Understanding the Mechanism of Nanoparticles Applications in Enhanced Oil Recovery, SPE 175806. p. 5.

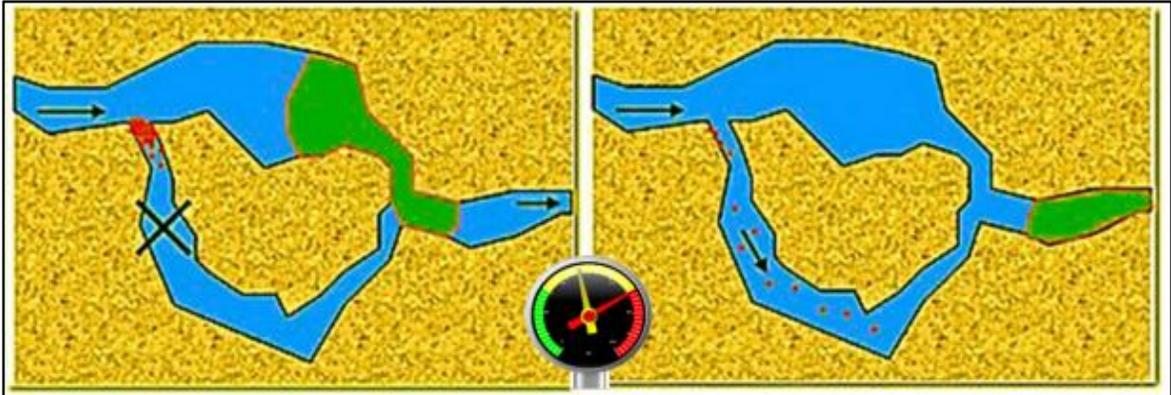
2.1.4.3 Mecanismos de desplazamiento de nanopartículas. Existen tres mecanismos de desplazamiento primarios, dos de estos se basan en el movimiento que tienen las partículas a través del medio poroso, y el tercero es la alteración de la tensión interfacial y la mojabilidad.

❖ **Suspensión en forma de cuña.** Gracias a la acumulación de las partículas de sílice en forma de cuña se generaría un empuje en extensión hacia adelante, lo cual implica que el empuje se crea a partir de la capa generada, a esto se le llama “presión estructural de disociación”. La energía que permite funcionar a este mecanismo es el movimiento browniano y las fuerzas de repulsión electrostática. Teniendo en cuenta que la fuerza de repulsión entre partículas es mayor cuando estas son más pequeñas.

❖ **Acumulación temporal.** En las diminutas gargantas porales, la diferencia de densidad entre las partículas y el agua disminuye la velocidad de las partículas causando su acumulación. La presión se acumula en los poros adyacentes forzando al petróleo a salir. Una vez el petróleo fue liberado, La presión circundante cae y el bloqueo se disuelve gradualmente permitiendo que las partículas comiencen a fluir con el agua como se observa en la Figura 10.

❖ **Alteración de mojabilidad y tensión interfacial.** Además de poseer estas capacidades, los nano fluidos pueden cambiar la densidad tanto del fluido inyectado como de los fluidos almacenados en el yacimiento. Los nano fluidos son utilizados principalmente para la recuperación de petróleo pesado. Las nano partículas más usadas son las de sílice dividiéndose en HLPN, LHPN y NWPN.

Figura 10. Mecanismo de interferencia temporal



Fuente: IBRAHIM, El-Diasty, et al. Understanding the Mechanism of Nanoparticles Applications in Enhanced Oil Recovery. SPE 175806. p. 8.

2.1.4.4 Factores que afectan la recuperación por Nano fluidos.¹⁶ Cada reservorio en particular tiene su propio análisis de sensibilidades, dependiendo de sus características se selecciona la composición más óptima del nano fluido a ser inyectado. Los factores a tener en cuenta son:

❖ **Concentración de las Nano partículas.** Este factor tiene un doble efecto, tanto la “presión de disociación” como el “Movimiento Browniano” incrementan cuando la concentración de las nano partículas incrementa, así como las fuerzas repulsivas entre las mismas. Por lo tanto, el efecto del Nano fluido sobre la alteración de la mojabilidad incrementa cuando la concentración de las nano partículas lo hace. Además, la retención de las partículas en el medio poroso reducirá la porosidad y la permeabilidad absoluta de la roca. Al superar una concentración de nano partículas de 3% se reduce la recuperación de petróleo debido al bloqueo de los poros y las gargantas por las Nano partículas de sílice dispersas. La concentración óptima de Nano partículas para el obtener el máximo recobro de petróleo es a la cual la adsorción tenga lugar en la pared de los poros y se encuentre saturada por Nano partículas de sílice.

❖ **Tamaño de las Nano partículas.** Entre más pequeña sea la nano partícula, más alta será la densidad de carga y habrá más repulsión electrostática entre dichas partículas. El tamaño apropiado debe estar en un rango no tan grande para ser atrapada mecánicamente por la exclusión de tamaño ni tan pequeña para causar interferencia.

❖ **Salinidad.** Generalmente los nano fluidos se vuelven menos estables cuando la salinidad aumenta. Así mismo, cuando la salinidad aumenta el potencial zeta disminuye y el fluido tiende a aglomerarse, por esto a salinidades altas se incrementa notablemente la retención de las nano partículas en la roca.

❖ **Temperatura.** A medida que aumenta la temperatura el potencial zeta disminuye generando que se aglomere el nano fluido. Del mismo modo, los nano

¹⁶ MAGHZI, Ali. et al. Monitoring Wettability Alteration by Silica Nanoparticles During Water Flooding To Heavy Oils in Five Spots Systems: A Pore Level Investigation. 2012.

fluidos se vuelven menos estables a altas temperaturas. Sin embargo, se determinó que la temperatura apenas afecta la retención reduciendo el recobro ligeramente. También se ha logrado determinar que al incrementar la temperatura aumenta la eficiencia de desplazamiento y por ende se incrementa el recobro de petróleo debido a la inyección de nano fluido.

❖ **Mojabilidad de las nano partículas.** La mojabilidad de la nanopartícula determina como estará situada en la interface agua-petróleo. La adsorción de las nano partículas en la roca puede alterar la mojabilidad. La inyección de nano partículas hidrofílicas incrementa la permeabilidad relativa de la fase de petróleo K_{r_o} mientras que la inyección de nano partículas hidrofóbicas incrementa la permeabilidad relativa al agua K_{r_w} .

❖ **Tamaño de grano.** La retención de las nano partículas en la superficie de la roca genera un decremento en el área superficial por unidad de volumen, lo cual implica que los granos de la roca sean más grandes y por ende se presentara una baja porosidad.

❖ **Contenido de arcilla.** El contenido de arcilla afecta directamente la retención de las nano partículas en la roca. Entre más alto sea el contenido de arcilla menor es la porosidad porque esta ocupa el espacio entre los granos. Entre más contenido de arcilla se tenga mayor es la retención de nano partículas en la roca.

❖ **Efecto de la permeabilidad del reservorio.** Los resultados de los estudios mostraron que las nano partículas pueden trabajar incluso en reservorios con bajas permeabilidades. Por lo tanto, se puede observar un gran potencial en la aplicabilidad de las nano partículas.

❖ **Tasa de inyección.** Al incrementar la tasa de inyección las pequeñas moléculas de agua obtendrán más velocidad que las nano partículas así que las nano partículas se aglomeran bloqueando las gargantas porales reduciendo la recuperación de petróleo.

2.1.5 Investigaciones Previas En El Uso De Nanopartículas. Para garantizar que la tecnología de inyección de nanopartículas de sílice sea efectiva, se han realizado investigaciones previas para formular el fluido de inyección y predecir el avance de las partículas en el medio poroso, con análisis de núcleos. A continuación, se describen los estudios más relevantes con sus conclusiones.

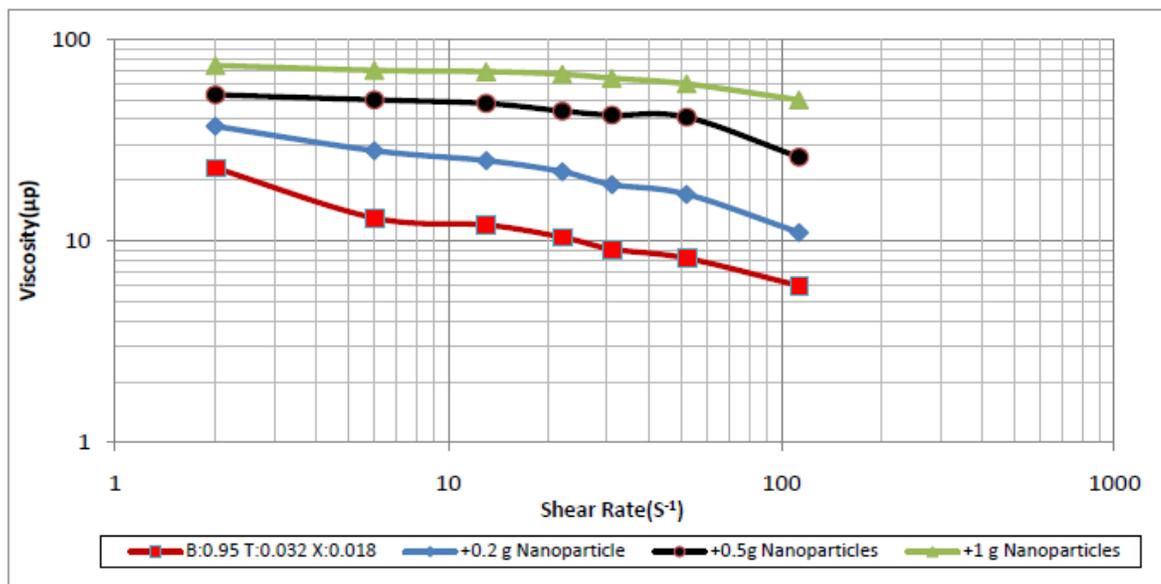
En el 2010 Ping Zhang et al. generaron un nano fluido a partir de la síntesis de cloruro de zinc, sílice y ácido metilfosfónico, con éste, trabajaron la movilidad de las partículas en el medio poroso tanto arenisca como caliza y concluyeron una mejora del avance de dichas nano partículas cuando se realiza una inyección de surfactante previa, este estudio, aunque fue diseñado para el control de escamas, permite apreciar las ventajas que tienen las nanopartículas cuando se mueven a

través de medio poroso, y su porcentaje de adsorción dependiendo el tipo de roca, que en este caso dedujo una mayor adsorción en areniscas que en calizas.¹⁷

Siguiendo la línea de investigación de diseño de nanofluidos, se encuentran diversos estudios como el mencionado anteriormente de Ping Zhang o Fangda Qiu, que debido a la necesidad que existe para crear un fluido con las concentraciones y los componentes adecuados, se han enfocado en los análisis químicos y las posibilidades que existen mezclando diferentes compuestos, pero siempre con el sílice como nanopartícula en solución coloidal.

Fangda Qiu, del departamento de ingeniería de petróleos de la Universidad de Texas A&M en 2010 expuso los resultados del desempeño de una emulsión, compuesta por surfactante y nano partículas. El crudo trabajado tenía 16° API, se usó un surfactante aniónico (etoxilato de octifenol), sílice y xileno como solvente para el diseño de la emulsión. Las concentraciones trabajadas fueron salmuera en 95%, xileno en 1.8% y surfactante en 3.2 %, las nano partículas fueron usadas para estabilizar la emulsión, disminuir la adsorción del fluido por la roca, aumentar la viscosidad del fluido (ver Gráfica 2), ayudar a la emulsificación, y bajar la tensión interfacial, causante de la formación de una emulsión del crudo y el agua¹⁸.

Gráfica 2. Efecto de nanopartículas en el comportamiento reológico de la emulsión.



Fuente: FANGDA Qiu, Daulat Mamora, Experimental Study of Solvent-Based Emulsion Injection to Enhance Heavy Oil Recovery in Alaska North Slope Area, SPE 136758, p. 2.

¹⁷PING ZHANG, et al. Silica-Templated Synthesis of Novel Zinc-DTPMP Nanoparticles, Their Transport in Carbonate and Sandstone Porous Media and Scale Inhibition, Reino Unido, Mayo 2010, SPE 100639.

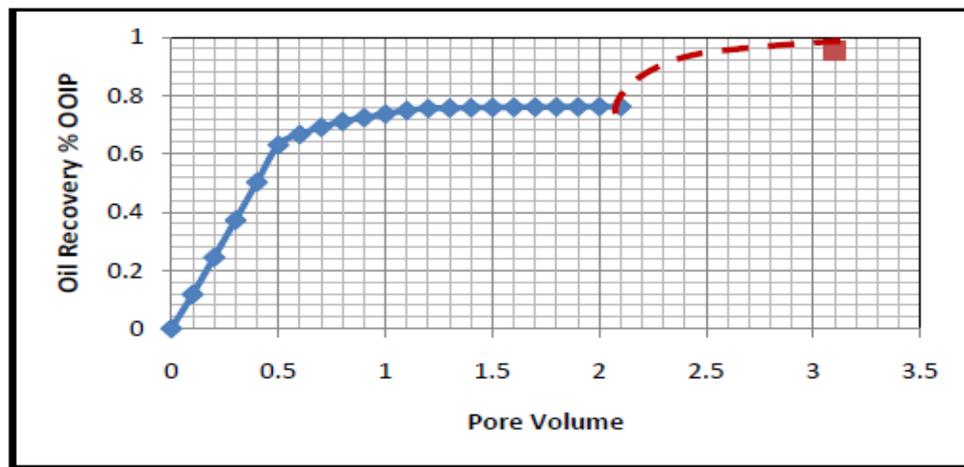
¹⁸ FANGDA QIU, Daulat Mamora, Experimental Study of Solvent-Based Emulsion Injection to Enhance Heavy Oil Recovery in Alaska North Slope Area, Octubre 2010, Alberta, Canada, CSUG/SPE 136758

Esta investigación se compuso de dos fases, la primera fue enteramente para el diseño de un nanofluido, el análisis de propiedades reológicas, medidas de tensión interfacial y reducción de viscosidad del crudo. La segunda fase se compuso por un estudio de núcleos Idaho y Berea.

Comprobando la utilidad de su nanofluido, Fangda Qiu et al. realizaron pruebas con núcleos Berea con permeabilidad de 200 md y Idaho con permeabilidad de 800 md. Cuatro casos de estudio fueron desarrollados¹⁹:

- Caso 1. Inyección de agua en núcleo Berea, mostró un factor de recobro del 76.2% y luego un recobro adicional del 19.2% con el nano fluido, para un total del 95.4 %. Ver Gráfica 3.

Gráfica 3. Caso 1 de inyección en núcleos de formación Berea

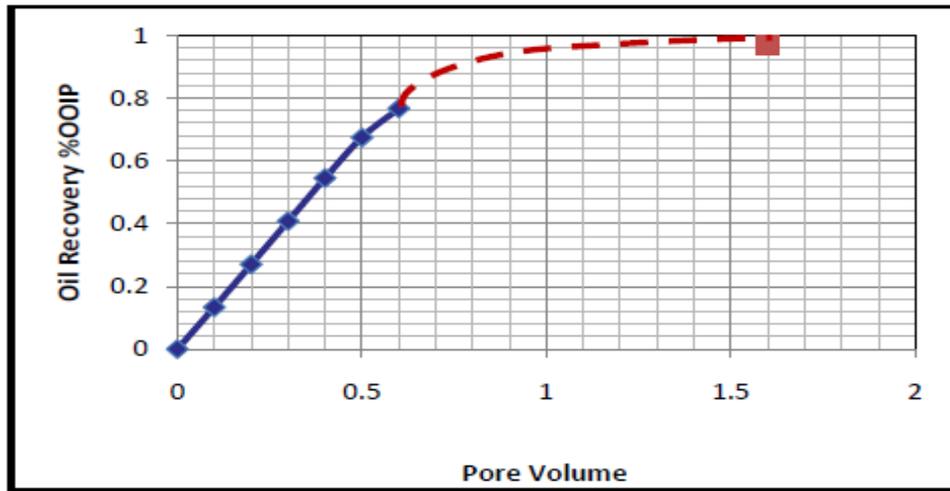


Fuente: FANGDA Qiu et. Al. Experimental study on solvent-based Emulsion injection to Enhanced Heavy Oil Recovery in Alaska North Slope Area. SPE 136758 p. 8.

- Caso 2: En la Gráfica 4 se muestran los resultados, para un núcleo igual al caso 1, se realizó la prueba solo con la inyección del nano fluido, arrojando un factor de recobro del 96.81 %.

¹⁹ FANGDA, qiu. DAULAT, Mamora. The Potencial Applications in Heavy Oil EOR With the Nanoparticle and Surfactant Stabilized Solvent-Based Emulsion, Octubre 2010, Alberta, Canada, CSUG/SPE 134613.

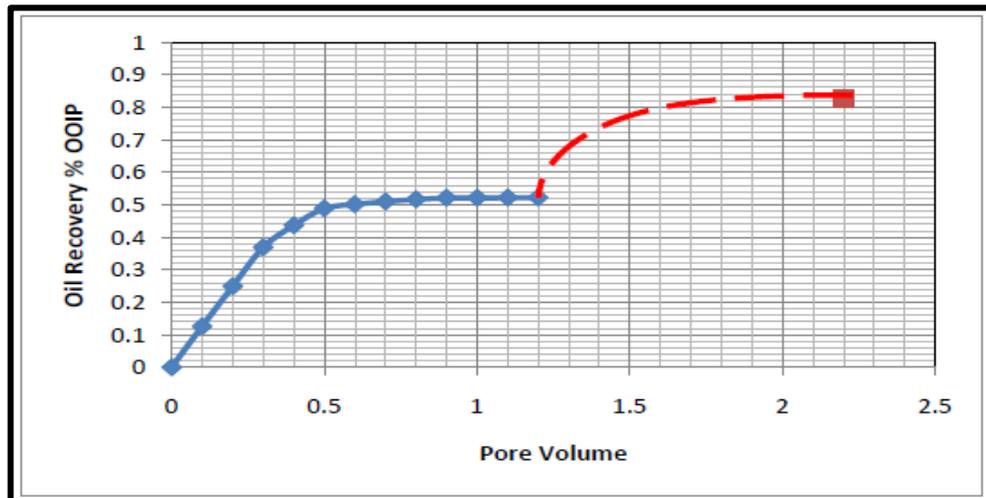
Gráfica 4. Caso 2 de inyección en núcleos de formación Berea



Fuente: FANGDA Qiu et. Al. Experimental study on solvent-based Emulsion injection to Enhance Heavy Oil Recovery in Alaska North Slope Area. SPE 136758 p. 9

- Caso 3: Para el núcleo Idaho, se realizaron los mismos experimentos. Generando un factor de recobro a partir de inyección de agua del 56.2 %, y luego un adicional con la emulsión del 26.4 % lo cual da un total de 82.6 %. Ver Gráfica 5.

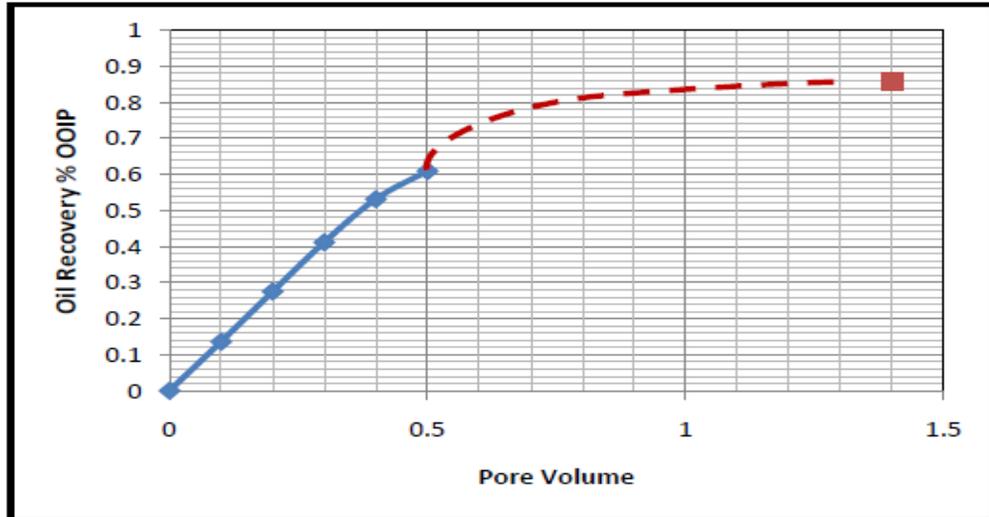
Gráfica 5. Caso 3 de inyección en núcleos Idaho



Fuente: FANGDA Qiu et. Al. Experimental study on solvent-based Emulsion injection to Enhance Heavy Oil Recovery in Alaska North Slope Area. SPE 136758. p. 10.

- Caso 4: El recobro solo con la emulsión arrojó el 85.8 % del OOIP en el mismo núcleo Idaho, ver Gráfica 6.

Gráfica 6. Caso 4 de inyección en núcleos Idaho



Fuente: FANGDA Qiu et. Al. Experimental study on solvent-based Emulsion injection to Enhance Heavy Oil Recovery in Alaska North Slope Area. SPE 136758. p. 11.

Para todos los casos de estudio anteriormente mencionados se generaron condiciones de temperatura constante a 77 ° F y los núcleos fueron sometidos a una presión de confinamiento de 300 a 500 psi por encima de la presión de inyección. La inyección de agua y emulsión se realizó a un caudal de 0.5 ml/min. La porosidad de los núcleos oscila entre 27.8% y 28%.

Como se mencionó anteriormente, el silicio puede tener diferentes tipos de mojabilidad, dependiendo de su ángulo de contacto, dicha mojabilidad fue analizada en un estudio de la Universidad de Port Hartcour en Nigeria.

Los ingenieros Mike O. Onyenkonwu y Naomi A. Ogolo, en 2010, realizaron un estudio de nano partículas de Polisilicio, que como factor de recobro alteran la mojabilidad de las rocas. Dichos polisilicios usados contenían tres características: Lipofóbico e hidrofílico, lipofílico e hidrofóbico y mojabilidad neutra, se usó etanol y alcohol como agente dispersante, ocho núcleos y dos tipos de crudos, uno ligero de 41° API y uno mediano de 28° API. Como resultado se encontró que el Polisilicio de mojabilidad neutra, y el hidrofóbico-lipofílico, dispersados en etanol también actúan como surfactantes reduciendo la tensión interfacial.

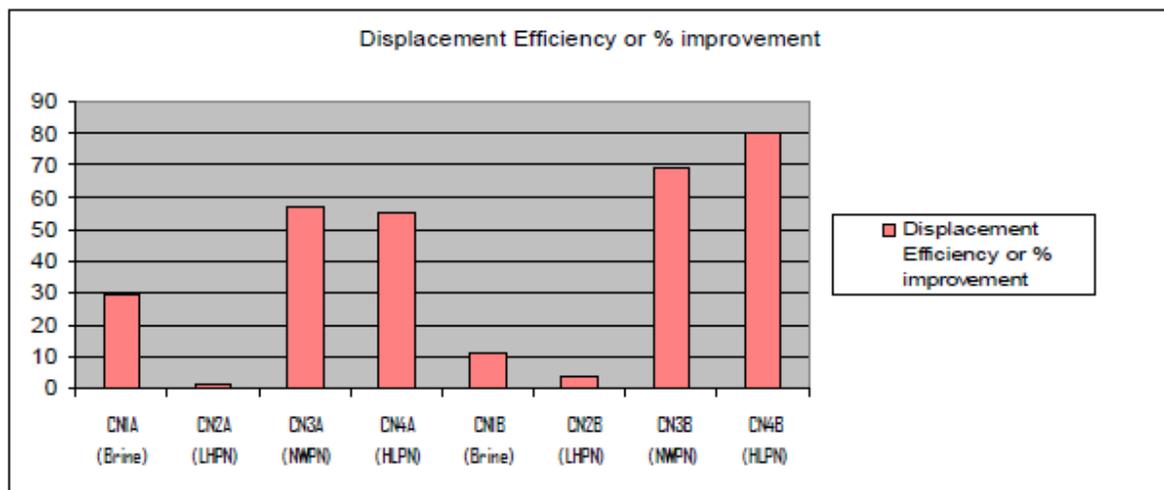
LHPN: Nano Partícula Lipofóbico e Hidrofílico

NWPN: Nano Partícula de mojabilidad Neutra

HLPN: Nano Partícula Hidrofóbico y Lipofílico

En formaciones mojadas con agua el agente neutro y el agente lipofílico e hidrofóbico son muy efectivos. El agente neutro baja el ángulo de contacto, y el agente lipofílico e hidrofóbico aumenta dicho ángulo, sin embargo, disminuye la tensión interfacial entre el petróleo y el agua, mejorando en forma directa el recobro. También fueron más útiles en el recobro del crudo mediano que en los núcleos con crudo ligero. Los datos del factor de recobro varían debido a la diferencia de los fluidos, pero se estima que luego de una inyección de agua que genera un recobro hasta el 31% el factor de recobro puede aumentar hasta 70%, siendo éstos, los datos más bajos de recobro obtenidos en los resultados. En la Gráfica 7 se adjunta la eficiencia de desplazamiento de cada tipo de nanopartícula, evidenciando los polisilicios de mojabilidad neutra e hidrofóbico más efectivos que los otros compuestos. Las tablas de las propiedades de cada nanopartícula se encuentran en el SPE 140744, Gráficas de saturación de petróleo residual y descripciones de los fluidos.²⁰

Gráfica 7. Eficiencia de desplazamiento en porcentajes de mejora de cada nanopartícula usada.



Fuente: ONYEKONWU Mike O. OGOLO Naomi A., Investigating the Use of Nanoparticles in Enhancing Oil Recovery. SPE 140744. p. 11.

En 2012, Abbas Roustaei et al. con análisis de núcleos provenientes de areniscas iraníes usaron las nano partículas hidrofóbica y lipofílica, y de mojabilidad neutra para comprobar sus efectos en un crudo de 33.53 °API, y un núcleo con permeabilidad de 186 md. Se encontró que la alteración de mojabilidad de ambos componentes es amplia debido que con el polisilicio con mojabilidad neutra se redujo el ángulo de contacto de 135.5° a 81.88° y en el caso del hidrofóbico y lipofílico de 130° a 95.44°. La reducción de tensión interfacial es de aproximadamente 26.3 mN/m hasta 2.55 mN/m. El factor de recobro incrementa con una inyección de agua que generó en cada núcleo 59.33% y 64.28% más OOIP.

²⁰ ONYEKONWU, Mike. OGOLO, Naomi A. Investigating the Use of Nanoparticles in Enhancing Oil Recovery, Agosto 2010, Nigeria. SPE 140744.

Luego inyectando el nano fluido dicho recobro aumentó hasta 91.53% y 92.85% respectivamente. Llevando más a fondo la investigación se apreció un análisis del efluente de los núcleos, con un color amarillo-verde pálido, en ambas muestras, teniendo en cuenta que el nano fluido inyectado es de color blanco, lo que implica que una reacción ha ocurrido entre fluido-roca y fluido-crudo²¹.

Las propiedades de las nanopartículas de este estudio se encuentran a continuación en la Tabla 3, además se debe mencionar que la salinidad de la salmuera fue de 30000 ppm y las nanopartículas fueron dispersadas en etanol a una concentración de 4gr/L.

Tabla 3. Propiedades de Nanopartículas NWP y HLP.

Nanoparticles properties	NWP Nanoparticles	HLP Nanoparticles
Surface área	400 m ² /g	200 m ² /g
Particle size	10-40 nm	10-20 nm
Purify	99.5%	99.8%
Wettability	Neutral	More Hydrophobic
Dispersible in	Weak or non-polar solvent	Weak or non-polar solvent
Treated or modified with	Silane	Single layer of organic chain
Bulk Density	0.15 g/ml	0.14g/ml

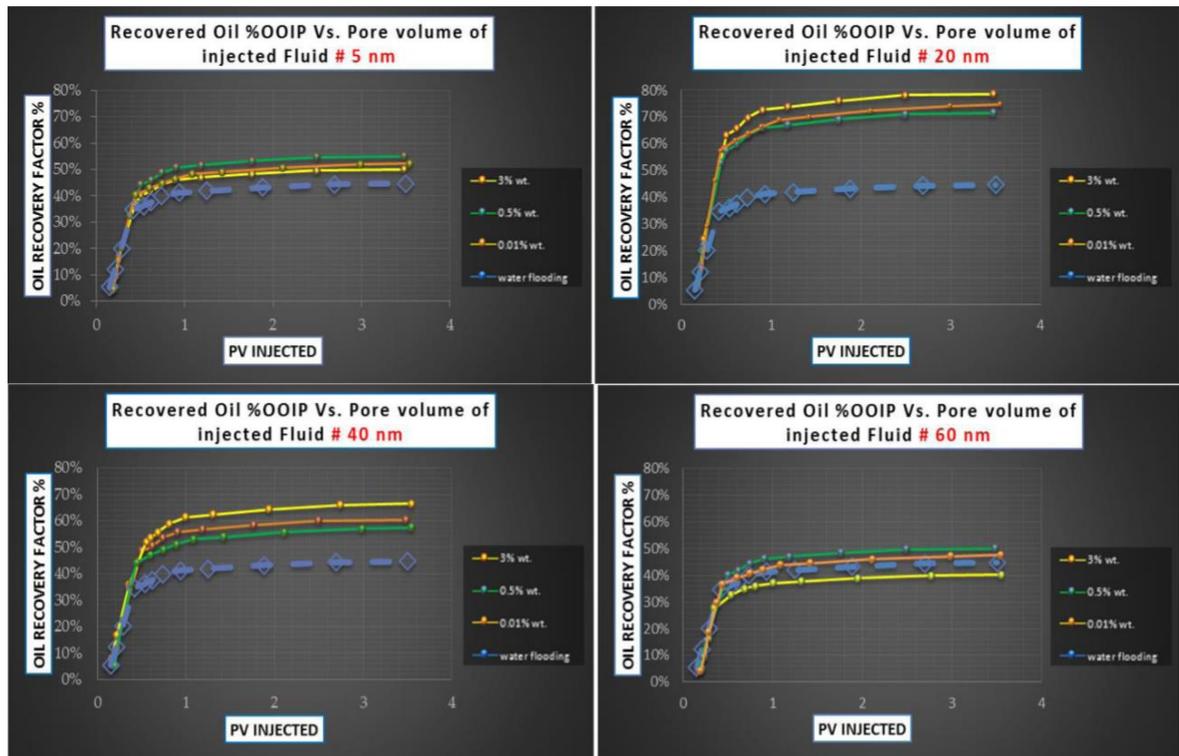
Fuente: ABBAS ROUSTAEI, Jamshid. et al. An experimental Investigation of Polysilicon Nanoparticles' Recovery Efficiencies through Changes in Interfacial Tension and Wettability Alteration. Abadan Institute of Technology, Iran, 2012. p. 5., modificada por autores.

Ibrahim El-Diasty Abdelrahman en 2015 condujo un estudio de núcleos usando sílice como nanopartícula diluida en agua a varias concentraciones (0.01-0.5-3%); comparado con la inyección de agua, el uso de nano partículas aporta un recobro del 65% respecto a un 36% del agua. Concluyó que el principal mecanismo de recobro de este experimento es el sistema de dispersión coloidal que se genera a partir de la mezcla de nano partículas y el fluido, el cual genera una diferencia de presión, en los poros de la roca. A continuación, las gráficas de resultados del experimento en la Gráfica 8, en la cual se puede apreciar que el mejor tamaño de nanopartícula es de 20 nm y la mejor concentración de 3%²².

²¹ ABBAS ROUSTAEI, Jamshid. et al. An experimental Investigation of Polysilicon Nanoparticles' Recovery Efficiencies through Changes in Interfacial Tension and Wettability Alteration. Abadan Institute of Technology, Abadan, Iran, 2012. SPE 156976.

²² EL-DIASTY, Abdelrahman Ibrahim, The Potential of Nanoparticles to Improve Oil Recovery in Bahariya Formation, Egypt: An Experimental Study, American University in Cairo, 2015.

Gráfica 8. Factor de Recobro de Diferentes tamaños de nanopartículas con sus concentraciones



Fuente: EL-DIASTY, Abdelrahman Ibrahim, The Potential of Nanoparticles to Improve Oil Recovery in Bahariya Formation, Egypt: An Experimental Study, American University in Cairo, 2015.

Con la recopilación de información de los artículos anteriormente mencionados y algunos sin mencionar, se realizó la Tabla 5 para poder observar fácilmente el efecto que ha generado las nanopartículas en todos los estudios hasta el día de hoy.

A continuación, en la Tabla 4 se muestra una tabla de datos de sílice y del Campo Yariguí-Cantagallo comparando los datos de referencia a los cuales puede trabajar el sílice, junto con las principales propiedades del Campo de estudio. Haciendo una breve evaluación se entiende que el procedimiento no tendría problema por datos de temperaturas, tipo de roca o incluso saturaciones, sin embargo, se debe poner a prueba la tecnología en este Campo respecto a los bajos datos de permeabilidad que poseen algunos estratos del Campo.

Tabla 4. Rangos de aplicabilidad del sílice y propiedades del Campo de estudio Yariguí-Cantagallo.

	Rangos de Aplicabilidad Nanopartículas de Sílice	Propiedades del Campo Yariguí-Cantagallo
Temperatura (°F)	hasta 200 °F	146
Tipo de Roca	Adsorción en Arenisca	Arenisca
Tipo de Crudo	Menor a 41°API	21 ° API
Concentraciones de mezcla	Hasta 5%	-
Salinidad	30000 – 90000 ppm	30000 ppm
Permeabilidad	Desde 60 md	Mayor a 49 md en zona de interés promedio de 105 md
Presión	N/A	3250 psia
Saturación de Agua	Núcleos con saturaciones hasta 50%	30 a 35%
Porosidad	No tiene limite	17%
Profundidad	N/A	7300 TVD
Viscosidad	No tiene limite	24 cp

Tabla 5. Resumen datos de investigación

Nanopartic	Fluidos de diluc	Concentracio	Presión	Temperatu	Tipo de crud	Permeabilidad al aire f	Permeabilidad a salmuera (mD)	Salinidad (pp)	Factor Recobi	Notas
CuO	Poli-dimetil Siloxano como dispersante	CuO: 0.5 - 3% wt Dispersante: 5%	500 - 2500 psi (Sometidas a los fluidos) 1264.7 - 2510.7 (Sometidas a nucleos)	81, 122 Y 140 °F (Sometidas a nucleos)	API < 20°	No reporta	No reporta	22000	71.30%	VRI = Viscosity reduction injectant
	FLUIDO BASE: CO2 / VRI	94.5 - 92 %								
Al2O3	Agua Destilada	NP: 3g/L Salmuera: 30g/L	Superficie	Superficie	22.44° API	No reporta	No reporta	NR	19.90%	NP = Nanoparticulas; Porcentajes luego de inyección de agua.
	Salmuera							30000	-4.1%	
	Etanol							NR	-8.40%	
	Diesel							NR	30.0%	
MgO	Agua Destilada	NP: 3g/L Salmuera: 30g/L	Superficie	Superficie	22.44° API	No reporta	No reporta	NR	13.30%	NP = Nanoparticulas; Porcentajes luego de inyección de agua.
	Salmuera							30000	-12.50%	
	Etanol							NR	-27.50%	
	Diesel							NR	-40.0%	
Fe2O3	Agua Destilada	NP: 3g/L Salmuera: 30g/L	Superficie	Superficie	22.44° API	No reporta	No reporta	NR	24.10%	NP = Nanoparticulas; Porcentajes luego de inyección de agua.
	Salmuera							30000	-0.80%	
	Etanol							NR	-25.00%	
	Diesel							NR	5.0%	
Ni2O3	Agua Destilada	NP: 3g/L Salmuera: 30g/L	Superficie	Superficie	22.44° API	No reporta	No reporta	NR	19.10%	NP = Nanoparticulas; Porcentajes luego de inyección de agua.
	Salmuera							30000	-5.80%	
	Etanol							NR	-10.90%	
	Diesel							NR	20.8%	
ZnO	Agua Destilada	NP: 3g/L Salmuera: 30g/L	Superficie	Superficie	22.44° API	No reporta	No reporta	NR	21.60%	NP = Nanoparticulas; Porcentajes luego de inyección de agua.
	Salmuera							30000	-1.60%	
	Etanol							NR	-8.40%	
	Diesel							NR	-2.50%	
SiO2	Agua Destilada	NP: 3g/L	Superficie	Superficie	22.44° API	No reporta	No reporta	NR	19.10%	Tratado con Silano; Resultados independientes con cada fluido como disolvente; Porcentajes luego de inyección de agua.
	Salmuera							30000	-3.30%	
	Etanol							NR	-8.40%	
	Diesel							NR	-1.70%	
SiO2	Agua Destilada	NP: 3g/L	Superficie	Superficie	22.44° API	No reporta	No reporta	NR	N/A	Silice Hidrofóbico; Resultados con cada fluido como disolvente; Porcentajes luego de inyección de agua.
	Salmuera							30000	N/A	
	Etanol							NR	-9.20%	
	Diesel							NR	-9.20%	
SiO2	Agua (SiO2 = 20 nm)	0.01%	750 psi	Reservorio (No reporta)	27.3° API	378.73 Md	65000	71.0%	K nucleo absoluta; Test de inyección de nanoparticulas como recobro secundario; estudio con otros tamaños de NP	
		0.50%						74.0%		
		3%						79.0%		
SiO2	Surfactante (Etoxilato de Salmuera)	3.20%	Por encima de 3750 psi	77° F *	Heavy Oil (> 20°API)	200 md	10000	95.40%	Inyección de agua y luego inyección de emulsión	
	Xyleno	1.80%						96.81%		Solo inyección emulsión
	SiO2	0.2g; 0.5g; 1g						82.60%		
										85.80%
SiO2 (LHPN)	Agua Destilada	NP: 2 g/L	2000 psi	Superficie	41°API 28°API	2260 1085	1518.61	30000	0.75% 1.92%	% de recobro luego de una inyección de agua; LH: Lipofobico e hidrofílico
SiO2 (NWPN)	Etanol	NP: 3 g/L	2000 psi	Superficie	41°API 28°API	2430 2600	791.23 939.24	30000	38.75% 29.23%	Tratado con silano; % de recobro luego de una inyección de agua; NW: neutrally wet
SiO2 (HLPN)	Etanol	NP: 3 g/L	2000 psi	Superficie	41°API 28°API	2010 1476	513.59	30000	36.67% 29.01%	cadena organica de una sola capa; % de recobro luego de una inyección de agua; HL: hidrofobico y lipofílico
SiO2 (HLPN)	Etanol	NP: 4 g/L	Ambiente	Ambiente	33.5 °API		186	30000	32.20%	cadena organica de una sola capa; % de recobro luego de una inyección de agua; HL: hidrofobico y lipofílico
SiO2 (NWPN)	Etanol	NP: 4 g/L	Ambiente	Ambiente	33.5 °API		186	30000	28.57%	Tratado con silano; % de recobro luego de una inyección de agua; NW: neutrally wet
SiO2	Salmuera	0.01%	900 psi	Ambiente	18° API			30000	5.90%	Hidrofílico; % de recobro comparado con una inyección de agua como recobro secundario.
		0.05%							4.00%	
		0.10%							-2.30%	
Al2O3	Salmuera	0.01%	900 psi	Ambiente	18° API			30000	-0.32%	% de recobro comparado con una inyección de agua como recobro secundario.
		0.05%							6.00%	
		0.10%							6.00%	
NiO	Salmuera	0.01%	900 psi	Ambiente	18° API			30000	-0.30%	% de recobro comparado con una inyección de agua como recobro secundario.
		0.05%							-1.10%	
		0.10%							3.56%	
TiO2	Salmuera	0.01%	900 psi	Ambiente	18° API			30000	1.78%	% de recobro comparado con una inyección de agua como recobro secundario.
		0.05%							1.24%	
		0.10%							-16.95%	

2.1.6 Modelado de Nanopartículas. Para definir el modelo matemático se tendrá en cuenta la investigación desarrollada por Ju y Fan donde, las consideraciones para un desplazamiento de dos fases son las siguientes:

- El flujo es unidimensional bajo una condición isotérmica, la roca y el fluido son incompresibles.
- El medio poroso es heterogéneo
- El flujo de petróleo y agua en el medio poroso sigue la ley de Darcy y la fuerza gravitacional es ignorada.
- Las nanopartículas son divididas en n intervalos de tamaño
- La viscosidad y densidad de los fluidos son constantes y el petróleo y el agua son fluidos newtonianos²³.

Debido a que se tendrá en consideración la ley de Darcy para el flujo Newtoniano de petróleo y agua a través del medio poroso la ecuación de continuidad esta referenciada en la Ecuación 1.

Ecuación 1. Flujo de petróleo y agua

$$\frac{\partial}{\partial t}(\phi S_l) - \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{k_l}{\mu_l} \frac{\partial p_l}{\partial x} \right) = 0 \quad ; l = o, w$$

Fuente: BINSCHAN, Ju. TAILIANG, Fan. Experimental Study and Mathematical Model of Nanoparticles Transport in Porous Media. School of Energy Resources, p. 197.

Donde: x = Distancia entre la entrada del núcleo de arena, ft.
 T = Tiempo, s.
 Kl = Permeabilidad efectiva , adim

La expresión para fuerza capilar es mostrada en la Ecuación 2.

Ecuación 2. Ecuación de fuerza capilar

$$P_c = P_o - P_w = (a + bS_w)/(1 + cS_w)$$

Fuente: BINSCHAN, Ju. TAILIANG, Fan. Experimental Study and Mathematical Model of Nanoparticles Transport in Porous Media.. School of Energy Resources, p. 197.

Donde: a , b y c son parámetros empíricos, S_w es saturación de agua.

Debido a que existen varios tipos de nano partículas, estas poseen mojabilidades diferentes tales como LHPN solubles en el agua y HLPN solubles en la fase oleosa.

²³ BINSCHAN, Ju. TAILIANG, Fan. Experimental Study and Mathematical Model of Nanoparticles Transport in Porus Media. School of Energy Resources. China University of Geosciences. Beijing. 2009.

La difusión browniana debe ser considerada siempre y cuando el tamaño de las nano partículas se encuentre dentro del rango de 10-500 nm. Para esto la ecuación de continuidad para este intervalo de tamaño i diseñado por Ju y Fan puede ser expresada como se muestra en la Ecuación 3.

Ecuación 3. Ecuación de continuidad

$$u_l \frac{\partial C_{i,l}}{\partial x} + \phi S_l \frac{\partial C_{i,l}}{\partial t} - \frac{\partial}{\partial x} \left(\phi S_l D_{i,l} \frac{\partial C_{i,l}}{\partial x} \right) + R_{i,l} = 0$$

Fuente: BINSCHAN, Ju. TAILIANG, Fan. Experimental Study and Mathematical Model of Nanoparticles Transport in Porous Media. School of Energy Resources, p. 198.

Donde: $i = 1, 2, \dots, n$.

Y sus condiciones iniciales son dadas por: $C_{i,l} = 0$; $t = 0$; $C_{i,l} = C_{i,l,in}$; $x = 0$

Donde C_i es la concentración de volumen de NP en el intervalo i en fase líquida.

$D_{i,l}$ es el coeficiente de dispersión en el mismo intervalo en la fase líquida.

El $R_{i,l}$ es la tasa de pérdida neta de NP en el intervalo i de fase líquida.

$C_{i, in}$, es la concentración del intervalo i de NP en los fluidos inyectados.

2.1.6.1 Pérdida de nanopartículas en el proceso de transporte. Los espacios porosos en la arena consisten mayormente en cuerpos de poros interconectados y gargantas porales, los cuales están interconectados y permiten el paso de fluidos. Para el transporte de nanopartículas llevado por fluidos en el medio poroso, pueden ocurrir dos tipos de retención de partícula en los poros, deposición en las superficies de la roca y el bloqueo en las gargantas porales.

Las partículas retenidas en la superficie de la roca pueden ser desorbidas por fuerzas hidrodinámicas y pueden posiblemente ser adsorbidas en otras partes de los cuerpos porosos o también ser atrapadas en otras gargantas porales. Modificando el modelo de Ju y Dai se obtiene la Ecuación 4 para la descripción de este fenómeno.

Ecuación 4. Modificación del modelo de Ju y Dai

$$R_{i,l} = \frac{\partial V_{i,l}}{\partial t} + \frac{\partial V_{i,l}^*}{\partial t}$$

Fuente: BINSCHAN, Ju. TAILIANG, Fan. Experimental Study and Mathematical Model of Nanoparticles Transport in Porous Media.. School of Energy Resources, p. 198.

Donde: $V_{i,l}$ es el volumen de nanopartículas en contacto con la fase líquida disponible en las superficies porales por unidad de volumen de arena conglomerada.

$V_{i,l}^*$ es el volumen de nanopartículas i atrapado en las gargantas porales debido al puenteo y taponamiento.

De acuerdo a Gruesbeck y Collins existe una velocidad crítica de deposición superficial, cuando se está por debajo de esta se presenta retención de nanopartículas, mientras que si se está por encima de dicha velocidad hay tanto retención como arrastre de nanopartículas simultáneamente. Un modelo de Gruesbeck y Collins modificado para la deposición superficial esta expresado por la Ecuación 5.

Ecuación 5. Gruesbeck y Collins modificado

$$\frac{\partial v_{i,l}}{\partial t} = \alpha_{d,i,l} \mu_l C_{i,l}; \text{ si } u_l < u_{lc} \quad \& \quad \frac{\partial v_{i,l}}{\partial t} = \alpha_{d,i,l} \mu_l C_{i,l} - \alpha_{e,i,l} V_{i,l} (\mu_l - \mu_{lc}); \text{ si } u_l > u_{lc}$$

Fuente: BINSCHAN, Ju. TAILIANG, Fan. Experimental Study and Mathematical Model of Nanoparticles Transport in Porous Media.. School of Energy Resources, p. 198

La condicion inicial para la ecuación 5 es $V_{i,l}=0$ y $t=0$

Donde:

$\alpha_{d,i,l}$ y $\alpha_{e,i,l}$ son coeficientes de velocidad para la retencion superficial y el arrastre de las nanoparticulas en la fase líquida.

μ_{lc} es la velocidad crítica para la fase líquida de las partículas arrastradas

La ecuación para determinar la velocidad del entrapamiento de las partículas en el intervalo i en las gargantas porales en la fase líquida puede ser escrita como se muestra en la Ecuación 6.

Ecuación 6. Determinación de velocidad de entrapamiento de partículas

$$\frac{\partial V_{i,l}^*}{\partial t} = \alpha_{pt,i,l} \mu_l C_{i,l}$$

Fuente: BINSCHAN, Ju. TAILIANG, Fan. Experimental Study and Mathematical Model of Nanoparticles Transport in Porous Media. School of Energy Resources, p. 198.

Donde:

$\alpha_{p,i,l}$ es una constante para el bloqueo de las gargantas porales

La condición inicial es que $V_{i,l}^*$ sea igual a 0 y $t = 0$

2.1.6.2 Cambio de porosidad y permeabilidad absoluta. Tanto la depositación de nanopartículas en las superficies porosas, y el bloqueo en las gargantas porales, pueden llevar a la reducción en la porosidad y permeabilidad. La porosidad instantánea esta expresada por la Ecuación 7.

Ecuación 7. Porosidad Instantánea.

$$\phi = (\phi_0 - \sum \Delta\phi)$$

Fuente: BINSCHAN, Ju. TAILIANG, Fan. Experimental Study and Mathematical Model of Nanoparticles Transport in Porous Media. School of Energy Resources, p. 198.

$\sum \Delta\phi$ denota la variación de la porosidad por medio de la liberación y retención de las nanopartículas en el medio poroso y esta expresado por la Ecuación 8.

Ecuación 8. Retención de Nanopartículas en el medio poroso.

$$\sum \Delta\phi = V_{i,l}^* + V_{i,l}$$

Fuente: BINSCHAN, Ju. TAILIANG, Fan. Experimental Study and Mathematical Model of Nanoparticles Transport in Porous Media. School of Energy Resources, p. 198.

De acuerdo con el modelo de Ju y Dai la expresión para la permeabilidad instantánea debido a la depositación y el bloqueo de partículas puede ser escrito como se muestra en la Ecuación 9.

Ecuación 9. Permeabilidad Instantánea

$$k = K_0 \left[(1 - f)k_f + \frac{f\phi}{\phi_0} \right]^n$$

Fuente: BINSCHAN, Ju. TAILIANG, Fan. Experimental Study and Mathematical Model of Nanoparticles Transport in Porous Media.. School of Energy Resources, p. 198.

Donde:

K_0 y ϕ_0 son permeabilidad y porosidades iniciales

K y ϕ son porosidades y permeabilidades instantáneas del medio poroso.

k_f es una constante para filtración de fluido permitido por los poros atascados

F es la fracción de la sección del área de flujo fraccional cruzado abierto al flujo.

La inyección de sílice en el medio poroso no se ha realizado a gran escala, hasta el momento no hay pilotos de inyección, pero como se mencionó anteriormente existen varios estudios de núcleos, y por ello se realizará una investigación a escala de simulación en el Campo Yariguí-Cantagallo.

3. DESCRIPCIÓN DEL MODELO CONCEPTUAL DE SIMULACION DEL SECTOR CEOR_2016_7P DEL CAMPO YARIGUÍ-CANTAGALLO

En este capítulo se describe el modelo conceptual del sector modelo CEOR_7P del Campo Yariguí-Cantagallo el cual tiene como finalidad comprender el comportamiento de las diferentes propiedades del yacimiento y así generar múltiples escenarios que permitan evaluar la viabilidad técnica de la implementación de esquemas de inyección de nanopartículas como una nueva tecnología de recobro mejorado.

El sector modelo CEOR_2016_7P es una pequeña fracción del Campo localizada en el Bloque IV que contiene las propiedades generales de la roca y los fluidos del Campo Yariguí-Cantagallo, está compuesto por seis pozos productores y uno inyector, mencionados en el Anexo B. Esta fracción del reservorio tiene un volumen poroso de 51,128,320 bbl y está compuesta por 65 capas.

La representación del sector modelo CEOR_2016_7P se puede apreciar en el Anexo B.

3.1 DESCRIPCIÓN PROGRAMA DE SIMULACIÓN CMG-STARS

La simulación de yacimientos es una rama de la ingeniería de yacimientos que permite modelar el comportamiento de un yacimiento, haciendo uso de leyes y ecuaciones que describan la conducta de los fluidos en la roca que los contiene y su interacción con la misma.

Debido a que las ecuaciones y leyes que interactúan en el medio son bastantes y algunas muy complejas, se requiere la ayuda de un software que permita la asociación de todas estas para poder generar la cantidad de cálculos necesarios, y así mismo las predicciones del comportamiento futuro de un reservorio, sin importar el esquema de explotación al que esté sometido.

Debido a esto nacen “suites” de simulación como la que expone CMG, con sus respectivos simuladores IMEX, STARS y GEM.

IMEX es un simulador que permite modelar un reservorio de tipo Black Oil, lo cual implica una transferencia de masa nula entre el gas y el aceite, mientras que STARS y GEM tienen en cuenta esta transferencia de masa, con conocidos como simuladores composicionales, puesto que se requiere una clara cromatografía del gas para generar el resultado exacto. La diferencia entre STARS y GEM es el hecho que el primero puede simular procesos químicos y térmicos, mientras que el segundo se limita a los procesos químicos.

3.1.1 Información básica para simulación.

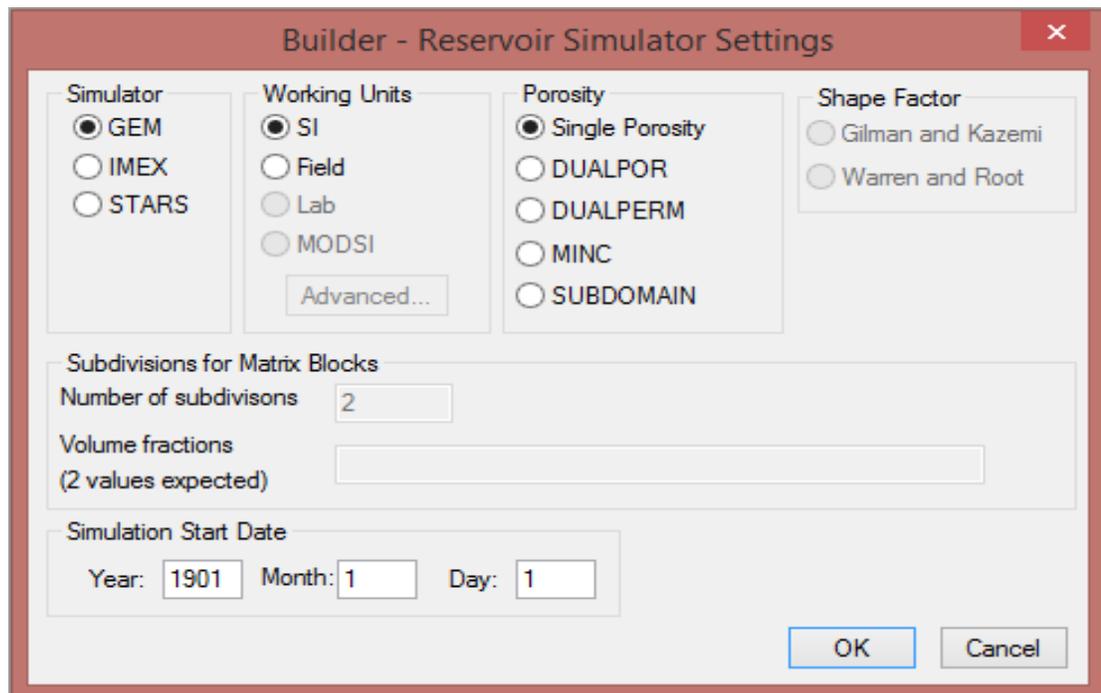
3.1.1.1 Encabezado. Punto de inicio del simulador, se selecciona el tipo de simulador, el título de la corrida, el modelo de fluido, la fecha de inicio, la geometría de malla, sistema matricial, unidades de trabajo entre otros como se aprecia en la Figura 11.

3.1.1.2 Geometría del reservorio y datos estáticos. Aquí es donde se introduce el modelo estático, dicho modelo asignado como modelo “rescue”, generalmente viene de simuladores petrofísicos como Petrel.

3.1.1.3 Propiedades del fluido. La sección de “Components” en el simulador requiere los datos del PVT, esta sección calculará según las correlaciones que se pidan, datos de fluidos como viscosidades, factores volumétricos, densidades, permeabilidades relativas y demás, con tal podamos generar una caracterización de dicho fluido, con gráficos y datos exactos.

3.1.1.4 Interacción Roca – Fluido. En el módulo de “Rock-Fluid” se aprecian las tablas de permeabilidad relativa en función de la saturación de líquido. Con estos datos se generan las gráficas de permeabilidades y se obtienen datos como mojabilidad o saturaciones. En la Figura 11 se aprecia un ejemplo de encabezado en el programa de simulación.

Figura 11. Ejemplo de encabezado de modelo.



3.1.1.5 Condiciones Iniciales. El módulo de “Initial Conditions” permite especificar las condiciones a las cuales se encuentra el yacimiento, tales como presión a profundidad de referencia y profundidad de referencia. También permite ingresar el contacto agua-petróleo si se tiene al igual que la presión de burbuja. Un ejemplo de este módulo se encuentra en la Figura 12.

3.1.1.6 Métodos Numéricos. El módulo “Numerical” permite controlar actividades del simulador como intervalos de tiempo, soluciones de ecuaciones etc.

En la Figura 12 se puede apreciar el módulo numérico con ciertos datos requeridos de Stars.

Figura 12. Módulo de condiciones iniciales

STARS Initial Conditions

Vertical Equilibrium Calculation Methods

Depth-Average Capillary-Gravity Method (VERTICAL_DEPTH_AVE)

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):

Location For Reference Pressure

Reference Depth (REFDEPTH)

Reference Block (REFBLOCK) (UBA Format i.e. i1 j1 k1 /i2 j2 k2 ...)

Initial Reservoir Saturation

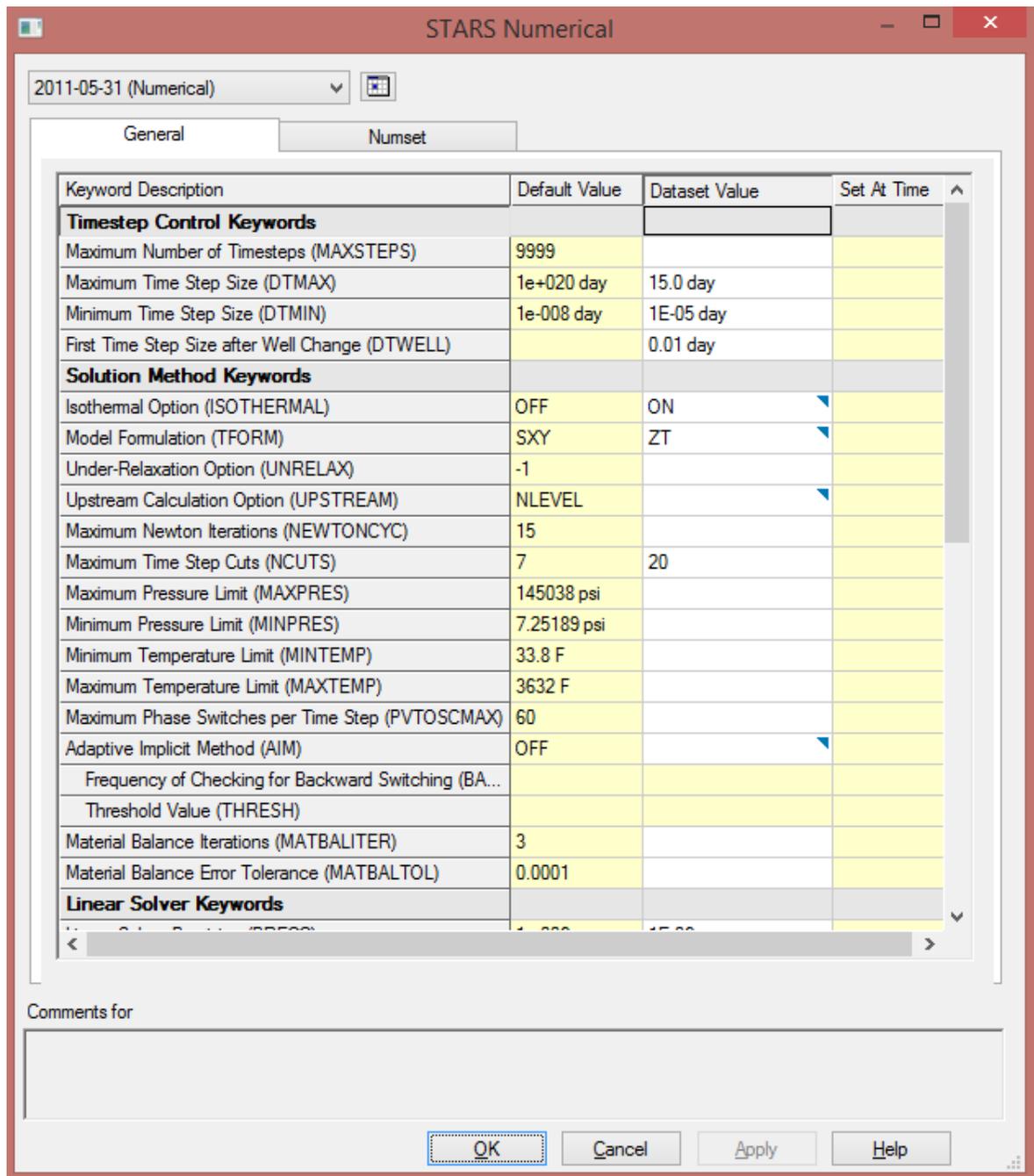
Water-Oil Contact Depth (DWOC)

Gas-Oil Contact Depth (DGOC)

▶

3.1.1.7 Información de pozos y datos recurrentes. El módulo de “Wells & Recurrents” permite definir cantidad de pozos, datos de su trayectoria al igual que la naturaleza del pozo (inyector o productor), perforados y tipo de completamiento. Ahora también se puede agregar condicionales al sistema de forma que se simulen eventos pasados o inyecciones alternas de un pozo respecto a otro. En la Figura 13 se puede apreciar el módulo genérico de Stars con los valores predeterminados del simulador.

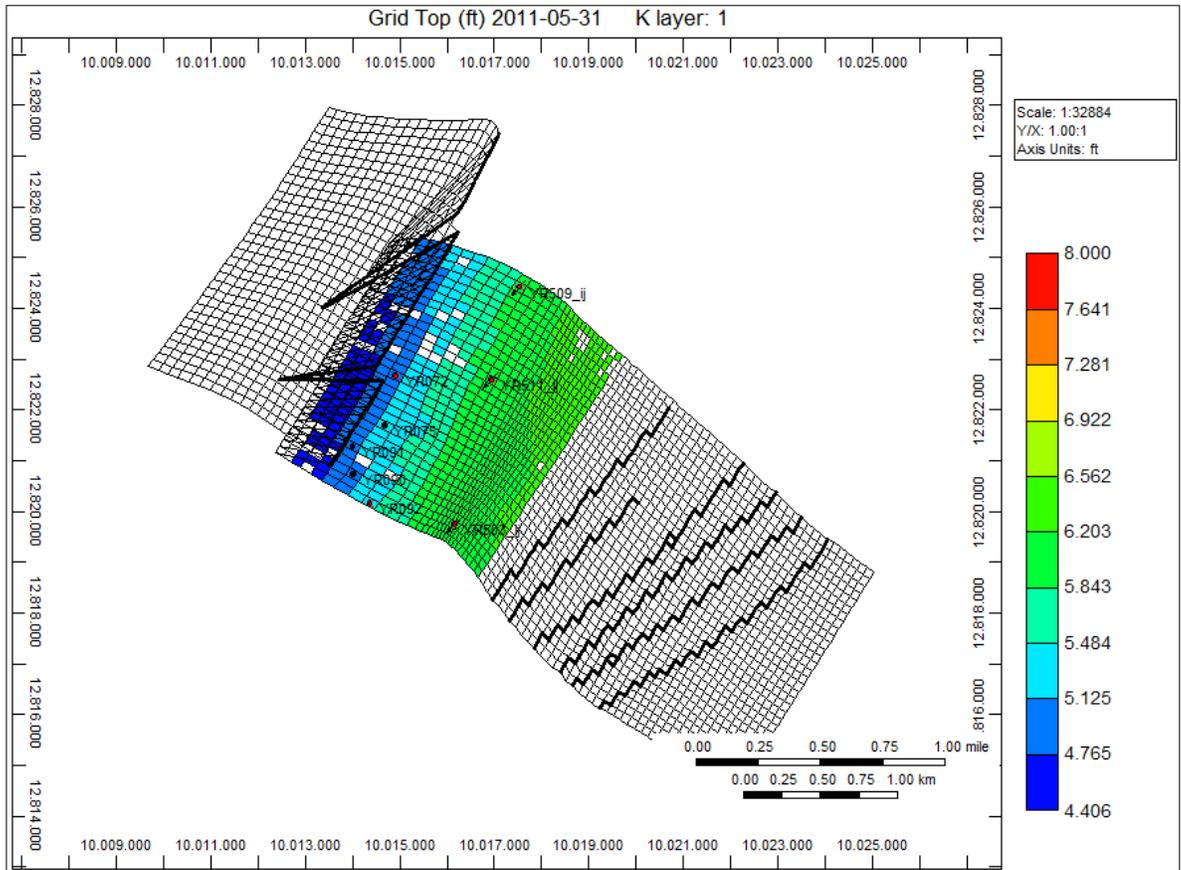
Figura 13. Módulo Numérico de Stars.



3.2 DESCRIPCIÓN DEL GRID DE SIMULACIÓN PARA EL CAMPO YARIGUÍ-CANTAGALLO

A continuación, se describe la malla o “grid” de simulación del Campo Yariguí-Cantagallo proporcionado por Ecopetrol S.A. a través del convenio FUA-ICP, en la suite CMG. Se puede apreciar en la Figura 14 una muestra del tope de la formación productora con sus respectivas fallas (líneas negras resaltadas) y algunos pozos en estos puntos.

Figura 14. Malla de Simulación Campo Yariguí-Cantagallo



Fuente: Ecopetról S.A. Modelo Estático Campo Yariguí-Cantagallo. Simulador CMG.

La malla está compuesta por un total de 591030 bloques, de tipo “corner point”, lo que significa que cada bloque está ubicado respecto a coordenadas de 8 puntos (sus ocho esquinas). Estas celdas se distribuyen de la siguiente forma: 33 celdas en X, 90 celdas en Y, y 199 celdas en Z. La malla tiene single porosity para el tipo de porosidad que maneja. El resumen de las propiedades de la malla se encuentra en la Tabla 6. Para este estudio se ha seleccionado el sector modelo CEOR_7P descrito en el Anexo B.

Tabla 6. Resumen propiedades de la malla para el Campo Yariguí-Cantagallo.

