

**EVALUACIÓN TÉCNICO FINANCIERA DE LOS EFECTOS DE LOS
MODIFICADORES DE PERMEABILIDADES RELATIVAS EN EL CAMPO LA
CIRA INFANTAS**

**WALTER JULIAN CHAPARRO CASTRO
DAVID FERNANDO ORDOÑEZ VARGAS**

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

**EVALUACIÓN TÉCNICO FINANCIERA DE LOS EFECTOS DE LOS
MODIFICADORES DE PERMEABILIDADES RELATIVAS EN EL CAMPO LA
CIRA INFANTAS**

**WALTER JULIAN CHAPARRO CASTRO
DAVID FERNANDO ORDOÑEZ VARGAS**

**Proyecto integral de grado para optar el titulo de
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Director:
WILLIAM FERNANDO BLANCO RINCON
Ingeniero de Petróleos**

**Asesor:
YATNIELAH ISBEL PIRELA ROPERO
Ingeniera de Petróleos**

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

Nota de aceptación

Juan David Rengifo

Iván Eduardo Peñalosa

Yatnielah Isbel Pirela Roperó

Bogotá D.C. Febrero de 2019

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. LUIS JAIME POSADA DÍAZ

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectora Académica de Posgrados

Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Decano Facultad de Ingenierías

Ing. JULIO CÉSAR FUENTES ARISMENDI

Director (E) Programa de Ingeniería de Petróleos

Ing. JULIO CÉSAR FUENTES ARISMENDI

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

Dedico este trabajo de grado en primer lugar a Dios, por permitirme llegar a este momento tan importante en mi vida y con mucho afecto a mi queridos padres Walter y Astrid y a mi querida hermana Laura por su compañía y motivación cada día, por todo el apoyo, comprensión y cariño que me han brindado y en especial por ser un ejemplo de persistencia, respeto y responsabilidad en el desarrollo de mi proyecto de vida. También a María Alejandra, por brindarme su apoyo y comprensión en cada instante y cada etapa de este proceso.

Dedicado también a mi compañero David Ordoñez que gracias a su compromiso y apoyo logramos construir este trabajo.

A Oxy y a los ingenieros John Parra y William Blanco por la colaboración para el desarrollo de este proyecto.

A la Universidad de América por darme la oportunidad de estudiar la carrera en las mejores condiciones, gracias a los profesores y orientadores por las asesorías, por su seguimiento y compartirnos sus conocimientos.

WALTER JULIAN CHAPARRO CASTRO

Doy gracias a Dios por todas las oportunidades que me ha dado, por su infinito amor y por su gracia en mí. Gracias a mi familia, en especial a mis padres y hermano que han sido los ejemplos en mi vida; siempre han creído en mí y aportaron a mi proyecto personal y profesional.

Estoy muy agradecido con el cuerpo técnico de Oxy que contribuyo al desarrollo de este proyecto, los ingenieros John Parra y William Blanco. También al grupo de asesores de la Universidad de América que dedicaron su tiempo, paciencia y conocimientos. Finalmente, no podía pasar por inadvertido, gracias a mi compañero de tesis, Walter Chaparro, que siempre lo dio todo para hacer de este trabajo de grado el mejor de todos. A todos los mencionados muchísimas gracias.

Para terminar quiero dejarles las frases que más me inspiran y hacen que crezca día a día. Espero a quienes lean esto también los inspire.

“Empezar a creer es la base para que empiece a suceder” – Miquel Roman.

“Locura es hacer lo mismo una y otra vez, esperando resultados diferentes” – Albert Einstein.

“Cuando cambias la forma en que ves las cosas, las cosas que ves cambian” – Wayne Dyer.

“Atraes lo que eres” – Anónimo.

DAVID F. ORDOÑEZ VARGAS.

AGRADECIMIENTOS

Los autores quieren expresar sus agradecimientos principalmente a Dios, a sus respectivas familias y cada una de las personas que contribuyeron y confiaron en este proyecto.

Un agradecimiento especial a los ingenieros de Oxy, William Blanco y John Parra, que nos permitieron desarrollar este trabajo de grado, sus conocimientos y apoyo fueron esenciales para desarrollar con todos los objetivos propuestos.

También al cuerpo de asesores proporcionados por la Universidad de América, los profesores Vicente Calad, María Chamorro y Yathniela Pirela, que con su dedicación y apoyo fueron fundamentales en este proyecto.

¡Todos realizaron un excelente trabajo!

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	32
OBJETIVOS	33
1. GENERALIDADES DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS	34
1.1 HISTORIA DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS	34
1.2 LOCALIZACIÓN DEL CAMPO	35
1.3 MARCO GEOLÓGICO	37
1.3.1 Columna estratigráfica	37
1.3.2 Estratigrafía	39
1.3.2.1 Grupo Girón	39
1.3.2.2 Formación Los Santos	39
1.3.2.3 Formación Rosablanca	39
1.3.2.4 Formación Paja	39
1.3.2.5 Formación Tablazo	40
1.3.2.6 Formación Simití	40
1.3.2.7 Formación La Luna	40
1.3.2.8 Formación Umir	40
1.3.2.9 Formación Lisama	40
1.3.2.10 Formación La Paz	41
1.3.2.11 Formación Esmeraldas	41
1.3.2.12 Formación Mugrosa	41
1.3.2.13 Formación Colorado	42
1.3.2.14 Lutitas La Cira	42
1.3.2.15 Grupo Real	42
1.3.2.16 Formación Mesa	43
1.3.3 Geología estructural	43
1.3.3.1 Anticlinal Infantas	43
1.3.3.2 Anticlinal La Cira	43
1.3.4 Geología del petróleo	44
1.3.4.1 Roca generadora	44
1.3.4.2 Roca reservorio	44
1.3.4.3 Migración	44
1.3.4.4 Roca sello	44
1.3.4.5 Trampa	45
1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN	45
1.4.1 Método de producción	46
1.4.2 Tiempo de producción	46
1.4.3 Número de pozos	46
1.4.4 Gráfica de producción	46
1.4.5 Características del yacimiento	47