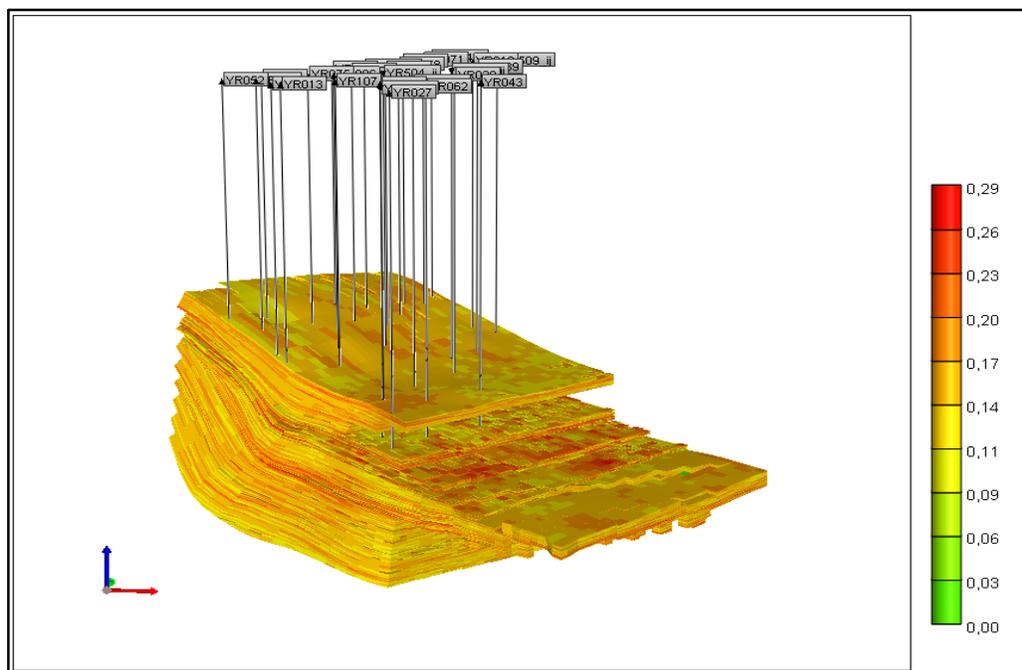
Ítem	Dato
Número total de bloques	591030
Número de bloques activos	155281
Numero de bloques inactivos	286217
Celdas en X	33
Celdas en Y	90
Celdas en Z	199

3.3 DESCRIPCIÓN DE LAS PROPIEDADES ESTÁTICAS MÁS DESTACABLES DEL MODELO CONCEPTUAL DEL CAMPO YARIGUI-CANTAGALLO

La descripción de las propiedades estáticas más importantes del modelo conceptual del Campo Yariguí-Cantagallo, permitirá entender cómo funciona el yacimiento basados en la distribución de cada una de las propiedades.

3.3.1 Distribución espacial 3D de Porosidad para el Campo Yariguí-Cantagallo. En la Figura 15, se aprecia el poblamiento de porosidades asignada al modelo del Campo Yariguí-Cantagallo, la cual se puede observar la baja heterogeneidad que presenta el yacimiento en cuanto a la porosidad.

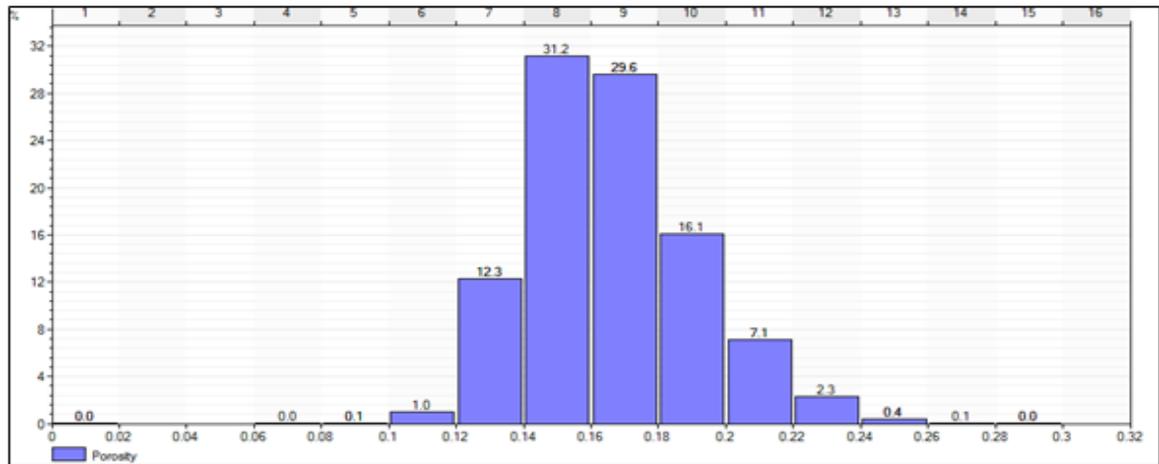
Figura 15. Distribución de Porosidad para el Campo Yariguí-Cantagallo.



Fuente: Ecopetról S.A. Modelo Estático Campo Yariguí-Cantagallo. Simulador CMG.

Cuando se expresan todos estos datos de porosidad en la Gráfica 9. “se puede visualizar que tiene una distribución gaussiana, asociada a valores de porosidad establecidos en un mismo orden de magnitud. Mediante las herramientas estadísticas, se observó que la porosidad promedio del yacimiento es de 16.60%”²⁴

Gráfica 9. Histograma de la porosidad para arenas de interés del modelo para el Campo Yariguí-Cantagallo



Fuente: ALDANA CUESTA. Harold, GUTIERREZ GARRIDO. Carlos. Estudio de la implementación de esquemas adecuados de inyección de baches surfactante/polímero para el Campo Yariguí-Cantagallo operado por ECOPEPETROL S.A. mediante simulación numérica. Fundación Universidad de América. 2015, p. 80.

En la Tabla 7 se resumen las estadísticas de esta propiedad mostrando valores mínimos y máximos de esta magnitud en el yacimiento de estudio.

Tabla 7. Estadísticas de Porosidad Campo Yariguí-Cantagallo

Ítem	Porosidad
Valor Mínimo	0
Valor Máximo	0.285
Promedio	0.166
No. Celdas Activas	155281
No. Celdas Nulas	286217

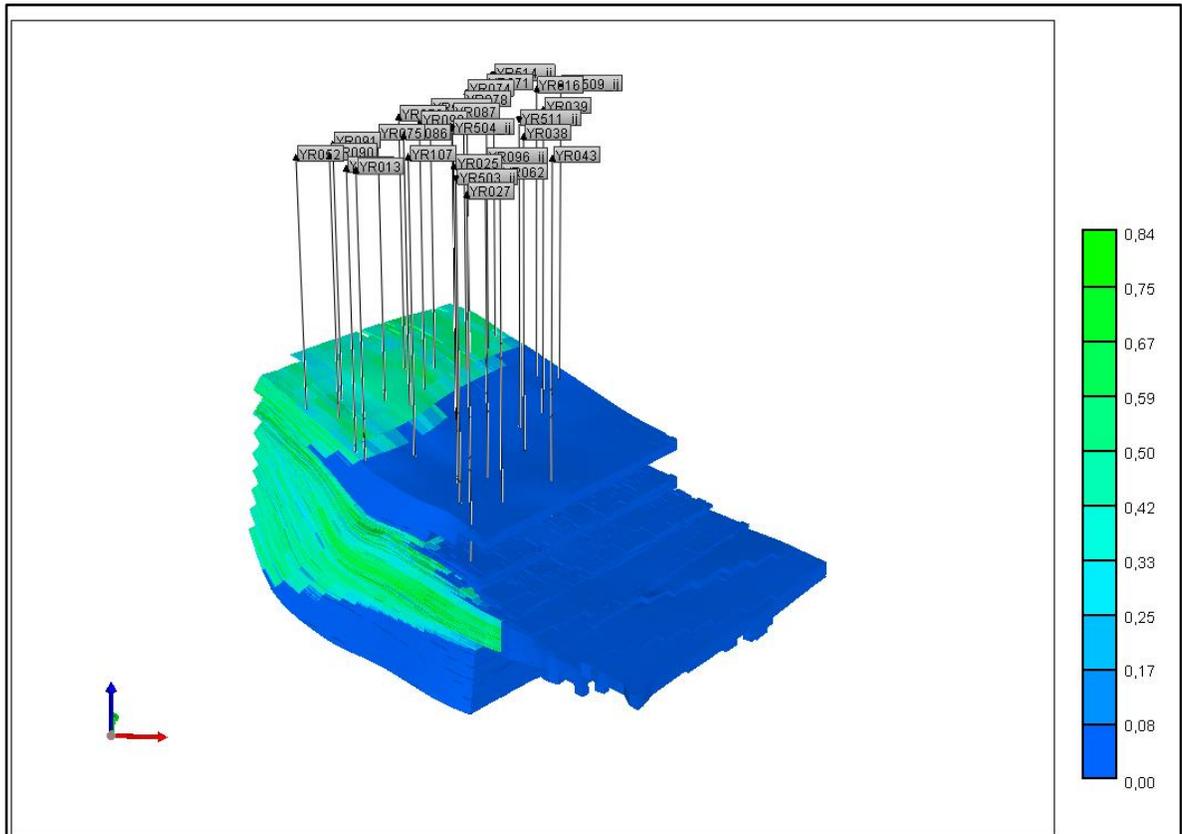
3.3.2 Distribución espacial 3D de Saturación de Petróleo para el Campo Yariguí-Cantagallo.

A continuación, se muestra la distribución de la cantidad de crudo que aún se encuentra en el yacimiento, es fácil apreciar las zonas de interés

²⁴ ALDANA CUESTA. Harold, GUTIERREZ GARRIDO. Carlos. Estudio de la implementación de esquemas adecuados de inyección de baches surfactante/polímero para el Campo Yariguí-Cantagallo operado por ECOPEPETROL S.A. mediante simulación numérica. Fundación Universidad de América. 2015, p. 80

demarcadas del yacimiento las cuales se encuentran en la Figura 16. Según el gráfico se puede confirmar que la ubicación de los pozos fue realizada en la zona de petróleo demarcada de color verde.

Figura 16. Distribución de Saturación de Petróleo para el Campo Yarigúí-Cantagallo.

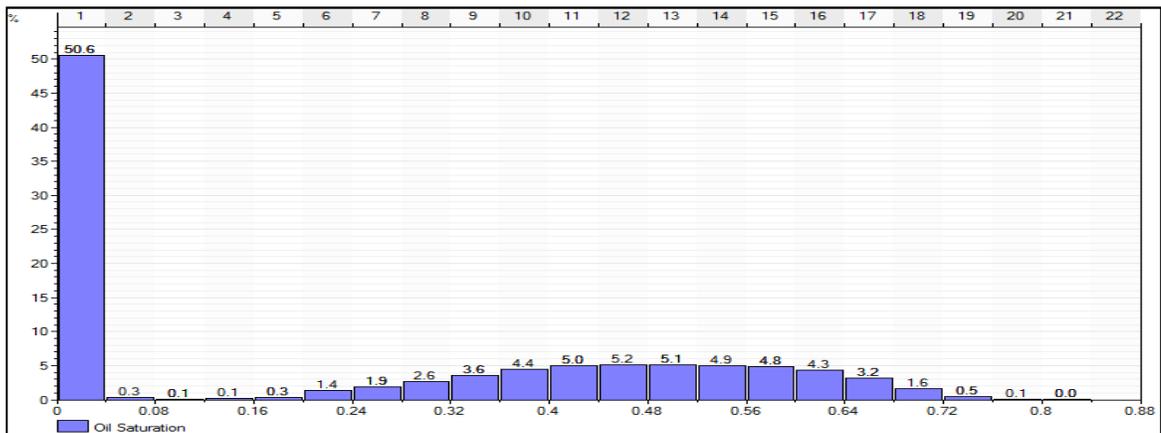


Fuente: Ecopetról S.A. Modelo Estático Campo Yarigúí-Cantagallo. Simulador CMG.

Gracias al análisis desarrollado por el simulador se encuentra que la saturación de petróleo promedio se encuentra en el orden de 23%, teniendo saturaciones máximas de 83.6% y mínimas de 0%. La distribución gaussiana se aprecia en la gráfica diseñada por Aldana et al.²⁵ A continuación, en la Gráfica 10 se presenta el histograma de distribución de la saturación de petróleo para el Campo Yarigúí-Cantagallo.

²⁵ ALDANA CUESTA. Harold, GUTIERREZ GARRIDO. Carlos. Estudio de la implementación de esquemas adecuados de inyección de baches surfactante/polímero para el Campo Yarigúí-Cantagallo operado por ECOPETROL S.A. mediante simulación numérica. Fundación Universidad de América. 2015, p. 83.

Gráfica 10. Histograma de distribución de saturación de petróleo para el Campo Yariguí-Cantagallo.



Fuente: ALDANA CUESTA. Harold, GUTIERREZ GARRIDO. Carlos. 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.

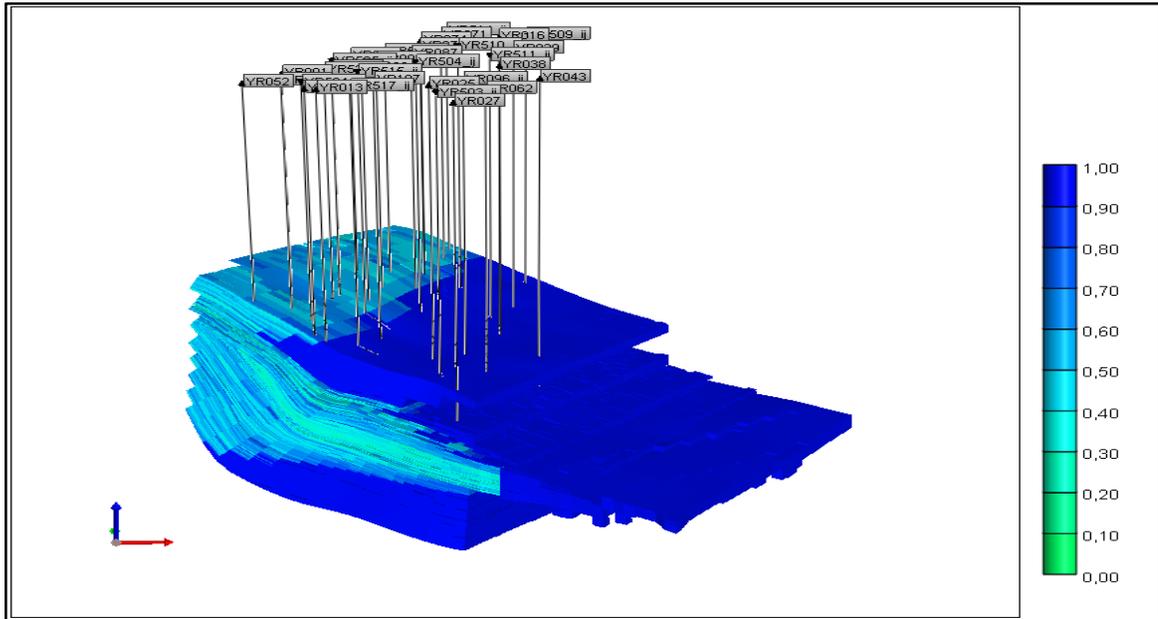
Las estadísticas de la saturación de petróleo para el Campo en estudio se encuentran resumidas en la Tabla 8.

Tabla 8. Estadísticas saturación de petróleo Campo Yariguí-Cantagallo.

Ítem	So
Valor Mínimo	0
Valor Máximo	0.836
Promedio	0.234
No. Celdas Activas	155281
No. Celdas Nulas	286217

3.3.3 Distribución espacial 3D de Saturación de Agua para el Campo Yariguí-Cantagallo. En la Figura 17 se expone la saturación de agua para el Campo Yariguí-Cantagallo, dicha saturación de agua es sumamente alta en gran parte a la exposición que ha tenido el Campo con respecto a el método de inyección de agua.

Figura 17. Distribución de Saturación de Agua para el Campo Yariguí-Cantagallo.

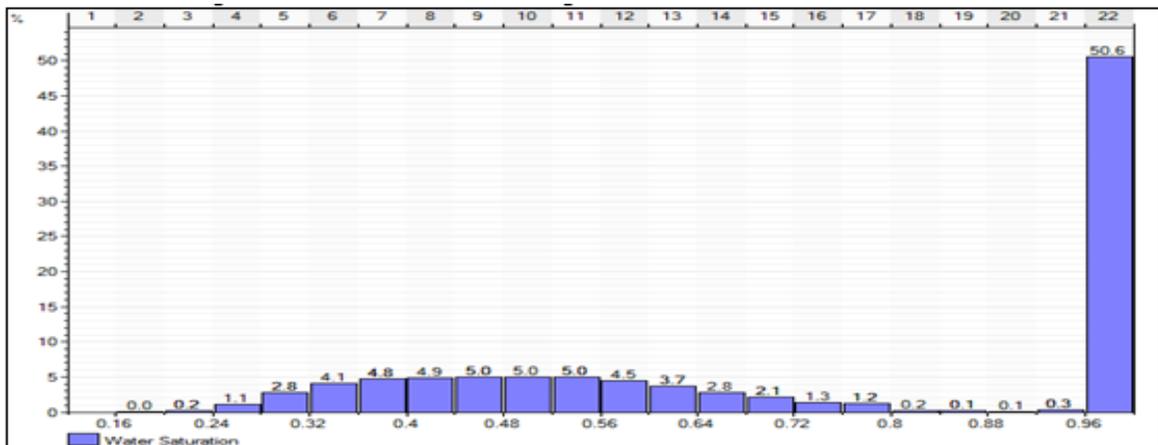


Fuente: Ecopetról S.A. Modelo Estático Campo Yariguí-Cantagallo. Simulador CMG.

Según los datos estadísticos, la saturación de agua se eleva a un promedio de 75.41 (%) obteniendo datos máximos de 100 (%) y mínimos de 16.35 (%).

En la Gráfica 11 se aprecia la distribución gaussiana que tiene la saturación de agua en el Campo, dicho diagrama esta perturbado debido a la cantidad de celdas con un porcentaje de 100% de agua en el modelo.

Gráfica 11. Histograma de la Saturación de Agua para el Campo Yariguí-Cantagallo.



Fuente: ALDANA CUESTA. Harold, GUTIERREZ GARRIDO. Carlos. Estudio de la implementación de esquemas adecuados de inyección de baches surfactante/polímero para el Campo Yariguí-Cantagallo operado por ECOPEPETROL S.A. mediante simulación numérica. Fundación Universidad de América. 2015, p. 84.

Las estadísticas de la saturación de agua para el Campo Yariguí-Cantagallo se observan en la Tabla 9.

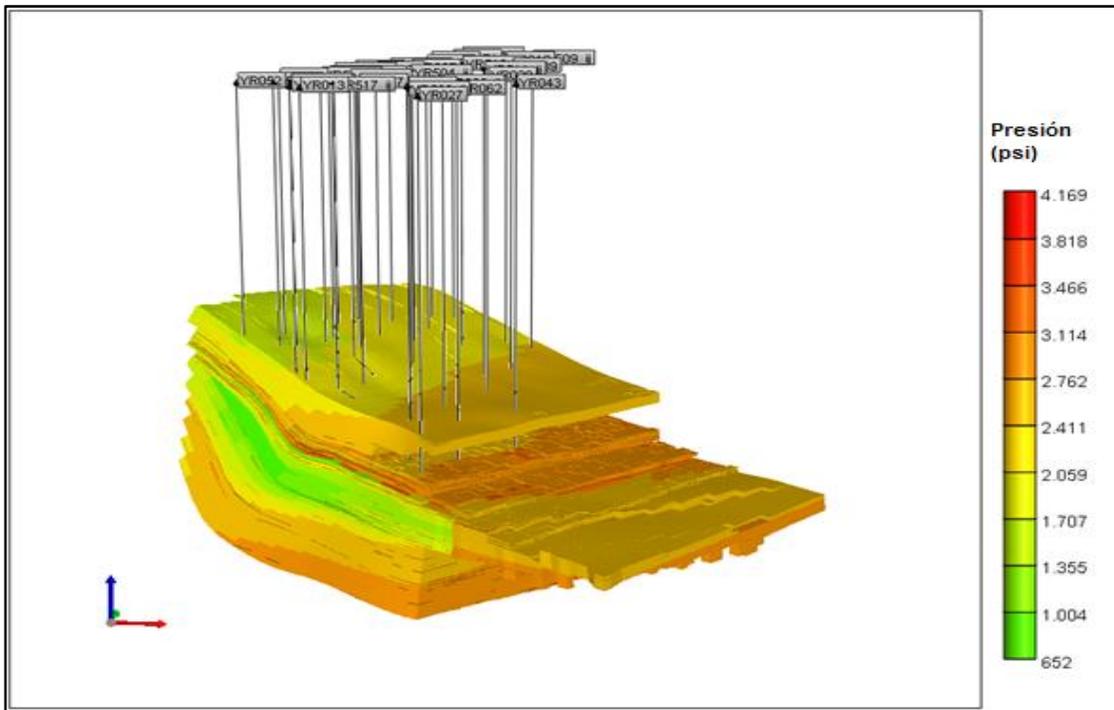
Tabla 9. Estadísticas saturación de agua Campo Yariguí-Cantagallo.

Ítem	Sw
Valor Mínimo	0.164
Valor Máximo	1
Promedio	0.754
No. Celdas Activas	155281
No. Celdas Nulas	286217

3.3.4 Distribución espacial 3D de la Presión para el Campo Yariguí-Cantagallo.

En la Figura 18 se aprecia la distribución de la presión en el modelo del Campo Yariguí-Cantagallo, evidenciando la zona de más alta saturación de petróleo más despresurizada que el resto de la malla. Al igual se observó en la Gráfica 12 un comportamiento gaussiano de los datos de presión.

Figura 18. Distribución de Presión para el Campo Yariguí-Cantagallo.



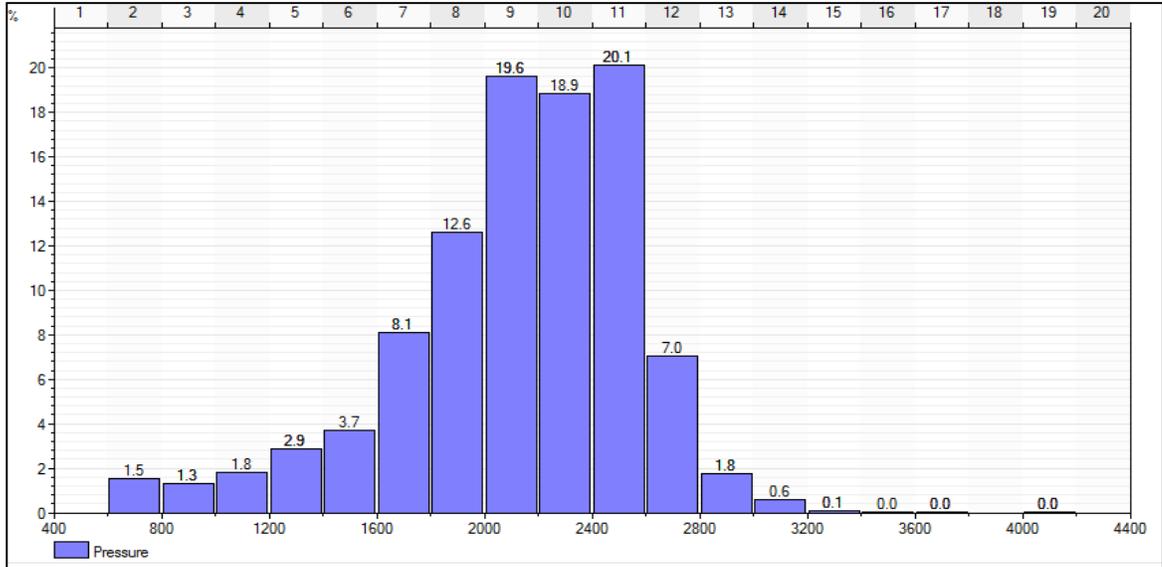
Fuente: Ecopetról S.A. Modelo Estático Campo Yariguí-Cantagallo. Simulador CMG.

Gracias a los datos que CMG arroja se obtiene una presión promedio de yacimiento de 2443.0487 psi, siendo datos mínimos de 652.0576 psi y máximos de 4169.249.

Al igual Aldana et. Al. establecieron: “Mediante el uso de filtros se evidenció que las celdas que presentan mayores presiones (133 celdas) están asociadas a altas

saturaciones de agua, por encima del 79% lo que infiere que son zonas sobre presionadas.”²⁶

Gráfica 12. Histograma de Presión para el Campo Yariguí-Cantagallo.



Fuente: ALDANA CUESTA. Harold, GUTIERREZ GARRIDO. Carlos. 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. 85.

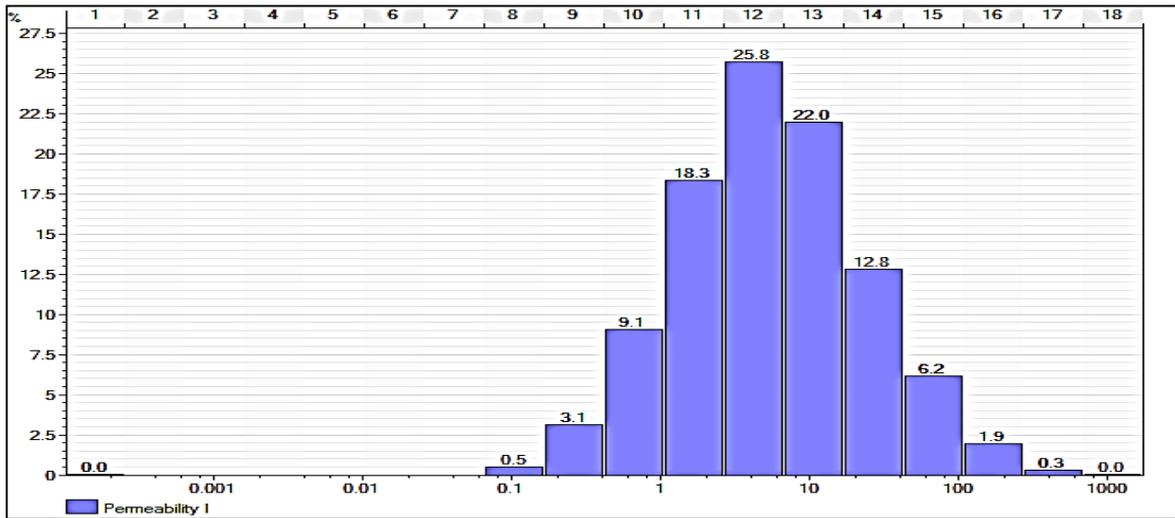
A continuación, se pueden observar las estadísticas generadas para la presión mostrando su valor mínimo, máximo y promedio para el Campo Yariguí-Cantagallo en la Tabla 10.

Tabla 10. Estadísticas de Presión Campo Yariguí-Cantagallo.

Ítem	Presión
Valor Mínimo	652.06
Valor Máximo	4169.25
Promedio	2443.05
No. Celdas Activas	155281
No. Celdas Nulas	286217

²⁶ ALDANA CUESTA. Harold, GUTIERREZ GARRIDO. Carlos. 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

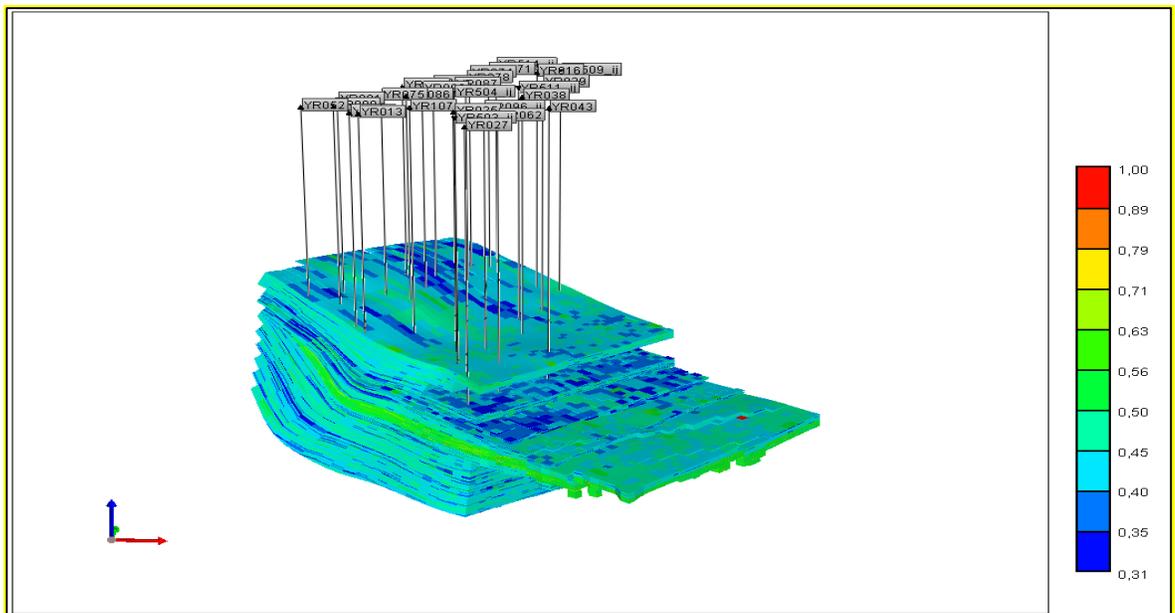
Gráfica 13. Histograma de Permeabilidad Horizontal.



Fuente: ALDANA CUESTA. Harold, GUTIERREZ GARRIDO. Carlos. 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. 81

3.3.6 Distribución espacial 3D de la Relación de Permeabilidad Vertical / Horizontal K_v/K_h para el Campo Yariguí-Cantagallo. Para los valores de K_v/K_h se observa la Figura 20 que muestra dicha relación relativamente uniforme, sin embargo, en la zona intermedia se observan los valores más altos superiores a 0.5, zona de mayor saturación de petróleo.

Figura 20. Distribución de Relación K_v/K_h para el Campo Yariguí-Cantagallo



Fuente: Ecopetrol S.A. Modelo Estático Campo Yariguí-Cantagallo. Simulador CMG.

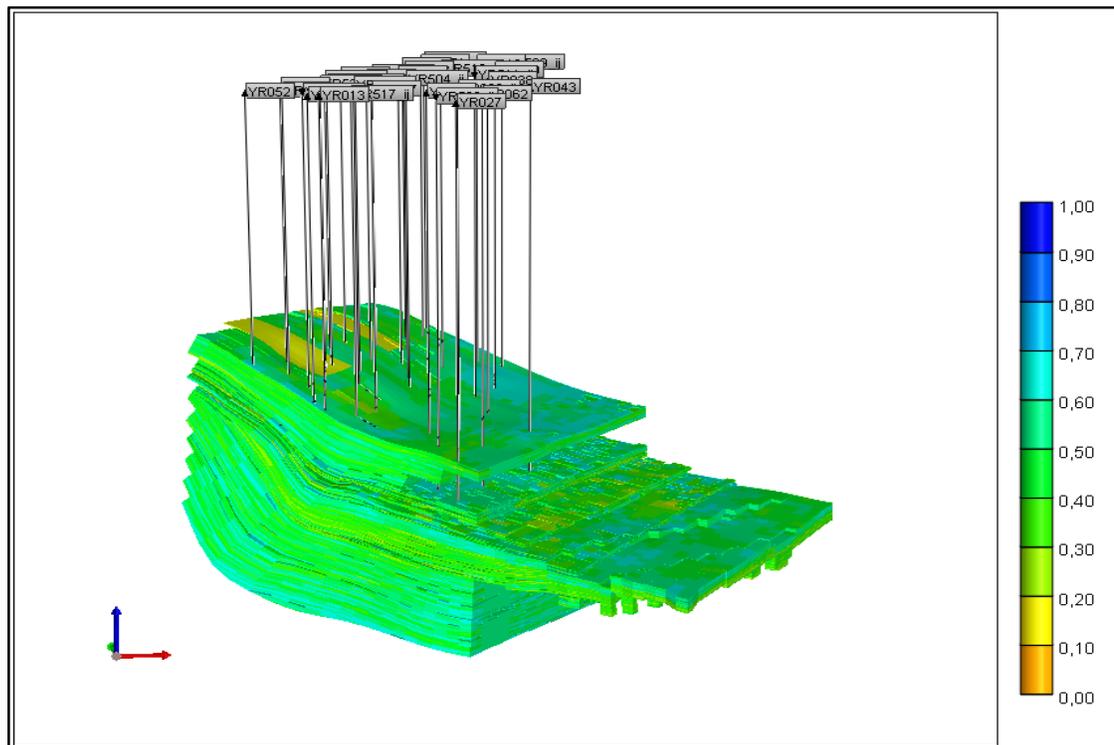
Los datos estadísticos arrojaron valores promedio de 0.455 con valores mínimos en 0.315 y valores máximos de 1 los cuales se encuentran resumidos en la Tabla 12.

Tabla 12. Estadísticas relación Kv/Kh Campo Yariguí-Cantagallo.

Ítem	Kv/Kh
Valor Mínimo	0.315
Valor Máximo	1
Promedio	0.455
No. Celdas Activas	155281
No. Celdas Nulas	286217

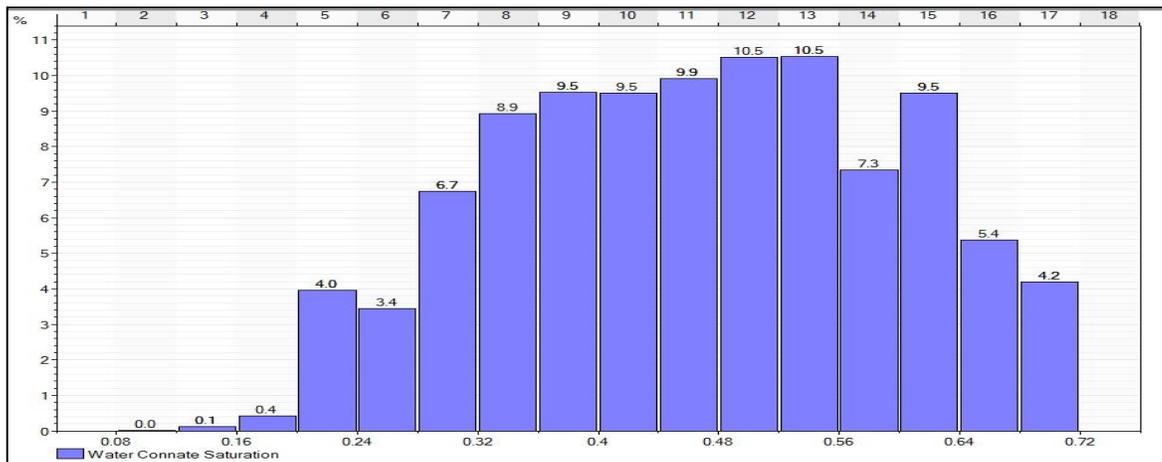
3.3.7 Distribución espacial 3D de Saturación de Agua Irreducible para el Campo Yariguí-Cantagallo. El modelo del Campo Yariguí-Cantagallo tiene una distribución extensamente variada de los datos de saturación de agua irreducible por lo tanto es una propiedad heterogénea. En la Figura 21 se aprecia el modelo de Saturación de Agua Irreducible para el Campo Yariguí-Cantagallo, y en la Gráfica 14 el histograma de Saturación.

Figura 21. Modelo de Saturación de Agua Irreducible para el Campo Yariguí-Cantagallo.



Fuente: Ecopetról S.A. Modelo Estático Campo Yariguí-Cantagallo. Simulador CMG.

Gráfica 14. Histograma de Saturación de Agua Irreducible para el Campo Yariguí-Cantagallo.



Fuente: ALDANA CUESTA. Harold, GUTIERREZ GARRIDO. Carlos. 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. 86

Como se observa en la Gráfica 14 se tienen datos mínimos de 9% y datos máximos de 70% con un promedio de dicha saturación de 46%.

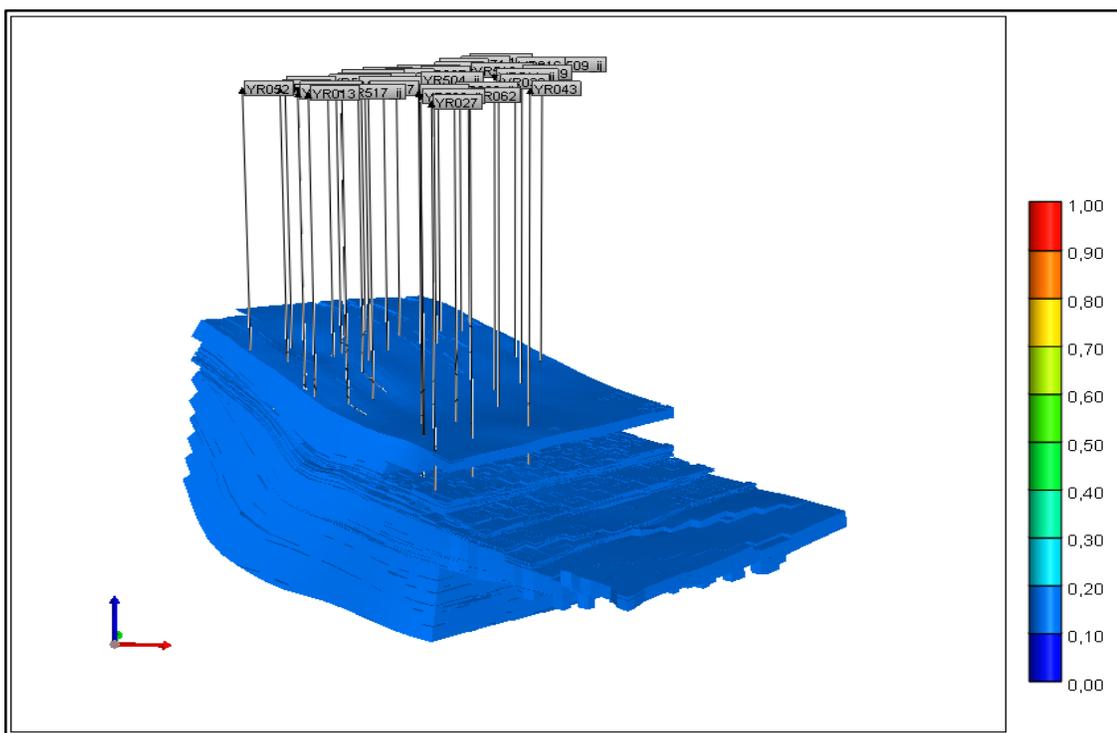
En la Tabla 13 se resumen las estadísticas de saturación de agua irreducible para el Campo Yariguí-Cantagallo.

Tabla 13. Estadísticas Saturación de agua irreducible Campo Yariguí-Cantagallo.

Ítem	Swir
Valor Mínimo	0.01
Valor Máximo	0.7
Promedio	0.465
No. Celdas Activas	155281
No. Celdas Nulas	286217

3.3.8 Distribución espacial 3D de Saturación de Petróleo Residual para el Campo Yariguí-Cantagallo. El modelo tomó la propiedad de saturación de petróleo residual de forma homogénea. En la Figura 22 se aprecia que la variación a dicha saturación de petróleo residual es nula en el yacimiento.

Figura 22. Saturación de Petróleo Residual para el Campo Yariguí-Cantagallo.



Fuente: Ecopetról S.A. Modelo Estático Campo Yariguí-Cantagallo. Simulador CMG.

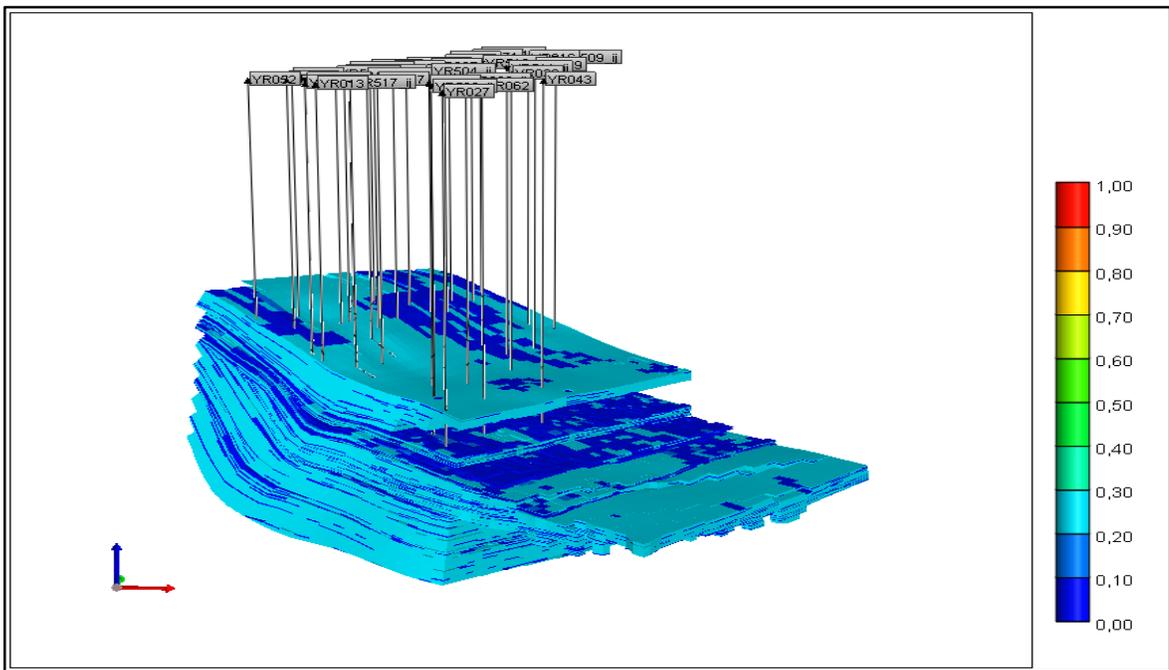
A continuación, se presenta la Tabla 14 donde se identifican las estadísticas generadas para la saturación de petróleo residual para el Campo Yariguí-Cantagallo.

Tabla 14. Estadísticas Saturación de petróleo residual Campo Yariguí-Cantagallo.

Ítem	Sor
Valor Mínimo	0.2
Valor Máximo	0.2
Promedio	0.2
No. Celdas Activas	155281
No. Celdas Nulas	286217

3.3.9 Distribución espacial 3D de Permeabilidad Relativa al Agua para el Campo Yariguí-Cantagallo. El modelo muestra una distribución de forma heterogénea de la permeabilidad relativa al agua. En la Figura 23 se aprecia la distribución y variación de dicha saturación a través de todo el modelo. Al igual que en la Gráfica 15 se observa el histograma de distribución de permeabilidad relativa al agua, donde se aprecia que el dato máximo es el más frecuente a través del yacimiento.

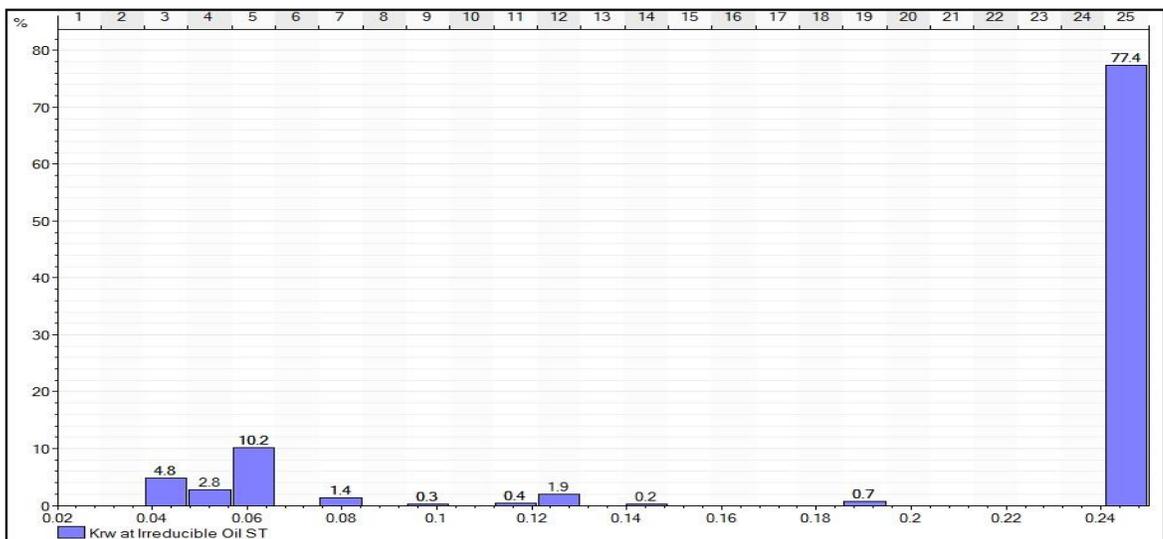
Figura 23. Permeabilidad Relativa al Agua a Saturación de Petróleo Irreducible para el Campo Yariguí-Cantagallo.



Fuente: Ecopetról S.A. Modelo Estático Campo Yariguí-Cantagallo. Simulador CMG.

En el modelo se observan datos mínimos de 0.04 mD y datos máximos de 0.25 mD.

Gráfica 15. Histograma de Permeabilidad Relativa al Agua para el Campo Yariguí-Cantagallo.



Fuente: ALDANA CUESTA. Harold, GUTIERREZ GARRIDO. Carlos. 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. 88

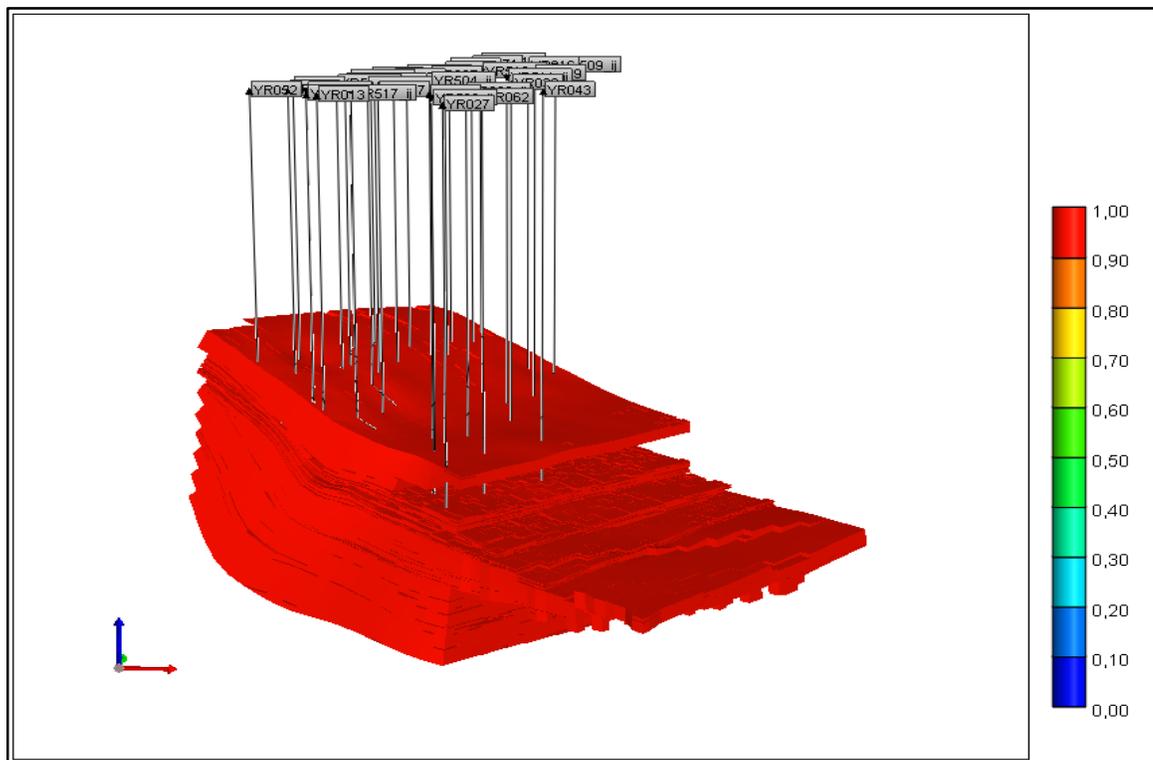
En la Tabla 15 se presentan las estadísticas para la permeabilidad relativa al agua del Campo de estudio.

Tabla 15. Estadísticas Permeabilidad relativa al agua Campo Yariguí-Cantagallo.

Ítem	K _{rw}
Valor Mínimo	0.04
Valor Máximo	0.25
Promedio	0.21
No. Celdas Activas	155281
No. Celdas Nulas	286217

3.3.10 Distribución espacial 3D de Permeabilidad Relativa al Petróleo para el Campo Yariguí-Cantagallo. Al igual que con la saturación de petróleo irreducible, la permeabilidad relativa al petróleo se ha tomado como una propiedad homogénea. El modelo tiene un dato de 1 para dicha permeabilidad, en la Figura 24 se muestra dicha permeabilidad para el modelo del Campo Yariguí-Cantagallo.

Figura 24. Permeabilidad Relativa al Petróleo para el Campo Yariguí-Cantagallo.



Fuente: Ecopetról S.A. Modelo Estático Campo Yariguí-Cantagallo. Simulador CMG.

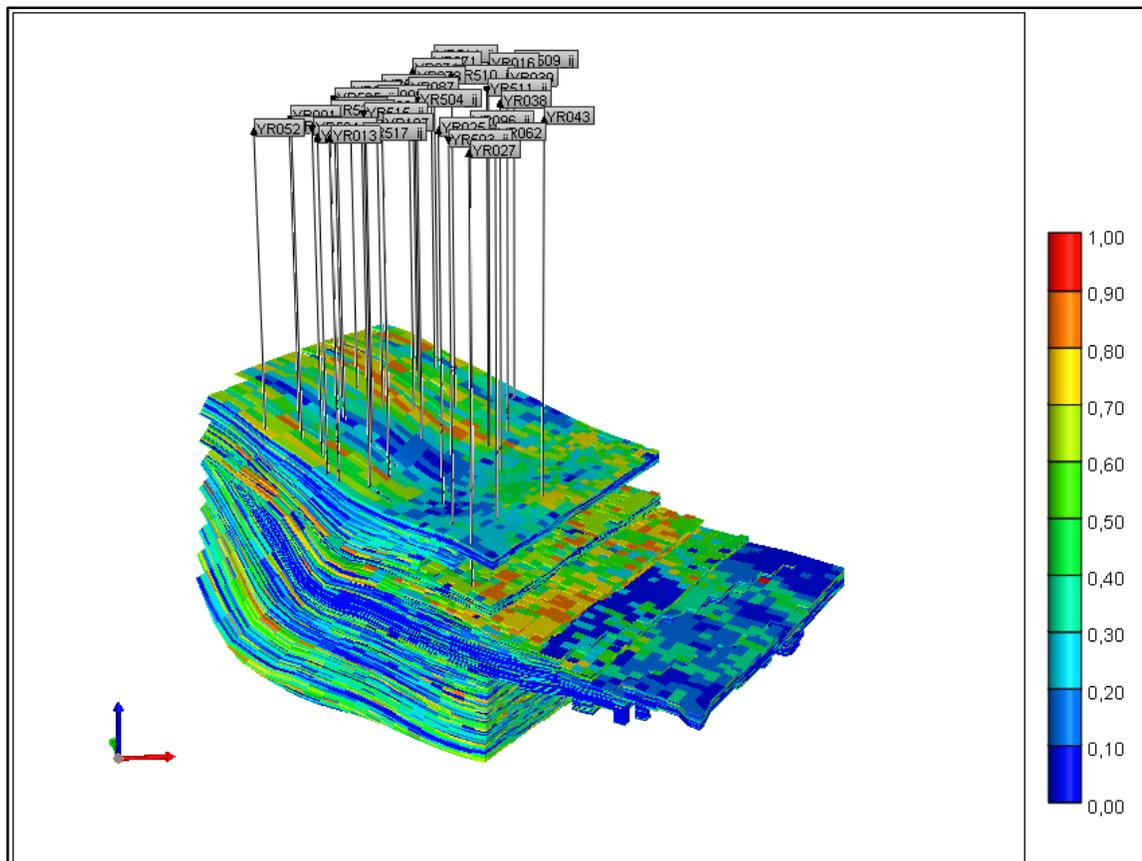
Las estadísticas para la permeabilidad relativa al petróleo se pueden observar a continuación en la Tabla 16.

Tabla 16. Estadísticas permeabilidad relativa al petróleo Campo Yariguí-Cantagallo.

Ítem	Kro
Valor Mínimo	1
Valor Máximo	1
Promedio	1
No. Celdas Activas	155281
No. Celdas Nulas	286217

3.3.11 Distribución espacial 3D de Propiedades Petrofísicas para el Campo Yariguí-Cantagallo. La arcillosidad en la roca genera cambios de permeabilidad considerables, en el modelo del Campo Yariguí-Cantagallo, dicha arcillosidad tiene un dato promedio de 26%, teniendo datos máximos de 1 (intercalaciones de arcillas) y valores mínimos de 0 (areniscas limpias) representado en la Figura 25 como se muestra a continuación:

Figura 25. Arcillosidad del modelo para el Campo Yariguí-Cantagallo



3.4 PRUEBAS PVT PARA DETERMINACIÓN DE PROPIEDADES DE FLUIDOS DE YACIMIENTO

A partir de un conjunto de pruebas de laboratorio que se realizan a una muestra de un yacimiento la cual se debe encontrar a las condiciones de presión y temperatura del mismo, se puede simular el agotamiento de presión de cualquier reservorio volumétrico, para esto se miden los volúmenes de gas y líquido en cada cambio de presión, a temperatura de reservorio. Con estas pruebas se determinan propiedades fisicoquímicas y se logra caracterizar el yacimiento para determinar reservas y diseño de equipos.

Para realizar dichas pruebas, es necesario tomar muestras representativas del yacimiento las cuales preferiblemente deben tomarse al inicio de la vida productiva del mismo con el fin de acercarse lo más posible a sus condiciones iniciales. Existen tres tipos de toma de muestras las cuales son muestras de fondo, muestras recombinadas y muestras de flujo.

Sin importar el método que se use para recoger la muestra, los análisis de laboratorio que se realizan son iguales los cuales serán descritos a continuación:

3.4.1 Prueba de liberación Flash. “Permite medir el volumen total relativo por un proceso de equilibrio o de liberación instantánea y se lleva a cabo en petróleos crudos o de gas condensado.²⁷”

Los principales objetivos de esta prueba son determinar:

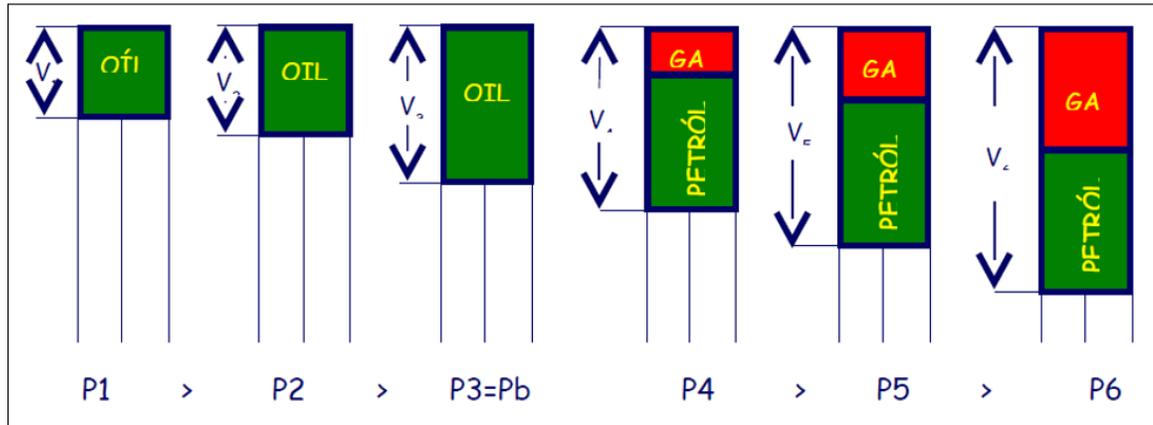
- ❖ Presión de saturación (Presión de burbuja o punto de rocío)
- ❖ Coeficientes de compresibilidad isotérmica de fluidos de una sola fase por encima de la presión de saturación.
- ❖ Factores de compresibilidad de la fase gaseosa.
- ❖ Volumen total de hidrocarburos en función de presión.

“Se coloca la muestra en una celda a la presión y temperatura inicial del yacimiento, luego se realizan varios decrementos de la presión hasta llegar a la presión de burbuja y se mide en cada etapa el volumen de petróleo y de gas obtenido, el gas es extraído del sistema en cada etapa y es colocado en un gasómetro, instrumento que permite la lectura del volumen de gas extraído de la celda. La presión de burbuja se manifiesta por el cambio repentino del volumen de la muestra total.²⁸” En la Figura 26 se aprecia el proceso de este tipo de liberación.

²⁷ PARIS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Maracaibo.

²⁸ PEÑALOZA, Iván. Análisis comparativo análisis de los fluidos PVT [Diapositivas]. 69 diapositivas.

Figura 26. Proceso de liberación Flash



Fuente: PEÑALOZA, Iván. Análisis comparativo análisis de los fluidos PVT [Diapositivas]. 69 diapositivas.

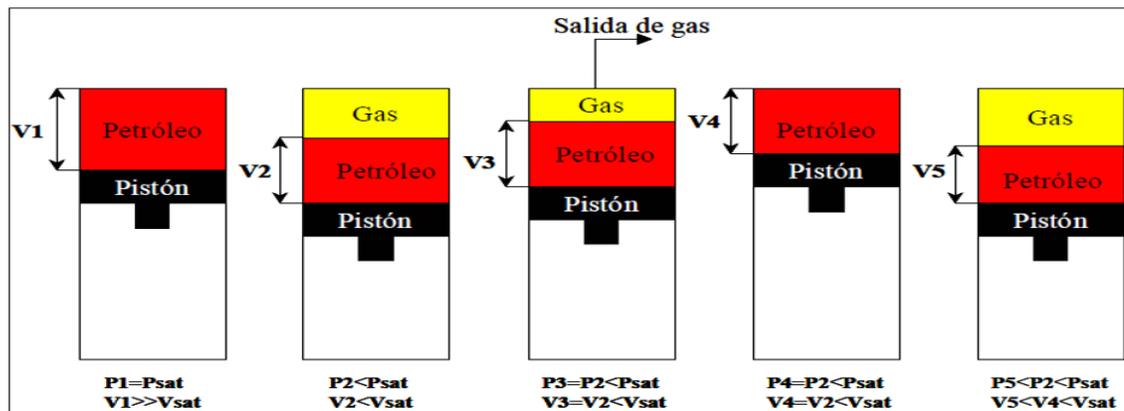
3.4.2 Prueba de liberación diferencial. En esta prueba la muestra de hidrocarburo se coloca en la celda a una presión mayor o igual a la presión del punto de burbuja, posteriormente se disminuye varias veces la presión causando una reducción en el volumen de líquido y aumento en el volumen de gas, se extrae el gas desprendido manteniendo la presión constante en cada etapa del proceso, se mide el volumen de gas y líquido que queda en la celda.

Este tipo de liberación se caracteriza por la variación de la composición del sistema total de hidrocarburos. Los datos que se obtienen por medio de esta prueba son:

- ❖ Relación gas disuelto petróleo por medio del gas liberado.
- ❖ Reducción del volumen de petróleo en función de la presión.
- ❖ Composición, compresibilidad y gravedad específica del gas que sale.
- ❖ Densidad del petróleo remanente en función de la presión.

En la Figura 27 se muestra el proceso de la prueba de liberación diferencial.

Figura 27. Proceso de liberación diferencial.



Fuente: PEÑALOZA, Iván. Análisis comparativo análisis de los fluidos PVT [Diapositivas]. 69 diapositivas.

3.4.3 Prueba de Separadores. El objetivo principal de esta prueba es simular lo que ocurre en los separadores del Campo con el fin de proveer la información de laboratorio esencial necesaria para determinar las condiciones óptimas de separación, permitiendo maximizar la producción de petróleo en el tanque. Es importante señalar que estas pruebas se llevan a cabo únicamente en el petróleo al punto de burbuja.

Por medio de esta prueba se pueden determinar los cambios volumétricos que sufren los fluidos provenientes del yacimiento a medida que estos pasan a través de los separadores y llegan al tanque de almacenamiento. El comportamiento volumétrico final está influenciado por las condiciones de operación en las facilidades de producción.

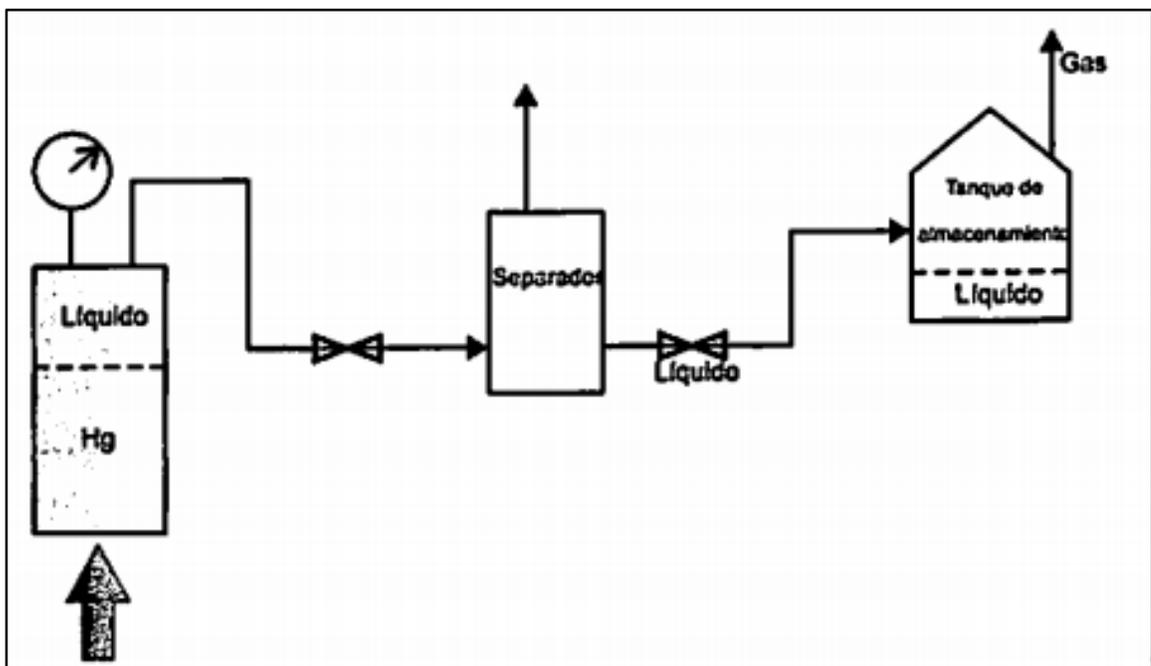
Este procedimiento se realiza cargando una muestra en una celda a presión de yacimiento y descargándola en un sistema de separadores de una, dos y tres etapas cada una a diferentes presiones. En cada una de dichas etapas se separan tanto el gas como el líquido y se miden los volúmenes de fluido remanentes de los separadores.²⁹

Por medio de esta liberación se puede determinar:

- ❖ Relación gas-petróleo en cada etapa de separación.
- ❖ Factor volumétrico del petróleo bajo este esquema.

El esquema de una prueba de separadores se puede observar en la Figura 28.

Figura 28. Esquema Prueba de Separadores



²⁹ PARIS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Maracaibo.

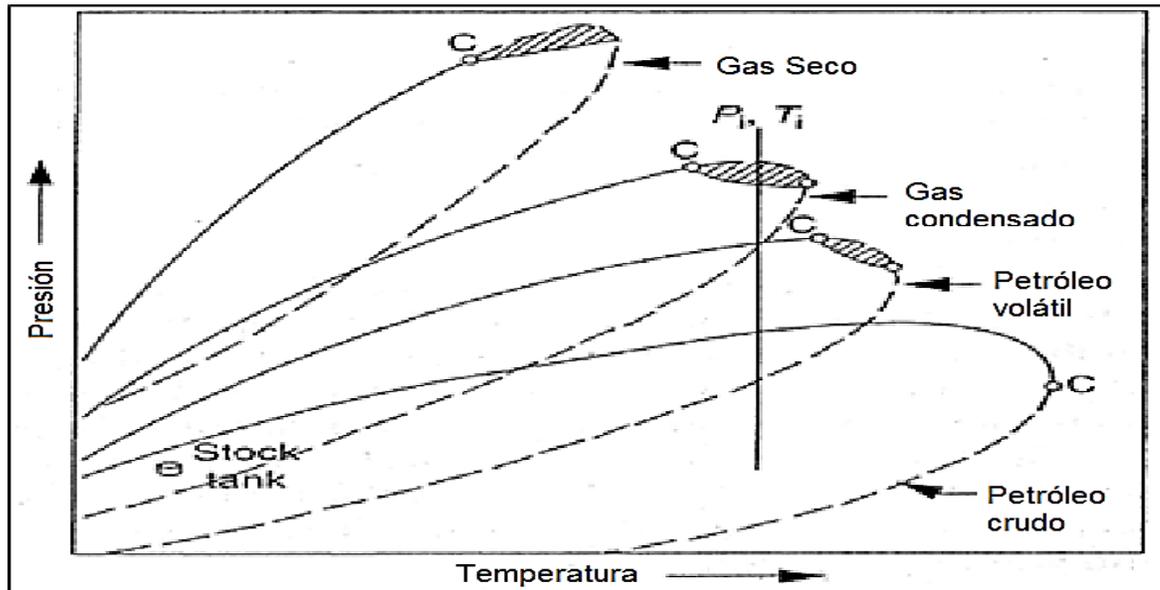
Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Maracaibo. P. 204.

Las interpretaciones de los resultados de estas pruebas son de vital importancia para determinar el tipo de yacimiento que se va a explotar, según la literatura, existen cuatro tipos de yacimientos de hidrocarburos los cuales son:

- ❖ Petróleo Negro
- ❖ Petróleo Volátil
- ❖ Gas condensado
- ❖ Gas seco

El tipo de yacimiento se puede interpretar según la línea de presión de burbuja y punto de rocío representativa del yacimiento, las cuales se representan gráficamente en un diagrama de fases. En la Figura 29 se presenta un diagrama de fases general de los yacimientos de hidrocarburos.

Figura 29. Diagrama de Fases para Yacimientos de Hidrocarburos



Fuente: CONCENTINO, Luca. Integrated Reservoir Studies. p.106.

3.5 PROPIEDADES PVT DE LOS FLUIDOS DEL RESERVORIO

Para predecir el comportamiento volumétrico de los reservorios de crudo y gas se tienen que conocer las propiedades físicas de los fluidos contenidos, dichas propiedades pueden ser medidas experimentalmente (experimentos desarrollados en muestras de laboratorio) o empíricamente (correlaciones derivadas).