2. HISTORIA DE INYECCIÓN Y PRODUCCIÓN DE AGUA EN EL CAMPO LA CIRA INFANTAS	49
2.1 INYECCIÓN DE AGUA	49
2.1.1 Tipos de inyección de agua	49
2.1.1.1 Inyección periférica o externa	50
2.1.1.2 Inyección en arreglos o dispersa	50
2.1.2 Clases de arreglos de pozos	51
2.1.2.1 Parámetros de los patrones de pozos	51
2.1.2.2 Empuje en línea directa	52
2.1.2.3 Empuje por línea alterna	52
2.1.2.4 Patrón 5 pozos	53
2.1.2.5 Patrón 7 pozos	54
2.1.2.6 Patrón 4 pozos	55
2.2 FUNDAMENTOS DE LA INYECCIÓN DE AGUA	55
2.2.1 Tipos de desplazamiento de dos fluidos inmiscibles	55
2.2.1.1 Desplazamiento pistón sin fugas	56
2.2.1.2 Desplazamiento pistón con fugas	56
2.3 HISTORIA DE INYECCIÓN DE AGUA EN EL CAMPO LA CIRA INFANTAS	57
2.3.1 Patrón actual de inyección de agua en el Campo La Cira Infantas	58
2.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DE AGUA EN EL CAMPO LA CIRA INFANTAS	61
3. MODIFICADORES DE PERMEABILIDADES RELATIVAS	62
3.1 TIPOS DE PERMEABILIDAD	62
3.1.1 Permeabilidad absoluta	62
3.1.2 Permeabilidad efectiva	62
3.1.3 Permeabilidad relativa	62
3.1.3.1 Permeabilidad relativa de dos fases	62
3.2 GENERALIDADES Y CARACTERÍSTICAS DE LOS MODIFICADORES DE PERMEABILIDADES RELATIVAS (RPMS)	66
3.2.1 Química del polímero	69
3.2.2 Efectos de los modificadores de permeabilidades relativas	70
3.2.2.1 Hipótesis del efecto de pared	70
3.2.2.2 Reducción del área transversal del flujo	70
3.2.2.3 Efecto de lubricación o de deslizamiento	70
3.2.2.4 Modificaciones en la humectabilidad del medio	71
3.2.3 Diseño del tratamiento de un RPM – Volumen y concentración del polímero	71
3.3 ANTECEDENTES DE LOS MODIFICADORES DE PERMEABILIDADES RELATIVAS (RPMS)	72
3.3.1 RPM como Polímeros Base Preflujo (PBP)	73
3.3.2 Ejemplos de Modificadores de permeabilidades relativas	74
3.3.2.1 RPM WSO	74
3.3.2.2 HPRM	76
3.3.2.3 STP RPM.	79

3.4 PRODUCTOS DE MODIFICADORES DE PERMEABILIDAD RELATIVA	80
3.4.1 Producto A	80
3.4.1.1 Características y beneficios del Producto A	81
3.4.2 Producto B	81
3.4.2.1 Características y beneficios del Producto B	81
3.4.3 Producto C	81
3.4.3.1 Características y beneficios del Producto C	82
3.4.4 Producto D	83
3.4.4.1 Características y beneficios del Producto D	83
3.5 SELECCIÓN DEL PRODUCTO	84
4. SELECCIÓN DE LOS POZOS CANDIDATOS PARA LA SIMULACIÓN DE LOS EFECTOS DE RPMS	85
4.1 CRITERIOS PARA SELECCIONAR LOS POZOS CANDIDATOS	85
4.1.1 La heterogeneidad	85
4.1.2 Flujo cruzado	85
4.1.3 El modo de producción	85
4.1.4 Restricciones técnicas	85
4.1.5 Restricciones económicas	86
4.1.6 El origen de la producción del agua	86
4.1.7 Pozos nuevos	86
4.2 SELECCIÓN DE POZOS PARA UN TRATAMIENTO DE RPM EN EL CAMPO LA CIRA INFANTAS	86
5. DESCRIPCIÓN DEL MODELO CONCEPTUAL DE SIMULACIÓN DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS	92
5.1 DESCRIPCIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN	92
5.2 DESCRIPCIÓN DE LAS PROPIEDADES FÍSICAS MÁS IMPORTANTES DEL MODELO CONCEPTUAL	94
5.2.1 Distribución de porosidad	94
5.2.2 Distribución de permeabilidad	95
5.2.3 Distribución de saturación del agua	96
5.2.4 Distribución de saturación del petróleo	97
5.2.5 Distribución de saturación de gas	97
5.2.6 Distribución de presión	97
5.3 CLASIFICACIÓN DEL YACIMIENTO SEGÚN EL ESTADO DE LOS FLUIDOS	99
5.3.1 Petróleo negro	99
5.4 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DE YACIMIENTOS	99
5.4.1 Propiedades del gas	99
5.4.1.1 Peso molecular aparente del gas	100
5.4.1.2 Volumen en condiciones normales del gas	100
5.4.1.3 Gravedad específica del gas	101
5.4.1.4 Densidad del gas	101
5.4.1.5 Volumen específico del gas	102
5.4.1.6 Propiedades críticas	102

5.4.1.7	Factor de compresibilidad Z del gas	102
5.4.1.8	Compresibilidad del gas	103
5.4.1.9	Viscosidad del gas	103
5.4.1.10	Factor volumétrico del gas (Bg)	104
5.4.2	Propiedades del petróleo	104
5.4.2.1	Gravedad específica del petróleo	104
5.4.2.2	Densidad del petróleo	104
5.4.2.3	Solubilidad del gas (Rs)	105
5.4.2.4	Presión del punto de burbuja	106
5.4.2.5	Viscosidad del petróleo	107
5.4.2.6	Factor volumétrico del petróleo (β_0)	108
5.4.2.7	Factor de compresibilidad del petróleo (Co)	109
5.5	PROPIEDADES PVT	109
5.5.1	Pruebas PVT	109
5.5.1.1	Liberación instantánea	110
5.5.1.2	Liberación diferencial	110
5.5.2	PVT del modelo conceptual del Campo La Cira Infantas	110
5.5.3	Propiedades físicas del petróleo del Campo La Cira Infantas	110
5.5.3.1	Relación de gas en solución del modelo conceptual del Campo La Cira Infantas.	110
5.5.3.2	Factor de compresibilidad del petróleo del modelo conceptual del Campo La Cira Infantas	111
5.5.3.3	Viscosidad del petróleo del modelo conceptual del Campo La Cira Infantas	112
5.6	CURVAS DE PERMEABILIDADES RELATIVAS	114
5.7	DETERMINACIÓN DE PRESION DE FRACTURA	114
6	RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN DE LOS EFECTOS DE LOS MODIFICADORES DE PERMEABILIDADES RELATIVAS	116
6.1	RESULTADOS SENSIBILIDAD UNO	118
6.1.1	Tasa de petróleo producido vs tiempo, sensibilidad uno	118
6.1.2	Tasa de líquido vs tiempo, sensibilidad uno	119
6.1.3	Corte de agua vs tiempo, sensibilidad uno	120
6.2	RESULTADOS SENSIBILIDAD DOS	121
6.2.1	Tasa de petróleo producido vs tiempo, sensibilidad dos	121
6.2.2	Tasa de líquido vs tiempo, sensibilidad dos	122
6.2.3	Corte de agua vs tiempo, sensibilidad dos	123
6.3	RESULTADOS SENSIBILIDAD TRES	124
6.3.1	Tasa de petróleo producido vs tiempo, sensibilidad tres	124
6.3.2	Tasa de líquido vs tiempo, sensibilidad tres.	125
6.3.3	Corte de agua vs tiempo, sensibilidad tres.	126
6.4	RESULTADOS SENSIBILIDAD CUATRO	127
6.4.1	Tasa de petróleo producido vs tiempo, sensibilidad cuatro	127
6.4.2	Tasa de líquido vs tiempo, sensibilidad cuatro.	127
6.4.3	Corte de agua vs tiempo, sensibilidad cuatro	128

6.5 RESULTADOS SENSIBILIDAD CINCO	129
6.5.1 Tasa de petróleo producido vs tiempo, sensibilidad cinco	130
6.5.2 Tasa de líquido vs tiempo, sensibilidad cinco.	131
6.5.3 Corte de agua vs tiempo, sensibilidad cinco	131
7. EVALUACION FINANCIERA DEL TRATAMIENTO DE MODIFICADORES DE PERMEABILIDADES RELATIVAS EN EL CAMPO LA CIRA INFANTAS	133
7.1 CONCEPTOS RELACIONADOS A LA EVALUACION FINANCIERA DE UN PROYECTO	133
7.1.1 Ingresos	133
7.1.3 Regalías	135
7.1.4 CAPEX	135
7.1.5 OPEX	135
7.2 INDICADORES FINANCIEROS PARA DETERMINAR LA VIABILIDAD DEL PROYECTO	135
7.2.1 Valor presente neto (VPN).	135
7.3 ESCENARIOS DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA DEL EFECTO DE LOS RPMS	136
7.3.1 Caso base.	137
7.3.2 Escenario pesimista	141
7.3.3 Escenario intermedio	145
7.3.4 Escenario optimista	149
7.4 Conclusión de la evaluación financiera	153
CONCLUSIONES	155
RECOMENDACIONES	156
BIBLIOGRAFÍA	157
ANEXOS	160

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Permeabilidad relativa.	65
Ecuación 2. Reducción de la permeabilidad relativa.	65
Ecuación 3. Volumen del tratamiento RPM.	71
Ecuación 4. Peso molecular aparente del gas.	100
Ecuación 5. Volumen en condiciones normales del gas.	100
Ecuación 6. Gravedad específica del gas.	101
Ecuación 7. Densidad del gas.	101
Ecuación 8. Volumen específico del gas.	102
Ecuación 9. Factor de compresibilidad.	103
Ecuación 10. Compresibilidad del gas.	103
Ecuación 11. Factor volumétrico del gas.	104
Ecuación 12. Gravedad específica del petróleo.	104
Ecuación 13. Densidad del petróleo.	105
Ecuación 14. Gravedad API del petróleo.	105
Ecuación 15. Factor volumétrico del petróleo.	108
Ecuación 16. Factor compresibilidad de petróleo.	109
Ecuación 17. Correlación de Standing para Rs.	111
Ecuación 18. Correlación de Standing para Bo.	112
Ecuación 19. Correlación de Beal para viscosidad de petróleo.	113
Ecuación 20. Gradiente de fractura de Hubbert y Willis.	115
Ecuación 21. Calculo de WAAC.	133
Ecuación 22. Conversión de tasas efectivas.	134
Ecuación 23. Conversión TIO de efectivo anual a efectivo mensual.	134
Ecuación 24. Valor presente neto.	135

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Localización del Campo La Cira Infantas, Cuenca del Valle Medio del Magdalena, Colombia.	36
Figura 2. Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena y unidades litoestratigráficas presentes en el Campo La Cira Infantas.	38
Figura 3. Desplazamiento de petróleo por agua en el medio poroso.	49
Figura 4. Inyección de agua periférica o externa en un yacimiento anticlinal.	50
Figura 5. Inyección de agua en arreglos o dispersa.	51
Figura 6. Arreglo de empuje en línea directa.	52
Figura 7. Arreglo empuje por línea alterna.	53
Figura 8. Patrón de 5 pozos.	54
Figura 9. Patrón de 7 pozos.	54
Figura 10. Patrón 4 pozos o 7 pozos invertido.	55
Figura 11. Desplazamiento pistón sin fugas.	56
Figura 12. Desplazamiento pistón con fugas.	57
Figura 13. Ejemplo de patrones de inyección en el Campo La Cira Infantas.	59
Figura 14. Modelo capilar de un sistema mojado por agua.	63
Figura 15. Comportamiento del flujo de dos fases.	63
Figura 16. Efectos de histéresis en las curvas de permeabilidades relativas.	64
Figura 17. End points de las curvas de permeabilidad relativa.	66
Figura 18. Adsorción de los modificadores de permeabilidades relativas sobre la superficie de la roca.	67
Figura 19. Película del polímero en el medio poroso.	69
Figura 20. Concentración del polímero vs permeabilidad de la formación.	72
Figura 21. Sistema HRPM.	77
Figura 22. Escenario ideal para un tratamiento de HRPM.	78
Figura 23. Zona de única producción con alta saturación de agua móvil.	78
Figura 24. Múltiple zona con flujo cruzado en el yacimiento.	79
Figura 25. Registro de los pozos Well 1 y Well 2.	87
Figura 26. Ubicación de los pozos Well 1 y Well 2.	88
Figura 27. Distribución de los pozos seleccionados en el Campo La Cira Infantas.	91
Figura 28. Modelo conceptual del Campo La Cira Infantas.	92
Figura 29. Celdas refinadas del pozo productor.	93
Figura 30. Ampliación de las celdas refinadas del pozo productor	94
Figura 31. Distribución de porosidad del modelo conceptual del Campo La Cira Infantas.	95
Figura 32. Distribución de la permeabilidad en el modelo conceptual del Campo La Cira Infantas.	96