A continuación, se describirán las propiedades de los fluidos en sistemas de gas, crudo y agua, y se mostrará el PVT que tiene el reservorio, extraído del Anexo A, de la tesis de Jennifer Vargas³⁰ que se puede apreciar en la Tabla 17.

Tabla 17. Resultados PVT

Temperatura	Presión	Punto Burbuja	GOR	Densidad Crudo	Viscosidad Crudo	Oil FVF	Densidad Gas
138	0	2425	0	53.1304	99.5525	1.09028	0.0419302
138	361.111	2425	50.214	51.6754	65.2522	1.12931	111,633
138	722.222	2425	106.747	50.1613	47.8608	1.17306	227,787
138	1083.33	2425	166.051	48.6898	38.2271	1.21895	351,921
138	1444.44	2425	227.245	47.2832	32.2911	1.26631	481,858
138	1805.67	2425	289.888	45.9482	28.3339	1.31479	613,865
138	2166.67	2425	353.715	44.6856	25.5368	1.36419	743,407
138	2527.78	2425	400.000	43.8694	24.1274	1.39861	86,647
138	2888.89	2425	400.000	43.9985	24.6202	1.39451	980,506
138	3250	2425	400.000	44.0993	25.1777	1.39132	10,845

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. 2014, p. 150.

Continuación Tabla 17.

Viscosidad Gas	Gas FVF	Factor Z	Densidad Agua	Viscosidad Agua	Water FVF	Presión
0.0123743	114,794	0.998313	62.7743	0.557793	1.01507	14.70000
0.0126825	0.0431173	0.957973	62.8064	0.557793	1.01455	375.81100
0.0131945	0.0211307	0.920599	62.8387	0.557793	1.01403	736.92200
0.0138807	0.0136772	0.88787	62.8710	0.557793	1.01351	1,098.03000
0.0147385	0.00998908	0.861707	62.9033	0.557793	1.01299	1,459.14000
0.0157559	0.00784101	0.843801	62.9356	0.557793	1.01247	1,820.37000
0.0169045	0.00647467	0.834992	62.9680	0.557793	1.01195	2,181.37000
0.0181442	0.00555508	0.834995	63.0004	0.557793	1.01143	2,542.48000
0.0194338	0.00490901	0.842685	63.0328	0.557793	1.01091	2,903.59000
0.0207388	0.00443828	0.856632	63.0653	0.557793	1.01039	3,264.70000

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. 2014, p. 150.

A continuación, se describirán detalladamente las propiedades PVT del gas, petróleo y agua que se encuentran en la Tabla 17.

³⁰ 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. 2014.

3.5.1 Propiedades del gas natural. Los gases son fluidos homogéneos sin volumen definido, se caracterizan por tener baja viscosidad y baja densidad. Se pueden dividir en dos: gases orgánicos e inorgánicos. Los gases orgánicos están compuestos por metano, etano, propano, butano, pentano y trazas de hexanos y componentes más pesados, por otro lado, los gases inorgánicos que en el gas natural son conocidos como impurezas están compuestos de dióxido de carbono, ácido sulfhídrico y nitrógeno. Las propiedades más importantes del gas natural son:³¹

3.5.1.1 Peso molecular aparente. Esta propiedad está definida por la fracción molar y el peso molecular de cada componente en la mezcla del gas, su fórmula se muestra en la Ecuación 10:

Ecuación 10. Ecuación de Masa Aparente de un Gas.

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

Fuente: Ahmed Tarek, Reservoir Engineering Handbook, p. 32

Donde: Y_i = Fracción molar del componente i en la mezcla

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

3.5.1.2 Densidad de gas. La densidad hace referencia a la relación que existe entre la masa y el volumen de una mezcla de gas la cual es calculada reemplazando el peso molecular del componente puro por el peso molecular aparente de la mezcla de gas dando como resultado la Ecuación 11 que se presenta a continuación.

Ecuación 11. Densidad de un gas ideal

$$\rho_g = \frac{m}{V} = \frac{pM}{RT}$$

Fuente: Ahmed Tarek, Reservoir Engineering Handbook, pag. 31

Donde: m = Masa del gas, lbmol

V = Volumen del gas, Ft³

P = Presión del gas, Psia

M = Masa Molecular del gas, lb/lbmol

R = Constante universal de los gases ideales, Ft³*Psia/mol*R

T = Temperatura del gas, R

³¹ AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook, third edition, Estados Unidos, 2006.

Ecuación 12. Densidad de una mezcla de gases.

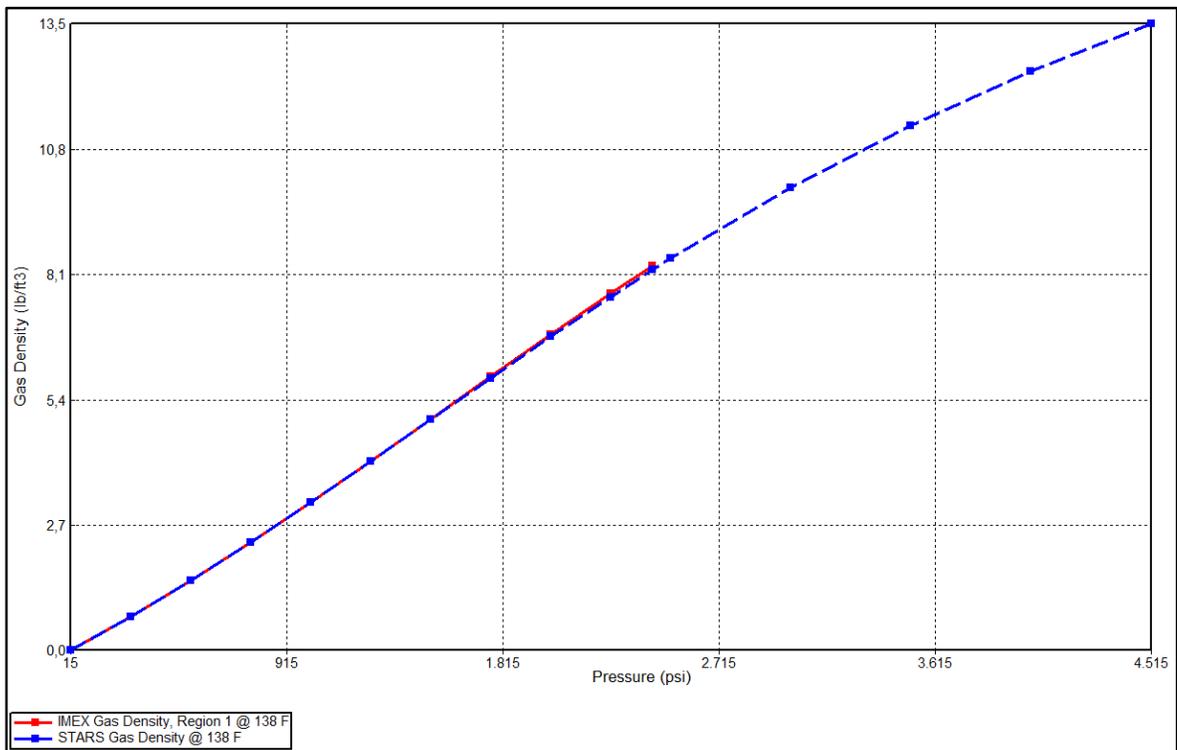
$$\rho_g = \frac{pM_a}{RT}$$

Fuente: Ahmed Tarek, Reservoir Engineering Handbook, p. 33

Donde: P = Presión de la mezcla, psia
Ma = Masa aparente de la mezcla,
R = Constante universal de los gases ideales Ft³*Psia/lb*mol*R
T = Temperatura de la mezcla, R

En la Gráfica 16. Se observa la densidad del gas en solución respecto a la presión del yacimiento, obtenido del modelo conceptual del Campo Yariguí-Cantagallo

Gráfica 16. Densidad de gas en solución del Campo Yariguí-Cantagallo



3.5.1.3 Volumen Específico. Definido como el volumen ocupado por una unidad de masa del gas o también se refiere a la inversa de la densidad, dicho volumen no depende de la cantidad de materia, véase Ecuación 13.

Ecuación 13. Cálculo Volumen Específico

$$v = \frac{1}{\rho_g}$$

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

Donde: v = Volumen específico de la mezcla, ft³
 ρ_g = Densidad del gas, lb/ft³

3.5.1.4 Gravedad específica. Es definida como la relación de la densidad del gas, respecto a la densidad del aire. Ambas densidades son medidas o expresadas a la misma presión y temperatura, comúnmente se usan la presión y temperatura base. Esta expresión puede ser observada en le Ecuación 14.

Ecuación 14. Cálculo de gravedad específica

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

Fuente:

Reservoir Engineering Handbook, p. 34

AHMED Tarek,

Donde: γ_g = Gravedad específica
 M_a = Masa aparente de la mezcla, lb
 ρ_g = Densidad del gas mezcla, lb/ft³

3.5.1.5 Factor de compresibilidad. “Con el propósito de utilizar la ecuación general de los gases a altas presiones y temperaturas, es necesario modificar las ecuaciones de los gases ideales. El método más común de corregir estas ecuaciones, consiste en introducir un factor de corrección denominado factor de compresibilidad o factor Z del gas.”³² En la Ecuación 15 se aprecia la fórmula que permite determinar el factor de compresibilidad Z.

³² BANZER, Carlos. Correlaciones numéricas PVT, Universidad de Zulia, Maracaibo, 1996.

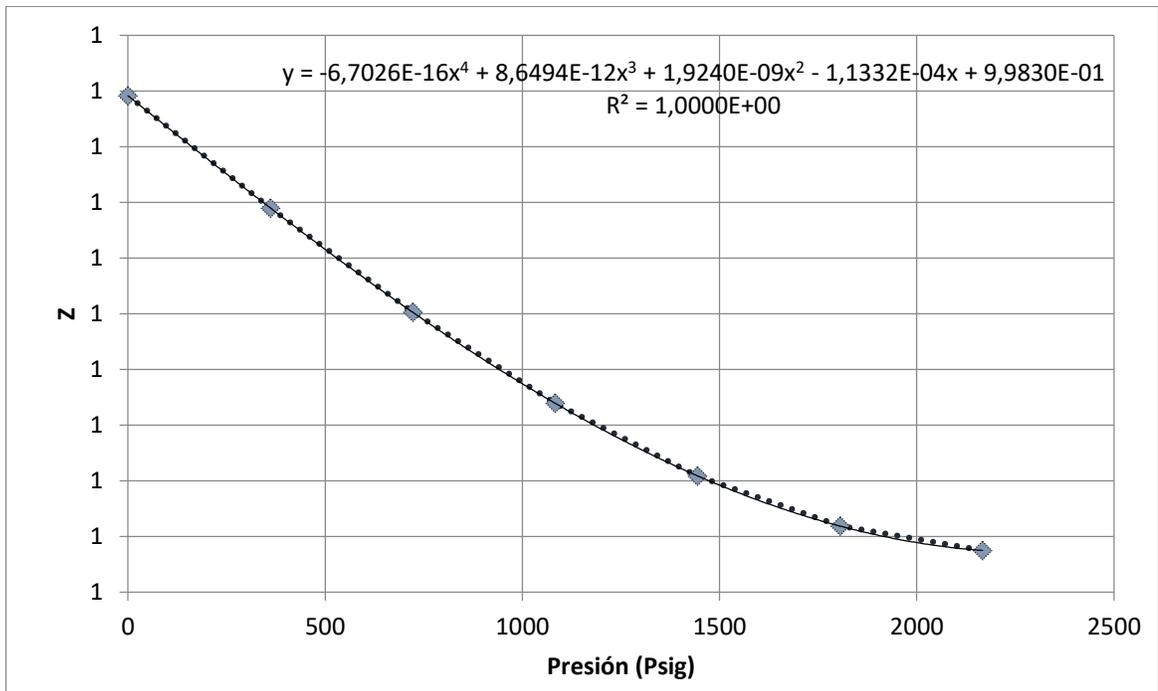
Ecuación 15. Cálculo del factor compresibilidad Z.

$$pV = \frac{mzRT}{M}$$

Fuente: BANZER, Carlos. Correlaciones numéricas PVT, p. 13.

A continuación, se presenta la Gráfica 17 en la cual se observa el comportamiento del factor de compresibilidad Z con respecto a la presión a partir de los datos PVT del Campo Yariguí-Cantagallo.

Gráfica 17. Comportamiento Factor de Compresibilidad Z a partir de datos PVT para el Campo Yariguí-Cantagallo



Fuente: ALDANA CUESTA. Harold, GUTIERREZ GARRIDO. Carlos. 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.

3.5.2 Propiedades del petróleo. El petróleo líquido es una mezcla compleja principalmente compuesta de hidrocarburos y algunos contaminantes como Sulfuro, Nitrógeno, Oxígeno y Helio como constituyentes menores. Las propiedades físicas y químicas del petróleo pueden variar dependiendo de la concentración de sus diferentes componentes.

Es importante una adecuada descripción de las propiedades físicas del petróleo tanto para su aplicación práctica como teórica con el fin de tener la capacidad de

solucionar posibles problemas que se puedan presentar en los reservorios de hidrocarburos.³³

A continuación, se describen las propiedades físicas del hidrocarburo líquido:

3.5.2.1 Gravedad del petróleo. La gravedad específica está definida como la relación entre la densidad del petróleo y la densidad del fluido de referencia (Agua) a las mismas condiciones de presión (Atmosférica) y temperatura (60°F). Esta propiedad se puede determinar por medio de la Ecuación 16.

Ecuación 16. Gravedad específica del petróleo

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

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

Donde: γ_o = Gravedad específica del petróleo
 ρ_o = Densidad del petróleo, lb/ft³
 ρ_w = Densidad del agua, lb/ft³

La densidad del agua es aproximadamente 62.4 lb/ft³.

Sin embargo, en la industria del petróleo, se prefiere usar la gravedad API como escala de gravedad. Esta gravedad se determina a partir de la gravedad específica por medio de la Ecuación 17.

Ecuación 17. Gravedad API

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

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

3.5.2.2 Gas en solución. Está definido como el número de pies cúbicos estándar de gas que pueden ser disueltos en un barril estándar de petróleo a determinadas condiciones de presión y temperatura. La solubilidad del gas natural en el crudo depende fuertemente de la presión, temperatura, gravedad API y la gravedad del gas.

Para calcular el gas en solución diferentes autores han propuesto correlaciones entre las cuales se destaca la correlación de Standing, correlación de Vasquez y Beggs, correlación de Glaso, correlación de Petrosky y Farshad entre otras.

En la Gráfica 18 se muestra el comportamiento típico de la solubilidad del gas en función de la presión para un crudo sub saturado.

³³ AHMED,Tarek. Reservoir Engineering Handbook, third edition, Estados Unidos, 2006.

Según el autor Vargas Jennifer, la correlación de Standing permite determinar el Gas en solución para el Campo Yariguí-Cantagallo por lo cual será descrita a continuación:

❖ **Correlación de Standing:** Standing propuso una correlación Gráfica para determinar la solubilidad del gas en función de la presión, gravedad específica del gas, gravedad API y temperatura del sistema. Esta correlación puede ser expresada matemáticamente como se muestra en la Ecuación 18.

Ecuación 18. Correlación de Standing para Gas en solución

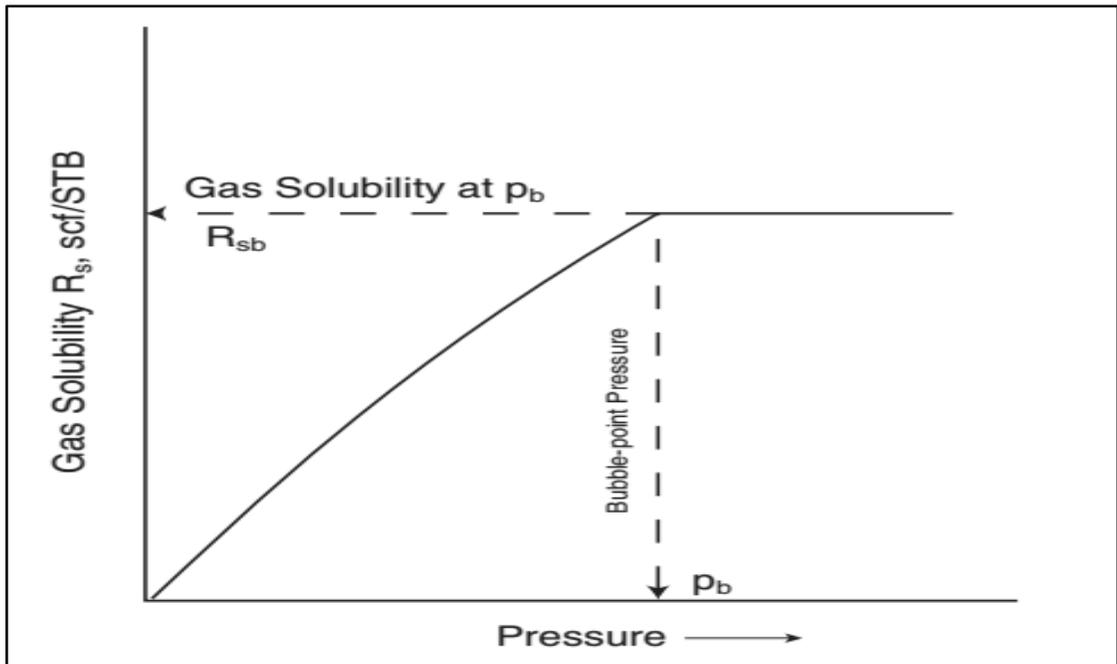
$$R_s = \gamma_g \left[\left(\frac{p}{18.2} + 1.4 \right) 10^x \right]^{1.2048}$$

Fuente: AHMED Tarek, Reservoir Engineering Handbook, tercera edición, 2006, p. 79

Donde: $x = 0.0125API - 0.00091(T-460)$
 T = Temperatura, °R
 P = Presión, psia
 Yg = Gravedad específica del gas

Cabe aclarar que la correlación de Standing únicamente es válida para aplicaciones por debajo del punto de burbuja del petróleo.

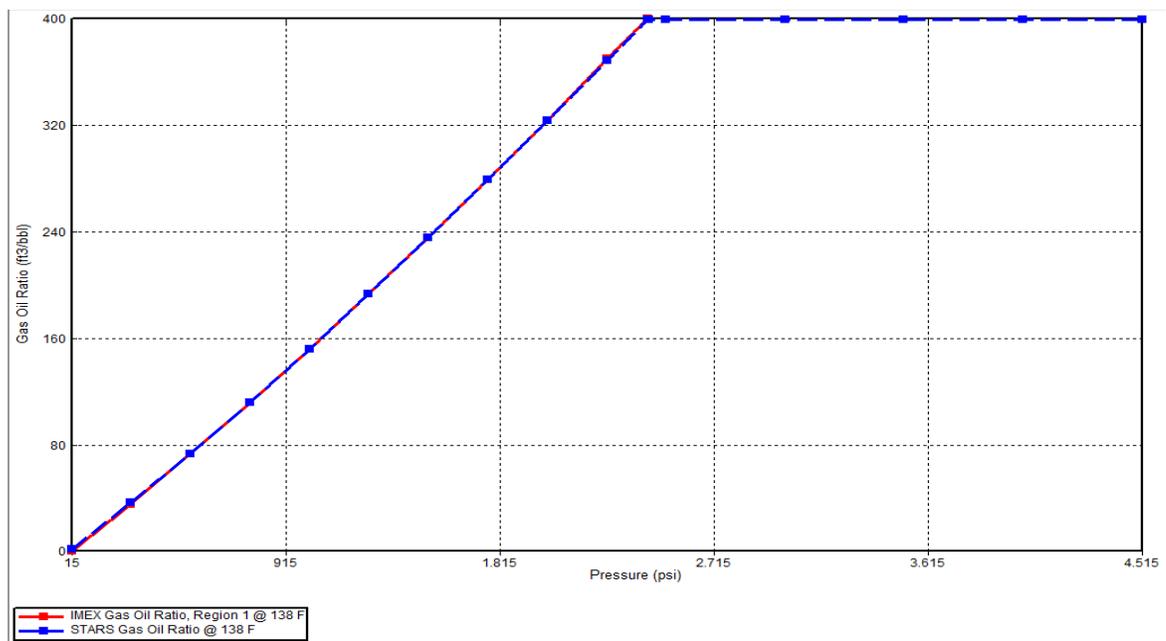
Gráfica 18. Comportamiento típico de la solubilidad del gas para un crudo sub saturado



Fuente: AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook, third edition, Estados Unidos, 2006.

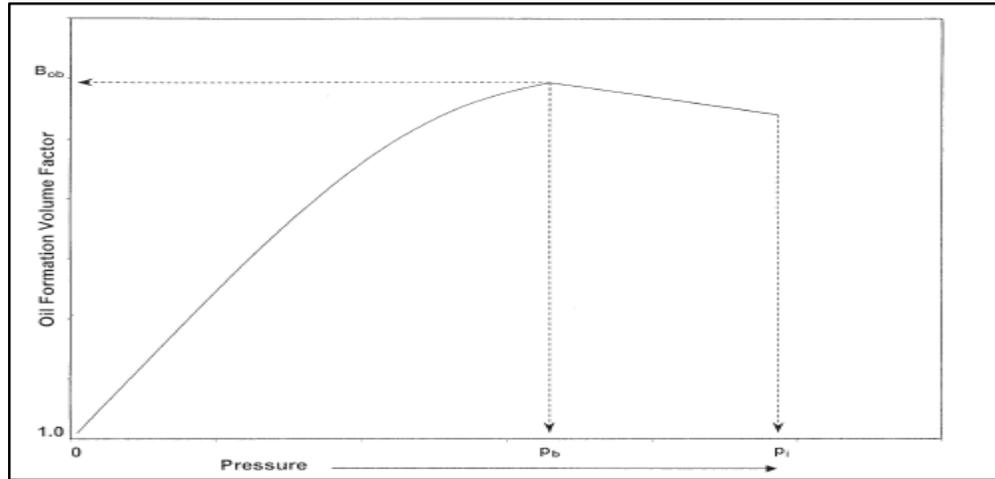
En la Gráfica 19 se puede observar el comportamiento de la solubilidad del gas a partir de datos PVT para el Campo Yariquí-Cantagallo arrojados por la Suite CMG. Se puede observar que la solubilidad del gas presenta un comportamiento directamente proporcional a la presión cuando esta se encuentra por debajo de la presión del punto de burbuja, al llegar a dicho punto la solubilidad del gas se vuelve constante, este mismo comportamiento se puede apreciar en la Gráfica 19 la cual muestra el comportamiento típico de la solubilidad del gas.

Gráfica 19. Comportamiento Solubilidad del gas a partir de datos PVT para el Campo Yariquí-Cantagallo.



3.5.2.3 Factor Volumétrico del petróleo. El factor volumétrico del petróleo es definido como la cantidad de volumen de petróleo y gas en solución a condiciones de reservorio, (temperatura y presión) respecto al mismo volumen, pero en condiciones estándar. El factor volumétrico normalmente se representa como “ B_0 ” y siempre es igual o mayor a uno. Se expresa como barriles de yacimiento sobre barriles normales (BY/BN), y su curva típica se aprecia en la Gráfica 20.

Gráfica 20. Comportamiento típico Factor Volumétrico del Petróleo

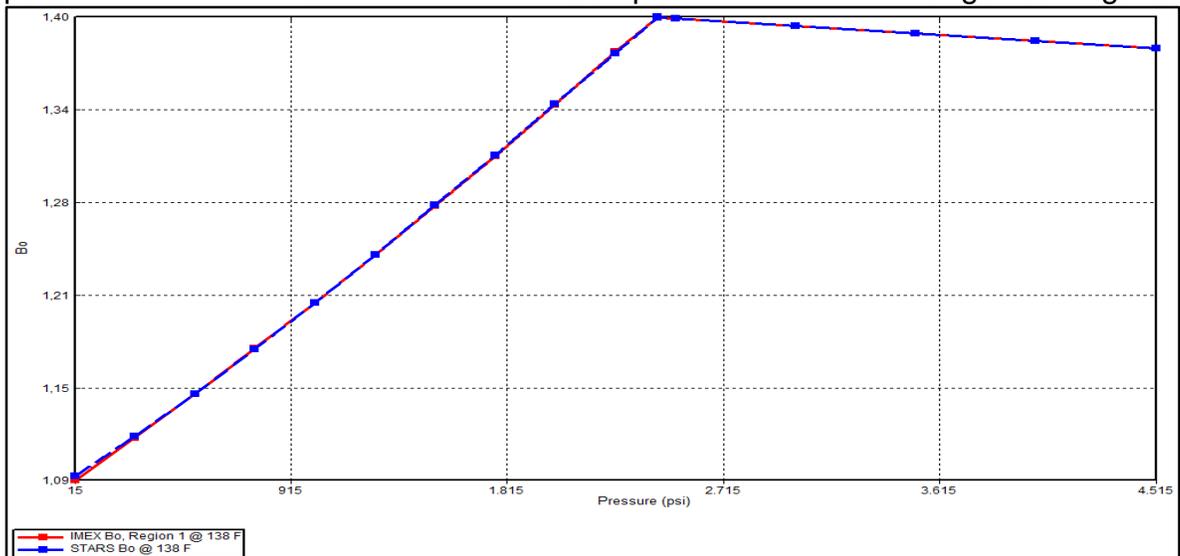


Fuente: AHMED Tarek, Reservoir Engineering Handbook, tercera edición, 2006, p. 93

Como se muestra en la Gráfica 20 el factor volumétrico máximo se alcanza en el punto de presión de burbuja, mientras que una vez sobrepasada esta presión dicho factor cambia su función previa por una función lineal.

Este mismo comportamiento se puede apreciar en la Gráfica 21 el cual muestra el comportamiento del factor volumétrico del petróleo a partir de los datos PVT para el Campo Yariguí-Cantagallo arrojados por la suite CMG. Dicha comparación permite realizar la validación de los datos PVT tomados para esta gráfica.

Gráfica 21. Comportamiento Factor volumétrico del petróleo a partir de datos PVT para el Campo Yariguí-Cantagallo.



Debido al cambio que tiene el factor volumétrico después de pasar la presión de burbuja, la función para su cálculo cambia. Actualmente se tienen múltiples correlaciones para la predicción de dicho factor, incluida la ecuación de balance de materiales que se encuentra en la Ecuación 19.

Ecuación 19. Cálculo de factor volumétrico mediante balance de materiales

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

Fuente: AHMED Tarek, Reservoir Engineering Handbook, tercera edición, 2006, p. 97

Donde: B_o = Factor Volumétrico del petróleo, BY/BN
 γ_o = Gravedad Específica del Petróleo
 R_s = Solubilidad del gas, FT³/BN
 γ_g = Gravedad Específica del gas
 ρ_o = Densidad del Petróleo, lb/ft³

3.5.2.4 Coeficiente de compresibilidad Isotérmico. Cuando la presión es muy alta en el yacimiento el volumen de petróleo puede llegar a cambiar de una forma no lineal, esto, depende de la temperatura y la presión a la que está sometido el líquido. Además, debido a que se tienen fluidos con flujo transiente en el yacimiento se requieren factores más avanzados para manejar los problemas que estos presenten, para esto existe el coeficiente de compresibilidad isotérmico, con el cual se pueden determinar propiedades físicas de un crudo subsaturado.

Matemáticamente se puede acudir a la Ecuación 20 para encontrar el coeficiente de compresibilidad total del petróleo.

Ecuación 20. Compresibilidad del petróleo.

$$C_o = B_{ob} \exp[-C_o(p - p_b)]$$

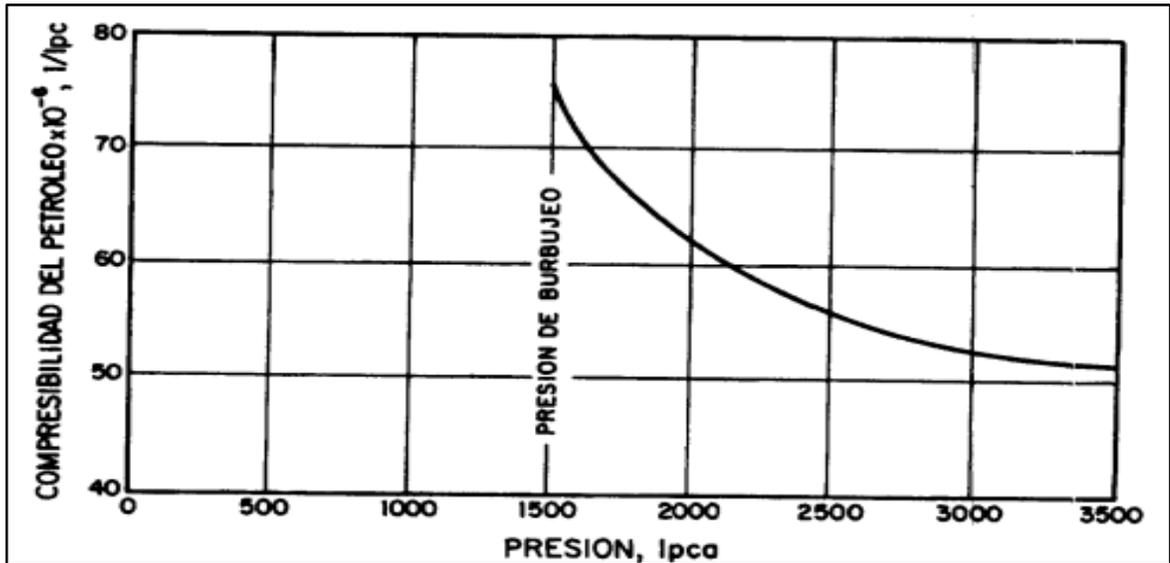
Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de ingeniería de yacimientos. Marzo de 2009. p 135.

Donde: C_o = Compresibilidad del petróleo, $lpca^{-1}$
 B_{ob} = Factor volumétrico del petróleo en la presión de burbuja, BY/BN
 p = Presión de interés, $lpca^{-1}$
 p_b = Presión de burbuja, $lpca^{-1}$

Para algunos crudos de ciertos yacimientos, la compresibilidad del petróleo es constante por encima del punto de burbuja, sin embargo, en otros este comportamiento varía con la presión.

En la Gráfica 22 se puede apreciar el comportamiento típico de la compresibilidad del petróleo en función de la presión a temperatura constante para un crudo sub saturado.

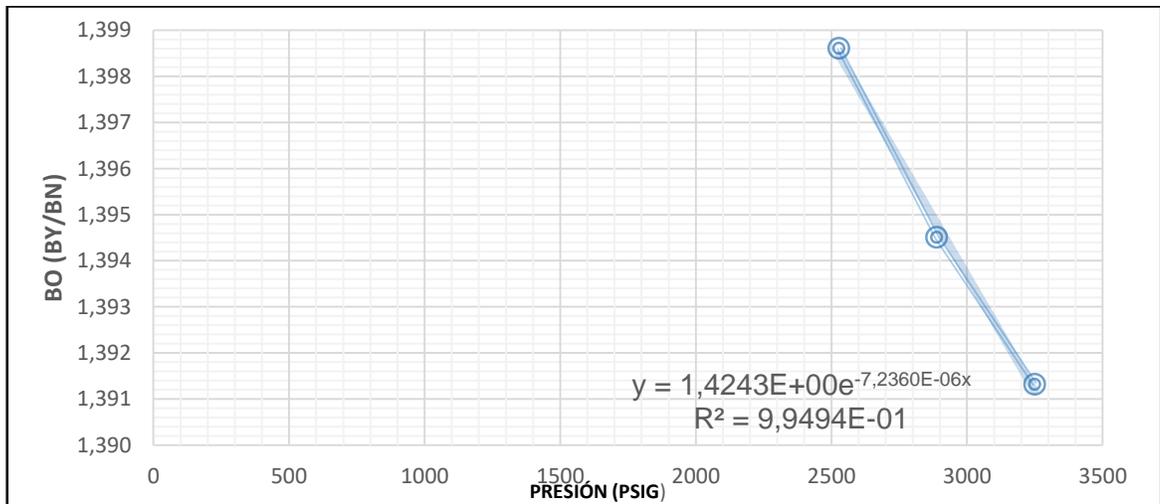
Gráfica 22. Comportamiento típico compresibilidad del petróleo para crudo sub saturado.



Fuente: BANZER. Carlos, Correlaciones Numéricas PVT, edición preliminar, 1996, p. 84.

El comportamiento de la compresibilidad del petróleo a partir de los datos PVT para el Campo Yariguí-Cantagallo se puede apreciar en la Gráfica 23.

Gráfica 23. Comportamiento compresibilidad del petróleo a partir de datos PVT para el Campo Yariguí-Cantagallo



Fuente: ALDANA CUESTA. Harold, GUTIERREZ GARRIDO. Carlos. 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.Modificado.

3.5.2.5 Densidad del petróleo. Está definida como la cantidad de masa por unidad de volumen del petróleo a condiciones de presión y temperatura específicas. Generalmente se expresa como libras por pie cubico. La Ecuación 21 puede ser usada para calcular la densidad del petróleo para presiones menores o iguales a la presión de burbuja como se muestra a continuación:

Ecuación 21. Densidad del petróleo.

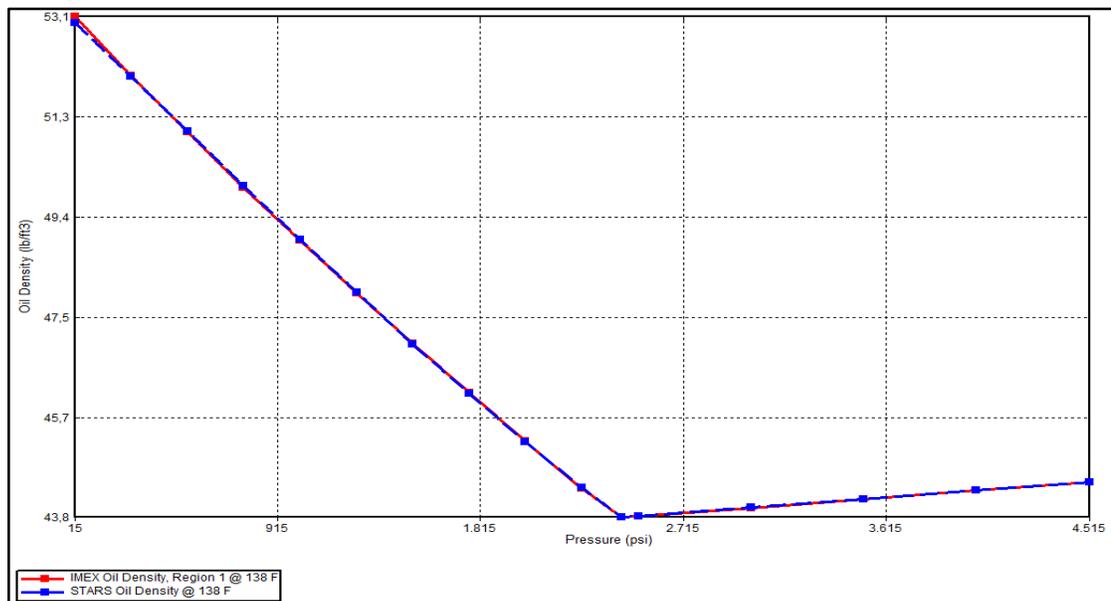
$$\rho_o = \frac{62.4\gamma_o + 0.0136R_s\gamma_g}{\beta_o}$$

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

Donde: γ_o = Gravedad específica del petróleo.
 β_o = Factor volumétrico del petróleo, BY/BN
 R_s = Gas en solución, FT³/BN
 γ_g = Gravedad específica del gas.

En la Gráfica 24 se observa el comportamiento de la densidad según los datos PVT para el Campo Yariguí-Cantagallo, generados por la suite CMG.

Gráfica 24. Comportamiento densidad del petróleo a partir de datos PVT para el Campo Yariguí-Cantagallo



3.5.2.6 Factor volumétrico total de formación. “Para describir la relación presión-volumen por debajo del punto de burbuja, es conveniente expresar dicha relación en términos del factor volumétrico total de formación como función de la presión. Esta propiedad define el volumen total de un sistema independientemente

del número de fases presentes. Esta propiedad está definida como la relación del volumen total de la mezcla de hidrocarburos a presión y temperatura actual por unidad de volumen.”³⁴

Matemáticamente se puede expresar el factor volumétrico total como se muestra en la Ecuación 22.

Ecuación 22. Factor volumétrico total de formación.

$$\beta_t = \frac{(V_o)_{p,T} + (V_g)_{p,T}}{(V_o)_{s,c}}$$

Fuente: AHMED. Tarek, Reservoir Engineering Handbook, tercera edición, 2006, p. 108.

Donde: $(V_o)_{p,T}$ = Volumen de petróleo a p y T, BY
 $(V_g)_{p,T}$ = Volumen de gas a p y T, ft³
 $(V_o)_{s,c}$ = Volumen de petróleo a condiciones estándar, BN

La Ecuación 23 permite determinar el Factor volumétrico total de formación cuando se esté por debajo del punto de burbuja ya que cuando se está por encima no existe gas libre y la expresión se reduce como se observa en la Ecuación 23:

Ecuación 23. Factor volumétrico total de formación encima del punto de burbuja

$$\beta_t = \frac{(V_o)_{p,T} + 0}{(V_o)_{s,c}} = \frac{(V_o)_{p,T}}{(V_o)_{s,c}} = \beta_o$$

Fuente: AHMED Tarek, Reservoir Engineering Handbook, tercera edición, 2006, p. 109.

❖ **Correlación de Marhoun:** Basándose en 1556 experimentos, Marhoun determino el factor volumétrico total de formación usando un modelo múltiple de regresión no lineal, dando como resultado la Ecuación 24.

Ecuación 24. Correlación de Marhoun

$$\beta_T = 0.314693 + 0.106253 * 10^{-4}F + 0.18883 * 10^{-10}F^2$$

Fuente: AHMED. Tarek, Reservoir Engineering Handbook, tercera edición, 2006, p. 111.

Donde el parámetro F está dado por:

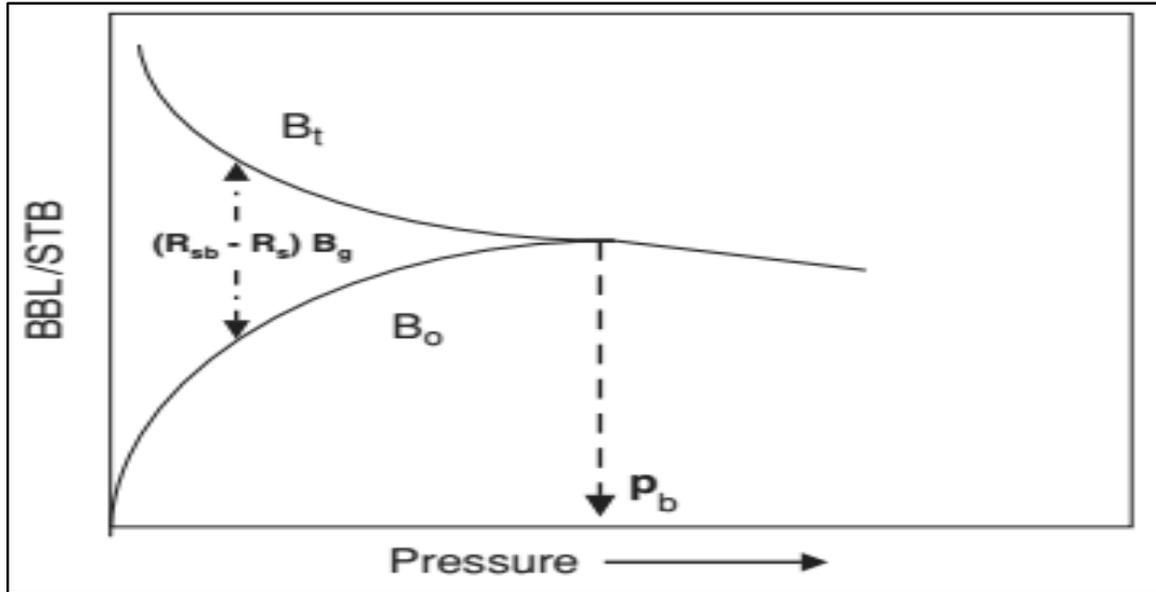
$$F = R_s^a Y_g^b Y_o^c T^d p^e$$

Donde a= 0.644516
 b= -1.079340
 c= 0.724874
 d= 2.006210
 e= -0.761910

³⁴ TAREK, Ahmed. Reservoir Engineering Handbook, tercera edición, 2006.

En la Gráfica 25 se puede observar la curva de comportamiento típico del factor volumétrico total de formación y el factor volumétrico del petróleo en función de la presión para un crudo sub saturado.

Gráfica 25. Factor volumétrico total de formación y Factor volumétrico del petróleo



Fuente: AHMED. Tarek, Reservoir Engineering Handbook, tercera edición, 2006, p. 93

3.5.2.7 Viscosidad del petróleo. Es una propiedad de gran importancia puesto que controla el flujo de petróleo a través del medio poroso y tubería. Se puede definir como la resistencia interna que tiene el fluido a fluir, esta propiedad está en función de la temperatura, presión, gravedad específica del petróleo, gravedad específica del gas y solubilidad del gas.

Teniendo en cuenta la presión, la viscosidad del petróleo se puede clasificar en:

❖ **Viscosidad del petróleo muerto.** Se define como la viscosidad del petróleo a condiciones atmosféricas y temperatura del sistema, no hay gas en solución.

Esta viscosidad se puede determinar a partir de la correlación de Beggs-Robinson como se muestra en la Ecuación 25.

Ecuación 25. Viscosidad del petróleo muerto

$$\mu_{od} = 10^x - 1$$

Fuente: AHMED. Tarek, Reservoir Engineering Handbook, tercera edición, 2006, p. 116.

Donde: $x = Y(T - 460)^{-1.163}$

$$Y = 10^Z$$

$$Z = 3.0324 - 0.02023^\circ \text{API}$$

❖ **Viscosidad del petróleo saturado.** Se define como la viscosidad del petróleo a la presión del punto de burbuja y temperatura del reservorio. Se puede determinar a partir de la correlación de Beggs-Robinson como se muestra en la Ecuación 26.

Ecuación 26. Viscosidad del petróleo saturado

$$\mu_{ob} = a(\mu_{od})^b$$

Fuente: AHMED. Tarek, Reservoir Engineering Handbook, tercera edición, 2006, p. 118.

Donde: $a = 10.715(Rs + 100)^{-0.515}$
 $b = 5.44(Rs + 150)^{-0.338}$

❖ **Viscosidad del petróleo insaturado.** Se define como la viscosidad del petróleo por encima de la presión de burbuja y temperatura de reservorio. Esta viscosidad se puede determinar a partir de la correlación de Vasquez-Beggs como se presenta en la Ecuación 27.

Ecuación 27. Viscosidad del petróleo insaturado

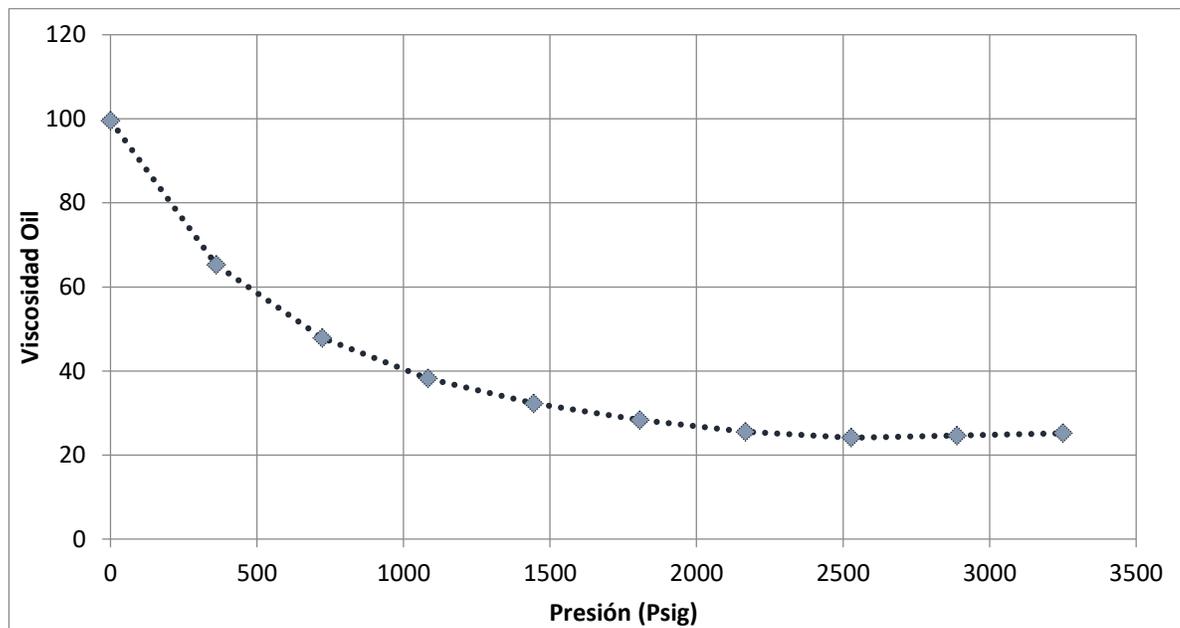
$$\mu_o = \mu_{ob} \left(\frac{p}{p_b} \right)^m$$

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

Donde: $m = 2.6 p^{1.187} 10^a$
 $a = -3.9(10^{-5})p^{-5}$

En la Gráfica 26 se observa el comportamiento de la viscosidad del petróleo con respecto a la presión a partir de los datos PVT para el Campo Yariguí-Cantagallo generado por la suite CMG.

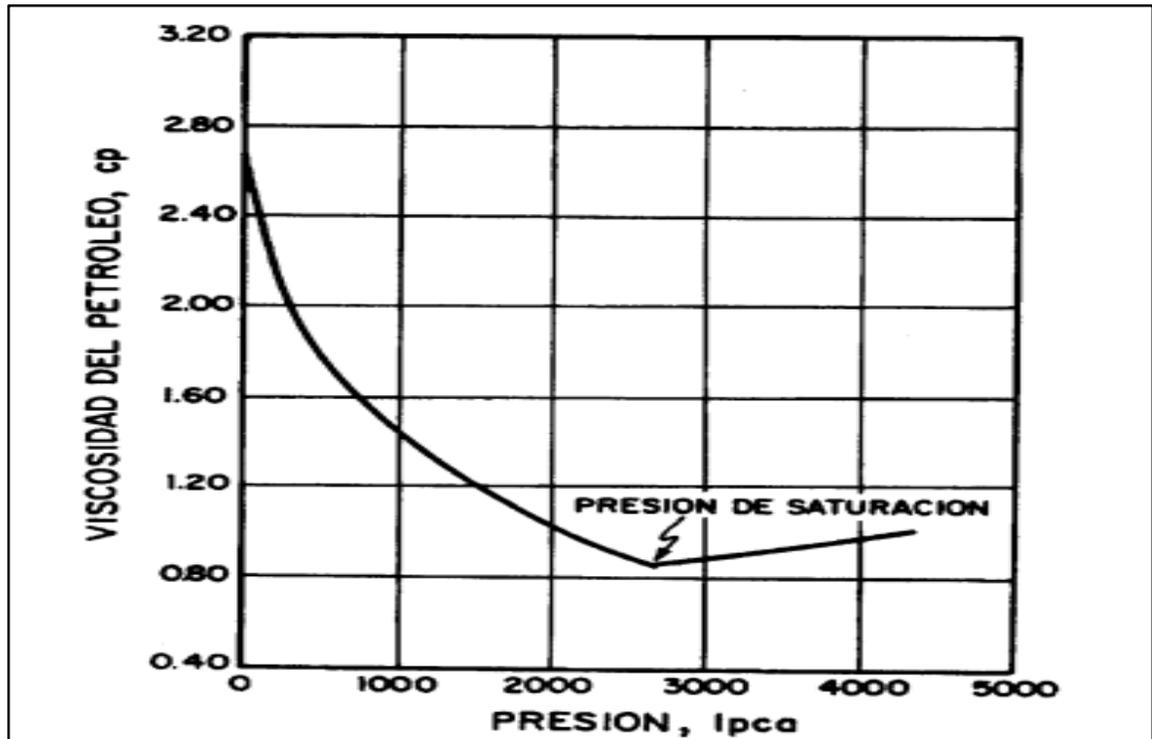
Gráfica 26. Comportamiento Viscosidad del petróleo a partir de datos PVT para el Campo Yariguí-Cantagallo



La presión del punto de burbuja para el Campo Yariguí-Cantagallo es de 2425 psi, como se observa en la Gráfica 26, antes de la presión de burbuja, la viscosidad disminuye cuando la presión aumenta y esto se debe al efecto del gas que entra en solución, sin embargo, se aprecia que por encima del punto de burbuja la viscosidad tiene un ligero aumento con la presión, esto puesto que no ocurre solubilidad adicional de gas y solo actúa la compresibilidad.

Dicho comportamiento se puede observar mejor en la Gráfica 27 donde se muestra el comportamiento típico de la Viscosidad en función de la presión a temperatura constante.

Gráfica 27. Comportamiento típico de la Viscosidad del petróleo



Fuente: BANZER. Carlos, Correlaciones Numéricas PVT, edición preliminar, 1996, p. 94.

3.6 MODELO INTERACCIÓN ROCA-FLUIDO: PERMEABILIDADES RELATIVAS

Dentro de las características que son inherentes de la roca, se encuentra la permeabilidad absoluta la cual determina la habilidad de la roca para dejar pasar un fluido a través de los canales interconectados, siempre y cuando el medio poroso se encuentre saturado 100% con un fluido.

Debido a que los yacimientos de hidrocarburos contienen agua natural de la formación, denominada agua connata, se encuentran al menos dos fases presentes en el medio poroso: hidrocarburos y agua connata.

Además de la permeabilidad absoluta, existe la permeabilidad efectiva la cual define la capacidad que tiene la roca de transmitir un fluido en particular cuando su saturación no es del 100% es decir existen otros fluidos presentes en el yacimiento. Las permeabilidades efectivas al petróleo, agua y gas se pueden definir como: K_o , K_w , K_g respectivamente³⁵. Tanto la saturación como la humectabilidad de la formación influyen en la permeabilidad efectiva de cualquier fluido, debido a esto siempre se deben definir las saturaciones S_o , S_w y S_g para petróleo, agua y gas respectivamente.

³⁵PARIS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Maracaibo.

Debido a que la saturación y la permeabilidad efectiva están relacionadas para definir el movimiento de determinado fluido, se debe realizar una relación de permeabilidad efectiva de la fase respecto a la permeabilidad absoluta a una saturación específica. Dichas relaciones se representan en la Ecuación 28:

Ecuación 28. Permeabilidades Relativas

$$K_{ro} = \frac{K_o}{K}$$

$$K_{rg} = \frac{K_g}{K}$$

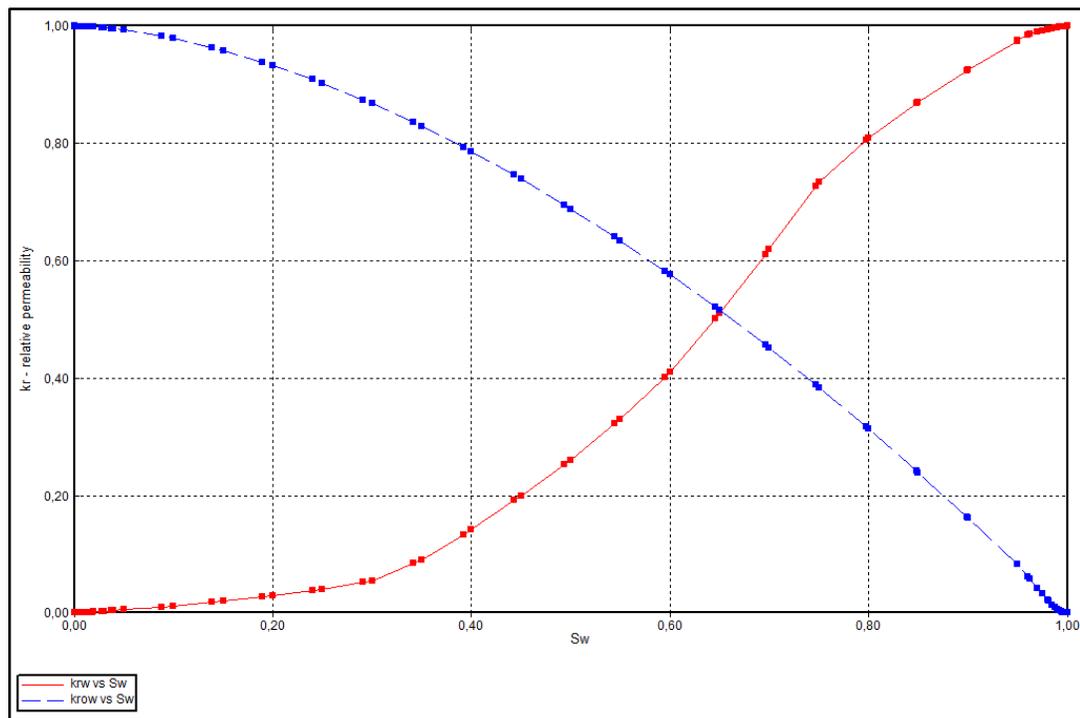
$$K_{rw} = \frac{K_w}{K}$$

Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Maracaibo. P. 310.

Donde: Kro = Permeabilidad relativa al petróleo
 Krw = Permeabilidad relativa al agua
 Krg = Permeabilidad relativa al gas

3.6.1 Permeabilidades relativas del Campo Yariguí-Cantagallo. En la Gráfica 28 se aprecia la construcción de la curva de permeabilidades relativas normalizadas respecto a la saturación de agua.

Gráfica 28. Permeabilidades relativas Campo Yariguí-Cantagallo.



Fuente: ALDANA CUESTA. Harold, GUITIERREZ GARRIDO. Carlos. Estudio de la implementación de esquemas adecuados de inyección de baches surfactante/polímero para el Campo Yariguí-Cantagallo operado por ECOPEPETROL S.A. mediante simulación numérica. Fundación Universidad de América. 2015. p. 78.

Como se puede apreciar en la Gráfica 28 la mojabilidad de la roca de este yacimiento es preferencial al agua, lo cual influye directamente en el desempeño de los procesos de inyección de agua, polímeros o recobro mejorado en general debido a que se presenta un barrido tipo drenaje favoreciendo el desplazamiento del petróleo.

A continuación, se presentan las propiedades básicas del Pozo CG-24 cuyas muestras fueron tomadas en las Arenas C y CG.

Se tomaron en total cuatro muestras, una de ellas se extrajo de las Arenas C y otras tres de las Arenas CG. Análisis adicionales fueron realizados para las Arenas CG con el fin de determinar las permeabilidades relativas esto de dos formas con y sin restauración de mojabilidad³⁶. Dichas propiedades se muestran en la Tabla 18.

Tabla 18. Propiedades básicas muestras de permeabilidad relativa Arenas C y CG.

Sample No.	Depth (feet)	Porosity (%)	Pore Volume (cc)	Air Permeability (%)	Core Length (cm)	Core Diameter (cm)
6405n	6405.5-6405.56'	23.9%	26.6	175	10.296	3.709
6868n	6868-6868.21'	23.5%	35.6	372	13.454	3.784
6882n	6882-6882.17'	22.2%	43.4	524	11.84	3.799
6916n	6916-6916.17'	24.4%	35.4	591	13.03	3.763
6885e	6885'	25.6%	21.5	678	7.51	3.802
6885r	6885'	25.6%	21.5	678	7.51	3.802

e = extraída
n = nativa
r = restaurada

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. 2014. p. 68.

Por otro lado, se tienen los datos de permeabilidades relativas al agua y al petróleo, a saturación de agua irreducible (Swirr) y la saturación de petróleo irreducible en la Tabla 19.

³⁶ 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. 2014.

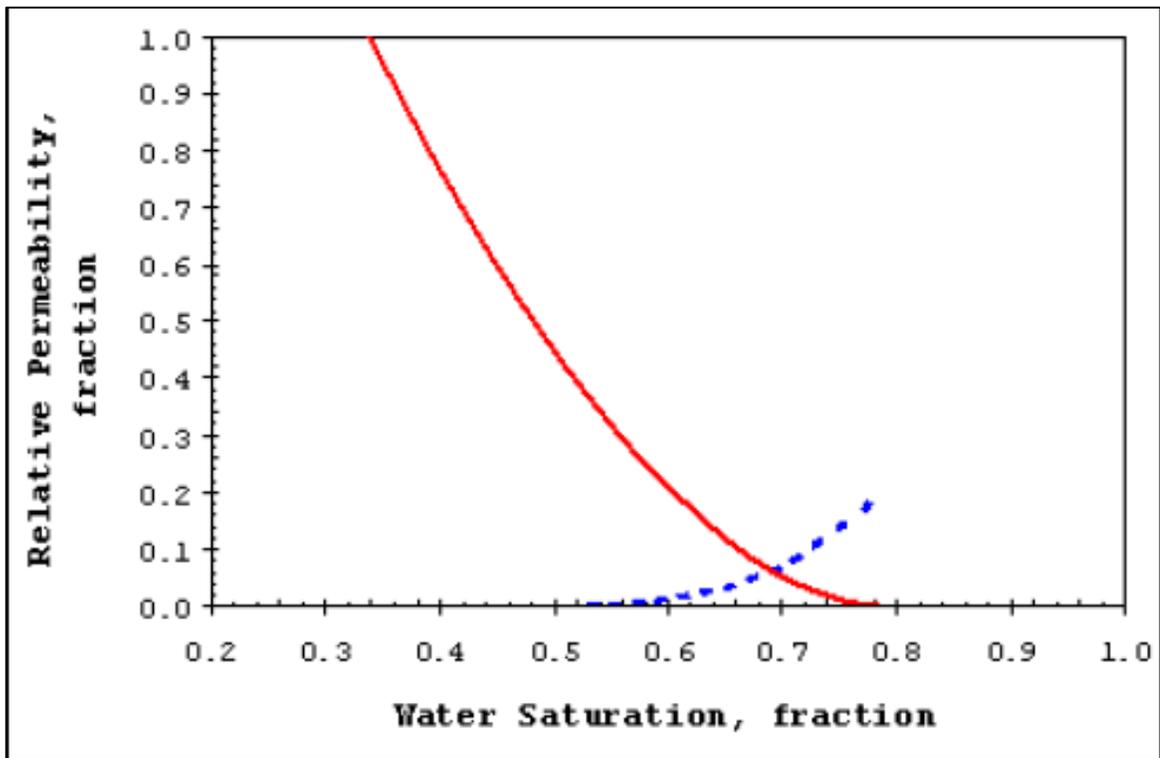
Tabla 19. Resumen de resultados de permeabilidad relativas Arenas C y CG

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: VARGAS, Jennifer. Estudio de la viabilidad técnica en etapa temprana de procesos de recobro químico (álcali-surfactante-polímero) mediante simulación numérica en el Campo Yarigú-Cantagallo. 2014. p. 68.

En la Gráfica 29 se observan las permeabilidades relativas tanto para el agua como para el aceite en función de sus saturaciones, respectivamente. Este modelo se encuentra normalizado, mientras que la Gráfica 30, se aprecia la desnormalización del modelo.

Gráfica 29. Curva de permeabilidades relativas representativas de las Arenas CG.



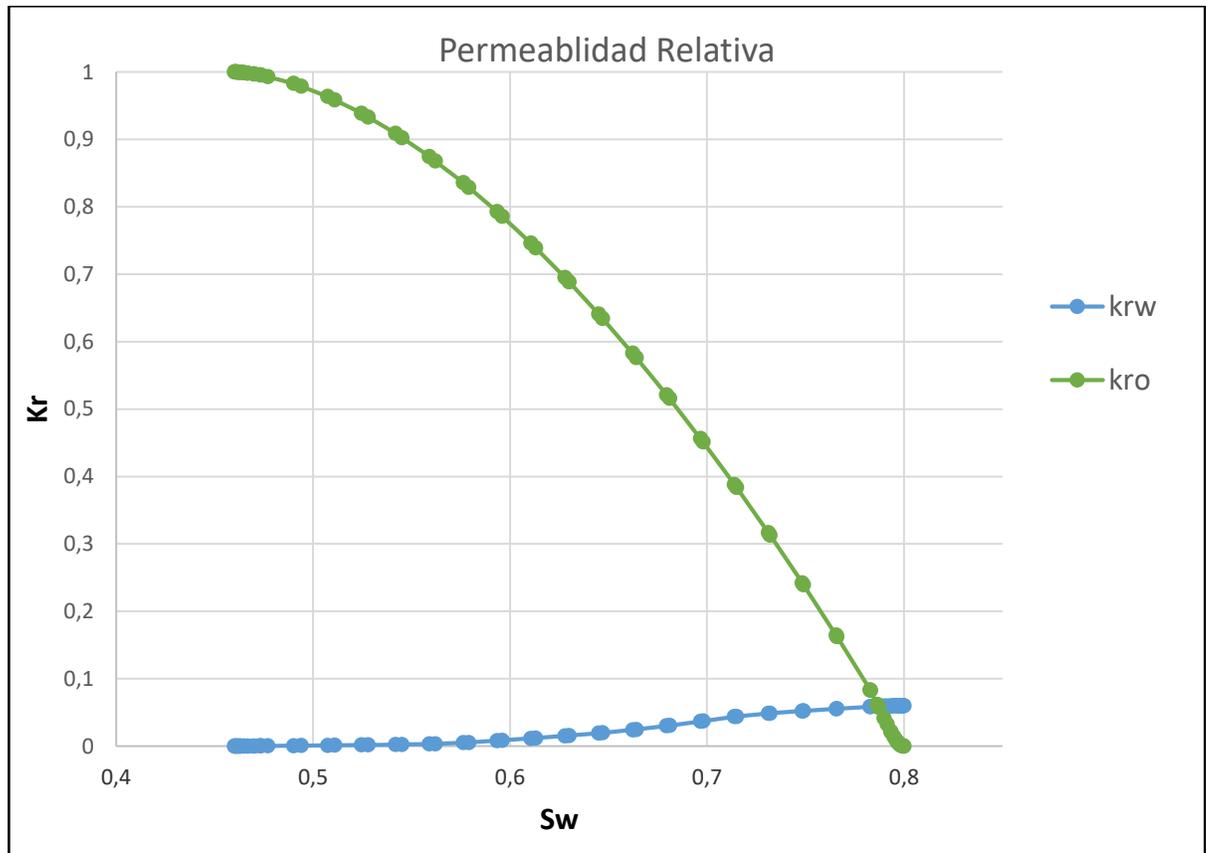
Fuente: VARGAS, Jennifer. Estudio de la viabilidad técnica en etapa temprana de procesos de recobro químico (álcali-surfactante-polímero) mediante simulación numérica en el Campo Yarigú-Cantagallo. 2014. p. 69.

Los datos observados en la Gráfica 30 indican que el yacimiento está preferencialmente mojado al agua, con saturación de agua irreducible del 34% y la

saturación de petróleo residual es de 78%, sin embargo, se ha de hacer el proceso de desnormalizado para determinar datos y mojabilidades exactas.

3.6.1.1 Des normalización de curvas de permeabilidad relativa. El proceso de desnormalizado permite ver los datos del set de permeabilidades relativas más claramente y con exactitud. Para ello en la Gráfica 23 se observa la normalización y los datos arrojados de dicho procedimiento.

Gráfica 30. Curva de permeabilidades relativas versus saturación de agua (des normalizado), del modelo conceptual del Campo Yariguí-Cantagallo.



Fuente: ALDANA CUESTA. Harold, GUITIERREZ GARRIDO. Carlos. Estudio de la implementación de esquemas adecuados de inyección de baches surfactante/polímero para el Campo Yariguí-Cantagallo operado por ECOPEPETROL S.A. mediante simulación numérica. Fundación Universidad de América. 2015, p. 79, modificado por los autores.

Con el procedimiento de desnormalización se determina con más confiabilidad la fuerte mojabilidad que tiene el reservorio al agua, e incluso saturaciones de agua irreducible que van del orden de 0.46%. seguido de una saturación de agua residual que tiene un orden del 0.20%.

3.7 CONDICIONES INICIALES DEL MODELO DE SIMULACION PARA EL CAMPO YARIGUÍ-CANTAGALLO

En la Figura 30 se pueden apreciar los datos de presión y profundidad a los cuales se encuentra sometido el Campo inicialmente. Dichas condiciones iniciales fueron registradas para el 31 de mayo de 2011.

Figura 30. Condiciones iniciales modelo de simulación Campo Yariguí-Cantagallo.

Se pudo determinar que no se realizaran cálculos de equilibrio vertical en el desarrollo de este modelo. En la Tabla 20 se pueden encontrar los datos iniciales para el Campo Yariguí-Cantagallo.

Tabla 20. Condiciones iniciales Campo Yariguí-Cantagallo.

Condición inicial	Magnitud
Presión de Referencia	3642 Psi
Profundidad	8000 Ft
Fecha a la Presión de Referencia	2011-05-31
GOC	No Disponible
WOC	No Disponible

3.8 CONTROL NUMÉRICO

En el módulo numérico se puede enunciar el máximo y mínimo salto de tiempo posible para los cálculos de la simulación los cuales son 15 y 0.00001 días respectivamente. En la siguiente sección se determinó la opción isotérmica en “ON” lo cual manifiesta que no se modelara recobro mejorado térmico. Se altera la iteración de la ecuación lineal del valor predeterminado cambiando de 30 a 120 iteraciones.

Dichos cambios se pueden apreciar en la Figura 31 la cual se encuentra a continuación:

Figura 31. Descripción del Modelo Numérico del Campo Yariguí-Cantagallo.