Figura 33. Distribución de presión en el modelo conceptual del Campo La Cira Infantas.	98
Figura 34. Diagrama de fases para petróleo negro.	99
Figura 35. Diagrama de solubilidad de gas en función de la presión.	106
Figura 36. Cambios de las propiedades en función de la presión de burbuja.	107
Figura 37. Viscosidad del petróleo en función de la presión.	108
Figura 38. Flujo de efectivo para el caso base.	140
Figura 39. Flujo neto de efectivo caso base.	140
Figura 40. Flujo de efectivo para el escenario pesimista.	144
Figura 41. Flujo neto de efectivo para el escenario pesimista.	144
Figura 42. Flujo de efectivo para el escenario intermedio.	148
Figura 43. Flujo neto de efectivo para el escenario intermedio.	148
Figura 44. Flujo de efectivo para el escenario optimista.	152
Figura 45. Flujo neto de efectivo para el escenario optimista.	153

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1. Producción de agua y petróleo e inyección de agua histórica vs tiempo en años del Campo La Cira Infantas.	47
Gráfica 2. Rendimiento histórico del Campo La Cira Infantas.	60
Gráfica 3. Producción de fluido vs Presión de fondo fluyendo.	89
Gráfica 4. Relación de gas en solución del modelo conceptual del Campo La Cira Infantas.	111
Gráfica 5. Factor de compresibilidad del petróleo del modelo conceptual del Campo La Cira Infantas.	112
Gráfica 6. Viscosidad del petróleo del modelo conceptual del Campo La Cira Infantas.	113
Gráfica 7. Curva de permeabilidades relativas vs Sw, para la sensibilidad uno.	118
Gráfica 8. Tasa de petróleo producido vs tiempo, sensibilidad uno.	119
Gráfica 9. Tasa de líquido vs tiempo, sensibilidad uno.	119
Gráfica 10. Corte de agua vs tiempo (meses), sensibilidad uno.	120
Gráfica 11. Corte de agua vs tiempo (días), sensibilidad uno.	121
Gráfica 12. Tasa de petróleo producido vs tiempo, sensibilidad dos.	122
Gráfica 13. Tasa de líquido vs tiempo, sensibilidad dos.	122
Gráfica 14. Corte de agua vs tiempo (mes) - sensibilidad dos.	123
Gráfica 15. Corte de agua vs tiempo (días), sensibilidad dos.	123
Gráfica 16. Curva de permeabilidades relativas vs Sw, para la sensibilidad tres.	124
Gráfica 17. Tasa de petróleo producido vs tiempo, sensibilidad tres.	125
Gráfica 18. Tasa de líquido vs tiempo, sensibilidad tres.	125
Gráfica 19. Corte de agua vs tiempo (meses), sensibilidad tres.	126
Gráfica 20. Corte de agua vs tiempo (días), sensibilidad tres.	126
Gráfica 21. Tasa de petróleo producido vs tiempo, sensibilidad cuatro.	127
Gráfica 22. Tasa de líquido vs tiempo, sensibilidad cuatro.	128
Gráfica 23. Corte de agua vs tiempo (meses), sensibilidad cuatro.	128
Gráfica 24. Corte de agua vs tiempo (días), sensibilidad cuatro.	129
Gráfica 25. Curva de permeabilidades relativas vs Sw, sensibilidad cinco.	130
Gráfica 26. Tasa de petróleo vs tiempo, sensibilidad cinco.	130
Gráfica 27. Tasa de líquido vs tiempo, sensibilidad cinco.	131
Gráfica 28. Corte de agua vs tiempo (meses), sensibilidad cinco.	132
Gráfica 29. Corte de agua vs tiempo (días), sensibilidad cinco.	132
Gráfica 30. Comparación VPN para los diferentes casos.	154

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Propiedades estáticas y características del Campo La Cira Infantas. Formación Mugrosa, Areniscas de la Zona C.	47
Tabla 2. Temperatura y presiones del Campo La Cira Infantas.	48
Tabla 3. Preselección de pozos candidatos a un tratamiento RPM WSO.	75
Tabla 4. Rangos de temperaturas de los productos RPM.	84
Tabla 5. Información de los pozos seleccionados para el tratamiento.	90
Tabla 6. Datos de la malla del modelo conceptual del Campo La Cira Infantas.	93
Tabla 7. Valores de porosidad para el modelo conceptual del Campo La Cira Infantas.	95
Tabla 8. Valores de permeabilidad en el modelo conceptual del Campo La Cira Infantas.	96
Tabla 9. Valores de saturación de agua en el modelo conceptual del Campo La Cira Infantas.	97
Tabla 10. Valores de saturación de petróleo en el modelo conceptual del Campo La Cira Infantas.	97
Tabla 11. Valores de saturación de gas en el modelo conceptual del Campo La Cira Infantas.	97
Tabla 12. Información de presión del modelo.	98
Tabla 13. Información para cálculo de gradiente de fractura.	115
Tabla 14. Sensibilidades realizadas para el modelo conceptual del Campo La Cira Infantas.	116
Tabla 15. Data para cálculo de los volúmenes a inyectectar.	117
Tabla 16. Volumen inyectado en cada sensibilidad.	117
Tabla 17. Valores de costos de operación y precio de venta.	137
Tabla 18. Costos de levantamiento de líquido caso base.	137
Tabla 19. Costos de tratamiento de agua caso base.	138
Tabla 20. Costos de levantamiento de líquido caso base.	138
Tabla 21. Ingresos caso base.	139
Tabla 22. Ingresos y egresos caso base.	139
Tabla 23. Costos de levantamiento de líquido escenario pesimista.	141
Tabla 24. Costos de tratamiento de agua del escenario pesimista.	142
Tabla 25. Costos de levantamiento de aceite, escenario pesimista.	142
Tabla 26. Ingresos escenarios pesimista.	143
Tabla 27. Ingresos y egresos del escenario pesimista.	143
Tabla 28. Costos de levantamiento de líquido escenario intermedio.	145
Tabla 29. Costos de tratamiento de agua del escenario intermedio.	146
Tabla 30. Costos de levantamiento de aceite del escenario intermedio.	146
Tabla 31. Ingresos del escenario intermedio.	147
Tabla 32. Ingresos y egresos escenario intermedio.	147