The screenshot shows the 'STARS Numerical' software window with the 'Numset' tab selected. The window title is '2011-05-31 (Numerical)'. Below the title bar are two tabs: 'General' and 'Numset'. The main area contains a table with the following data:

Keyword Description	Default Value	Dataset Value	Set At Time
Timestep Control Keywords			
Maximum Number of Timesteps (MAXSTEPS)	9999		
Maximum Time Step Size (DTMAX)	1e+020 day	15.0 day	
Minimum Time Step Size (DTMIN)	1e-008 day	1E-05 day	
First Time Step Size after Well Change (DTWELL)		0.01 day	
Solution Method Keywords			
Isothermal Option (ISOTHERMAL)	OFF	ON	
Model Formulation (TFORM)	SXY	ZT	
Under-Relaxation Option (UNRELAX)	-1		
Upstream Calculation Option (UPSTREAM)	NLEVEL		
Maximum Newton Iterations (NEWTONCYC)	15		
Maximum Time Step Cuts (NCUTS)	7	20	
Maximum Pressure Limit (MAXPRES)	145038 psi		
Minimum Pressure Limit (MINPRES)	7.25189 psi		
Minimum Temperature Limit (MINTEMP)	33.8 F		
Maximum Temperature Limit (MAXTEMP)	3632 F		
Maximum Phase Switches per Time Step (PVTOSC...)	60		
Adaptive Implicit Method (AIM)	OFF		
Frequency of Checking for Backward Switching (B...)			
Threshold Value (THRESH)			
Material Balance Iterations (MATBALITER)	3		
Material Balance Error Tolerance (MATBALTOL)	0.0001		
Linear Solver Keywords			
Linear Solver Precision (PRECC)	1e-006	1E-06	
Well Pre-Elimination Control (MAXLAYPRE)	3		
Linear Solver Ordering (SORDER)	REDBLACK		
Linear Solver Factorization (SDEGREE)	1		
Linear Solver Pivot Stabilization (PIVOT)	OFF		
Linear Solver Iterations (ITERMAX)	30	120	

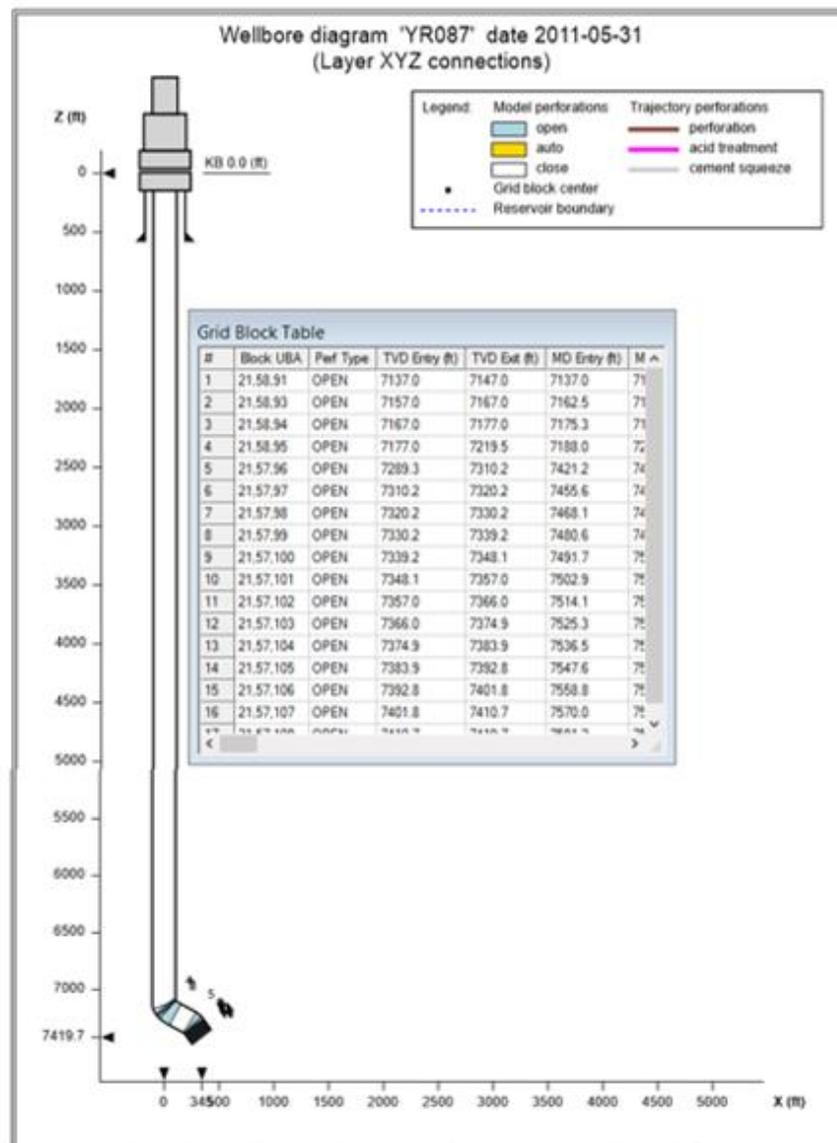
At the bottom of the window, there is a 'Comments for' text area and four buttons: 'OK', 'Cancel', 'Apply', and 'Help'.

3.9 DESCRIPCIÓN DE EVENTOS DE POZO

En el modelo actual se encuentran una cantidad de 21 pozos productores y 13 inyectoros, sin embargo, se analiza la información de un pozo productor y un pozo inyector de referencia.

3.9.1 Pozo productor YR087. En la Figura 32 se encuentra el pozo “YR087” el cual es productor, dicho pozo se localiza a una profundidad en fondo de 7419.7 pies, y está localizado en un estrato con una permeabilidad horizontal de 155.86 md y saturación de petróleo de 0.737.

Figura 32. Esquema del Pozo Productor YR087



3.9.1.1 Completion Pozo productor YR087. La Figura 33 muestra que el pozo cuenta con un radio de 0.354, no tiene un factor de geometría definido, sin embargo, se especifica que su completamiento y sus cañoneos tienen un radio de 360° disponibles para producción. Además, se aprecia que el pozo esta estimulado con un daño de menos dos.

Figura 33.Datos del Pozo YR087

Well Completion Data (PERF)	
Well & Date:	YR087 2011-05-31
PRODUCER	
General Perforations	
Well index type	GEOA calculated from geometry, ani...
Calculating well index method	Cardinal Weighting
Geometry:	
direction	K axis
radius (ft)	0.354
geofac	N/A (computed)
wfrac	1
skin	-2
Use layer IJK directions or XYZ geometric data	None
Calculate	
Reset Well OK Cancel Apply Help	

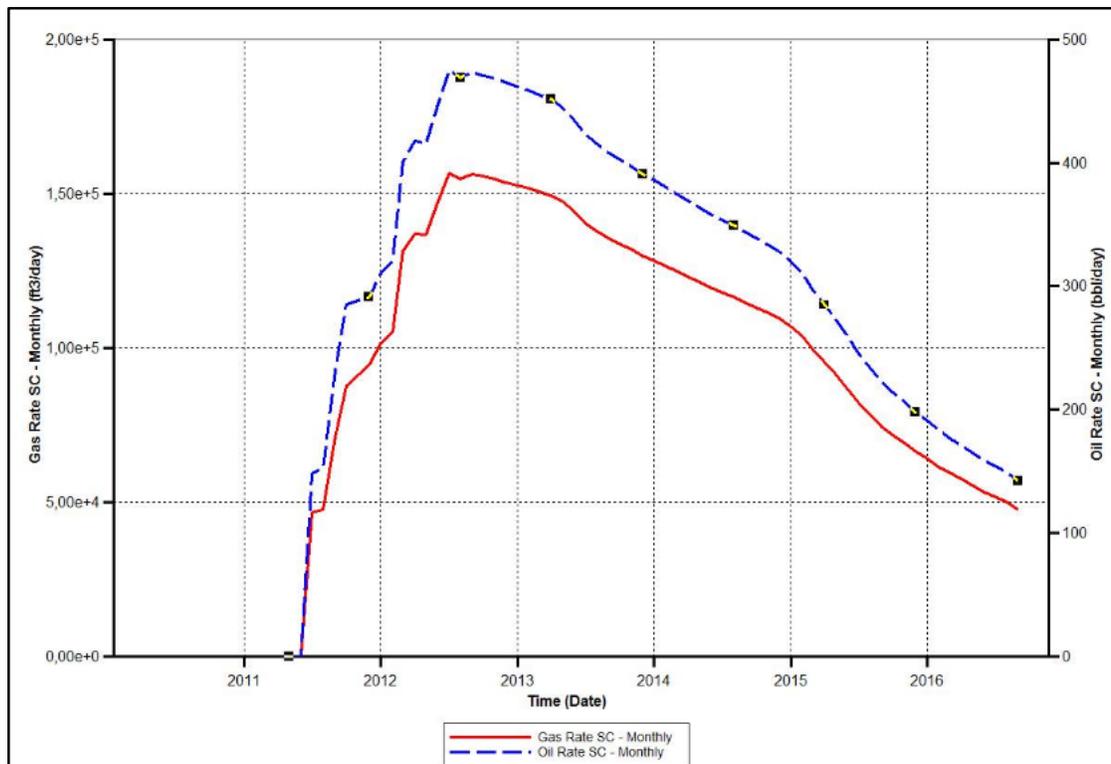
3.8.1.2 Histórico de producción Pozo productor YR087. En la Tabla 21 se aprecian los datos históricos de producción del pozo YR087, los cuales muestran un constante aumento de la producción de petróleo y gas hasta el mes de Agosto del 2012.

En la Gráfica 31 se aprecian los caudales de petróleo y gas desde el 2012 hasta la fecha, y muestra una notable caída de producción de hidrocarburos. Debido a esta declinación se requiere un método de recobro mejorado, para aumentar el factor de recobro y evitar la declinación de la producción.

Tabla 21. Datos históricos de Producción del Pozo YR087

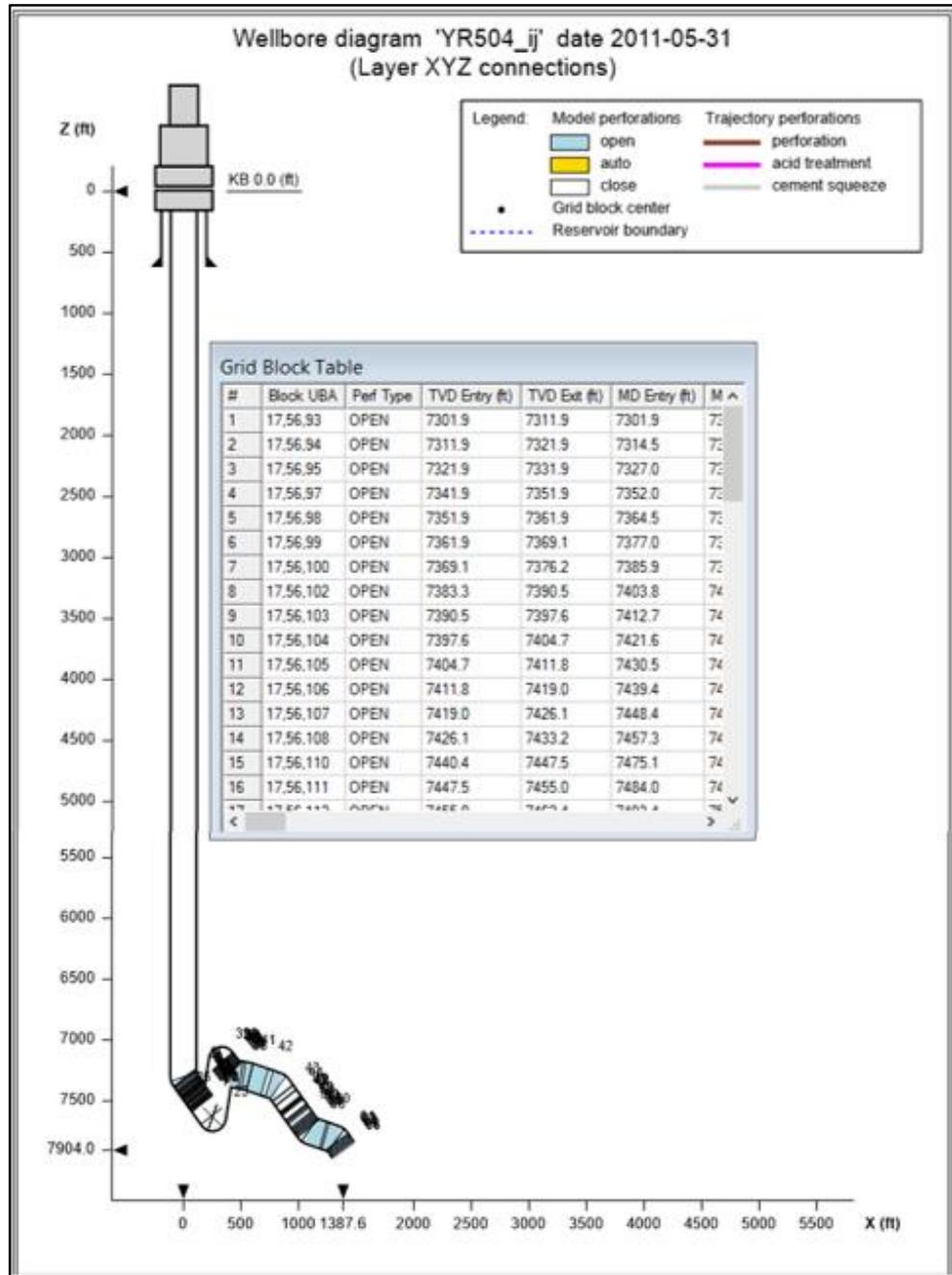
Pozo YR087		
Fecha	Qo (bbl/day)	Qg (ft3/day)
01/06/2011	149.3	0
11/07/2011	153.9	46710
01/08/2011	234.5	47613
01/09/2011	290	71014
01/10/2011	293.9	87744
01/11/2011	298.1	91175
01/12/2011	317.9	94513
01/01/2012	330.6	101383
01/02/2012	415.4	105150
01/03/2012	435	131360
01/04/2012	436.18	137042
01/05/2012	469.6	136716
01/06/2012	505.1	146565
01/07/2012	502.1	156663
01/08/2012	510.2	154668

Gráfica 31. Caudales de Petróleo y Gas en el Pozo YR087



3.9.2 Pozo Inyector YR504. En la Figura 34 se aprecia el completamiento de el principal pozo inyector, el cual se encuentra en fondo a una profundidad de 7904, tiene un factor de forma de 1, y el estrato en que se encuentra tiene una permeabilidad horizontal de 17md junto con una permeabilidad relativa al agua de 0.25 y una saturación de petróleo de 0.44.

Figura 34. Esquema del Pozo YR504_ij



3.9.2.1 Completion Pozo inyector YR504. En la Figura 35 se encuentran los datos de completamiento de pozo los cuales muestra un radio de pozo de 0.354, un factor de forma indefinida y 360° de completamiento. Al igual se ve que el pozo esta estimulado debido a que tiene un factor daño de menos dos.

Figura 35. Datos de Completamiento de YR504_ij

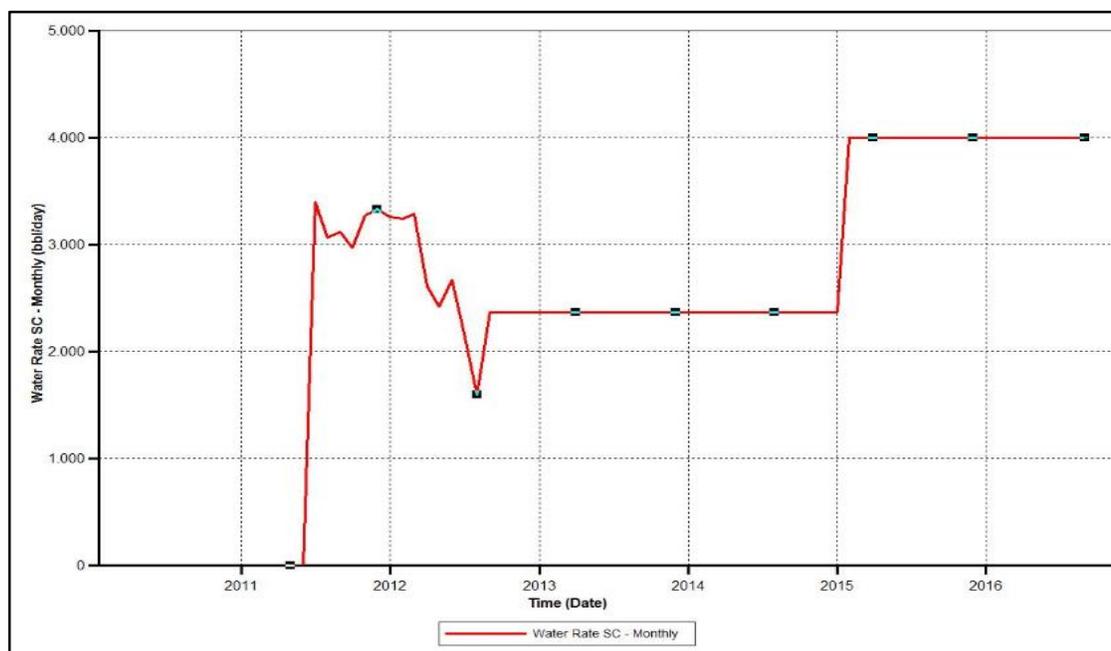
Well index type		GEOA calculated from geometry, ani...
Calculating well index method		Cardinal Weighting
Geometry:		
direction		K axis
radius (ft)		0.354
geofac		N/A (computed)
wfrac		1
skin		-2
Use layer IJK directions or XYZ geometric data		None

3.9.2.2 Histórico de producción Pozo inyector YR504. En la Tabla 22 se aprecian los datos de inyección de agua desde el 2011 mostrando una variación de dicho caudal de inyección, debido a los cambios de presión que sufrió el yacimiento por la inyección masiva de agua. Por otra parte, en la Gráfica 32 se aprecia el histórico de inyección para el Pozo YR504_ij.

Tabla 22. Datos históricos de inyección de agua

Pozo YR504_ij	
Fecha	Qw (bbl/day)
01/06/2011	3395
11/07/2011	3063.3
01/08/2011	3116.7
01/09/2011	2966.5
01/10/2011	3271
01/11/2011	3228.4
01/12/2011	3259
01/01/2012	3242.5
01/02/2012	3283.2
01/03/2012	2605.5
01/04/2012	2418.2
01/05/2012	2667.7
01/06/2012	2166.8
01/07/2012	1595.6
01/08/2012	2367.2

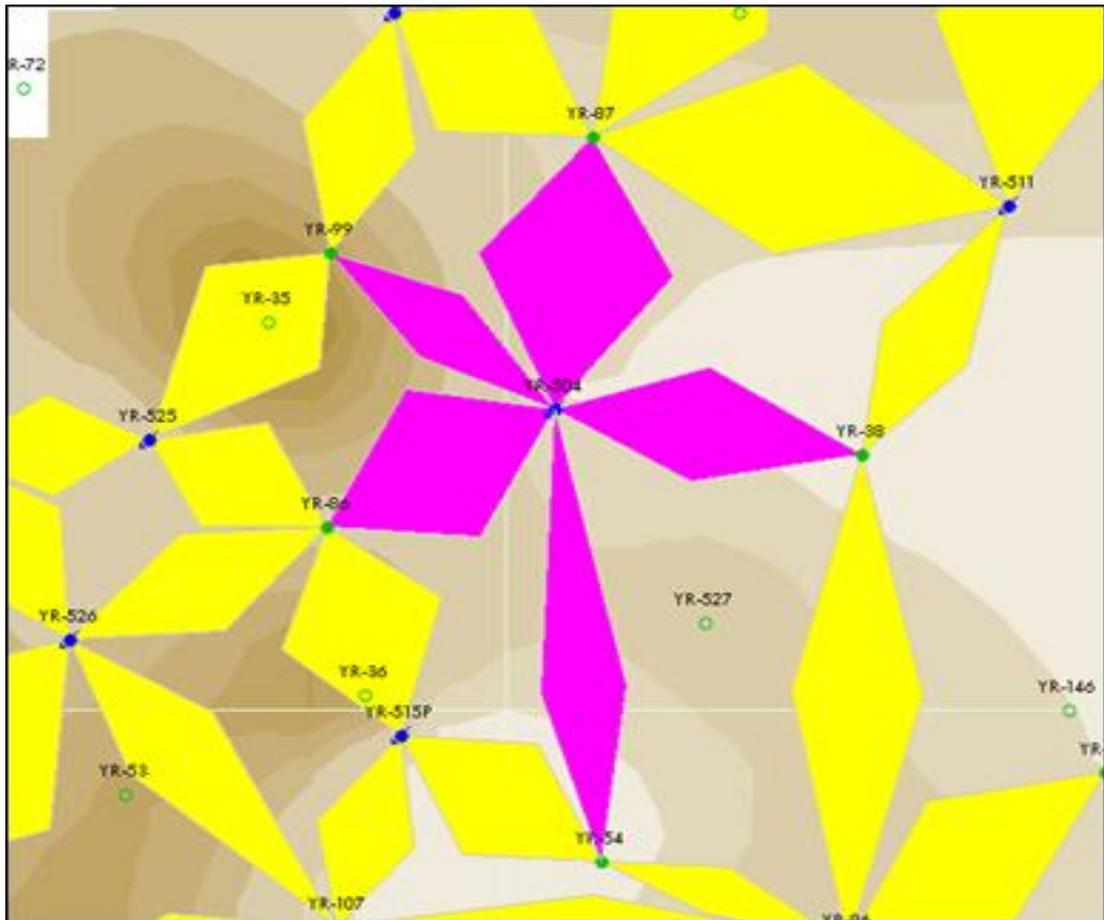
Gráfica 32. Gráfico de historial de inyección del Pozo YR504_ij



3.10 SELECCIÓN DEL PATRÓN DE INYECCIÓN DE QUÍMICOS

El actual arreglo de pozos fue determinado por Ecopetrol S.A. durante el desarrollo de las investigaciones de Aldana Harold et al. y Vargas Jennifer del cual se caracteriza por ser un arreglo de cinco pozos inverso, este cuenta con cuatro pozos productores y un solo pozo inyector. En la Figura 36 se muestra el arreglo de cinco pozos inverso determinado para la inyección química en el Campo Yariguí-Cantagallo.

Figura 36. Arreglo de inyección química



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. 2014, p. 150.

Sin embargo, haciendo el análisis profundo de la relación que tiene el Pozo inyector YR_504_ij con los pozos productores que lo rodean en diferentes capas adyacentes, se encontraron dos pozos correlacionados al mismo. Los Pozos YR_25 y YR_107, se agregaron al arreglo, creando un arreglo de siete pozos normal, para la inyección de agua.

El patrón de inyección requiere altas tasas de inyección de agua al igual que baja presión en superficie teniendo en cuenta que el tipo de inyección realizada es interna.

3.11 CÁLCULO DE GRADIENTE DE FRACTURA POR EL MÉTODO DE MONTE CARLO

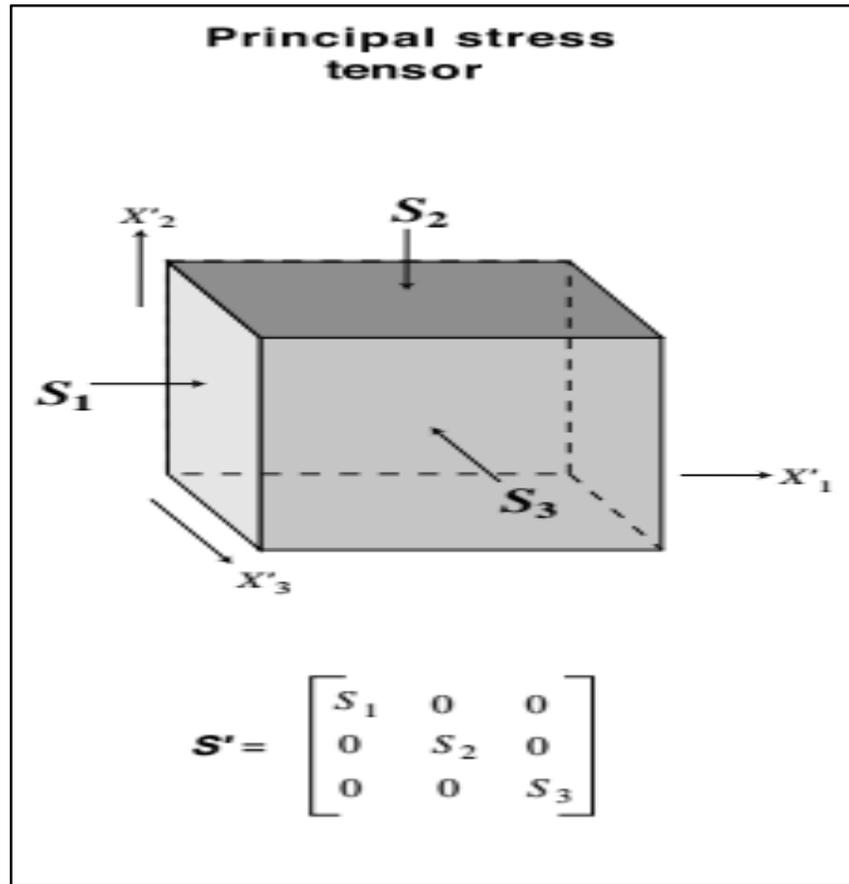
Para la inyección de fluidos en un yacimiento como método de recobro mejorado es necesario realizar un análisis de esfuerzos en el cual se logran determinar los esfuerzos mínimos necesarios para fracturar la roca y de esta manera lograr evitar dicha situación. El análisis de estos esfuerzos se realiza mediante el cálculo del gradiente de fractura que, en este caso particular, se ha decidido hacer por medio de un método estadístico y probabilístico conocido como Método de Monte Carlo. Los conceptos básicos a trabajar son:

3.11.1 Presión de Poro. Es la presión que tienen los fluidos en los poros del reservorio, normalmente dicha presión es tomada como una presión hidrostática, para efectos prácticos debido a que ya se tiene la distribución de presión se puede tomar ventaja de dichos datos para los cálculos de gradiente de fractura (véase tabla 10).

3.11.2 Presión litostática (Overburden). La columna de roca que está sobre el yacimiento ejerce una presión adicional que se le conoce como presión litostática, (overburden), dicha presión es ejercida por el peso de dicha columna de roca, se obtiene con la densidad promedio de dicha columna, se sabe que los sedimentos clásticos tienen una densidad de $2,3 \text{ g/cm}^3$, lo que convenientemente da un gradiente aproximado de 1 psi/ft , para efectos prácticos se ha hecho una variación de dicho gradiente en los cálculos desde $0,9 \text{ psi/ft}$ hasta $1,2 \text{ psi/ft}$.

3.11.3 Esfuerzos horizontales mínimos y máximos. Los esfuerzos horizontales son fuerzas aplicadas sobre un área respectiva, por lo cual son una medida de presión. Existen esfuerzos mínimos y máximos definidos por su magnitud respecto a una estructura cubica, en la Figura 37 se aprecian los esfuerzos que sufre un sistema en equilibrio. Siendo para el caso de un reservorio S_1 y S_2 los esfuerzos horizontales y S_3 el esfuerzo ejercido por la columna de roca.

Figura 37. Definición de los principales esfuerzos de tensión.

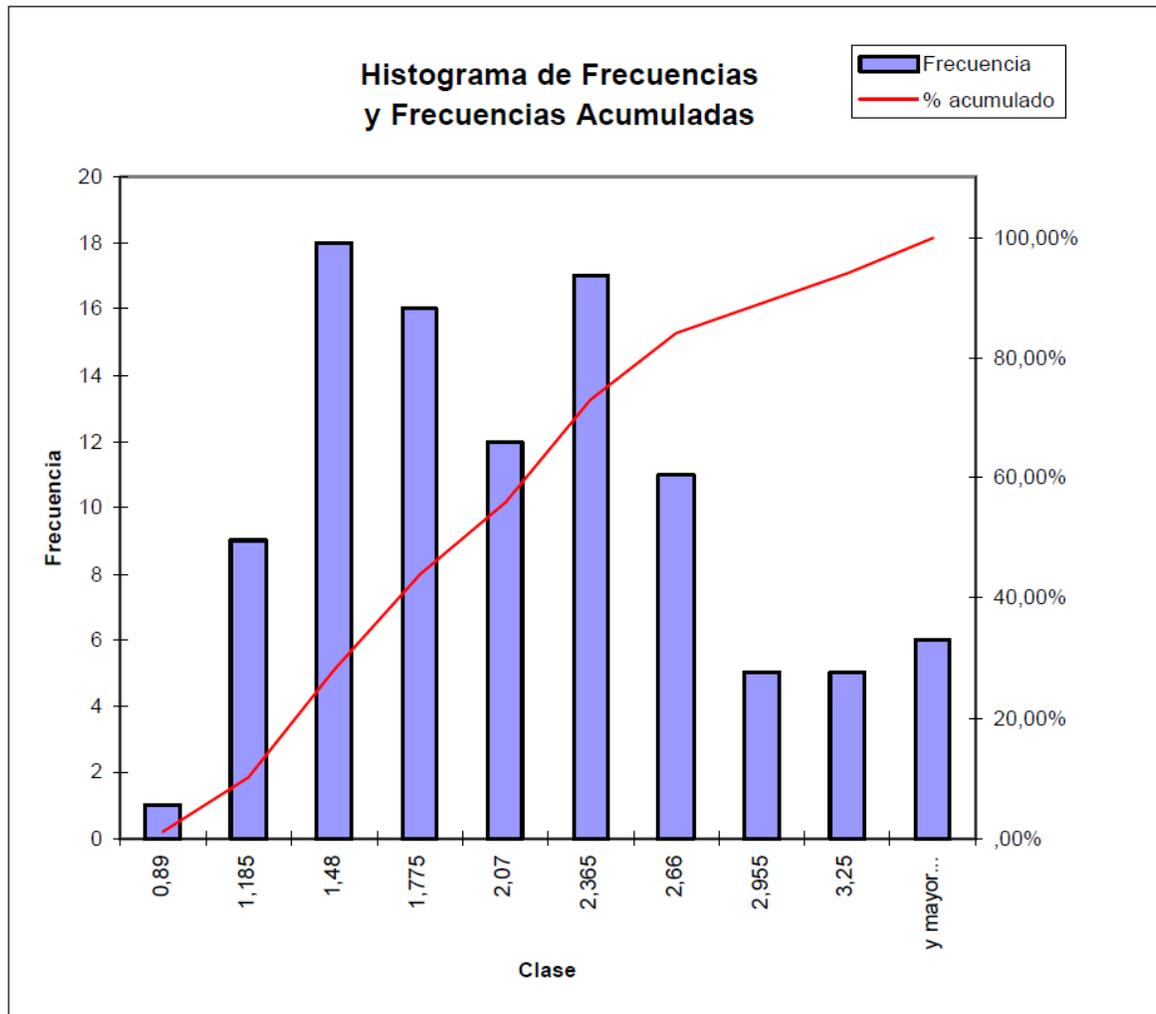


Fuente: ZOBACK, Mark D. Reservoir Geomechanics, Primera Edición, 2007, p.281

3.11.4 Método de Monte Carlo. La simulación de Monte Carlo consiste en la toma de un modelo por medio del cual a partir de una ecuación se simula un sistema real, aplicándola en diferentes escenarios generando diferentes resultados. Consiste en reemplazar en una ecuación datos aleatorios, teniendo en cuenta la incertidumbre la cual, dentro de un rango predeterminado, genera posibles soluciones a la misma.

Al simular, la ecuación se resuelve en repetidas ocasiones, cambiando el valor de las variables independientes cuidando que dichos valores tengan la misma distribución de probabilidad que la variable física. A partir de dichos cálculos se obtiene la misma cantidad de resultados los cuales son usados para realizar un gráfico conocido como histograma de frecuencias, el cual es analizado para obtener una serie de estadísticas, en la Gráfica 33 se aprecia un histograma de frecuencias típico.

Gráfica 33. Histograma de frecuencia y frecuencia acumulada de simulación



Fuente: BR. SANTANIELLO S. FILLIPPO F. Aplicación del método de Monte Carlo en exploración y explotación de petróleo y gas natural, Caracas, Venezuela, 2003, p. 21.

Los pasos para realizar el método de Monte Carlo consisten en seleccionar la ecuación que permita determinar el valor de la propiedad que se desea conocer, al no tener los datos exactos de las variables se determina un rango para cada una basados en las distribuciones que si se puedan obtener del reservorio. Se escoge un dato al azar y se calcula la propiedad obteniendo un valor. Este mismo procedimiento se realiza cuantas veces se considere necesario. A pesar de que el método no arroja un único valor se puede realizar un análisis de los resultados obteniendo un resultado probabilístico.

El siguiente paso es analizar los valores obtenidos bajo este método, sacando tendencias centrales, promedio, percentiles, valor mínimo, valor máximo, varianza y desviación estándar. Se separan en subgrupos de igual tamaño escogidos a decisión del autor para realizar el histograma de frecuencias.

A continuación, se presentan cuatro correlaciones seleccionadas para realizar el cálculo del gradiente de fractura junto con sus respectivos resultados generados a partir de la aplicación del método de Monte Carlo:

3.11.5 Método de Hubbert & Willis. La Ecuación 29 describe el cálculo de gradiente de fractura por este método:

Ecuación 29. Gradiente de Fractura por Hubbert & Willis

$$GF = \left(P_p + \frac{Sv - P_p}{3} \right) / D$$

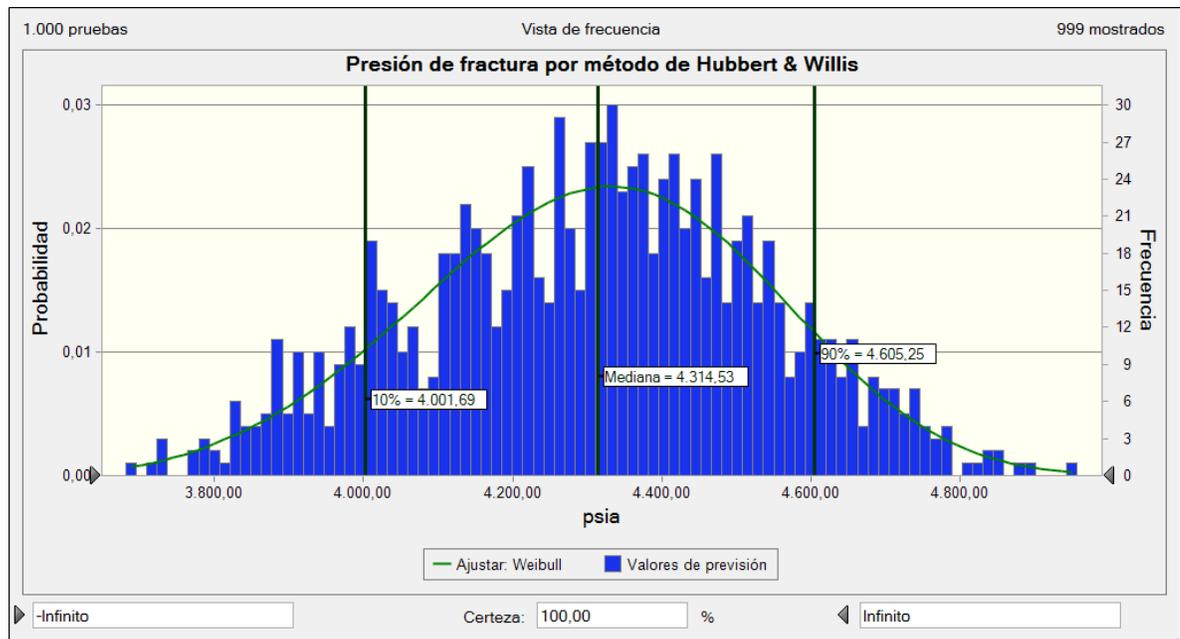
Fuente: TREJO, Maria, Aplicación de la Geomecánica en la estabilidad del agujero de un pozo de la región sur, tesis de grado, México D.F., 2009, p.17

Donde: Sv = Carga Litostática (Overburden), psia
 Pp = Presión de Poro, psia
 D = Profundidad de Interés, ft

A continuación, se muestran la Gráfica 34 y Gráfica 35 que permiten observar los rangos de presión de fractura y presión máxima de inyección obtenidos por este método.

También se pueden observar los percentiles 10, 90 y 50, este último mostrado como mediana.

Gráfica 34. Histograma para presión de fractura a partir del Método de Hubbert & Willis.



Gráfica 35. Histograma de presión máxima de inyección a partir Hubbert & Willis

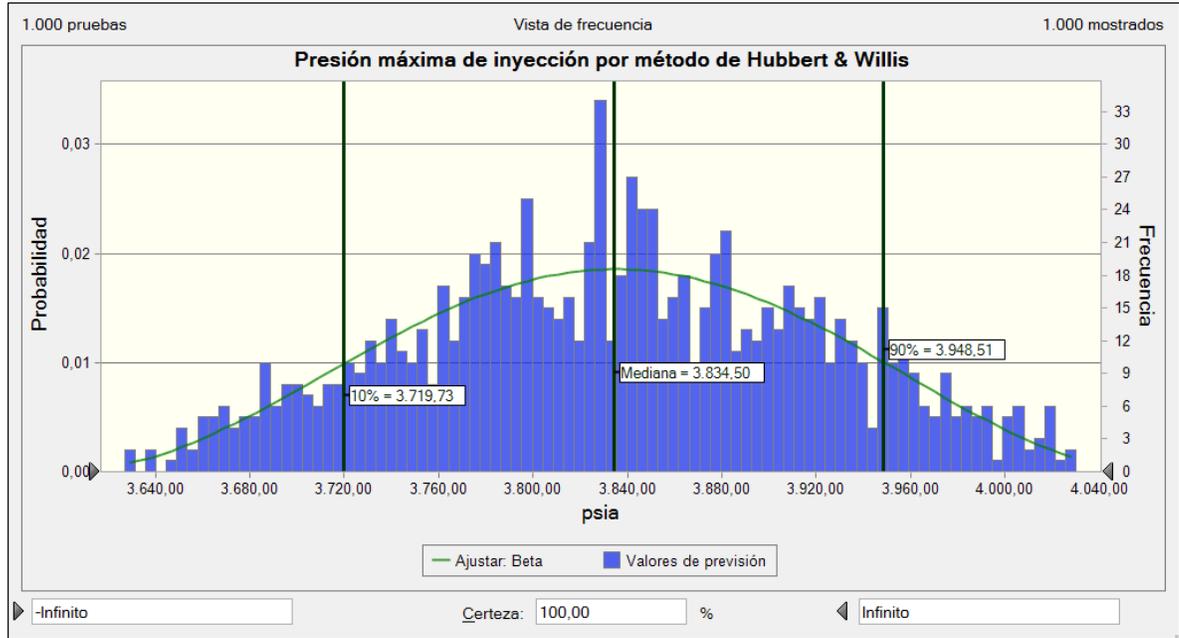


Tabla 23. Estadísticas de presión de fractura y presión máxima de inyección a partir del Método de Hubbert & Willis.

Previsión: Presión De Fráctura Y Presión Máxima De Inyección Por Hubbert & Willis		
Estadística	Valores de presión de fractura (psi)	Valores de presión máxima de inyección (psi)
Pruebas	1.000	1.000
Caso base	4.460,14	4.014,13
Media	4.312,59	3.878,96
Mediana	4.320,60	3.879,38
Desviación estándar	'---	'---
Varianza	231,65	225,52
Sesgo	53.662,73	50.857,89
Curtosis	-0,1627	-0,0993
Coefficiente de variación	2,54	2,99
Mínimo	0,0537	0,0581
Máximo	3.694,56	3.069,92
Error estándar medio	5.043,25	4.558,83

Finalmente, para este método se muestran los percentiles 10, 50 y 90 de la presión de fractura y presión máxima de inyección como se observa en la Tabla 24.

Tabla 24. Percentiles de presión de fractura y presión máxima de inyección por método de Hubbert & Willis

Previsión: Presión De Fráctura Y Presión Máxima De Inyección Por Hubbert & Willis		
Percentil	Presión de fractura (psi)	Presión máxima de inyección (psi)
10%	3.998,16	3.581,48
50%	4.320,56	3.879,23
90%	4.610,40	4.162,21

En conclusión, el método de Hubbert & Willis genera un dato de presión máxima de inyección de 3879.07 como mediana, el cual sería el dato para la presión de inyección del pozo YR504_ij, debido a que es el dato con mayor probabilidad.

3.11.6 Método de Matthews & Kelly. En el método de Matthews se utiliza la relación de Poisson, la cual define la elasticidad lateral de una roca cuando está sometido a esfuerzos verticales. El cálculo por el método de Matthews se puede realizar por medio de la Ecuación 30. Los resultados obtenidos se muestran en las Gráficas 36 y 37 y las Tablas 25 y 26.

Ecuación 30. Ecuación de Matthews & Kelly

$$FG = \frac{Rms}{D} (\sigma_e + Pp)$$

$$Rms = \frac{v}{1 - v}$$

$$\sigma_e = gsD - Pp = \sigma_{OB} - Pp$$

Fuente: Tiaab, Djeebar, et al. Petrophysics, segunda edición, 2004, p. 622.

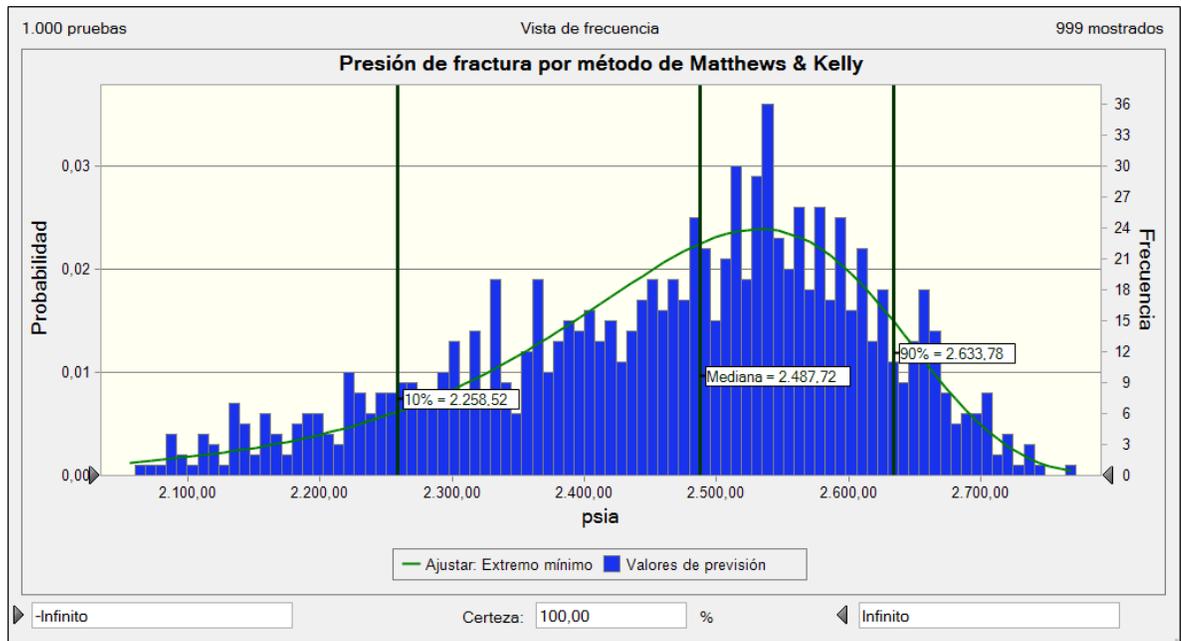
Donde: σ_e = Esfuerzo acumulado, psi

gs = Gradiente Litostático, psi/ft

σ_{OB} = Presión de Sobrecarga (Overburden), psi

En las gráficas 36 y 37 se aprecian los resultados de presión de inyección y presión máxima de fractura con sus respectivos percentiles y su ajuste de frecuencia. Al igual que se puede apreciar dicha información de la Tabla 25 y Tabla 26

Gráfica 36. Histograma de presión de fractura a partir del Método de Matthews & Kelly.



Gráfica 37. Histograma de presión máxima de inyección a partir de Matthews & Kelly.

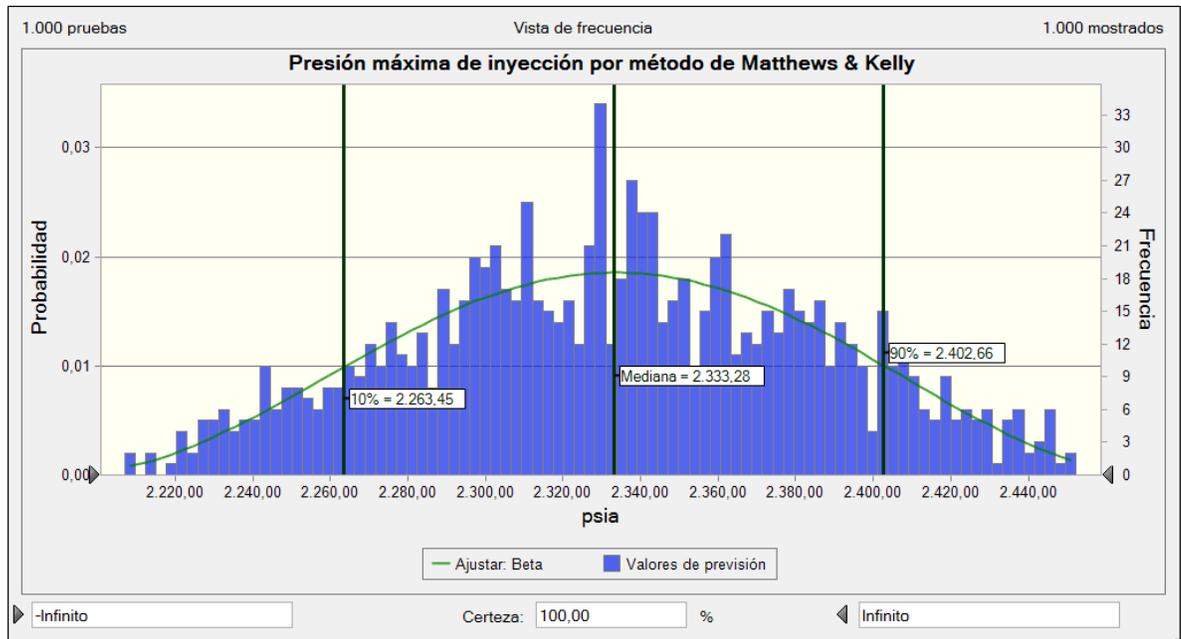


Tabla 25. Estadísticas de presión de fractura y presión máxima de inyección a partir del método de Matthews & Kelly.

Previsión: Presión De Fráctura Y Presión Máxima De Inyección Por Matthews & Kelly		
Estadística	Valores de presión de fractura (psia)	Valores de presión máxima de inyección (psia)
Pruebas	1.000	1.000
Caso base	2.591,24	2.332,12
Media	2.463,10	2.333,15
Mediana	2.490,09	2.332,94
Modo	'---	'---
Desviación estándar	146,73	52,14
Varianza	21.528,57	2.718,56
Sesgo	-0,5418	-0,0110
Curtosis	2,64	2,38
Coefficiente de variación	0,0596	0,0223
Mínimo	2.012,46	2.206,97
Máximo	2.771,96	2.452,33
Error estándar medio	4,64	1,65

Tabla 26. Percentiles de presión de fractura y presión máxima de inyección por método de Matthews & Kelly

Previsión: Presión De Fráctura Y Presión Máxima De Inyección Por Matthews & Kelly		
Percentil	Valores de presión de fractura (psia)	Valores de presión máxima de inyección (psia)
10%	2.246,25	2.262,86
50%	2.489,88	2.332,41
90%	2.636,84	2.403,75

Al igual que en el método de Hubbert & Willis, la presión máxima de inyección es el percentil 50 que arroja un dato de 2.232.41 psi siendo el dato de máxima probabilidad.

3.11.7 Método de Eaton. Al igual que en el método de Matthews, el método de Eaton tiene en cuenta la relación de Poisson, además de la Carga litostática y la presión de poro. A continuación, se presenta la Ecuación 31 donde se determina el esfuerzo horizontal mínimo por el método de Eaton.

Ecuación 31. Ecuación de Eaton.

$$Sh_{min} = \left(\frac{\nu}{1 - \nu} \right) (Sv - Pp) + Pp$$

Fuente: ZOBACK, D Mark, Reservoir Geomechanics, Primera Edición, 2007, p. 281

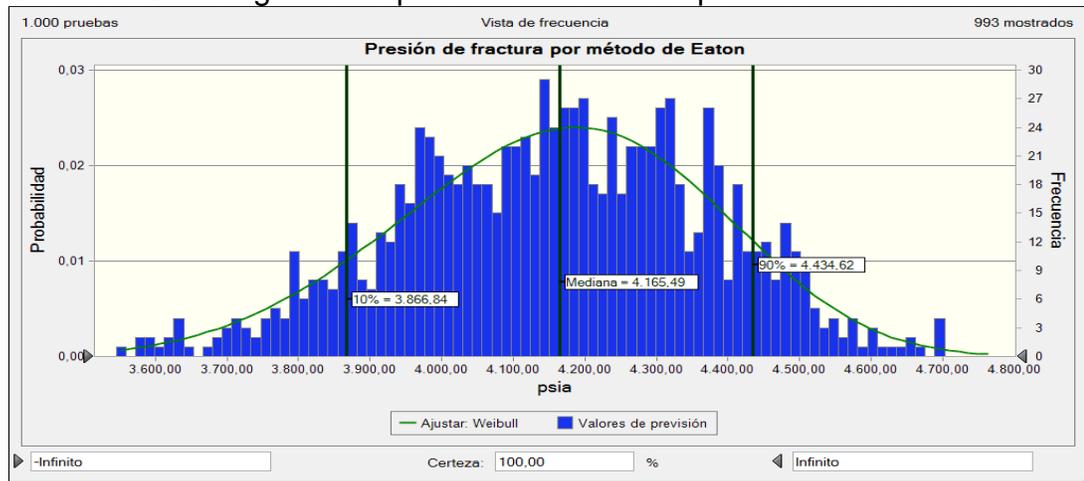
Donde: ν = Relación de poisson

Sv= Overburden, psi

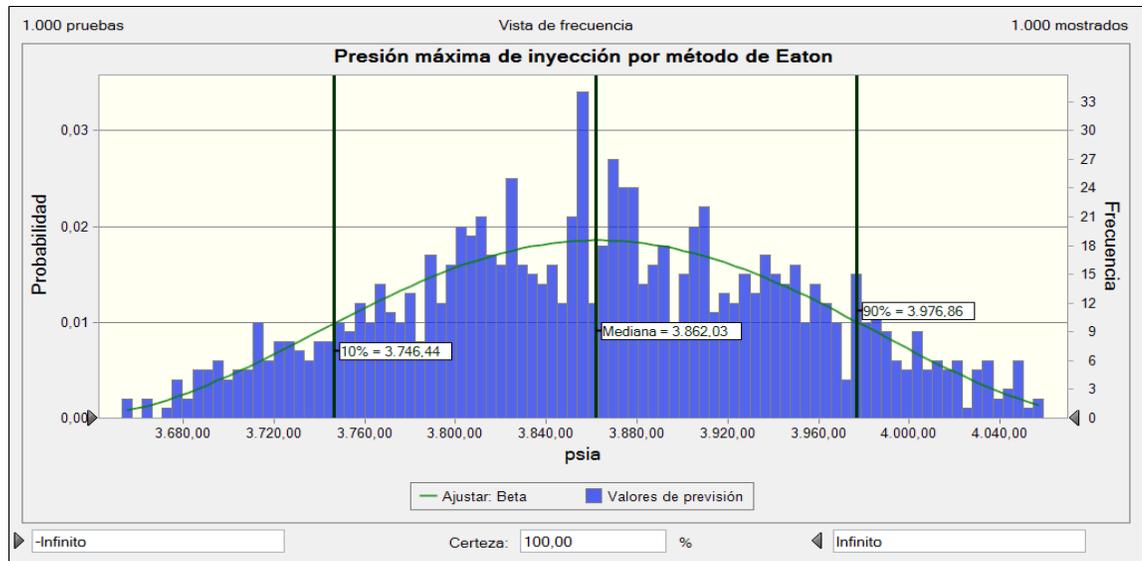
Pp= Presión de Poro, psi

Los resultados obtenidos a partir del método de Eaton se presentan a continuación en la Gráfica 38 y Gráfica 39.

Gráfica 38. Histograma de presión de fractura a partir del método de Eaton.



Gráfica 39. Presión máxima de inyección por el método de Eaton.



A continuación, se observa la Tabla 27 de estadísticas de presión de fractura y presión máxima de inyección que muestra datos de varianza anormalmente altos.

Tabla 27. Estadísticas de presión de fractura y presión máxima de inyección a partir del método de Eaton.

Previsión: Presión De Fractura Y Presión Máxima De Inyección Por Eaton		
Estadística	Presión de fractura en (psia)	Presión máxima de inyección (psia)
Pruebas	1.000	1.000
Caso base	4.289,00	3.860,10
Media	4.157,70	3.861,81
Mediana	4.165,72	3.861,46
Desviación estándar	'---	'---
Varianza	218,61	86,30
Sesgo	47.791,42	7.447,93
Curtosis	-0,1605	-0,0110
Coefficiente de variación	2,88	2,38
Mínimo	0,0526	0,0223
Máximo	3.828,48	3.579,08
Error estándar medio	0,52	2,54

Tabla 28. Percentiles de presión de fractura y presión máxima a partir del método de Eaton.

Previsión: Presion De Fractura Y Presion Máxima De Inyeccion De Eaton		
Percentil	Valores de presión de fractura (psia)	Valores de presión máxima de inyección (psia)
10%	3.869,37	3.745,46
50%	4.165,68	3.860,59
90%	4.433,60	3.978,67

3.11.8 Método de Holbrook. En la Ecuación 32 se describe el cálculo del estrés horizontal mínimo por este método.

Ecuación 32. Ecuación de Holbrook.

$$Sh_{min} = (1 - \phi)(S_v - P_p) + P_p$$

Fuente: ZOBACK, D Mark, Reservoir Geomechanics, Primera Edición, 2007, p. 281

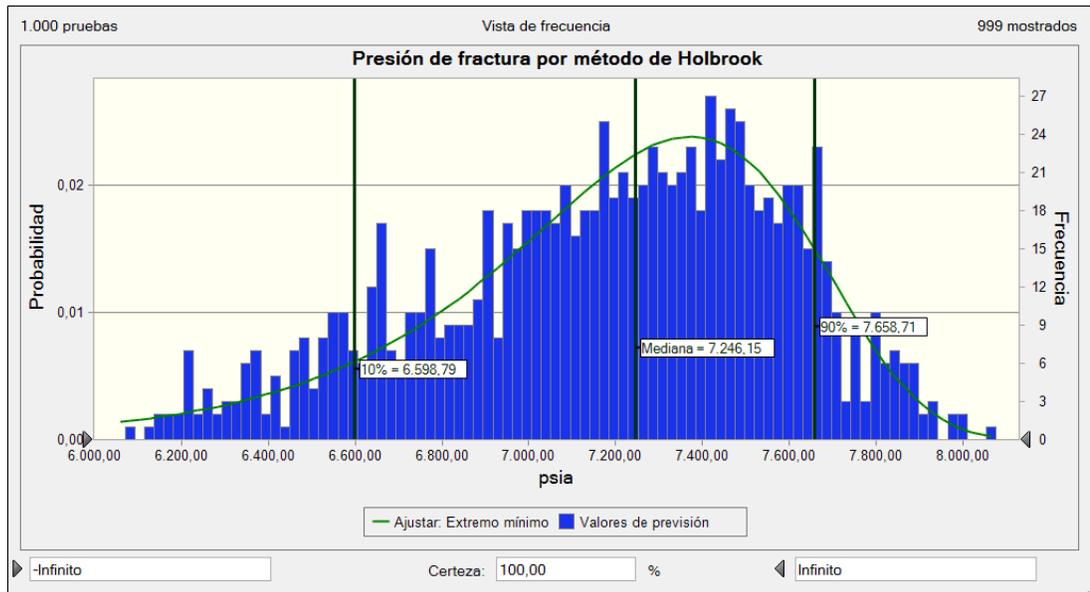
Donde: ϕ = Porosidad, fracción

S_v = Overburden, psi

P_p = Presión de poro

En la Gráfica 40 y la Gráfica 41, se muestra el Histograma, las estadísticas y los percentiles respectivamente, generados a partir del método de Holbrook.

Gráfica 40. Histograma de presión de fractura a partir del Método de Holbrook.



Gráfica 41. Histograma de presión máxima de inyección por método de Holbrook

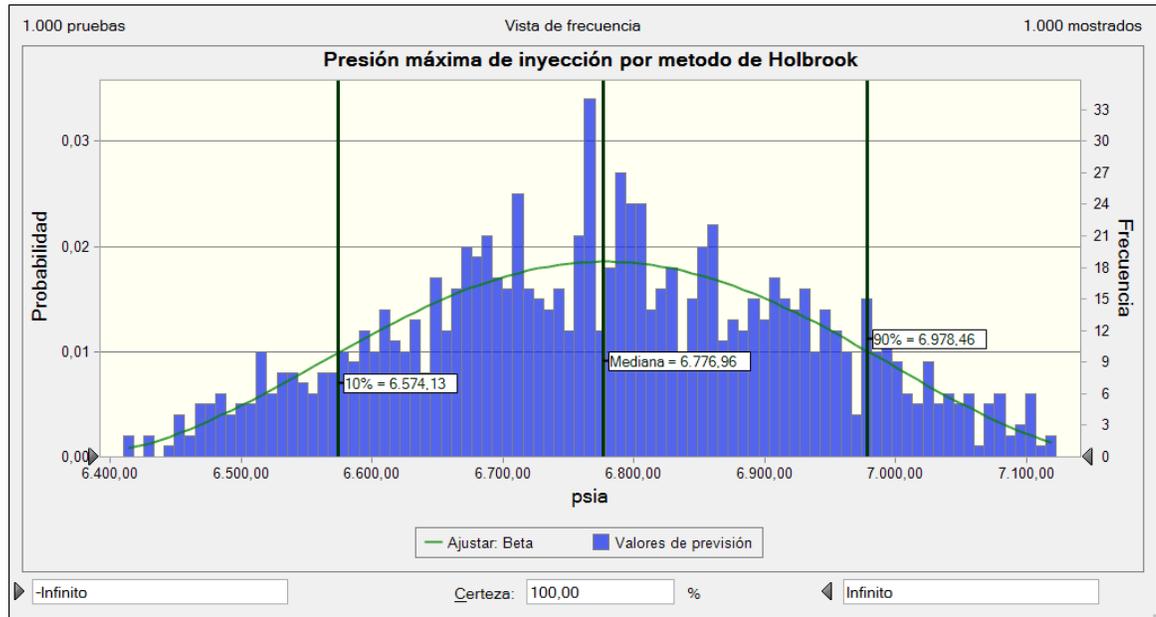


Tabla 29. Estadísticas de presión de fractura y presión máxima de inyección a partir del Método de Holbrook.

Previsión: Presión De Fractura Y Presión Máxima De Inyección Holbrook		
Estadística	Presión de fractura (psia)	Presión máxima de inyección (psia)
Pruebas	1.000	1.000
Caso base	7.526,20	6.773,58
Media	7.179,83	6.776,58
Mediana	7.234,21	6.775,97
Modo	'---	'---
Desviación estándar	403,88	151,44
Varianza	163.119,88	22.933,75
Sesgo	-0,4615	-0,0110
Curtosis	2,60	2,38
Coefficiente de variación	0,0563	0,0223
Mínimo	6.001,05	6.410,10
Máximo	8.075,60	7.122,73
Error estándar medio	12,77	4,79

Tabla 30. Percentiles de presión de fractura y presión máxima de inyección a partir del método de Holbrook.

Previsión: Holbrook		
Percentil	Presión de fractura (psia)	Presión máxima de inyección (psia)
10%	6.584,65	6.572,42
50%	7.232,53	6.774,44
90%	7.657,44	6.981,64

Aplicando cada una de las ecuaciones a través del método de Monte Carlo, se determinó el valor promedio de la presión máxima de inyección para cada método mencionado previamente. Estos valores son resumidos en la Tabla 31 mostrados a continuación.

Tabla 31. Resultados Presión Máxima de Inyección por cada método.

Método	Presión máxima de inyección (psia)
Hubbert & Willis	3.879,07
Eaton	3.860,59
Matthews & Kelly	2.332,41
Holbrook	6.774,44

Según los resultados obtenidos se determinó que los Metodos de Hubbert & Willis e Eaton son los más precisos, sin embargo, los otros métodos también fueron considerados para estimar la presión de fractura. Bajo esta aclaración se determinó una presión máxima de inyección de 3860.59 Psia. Teniendo en cuenta que la profundidad media de los perforados tomada para realizar los cálculos fue de 7451.25 Ft la presión de fractura es de 4165.68 Psi.

Para calcular la presión de inyección se tuvo en cuenta un factor de seguridad del 5%-15%, esto también se realizó por el método de Montecarlo, arrojando los datos de distribución mostrados en la Tablas previas.

Mediante Montecarlo se pudo apreciar que los factores de seguridad en los métodos de Hubbert e Eaton arrojaron percentiles 50 de 3833.07 psia y 3860.59 psia respectivamente. Para los métodos de Matthews & Kelly y Holbrook se obtuvieron datos dispersos respecto a los métodos anteriormente mencionados, razón por la cual se descartan dichos datos.

3.12 CÁLCULO COMPRESIBILIDAD DE LA ROCA

Las rocas de los reservorios están sujetas a esfuerzos internos ejercidos por los fluidos contenidos dentro de sus poros y esfuerzos externos que en parte son ejercidos por las rocas suprayacentes. El cambio fraccional en el volumen de la formación por unidad de presión se puede definir como compresibilidad de la roca³⁷. A continuación, se realiza el cálculo de la compresibilidad de la roca por diferentes métodos.

3.12.1 Método de Hall. En la Ecuación 33 se muestra la correlación para calcular la compresibilidad de la roca por este método, la cual se determina a partir de la porosidad.

Ecuación 33. Compresibilidad de la formación Método de Hall.

$$Cf = \left(\frac{1.782}{\phi^{0.438}} \right) * 10^{-6}$$

Fuente: AHMED. Tarek, Reservoir Engineering Handbook, Tercera Edicion, 2004, p. 259.

Donde: ϕ = Porosidad, fraccion

cf = Compresibilidad de la formación, psi⁻¹

3.12.2 Método de Newman. La forma hiperbólica de la ecuación generalizada propuesta se muestra en la Ecuación 34 a continuación:

Ecuación 34. Compresibilidad de la formación Método de Newman.

$$Cf = \frac{a}{1 + cb\phi}$$

Fuente: AHMED. Tarek, Reservoir Engineering Handbook, Tercera Edicion, 2004, p. 259.

Donde: ϕ = Porosidad, fraccion

cf = Compresibilidad de la formación, psi⁻¹

Los valores de las constantes para el método de Newman se muestran en la Tabla 32 a continuación:

³⁷ TIAB, Djebbar. DONALDSON, Erle. Petrophysics, Theory and practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties. 2004.

Tabla 32. Constantes Método de Newman

Constante	Arenisca Consolidada	Limolitas
a	97.32E-6	0.8535
b	0.699993	1.075
c	79.8181	2.202E-6

3.12.3 Método de Yale & Nabor. Desarrollaron una ecuación que permite determinar la compresibilidad de la roca teniendo en cuenta los esfuerzos efectivos de la roca. A continuación, se muestra la Ecuación 35 la cual permite determinar los esfuerzos efectivos de la roca por este método.

Ecuación 35. Cálculo esfuerzos efectivos de la roca método de Yale & Nabor.

$$\sigma = K1 * (overburden) - (K2 * pi) + (K3 * (pi - p))$$

Fuente: YALE, D.P.,NABOR,G.W. et al. Application of Variable Formation Compressibility for Improved Reservoir Analysis, SPE 26647, 2004, 1993, p. 438.

Donde: *overburden*= Presión de sobrecarga, psi

Pi= presión inicial, psi

P= presión del yacimiento, psi

En la Tabla 33 se pueden observar las constantes que se utilizan en la Ecuación 35 las cuales están en función del tipo de roca presente en el reservorio.

Tabla 33. Constantes para la ecuación de esfuerzos efectivos.

Rock Type	K1	K2	K3
Arenas Consolidadas	0.85	0.8	0.45
Arenas Friables	0.9	0.9	0.6
Arenas no consolidadas	0.95	0.95	0.75
Carbonatos	0.85	0.85	0.55

Fuente: YALE, D.P.,NABOR,G.W. et al. Application of Variable Formation Compressibility for Improved Reservoir Analysis, SPE 26647, 2004, 1993, p. 436.

Una vez se han calculado los esfuerzos efectivos presentes en la roca se procede a calcular la compresibilidad de la misma mediante la Ecuación 36 como se muestra a continuación:

Ecuación 36. Compresibilidad de la Roca método de Yale & Nabor.

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

Fuente: YALE, D.P.,NABOR,G.W. et al. Application of Variable Formation Compressibility for Improved Reservoir Analysis, SPE 26647, 2004, 1993, p. 438.

Donde las constantes dependen de las características de la roca como se presenta a continuación en la Tabla 34:

Tabla 34. Constantes compresibilidad de la Roca método de Yale & Nabor.

Constantes para la Compresibilidad			
Constantes	Areniscas No consolidadas	Areniscas Friables	Areniscas Consolidadas
A	-2.805E-05	1.054E-04	-2.399E-05
B	3.000E+02	5.000E+02	3.000E+02
C	1.395E-01	-2.250E-01	6.230E-02
D	1.183E-04	-1.103E-05	4.308E-05

Fuente: YALE, D.P.,NABOR,G.W. et al. Application of Variable Formation Compressibility for Improved Reservoir Analysis, SPE 26647, 2004, 1993, p. 438.

3.12.4 Resultados compresibilidad de la roca. Una vez descrito el procedimiento para calcular la compresibilidad de la roca a partir de los tres métodos mencionados previamente se calcularon las diferentes compresibilidades, cabe tener en cuenta que la roca seleccionada fue arenisca consolidada siendo la que representa las características del reservorio en estudio, los resultados obtenidos se pueden comparar en la Tabla 35 como se presenta a continuación:

Tabla 35. Resultados Compresibilidad de la Roca.

Compresibilidad de la roca		
Método	Cf	Unidades
Método de Hall	3.98E-06	Psi ⁻¹
Método de Newman	9.79E-06	Psi ⁻¹
Método de Yale & Nabor	2.64E-05	Psi ⁻¹

El método seleccionado para el cálculo de la compresibilidad de la roca fue el método de Hall teniendo en cuenta que es el método que presenta menor porcentaje de error, teniendo así una aproximación más exacta cuyo resultado fue cargado al modelo de simulación el cual será usado para las simulaciones realizadas a lo largo de este proyecto.

4. COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO YARIGUÍ-CANTAGALLO BAJO EL ESQUEMA DE EXPLOTACIÓN ACTUAL Y RECUBRO QUÍMICO CONVENCIONAL

En el presente capítulo se evalúa el esquema de explotación de inyección de agua en el Campo Yariguí-Cantagallo implementado actualmente en el mismo y posteriormente se realiza el mismo procedimiento para el esquema de inyección de químicos.

Para entender el comportamiento de la producción de fluidos en el Sector modelo CEOR_7P del Campo Yariguí-Cantagallo, bajo el esquema de explotación actual (inyección de agua) es necesario la evaluación y el análisis de algunos parámetros operacionales como la tasa y la presión de inyección. En este capítulo se analizan los modelos de inyección de agua que se han aplicado al yacimiento y los modelos de surfactante – polímero que existen para luego realizar una comparación con el modelo de nanopartículas a implementar.

4.1 ANÁLISIS DE INYECCIÓN DE AGUA

Con el patrón de inyección previamente definido se realizó un análisis de los diferentes caudales de agua y tasas de inyección/producción, en donde mediante la fórmula de VRR (Voidage Replacement Ratio) mostrada en la Ecuación 37, se hicieron varias corridas base.

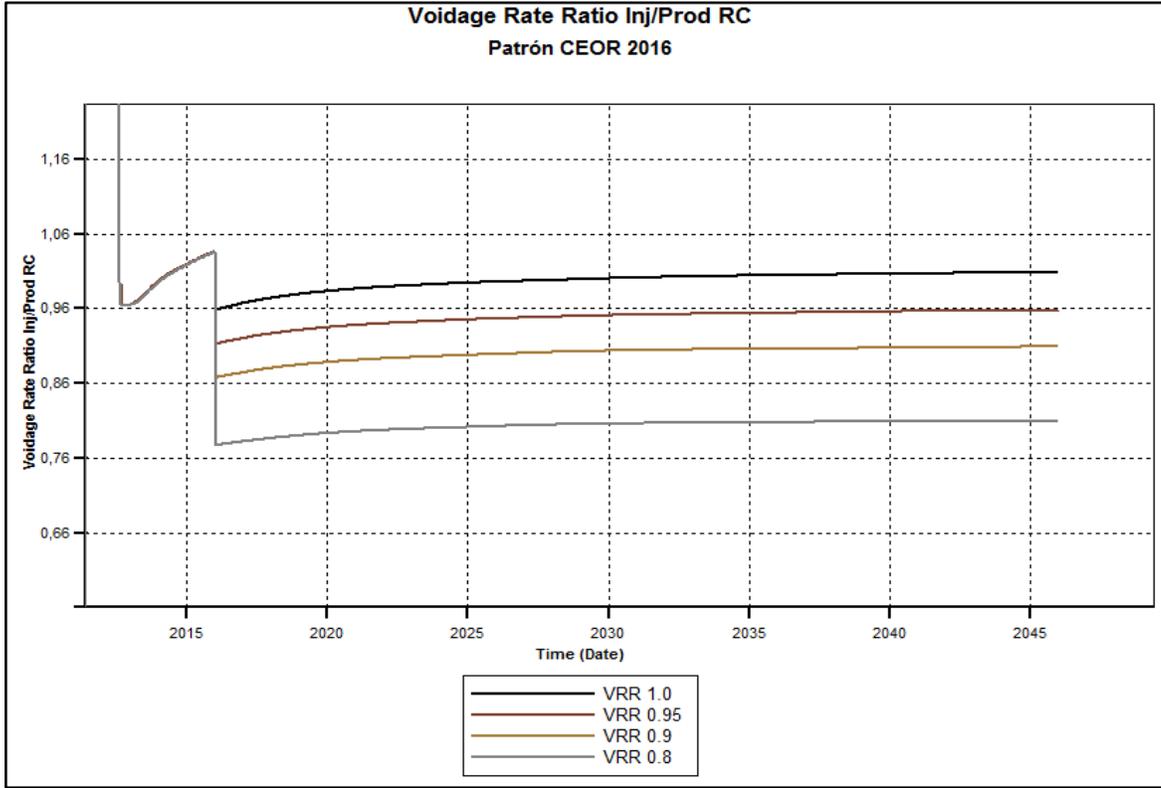
Ecuación 37. Voidage Replacement Ratio, Relación caudal de inyección/producción

$$VRR = \frac{\text{injected reservoir volumes}}{\text{produced reservoir volumes}}$$
$$VRR = \frac{B_W * (i_w)}{(B_O Q_O) + (B_W Q_W) + (Q_O * (GOR - R_S) B_g)}$$

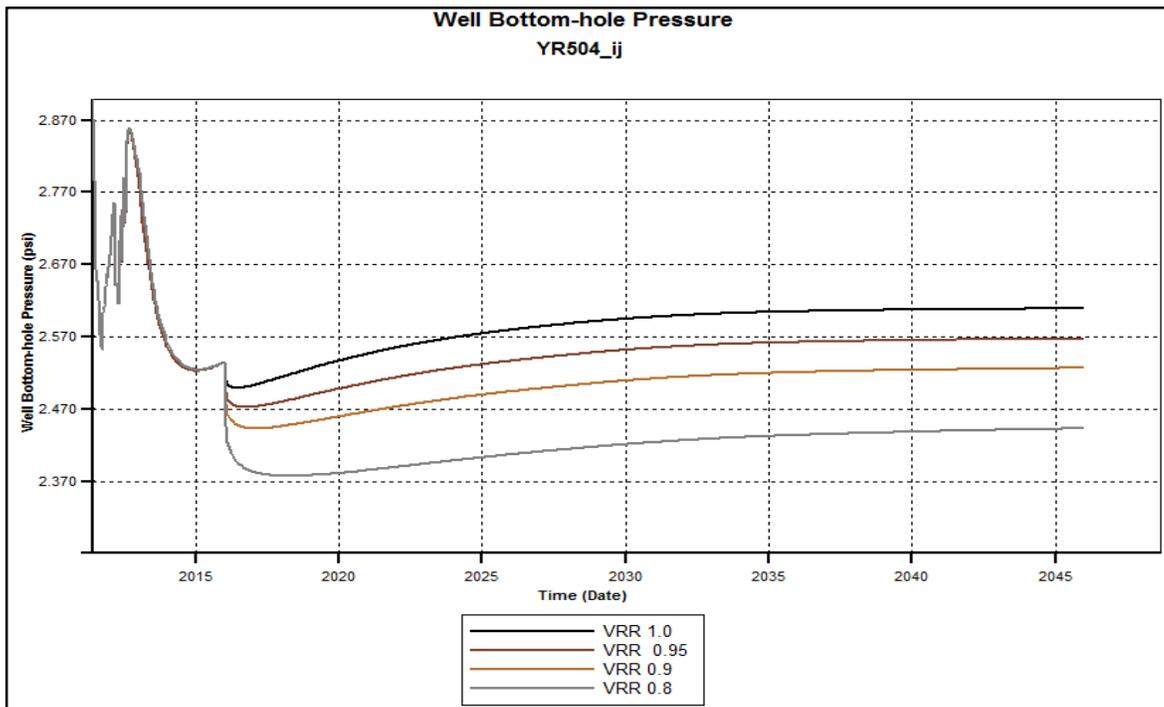
Fuente: BAKER, Richard. Reservoir management for waterfloods – Part II, Volume 37, No. 1, 1998, p. 15.

En la Gráfica 42 se muestran las tres pruebas que se hicieron de VRR desde 0.8, hasta 1.0, luego se Gráficaron las respectivas presiones de fondo del pozo inyector para analizar el efecto del VRR en la presión del mismo. Este resultado se muestra en la Gráfica 43, donde se puede observar que usando un VRR de 0.8 se logra mantener una presión de fondo ideal menor a la presión de fractura y a la presión máxima de inyección, con la mayor cantidad de petróleo recuperado posible que se puede observar en la Gráfica 44.

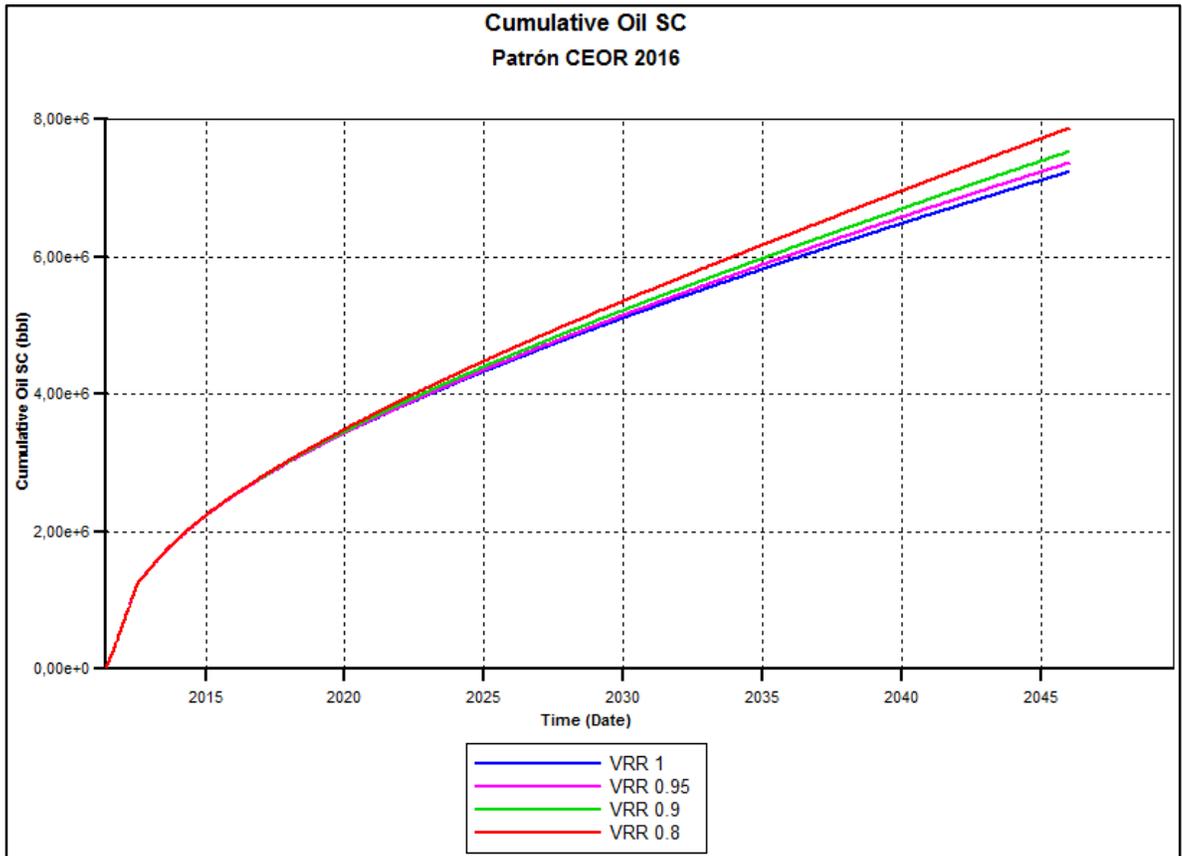
Gráfica 42. Relación caudal inyectado respecto caudal producido en el patrón



Gráfica 43. Presión de Fondo pozo YR504_ij

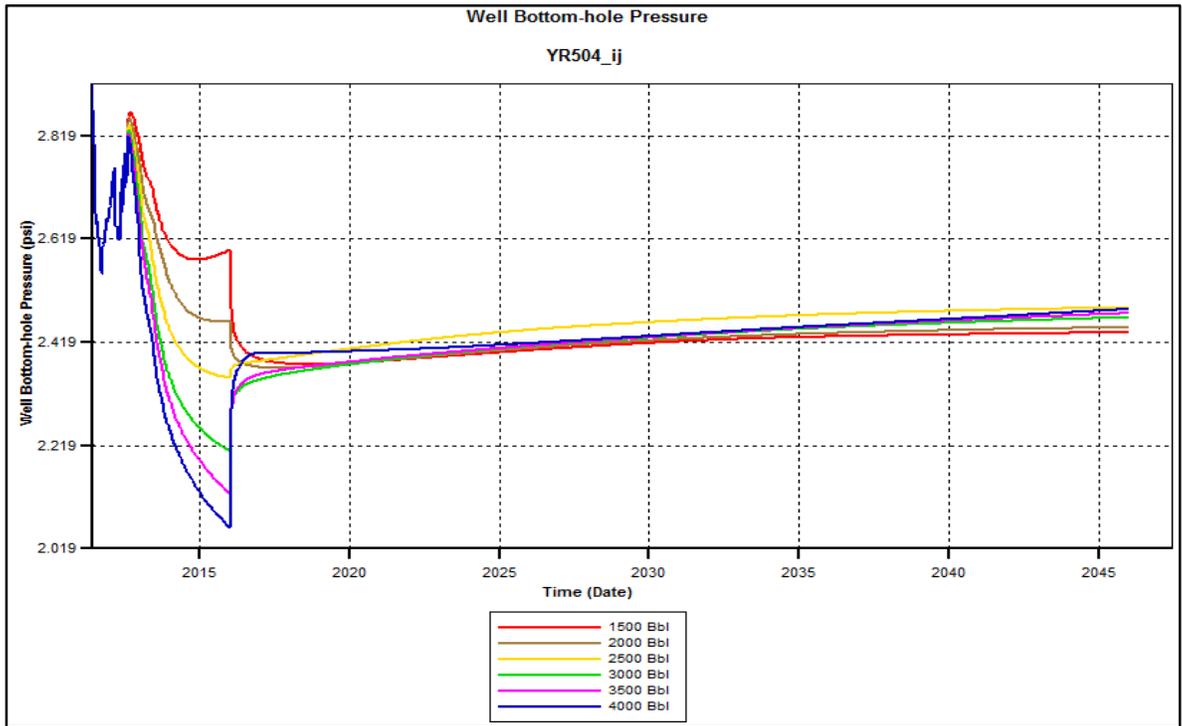


Gráfica 44. Petróleo acumulado en función del VRR.



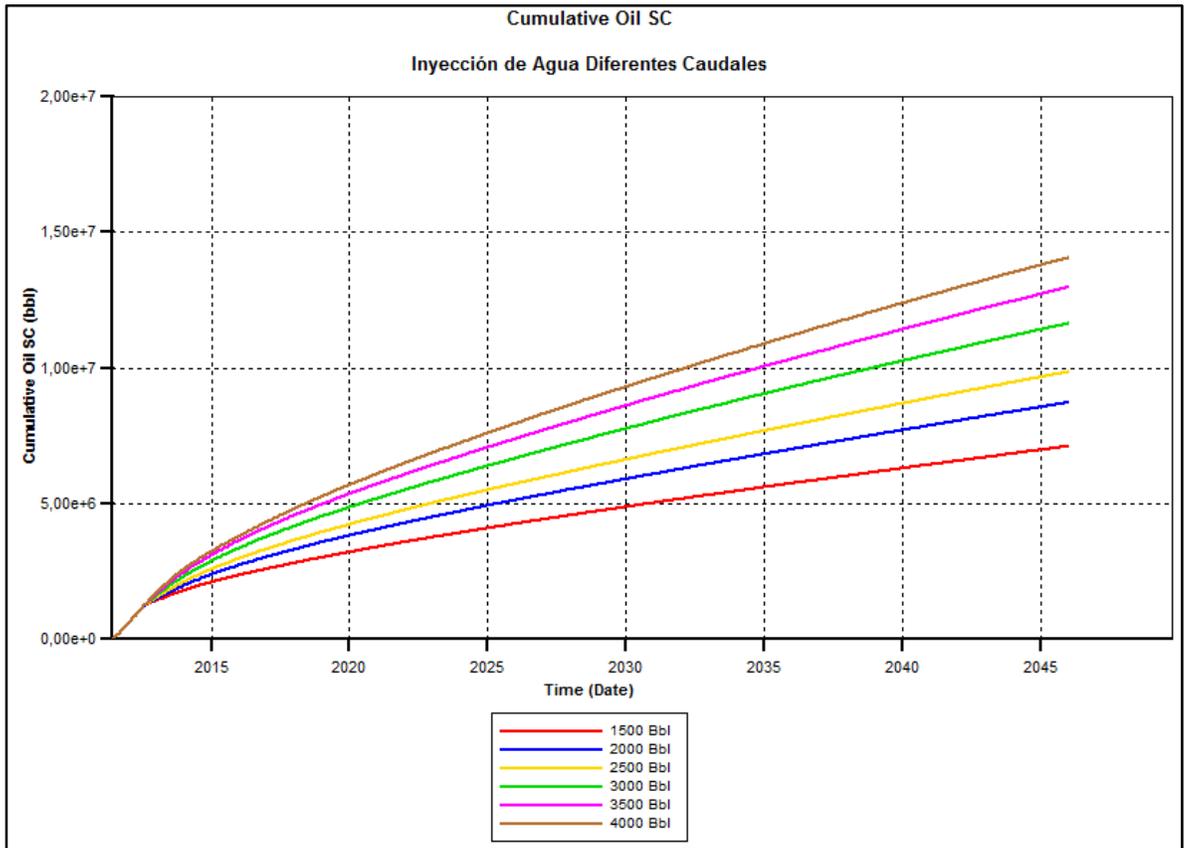
Luego del análisis de VRR se desarrolló un breve estudio de sensibilidad de caudales de inyección de agua para determinar el mejor escenario de producción de petróleo. Primero se hicieron las tablas de caudales de producción de los seis pozos productores presentadas en el Anexo B, luego que las simulaciones fueron realizadas se analizaron: Presión de fondo del pozo productor (Gráfica 45), producción acumulada de petróleo (Gráfica 46) y tasa de producción de agua (Gráfica 47).

Gráfica 45. Presión de fondo de Pozo inyector YR504_ij



Como se puede observar en la Gráfica 45, el comportamiento de la presión a diferentes tasas de inyección con un rango desde 1500 bbl hasta 4000 bbl es similar, resaltando una mayor presión de fondo para el caso de inyección de 2500 barriles por día y aunque dicha presión nunca alcanza la máxima presión de inyección, se puede apreciar un ligero cambio de presión en el momento de la inyección, lo cual es lo esperado para una inyección de agua. En la Gráfica 46, se observa el petróleo acumulado producido a diferentes tasas de inyección, donde el mejor escenario de producción es la inyección de 4000 barriles por día, sin embargo, dicho escenario es contraproducente por la excesiva producción de agua que se puede generar en superficie además de los factores previamente mencionados.

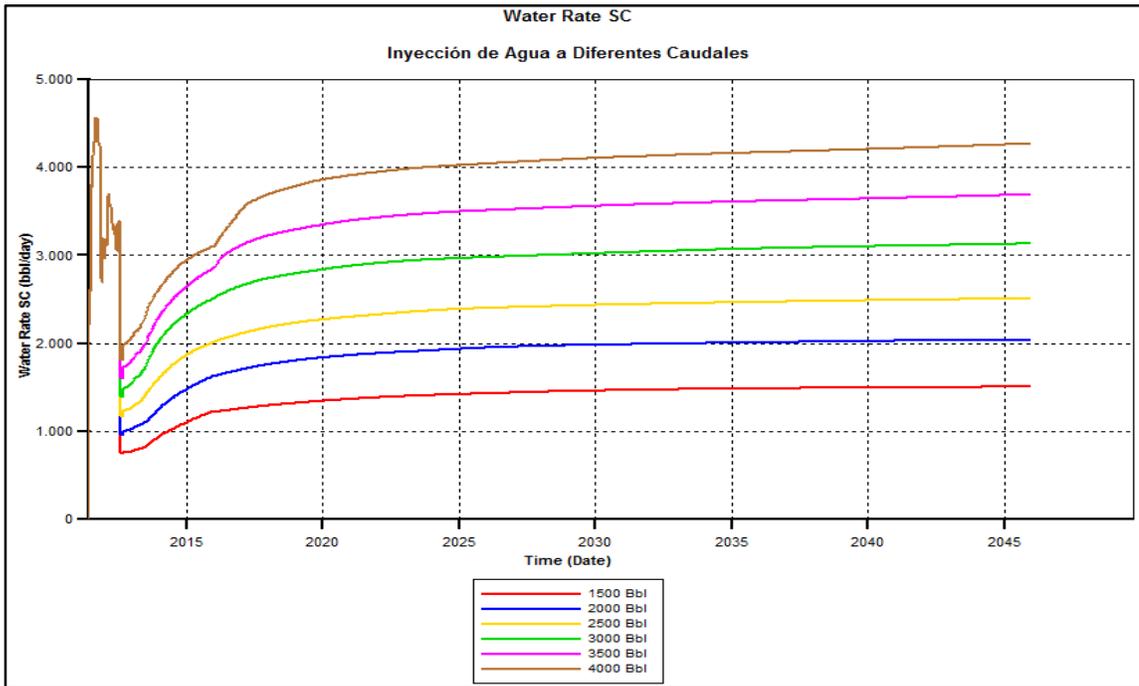
Gráfica 46. Petróleo acumulado del patrón



En la Gráfica 47, se observa el comportamiento de la producción de agua del patrón para el Campo Yariguí-Cantagallo en los 30 años de la predicción para las diferentes tasas de inyección.

Para analizar el mantenimiento de presión generado por la inyección, se graficó la presión promedio del patrón (Gráfica 48) en donde se encontró que las mejores tasas de mantenimiento de presión son 1500, 2000 y 2500 barriles por día, de las cuales, la que mayor factor de recobro genera es la inyección de 2500 barriles por día. Las Tablas 36 y 37 se resumen los resultados de las simulaciones realizadas.

Gráfica 47. Caudal de producción de agua del patrón.



Gráfica 48. Presión promedio del patrón a diferentes tasas de inyección

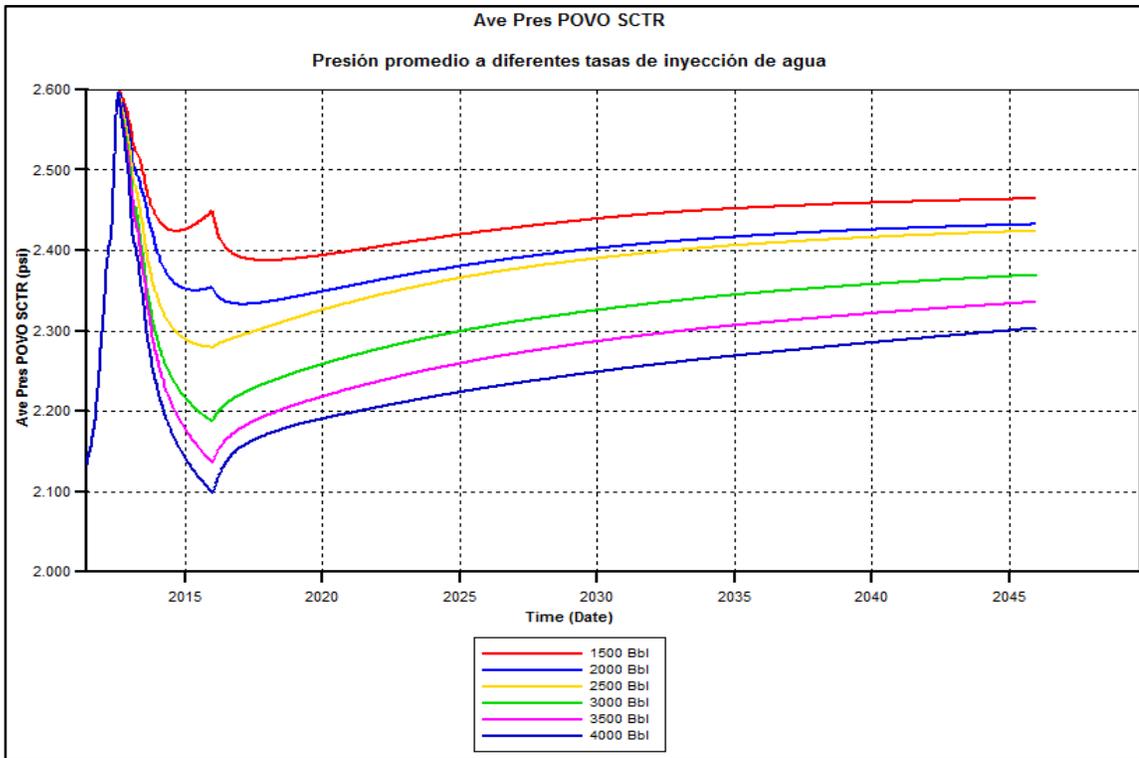


Tabla 36.Resultados Simulaciones Inyección de Agua VRR

Voidage Rate Ratio	Np	Unidades
1	7.2324E+06	bbl
0.95	7.3624E+06	bbl
0.9	7.5259E+06	bbl
0.8	7.8658E+06	bbl

Tabla 37. Resultados Simulación Inyección de Agua a Diferentes Caudales

Caudal	Np	Unidades
1500	7.1189E+06	bbl
2000	8.7358E+06	bbl
2500	9.8617E+06	bbl
3000	1.1645E+07	bbl
3500	1.2976E+07	bbl
4000	1.4064E+07	bbl

Según los resultados obtenidos a partir de las simulaciones realizadas se pudo observar que la relación inyección/producción VRR más eficiente en cuanto a producción de petróleo reportada fue de 0.8 y la tasa de inyección que reporto más eficiencia fue de 2000 barriles por día bajo el esquema de explotación actual.

4.2 ANALISIS DE INYECCIÓN DE POLÍMERO

Después de haber realizado el análisis de la inyección de agua en el Campo Yariguí-Cantagallo obteniendo los resultados reportados previamente, se continuó con la evaluación de los diferentes esquemas de explotación mediante recobro químico convencional. Para esto, se realizó el cálculo del volumen poroso del patrón por medio del uso de la herramienta Polygon Manager de CMG como se puede observar a continuación.

4.2.1 Cálculo del volumen poroso del patrón para el Campo Yariguí-Cantagallo. A continuación, en la Tabla 38 se pueden apreciar los datos arrojados por el simulador CMG para el polígono que representa el patrón escogido del Campo en estudio.

Tabla 38. Estadísticas del polígono para el cálculo del volumen poroso sector CEOR_2016_7P.

Estadísticas		
Numero de bloques	5408	Unidades
Total Block Volume	6.0799420E+07	ft3
Total Pore Volume	2.8706420E+08	ft3
Total Pore Volume	5.1124524E+07	bbl

Después de analizar los resultados, se pretenden realizar diferentes sensibilidades en las cuales se evalúa el impacto que tiene el cambio de algunos factores que influyen la inyección de polímeros dentro del sector de estudio.

4.2.2 Análisis de sensibilidades inyección de Polímero Superpusher en el sector de estudio para el Campo Yariguí-Cantagallo. Para la inyección de químico convencional en este caso polímero se sensibilizaron las siguientes propiedades: caudal, concentración y tamaño del bache. En el anexo C se observan resumidas las propiedades del polímero superpusher.

En la Tabla 39 se encuentra resumido las condiciones usadas en el caso base de la inyección del polímero trabajado en donde los datos de volumen poroso accesible y factor de resistencia residual se mantienen constantes.

Tabla 39. Caso base inyección de polímero Campo Yariguí-Cantagallo.

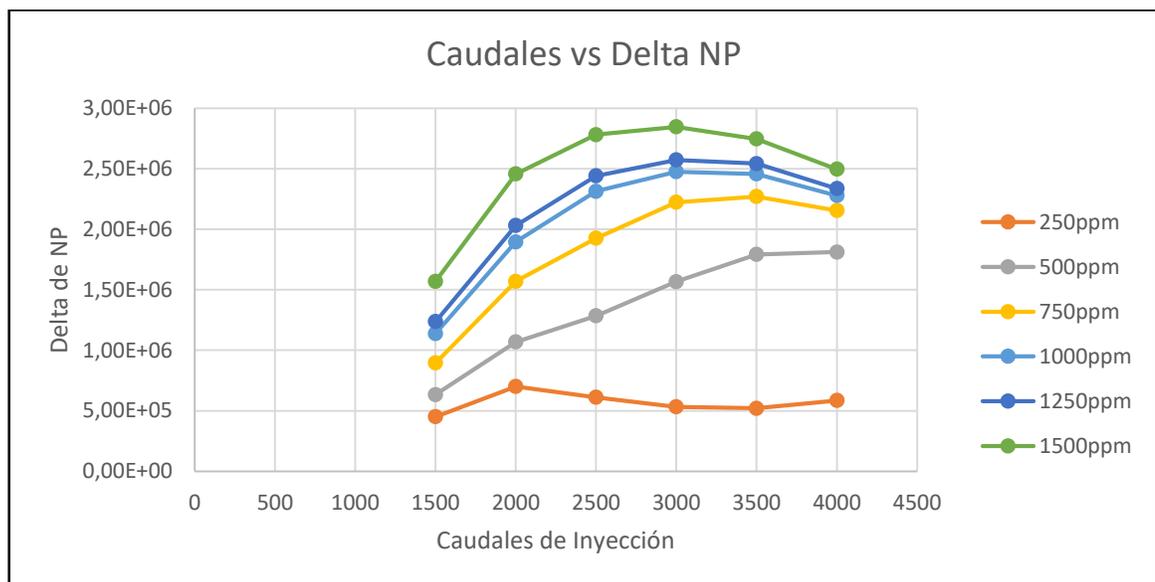
Sensibilidad Volumen Poroso	
Volumen Poroso (BBL)	51,128,320.00
% Volumen Poroso a inyectar	10.00
Tamaño Bache (BBL)	5112832.00
Tiempo Inyección (años)	6.77
Tasa Inyección (BPD)	2070.00
VRR	0.95
Concentración (ppm)	1000.00
Factor de resistencia residual	3.0950
Volumen Poroso Accesible	0.80
Fecha Inicio	01/01/2016
Fecha Final	08/10/2022

Después de tener las condiciones base, se realizaron las diferentes sensibilidades variando los factores de caudal y concentración los cuales permitieron determinar el petróleo acumulado producido a lo largo del tiempo de predicción, estos valores fueron comparados con los resultados del esquema de explotación por inyección de agua y se calculó la diferencia de volumen de petróleo producido. La Tabla 40 muestra las sensibilidades realizadas permitiendo así generar la Gráfica 49 como se muestra a continuación:

Tabla 40. Sensibilidades polímero superpusher

1000ppm				250ppm				500ppm			
Caso	NP@Wf	NP@Pf	Delta NP	Caso	NP@Wf	NP@Pf	Delta NP	Caso	NP@Wf	NP@Pf	Delta NP
1500	6.04E+06	7.17E+06	1.14E+06	1500	6.04E+06	6.49E+06	4.51E+05	1500	6.04E+06	6.67E+06	6.34E+05
2000	6.88E+06	8.77E+06	1.90E+06	2000	6.88E+06	7.58E+06	7.01E+05	2000	6.88E+06	7.95E+06	1.07E+06
2500	8.00E+06	1.03E+07	2.31E+06	2500	8.00E+06	8.61E+06	6.11E+05	2500	8.00E+06	9.29E+06	1.28E+06
3000	9.04E+06	1.15E+07	2.48E+06	3000	9.04E+06	9.57E+06	5.32E+05	3000	9.04E+06	1.06E+07	1.57E+06
3500	1.00E+07	1.25E+07	2.46E+06	3500	1.00E+07	1.05E+07	5.20E+05	3500	1.00E+07	1.18E+07	1.79E+06
4000	1.10E+07	1.32E+07	2.28E+06	4000	1.10E+07	1.15E+07	5.85E+05	4000	1.10E+07	1.28E+07	1.81E+06
750ppm				1250ppm				1500ppm			
Caso	NP@Wf	NP@Pf	Delta NP	Caso	NP@Wf	NP@Pf	Delta NP	Caso	NP@Wf	NP@Pf	Delta NP
1500	6.04E+06	6.93E+06	8.96E+05	1500	6.04E+06	7.27E+06	1.24E+06	1500	6.04E+06	7.60E+06	1.57E+06
2000	6.88E+06	8.45E+06	1.57E+06	2000	6.88E+06	8.91E+06	2.03E+06	2000	6.88E+06	9.34E+06	2.46E+06
2500	8.00E+06	9.93E+06	1.93E+06	2500	8.00E+06	1.04E+07	2.44E+06	2500	8.00E+06	1.08E+07	2.78E+06
3000	9.04E+06	1.13E+07	2.22E+06	3000	9.04E+06	1.16E+07	2.57E+06	3000	9.04E+06	1.19E+07	2.85E+06
3500	1.00E+07	1.23E+07	2.27E+06	3500	1.00E+07	1.26E+07	2.54E+06	3500	1.00E+07	1.28E+07	2.75E+06
4000	1.10E+07	1.31E+07	2.15E+06	4000	1.10E+07	1.33E+07	2.34E+06	4000	1.10E+07	1.34E+07	2.50E+06

Gráfica 49. Resultados sensibilidades concentraciones polímero Superpusher



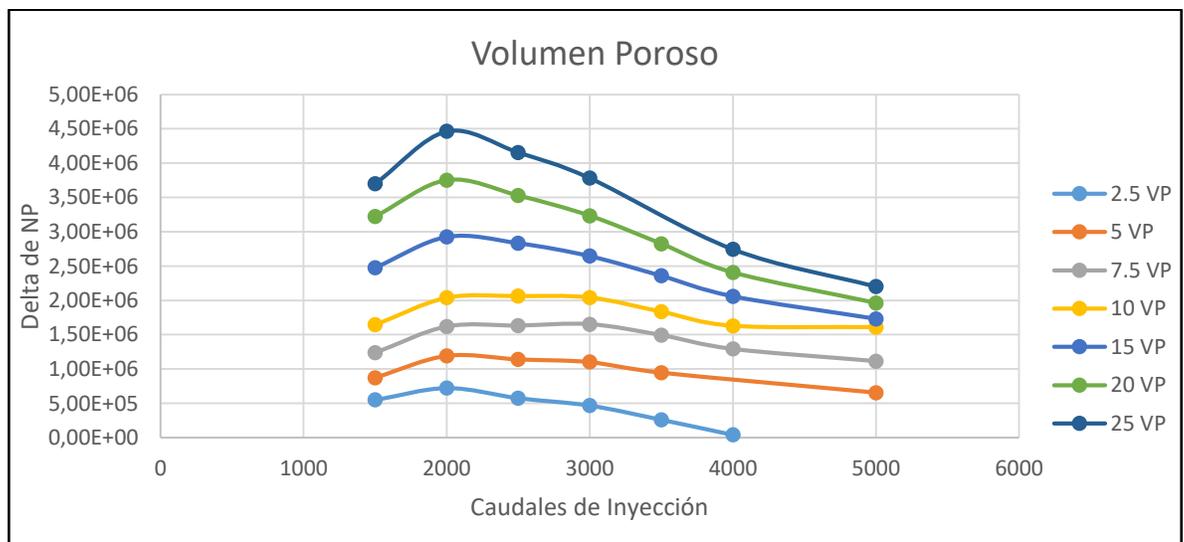
A partir de la Gráfica 49 se puede determinar el mejor caudal y la mejor concentración de inyección para el polímero en estudio, en este caso el salto de 750 a 1000 ppm es significativo por ende la concentración elegida es 1000 ppm siendo el mejor caudal de inyección 3000 barriles por día. Además, se realizaron las sensibilidades para determinar el volumen poroso más eficiente en la inyección de polímero (Tabla 41) de donde se obtuvo la Gráfica 50.

Tabla 41. Sensibilidades volumen poroso polímero Superpusher.

2.5 VP				5 VP				7.5 VP			
Caso (bbl)	Np@Wf	NP@PF	ΔNP	Caso (bbl)	Np@Wf	NP@PF	ΔNP	Caso (bbl)	Np@Wf	NP@PF	ΔNP
1500	6.03E+06	6.58E+06	5.50E+05	1500	6.03E+06	6.90E+06	8.74E+05	1500	6.03E+06	7.27E+06	1.24E+06
2000	6.88E+06	7.60E+06	7.22E+05	2000	6.88E+06	8.07E+06	1.19E+06	2000	6.88E+06	8.50E+06	1.62E+06
2500	8.00E+06	8.58E+06	5.75E+05	2500	8.00E+06	9.15E+06	1.14E+06	2500	8.00E+06	9.64E+06	1.63E+06
3000	9.02E+06	9.49E+06	4.68E+05	3000	9.02E+06	1.01E+07	1.10E+06	3000	9.02E+06	1.07E+07	1.65E+06
3500	1.00E+07	1.03E+07	2.61E+05	3500	1.00E+07	1.10E+07	9.47E+05	3500	1.00E+07	1.15E+07	1.49E+06
4000	1.10E+07	1.10E+07	4.06E+04	4000	1.10E+07	1.11E+06	-9.84E+06	4000	1.10E+07	1.22E+07	1.29E+06
5000	1.23E+07	1.23E+07	0.00E+00	5000	1.23E+07	1.30E+07	6.54E+05	5000	1.23E+07	1.34E+07	1.11E+06
10 VP				15 VP				20 VP			
Caso (bbl)	Np@Wf	NP@PF	ΔNP	Caso (bbl)	Np@Wf	NP@PF	ΔNP	Caso (bbl)	Np@Wf	NP@PF	ΔNP
1500	6.03E+06	7.67E+06	1.64E+06	1500	6.03E+06	8.51E+06	2.48E+06	1500	6.03E+06	9.25E+06	3.22E+06
2000	6.88E+06	8.92E+06	2.04E+06	2000	6.88E+06	9.80E+06	2.93E+06	2000	6.88E+06	1.06E+07	3.75E+06
2500	8.00E+06	1.01E+07	2.06E+06	2500	8.00E+06	1.08E+07	2.83E+06	2500	8.00E+06	1.15E+07	3.53E+06
3000	9.02E+06	1.11E+07	2.04E+06	3000	9.02E+06	1.17E+07	2.65E+06	3000	9.02E+06	1.23E+07	3.23E+06
3500	1.00E+07	1.19E+07	1.83E+06	3500	1.00E+07	1.24E+07	2.36E+06	3500	1.00E+07	1.28E+07	2.83E+06
4000	1.10E+07	1.26E+07	1.63E+06	4000	1.10E+07	1.30E+07	2.06E+06	4000	1.10E+07	1.34E+07	2.41E+06
5000	1.23E+07	1.39E+07	1.61E+06	5000	1.23E+07	1.40E+07	1.73E+06	5000	1.23E+07	1.43E+07	1.96E+06
25 VP				25 VP							
Caso (bbl)	Np@Wf	NP@PF	ΔNP	Caso (bbl)	Np@Wf	NP@PF	ΔNP				
1500	6.03E+06	9.73E+06	3.70E+06	1500	6.03E+06	9.73E+06	3.70E+06				
2000	6.88E+06	1.13E+07	4.46E+06	2000	6.88E+06	1.13E+07	4.46E+06				
2500	8.00E+06	1.22E+07	4.16E+06	2500	8.00E+06	1.22E+07	4.16E+06				
3000	9.02E+06	1.28E+07	3.78E+06	3000	9.02E+06	1.28E+07	3.78E+06				
4000	1.10E+07	1.37E+07	2.74E+06	4000	1.10E+07	1.37E+07	2.74E+06				
5000	1.23E+07	1.45E+07	2.20E+06	5000	1.23E+07	1.45E+07	2.20E+06				

Los resultados que se obtuvieron de las sensibilidades de volumen poroso permitieron concluir que la mejor cantidad de polímero inyectado a 3000 barriles por día son 10 volúmenes porosos del patrón, generando la mejor rentabilidad con la menor cantidad de polímero inyectado.

Gráfica 50. Resultados sensibilidades volumen poroso polímero Superpusher



A continuación, se muestra la Tabla 42 en donde se pueden observar los resultados del mejor escenario de inyección de polímero

Tabla 42. Resultados mejor escenario de inyección de polímero Superpusher.

Resultados Inyección Polímero	
Sensibilidad Volumen Poroso	
Volumen Poroso (BBL)	51,128,320.00
% Volumen Poroso a inyectar.	15.00
Tamaño Bache (BBL)	7669248.00
Tiempo Inyección (años)	7.00
Tasa Inyección (BPD)	3000.00
VRR	0.95
Concentración (ppm)	1000.00
Factor de resistencia residual	3.0950
Volumen Poroso Accesible	0.80
Fecha Inicio	01/01/2016
Fecha Final	01/01/2023

4.3 ANÁLISIS DE INYECCIÓN DE SURFACTANTE/POLÍMERO

A continuación, se analiza el efecto de la inyección de un surfactante convencional junto con el polímero Superpusher analizado en el numeral anterior, para el Campo Yariguí-Cantagallo.

4.3.1 Descripción del surfactante. Los surfactantes son una combinación de compuestos tensoactivos, usualmente son agentes orgánicos que se adsorben en la superficie de la interfase fluido-fluido para alterar las propiedades del medio. Se encargan principalmente de reducir la tensión superficial o interfacial (IFT).

El surfactante estudiado es un compuesto sulfonatado que se caracteriza por ser de tipo aniónico, cuyo peso molecular oscila en un rango de 420-465 lb/lbmol.

En la tabla 43 se encuentran las permeabilidades relativas del núcleo y la respectiva escalación respecto a los datos del Campo Yariguí-Cantagallo se presenta en la Tabla 44.

Tabla 43. Tabla de permeabilidades relativas

	0 ppm	2500 ppm	Modelo	
Sor	0.36	0.225	Sor Yarigui	0.20
Swirr	0.43	0.622	Swirr Yarigui	0.46
Krw	0.06	0.116	Kwmax Yarigui	0.06
Swmax	0.64	0.775	Swmax yarigui	0.80

Fuente: MONSALVE. Armando. Et. al. Relative permeabilities of surfactant/steam/water systems, 1984, SPE 12661. p. 10. Modificado por los autores.

Tabla 44. Tabla de permeabilidades relativas escaladas a Yariguí-Cantagallo.

	0 ppm	2500 ppm
Sor Yar Fix	0.20	0.120
Swirr Yar Fix	0.46	0.665
Krw Yar Fix	0.06	0.116
Swmax	0.80	0.960

Las tablas de permeabilidad relativa cargadas en el simulador se muestran a continuación en la Tabla 45.

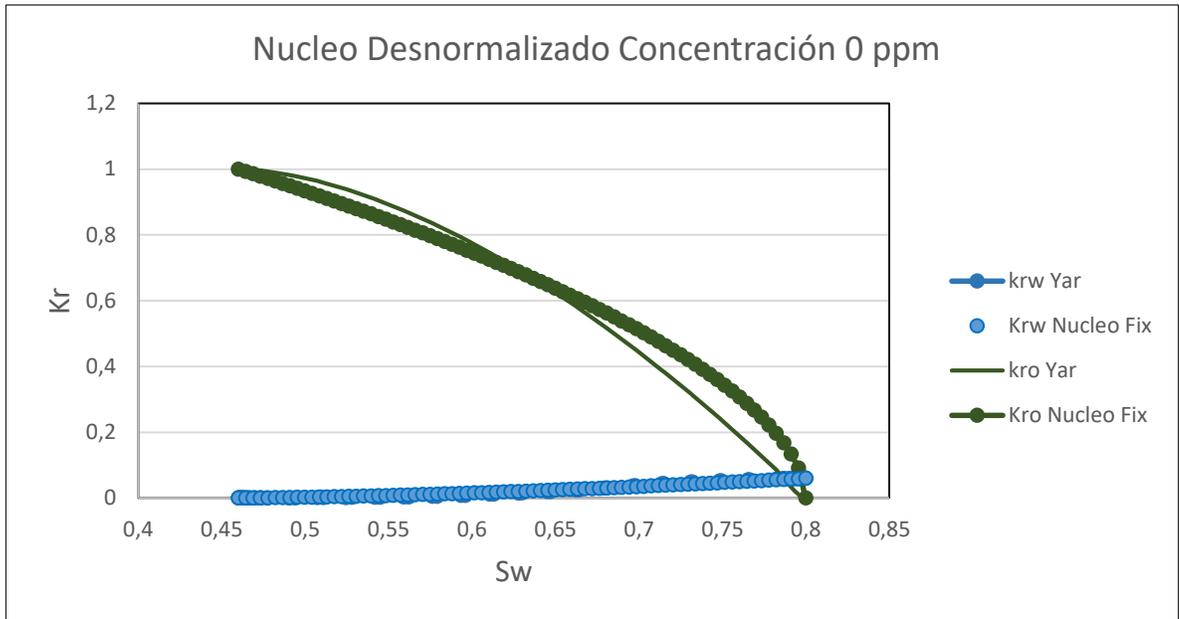
Tabla 45. Sets de Permeabilidad Relativa Cargados en el Simulador

0 ppm			2500 ppm		
Sw	Krw	Kro	Sw	Krw	Kro
0.4600	0.0000	1.0000	0.6654	0.0000	1.0000
0.4813	0.0008	0.9682	0.6804	0.0016	0.9651
0.5025	0.0024	0.9354	0.6955	0.0046	0.9292
0.5238	0.0045	0.9014	0.7106	0.0086	0.8921
0.5450	0.0070	0.8660	0.7256	0.0135	0.8537
0.5663	0.0099	0.8292	0.7407	0.0191	0.8138
0.5875	0.0131	0.7906	0.7557	0.0253	0.7722
0.6088	0.0167	0.7500	0.7708	0.0321	0.7287
0.6300	0.0205	0.7071	0.7858	0.0395	0.6830
0.6513	0.0246	0.6614	0.8009	0.0474	0.6347
0.6725	0.0290	0.6124	0.8159	0.0558	0.5831
0.6938	0.0336	0.5590	0.8310	0.0647	0.5274
0.7150	0.0384	0.5000	0.8460	0.0740	0.4665
0.7363	0.0435	0.4330	0.8611	0.0838	0.3982
0.7575	0.0488	0.3536	0.8761	0.0940	0.3186
0.7788	0.0543	0.2500	0.8912	0.1046	0.2176
0.8000	0.0600	0.0000	0.9063	0.1156	0.0000

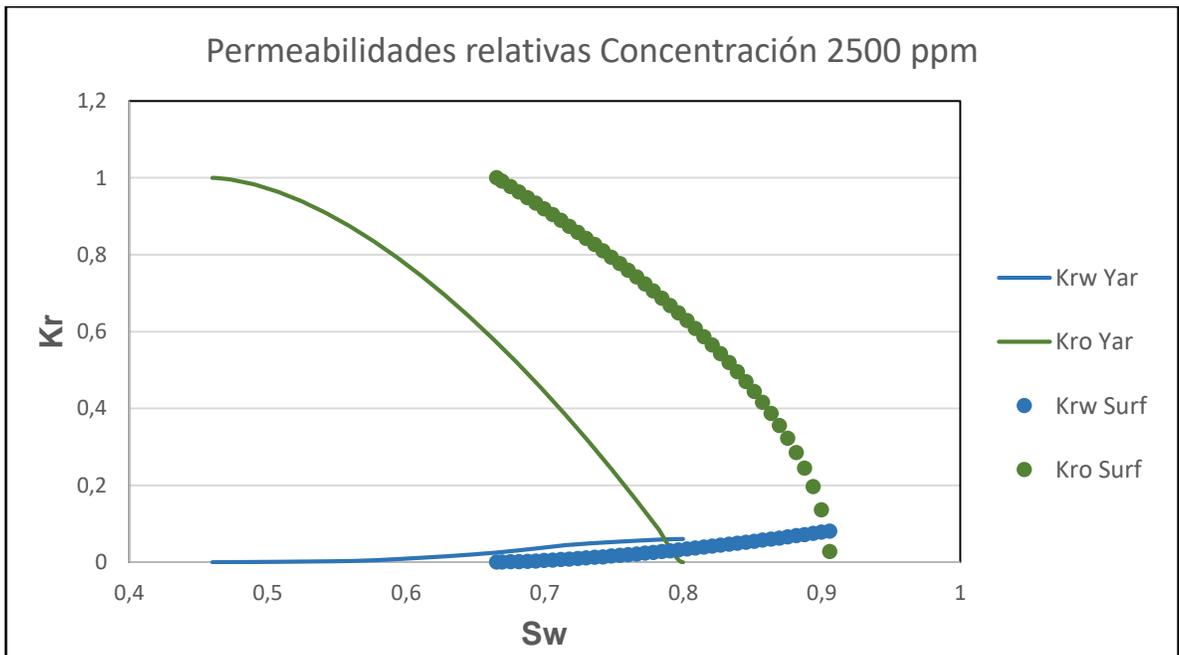
Los sets de permeabilidad relativa escalados a los datos del Campo Yariguí-Cantagallo, provenientes del núcleo de prueba se muestran a continuación, en la Gráfica 51 y Gráfica 52 donde se tienen la concentración de 0 ppm y de 2500 ppm respectivamente.

En la Gráfica 52 se puede apreciar el cambio de permeabilidad relativa generado por la inyección de surfactante en el núcleo, los datos han sido escalados al Campo Yariguí-Cantagallo con lo cual se puede ver el efecto del surfactante sobre estos.

Gráfica 51. Permeabilidades relativas escaladas al Campo Yariguí-Cantagallo.

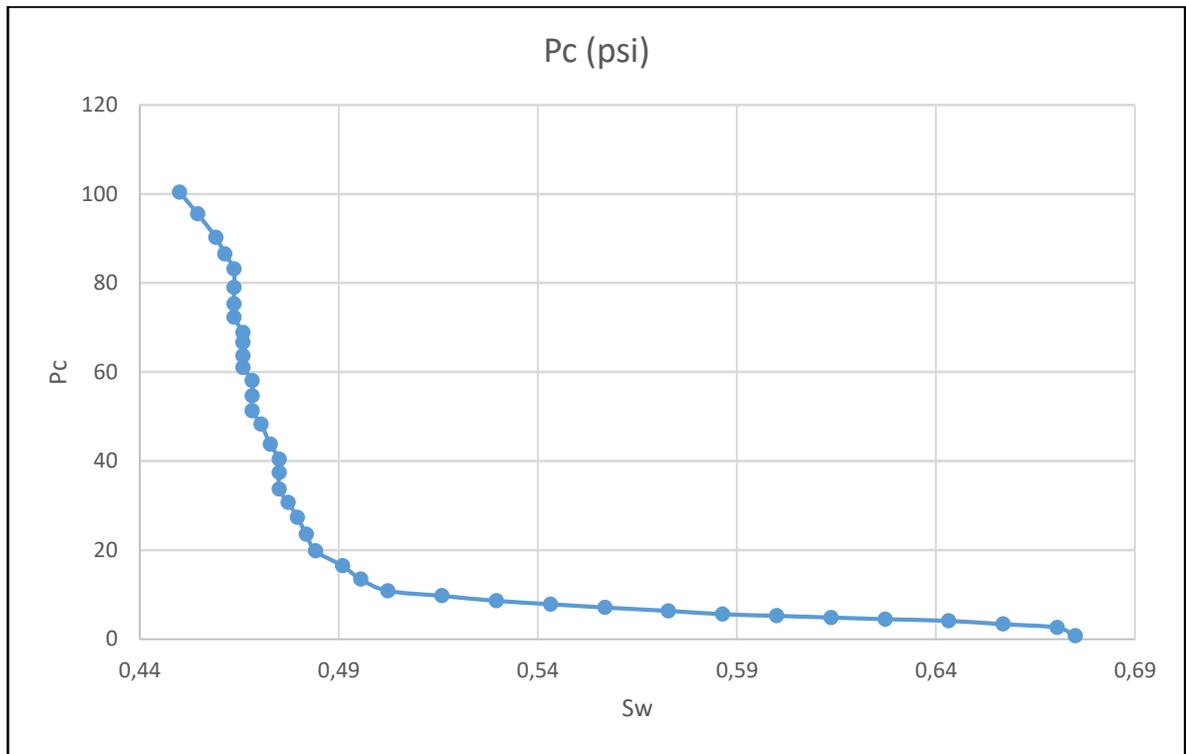


Gráfica 52. Permeabilidades relativas escaladas al Campo Yariguí-Cantagallo a 2500 ppm



4.3.1.1 Cálculo de la tensión Interfacial. La Gráfica 53 muestra la presión capilar del modelo del Campo Yariguí-Cantagallo digitalizada. A partir de esta Gráfica se obtendrá el dato de tensión interfacial del Campo.

Gráfica 53. Presión capilar del Campo Yariguí-Cantagallo respecto a la saturación de agua.



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

Ecuación 38. Ecuación para el cálculo de presión Capilar

$$P_c = \frac{IFT * (2 * \text{Cos}(\theta))}{R_g}$$

Fuente: TIAB, Djebbar. DONALDSON, Erle C. Petrophysics. Theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties. Segunda edición. 2004. p.51.

Donde: P_c = Presión Capilar, Pa

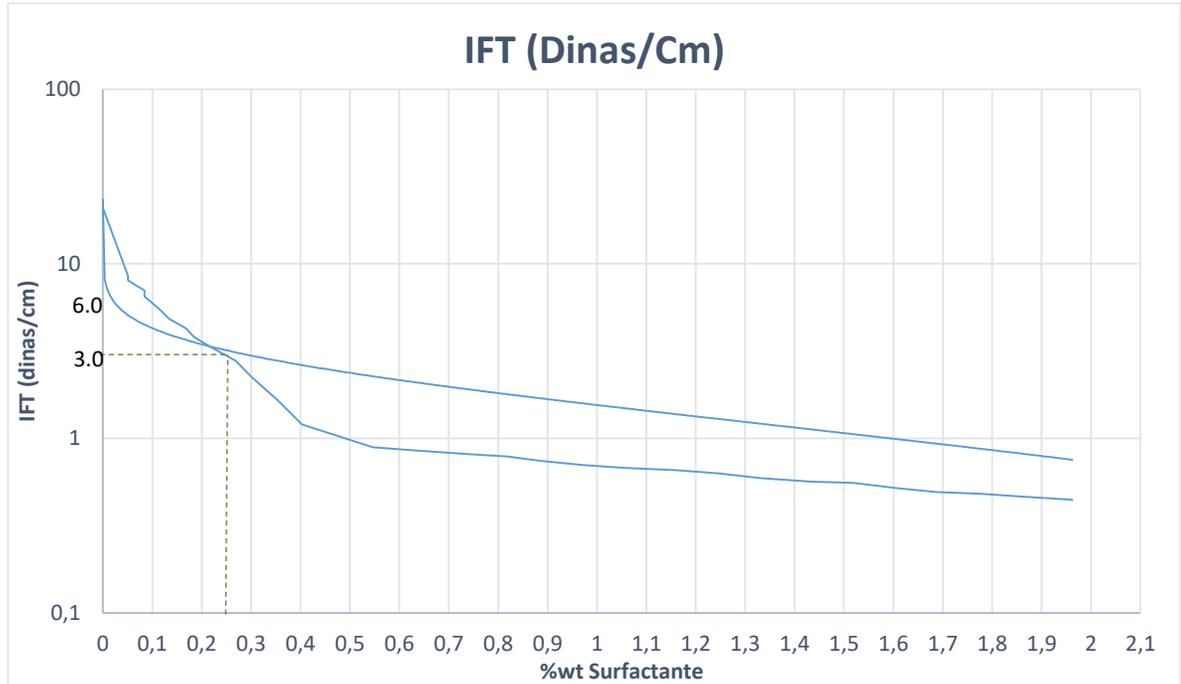
IFT = Tensión Interfacial, (N x 10⁻³) /m

θ = Ángulo de Contacto

R_g = Radio del capilar, m

Mediante la Ecuación 38, se realizó el cálculo de la tensión interfacial del yacimiento que dio como resultado un dato de 29.8 dinas/cm. Luego se hizo la escalación de la tensión interfacial del surfactante al yacimiento, donde el resultado se aprecia en la Gráfica 54 y la Tabla 46.

Gráfica 54. Digitalización de Tensión Interfacial del surfactante.



Fuente: KRUMRINE, H, Paul, et.al. Surfactant Flooding 1: The Effect of Alkaline Additives on IFT, Surfactant adsorption, and Recovery Efficiency. SPE- 8998, p. 505.

Tabla 46. Tensión Interfacial del surfactante escalada al Campo Yariguí-Cantagallo

Surf ppm	IFT(dinas/cm)	IFT/IFT0ppm	IFT FIX
0	21.00	1	30.42
1000	4.28	0.204	6.117661907
2500	3.20	0.152	4.566512597
3020	2.23	0.106	3.181148748
3523	1.67	0.080	2.385861561
5461	0.89	0.042	1.272459499

Se deben especificar los parámetros de la fase de interpolación, para la fase mojante y no mojante (DTRAPW y DTRAPN), por lo cual se realizó el siguiente proceso para su cálculo.

4.3.1.2 Cálculo del Dtrap. Para la determinación de este parámetro es necesario primero calcular la velocidad de flujo de poro del fluido desplazante la cual se calcula a partir de la Ecuación 39 como se muestra a continuación:

Ecuación 39. Velocidad de flujo de poro del fluido desplazante.

$$V_{sw2} = \frac{q_i}{A_{ai}\phi} \left(\frac{df_w}{dS_w} \right)_{sw2}$$

Fuente: SHENG, James. Transport of chemicals and fractional flow curve analysis. Modern chemical enhanced oil recovery. Theory and practice. United States of America. 2010. P-54.

Donde: q_i = Tasa de inyección, m³/s

A_{ai} = Área del patrón m²

ϕ = Porosidad a la que se ingresan datos de adsorción.

$\left(\frac{df_w}{dS_w} \right)_{sw2}$ = Derivada de flujo fraccional a la saturación de agua connata.

La velocidad calculada a partir de la Ecuación 39 arroja un valor de 0.0002028 ft/s. Una vez calculada la velocidad se procede a realizar el cálculo para el número capilar por medio de la Ecuación 40 como se muestra a continuación.

Ecuación 40. Número Capilar

$$N_{CAP} = \frac{v \mu}{\sigma \cos \theta}$$

Fuente: SHENG, James. Transport of chemicals and fractional flow curve analysis. Modern chemical enhanced oil recovery. Theory and practice. United States of America. 2010. P-311.

Donde: μ = viscosidad de la solución agua-surfactante, cP

σ = Tensión interfacial, dinas/cm

θ = Angulo de contacto

Finalmente, después de haber calculado estos parámetros es posible determinar el Dtrap por medio de la Ecuación 41.

Ecuación 41. Calculo del Dtrap.

$$D_{trap} = \log N_{cap}$$

Fuente: Computer Modeling Group Technologies. Help. Version 2015.

A partir de esta ecuación se determinó el Dtrap para cada concentración, los datos obtenidos se pueden observar en la Tabla 47.

Tabla 47. Valores de Parámetro Dtrap.

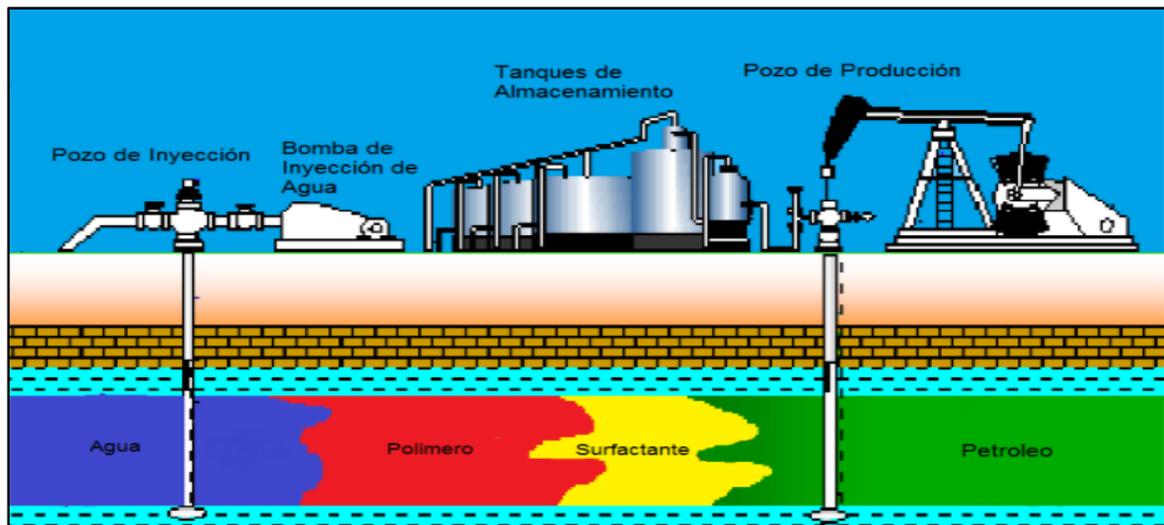
Surf ppm	IFT(dinas/cm)	Numero capilar	Dtrap
0	21.00	3.44138E-06	-5.463
1000	4.28	1.6876E-05	-4.772
2500	3.20	2.26084E-05	-4.645

4.3.2 Procesos de Inyección Química La inyección de surfactante se puede hacer de forma segregada o micelar con un polímero, cada una tiene una influencia diferente en el yacimiento y sus propiedades razón por la cual se debe analizar qué tipo de inyección sería más adecuada.

Para el desarrollo de la investigación se plantearon tres escenarios de inyección, segregado, micelar, y micelar seguido de un bache de polímero los cuales se describirán a continuación.

4.3.2.1 Inyección Segregada de Surfactante/Polímero. Consiste en la inyección de un bache de surfactante puro con determinada concentración, diluido en el solvente adecuado para el surfactante. Esta inyección implica cambiar las propiedades de tensión interfacial en el yacimiento, pero no generar un empuje adicional debido a que la viscosidad de la mezcla no cambia porque el surfactante no altera las propiedades reológicas. Luego de la inyección del surfactante se inyecta el bache de polímero de la concentración deseada por un tiempo estipulado, para efectos prácticos se usará el término “SP segregado” para especificar cuando se habla de este escenario. En la Figura 38 se aprecia cómo funciona la inyección segregada de surfactante/polímero.

Figura 38. Esquema Escenario de Inyección SP Segregado

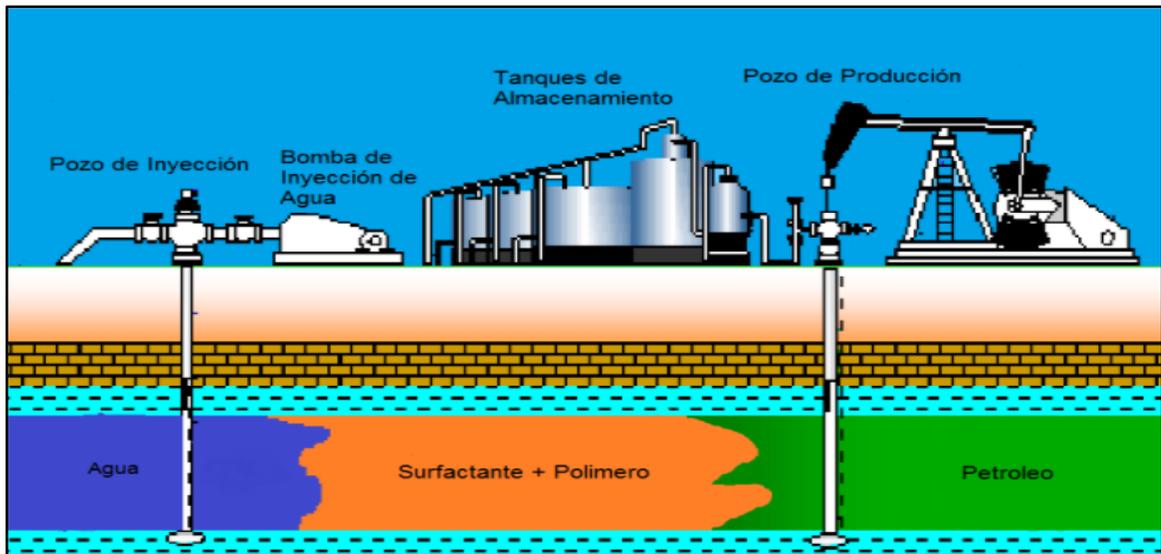


Fuente: PDVSA-CIED, Métodos de Recuperación Mejorada con Aditivos Químicos, Instituto de Desarrollo Profesional y Técnico, Caracas, 1998. Modificada por autores.

4.3.2.2 Inyección Micelar de Surfactante/Polímero. Su principal característica es el realizar una mezcla de ambos componentes químicos para mejorar el barrido cambiando la viscosidad del agua, alterando sus propiedades reológicas y al mismo tiempo cambiando la tensión interfacial. Este tipo de inyección implica cambiar la concentración del surfactante para que dure el mismo tiempo que dura la inyección de polímero y los costos no se aumenten. El término que se usará

para describir este escenario es “SP micelar”. En la Figura 39 se aprecia cómo funciona el bache de inyección micelar.