Tabla 33. Costos de levantamiento de líquido escenario optimista.	149
Tabla 34. Costos de tratamiento de agua escenario optimista.	150
Tabla 35. Costos de tratamiento de petróleo escenario optimista.	150
Tabla 36. Ingresos escenario optimista.	151
Tabla 37. Ingresos y egresos del escenario optimista.	152
Tabla 38. VPN en los diferentes casos.	154

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. PVT del modelo conceptual del Campo La Cira Infantas	161
Anexo B. Tablas de permeabilidades relativas	163

ABREVIATURAS

Bbl Barriles

BFPD Barriles de fluido por día

BOPD Barriles de petróleo por día

BPD Barriles por día

BWPD Barriles de agua por día

cm Centímetros

DRP Reducción desproporcionada de permeabilidad

Fm Formación

Ft Pies (Unidad de longitud)

K Permeabilidad

K_r Permeabilidad relativa

K_{rw} Permeabilidad relativa al agua

K_{ro} Permeabilidad relativa al petróleo

Km Kilómetros

m Metros

md Milidarcys

R_{PI/PP} La razón pozos inyectoros a pozos productores

RAP Relación agua petróleo

RPMs Relative Permeability Modifiers (en español modificadores de permeabilidad relativa)

S_w Saturación de agua

S_{wirr} Saturación de agua irreducible

S_o Saturación de petróleo

S_{or} Saturación de petróleo residual

VVM Valle Medio del Magdalena

VPN Valor Presente Neto

GLOSARIO

AGLOMERADO: roca ígnea extrusiva de textura piroclástica, con tamaño de partícula mayor a 32 mm está compuesta por fragmentos de rocas lava solidificada o de otras rocas. Los aglomerados son considerados piroclásticos, debido a que surgen tras una erupción volcánica.

AMBIENTE CONTINENTAL: ambiente de depositación en donde la erosión es la principal influencia de los procesos geológicos. La plataforma continental, o el área en los márgenes de un continente que se extiende desde la línea de costa hasta una profundidad de 200 m [660 pies], donde comienza la pendiente continental. La plataforma continental es usualmente un área llana y vasta con una leve pendiente hacia el mar. El término se utiliza a veces como sinónimo de plataforma

AMBIENTE DE DEPOSITACIÓN: corresponde al área y condiciones físicas bajo las cuales se depositan los sedimentos, indica la fuente de los sedimentos; los procesos de depositación tales como la depositación por acción del viento, el agua o el hielo; y la localización y el clima, tal como un desierto, un pantano o un río

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

AMBIENTE MARINO: relativo a los sedimentos o los ambientes depositacionales situados en los mares o en aguas oceánicas, entre la profundidad de la bajamar y el fondo. Los sedimentos provienen de los ambientes transicionales

AMBIENTE TRANSICIONAL: área geográfica que se encuentra localizada entre la zona continental terrestre y la zona marina. La fuerte intensidad de sedimentación da lugar a cambios continuos en la morfología y delimitación en la línea de costa, por lo que los ambientes sedimentarios que aparecen, son de gran complejidad y a veces de difícil separación. Los sedimentos depositados en estos ambientes son de aporte continental y marino.

ANDESITA: roca ígnea extrusiva, textura afanítica y su tamaño de grano es fino, menor a 1 mm. La componen minerales como hornblenda, piroxeno y biotita.

ANTICLINAL: pliegue en forma de arco, producido en las rocas, en el que las capas de roca son convexas hacia arriba. Las capas de roca más antiguas forman el núcleo del pliegue, y, a partir del núcleo, se disponen rocas cada vez más modernas. Los anticlinales forman muchas trampas de hidrocarburos excelentes, especialmente en los pliegues con rocas de calidad yacimiento en su núcleo y sellos impermeables en las capas externas del pliegue.

ARCILLA: mineral de origen clástico con un tamaño de partícula menor a 0,004 mm.

ARCILLOLITA: roca sedimentaria clástica, de origen detrítico con tamaño de grano fino (menor a 0,004 mm), compuesta mineralógicamente por arcilla.

ARCOSA: roca sedimentaria clástica, su textura es detrítica, un tamaño de grano tipo arena de 0,063 a 2 mm, con mala selección y granos no redondeados. La arcosa es una arenisca feldespática, tiene un contenido de feldespato mayor al 25%, otros minerales que la componen son cuarzo, pero en una menor proporción, 10 % al 75%.

ARENA: sedimento con tamaño de grano entre 0,063 a 2mm.

ARENISCA: roca sedimentaria clástica, de textura detrítica con partículas de tamaño arena (0,063 a 2 mm). La compone, esencialmente, cuarzo y otros minerales como micas, feldespato.

BARRIL: unidad de medida de volumen común en el sector de los hidrocarburos. Un barril es equivalente a 42 galones EEUU y 158,987 litros y se abrevia BOPD.

BASAMENTO: corresponde a la capa de roca por debajo de la cual no se espera que existan yacimientos de hidrocarburos económicos. El basamento normalmente lo conforman rocas ígneas o metamórficas deformadas, más antiguas, que rara vez desarrollan la porosidad y la permeabilidad necesarias para actuar como un yacimiento de hidrocarburos, y por debajo del cual las rocas sedimentarias no son comunes. Las rocas de basamento habitualmente poseen diferente densidad, velocidad acústica y propiedades magnéticas que las rocas supra yacentes.

CALIZA: roca sedimentaria conformada a base de carbonato de calcio (calcita), principalmente, y otros minerales como arcilla, cuarzo y hematita. Su origen proviene de aguas dulces o mares cálidos.

CABECEO: también llamado inmersión o buzamiento axial, se dice que un pliegue presenta inmersión si su eje no es horizontal; grado de inmersión es el ángulo entre el eje y la línea horizontal contenidos en un plano vertical común.