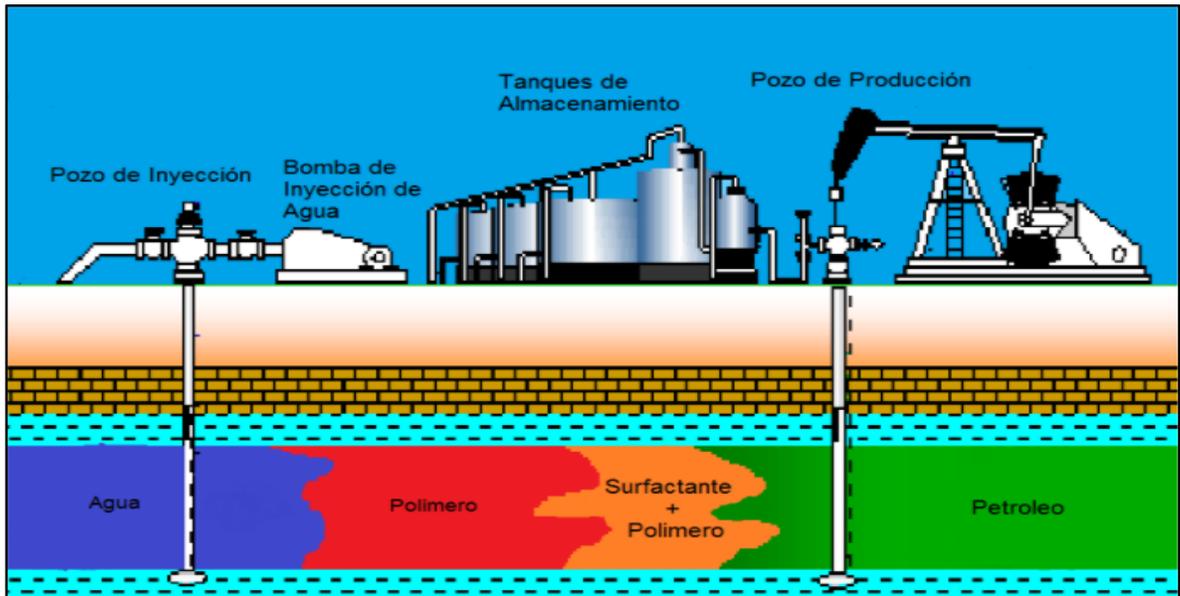
Figura 39. Esquema Escenario de Inyección SP Micelar.



Fuente: PDVSA-CIED, Métodos de Recuperación Mejorada con Aditivos Químicos, Instituto de Desarrollo Profesional y Técnico, Caracas, 1998. Modificada por autores.

4.3.2.3 Inyección Micelar de Surfactante/Polímero seguida de solución polimérica. Este método de inyección consiste en la inyección micelar de un bache de mezcla de surfactante y polímero mezclado de un determinado volumen poroso, para luego realizar la inyección de polímero puro en un bache más grande. Esta inyección permite cambiar las propiedades de tensión interfacial de forma más agresiva en el inicio de la inyección mientras se realiza un barrido con el polímero, sin embargo, luego que se termina de inyectar el bache micelar, las propiedades de tensión interfacial pueden cambiar rápidamente a su origen. Para efectos prácticos las siglas de referencia para este método serán “SP-P”. La Figura 40 muestra cómo funciona el método SP-P.

Figura 40. Esquema Escenario de Inyección SP-P.



Fuente: PDVSA-CIED, Métodos de Recuperación Mejorada con Aditivos Químicos, Instituto de Desarrollo Profesional y Técnico, Caracas, 1998. Modificada por autores.

4.3.3 Análisis de Sensibilidades. Para evaluar la efectividad del surfactante se generaron tres escenarios de inyección, el primero fue inyección segregada de surfactante seguida por inyección de polímero, el segundo fue inyección de un bache micelar de surfactante y polímero seguido de un bache de solución polimérica, y el último es una inyección micelar constante.

En los dos primeros escenarios se consideró un bache de polímero del 15% del volumen poroso, siendo este el resultado óptimo de inyección de polímero previamente determinado en el numeral 4.2. El bache de surfactante se cambió respecto al volumen poroso de dos diferentes formas, la primera del 4% y la segunda del 10%, para evaluar el efecto del incremento de producción de petróleo en cada escenario, manteniendo el volumen poroso del polímero de 15%.

También se sensibilizó la concentración del surfactante, trabajando desde concentraciones de 1000 ppm hasta 25000 ppm, manteniendo siempre la concentración del polímero en 1000 ppm. En las Tablas 48 y 49 se observa los parámetros sensibilizados para cada uno de los escenarios implementados.

Tabla 48. Tabla de sensibilidades Surfactante Volumen Poroso 4%.

PARAMETROS	Volumen Poroso		
	4%		
	Segregado (Bbl)	Micelar (Bbl)	SP_P (Bbl)
Concentración (ppm)	1000	2500	5000
	7500	10000	25000
Volumen de Inyección (Bbl)	2045133		
Inyección (Días)	682		
Fecha Inicio de Inyección Surf.	1/01/2016		
Fecha Fin de inyección Surf.	14/11/2017	14/11/2024	14/11/2017

Tabla 49. Tabla de Sensibilidades Surfactante Volumen Poroso 10%.

PARAMETROS	Volumen Poroso		
	10%		
	Segregado (Bbl)	Micelar (Bbl)	SP_P (Bbl)
Concentración (ppm)	1000	2500	5000
	7500	10000	25000
Volumen de Inyección (Bbl)	5112832		
Inyección (Días)	1705		
Fecha Inicio de Inyección Surf	1/01/2016		
Fecha Fin de inyección Surf	2/09/2020	2/09/2027	2/09/2020

Cabe aclarar que todas las sensibilidades de concentración fueron realizadas para cada uno de los tres escenarios de inyección previamente descritos.

4.3.4 Resultados sensibilidades inyección surfactante/polímero. Una vez realizadas las diferentes sensibilidades previamente descritas para el caso surfactante/polímero se proceden a analizar los resultados con el fin de determinar el caso óptimo de inyección de químico para el Campo Yariguí-Cantagallo.

4.3.4.1 Petróleos acumulados producidos inyección surfactante/polímero con 4% del volumen poroso, escenario Micelar. En la Gráfica 55 se muestran los petróleos acumulados producidos para la inyección de químico en el Campo Yariguí-Cantagallo a lo largo del periodo de predicción para el caso micelar con un 4% del volumen poroso del surfactante.

La Tabla 50 muestra los resultados en barriles que produce cada caso de inyección de surfactante en modelo micelar sensibilizando la concentración del mismo químico, mostrando un resultado destacable para el caso de inyección de 5000 ppm.

Como se aprecia en la Tabla 50, el surfactante tiene un límite de efectividad a partir de la concentración de 5000 ppm, el mejor caso de inyección radica en una inyección micelar de polímero y surfactante con un volumen poroso del 4% para el surfactante y un 15% para el polímero.

Gráfica 55. Petróleo Acumulado Inyección de Surfactante Micelar 4%

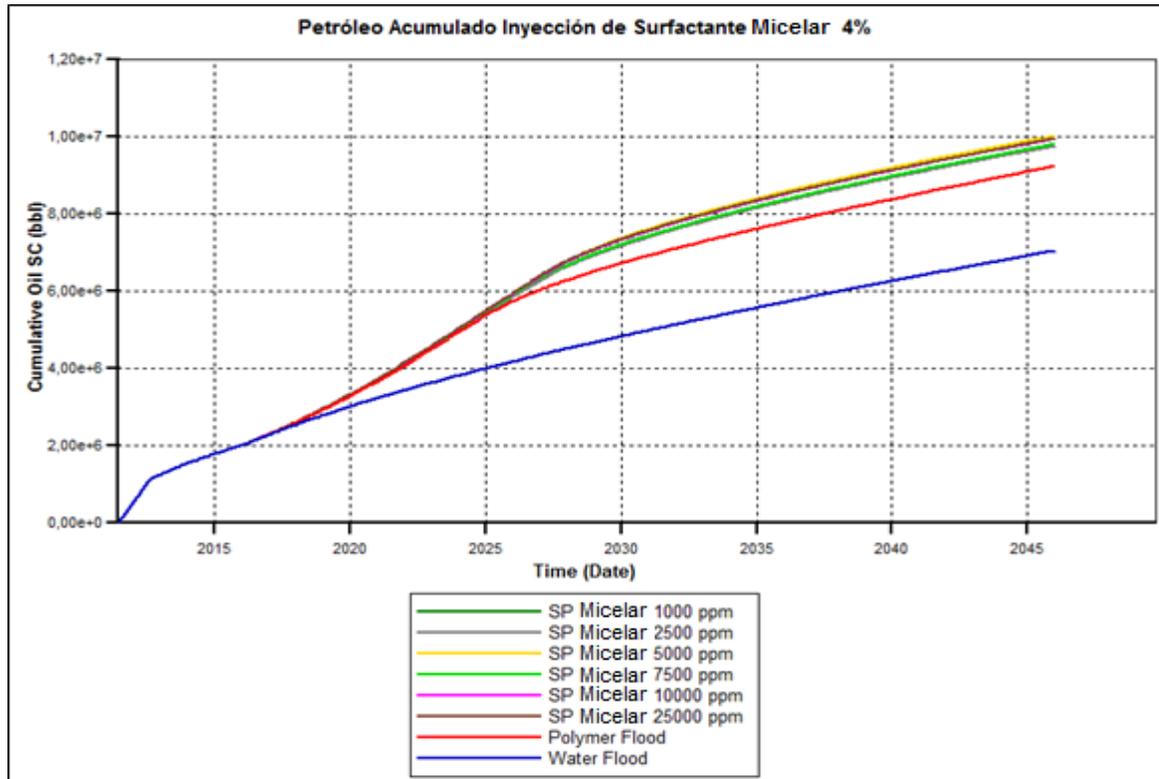


Tabla 50. Resultados Petróleo Acumulado Inyección Surfactante Micelar 4% VP

Concentración (ppm)	4% VP
	Micelar (Bbl)
1000	9.755650E+06
2500	9.742800E+06
5000	1.000410E+07
7500	9.801070E+06
10000	9.931640E+06
25000	9.940750E+06

4.3.4.2 Petróleos acumulados producidos inyección surfactante/polímero con 4% del volumen poroso, escenario Segregado. A continuación, en la Gráfica 56 se observan los resultados del petróleo acumulado para la inyección de tipo segregado en un 4% del volumen poroso, a partir de estos resultados se generó la Tabla 51, en donde se aprecia que para el caso segregado de 2500 y 25000 ppm se obtuvieron los mejores resultados.

Gráfica 56. Petróleo Acumulado Inyección de Surfactante Segregado 4% del Volumen Poroso

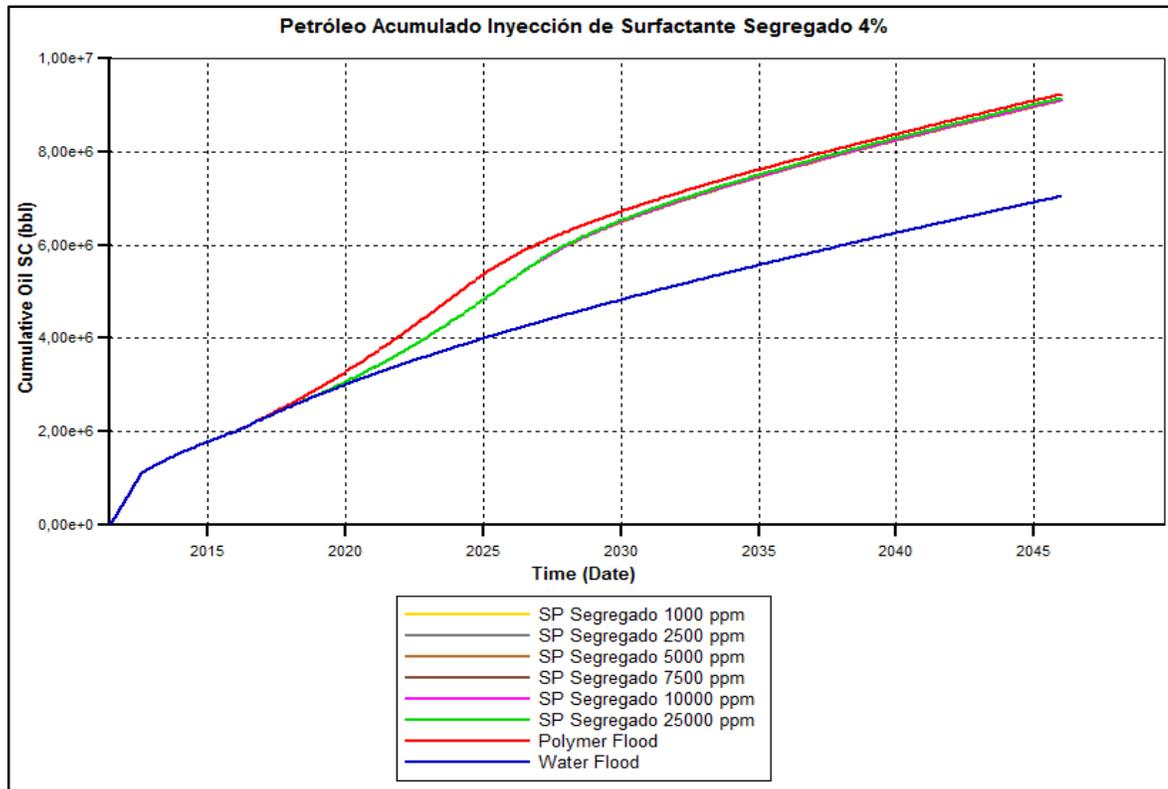


Tabla 51. Resultados Petróleo Acumulado Inyección Surfactante Micelar 4% VP

Concentración (ppm)	4% VP
	Segregado (Bbl)
1000	9.087810E+06
2500	9.134000E+06
5000	9.087300E+06
7500	9.110860E+06
10000	9.107350E+06
25000	9.140530E+06

4.3.4.3 Petróleos acumulados producidos inyección surfactante/polímero con 4% del volumen poroso, Escenario SP-P. En la Gráfica 57 se aprecia el resultado de la inyección de un bache de surfactante y polímero de 4% en forma micelar, para luego solo inyectar polímero en un bache de 15% del volumen poroso del arreglo. Los resultados de la gráfica se aprecian en la Tabla 52 donde el mejor escenario de producción es de 5000 ppm.

Gráfica 57. Petróleo Acumulado Inyección de Surfactante SP-P 4% del Volumen Poroso

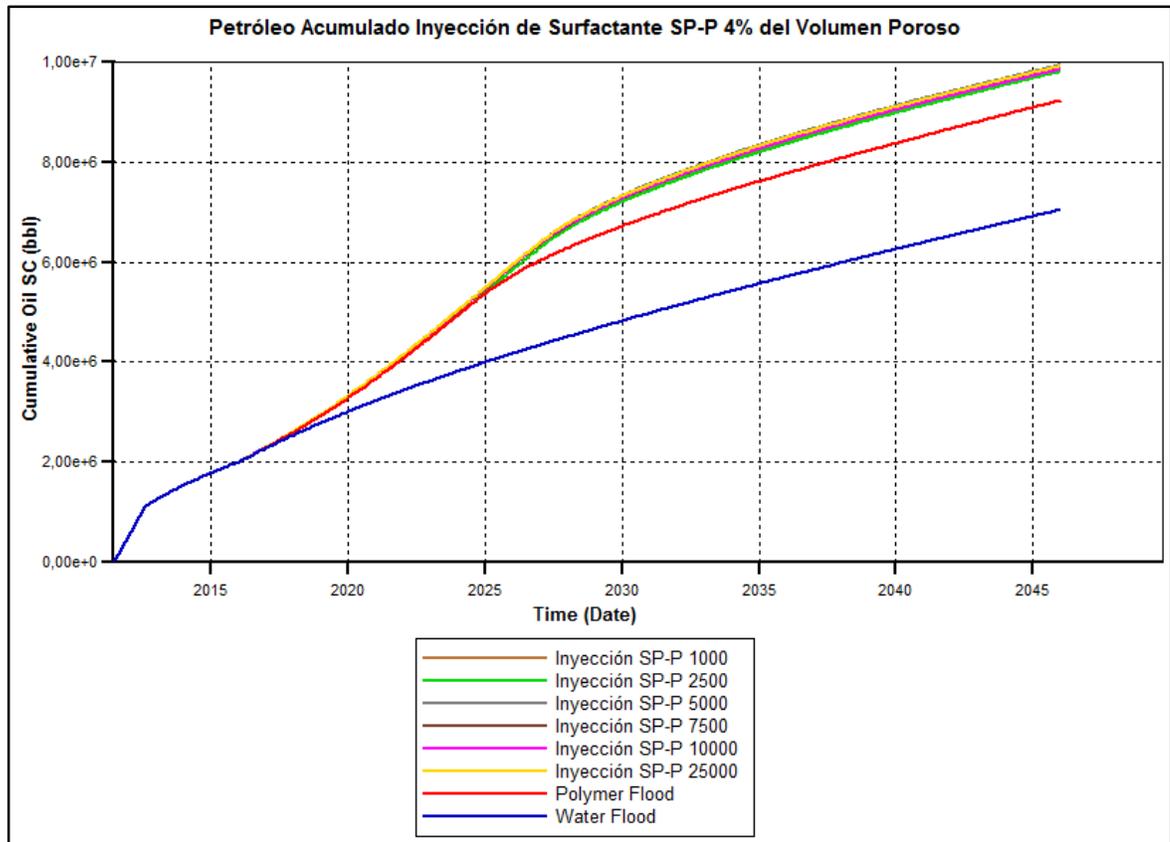
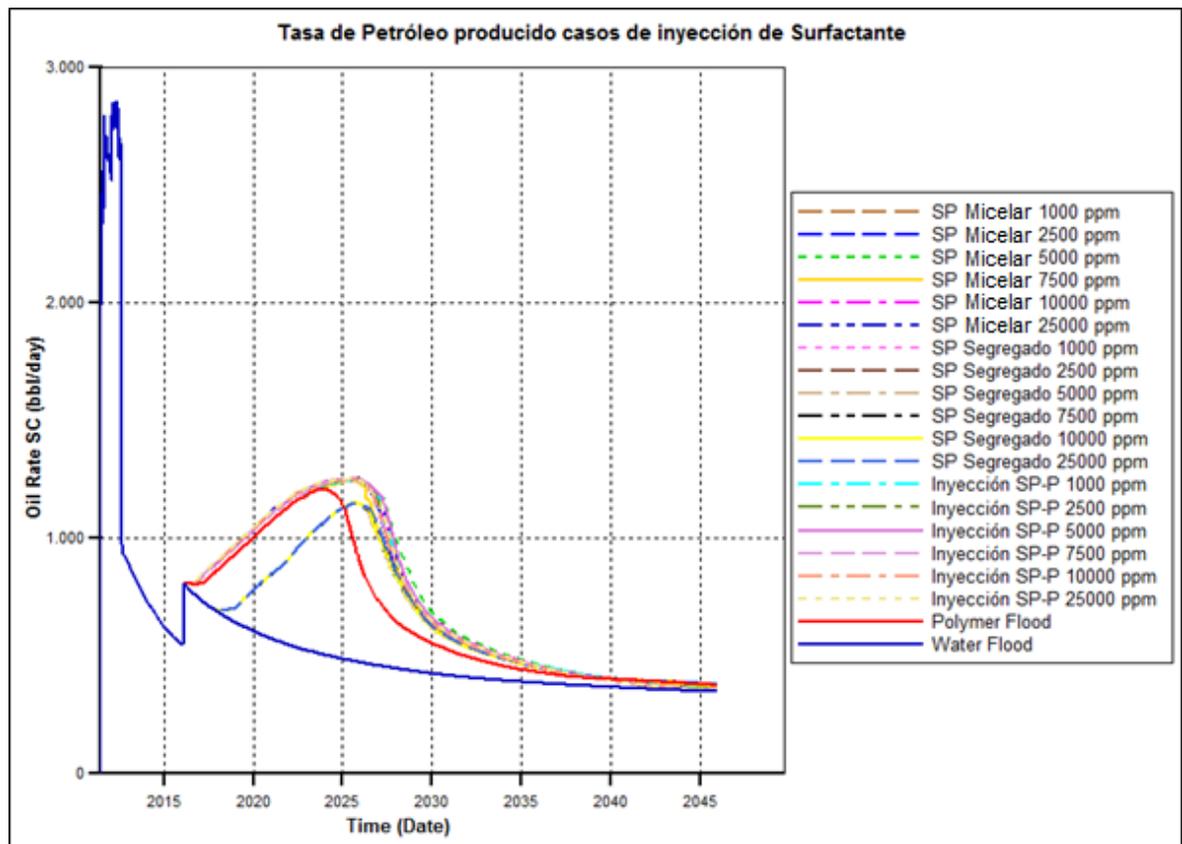


Tabla 52. Resultados Petróleo Acumulado Inyección SP-P 4% del Volumen Poroso

Concentración (ppm)	4%
	SP_P (Bbl)
1000	9.830321E+06
2500	9.799470E+06
5000	9.930150E+06
7500	9.860210E+06
10000	9.847200E+06
25000	9.907370E+06

4.3.4.4 Tasa de petróleo producido inyección surfactante/polímero con 4% del volumen poroso. Para determinar la veracidad y confiabilidad de los casos se analizaron las tasas de producción de crudo, comparando el histórico de cada caso y verificando los puntos de inyección donde se debe apreciar una reacción de la curva de producción en barriles por día, razón por la cual en la Gráfica 58 se muestran los casos de inyección de surfactante Micelar, Segregado y SP-P, donde se reconoce la sobre posición de curvas en el histórico desde el inicio de la gráfica en 2011-6-1 hasta el 2016-1-1, fecha donde se inicia la inyección de químicos.

Gráfica 58. Tasa de Petróleo producido casos de Inyección de Surfactante



4.3.4.5 Petróleos acumulados producidos inyección surfactante/polímero con 10% del volumen poroso, escenario Micelar. En la Gráfica 59 se encuentra el petróleo acumulado del caso de inyección de surfactante micelar del 10% del volumen poroso en donde se aprecia que los casos de inyección de surfactante tienen una mejora en el recobro de petróleo. Luego en la Tabla 53 se encuentran los resultados de dicha gráfica donde se aprecia que los mejores casos de inyección son de 5000 ppm y de 25000 ppm.

Gráfica 59. Petróleo Acumulado Inyección de Surfactante Micelar 10% del Volumen Poroso

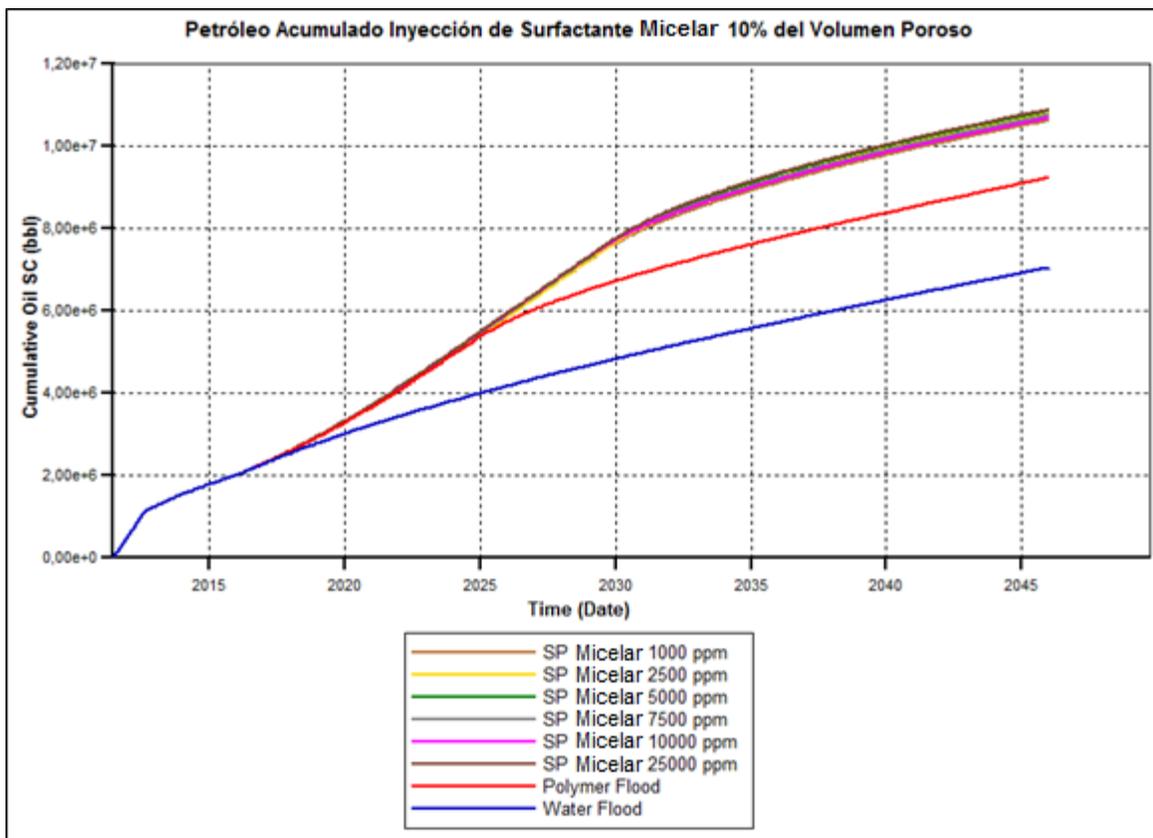


Tabla 53. Resultados Petróleo Acumulado Inyección de Surfactante Micelar 10% del Volumen Poroso

Concentración (ppm)	10%
	Micelar (Bbl)
1000	1.061520E+07
2500	1.077230E+07
5000	1.084540E+07
7500	1.074140E+07
10000	1.067170E+07
25000	1.087520E+07

4.3.4.6 Petróleos acumulados producidos inyección surfactante/polímero con 10% del volumen poroso, escenario Segregado.

Luego para la inyección segregada se encuentran los resultados de la Gráfica 60 donde el caso de Polymer flood genera mayor recobro que los casos de surfactante segregado, los cuales están por encima de la curva de Water Flood. Los resultados de esta gráfica se pueden apreciar en la Tabla 54, donde se aprecia que el mejor caso de inyección es de 25000 ppm. Para la inyección de tipo segregado se evidencia la mejora en el recobro sin embargo no igual el recobro con solo polímero.

Gráfica 60. Petróleo Acumulado Inyección de Surfactante Segregado 10% del Volumen Poroso

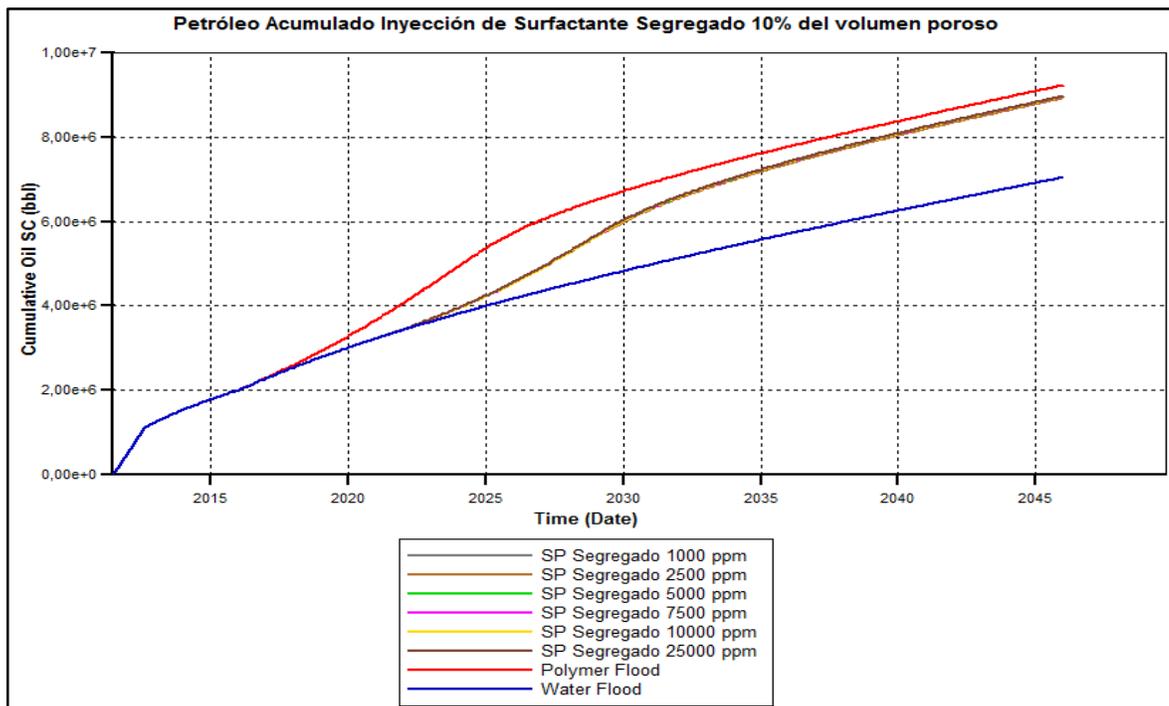


Tabla 54. Resultados de Inyección de Surfactante Segregado 10% del Volumen Poroso.

Concentración (ppm)	10%
	Segregado (Bb)
1000	8.918740E+06
2500	8.918550E+06
5000	8.959890E+06
7500	8.960260E+06
10000	8.961270E+06
25000	8.963590E+06

4.3.4.7 Petróleos acumulados producidos inyección surfactante/polímero con 10% del volumen poroso, escenario SP-P. Finalmente, en la Gráfica 61 se aprecia la inyección del surfactante en bache micelar para luego inyectar polímero, se evidencia una mejora del petróleo acumulado con el surfactante, luego, en la Tabla 55, se evidencia los resultados de la gráfica digitalizados, donde el mejor caso de inyección es de 25000 ppm.

Gráfica 61. Petróleo Acumulado Inyección de Surfactante SP-P 10% del Volumen Poroso

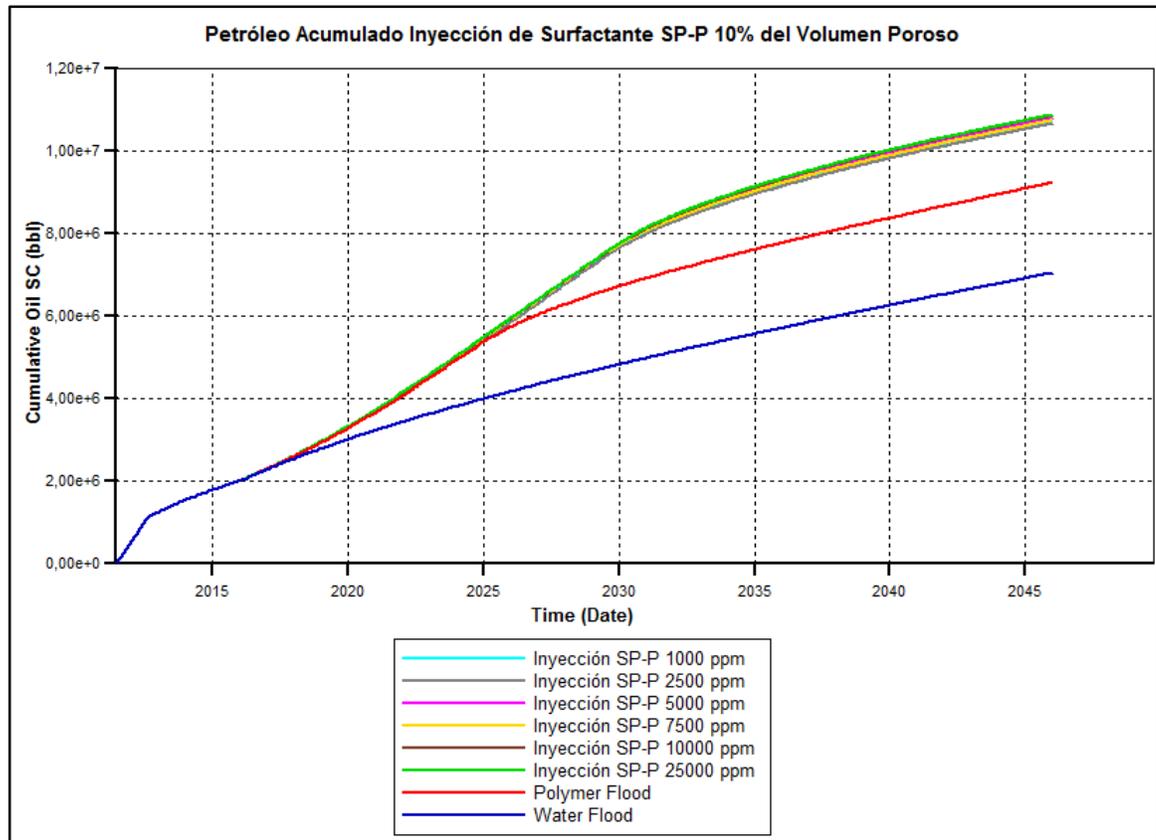
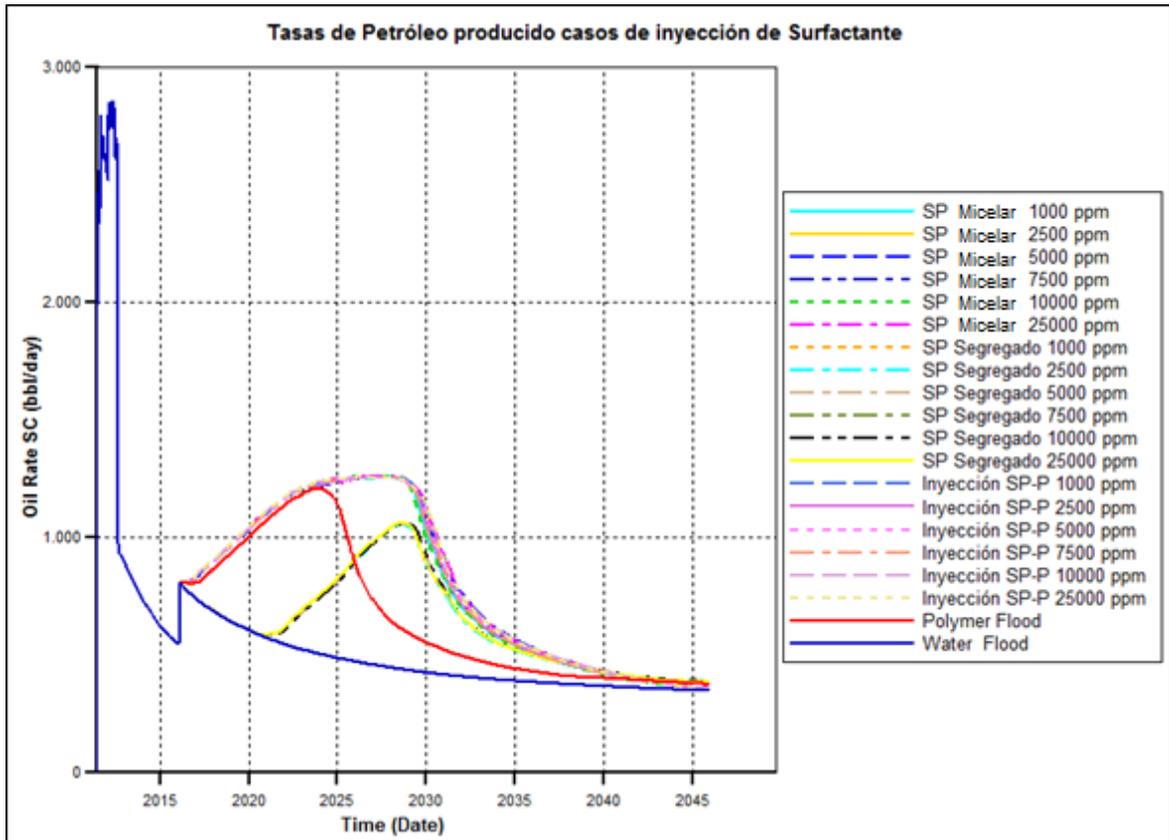


Tabla 55. Resultados de Inyección de Surfactante SP-P 10% del Volumen Poroso

Concentración (ppm)	10%
	SP_P (Bb)
1000	1.066360E+07
2500	1.065340E+07
5000	1.078770E+07
7500	1.072930E+07
10000	1.085190E+07
25000	1.086460E+07

4.3.4.8 Tasa de Petróleo Producido inyección surfactante/polímero 10% del Volumen Poroso. En la Gráfica 62 se aprecia la producción de petróleo de todos los casos de surfactante donde se observa que históricamente los casos tienen la misma producción y varían en el punto de inyección de químicos.

Gráfica 62 Tasas de Petróleo producido casos de Inyección de Surfactante.



5. DESARROLLO DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL MODELO DE INYECCIÓN DE NANOPARTÍCULAS EN FORMA COLOIDAL MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA

Con el propósito de modelar las nanopartículas de forma efectiva, se describirá el tipo de partícula a trabajar en los experimentos que se desarrollaran, explicando sus propiedades y los detalles del funcionamiento de dichas partículas de sílice.

En el siguiente capítulo no se explorarán ni se establecerán los métodos químicos para obtener nanopartículas de sílice, teniendo en cuenta que el objetivo del mismo es evaluar el desempeño de dicho compuesto como método de recobro mejorado.

5.1 DESCRIPCIÓN DE LAS NANOPARTÍCULAS

Como se mencionó anteriormente las nanopartículas de sílice se dividen en tres grupos diferentes, HLP (Hidrofílicas y lipofóbicas), LHP (Lipofílicas e Hidrofóbicas) y NWP (Neutras), dichos grupos se caracterizan por su mojabilidad específica.

Dichas nanopartículas buscarán alterar la tensión interfacial, la permeabilidad relativa al agua y la mojabilidad, actuando como un surfactante. Es importante tener esto claro teniendo en cuenta que las nanopartículas de sílice serán modeladas como un surfactante convencional en la suite CMG.

En la Tabla 56 se describen las propiedades de las nanopartículas a implementar:

Tabla 56. Propiedades de las Nanopartículas

Propiedades de las nanopartículas		
Propiedad	Valor	Unidad
Densidad	0.065	g/cm ³
Peso Molecular	60.08	lb/lbmol
Tamaño de nanopartícula	10-500	nm
Mojabilidad	Hidrofóbica-Lipofílica	
Punto de Fusión	1600	°C
Punto de Ebullición	2230	°C
Tamaño de Partícula	100-500	nm

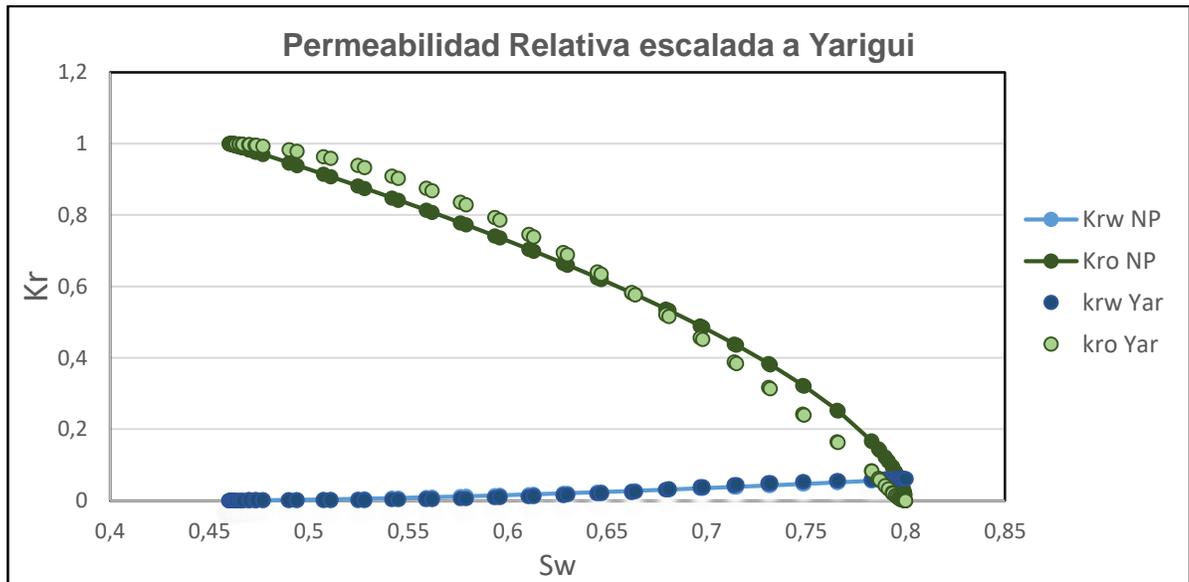
Fuente: Binshan, Ju. Et. al. A Study of Wettability and Permeability Change Cause by Adsorption of Nanometer Structured Polysilicon on the Surface of Porous Media. 2002. SPE 77938.

En el Tabla 57 se muestran los sets de permeabilidades relativas, que reflejan los efectos de las Nanopartículas en los end points de las curvas de permeabilidad los cuales se pueden apreciar en la Gráfica 63 y Gráfica 64 para concentraciones de 0 y 1800 ppm respectivamente. Además de su respectiva adsorción en el medio poroso.

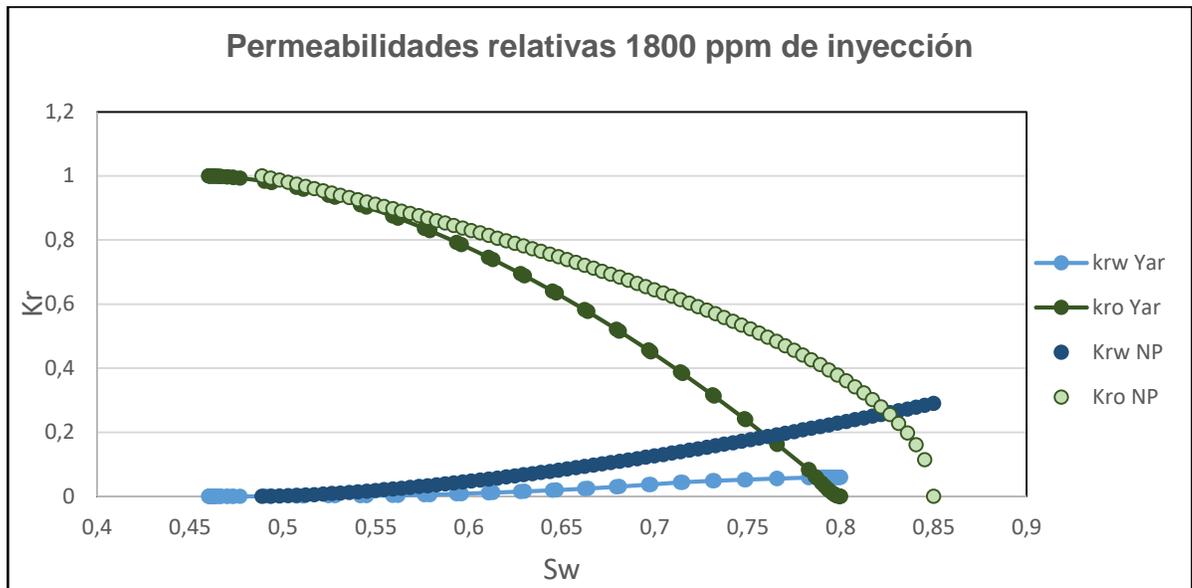
Tabla 57. Set de Permeabilidades relativas de inyección de Nanopartículas.

Tabla Permeabilidades relativas de Inyección de Nanopartículas					
0 PPM			1800 PPM		
Sw	Krw	Kro	Sw	Krw	Kro
0.4600	0.0000	1.0000	0.4888	0.0000	1.0000
0.4813	0.0008	0.9682	0.5113	0.0014	0.9620
0.5025	0.0024	0.9354	0.5339	0.0040	0.9230
0.5238	0.0045	0.9014	0.5565	0.0075	0.8829
0.5450	0.0070	0.8660	0.5791	0.0117	0.8415
0.5663	0.0099	0.8292	0.6016	0.0165	0.7987
0.5875	0.0131	0.7906	0.6242	0.0219	0.7543
0.6088	0.0167	0.7500	0.6468	0.0278	0.7081
0.6300	0.0205	0.7071	0.6694	0.0342	0.6598
0.6513	0.0246	0.6614	0.6920	0.0410	0.6090
0.6725	0.0290	0.6124	0.7145	0.0483	0.5552
0.6938	0.0336	0.5590	0.7371	0.0559	0.4976
0.7150	0.0384	0.5000	0.7597	0.0640	0.4353
0.7363	0.0435	0.4330	0.7823	0.0725	0.3663
0.7575	0.0488	0.3536	0.8048	0.0813	0.2872
0.7788	0.0543	0.2500	0.8274	0.0905	0.1895
0.8000	0.0600	0.0000	0.8500	0.1000	0.0000

Gráfica 63. Permeabilidades relativas escaladas al Campo Yariguí-Cantagallo del núcleo de Inyección de Nanopartículas.



Gráfica 64. Permeabilidades relativas escaladas al Campo Yariguí-Cantagallo con una concentración de 1800 ppm



Luego de tener los efectos de la permeabilidad relativa sobre el Campo Yariguí-Cantagallo, se debe especificar cuáles efectos de las nanopartículas pueden ser simulados, y mediante qué proceso. En la Tabla 58 se muestran los efectos que se tuvieron en cuenta y como se modelaron en la suite CMG. Una de las premisas básicas para el modelado de las nanopartículas de sílice, fue el hecho que se modelarían como un surfactante convencional, debido a sus mecanismos de recobro similares, y se omitiría el cambio sobre la viscosidad de la mezcla que generan el químico debido a que no será incluido dentro de los parámetros a sensibilizar en donde el barrido por efecto del aumento en la viscosidad será realizado por el polímero Superpusher.

Además, se tuvo en cuenta que la obstrucción de las nanopartículas en las gargantas porales tendría como exclusiva causa la adsorción a la roca, debido a que dichos espacios entre poros suelen tener un tamaño por encima de los 0.5 micrones³⁸, lo cual es mucho mayor al tamaño máximo de las nanopartículas de sílice a trabajar.

³⁸ Esteva Hoyo, Oliver Gustavo. et al. Determinación del tamaño de garganta de poros en las arenas de la Formación Naricual, atravesadas por los pozos exploratorios Sintu-9, Ocre-4X y Ocre-5, en los campos Sintu-Ocre, área norte de Monagas, Venezuela. 2009.

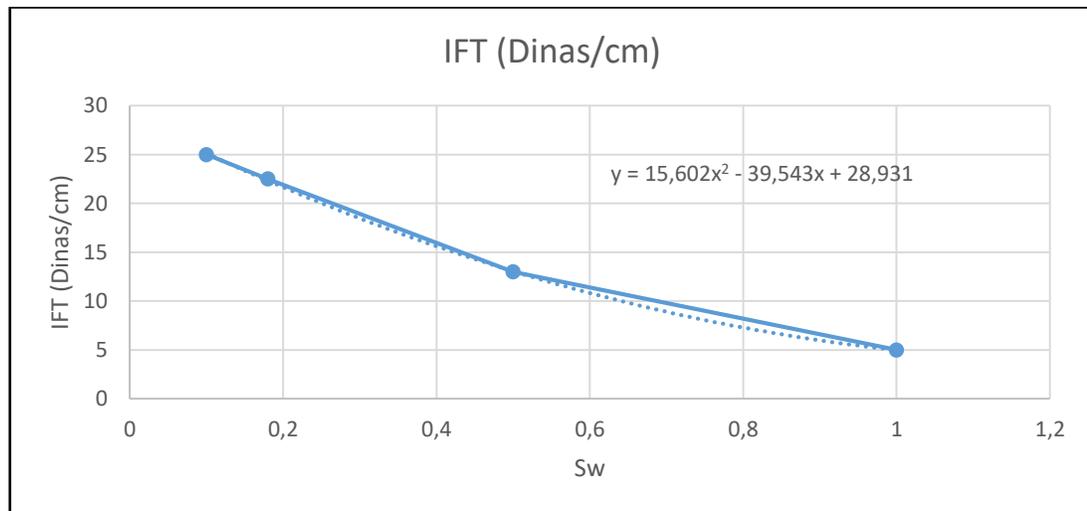
Tabla 58. Mecanismos de recobro de Nanopartículas

Mecanismos para recobro de Nanopartículas	Modelado En Stars	Tipo de Proceso en Stars
Concentración de Nanopartículas	APLICA	Mecanismo Químico de surfactante
Adsorción en el medio poroso	APLICA	Mecanismo Químico de surfactante
Tamaño de Nanopartículas	NO APLICA	El único tamaño a modelar es de 10 a 500 nm
Cambio en la tensión Interfacial	APLICA	Mecanismo Químico de surfactante
Presión diferencial generada en los poros	APLICA	Cambio en el set de permeabilidad relativas
Cambio de mojabilidad	APLICA	Cambio en el set de permeabilidad relativas

La presión diferencial generada en los poros se traduce a un cambio en la permeabilidad relativa al agua, debido a la mejora en la movilidad de crudo. El movimiento browniano que se plantea para la movilidad de las nanopartículas en el medio poroso, no será simulado debido a que la suite ya incorpora la ecuación de difusividad para transporte de fluidos. En el Anexo E están las propiedades resumidas de las nanopartículas.

5.1.1 Cálculo del cambio en la Tensión Interfacial con Nanopartículas. Debido a que la tensión Interfacial del Campo Yariguí-Cantagallo fue calculada en el numeral 4.3.1.1 se genera la Tabla 59 que muestra el cambio en la tensión interfacial generado por las nanopartículas, presentado en la Gráfica 65.

Gráfica 65. Cambio de la IFT generado por Nanopartículas.



Fuente: Adel M. Salem Ragab. A comparative Investigation of Nano Particle Effects for Improved Oil Recovery, SPE 175395, p.9.

Tabla 59. Datos de Tensión Interfacial Escalados al Campo Yariguí-Cantagallo

wt%	IFT	IFT Fix
0	30	30.42
0.1	25	25.35
0.18	22.5	22.815
0.5	13	13.182
1	5	5.07

Como se mencionó anteriormente se deben especificar los parámetros de la fase de interpolación, para la fase mojante y no mojante (DTRAPW y DTRAPN), por lo cual se realizó el siguiente proceso para su cálculo.

5.1.2 Cálculo del DTRAP. Para la determinación del DTRAP, es necesario determinar primero la velocidad de flujo de poro del fluido desplazante, la cual fue calculada a partir de la Ecuación 39, arrojando un valor de 0.0002028 ft/s. Posteriormente, a partir de la velocidad se puede determinar el número capilar, por medio de la Ecuación 40. Dichos resultados se aprecian en la Tabla 60, junto con el cálculo del DTRAP el cual se calculó en la Ecuación 41.

Tabla 60. Resultados del cálculo del DTRAP para Nanopartículas

NP PPM	IFT Fix	Numero capilar	Dtrap
0	30.42	1.32778E-05	-11.22941644
1000	25.35	1.59334E-05	-11.04709489
1800	22.815	1.77037E-05	-10.94173437
5000	13.182	3.06411E-05	-10.39316842
10000	5.07	7.96669E-05	-9.437656975

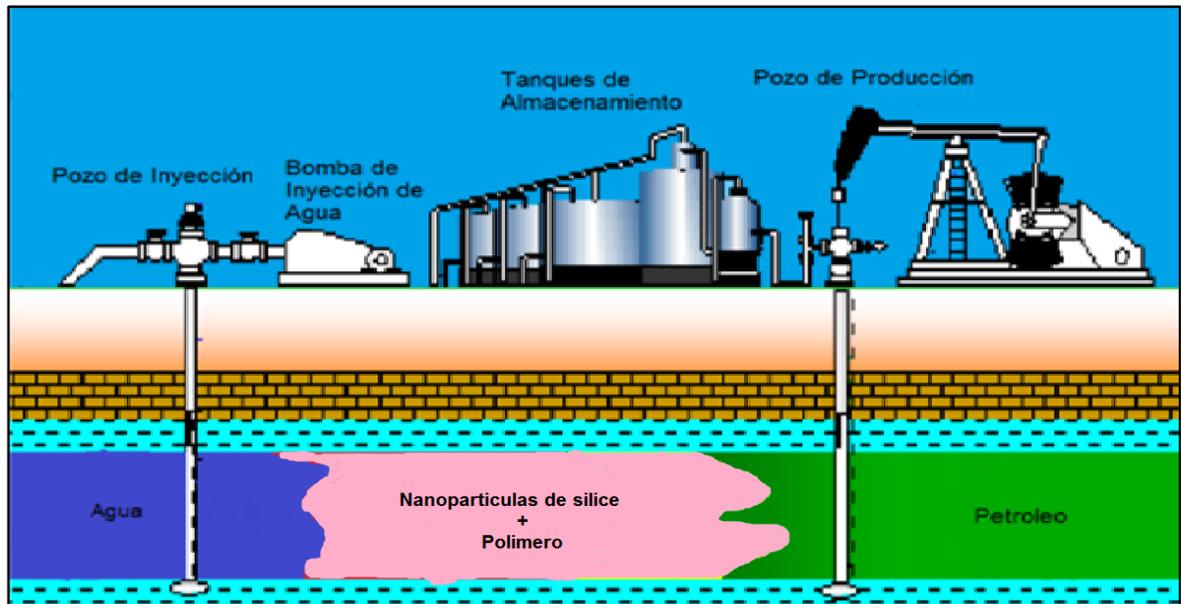
5.2 METODO DE INYECCIÓN DE NANOPARTICULAS

Al igual que el método de inyección del surfactante, las nanopartículas se inyectarán bajo los mismos escenarios descritos previamente, Micelar, que será descrito como NP micelar, segregado descrito como NP segregado y bache micelar seguido de un bache de polímero, en este caso abreviado con las siglas de NP-P. A continuación se describen los tres escenarios a evaluar en la inyección de Nanopartículas en el Campo Yariguí-Cantagallo.

5.2.1 Inyección Micelar de Nanopartículas/Polímero. La principal función de este proceso de inyección es combinar los beneficios que trae la inyección del polímero

y la nueva tecnología de recobro mejorado, las nanopartículas, las cuales se espera alteren la mojabilidad de la roca disminuyendo el ángulo de contacto roca/fluido además de disminuir la tensión interfacial IFT (Tensión Interfacial) permitiendo así, mejorar la movilidad del crudo, combinándolo con el polímero el cual altera las propiedades reológicas del agua se pretende generar un mejor barrido del banco de crudo. A continuación, en la Figura 41 se muestra la representación del proceso de inyección micelar.

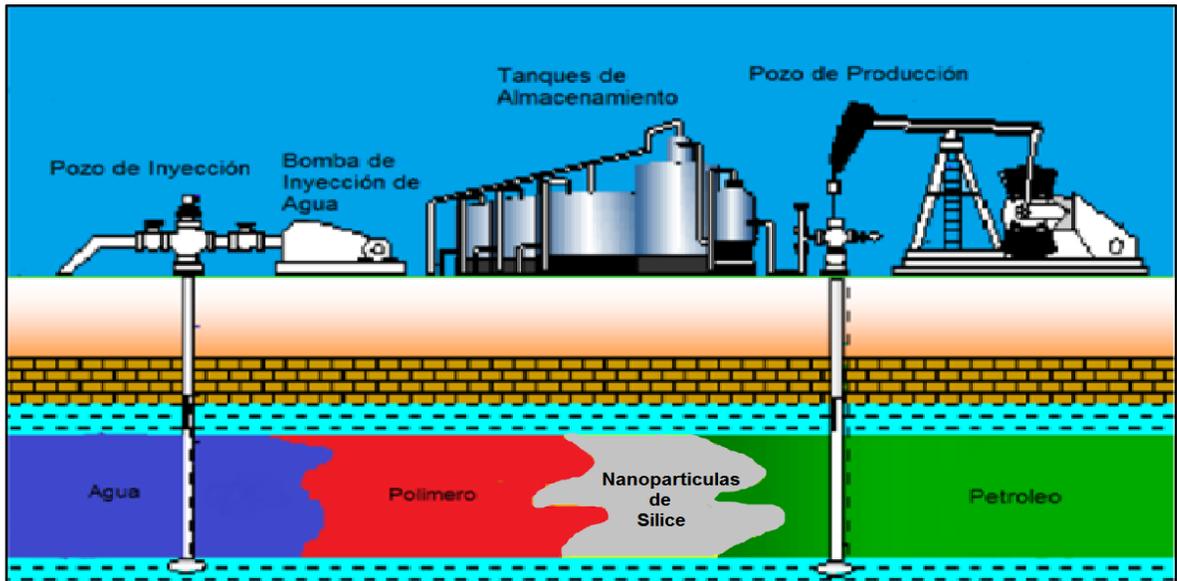
Figura 41. Esquema Escenario de Inyección NP Micelar.



Fuente: PDVSA-CIED, Métodos de Recuperación Mejorada con Aditivos Químicos, Instituto de Desarrollo Profesional y Técnico, Caracas, 1998. Modificada por autores.

5.2.2 Inyección Segregada de Nanopartículas/Polímero. El objetivo principal de este escenario de inyección es inyectar un bache de Nanopartículas el cual, como se mencionó en el escenario anterior, pretende alterar la mojabilidad de la roca para que el crudo sea barrido con mayor facilidad por el bache de polímero que es inyectado posteriormente. El esquema de este escenario es representado en la Figura 42.

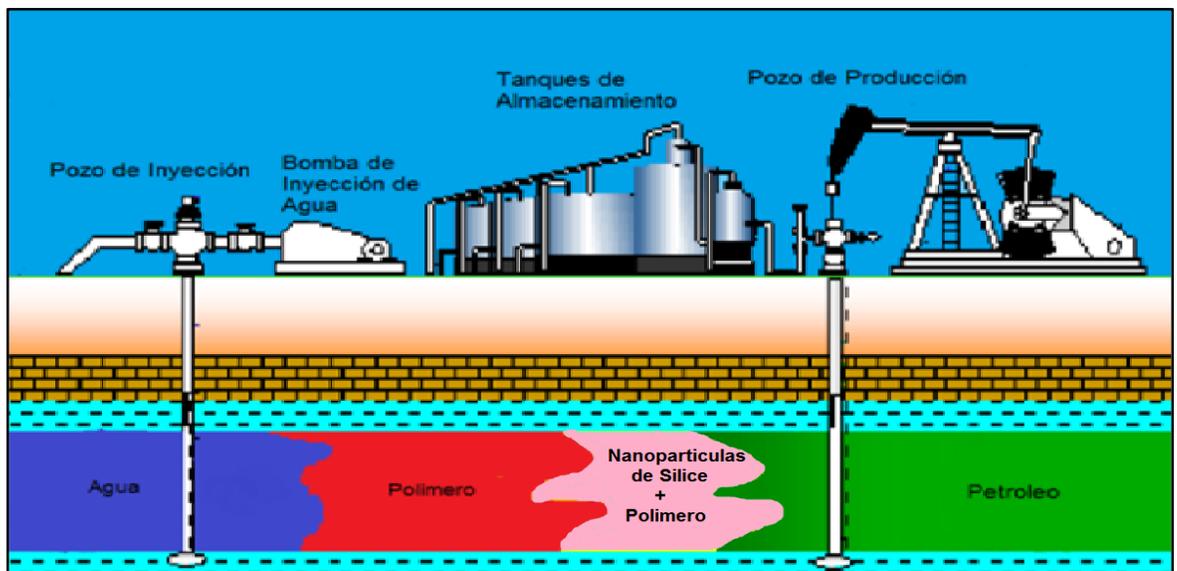
Figura 42. Esquema Escenario de Inyección NP Segregado.



Fuente: PDVSA-CIED, Métodos de Recuperación Mejorada con Aditivos Químicos, Instituto de Desarrollo Profesional y Técnico, Caracas, 1998. Modificada por autores.

5.2.3 Inyección NP-P de Nanopartículas/Polímero. Este escenario busca combinar los efectos producidos por los dos escenarios previamente descritos con el fin de obtener la mayor cantidad de petróleo recuperado al final del periodo de predicción en el Campo Yariguí-Cantagallo. La Figura 43 representa el esquema de este escenario de inyección.

Figura 43. Esquema Escenario de Inyección NP-P.



Fuente: PDVSA-CIED, Métodos de Recuperación Mejorada con Aditivos Químicos, Instituto de Desarrollo Profesional y Técnico, Caracas, 1998. Modificada por autores.

5.3 ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES

A continuación, se presentan las sensibilidades realizadas para la inyección de Nanopartículas debido a que se implementarán como un surfactante convencional tendrán una inyección micelar y segregada junto con el polímero Superpusher previamente descrito, se pueden observar los parámetros determinados para las sensibilidades en la Tabla 61 y Tabla 62.

Tabla 61. Sensibilidades Nanopartículas 4% Volumen Poroso

PARAMETROS	Volumen Poroso		
	4%		
	Segregado (Bb)	Micelar (Bb)	SP_P (Bb)
Concentración (ppm)	5000	10000	25000
	50000	100000	500000
	1000000		
Volumen de Inyección (Bbl)	2045133		
Inyección (Días)	682		
Fecha Inicio de Inyección NP	01/01/2016		
Fecha Fin de inyección NP	14/11/2017	14/11/2024	14/11/2017

Tabla 62. Sensibilidades Nanopartículas 10% Volumen Poroso.

PARAMETROS	Volumen Poroso		
	10%		
	Segregado (Bb)	Micelar (Bb)	SP_P (Bb)
Concentración (ppm)	5000	10000	25000
	50000	100000	500000
	1000000		
Volumen de Inyección (Bbl)	5112832		
Inyección (Días)	1705		
Fecha Inicio de Inyección NP	01/01/2016		
Fecha Fin de inyección NP	02/09/2020	02/09/2027	02/09/2020

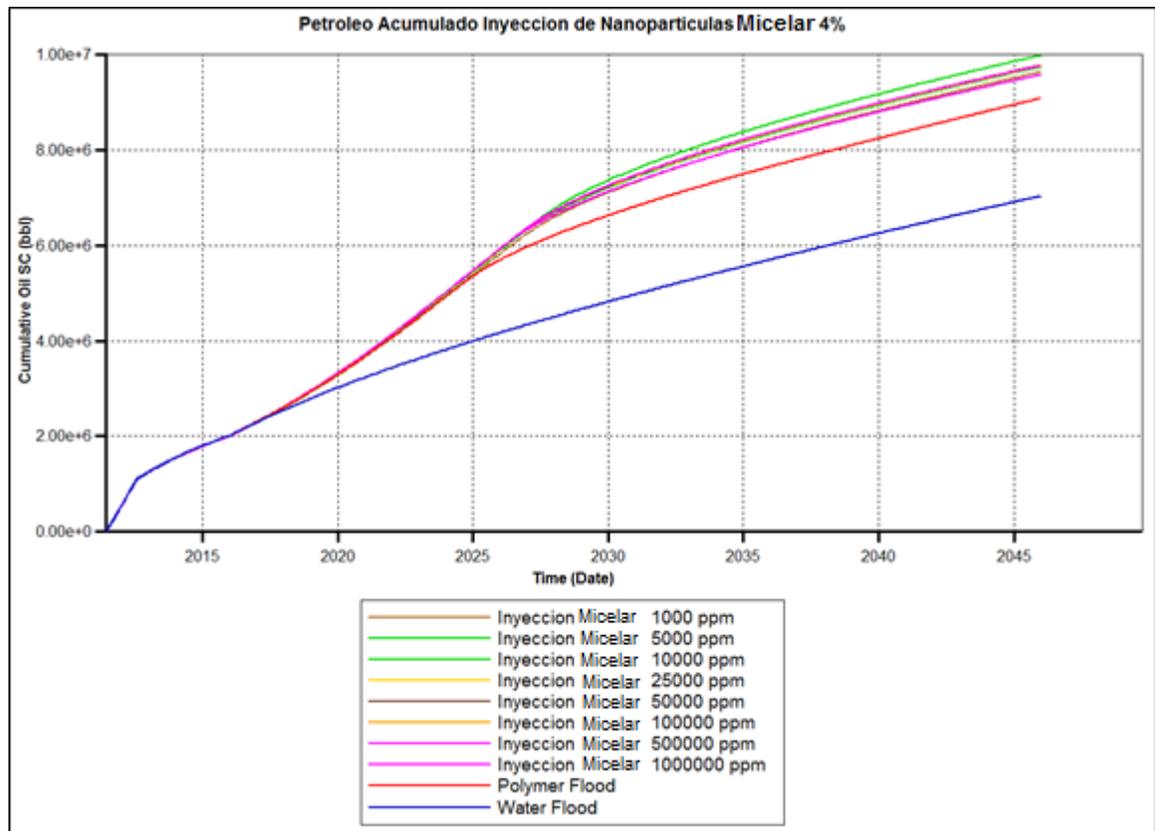
5.4 RESULTADOS SENSIBILIDADES NANOPARTÍCULAS

Una vez establecidas las diferentes sensibilidades propuestas para la inyección de Nanopartículas en el Campo Yariguí-Cantagallo se realizaron las simulaciones correspondientes cuyos resultados son presentados a continuación:

5.4.1 Petr6leos acumulados inyecci6n de Nanopart6culas con 4% del Volumen Poroso. A continuaci6n, se presentan los resultados obtenidos para las sensibilidades de inyecci6n de Nanopart6culas la cual se realiz6 junto con el pol6mero Superpusher previamente descrito manteniendo la inyecci6n del mismo en una concentraci6n de 1000 ppm y un volumen poroso de inyecci6n de 15%, en el caso de las Nanopart6culas, en esta oportunidad se implement6 un volumen poroso de 4% y se sensibiliz6 la concentraci6n en un rango desde 1000 ppm hasta 1000000 ppm. Estas sensibilidades se realizaron para tres diferentes escenarios: inyecci6n Micelar, Inyecci6n Micelar seguida de un bache de pol6mero e Inyecci6n Segregada.

5.4.1.1 Petr6leos acumulados producidos inyecci6n Nanopart6culas/pol6mero con 4% del volumen poroso, escenario Micelar. La Gr6fica 66 presenta los petr6leos acumulados para las sensibilidades previamente descritas para el escenario de Inyecci6n Micelar de Nanopart6culas y pol6meros en donde se observa que el caso m6s relevante fue el de una concentraci6n de 10000 ppm de Nanopart6culas.

Gr6fica 66. Petr6leo Acumulado Inyecci6n de Nanopart6culas Micelar 4% del Volumen Poroso



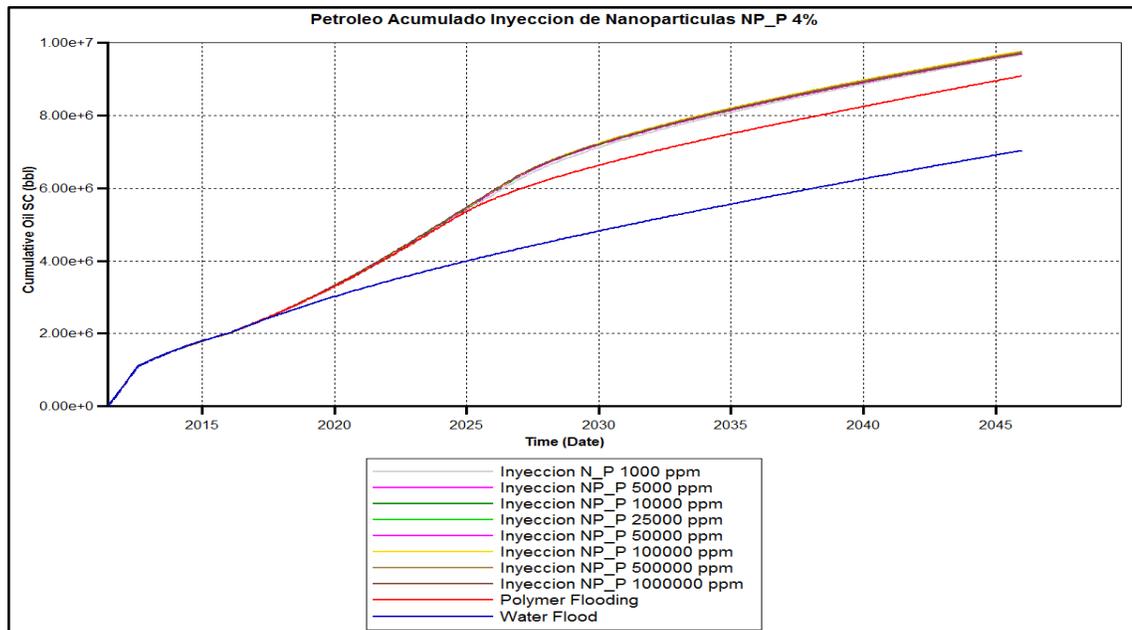
En la Tabla 63 se presentan los resultados digitalizados observados en la Gráfica 66 en donde se observan los petróleos acumulados después del periodo de predicción en barriles.

Tabla 63. Resultados Inyección de Nanopartículas Micelar 4% del Volumen Poroso

Concentración (ppm)	4%
	Micelar (Bb)
1000	9.636450E+06
5000	9.737730E+06
10000	9.979160E+06
25000	9.753610E+06
50000	9.777290E+06
100000	9.770320E+06
500000	9.576690E+06
1000000	9.765260E+06

5.4.1.2 Petróleos acumulados producidos inyección Nanopartículas/polímero con 4% del volumen poroso, escenario NP-P. En la Gráfica 67 se muestran los petróleos acumulados para el segundo escenario sensibilizado fue la inyección de un bache micelar de nanopartículas y polímero seguido de un bache únicamente de polímero cuya abreviatura será NP_P.

Gráfica 67. Petróleo Acumulado Inyección de Nanopartículas NP_P 4% del Volumen Poroso



En la Tabla 64 se resumen los resultados para este escenario de inyección en el cual se observa que el caso que reporta el petróleo acumulado más alto al final del periodo de predicción es el caso de 100000 ppm.

Tabla 64. Resultados Inyección de Nanopartículas NP-P 4% del Volumen Poroso

Concentración (ppm)	4%
	NP_P (Bb)
1000	9.67E+00
5000	9.74E+06
10000	9.73E+06
25000	9.73E+06
50000	9.70E+06
100000	9.77E+06
500000	9.74E+06
1000000	9.71E+06

5.4.1.3 Petróleos acumulados producidos inyección Nanopartículas/polímero con 4% del volumen poroso, escenario Segregado. Finalmente se obtuvieron los resultados para el escenario de inyección Segregado de Nanopartículas y polímero siendo este escenario el que reporta los petróleos producidos más bajos en comparación con los anteriores al final del periodo de predicción. Los resultados se muestran en la Gráfica 68.

En la Tabla 65 se presentan los resultados obtenidos para este escenario de inyección en el cual se evidencia que el caso más sobresaliente es el de 50000 ppm sin embargo los petróleos acumulados son bastante bajos con respecto a los demás escenarios de inyección.

A partir de estos resultados permiten determinar que el escenario de inyección segregado, es decir un bache de surfactante seguido de un bache de polímero con las características previamente descritas, genera resultados muy inferiores con respecto a los otros dos escenarios de inyección evaluados. Además, como punto importante se puede observar que este escenario de inyección genera una producción de petróleo inferior a la inyección de polímero.

Gráfica 68. Petróleo Acumulado Inyección de Nanopartículas Segregado 4% del Volumen Poroso

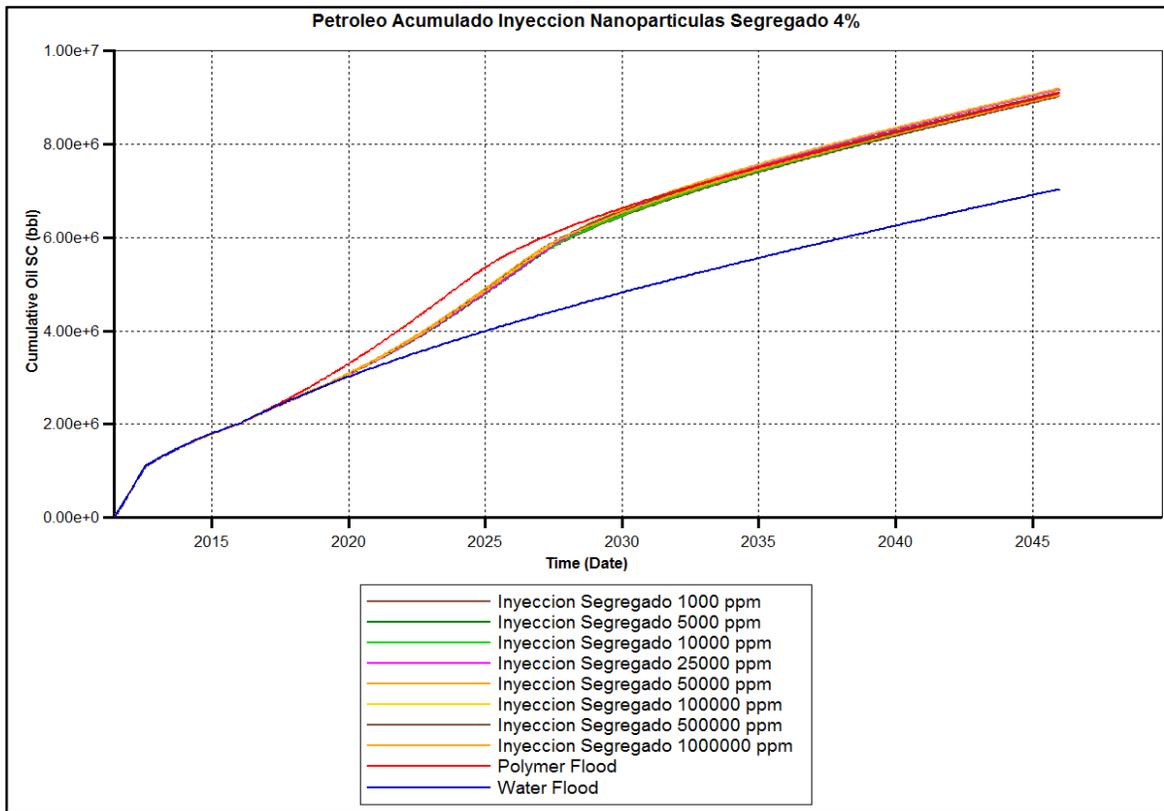


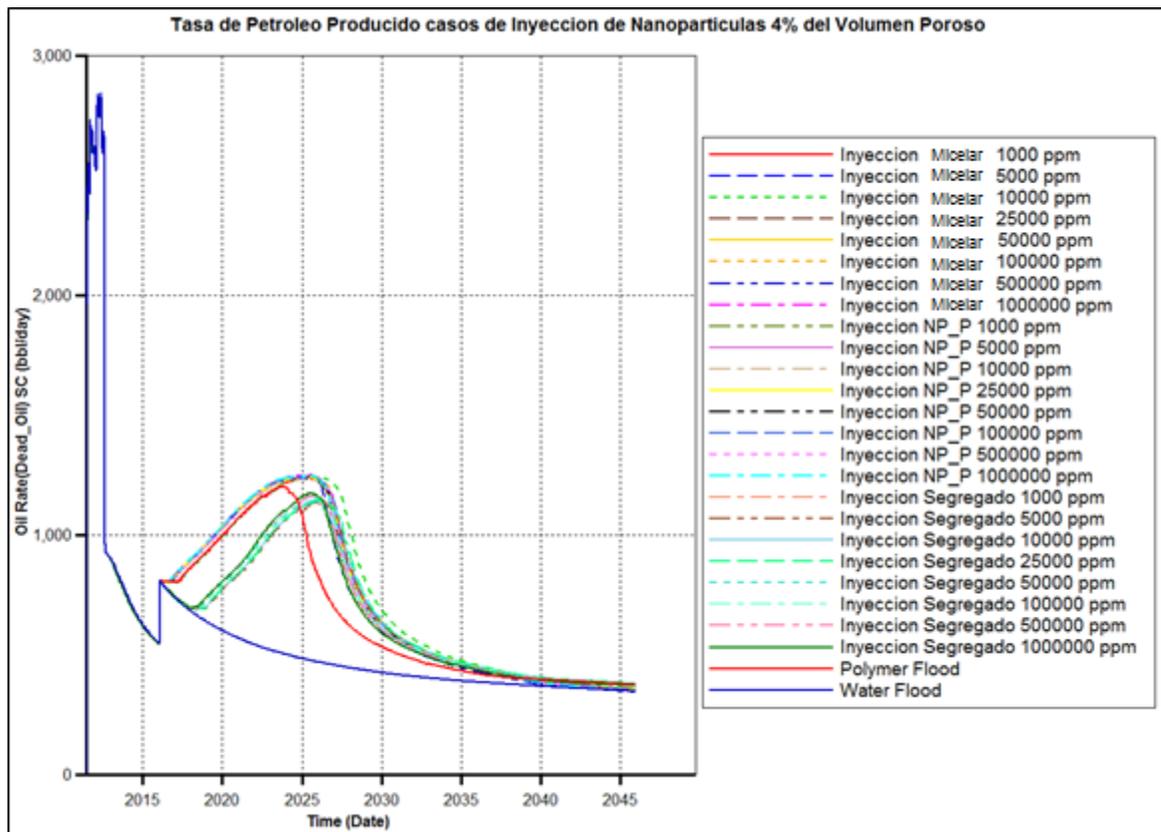
Tabla 65. Resultados Inyección de Nanopartículas Segregado 4% del Volumen Poroso.

Concentración (ppm)	4%
	Segregado (Bb)
1000	9.02E+06
5000	9.11E+06
10000	9.06E+06
25000	9.17E+06
50000	9.19E+06
100000	9.11E+06
500000	9.11E+06
1000000	9.05E+06

5.4.2 Tasa de Petróleo Producido inyección Nanopartículas/polímero 4% del Volumen Poroso. En la Gráfica 69 se pueden observar las diferentes tasas de petróleo producidos para todas las sensibilidades realizadas bajo los tres esquemas de inyección evaluados en donde se identifica el cotejo que tienen las curvas en histórico de producción y posteriormente en la etapa de predicción, se evidencia el efecto de cada uno de los escenarios de inyección con respecto a la inyección de agua y la inyección de polímero.

Evidentemente desde el primero momento que se implementa la inyección de químicos en el Campo Yariguí-Cantagallo se evidencia un incremento notorio en la producción de petróleo sobre la inyección de agua en el mismo, sin embargo, el desempeño de la inyección de químicos depende principalmente del escenario de inyección que se implemente, esto puede determinar la rentabilidad de la inyección de químicos en el yacimiento.

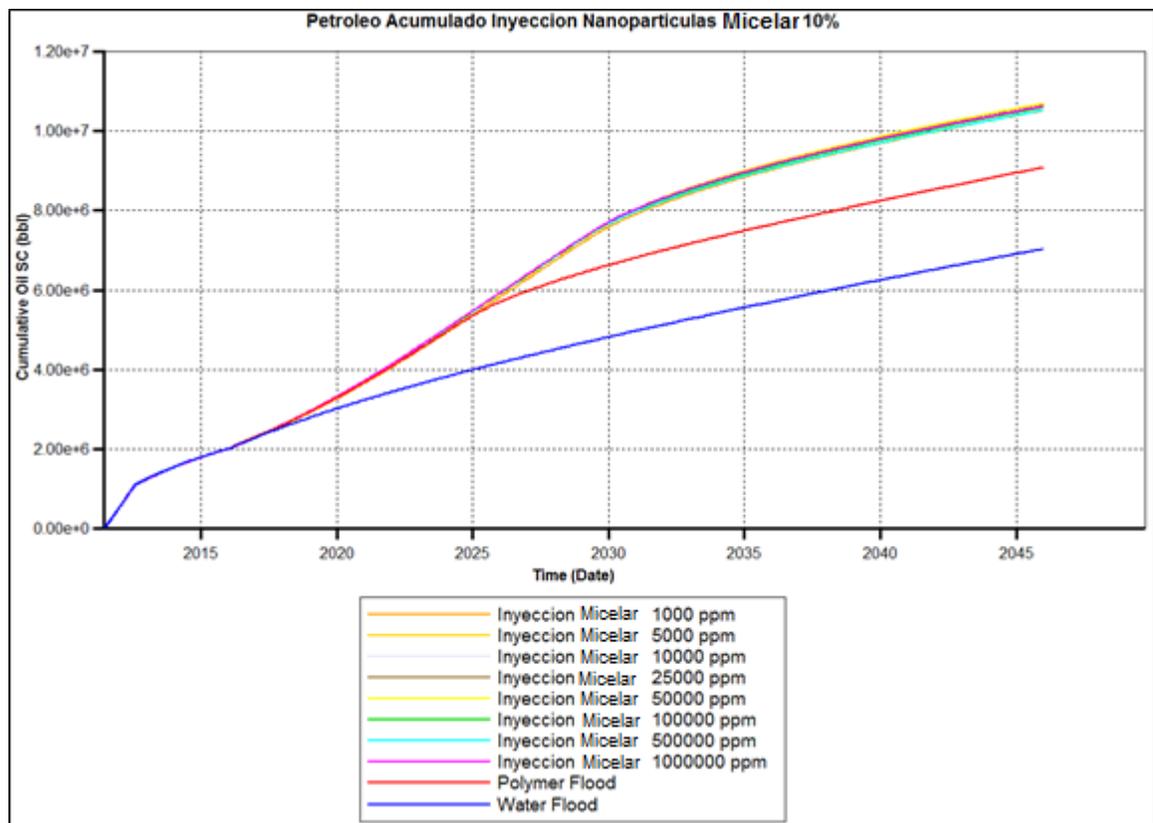
Gráfica 69. Tasas de Petróleo producido casos de Inyección de Nanopartículas 4%.



5.4.3 Petr6leos acumulados inyecci6n de Nanopart6culas con 10% del Volumen Poroso. Una vez sensibilizados los escenarios de inyecci6n para la inyecci6n de un volumen poroso de 4% se procede a repetir el procedimiento sensibilizando las mismas propiedades con la excepci6n de que el volumen poroso inyectado en esta oportunidad ser6 del 10%.

5.4.3.1 Petr6leos acumulados producidos inyecci6n Nanopart6culas/pol6mero con 10% del volumen poroso, escenario Micelar. En la Gr6fica 70 se presentan los petr6leos acumulados al final del periodo de predicci6n para el Campo Yarigu6-Cantagallo bajo un escenario de inyecci6n Micelar con la inyecci6n de un bache de nanopart6culas del 10%.

Gr6fica 70. Petr6leo Acumulado Inyecci6n de Nanopart6culas Micelar 10% del Volumen Poroso



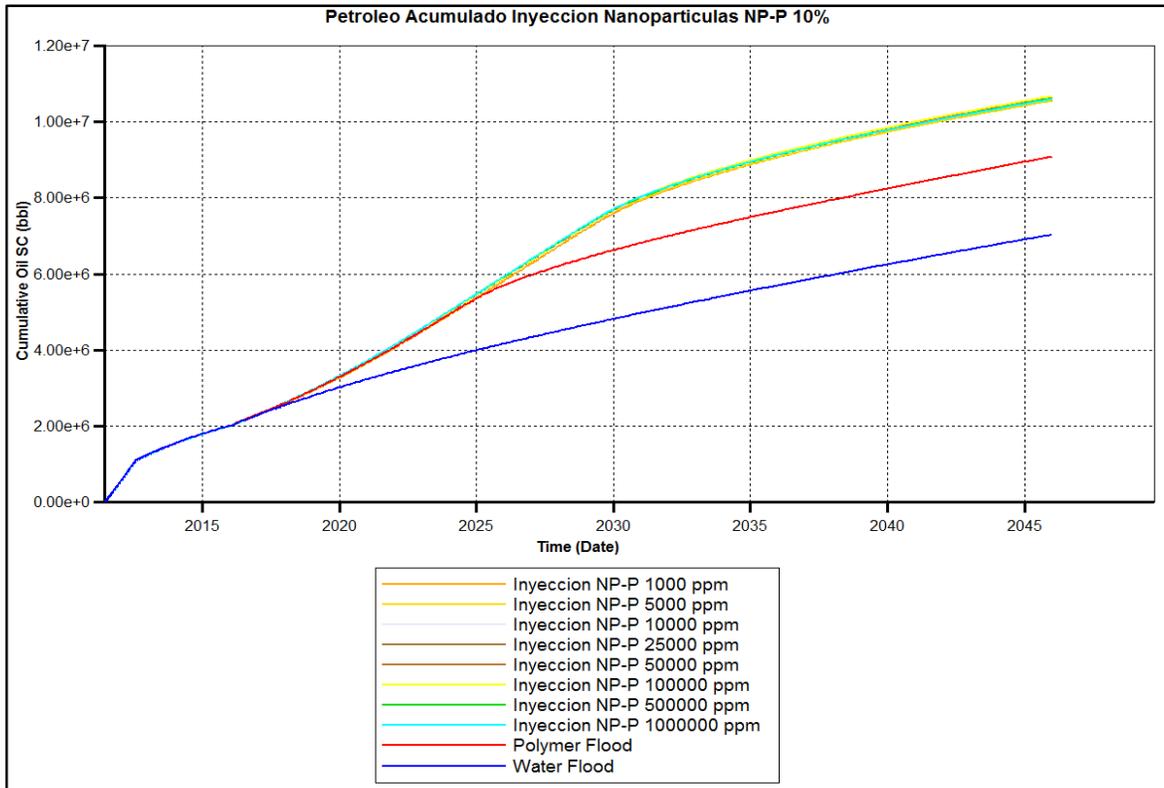
Para este escenario de inyecci6n se pudo observar que el caso de 50000 ppm es el que reporta el petr6leo acumulado m6s alto al final del periodo de predicci6n como se puede observar en la Tabla 66.

Tabla 66. Resultados Inyección de Nanopartículas Micelar 10% del Volumen Poroso.

Concentración (ppm)	10%
	Micelar (Bb)
1000	1.051350E+07
5000	1.062150E+07
10000	1.065800E+07
25000	1.067540E+07
50000	1.068970E+07
100000	1.058880E+07
500000	1.051620E+07
1000000	1.061640E+07

5.4.3.2 Petróleos acumulados producidos inyección Nanopartículas/polímero con 10% del volumen poroso, escenario NP-P. A continuación, se sensibilizo el escenario de un bache micelar de nanopartículas y polímero seguido de un bache únicamente de polímero, cuyos petróleos acumulados se pueden observar en la Gráfica 71.

Gráfica 71. Petróleo Acumulado Inyección de Nanopartículas NP_P 10% del Volumen Poroso



En la Tabla 67 se pueden apreciar los resultados digitalizados para este escenario de inyección como se presenta a continuación.

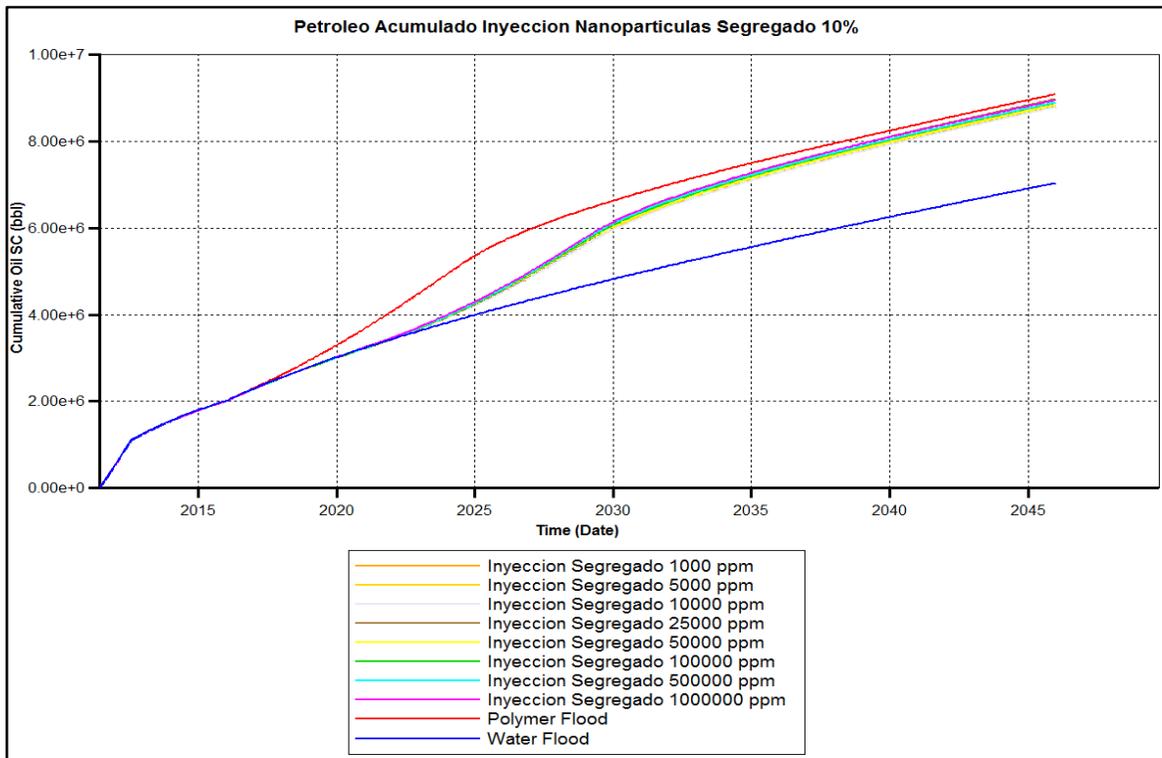
Para este escenario de inyección se puede notar que el caso más sobresaliente es el de 50000 ppm al igual que para el caso micelar, se presenta un comportamiento de campana en el cual por debajo y por encima de esta concentración los petróleos producidos son inferiores.

Tabla 67. Resultados Inyección de Nanopartículas NP_P 10% del Volumen Poroso.

Concentración (ppm)	10%
	NP_P (Bb)
1000	1.06E+07
5000	1.05E+07
10000	1.06E+07
25000	1.06E+07
50000	1.07E+07
100000	1.07E+07
500000	1.06E+07
1000000	1.06E+07

5.4.3.3 Petróleos acumulados producidos inyección Nanopartículas/polímero con 10% del volumen poroso, escenario Segregado. El ultimo escenario de inyección sensibilizado fue el de inyección segregada en el cual se observan los resultados más bajos con respecto a los demás escenarios, los petróleos acumulados al final del periodo de predicción se observan en la Gráfica 72.

Gráfica 72. Petróleo Acumulado Inyección de Nanopartículas Segregado 10% del Volumen Poroso



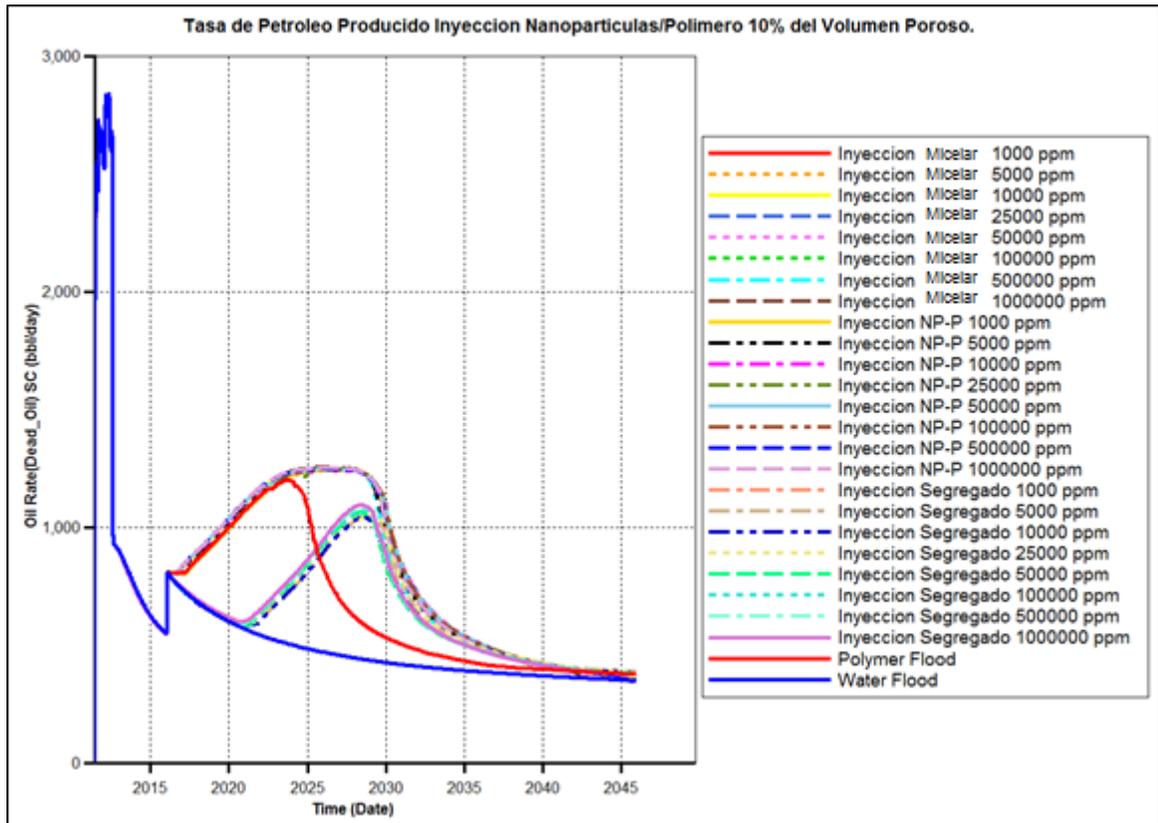
Como se puede observar en la Gráfica 72 el escenario de inyección segregado es el más deficiente de los tres casos evaluados tanto así, que los petróleos acumulados al final del periodo de predicción son inferiores a la inyección de polímero. En la Tabla 68 se pueden observar los resultados obtenidos determinando el caso de 25000 ppm como el caso de mayor petróleo acumulado producido.

Tabla 68. Resultados Inyección de Nanopartículas Segregado 10% del Volumen Poroso.

Concentración (ppm)	10%
	Segregado (Bb)
1000	8.80E+06
5000	8.88E+06
10000	8.79E+06
25000	8.97E+06
50000	8.83E+06
100000	8.89E+06
500000	8.90E+06
1000000	8.94E+06

5.4.4 Tasa de Petróleo Producido inyección Nanopartículas/polímero 10% del Volumen Poroso. En la Gráfica 73 se pueden observar las tasas de petróleo para los tres escenarios de inyección con un volumen poroso inyectado de Nanopartículas de 10% en el cual se puede observar el cotejo de todas las curvas para el histórico de producción y el efecto de la inyección de químico bajo cada esquema implementado.

Gráfica 73. Tasas de Petróleo producido casos de Inyección de Nanopartículas 10%.



6. EVALUACIÓN DE LA EFECTIVIDAD DE INYECCIÓN DE NANOPARTÍCULAS COMPARANDO LOS RESULTADOS OBTENIDOS EN LA SIMULACIÓN DE LA TECNOLOGÍA PLANTEADA VERSUS LOS RESULTADOS DE MÉTODOS DE RECUBRO QUÍMICO CONVENCIONAL

En este capítulo se analizan los casos óptimos de inyección de cada uno de los escenarios previamente desarrollados y a partir de esto se determina técnicamente cual es la mejor tecnología a usar.

6.1 SELECCIÓN CASO ÓPTIMO INYECCIÓN DE SURFACTANTE

A partir de las sensibilidades realizadas para el esquema de explotación de inyección de químico convencional en el Campo Yariguí-Cantagallo se selecciona el caso óptimo para dicho escenario teniendo en cuenta el petróleo acumulado producido al final del periodo de predicción. Los casos óptimos resumidos se pueden observar en la Tabla 69.

Tabla 69. Casos Óptimos de Surfactante.

Volumen Poroso					
4%			10%		
Escenario	Concentración	Petróleo Acumulado (Bb)	Escenario	Concentración	Petróleo Acumulado (Bb)
Segregado	25000 ppm	9.140E+06	Segregado	25000 ppm	8.963E+06
Micelar	5000 ppm	1.0004E+07	Micelar	5000 ppm	1.084E+07
SP-P	5000 ppm	9.930E+06	SP-P	25000 ppm	1.086E+07

Según los resultados observados, el mejor escenario de inyección es el Micelar puesto que reporta los petróleos acumulados más altos, al analizar los resultados de inyección de 10% del volumen poroso se escogió el escenario Micelar sobre el SP-P puesto que la concentración inyectada es mucho menor y el aumento de producción no es considerable.

6.2 SELECCIÓN CASO ÓPTIMO INYECCIÓN DE NANOPARTÍCULAS

Una vez realizadas las sensibilidades determinadas para la inyección de la nueva tecnología de recubro mejorado en el Campo Yariguí-Cantagallo, es posible determinar el caso óptimo de inyección teniendo en cuenta el petróleo acumulado producido al final del periodo de predicción.

En la Tabla 70 se ven resumidos los casos óptimos de cada escenario sensibilizado como se muestra a continuación:

Tabla 70. Casos Óptimos de Nanopartículas.

Volumen Poroso					
4%			10%		
Escenario	Concentración	Petróleo Acumulado (Bb)	Escenario	Concentración	Petróleo Acumulado (Bb)
Segregado	50000 ppm	9.19E+06	Segregado	25000 ppm	8.97E+06
Micelar	10000 ppm	9.98E+06	Micelar	50000 ppm	1.69E+07
NP-P	100000 ppm	9.77E+06	NP-P	50000 ppm	1.66E+07

Es importante resaltar que independientemente de la concentración sensibilizada, el mejor escenario de inyección el cual reporto los petróleos acumulados producidos más altos al final de la fecha de predicción fue el escenario Micelar, puesto que este escenario combina la alteración de las propiedades reológicas por parte del polímero con el cambio de la mojabilidad y la reducción de la IFT que producen las Nanopartículas.

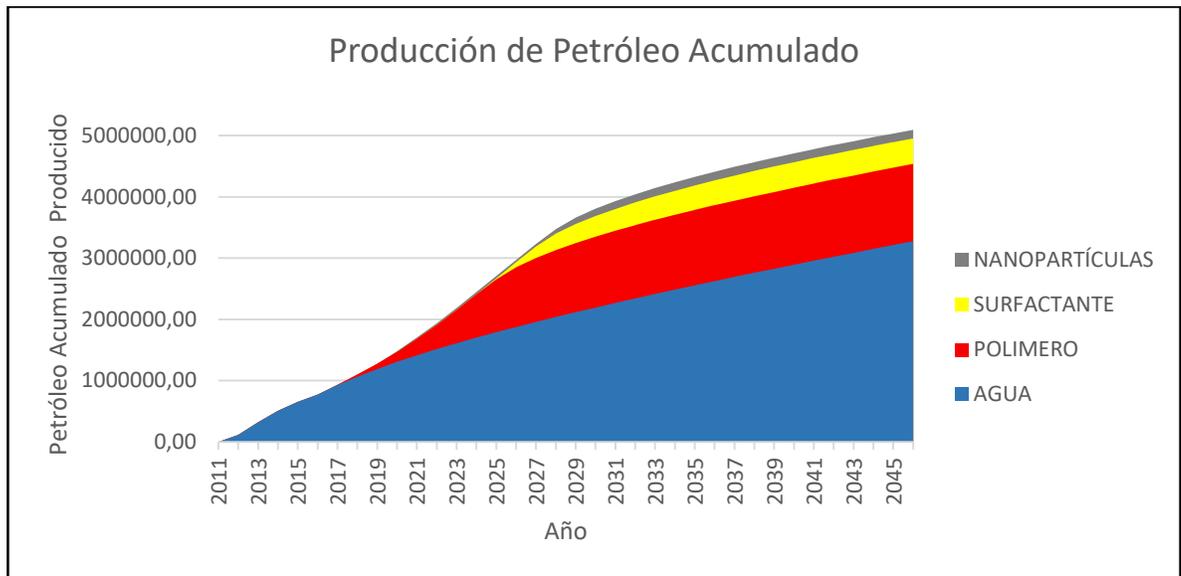
6.3 COMPARACIÓN DE LOS ESCENARIOS OPTIMOS DE INYECCIÓN

Una vez seleccionados los casos óptimos de todos los escenarios de inyección con Nanopartículas y el Surfactante seleccionado, se procede a comparar técnicamente la producción acumulada al final del periodo de predicción y la tasa de petróleo producida a lo largo del mismo.

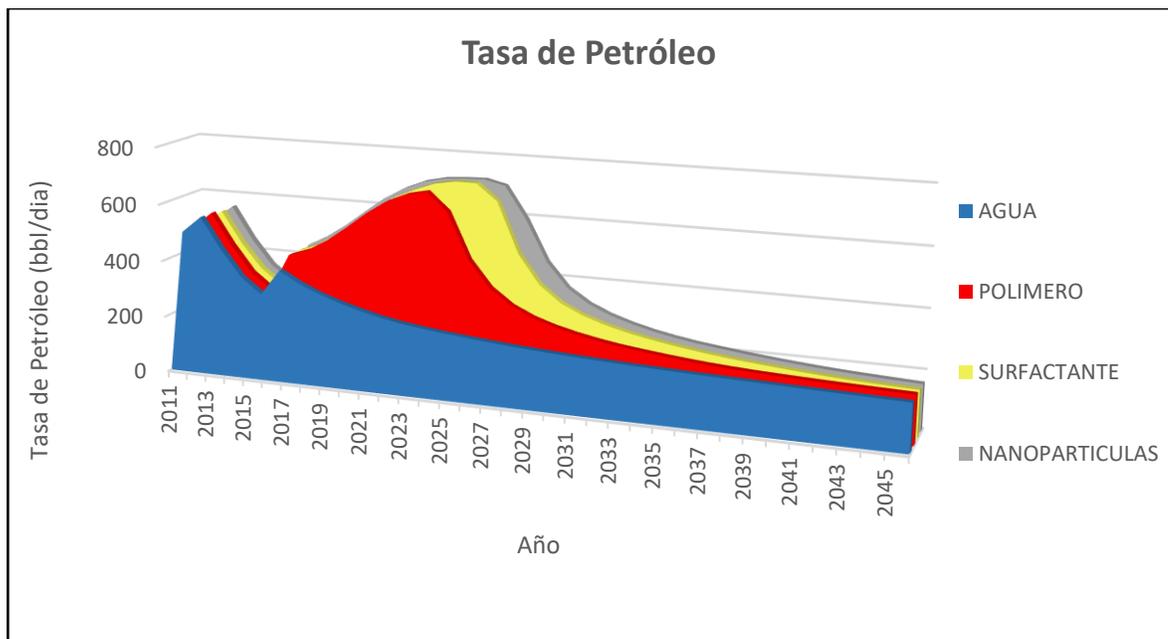
6.3.1 Comparación de los escenarios óptimos de inyección de 4% Volumen poroso. En la Gráfica 74 se aprecia la producción acumulada de los mejores casos de inyección de nanopartículas y surfactante seleccionados en el numeral anterior con el 4% del volumen poroso respecto a los casos de inyección de agua e inyección de polímero. En esta Gráfica se aprecia que la producción acumulada de nanopartículas está por encima de la producción mediante inyección de surfactante, polímero y agua.

En la Gráfica 75 se observa la tasa de producción de petróleo a lo largo del periodo de predicción de los mismos escenarios de la Gráfica 74.

Gráfica 74. Producción de Petróleo Acumulado de los casos óptimos de inyección del 4% del volumen poroso

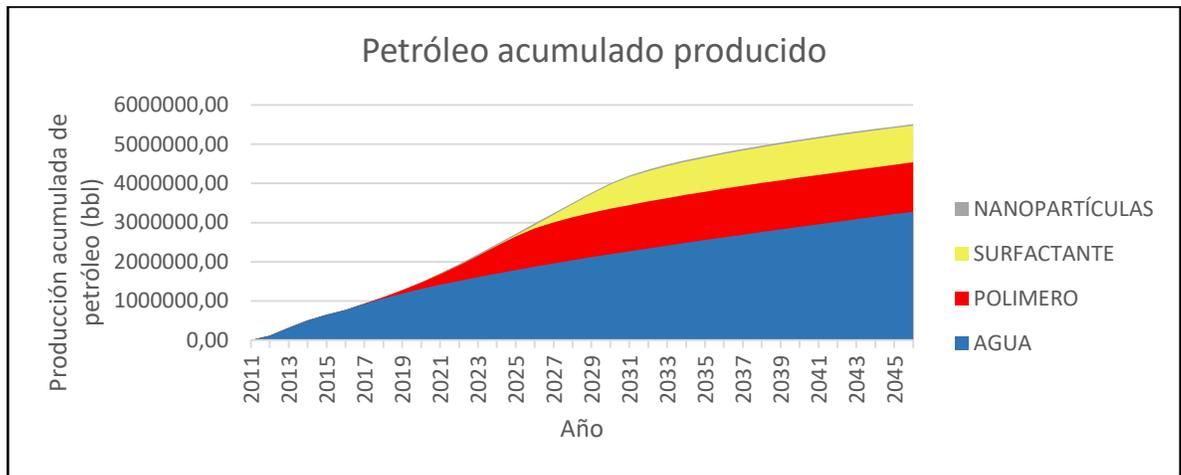


Gráfica 75. Tasa de Petróleo de los casos óptimos de inyección del 4 % del Volumen Poroso

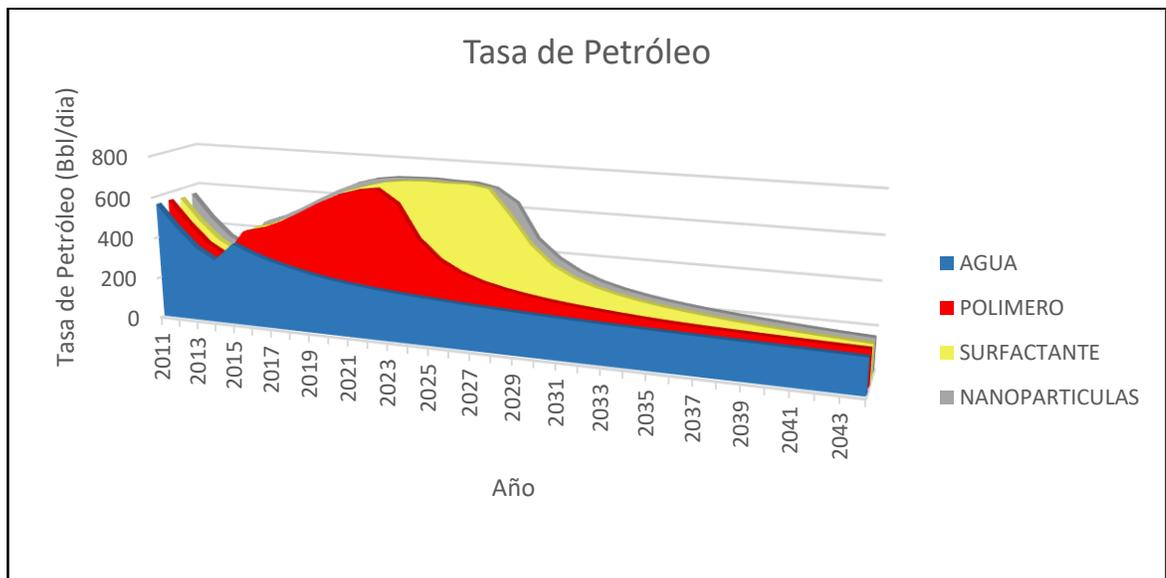


6.3.2 Comparación de los escenarios óptimos de inyección de 10% Volumen poroso. En la Gráfica 76 se puede observar el petróleo acumulado en los casos óptimos de inyección de 10% del volumen poroso, donde el caso óptimo de nanopartículas sobresale respecto al de surfactante, el polímero y agua.

Gráfica 76. Petróleo acumulado producido de los mejores casos de inyección del 10% del Volumen poroso



Gráfica 77. Tasa de petróleo producido de los mejores casos de inyección del 10% del Volumen poroso



Para los escenarios de 4% y 10% del volumen poroso se puede apreciar que la inyección de Nanopartículas en el Campo Yariguí-Cantagallo genera un petróleo producido al final del periodo de predicción superior a la inyección de agua y a los métodos químicos convencionales, permitiendo así avalar su viabilidad técnica. Entre los dos escenarios planteados se observa que al inyectar 4% del volumen poroso el aumento en la producción de petróleo con respecto a los casos de inyección de químico convencional es superior que para el caso de 10%, sin embargo, es necesario realizar el análisis financiero para determinar la viabilidad de la implementación del proyecto en el Campo de estudio.

7. VIABILIDAD FINANCIERA DE LA TECNOLOGÍA PLANTEADA MEDIANTE EL INDICADOR VALOR PRESENTE NETO

Los procesos de inyección de químicos implican un conjunto de análisis técnicos y financieros los cuales permiten determinar la viabilidad del proyecto. Razón por la cual en este capítulo se evaluarán financieramente los casos que tuvieron mayor viabilidad técnica en el estudio previamente realizado. La base del estudio financiero será el caso de inyección de agua debido a que el Campo actualmente produce bajo este esquema de explotación.

A continuación, se determina la viabilidad financiera de la inyección de nanopartículas como método de recobro mejorado comparándola respecto a los métodos de recobro químico convencionales.

7.1 CRITERIOS A TENER EN CUENTA EN LA EVALUACIÓN FINANCIERA DEL PROYECTO

Para realizar la evaluación financiera del proyecto es importante tener claros ciertos conceptos que son vitales al momento de evaluar la viabilidad del mismo. A continuación, se describirán algunos de los términos que se usarán en el estudio de factibilidad.

7.1.1 Tasa Interna de Oportunidad o WACC. “Es una tasa que mide el coste medio que nos ha costado nuestro activo (edificios, coches, activos financieros), atendiendo a como se ha financiado capital propio (aportación de los socios), recursos de terceros (cualquier tipo de deuda ya sea emitida en forma de obligaciones o un préstamo adquirido).”³⁹

Ecuación 42. Tasa Interna de Oportunidad.

$$WACC = K_e \frac{CAA}{CAA + D} + K_d(1 - T) \frac{D}{CAA + D}$$

Fuente: ¿Qué es el WACC?, 2011, <<http://queaprendemoshoy.com/%C2%BF-que-es-el-wacc/>>, tomado el 18 de mayo. 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.

³⁹ GALLARDO, Delia. Metodología para el cálculo de WACC y su aplicabilidad en la valoración de inversiones de capital en empresas no cotizantes en bolsa. Trabajo de Grado. 2011. p.9.

El Ke es lo que le cuesta a la empresa financiar sus propios recursos. Estos recursos pueden provenir de accionistas, o la misma tasa de retorno que exige el accionista. Esta se le conoce como la tasa de costo de oportunidad de los accionistas.

El Kd es el costo de la deuda financiera, el cálculo se realiza hallando la media de todos los tipos de interés que paga la empresa siendo relativos al balance total de la deuda.

T es la tasa de impuesto a las ganancias, se incluye debido a que a mayor deuda se tenga menos impuestos se deben pagar, esto es un beneficio fiscal que se incluye y se toma como una no salida de caja.

7.1.2 Regalías. Son el pago que las compañías realizan al Estado Colombiano en este caso las compañías petroleras. Dicho pago se realiza debido a la explotación de yacimientos o de un recurso natural no renovable, en Colombia las compañías petroleras entregan al estado entre el 8 y el 25% del valor de la producción de Petróleo crudo⁴⁰.

El porcentaje de regalías que son entregadas al Estado Colombiano dependen directamente de la producción de las compañías, en la Tabla 71 se presenta la forma en que se calculan las regalías.

Tabla 71. Monto de las Regalías en Colombia según la Producción.

Volumen Diario Promedio mes por Campo	Porcentaje
Hasta 5000 barriles por día	8%
Entre 5000 y 125000 barriles por día	$8 + (\text{producción} - 5000) * 0.10$
Entre 125000 y 400000 barriles por día	20%
Entre 400000 y 600000 barriles por día	$20 + (\text{producción} - 400000) * 0.025$
Más de 600000 barriles por día	25%

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

7.1.3 Impuestos. “Con la promulgación de la Ley 1819 del 2016 (reforma tributaria) se eliminó el CREE, y por consiguiente su autorretención; de igual manera se creó la autorretención al impuesto sobre la renta”⁴¹.

⁴⁰CONTRALORIA GENERAL DE LA REPUBLICA, ¿Qué son las regalías?, <https://www.contraloria.gov.co/web/regalias>, tomado el lunes 8 de mayo. de 17

⁴¹ Autorretención de renta reemplaza a la del CREE. <<http://www.comunidadcontable.com/BancoConocimiento/CREE/autorretencion-de-renta.asp>> tomado el 18 de mayo de 2017

Tabla 72.Autoretención aplicable según Decreto 2201 del 2016

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 %
3520	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 tomado el 18 de mayo de 2015

Según el Artículo 20 del decreto 3026 del 2013 que estipula la Retención en la fuente por realización de dividendos o participaciones en utilidades, se estipula lo siguiente: “De conformidad con lo previsto en el artículo 245 del Estatuto Tributario, los dividendos y participaciones en las utilidades realizados en los términos de los artículos anteriores, percibidos por sociedades u otras entidades extranjeras, por personas naturales sin residencia en Colombia y por sucesiones ilíquidas de causantes que no eran residentes en Colombia, que correspondan a utilidades que de haberse distribuido a un residente en el país hubieren estado gravadas de acuerdo con las reglas de los artículos 48 y 49 del Estatuto Tributario, están sometidos a retención en la fuente a título de impuesto sobre la renta a la tarifa del 33%.”⁴²

7.1.4 Ingresos. En términos financieros, hacen referencia a cualquier ingreso de dinero que se recibe por venta de productos o servicios. En este proyecto están asociados al producto del crudo producido y el WTI (West Texas intermediate) el cual es el petróleo de referencia. El valor seleccionado es de \$43.40 por barril el cual fue el promedio del precio del petróleo en el año 2016⁴³.

7.1.5 Egresos. Salidas de dinero que se deben pagar debido a la producción de dicho producto o servicio. En este proyecto los egresos son la suma del CAPEX más el OPEX.

7.1.6 CAPEX. Del Ingles Capital Expenditure. Es un indicador que corresponde a los costos de capital del proyecto, en este caso, solo el costo de la implementación de la inyección química como método de recobro mejorado para el Campo Yariguí-Cantagallo. Los costos de capital están conformados por el costo de equipos.

7.1.7 OPEX. Del inglés Operational Expenditure. Es un indicador que corresponde a los costos operativos del proyecto. Es el dinero que se invierte día a día por parte

⁴² Decreto 3026 del 2013. Artículo 20.

⁴³ Histórico del barril de petróleo WTI. <http://dólar.wilkinsonpc.com.co/commodities/petróleo-WTI.html?year=2016>, tomado el lunes 8 de mayo de 2017.

de la compañía para mantener el funcionamiento del proyecto. Dentro de los cuales se incluye los costos de levantamiento y los insumos. En este proyecto se asumirá el costo de levantamiento de \$12.65 USD por barril calculado a partir de las tasas de inflación reportadas año a año en Colombia con un costo base de levantamiento de USD 7.21 en el año 2004⁴⁴ como se puede observar en la Tabla 73. Este costo de levantamiento incluye costos de energía eléctrica, operación y mantenimiento (operaciones de workover) y transporte de crudo.

Tabla 73. Costos de levantamiento año a año

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
	5.5	4.85	4.48	5.69	7.67	2	3.17	3.73	2.44	1.94	3.66	6.77	5.75
7.21	7.61	7.98	8.33	8.81	9.48	9.67	9.98	10.35	10.60	10.81	11.20	11.96	12.65

Fuente: Indicadores de inflación básica y su variación anual, [en línea], <www.banrep.gov.co/es/inflacion-basica>, tomado el 11 de mayo de 2017.

Hay que aclarar que los costos de levantamiento siempre incluyen costos de mantenimiento, personal, costos de suministros, electricidad, transporte y un factor de seguridad para gastos no programados.

7.1.8 Valor Presente Neto (VPN). El Valor Presente Neto, indica el valor financiero del proyecto al día final de la predicción, además define el incremento de valor que genera un proyecto de una empresa, consiste en un conjunto de flujos de caja que considera tanto ingresos como egresos, y es considerado como el mejor indicador en el análisis financiero de un proyecto y se calcula a partir de la Ecuación 43.

Ecuación 43. Valor Presente Neto

$$VPN = \sum_i^n \frac{FC_i}{(1 + TIO)^i}$$

Fuente: ALUSTA, G., et. al EOR vs Infill Well Drilling, How to make the choice, 2011, p.8., SPE 143300.

Donde: FC_i = Flujo de caja en el año i

TIO = Tasa interna de oportunidad

i = Año a partir del inicio del proyecto

7.1.9 Tasa Interna de Retorno (TIR). La tasa interna de retorno es otro indicador que permite determinar la viabilidad de un proyecto, que se define como “tasa efectiva anual compuesta de retorno o tasa de descuento que hace el valor actual

⁴⁴ MENDOZA. E. Evaluación técnico-económica del Desempeño del Bombeo Electrosumergible como nuevo Sistema de Levantamiento Artificial para el Campo Cantagallo. 2005. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, Colombia. P. 63.

neto de todos los flujos de efectivo, (tanto positivos como negativos), de una determinada inversión igual a cero”⁴⁵.

7.1.10 Relación Beneficio/Costo. Se conoce la relación beneficio/costo como la división entre el valor presente neto de los ingresos, y el valor presente neto de los egresos. En otras palabras, indica la cantidad de dinero que se recupera con base a la inversión. En la Ecuación 44 se observa la expresión matemática que determina dicha relación.

Ecuación 44. Relación Beneficio/Costo

$$B/C = \frac{\sum_i^n \frac{Ingresos_i}{(1 + TIO)^i}}{\sum_i^n \frac{Egresos_i}{(1 + TIO)^i}}$$

Un proyecto se considera viable cuando la relación Beneficio/Costo es superior a 1, puesto que indica que los ingresos son mayores que los egresos.

7.2 ESCENARIOS A EVALUAR FINANCIERAMENTE

Una vez se ha realizado la evaluación técnica para los casos seleccionados a partir de los diferentes esquemas de producción se procede a realizar la evaluación financiera para determinar el mejor escenario de inyección y concluir la viabilidad del proyecto en el Campo Yarigüí-Cantagallo.

Los escenarios seleccionados para dicha evaluación son: Esquema de explotación actual (Inyección de Agua), Caso optimizado de inyección de Polímero, Caso optimizado de inyección de Surfactante/Polímero y el caso optimizado de inyección de Nanopartículas, teniendo en cuenta que técnicamente estos fueron los que arrojaron los mejores resultados con respecto a producción de petróleo a lo largo del periodo de predicción.

En la Tabla 74, se definen los parámetros seleccionados para cada uno de los casos respecto a cada esquema de producción.

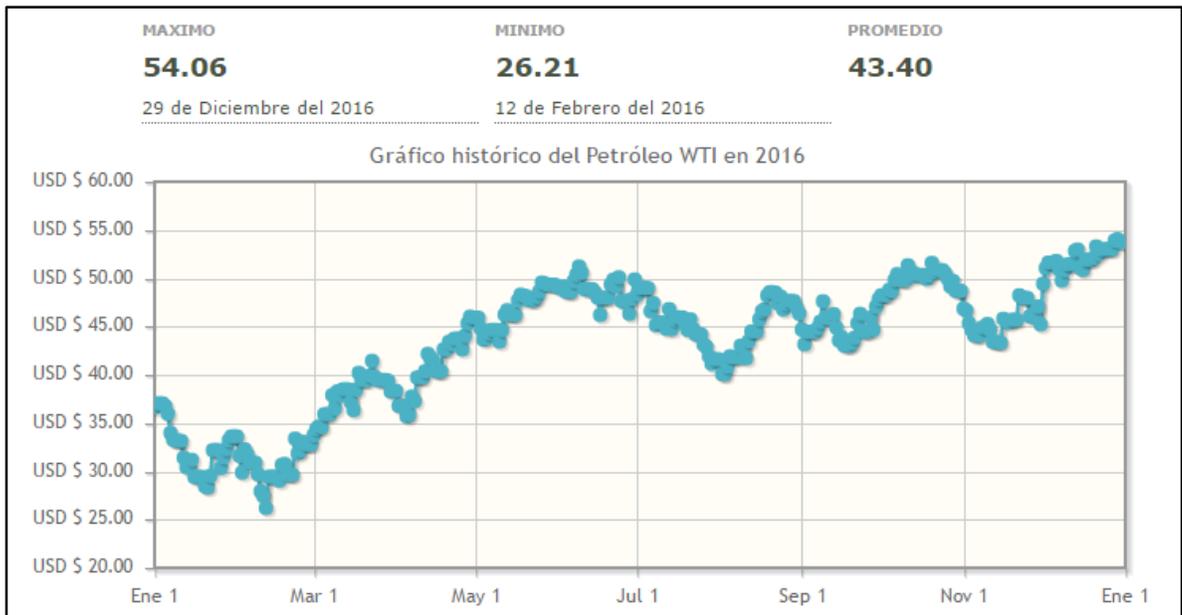
Hay que tener en cuenta que toda la evaluación se hará con respecto al sector modelo seleccionado CEOR_2016_7P, el cual representa una sección del Campo Yarigüí-Cantagallo, que se ha estudiado a lo largo de todo el proyecto.

⁴⁵ ENCICLOPEDIA FINANCIERA. Definición de la TIR, <<http://www.encyclopediainanciera.com/finanzas-corporativas/tasa-interna-de-retorno.htm>>, tomado el lunes 8 de mayo. de 17

Para el desarrollo del flujo de caja se tuvo en cuenta el incremental de producción de crudo, Regalías, Opex, Capex, e Impuestos.

Al incremental de petróleo se le aplicó un precio de 43.40 dólares el barril, este fue el promedio del precio del barril de petróleo durante el año 2016, y se mantuvo constante hasta el final del periodo de predicción debido a que no es posible realizar un pronóstico de este dato. El promedio del barril de petróleo se tomó de la Gráfica 78 como se observa a continuación. Luego a este incremental se le resta el 8% de las regalías.

Gráfica 78. Histórico precio del barril de crudo año 2016.



Fuente: Histórico del barril del petróleo WTI en 2016, [en línea] <<http://dolar.wilkinsonpc.com.co/commodities/petroleo-wti.html?year=2016>>, tomado el 11 de mayo de 2017.

Cabe aclarar que se usó este valor promedio debido a que es uno de los precios del barril de crudo más bajo reportado en los últimos años debido a la crisis del petróleo, al tener en cuenta este dato siendo el escenario más pesimista, se espera que, si el proyecto llega a ser rentable, los resultados acordes al precio real del crudo permitan tener una mayor utilidad del mismo.

Para el cálculo del Opex se incluyó la producción de agua del Campo y a esta un costo de tratamiento de USD 0.5 por barril, tomado de Aldana et al⁴⁶, proporcionado por Ecopetrol S.A. La inyección de químicos se calculó respecto a las libras inyectadas, debido a que se obtuvo un costo de dólar por libra para cada químico.

⁴⁶ ALDANA, Harold. GUTIERREZ, Carlos. 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, p. 164.

Para el cálculo del Capex, se incluyó un costo de equipos de inyección, tomado de Aldana et al⁴⁷, proporcionado por Ecopetrol S.A.

Luego se generan los ingresos antes de impuestos, que son calculados restando el Capex y el Opex al incremental de petróleo acumulado producido. Como se mencionó anteriormente, los impuestos para este sector industrial son del 33% según el decreto 3026 de 2013, así que se descuenta este porcentaje y así se obtiene el flujo de caja.

⁴⁷ Loc. Ci

Tabla 74. Casos objetivo de Análisis financiero.

Esquema de Inyección						
Parámetros	Agua	polímero	Surfactante/ polímero 4%VP	Surfactante/ polímero 10% VP	Nanopartículas/ polímero 4% VP	Nanopartículas/ polímero 10% VP
Caudal de Agua	3000	3000	3000	3000	3000	3000
Concentración Polímero	N/A	1000 PPM	1000 PPM	1000 PPM	1000 PPM	1000 PPM
Concentración Químico	N/A	N/A	5000 PPM	5000 PPM	10000 PPM	50000 PPM
Escenario	N/A	N/A	Micelar	Micelar	Micelar	Micelar
Fecha de Inyección	01/01/2016	01/01/2016	01/01/2016	01/01/2016	01/01/2016	01/01/2016
Fecha de Finalización	N/A	01/01/2023	14/11/2024	14/11/2024	14/11/2024	14/11/2024

7.2.1 Esquema de explotación de inyección de agua. El análisis financiero de este método se realizó como referencia para comparar los otros escenarios de producción.

Los resultados de este escenario se encuentran en el Anexo F.

7.2.2 Esquema de explotación de inyección mejorada de polímero. Para el polímero Superpusher se tienen en cuenta los costos asociados al mismo, y se realizarán los análisis financieros para determinar su viabilidad. El análisis se hará respecto el incremental de petróleo obtenido con respecto al agua, es decir, se analizará la cantidad de petróleo adicional recuperada.

7.2.2.1 Capex. El costo asociado a las Facilidades de producción vinculadas a la inyección de polímero fue considerado con base a Aldana et. al⁴⁸, cuyos costos provenían de Ecopetrol S.A. el cual fue de USD 1´370.638.94.

7.2.2.2 Opex. El costo básico de producción de petróleo fue tomado de Mendoza et. al.⁴⁹ por \$12.65 dólares por barril de petróleo ajustado con la inflación, sobre el cual también es necesario considerar el costo del Polímero, para el cual se tomó un valor de USD 2 la libra.

Para inyectar polímero en una concentración de 1000 ppm con una tasa de 3000 bbl/día, durante un periodo de 7 años que equivale al 15% del volumen poroso se requirieron 1´102.160 libras lo cual representa un costo de USD 2.204.320.

7.2.2.3 Producción-Ingresos. La producción de petróleo acumulado al final del periodo de predicción, fue de 9´082.580 Bbl para este escenario de producción. El incremental de este caso con respecto al caso de inyección de agua se reportó por un valor de 2´049.510 Bbl.

7.2.2.4 Análisis de resultados. En términos financieros los resultados obtenidos para este escenario de inyección fueron positivos, el indicador VPN (Valor presente Neto) para este proyecto fue de USD 12´194.677.18 a la fecha final de predicción del proyecto. La tasa interna de retorno para este caso fue de 79% dato superior a la TIO la cual era de 11%. Finalmente, la relación beneficio costo es de 1.87 dólares por cada dólar invertido.

⁴⁸ ALDANA, Harold. GUTIERREZ, Carlos. 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, p. 164.

⁴⁹ I MENDOZA. E. Evaluación técnico-económica del Desempeño del Bombeo Electrosumergible como nuevo Sistema de Levantamiento Artificial para el Campo Cantagallo. 2005. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, Colombia. P. 63.

7.2.3 Esquema de explotación de inyección mejorada de Surfactante/Polímero. Al igual que en el caso previamente descrito se consideran el uso de químicos y equipos de inyección adicionando el surfactante sulfonatado aniónico.

7.2.3.1 Capex. En este escenario solo se considera el costo de las facilidades de producción cuyo valor es de USD 1'370.638,94.

7.2.3.2 Opex. Para este escenario fue seleccionado el mismo costo básico de producción de un barril de petróleo el cual fue de \$12.65 dólares/barril, para este escenario también es necesario considerar el costo del polímero y del surfactante a inyectar. El costo del polímero previamente mencionado fue de USD 2 la libra y el costo para el surfactante fue determinado a partir de Ponce D⁵⁰. el cual suministro un valor de USD 2.63 por libra.

Para el caso desarrollado se inyectaron 4'896.400 libras de Surfactante lo cual arroja un valor de inversión de USD 12'877.532, por otra parte, para el polímero se inyectaron 1'346.420 libras lo que corresponde a USD 4'039.260.

7.2.3.3 Producción-Ingresos. El diferencial de la producción acumulada de petróleo con respecto al caso de inyección de agua para la fecha final de predicción fue de 3'002.460 bbl.

7.2.3.4 Análisis de resultados. En términos financieros la inyección convencional de surfactante/polímero lleva a un resultado viable. El valor presente Neto de este caso en particular es de USD 5'864.164 al año 2046 con una TIR de 18% y una relación beneficio costo de 1.49 dólares por cada dólar invertido.

7.2.4 Esquema de explotación de inyección mejorada de Nanopartículas. Para la tecnología de inyección de nanopartículas se realizó un análisis financiero basado en el costo de la compañía GBS localizada en China.

7.2.4.1 Capex. El costo asociado a la inversión en capital ha sido igual en todos los escenarios de inyección descritos a lo largo del proyecto el cual corresponde al costo de los equipos de inyección por USD 1'370.638.

7.2.4.2 Opex. Para este escenario de inyección de producción se asumirán los costos de las Nanopartículas tomados de la compañía Guangzhou GBS High-Tech & Industry Co., Ltd. El cual es de USD 2 por libra, para el polímero se usó el mismo costo mencionado previamente de USD 2 por libra.

⁵⁰ PONCE, D. Evaluación conceptual de la inyección de polímeros y surfactantes en el yacimiento U inferior perteneciente a la formación Napo del Campo Sacha. Universidad Central del Ecuador. Quito. 2013. p-382.

Se usaron 9'588.430 libras de Nanopartículas lo cual equivale a un costo de USD 19'176.860. En el caso del polímero se usaron 1'155.440 libras las cuales equivalen a un costo de USD 2'310.880.

7.2.4.3 Producción-Ingresos. El diferencial de producción de petróleo con respecto al caso de agua es de 2'946.090 Bbl al final del periodo de predicción en el Campo Yariguí-Cantagallo.

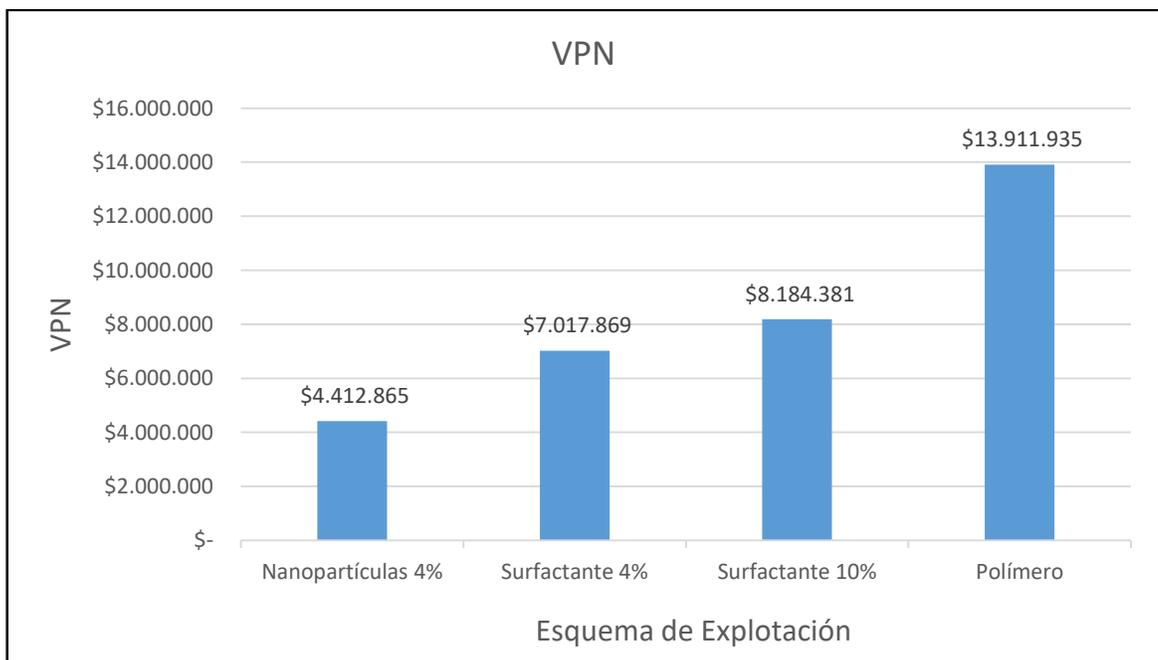
7.2.4.4 Análisis de resultados. Para el caso de inyección de nanopartículas financieramente los resultados fueron viables, el indicador de valor presente neto arrojó un valor de USD 3'272.619 con una Tasa Interna de Retorno del 14% con una relación beneficio/costo de 1.33 dólares por cada dólar invertido.