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

COLUMNA ESTRATIGRÁFICA: es un diagrama que muestra la secuencia vertical de las unidades de roca presentes debajo de una ubicación dada con las más antiguas en la parte inferior y las más jóvenes en la parte superior. Normalmente se

dibujan a escala aproximada con espesores de roca proporcional. Los colores y los símbolos estandarizados generalmente se agregan para comunicar gráficamente los tipos de roca y algunas de sus características más importantes. Las columnas geológicas preparadas para regiones tendrán grosores generalizados y características de unidad de roca que muestran ese cambio en la distancia

CONGLOMERADO: roca sedimentaria clástica, de origen detrítico, conformada por clastos redondeados con un tamaño de partícula mayor a 2mm. Los clastos que la componen contienen minerales como cuarzo o feldespato.

CONTACTO CONCORDANTE: superficie de estratificación que separa los estratos más antiguos de los más modernos, a lo largo de la cual no existen evidencias de erosión subaérea o marina o de ausencia de depositación, y a lo largo de la cual tampoco existen evidencias de la existencia de un hiato significativo.

CONTACTO DISCORDANTE: una superficie geológica que separa los estratos más modernos de los estratos más antiguos y que representa un período de ausencia de depositación, combinado posiblemente con un proceso de erosión. Algunas discordancias son muy irregulares, en tanto que otras no poseen relieve y pueden ser difíciles de distinguir en una serie de estratos paralelos

CUENCA SEDIMENTARIA: depresión de la corteza terrestre, formada por la actividad tectónica de las placas, en la que se acumulan sedimentos. La persistencia de la depositación puede producir un grado adicional de depresión o subsidencia. Las cuencas sedimentarias, o simplemente cuencas, pueden tener forma de cubeta o de fosa alargada. Si las rocas generadoras de hidrocarburos se combinan con condiciones adecuadas de profundidad y duración de sepultamiento, pueden generarse hidrocarburos en la cuenca.

DACITA: roca ígnea de grano fino, menor a 1 mm, su textura varía entre afanítica y pórfida. La conforman minerales como el cuarzo y plagioclasa, principalmente; y otros como biotita y piroxeno.

DOLOMÍA: roca sedimentaria cuyo origen es químico, su tamaño de grano puede variar. El principal mineral que la conforma es dolomita, carbonato de calcio y carbonato de magnesio.

ESTRATIFICACIÓN CRUZADA: estructura sedimentaria en la que una unidad de roca horizontal se compone de capas inclinadas. La arena depositada en el lado de sotavento de una duna de arena o la arena depositada en el lado de corriente descendente de una barra de desembocadura probablemente producirá una unidad de roca horizontal compuesta de capas inclinadas. La inclinación de las camas no tiene nada que ver con la deformación post-deposición.

ESTRATIGRAFÍA: rama de la geología encargada de estudiarla composición, las edades relativas y la distribución de los estratos, y la interpretación de los estratos para elucidar la historia de la Tierra. La comparación, o correlación, de estratos separados puede incluir el estudio de litología, contenido fósil, edades relativas y absolutas, litoestratigrafía, bioestratigrafía y cronoestratigrafía.

ESPESOR: espesor de una capa o de un estrato de roca sedimentaria, medido en forma perpendicular a su extensión lateral, presumiendo la existencia de depositación sobre una superficie horizontal. Dado que la depositación de sedimentos puede producirse sobre superficies inclinadas, el espesor aparente o medido de la capa podría diferir del espesor verdadero de la capa. El espesor de una capa dada a menudo varía a lo largo de su extensión.

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

FALLA: interrupción o superficie laminar existente en una roca frágil a lo largo de la cual existe un desplazamiento observable. Dependiendo de la dirección relativa del desplazamiento entre las rocas, o bloques de fallas, a ambos lados de la falla, su movimiento se describe como directo (o normal), inverso o de desplazamiento de rumbo.

FALLA INVERSA: tipo de falla formada cuando el bloque de falla a lo largo del labio alto se desplaza en forma ascendente, a lo largo de una superficie de falla, respecto del labio bajo. Dicho movimiento puede producirse en zonas en las que la corteza terrestre se encuentra comprimida.

FALLA DE CABALGAMIENTO: tipo de falla inversa en la que el plano de falla tiene una inclinación muy superficial, por lo general mucho menor que 45° . El bloque de falla de pared colgante se mueve hacia arriba de la superficie de falla con respecto a la pared de pie.

FORMACIÓN: unidad fundamental litoestratigráfica. Un cuerpo de roca suficientemente característico y continuo para ser mapeado. En estratigrafía, una formación es un cuerpo de estratos de un tipo predominante o una combinación de diversos tipos; las formaciones múltiples forman grupos, y las subdivisiones de las formaciones son los miembros.

GEOLOGÍA ESTRUCTURAL: rama de la geología que se encarga de estudiar la estructura, la geometría y la disposición espacial de las rocas. La estructura o la deformación pueden incluir muchos mecanismos, tales como la formación de pliegues, fallas y fracturas. La estructura generalmente puede ser interpretada en

términos de la deformación de la corteza terrestre conforme los continentes y las placas tectónicas se mueven y chocan

GRUPO: unidad litoestratigráfica de rango mayor que comprende dos, o más, formaciones adyacentes

KERÓGENO: materia orgánica sólida e insoluble producida de forma natural que se encuentra en las rocas generadoras y puede producir petróleo al calentarse. Kerogeno es la porción de materia orgánica natural que no es extraíble con solventes orgánicos. Los constituyentes orgánicos típicos del kerógeno son algas y material vegetal leñoso. Los Kerogenos tienen un alto peso molecular en relación con el bitumen, o materia orgánica soluble. El bitumen se forma a partir del kerógeno durante la generación de petróleo. El kerógeno se describen como Tipo I, que consisten principalmente en kerógeno algales y amorfos (pero presumiblemente algales) y altamente propensos a generar petróleo; Tipo II, material mixto de origen terrestre y marino que puede generar aceite ceroso; y Tipo III, material de origen terrestre leñoso que genera típicamente gas.

LIDITA: roca sedimentaria silíceo. A esta la compone cuarzo microcristalino o criptocristalino, óxidos de hierro y fósiles de microorganismos llamados radiolos.

LIMOLITA: roca sedimentaria clástica, textura detrica, compuesta por sedimentos de tamaño de limo (0,004 a 0,063 mm), los minerales que la componen son oxido de cuarzo, principalmente, y otros como cuarzo y calcita.

LITOLOGÍA: es una rama de la geología que se encarga de estudiar las características de las rocas, la naturaleza macroscópica del contenido mineral su a granulometría, textura, tamaño de grano y su composición.

LUTITA: roca sedimentaria clástica, con textura pelítica, detritos clásticos. Se compone de sedimentos tamaño arcilla (menor a 0,004 mm) y minerales arcillosos, además de cuarzo, feldespato y micas.

MARCO GEOLOGICO: descripción de la estratigrafía, geología estructural y la geología del petróleo de la zona de donde se está realizando el trabajo.

MIGRACION: movimiento de los hidrocarburos generados, desde la fuente hacia las rocas yacimiento. El movimiento de los hidrocarburos recién generados fuera de su roca generadora es la migración primaria, también denominada expulsión. El movimiento adicional de los hidrocarburos hacia la roca yacimiento en una trampa de hidrocarburos u otra zona de acumulación es la migración secundaria. La migración se produce habitualmente desde un área estructuralmente baja hacia un área más alta, debido a la flotabilidad relativa de los hidrocarburos, en comparación con la roca adyacente. La migración puede ser local o producirse a lo largo de

distancias de cientos de kilómetros en las cuencas sedimentarias grandes, y es crucial para la formación de un sistema petrolero viable.

PETROLEO: mezcla compleja de compuestos de hidrocarburos naturales que se encuentran en las rocas. El petróleo puede variar entre sólido y gaseoso, pero el término se utiliza generalmente para hacer alusión al petróleo crudo líquido. Las impurezas, tales como el azufre, el oxígeno y el nitrógeno, son comunes en el petróleo. Además existe un grado considerable de variación en lo que respecta al color, la gravedad, el olor, el contenido de azufre y la viscosidad en los petróleos provenientes de áreas diferentes.

PERMEABILIDAD: capacidad, o medición de la capacidad de una roca, para transmitir fluidos, medida normalmente en darcies o milidarcies. El término fue definido básicamente por Henry Darcy, quien demostró que la matemática común de la transferencia del calor podía ser modificada para describir correctamente el flujo de fluidos en medios porosos

POLÍMERO: molécula grande compuesta de unidades que se repiten. Algunos polímeros son de origen natural, tales como la goma de xantano, la goma de guar y el almidón. Otros polímeros son polímeros naturales modificados, tales como la carboximetilcelulosa (CMC), el hidroxipropil almidón y el lignosulfonato. Algunos son sintéticos, tales como los poliacrilatos, las poliacrilamidas y las polialfaolefinas.

POLÍMERO HIDROFÍLICO: son polímeros que cuando tienen contacto con el agua forman cadenas largas de polímeros que ocupan los espacios porosos de la roca, atraen la fase del agua y repelan la fase del aceite; como consecuencia de ello se reduce la permeabilidad relativa del agua y por tanto se impide su desplazamiento sin afectar a gran escala el flujo del aceite.

POROSIDAD: porcentaje de volumen de poros o espacio poroso, o el volumen de roca que puede contener fluidos. La porosidad puede ser un relicto de la depositación (porosidad primaria, tal como el espacio existente entre los granos que no fueron completamente compactados) o puede desarrollarse a través de la alteración de las rocas (porosidad secundaria, tal como sucede cuando los granos de feldespato o los fósiles se disuelven preferentemente a partir de las areniscas).

POZO: agujero perforado o el pozo, incluyendo el tramo descubierto o no entubado. El término pozo puede referirse al diámetro interno de la pared del pozo, la pared de roca que limita el pozo perforado

POZO PETROLERO: pozo en producción con petróleo como su principal producto comercial. Los pozos de petróleo casi siempre producen algún gas y, frecuentemente, producen agua. La mayoría de los pozos de petróleo, a la postre, producen mayormente gas o agua

PUMITA: roca ígnea volcánica, de textura vítrea con tamaño de grano fino (menor a 1 mm). Su composición mineralógica la conforman cuarzo, plagioclasa y feldespato potásico.

ROCA GENERADORA: roca rica en materia orgánica que, si se calienta lo suficiente, generará petróleo o gas. Las rocas generadoras típicas, generalmente pizarras o calizas, contienen alrededor del 1% de materia orgánica y al menos el 0,5% de carbono orgánico total (COT), aunque una roca generadora rica puede tener hasta el 10% de materia orgánica. Las rocas generadoras marinas tienden a ser propensas al petróleo, mientras que las rocas generadoras terrestres (como el carbón) tienden a ser propensas a los gases.

ROCA RESERVORIO: cuerpo de roca debajo de la superficie que tiene suficiente porosidad y permeabilidad para almacenar y transmitir fluidos. Las rocas sedimentarias son las rocas reservorio más comunes porque tienen más porosidad que la mayoría de las rocas ígneas y metamórficas y se forman en condiciones de temperatura en las que se pueden conservar los hidrocarburos.

ROCA SELLO: roca relativamente impermeable, normalmente lutita, anhidrita o sal, que forma una barrera o una cubierta sobre y alrededor de la roca reservorio, de manera que los fluidos no puedan migrar más allá del yacimiento. Un sello es un componente crítico de un sistema petrolero completo. La permeabilidad de un sello capaz de retener los fluidos a través del tiempo geológico oscila entre 10^{-6} y 10^{-8} darcies.

SEDIMENTO: granos no consolidados de minerales, materia orgánica o rocas preexistentes, que pueden ser transportados por el agua, el hielo o el viento, para luego ser depositados. Los procesos por los cuales los sedimentos se forman y son transportados tienen lugar en la superficie terrestre o cerca de ésta y a presiones y temperaturas relativamente bajas.

SHALE: roca sedimentaria clástica, de origen detrítico con tamaño de grano fino (menor a 0,004 mm), formada por partículas de arcilla. El ambiente de formación son aguas oceánicas profundas, lagos y lagunas.

SUPRAYACENTE: cuerpo de roca ubicado por encima al cuerpo de roca referenciado.

SUBYACIENTE: es aquel cuerpo de roca ubicado por debajo al cuerpo de roca referenciado.