7.3 RESUMEN DE RESULTADOS

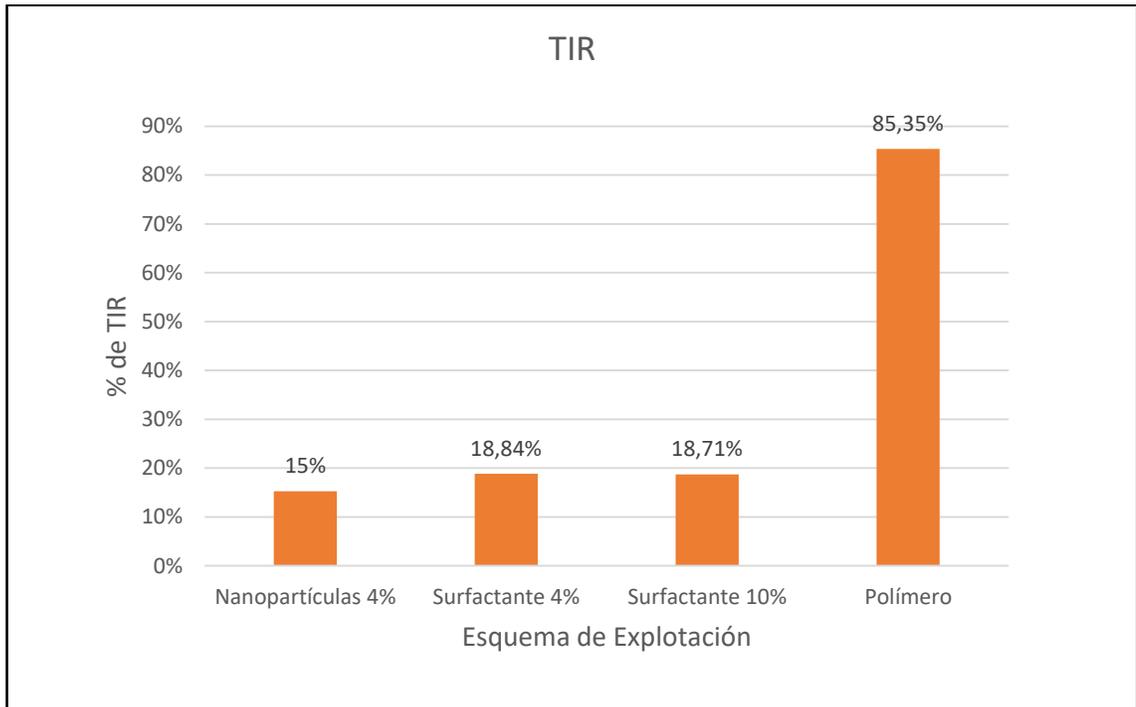
En la Gráfica 79, se presentan los resultados comparando el valor presente neto obtenido para los casos óptimos de cada escenario de producción observando el valor más alto arrojado para el escenario de inyección de surfactante de 10% del volumen poroso como se muestra a continuación.

Luego, en la Gráfica 80 se puede observar la comparación de las tasas internas de retorno calculadas a partir de cada uno de los escenarios de producción previamente sensibilizados para el Campo Yariguí-Cantagallo donde la mejor tasa interna de retorno corresponde al caso de inyección de Polímero con un valor superior al 80%.

Gráfica 79. Resultados del Cálculo de VPN



Gráfica 80. Resultados Cálculos Tasa Interna de Retorno



8. CONCLUSIONES

- Se determinó que las propiedades de los fluidos del Campo Yariguí-Cantagallo como la viscosidad, densidad y punto de burbuja, son adecuadas para la inyección de químicos convencionales como surfactantes o nuevas tecnologías como nanopartículas debido a las condiciones de temperatura y presión a la que se encuentra el Campo al igual que las propiedades de la roca y los fluidos que se encuentran en el mismo.
- De acuerdo con la descripción del modelo conceptual de simulación del Campo Yariguí-Cantagallo realizada en el Capítulo tres se determinó que las propiedades de la roca y los fluidos almacenados dentro del mismo se comportan siguiendo los parámetros de modelos predictivos convencionales permitiendo así realizar las simulaciones con resultados acordes a lo esperado.
- Analizando el caso de inyección de agua se concluyó que el sector modelo CEOR_2016_7P tenía un histórico de inyección mayor al que puede recibir, razón por la cual estaba sobre presionado, así que gracias a las sensibilidades realizadas se determinó el caudal ideal de inyección de agua, el cual es de 2000 Bbl/día y el VRR más eficiente en cuanto a producción de petróleo fue de 0.8.
- Debido a las sensibilidades de concentración, tasa de inyección y volumen poroso realizadas para el caso de inyección de polímero se encontró que las mejores condiciones de operación en este escenario son de 3000 BPD, 1000 ppm de polímero y 15% de volumen poroso proyectándolo como el escenario óptimo de inyección de este químico en el sector modelo CEOR_2016_7P del Campo Yariguí-Cantagallo.
- A partir de las sensibilidades de concentración realizadas para la inyección de surfactantes, se determinó que la concentración óptima para la inyección del mismo en el sector modelo del Campo Yariguí-Cantagallo sin importar el volumen poroso sensibilizado es de 5000 ppm, puesto que una vez dicho valor aumenta se observa una disminución en la producción de petróleo.
- El volumen poroso óptimo para la inyección de surfactante es del 10% garantizando un mayor recobro a la mejor concentración, con un VPN de USD 8'184.380.
- Las nanopartículas simuladas como surfactante, logran recrear todos los mecanismos de recobro que éstas emplean a excepción del tamaño de partícula, lo cual permite obtener resultados positivos de la implementación de esta nueva tecnología en el sector modelo evaluado.

- Con base a las sensibilidades realizadas se determinó que el mejor caso de inyección de nanopartículas es del 4% de volumen poroso inyectado y 10000 ppm de concentración, estas condiciones permiten obtener un petróleo acumulado producido al final de la fecha de predicción de 9.979.160 Bbl con un valor presente neto de USD 3.272.620.
- El mecanismo de reducción de tensión interfacial de las nanopartículas no es tan efectivo como el de los surfactantes convencionales, igualmente esta nueva tecnología no permite generar los mismos cambios en la reología como lo hace la inyección de polímero.
- Aunque la inyección de nanopartículas de sílice es factible técnicamente para yacimientos de areniscas, con crudos de tipo pesado-mediano, puesto que los indicadores financieros arrojaron una tasa interna de retorno del 15%, un valor presente neto de USD 4'412.865 y una relación beneficio-costos de 1.40 dolares por cada dólar invertido, sus resultados financieros son inferiores a los de otros métodos químicos convencionales, por ende, no es recomendable inyectar nanopartículas en el Campo Yariguí-Cantagallo.
- A partir de los resultados obtenidos en la investigación se concluye que la inyección de nanopartículas de sílice de tipo hidrofóbica-Lipofílica, trabajadas en este proyecto no es factible respecto a otros métodos de inyección convencionales.

9. RECOMENDACIONES

- Analizar otro tipo de nanopartícula, que tenga una mayor alteración de las propiedades del yacimiento, como nanopartículas de sílice hidrofílicas o de mojabilidad neutra.
- Verificar las propiedades reológicas que lleguen a afectar las nanopartículas de sílice en un nano-fluido para recrear todos los efectos que estas podrían llegar a tener sobre la roca y los fluidos de yacimiento.
- Realizar un estudio de núcleos con nanopartículas de mojabilidad mixta e hidrofílica para comprobar si su efecto en la permeabilidad relativa de la muestra es mayor que con las nanopartículas de mojabilidad hidrofóbica.

BIBLIOGRAFÍA

- ABBAS, ROUSTAEI., JAMSHID, MOGHADASI., ABADAN, HADI BAGHERZADEH., ABBAS, SHAHRABADI. An Experimental Investigation of Polysilicon Nanoparticles Recovery Efficiencies through Changes in Interfacial Tension and Wettability Alteration, 2012, SPE 156976.
- ABDELRAHMAN, IBRAHIM EL-DIASTY. The Potential of Nanoparticles to Improve Oil Recovery in Bahariya Formation, Egypt: An Experimental Study. 2015. SPE-174599-MS.
- ABDELRAHMAN, IBRAHIM EL-DIASTY., AHMED M. ALY. Understanding the Mechanism of Nanoparticles Applications in Enhanced Oil Recovery. 2015. SPE-175806-MS
- ADEL M. Salem Ragab. A comparative Investigation of Nano Particle Effects for Improved Oil Recovery. En: Society of Petroleum Engineers. 2015. SPE 175395.
- AHMED. Tarek. Reservoir Engineering Handbook. 3ra edición. USA: 2006
- ALDANA CUESTA. Harold, GUTIERREZ GARRIDO. Carlos., 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.
- ALUSTA G., MACKAY E., FENNEMA J., COLLINS I. EOR vs. Infill Well Drilling: How to Make a Choice?. Heriot-Watt University, BP: 2011. SPE 143300
- ANH. Cuenca del Valle Medio del Magdalena: integración geológica de la digitalización y análisis de núcleos, diciembre de 2012.
- BAKER, Richard. Reservoir management for waterfloods – Part II, Volume 37, No. 1. 1998.
- BANZER, CARLOS. Correlaciones Numéricas P.V.T. Maracaibo: Universidad del Zulia, 1996.
- BEJARANO, A., FERNEYNES, H., ARDILA, J.F., SOTO B, R. Use of neutral networks to predict the permeability and porosity of zone “C” of the Cantagallo Field in Colombia. Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), ECOPETROL S.A. 1997, SPE 38134.
- BINSHAN, JU. TAILIANG, FAN. Experimental Study and Mathematical Model of Nanoparticles Transport in Porous Media. School of Energy Resources. 2009.
- BINSHAN, JU., SHUGAO, DAI., ZHIAN, LUAN., TIANGAO, ZHU., XIANTAO, SU., XIAOFENG, QIU. A Study of Wettability and Permeability Change Cause by Adsorption of Nanometer Structured Polysilicon on the Surface of Porous Media. 2002. SPE 77938.
- BR, SANTANIELLO, S., FILLIPPO, F. Aplicación del método de Monte Carlo en exploración y explotación de petróleo y gas natural. Venezuela. 2003.

COMPUTER MODELLING GROUP LTD. Guía para el usuario STARS, Simulador de Procesos Avanzados y Aplicaciones Térmicas para Yacimientos, Versión 2015. Calgary: Computer Modelling Group Ltd, 2015, 1441 p.

ECOPETROL S.A. Carta Petrolera 114. Abril 2006.

ECOPETROL. Plan de desarrollo Campo Yariguí-Cantagallo. 2010.

FANGDA, QIU. The Potencial Applications in Heavy Oil EOR With the Nanoparticle and Surfactant Stabilized Solvent-Based Emulsion. 2010. CSUG/SPE 134613.

FANGDA, QIU., DAULAT, MAMORA. Experimental Study of Solvent-Based Emulsion Injection to Enhance Heavy Oil Recovery in Alaska North Slope Area. 2010. CSUG/SPE 136758

FLORES DULCEY, P. Evaluación del Desempeño del Sistema de Bombeo Mecánico en los Pozos del Campo Yariguí-Cantagallo a Partir de Registros TWM e Información de Producción. Ecopetrol S.A., U. Industrial de Santander: 2009.

FLOREZ D. Patricia. 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. 2009.

GALLARDO, Delia. Metodología para el cálculo de WACC y su aplicabilidad en la valoración de inversiones de capital en empresas no cotizantes en bolsa. Trabajo de Grado. 2011.

GARCIA, M., MIER, R., CRUZ, L.E., VASQUEZ, M. Informe Ejecutivo Evaluación del Potencial Hidrocarburífero de las Cuencas Colombianas. Agencia Nacional de Hidrocarburos, U. Industrial de Santander: 2009.

HENDRANINGRAT. Luky., SHIDONG. Li., TORSAETER, Suwarno & Ole. A Glass Micromodel Experimental Study of Hydrophilic Nanoparticles Retention for EOR Project, 2012, SPE 159161.

HONARPOUR, M., KOEDERITZ, L., HARVEY, A. Relative Permeability of Petroleum Reservoirs., Florida, USA.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TECNICAS Y CERTIFICACIÓN. Norma Técnica Colombiana NTC-ISO 1486: Documentación Presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación. 2008.

_____. Norma Técnica Colombiana NTC 5613: Referencias Bibliográficas. Contenido, Forma y Estructura. 2008

_____. Norma Técnica Colombiana NTC 4490: Referencias Documentales Para Fuentes De Información Electrónica. 1998

J. H. Bae, C. B. Petrick. Adsorption/ Retention of Petroleum Sulfonates in Berea Cores. En: Society of Petroleum Engineers. 1977. SPE. 5819-PA

JIANJIA, YU., CHENG, AN., DI, MO., NING, LIU., ROBERT, LEE., Study of adsorption and transportation behavior of nanoparticles in three different porous media. 2012.SPE 153337.

JIANYANG, WU., JIANYING, HE., OLE, TORSÆTER., ZHILIANG, ZHANG. Effect of Nanoparticles on Oil-Water Flow in a Confined Nanochannel: A Molecular Dynamics Study. 2012.SPE 156995.

KRUMRINE H, Paul., FALCONE S, James., CAMPBELL C., Thomas. Surfactant Flooding 1: The Effect of Alkaline Additives on IFT, Surfactant adsorption, and Recovery Efficiency. En: Society of Petroleum Engineers. 1982. SPE- 8998.

LLINAS, MARIA., SANCHEZ, GARCIA, DAVID. Nanopartículas de sílice: Preparación y aplicaciones en biomedicina. España. 2013.

MENDOZA. Erick. Evaluación técnico económica del desempeño del bombeo Electrosumergible como nuevo sistema de levantamiento artificial para el Campo Cantagallo. Universidad Industrial de Santander. 2005.

MIKE, O, ONYEKONWU., NAOMI, A., OGOLO. Investigating the Use of Nanoparticles in Enhancing Oil Recovery. 2010.SPE 140744.

MOJICA, JAIRO. Cuencas Catatumbo, Cesar-Ranchería, Cordillera Oriental, Llanos Orientales, Valle Medio y Superior del Magdalena. 2009.

MONSALVE, Armando. Relative permeabilities of surfactant/steam/water systems. En: Society of Petroleum Engineers. 1984. SPE 12661.

MONSALVE. Armando., R.S. Schechter., W.H. Wade. Relative permeabilities of surfactant/steam/water systems. En: Society of Petroleum Engineers. 1984. SPE 12661.

N. A. OGOLO., O., A. OLAFUYI., M.O. ONYEKONWU. Enhanced Oil Recovery Using Nanoparticles. 2012. SPE 160847.

OSAMAH, A, ALOMAIR., KHALED, M, MATAR., YOUSEF, H. ALSAEED. Nanofluids Application for Heavy Oil Recovery. 2014. SPE-171539.

PARIS DE FERRER, M., Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Maracaibo, Venezuela: 2009.

PDVSA-CIED, Métodos de Recuperación Mejorada con Aditivos Químicos, Instituto de Desarrollo Profesional y Técnico, Caracas, 1998.

PEACEMAN W., D. Fundamentals of Numerical Reservoir Simulation. Amsterdam, Netherlands: 1977.

"PEREZ, LAURA., GONZALEZ, JULIO., GOMEZ, VICENTE., LOZANO, EDUARDO., SARMIENTO, LUIS., VARGAS, JOSE., Integrated reservoir management enhances the recovery in a mature field. 2007. SPE 107885. "

PETROSEIS LTDA, Informe final de interpretación sísmica componente horizontal y vertical. Septiembre de 2011.

PING, ZHANG., AMY, T, KAN., CHUNFANG, FAN., SARAH, N, WORK., JIE, YU, HAIPING, LU., HAMAD, A, AL-SAIARI. MASON, B, TOMSON. Silica-Templated Synthesis of Novel Zinc-DTPMP Nanoparticles, Their Transport in Carbonate and Sandstone Porous Media and Scale Inhibition. 2010. SPE 100639.

PONCE, Diego. Evaluación conceptual de la inyección de polímeros y surfactantes en el yacimiento U inferior perteneciente a la formación Napo del Campo Sacha. Universidad Central del Ecuador. Quito. 2013.

SCHLUMBERGER. Oilfield Review, 2000.

SHAH, RUSHEET D. Application of Nanoparticle Saturated Injectant Gases for EOR of Heavy Oils. 2009. SPE-129539-STU.

SHENG, J.J. Modern Chemical Enhanced Oil Recovery Theory and Practice. USA: 2011.

SHENG, James. Transport of chemicals and fractional flow curve analysis. Modern chemical enhanced oil recovery. Theory and practice. United States of America. 2010.

TIAB, D., DONALDSON, E.C. Petrophysics. USA: 2004.

TREJO. Maria. Aplicación de la Geomecánica en la estabilidad del agujero de un pozo de la región sur, tesis de grado, México D.F. 2009.

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. Universidad de América. 2014.

YALE. D.P., NABOR,G.W. et al. Application of Variable Formation Compressibility for Improved Reservoir Analysis, SPE 26647, 2004, 1993, p. 438.

YU. Jianjia., CHENG. An., DI. Mo., NING. Liu. ROBERT, Lee. Study of adsorption and transportation behavior of nanoparticles in three different porous media. En: Society of Petroleum Engineers. 2012. SPE 153337.

ZOBACK Mark. D. Reservoir Geomechanics. 2007.

ANEXOS

ANEXO A.
PROPIEDADES PVT REPRESENTATIVAS DEL CAMPO YARIGUI-
CANTAGALLO

TABLAS PVT DEL CAMPO YARIGUÍ-CANTAGALLO

Tabla 1. PVT del Campo Yariguí-Cantagallo

Dato No.	Temperatura	Presión	Punto Burbuja	GOR	Densidad Oil	Viscosidad Oil	FVF Oil	Densidad Gas
1	138	0	2425	0	53,1304	99,5525	1,09028	0,0419302
2	138	361,111	2425	50,214	51,6754	65,2522	1,12931	111.633
3	138	722,222	2425	106,747	50,1613	47,8608	1,17306	227.787
4	138	1083,33	2425	166,051	48,6898	38,2271	1,21895	351.921
5	138	1444,44	2425	227,245	47,2832	32,2911	1,26631	481.858
6	138	1805,67	2425	289,888	45,9482	28,3339	1,31479	613.865
7	138	2166,67	2425	353,715	44,6856	25,5368	1,36419	743.407
8	138	2527,78	2425	400,000	43,8694	24,1274	1,39861	86.647
9	138	2888,89	2425	400,000	43,9985	24,6202	1,39451	980.506
10	138	3250	2425	400,000	44,0993	25,1777	1,39132	10.845

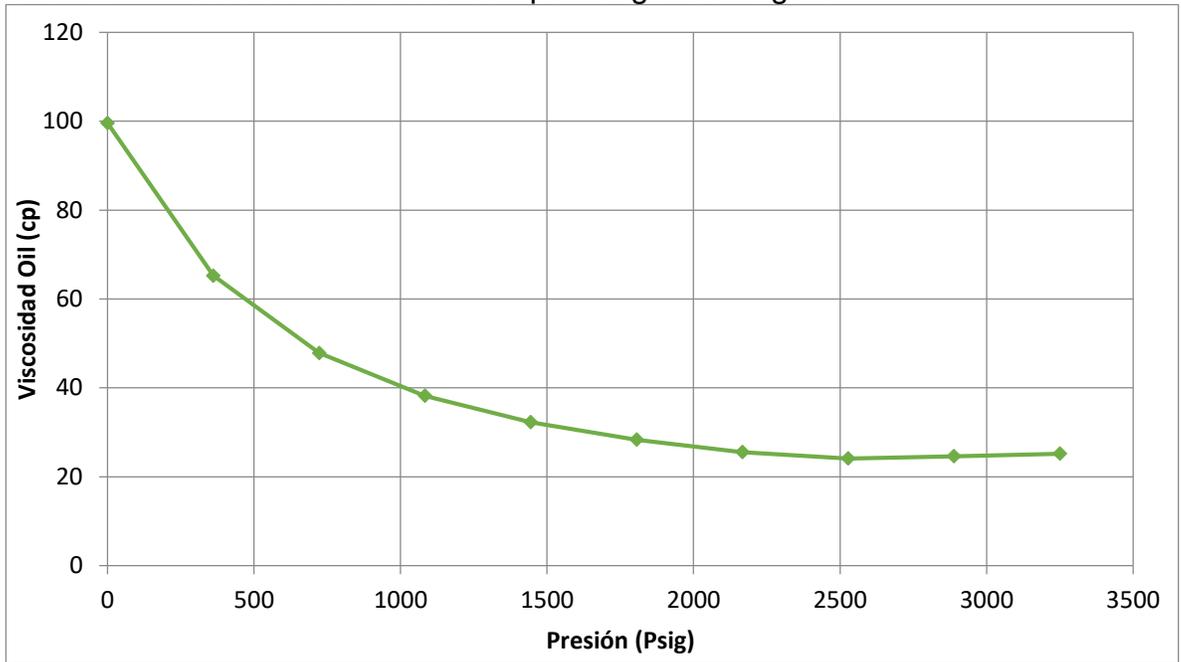
TABLAS PVT DEL CAMPO YARIGUÍ-CANTAGALLO (Continuación)

Tabla 1. Continuación del PVT Campo Yariguí-Cantagallo

Dato No.	Viscosidad Gas	Gas FVF	Factor Z	Densidad Agua	Viscosidad Agua	FVF Agua	Presión
1	0,0123743	114.794	0,998313	62,7743	0,557793	1,01507	14,70000
2	0,0126825	0,0431173	0,957973	62,8064	0,557793	1,01455	375,81100
3	0,0131945	0,0211307	0,920599	62,8387	0,557793	1,01403	736,92200
4	0,0138807	0,0136772	0,88787	62,8710	0,557793	1,01351	1.098,03000
5	0,0147385	0,00998908	0,861707	62,9033	0,557793	1,01299	1.459,14000
6	0,0157559	0,00784101	0,843801	62,9356	0,557793	1,01247	1.820,37000
7	0,0169045	0,00647467	0,834992	62,9680	0,557793	1,01195	2.181,37000
8	0,0181442	0,00555508	0,834995	63,0004	0,557793	1,01143	2.542,48000
9	0,0194338	0,00490901	0,842685	63,0328	0,557793	1,01091	2.903,59000
10	0,0207388	0,00443828	0,856632	63,0653	0,557793	1,01039	3.264,70000

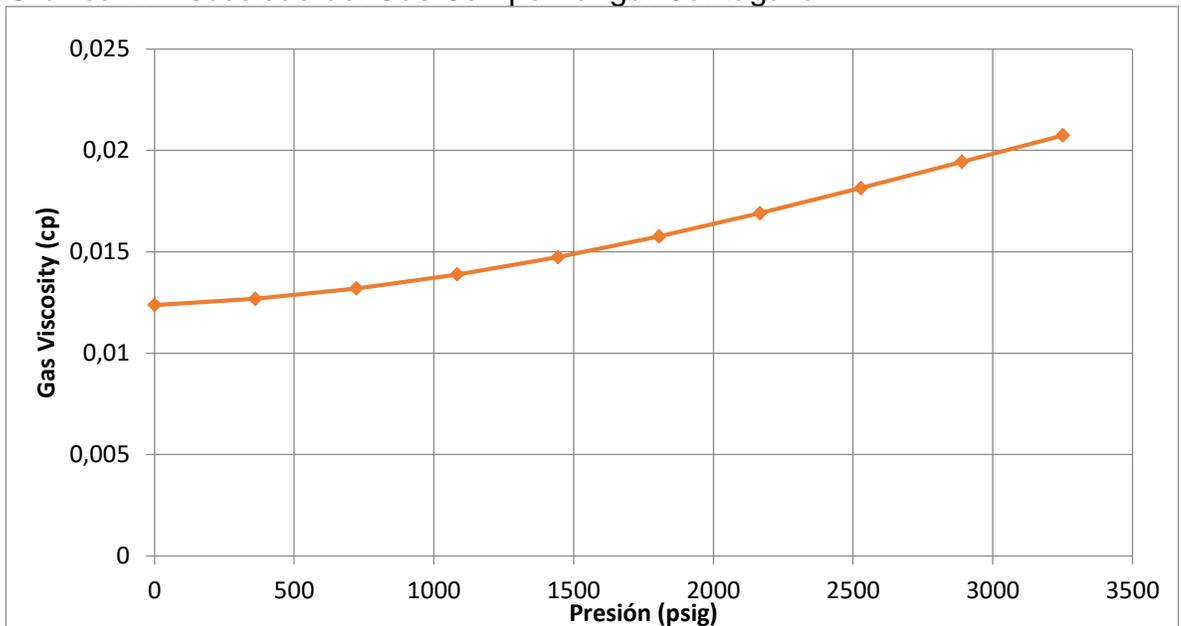
CAMPO YARIGUÍ-CANTAGALLO

Gráfica 1. Viscosidad del crudo Campo Yariguí-Cantagallo



GRÁFICA DE VISCOSIDAD DEL GAS REPRESENTATIVOS DEL CAMPO YARIGUÍ-CANTAGALLO

Gráfica 2. Viscosidad del Gas Campo Yariguí-Cantagallo



ANEXO B
DESCRIPCIÓN DEL PATRÓN CEOR_2016_7P

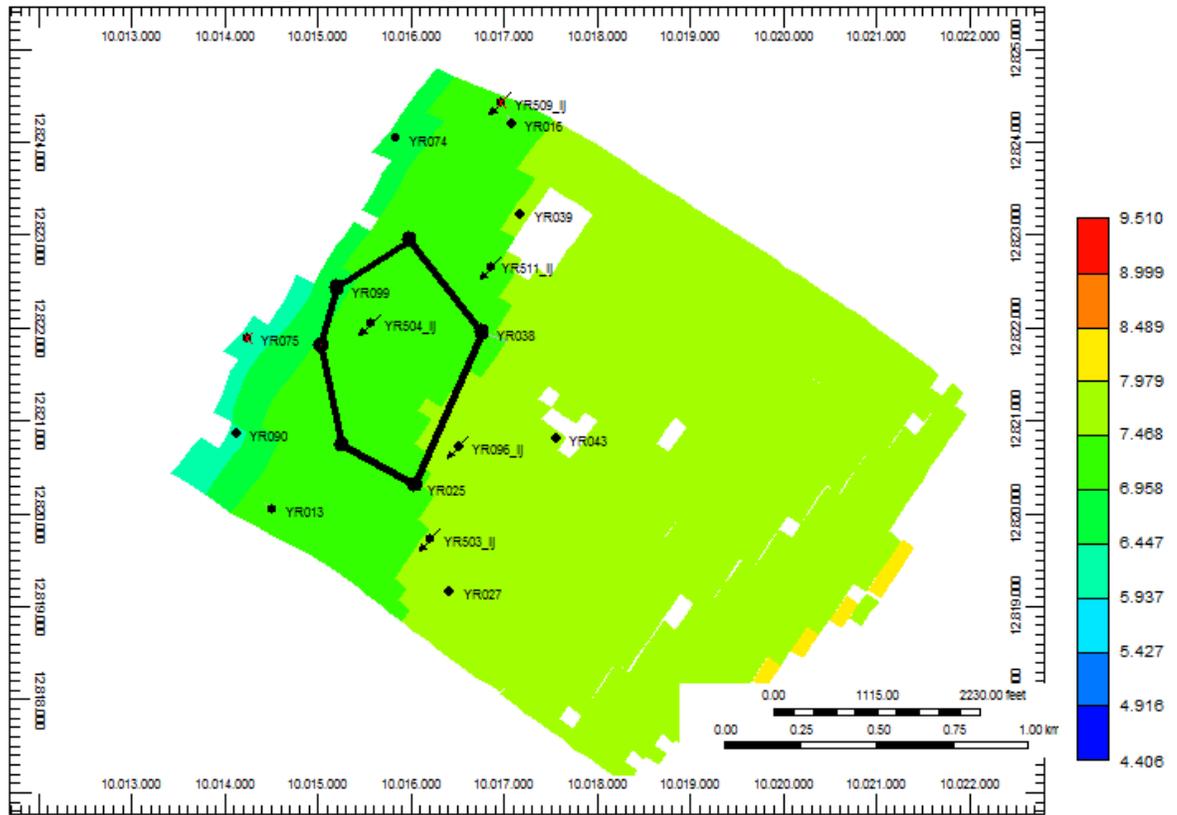
TABLAS DE CAUDALES DE POZOS DEL PATRON CEOR_2016_7P

Tabla 2. Datos de Producción de los Pozos del arreglo del Patrón CEOR_7P

DATOS DE PRODUCCIÓN CEOR 504							
	Pozo YR025	Pozo YR038	Pozo YR086	Pozo YR087	Pozo YR099	Pozo YR107	Pozo YR504_ij
Fecha	Ql (bbl/day)	Qo (bbl/day)	Qw (bbl/day)				
1/06/2011	0.00	119.65	500.97	149.31	204.60	131.71	3395.00
1/07/2011	70.79	116.40	509.03	153.90	204.60	140.66	3063.30
1/08/2011	52.32	130.50	542.70	234.50	189.70	142.48	3116.70
1/09/2011	46.26	125.00	576.90	290.00	223.50	137.08	2966.50
1/10/2011	63.66	128.10	592.50	293.90	220.20	139.55	3271.00
1/11/2011	40.01	143.50	593.70	298.10	111.60	143.38	3228.40
1/12/2011	31.20	153.60	582.40	317.90	292.10	142.23	3259.00
1/01/2012	54.42	152.60	565.00	330.60	301.70	143.40	3242.50
1/02/2012	0.00	168.30	579.90	415.40	306.70	152.90	3283.20
1/03/2012	101.95	174.80	651.90	435.00	304.70	153.82	2605.50
1/04/2012	76.16	180.80	764.50	436.18	308.40	156.90	2418.20
1/05/2012	136.90	185.90	685.80	469.60	317.50	164.79	2667.70
1/06/2012	105.56	180.00	639.70	505.10	336.00	167.58	2166.80
1/07/2012	105.43	114.46	642.82	502.10	344.40	168.93	1595.60
1/08/2012	86.46	178.99	723.00	510.20	369.17	170.23	2367.20
Promedio	69.36	152.35	617.85	370.89	268.99	151.71	2843.11
						Ql(bbl/day)	
Total Producción Líquido a 01/08/2012			2176.81			309.00	

A continuación, en la Figura 1 se aprecia el patrón de siete pozos conformado por los pozos mencionados en la tabla anterior. Dicho patrón se diseñó para todos los análisis mencionados, en función del pozo inyector.

Figura 1. Diagrama del Patrón CEOR_2016_7P



ANEXO C
PROPIEDADES DEL POLIMERO SUPERPUSHER

TABLAS DE PROPIEDADES DEL POLIMERO SUPERPUSHER

En la Tabla 1 se aprecian las propiedades de adsorción del polímero obtenidas de la tesis “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” por Aldana et al.

Luego, en la Tabla 3 se definirán las propiedades del polímero Superpusher obtenidas de la Tesis previamente mencionada.

Tabla 3. Propiedades del polímero Superpusher.

Cp (ppm)	Fracción Molar	Adsorción (lb-mol/ft ³)	Adsorción (mg/g Roca)	Adsorción (mg/100 g rock)
0	0.00E+00	0.0000000E+00	0.00000	0.00000
500	1.13E-06	6.3628518E-06	0.05861	5.86081
1000	2.25E-06	7.1927890E-06	0.06625	6.62526
1500	3.38E-06	7.5197340E-06	0.06926	6.92641
2000	4.51E-06	7.6946115E-06	0.07087	7.08749
2500	5.63E-06	7.8034975E-06	0.07188	7.18778
3000	6.76E-06	7.8778165E-06	0.07256	7.25624
3500	7.88E-06	7.9317742E-06	0.07306	7.30594
4000	9.01E-06	7.9727300E-06	0.07344	7.34366

Fuente: ALDANA. Et al. 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. 2015. P.184

Tabla 3. Continuación propiedades del polímero Superpusher.

Cp (ppm)	Fracción molar	Adsorción (lb-mol/ft ³)	Adsorción (mg/g Roca)	Adsorción (mg/100 g Roca)	Concentración (lb/bbl)	% Peso	Viscosidad (cP)	FRR
0	0.00E+00	0	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.5452	1
500	1.13E-06	6.36285E-06	0.05861	5.86081	0.17530	0.05001	15.41	2.5385
1000	2.25E-06	7.19279E-06	0.06625	6.62526	0.35059	0.09996	34.69	2.7391
1500	3.38E-06	7.51973E-06	0.06926	6.92641	0.52589	0.14987	80.74	2.8182
2000	4.51E-06	7.69461E-06	0.07087	7.08749	0.70119	0.19972	430.12	2.8605
2500	5.63E-06	7.80350E-06	0.07188	7.18778	0.87648	0.24953	1896.73	2.8867
3000	6.76E-06	7.87782E-06	0.07256	7.25624	1.05178	0.29929	6114.99	2.9048
3500	7.88E-06	7.93177E-06	0.07306	7.30594	1.22708	0.34899	15822.99	2.9178
4000	9.0E-06	7.97273E-06	0.07344	7.34366	1.40237	0.39865	35145.64	2.9277

Fuente: ALDANA. Et al. 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. 2015. P.185

ANEXO D
PROPIEDADES DEL SURFACTANTE

A continuación, en la Tabla 4, se presentan las propiedades del surfactante sulfonatado usado.

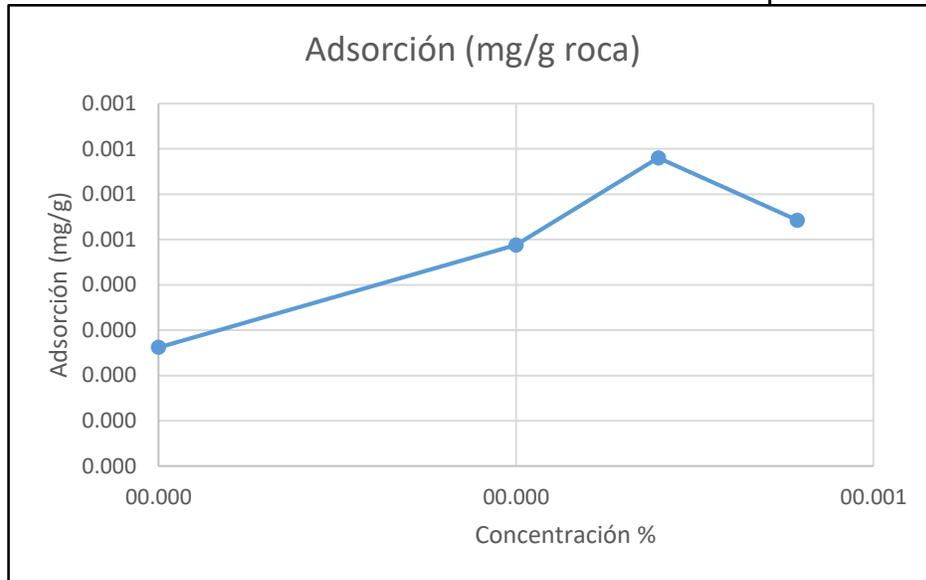
Tabla 4. Propiedades del surfactante sulfonatado.

Surf ppm	%Peso	Surf Fracción molar	IFT (dinas/cm)	IFT FIX (dinas/cm)	Adsorción mg/g rock	mg/100g r rock	Concentración Fracción Molar	Número capilar	Dtrap	MW
0	0.000	0.000.E+00	21.000	30.000	0.000	0.00000	0.000.E+00	3.441E-06	- 5.463	442.5
1000	0.100	4.079.E-05	4.282	6.118	0.488	48.755	4.079.E-05	1.688E-05	- 4.773	velocidad
2500	0.250	1.020.E-04	3.197	4.567	0.680	68.000	1.020.E-04	2.261E-05	- 4.646	2.03.E-04

Fuente: MONSALVE, Armando. Relative permeabilities of surfactant/steam/water systems, 1984, p. 10. SPE 12661, Modificado por los autores.

A continuación en la Gráfica 3 se muestran los datos de adsorción del surfactante digitalizados, para luego resumirlos en la Tabla 5.

Gráfica 3. Adsorción del surfactante en el medio poroso.



Fuente: BAE. H. J. et. al. Adsorption/ Retention of Petroleum Sulfonates in Berea Cores, p.355.SPE. 5819-PA

Tabla 5. Datos de Adsorción del surfactante a la roca.

Concentración (%)	Adsorción (mg/g roca)
0.0100	0.262
0.1000	0.488
0.2500	0.680
0.6122	0.542

ANEXO E
PROPIEDADES DE LAS NANOPARTICULAS

PROPIEDADES DE LAS NANOPARTÍCULAS

Debido a que las propiedades de las nanopartículas fueron obtenidas de varios artículos de la SPE se resumieron en la misma tabla junto con datos de IFT y adsorción.

A partir de estos datos se agregaron las nanopartículas al simulador como un surfactante convencional, y permitieron simular su efecto sobre la tensión interfacial, y el cambio en la mojabilidad de la roca.

En la Tabla 6 se aprecian las propiedades de las nanopartículas resumidas obtenidas de varios artículos ya citados.

Tabla 6. Resumen de las Propiedades de las nanopartículas.

NP PPM	%Peso	NP Fracción Molar	adsorption mg/g rock	IFT (dinas/cm)	IFT (dinas/cm) Fix	mg/100g rock	Numero capilar	Dtrap	
0	0.00000	0.000E+00	0.000	30.00	30.42	0.000	1.327781E-05	-11.23	MW
1000	0.10000	2.999E-04	1.727	25.00	25.35	172.73	1.593337E-05	-11.05	60.08000
1800	0.18000	5.399E-04	1.410	22.50	22.815	141.03	1.770374E-05	-10.94	velocidad
5000	0.50000	1.500E-03	1.272	13.00	13.182	127.20	3.064110E-05	-10.39	3.983.E-04
10000	1.00000	2.999E-03	2.389	5.00	5.07	238.87	7.966685E-05	-9.44	

En la Tabla 7 se aprecia la adsorción de nanopartículas en el medio poroso, para la cual se extrapolaron datos de dos artículos de la SPE con el mismo tipo de nanopartícula.

Tabla 7. Resumen de datos de adsorción de Nanopartículas.

Adsorción de Nanopartículas			
Asdorción @ 5000ppm		1.272	mg/g
wt %	% adsorción	Valor	
0.1	40.453	172.73	mg/100g
0.18	33.03	141.03	mg/100g
0.5	29.790	127.20	mg/100g
1	55.943	238.87	mg/100g

Fuente: Yu Jianjia, et.al. Study of adsorption and transportation behavior of nanoparticles in three different porous media, 2012, SPE 153337 & Hendraningrat Luky, et.al. A Glass Micromodel Experimental Study of Hydrophilic Nanoparticles Retention for EOR Project, 2012, SPE 159161.

Así se extrapolaron los datos de adsorción con diferentes concentraciones a partir de estos dos artículos.

ANEXO F
FLUJOS DE CAJA

Tabla 8. Flujo de Caja caso para el caso de Inyección de agua.

Químico	Costo	Unidades	Cantidad	Unidades	INYECCIÓN DE AGUA													
Agua	0.5	USD/bbl	3000	bbl/día	PERIODO	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	
TIO	11.10%	%																
Regalias	8	%																
Impuestos	33	%																
OPEX IP	12.65	USD/Bbl																
VPN	\$ 33,345,988	USD																
TIR																		
PRODUCCION ACUMULADA bbo	5232210.00	BBL																
VPN INGRESOS	\$ 70,100,189	USD																
VPN EGRESOS	\$ 25,302,591	USD																
REL BENEFICIO-COSTO	2.77	USD																
OPEX																		
Producción Agua (Bbl)	\$ 377,500	\$ 599,720	\$ 643,450	\$ 679,750	\$ 708,370	\$ 733,790	\$ 751,840	\$ 768,680	\$ 783,130	\$ 798,320	\$ 807,660	\$ 812,210	\$ 816,810	\$ 821,460	\$ 826,160	\$ 830,910	\$ 835,710	
Tratamiento (USD)	\$ 188,750	\$ 299,860	\$ 321,725	\$ 339,875	\$ 354,185	\$ 366,895	\$ 375,920	\$ 384,340	\$ 391,565	\$ 399,160	\$ 403,830	\$ 408,550	\$ 413,320	\$ 418,140	\$ 423,010	\$ 427,930	\$ 432,900	
Lifting Cost (USD)	\$ 2,685,848	\$ 3,570,842	\$ 3,268,254	\$ 3,038,404	\$ 2,850,931	\$ 2,702,293	\$ 2,558,969	\$ 2,443,980	\$ 2,351,256	\$ 2,274,850	\$ 2,197,179	\$ 2,134,688	\$ 2,077,199	\$ 2,023,714	\$ 1,973,725	\$ 1,927,132	\$ 1,883,836	
Total Opex	\$ 2,874,598	\$ 3,870,702	\$ 3,589,979	\$ 3,378,279	\$ 3,205,116	\$ 3,069,188	\$ 2,934,889	\$ 2,828,320	\$ 2,742,821	\$ 2,674,010	\$ 2,610,009	\$ 2,549,583	\$ 2,492,610	\$ 2,439,040	\$ 2,388,855	\$ 2,341,866	\$ 2,298,936	
Ingresos Antes Impuestos (USD)	\$ 5,602,915	\$ 7,400,174	\$ 6,725,819	\$ 6,212,028	\$ 5,793,458	\$ 5,460,231	\$ 5,142,147	\$ 4,885,770	\$ 4,678,597	\$ 4,506,243	\$ 4,334,086	\$ 4,161,929	\$ 4,000,772	\$ 3,849,615	\$ 3,708,458	\$ 3,577,301	\$ 3,456,144	
(-) Impuestos (USD)	\$ 1,848,962	\$ 2,442,057	\$ 2,219,520	\$ 2,049,969	\$ 1,911,841	\$ 1,801,876	\$ 1,696,908	\$ 1,612,304	\$ 1,543,937	\$ 1,487,060	\$ 1,430,248	\$ 1,373,436	\$ 1,316,624	\$ 1,259,812	\$ 1,203,000	\$ 1,146,188	\$ 1,089,376	
(-) Egresos (USD)	\$ 2,874,598	\$ 3,870,702	\$ 3,589,979	\$ 3,378,279	\$ 3,205,116	\$ 3,069,188	\$ 2,934,889	\$ 2,828,320	\$ 2,742,821	\$ 2,674,010	\$ 2,610,009	\$ 2,549,583	\$ 2,492,610	\$ 2,439,040	\$ 2,388,855	\$ 2,341,866	\$ 2,298,936	
FLUJO DE CAJA (USD)	\$ 3,753,953	\$ 4,958,116	\$ 4,506,299	\$ 4,162,059	\$ 3,881,617	\$ 3,658,355	\$ 3,445,238	\$ 3,273,466	\$ 3,134,660	\$ 3,019,183	\$ 2,903,837	\$ 2,798,491	\$ 2,693,145	\$ 2,587,799	\$ 2,482,453	\$ 2,377,107	\$ 2,271,761	
2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
\$ 164,240	\$ 160,640	\$ 156,590	\$ 153,340	\$ 150,430	\$ 148,230	\$ 145,440	\$ 143,310	\$ 141,440	\$ 140,120	\$ 138,130	\$ 136,570	\$ 135,090	\$ 133,970	\$ 132,210	\$ 130,910	\$ 129,650	\$ 128,820	\$ 127,310
\$ 43.40	\$ 43.40	\$ 43.40	\$ 43.40	\$ 43.40	\$ 43.40	\$ 43.40	\$ 43.40	\$ 43.40	\$ 43.40	\$ 43.40	\$ 43.40	\$ 43.40	\$ 43.40	\$ 43.40	\$ 43.40	\$ 43.40	\$ 43.40	\$ 43.40
\$ 7,128,016	\$ 6,971,776	\$ 6,796,006	\$ 6,654,956	\$ 6,528,662	\$ 6,433,182	\$ 6,312,096	\$ 6,219,654	\$ 6,138,496	\$ 6,081,208	\$ 5,994,842	\$ 5,927,138	\$ 5,862,906	\$ 5,814,298	\$ 5,737,914	\$ 5,681,494	\$ 5,626,810	\$ 5,590,788	\$ 5,525,254
\$ 570,241	\$ 557,742	\$ 543,680	\$ 532,396	\$ 522,293	\$ 514,655	\$ 504,968	\$ 497,572	\$ 491,080	\$ 486,497	\$ 479,587	\$ 474,171	\$ 469,032	\$ 465,144	\$ 459,033	\$ 454,520	\$ 450,145	\$ 447,263	\$ 442,020
\$ 6,557,775	\$ 6,414,034	\$ 6,252,326	\$ 6,122,560	\$ 6,006,369	\$ 5,918,527	\$ 5,807,128	\$ 5,722,082	\$ 5,647,416	\$ 5,594,711	\$ 5,515,255	\$ 5,452,967	\$ 5,393,874	\$ 5,349,154	\$ 5,278,881	\$ 5,226,974	\$ 5,176,665	\$ 5,143,525	\$ 5,083,234
\$ 1,827,440	\$ 838,100	\$ 843,300	\$ 850,000	\$ 856,200	\$ 864,400	\$ 867,700	\$ 873,700	\$ 879,200	\$ 886,500	\$ 889,000	\$ 894,300	\$ 898,500	\$ 905,100	\$ 906,500	\$ 910,300	\$ 914,800	\$ 921,100	\$ 922,000
\$ 913,720	\$ 419,050	\$ 421,650	\$ 425,000	\$ 428,100	\$ 432,200	\$ 433,850	\$ 436,850	\$ 439,600	\$ 443,250	\$ 444,500	\$ 447,150	\$ 449,250	\$ 452,550	\$ 453,250	\$ 455,150	\$ 457,400	\$ 460,550	\$ 461,000
\$ 2,077,636	\$ 2,032,096	\$ 1,980,864	\$ 1,939,751	\$ 1,902,940	\$ 1,875,110	\$ 1,839,816	\$ 1,812,872	\$ 1,789,216	\$ 1,772,518	\$ 1,747,345	\$ 1,727,611	\$ 1,708,889	\$ 1,694,721	\$ 1,672,457	\$ 1,656,012	\$ 1,640,073	\$ 1,629,573	\$ 1,610,472
\$ 2,991,356	\$ 2,451,146	\$ 2,402,514	\$ 2,364,751	\$ 2,331,040	\$ 2,307,310	\$ 2,273,666	\$ 2,249,722	\$ 2,228,816	\$ 2,215,768	\$ 2,191,845	\$ 2,174,761	\$ 2,158,139	\$ 2,147,271	\$ 2,125,707	\$ 2,111,162	\$ 2,097,473	\$ 2,090,123	\$ 2,071,472
\$ 3,566,419	\$ 3,962,888	\$ 3,849,812	\$ 3,757,809	\$ 3,675,330	\$ 3,611,218	\$ 3,533,462	\$ 3,472,360	\$ 3,418,600	\$ 3,378,943	\$ 3,323,410	\$ 3,278,206	\$ 3,235,735	\$ 3,201,884	\$ 3,153,174	\$ 3,115,813	\$ 3,079,193	\$ 3,053,402	\$ 3,011,762
\$ 1,176,918	\$ 1,307,753	\$ 1,270,438	\$ 1,240,077	\$ 1,212,859	\$ 1,191,702	\$ 1,166,043	\$ 1,145,879	\$ 1,128,138	\$ 1,115,051	\$ 1,096,725	\$ 1,081,808	\$ 1,067,793	\$ 1,056,622	\$ 1,040,548	\$ 1,028,218	\$ 1,016,134	\$ 1,007,623	\$ 993,882
\$ 2,991,356	\$ 2,451,146	\$ 2,402,514	\$ 2,364,751	\$ 2,331,040	\$ 2,307,310	\$ 2,273,666	\$ 2,249,722	\$ 2,228,816	\$ 2,215,768	\$ 2,191,845	\$ 2,174,761	\$ 2,158,139	\$ 2,147,271	\$ 2,125,707	\$ 2,111,162	\$ 2,097,473	\$ 2,090,123	\$ 2,071,472
\$ 2,389,501	\$ 2,655,135	\$ 2,579,374	\$ 2,517,732	\$ 2,462,471	\$ 2,419,516	\$ 2,367,420	\$ 2,326,481	\$ 2,290,462	\$ 2,263,892	\$ 2,226,685	\$ 2,196,398	\$ 2,167,942	\$ 2,145,262	\$ 2,112,627	\$ 2,087,595	\$ 2,063,059	\$ 2,045,779	\$ 2,017,881

Tabla 10. Flujo de caja para el caso de Inyección de Surfactante/ Polimero 4% del Volumen Poroso.

Químico	Costo	Unidades	Cantidad	Unidades	INYECCIÓN DE AGUA															
Agua	0.5	USD/bbl	3000	bbl/día	PERIODO	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027			
Polimero	2	USD/lb	3000	bbl/día																
Surfactante	2.63	USD/lb	3000	bbl/día																
					Producción Crudo (Bbl)	0.00E+00	1.36E+04	5.74E+04	1.00E+05	1.40E+05	1.78E+05	2.11E+05	2.40E+05	2.60E+05	2.74E+05	2.81E+05	2.79E+05			
					Precio Crudo (USD/Bbl)	\$ 43.40	\$ 43.40	\$ 43.40	\$ 43.40	\$ 43.40	\$ 43.40	\$ 43.40	\$ 43.40	\$ 43.40	\$ 43.40	\$ 43.40	\$ 43.40			
					Ventas (USD)	\$ -	\$ 588,504	\$ 2,489,424	\$ 4,340,868	\$ 6,087,284	\$ 7,728,238	\$ 9,162,608	\$ 10,405,584	\$ 11,285,302	\$ 11,874,240	\$ 12,174,134	\$ 12,122,792			
					(-) Regalías (USD)	\$ -	\$ 47,080	\$ 199,154	\$ 347,269	\$ 486,983	\$ 618,259	\$ 733,009	\$ 832,447	\$ 902,824	\$ 949,939	\$ 973,931	\$ 969,823			
					Total Ingresos (USD)	\$ -	\$ 541,424	\$ 2,290,270	\$ 3,993,599	\$ 5,600,301	\$ 7,109,979	\$ 8,429,599	\$ 9,573,137	\$ 10,382,478	\$ 10,924,301	\$ 11,200,203	\$ 11,152,968			
TIO	11%	%																		
Regalías	8	%																		
Impuestos	33	%																		
OPEX IP	12.65	USD/Bb																		
					CAPEX															
					Equipos de Inyección	\$ 1,370,639	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -		
					VPN	\$ 5,864,163.99	USD													
					TIR	18%														
					PRODUCCION ACUMULADA bbo	3.002460.E+06	BBL													
					VPN INGRESOS	\$ 41,557,654.05	USD													
					VPN EGRESOS	\$ 27,905,364.10	USD													
					REL B/C	1.49														
					OPEX															
					Producción Agua (Bbl)	582490	859600	836020	811310	785850	762870	737980	718440	705510	701000	697400	706300			
					Tratamiento (USD)	\$ 291,245	\$ 429,800	\$ 418,010	\$ 405,655	\$ 392,925	\$ 381,435	\$ 368,990	\$ 359,220	\$ 352,755	\$ 350,500	\$ 348,700	\$ 353,150			
					Surfactante (lb)	1834340	8.91E+05	5.54E+05	3.99E+05	3.21E+05	2.68E+05	2.29E+05	2.36E+05	1.63E+05	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00			
					Surfactante (USD)	\$ 4,824,314	\$ 2,343,698	\$ 1,457,020	\$ 1,050,396	\$ 844,230	\$ 705,050	\$ 602,086	\$ 621,864	\$ 428,874	\$ -	\$ -	\$ -			
					Polimero (lb)	366942	178264	110822	79895	64211	53627	45796	47301	32620	366942	-				
					Polimero (USD)	\$ 733,884	\$ 356,528	\$ 221,644	\$ 159,790	\$ 128,422	\$ 107,254	\$ 91,592	\$ 94,602	\$ 65,240	\$ 733,884	\$ -				
					Lifting Cost (USD)	\$ -	\$ 171,534	\$ 725,604	\$ 1,265,253	\$ 1,774,289	\$ 2,252,586	\$ 2,670,668	\$ 3,032,964	\$ 3,289,380	\$ 3,461,040	\$ 3,548,452	\$ 3,533,487			
					Total Opex	\$ 5,849,443	\$ 3,301,560	\$ 2,822,278	\$ 2,881,094	\$ 3,139,866	\$ 3,446,325	\$ 3,733,336	\$ 4,108,650	\$ 4,136,249	\$ 4,545,424	\$ 3,897,152	\$ 3,886,637			
					Ingresos Antes Impuestos (USD)	\$ 7,220,082	\$ 2,760,137	\$ 532,008	\$ 1,112,505	\$ 2,460,435	\$ 3,663,654	\$ 4,696,263	\$ 5,464,488	\$ 6,246,229	\$ 6,378,877	\$ 7,303,052	\$ 7,266,332			
					(-) Impuestos (USD)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 367,127	\$ 811,944	\$ 1,209,006	\$ 1,549,767	\$ 1,803,281	\$ 2,061,256	\$ 2,105,029	\$ 2,410,007	\$ 2,397,890			
					(-) Egresos (USD)	\$ 7,220,082	\$ 3,301,560	\$ 2,822,278	\$ 2,881,094	\$ 3,139,866	\$ 3,446,325	\$ 3,733,336	\$ 4,108,650	\$ 4,136,249	\$ 4,545,424	\$ 3,897,152	\$ 3,886,637			
					FLUJO DE CAJA (USD)	\$ 7,220,082	\$ 2,760,137	\$ 532,008	\$ 745,378	\$ 1,648,492	\$ 2,454,648	\$ 3,146,497	\$ 3,661,207	\$ 4,184,974	\$ 4,273,847	\$ 4,893,045	\$ 4,868,442			
2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046		
2.12E+05	1.83E+05	1.11E+05	8.27E+04	6.52E+04	5.36E+04	4.44E+04	3.70E+04	3.08E+04	2.53E+04	2.05E+04	1.70E+04	1.37E+04	1.09E+04	8.29E+03	6.10E+03	4.46E+03	3.49E+03	3.93E+04		
\$ 43.40	\$ 43.40	\$ 43.40	\$ 43.40	\$ 43.40	\$ 43.40	\$ 43.40	\$ 43.40	\$ 43.40	\$ 43.40	\$ 43.40	\$ 43.40	\$ 43.40	\$ 43.40	\$ 43.40	\$ 43.40	\$ 43.40	\$ 43.40	\$ 43.40		
\$ 9,202,666	\$ 7,946,540	\$ 4,813,928	\$ 3,589,614	\$ 2,828,812	\$ 2,327,108	\$ 1,927,394	\$ 1,606,234	\$ 1,337,588	\$ 1,099,756	\$ 888,832	\$ 735,630	\$ 596,316	\$ 472,626	\$ 359,786	\$ 264,740	\$ 193,564	\$ 151,466	\$ 1,705,186		
\$ 736,213	\$ 635,723	\$ 385,114	\$ 287,169	\$ 226,305	\$ 186,169	\$ 154,192	\$ 128,499	\$ 107,007	\$ 87,980	\$ 71,107	\$ 58,850	\$ 47,705	\$ 37,810	\$ 28,783	\$ 21,179	\$ 15,485	\$ 12,117	\$ 136,415		
\$ 8,466,453	\$ 7,310,817	\$ 4,428,814	\$ 3,302,445	\$ 2,602,507	\$ 2,140,939	\$ 1,773,202	\$ 1,477,735	\$ 1,230,581	\$ 1,011,776	\$ 817,725	\$ 676,780	\$ 548,611	\$ 434,816	\$ 331,003	\$ 243,561	\$ 178,079	\$ 139,349	\$ 1,568,771		
\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -		
753100	831400	884700	916400	936900	953900	962700	972300	980500	990400	994300	999300	1004000	1011000	1012200	1015700	1018400	1023400	1022600		
\$ 376,550	\$ 415,700	\$ 442,350	\$ 458,200	\$ 468,450	\$ 476,950	\$ 481,350	\$ 486,150	\$ 490,250	\$ 495,200	\$ 497,150	\$ 499,650	\$ 502,000	\$ 505,500	\$ 506,100	\$ 507,850	\$ 509,200	\$ 511,700	\$ 511,300		
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -		
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -		
\$ 2,682,344	\$ 2,316,215	\$ 1,403,138	\$ 1,046,282	\$ 824,527	\$ 678,293	\$ 561,787	\$ 468,177	\$ 389,873	\$ 320,551	\$ 259,072	\$ 214,418	\$ 173,811	\$ 137,759	\$ 104,869	\$ 77,165	\$ 56,419	\$ 44,149	\$ 497,019		
\$ 3,058,894	\$ 2,731,915	\$ 1,845,488	\$ 1,504,482	\$ 1,292,977	\$ 1,155,243	\$ 1,043,137	\$ 954,327	\$ 880,123	\$ 815,751	\$ 756,222	\$ 714,068	\$ 675,811	\$ 643,259	\$ 610,969	\$ 585,015	\$ 565,619	\$ 555,849	\$ 1,008,319		
\$ 5,407,559	\$ 4,578,902	\$ 2,583,326	\$ 1,797,963	\$ 1,309,530	\$ 985,696	\$ 730,066	\$ 523,409	\$ 350,458	\$ 196,025	\$ 61,503	\$ 37,288	\$ 127,200	\$ 208,443	\$ 279,965	\$ 341,454	\$ 387,540	\$ 416,500	\$ 560,453		
\$ 1,784,494	\$ 1,511,038	\$ 852,498	\$ 593,328	\$ 432,145	\$ 325,280	\$ 240,922	\$ 172,725	\$ 115,651	\$ 64,688	\$ 20,296	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 184,949		
\$ 3,058,894	\$ 2,731,915	\$ 1,845,488	\$ 1,504,482	\$ 1,292,977	\$ 1,155,243	\$ 1,043,137	\$ 954,327	\$ 880,123	\$ 815,751	\$ 756,222	\$ 714,068	\$ 675,811	\$ 643,259	\$ 610,969	\$ 585,015	\$ 565,619	\$ 555,849	\$ 1,008,319		
\$ 3,623,064	\$ 3,067,864	\$ 1,730,828	\$ 1,204,635	\$ 877,385	\$ 660,417	\$ 489,144	\$ 350,684	\$ 234,807	\$ 131,336	\$ 41,207	\$ 37,288	\$ 127,200	\$ 208,443	\$ 279,965	\$ 341,454	\$ 387,540	\$ 416,500	\$ 375,503		

Tabla 12. Flujo de Caja para el caso de Inyección de Surfactante/Polimero 10% del Volumen Poroso

Químico	Costo	Unidades	Cantidad	Unidades	INYECCIÓN DE AGUA														
Agua	0.5	USD/bbl	3000	bbl/día	PERIODO	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027		
Polimero	3	USD/lb	3000	bbl/día															
Surfactante	2.63	USD/lb	3000	bbl/día															
					Producción Crudo (Bbl)	0.00E+00	8.59E+03	6.23E+04	1.00E+05	1.40E+05	1.78E+05	2.11E+05	2.40E+05	2.60E+05	2.63E+05	2.92E+05	2.90E+05		
					Precio Crudo (USD/Bbl)	\$ 43.40	\$ 43.40	\$ 43.40	\$ 43.40	\$ 43.40	\$ 43.40	\$ 43.40	\$ 43.40	\$ 43.40	\$ 43.40	\$ 43.40	\$ 43.40		
					Ventas (USD)	\$ -	\$ 372,806	\$ 2,705,122	\$ 4,340,868	\$ 6,087,284	\$ 7,728,238	\$ 9,162,608	\$ 10,405,584	\$ 11,285,302	\$ 11,410,728	\$ 12,663,686	\$ 12,606,398		
					(-) Regalias (USD)	\$ -	\$ 29,824	\$ 216,410	\$ 347,269	\$ 486,983	\$ 618,259	\$ 733,009	\$ 832,447	\$ 902,824	\$ 912,858	\$ 1,013,095	\$ 1,008,512		
					Total Ingresos (USD)	\$ -	\$ 342,982	\$ 2,488,712	\$ 3,993,599	\$ 5,600,301	\$ 7,109,979	\$ 8,429,599	\$ 9,573,137	\$ 10,382,478	\$ 10,497,870	\$ 11,650,591	\$ 11,597,886		
TIO					11%														
Regalias					8														
Impuestos					33														
OPEX IP					12.65	USD/Bbl													
					CAPEX														
					Equipos de Inyección	\$1,370,639	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	
					OPEX														
VPN					6,871,998.61	USD													
TIR					18%														
PRODUCCION ACUMULADA bbo					3806860	BBL													
VPN INGRESOS					\$ 47,469,634.43	USD													
VPN EGRESOS					\$ 32,205,341.91	USD													
REL B/C					1.47														
					Ingresos Antes Impuestos (USD)	\$ 7,587,024	\$ 3,073,972	\$ 507,258	\$ 1,032,610	\$ 2,396,224	\$ 3,610,027	\$ 4,650,467	\$ 5,417,187	\$ 6,120,833	\$ 6,251,759	\$ 7,017,934	\$ 7,224,960		
					(-) Impuestos (USD)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 340,761	\$ 790,754	\$ 1,191,309	\$ 1,534,654	\$ 1,787,672	\$ 2,019,875	\$ 2,063,080	\$ 2,315,918	\$ 2,384,237		
					(-) Egresos (USD)	\$ 7,587,024	\$ 3,416,954	\$ 2,995,971	\$ 2,960,989	\$ 3,204,077	\$ 3,499,952	\$ 3,779,132	\$ 4,155,951	\$ 4,261,645	\$ 4,246,111	\$ 4,632,657	\$ 4,372,926		
					FLUJO DE CAJA (USD)	\$ -7,587,024	\$ -3,073,972	\$ -507,258	\$ 691,849	\$ 1,605,470	\$ 2,418,718	\$ 3,115,813	\$ 3,629,515	\$ 4,100,958	\$ 4,188,678	\$ 4,702,016	\$ 4,840,723		
					FLUJO DE CAJA (USD) - DETALLE														
	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046
	2.93E+05	2.96E+05	2.76E+05	2.10E+05	1.47E+05	1.13E+05	8.74E+04	7.03E+04	5.77E+04	4.75E+04	3.88E+04	3.18E+04	2.56E+04	2.02E+04	1.60E+04	1.26E+04	9.43E+03	6.75E+03	4.02E+03
\$	43.40	43.40	43.40	43.40	43.40	43.40	43.40	43.40	43.40	43.40	43.40	43.40	43.40	43.40	43.40	43.40	43.40	43.40	43.40
\$	12,700,576	12,838,154	11,959,738	9,107,490	6,360,270	4,906,370	3,794,028	3,051,454	2,502,010	2,060,632	1,685,656	1,380,988	1,109,304	877,114	693,966	544,670	409,262	292,950	174,468
\$	1,016,046	1,027,052	956,779	728,599	508,822	392,510	303,522	244,116	200,161	164,851	134,852	110,479	88,744	70,169	55,517	43,574	32,741	23,436	13,957
\$	11,684,530	11,811,102	11,002,959	8,378,891	5,851,448	4,513,860	3,490,506	2,807,338	2,301,849	1,895,781	1,550,804	1,270,509	1,020,560	806,945	638,449	501,096	376,521	269,514	160,511
\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	693900	699000	720200	789200	855500	894200	919800	939000	953600	968300	975800	984400	992200	1001700	1004400	1009200	1013500	1020100	1020800
\$	346,950	349,500	360,100	394,600	427,750	447,100	459,900	469,500	476,800	484,150	487,900	492,200	496,100	500,850	502,200	504,600	506,750	510,050	510,400
\$	1.83E+06	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
\$	4,824,314	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
\$	366942	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
\$	1,100,826	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
\$	3,701,896	3,741,997	3,485,961	2,654,603	1,853,858	1,430,083	1,105,863	889,422	729,273	600,622	491,326	402,523	323,334	255,657	202,274	158,758	119,290	85,388	50,853
\$	9,973,986	4,091,497	3,846,061	3,049,203	2,281,608	1,877,183	1,565,763	1,358,922	1,206,073	1,084,772	979,226	894,723	819,434	756,507	704,474	663,358	626,040	595,438	561,253
\$	1,710,544	7,719,605	7,156,898	5,329,688	3,569,841	2,636,678	1,924,743	1,448,416	1,095,777	811,009	571,578	375,786	201,126	50,438	-66,025	-162,261	-249,518	-325,924	-400,742
\$	564,479	2,547,470	2,361,776	1,758,797	1,178,047	870,104	635,165	477,977	361,606	267,633	188,621	124,009	66,371	16,645	-	-	-	-	-
\$	9,973,986	4,091,497	3,846,061	3,049,203	2,281,608	1,877,183	1,565,763	1,358,922	1,206,073	1,084,772	979,226	894,723	819,434	756,507	704,474	663,358	626,040	595,438	561,253
\$	1,146,064	5,172,135	4,795,122	3,570,891	2,391,793	1,766,574	1,289,578	970,439	734,170	543,376	382,957	251,777	134,754	33,794	-66,025	-162,261	-249,518	-325,924	-400,742

 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 **SEBASTIAN FELIPE MATEUS PEDRAZA** y **JOHAN ESTEBAN PORRAS PUENTES** en calidad de titulares de la obra **EVALUACIÓN DE FACTIBILIDAD DE LA IMPLEMENTACIÓN DE LA INYECCIÓN DE NANOPÁRTICULAS DE SÍLICE COMO MÉTODO DE RECOBRO MEJORADO PARA CRUDOS MEDIANOS DEL CAMPO YARIGUI-CANTAGALLO MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA**, 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 sus autores.

De igual forma como autores autorizamos la consulta de los medios físicos del presente trabajo de grado así:

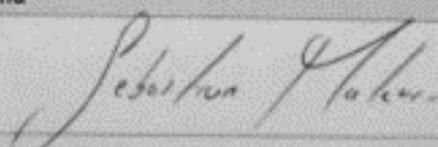
AUTORIZAMOS	SI	NO
La consulta física (sólo en las instalaciones de la Biblioteca) del CD-ROM y/o Impreso	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
La reproducción por cualquier formato conocido o por conocer para efectos de preservación	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

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 indicaremos, en carta adjunta, tal situación con el fin de que se respete la restricción de acceso.	SI	NO
	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

Para constancia se firma el presente documento en Bogotá, a los nueve días del mes de Agosto del año 2017.

LOS AUTORES:

Autor 1

Nombres	Apellidos
Sebastián Felipe	Mateus Pedraza
Documento de identificación No	Firma
1023940546	

Autor 2

Nombres	Apellidos
Johan Esteban	Porras Puentes
Documento de identificación No	Firma
1010222158	