TOC: es la concentración de materia orgánica en las rocas generadoras representada por el porcentaje en peso de carbono orgánico. Un valor de aproximadamente 0,5% de porcentaje de carbono orgánico total en peso se considera el mínimo para una roca generadora efectiva, aunque valores de 2% se

consideran el mínimo para los yacimientos de gas de esquisto; existen valores que exceden el 10%. El carbono orgánico total se mide a partir de muestras de 1 g de roca pulverizada que se queman y se convierten en CO o CO₂.

TRAMPA: configuración de rocas adecuadas para contener hidrocarburos, selladas por una formación relativamente impermeable a través de la cual los hidrocarburos no pueden migrar. Las trampas se describen como trampas estructurales (en estratos deformados, tales como pliegues y fallas) o trampas estratigráficas (en zonas en las que los tipos de rocas cambian, tales como discordancias, acuñaientos y arrecifes).

YACIMIENTO: unidad de roca en el subsuelo que es porosa y permeable, y que contiene una acumulación de petróleo y / o gas natural.

RESUMEN

TÍTULO: EVALUACIÓN TÉCNICO FINANCIERA DE LOS EFECTOS DE LOS MODIFICADORES DE PERMEABILIDADES RELATIVAS EN EL CAMPO LA CIRA INFANTAS.

Cuando se tiene un campo maduro como lo es La Cira Infantas y se realizan procesos de recobro mejorado, especialmente inyección de agua, se generan tasas de producción de agua muy altas, que representan gastos para la compañía OXY debido al tratamiento que se le realiza al agua en superficie. Por lo tanto se debe buscar una solución que permita reducir el corte de agua de este campo.

Para este proyecto realiza una evaluación técnico financiera de los efectos de una solución química que consiste en la inyección de modificadores de permeabilidades relativas para reducir la permeabilidad relativa de agua y con esto minimizar el corte de agua.

Por medio de una simulación numérica de tipo conceptual se evaluaron diferentes escenarios en los cuales se aplicó el tratamiento de modificadores de permeabilidades relativas teniendo en cuenta las variables de permeabilidad relativa del agua y el radio de invasión del polímero.

La evaluación financiera permite definir el mejor escenario, en el cual los gastos correspondientes a la producción de agua, se reducidos considerablemente y de esta manera determinar la viabilidad financiera del proyecto con respecto a un caso base. Mediante el indicador financiero de Valor Presente Neto (VPN), se evalúa la rentabilidad de este proyecto.

PALABRAS CLAVE:

- Campo La Cira Infantas.
- Canalizaciones.
- Control agua.
- Corte agua.
- Modificadores permeabilidad relativa.
- RPMs.

INTRODUCCIÓN

El Campo la Cira Infantas cuenta con 100 años de producción siendo uno de los principales campos petroleros que aportan significativamente a la producción de hidrocarburos en Colombia. Con el paso de los años, como es normal en un yacimiento su producción y presión se depletan, por eso los ingenieros han intervenido con procesos de recobro secundario como la inyección de agua. La inyección de agua en el Campo La Cira Infantas se ha realizado desde hace casi 50 años, y al ser un campo maduro la producción de agua es muy alta.

A causa de la producción de agua los costos de operaciones en superficies han aumentado considerablemente llegando al límite económico y también la alta producción de agua ha generado que se cierren pozos; teniendo en cuenta los costos que representa el tratamiento y disposición del agua producida en superficie para la compañía operadora del campo la consecuencia es que no se pueda obtener una mayor ganancia económica.

Los modificadores de permeabilidad relativa son polímeros hidrofílicos que una vez hidratados forman cadenas largas de polímeros que ocupan los espacios porosos de la roca, por dichas características atraen la fase del agua y repelan la fase del aceite; como consecuencia de ello se reduce la permeabilidad relativa del agua y por tanto se impide su desplazamiento sin afectar a gran escala el flujo del aceite.

Por lo tanto, los modificadores de permeabilidad relativa surgen como un método químico para el control de producción de agua excesiva. Para el desarrollo de este proyecto, que se centra en la evaluación técnico financiera de los efectos de modificadores de permeabilidades relativas mediante un modelo de simulación numérica conceptual del campo objeto de estudio, se evalúan diferentes escenarios donde las variables de permeabilidad relativa de agua y radio de invasión del polímero influyen en los resultados obtenidos de la simulación.

OBJETIVOS

Objetivo general:

Evaluar técnico financieramente los efectos de los modificadores de permeabilidades relativas para la reducción de producción de agua en el Campo La Cira Infantas mediante simulación numérica.

Objetivos específicos:

1. Describir las generalidades del Campo La Cira Infantas.
2. Analizar el historial de inyección y producción de agua en el Campo La Cira Infantas.
3. Describir los productos utilizados como modificadores de permeabilidades relativas (RPMs).
4. Seleccionar los pozos candidatos con un corte de agua mayor o igual al 95%, para la simulación de los efectos de los RPMs.
5. Simular el efecto de los modificadores de permeabilidades relativas en los pozos seleccionados mediante el simulador CMG®.
6. Evaluar la viabilidad financiera del proyecto mediante el indicador financiero Valor Presente Neto (VPN).

1. GENERALIDADES DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS

Este capítulo abarca una reseña histórica, localización, marco geológico, estratigrafía, geología estructural, geología del petróleo e historia de producción del Campo La Cira Infantas.

1.1 HISTORIA DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS

La historia del Campo La Cira Infantas, se remonta al 12 de diciembre de 1917 cuando la Tropical Oil Company perforó el pozo descubridor del campo, Infantas 2 a una profundidad comprendida entre los 1531 - 1580 ft en la Zona C correspondiente a la Fm. Mugrosa, el 29 de abril de 1918 fue completado este pozo¹. Luego de unos meses se informó acerca del completamiento de los pozos Infantas 1 e Infantas 3.

En 1919 Tropical Oil Company firmó la Concesión de Mares. Según Ecopetrol², en el año 1925 se inició la perforación del pozo LC-58 que se completó en la Zona A de la Formación Colorado. En ese mismo año hallaron las Zona B, de la Fm. Mugrosa y las arenas 116 de la Zona A (Fm. Colorado), gracias a la perforación del pozo LC-116. Se amplió la campaña de perforación y en el año 1926 existían 171 pozos productores. En 1939, el Campo La Cira Infantas tenía 786 pozos de producción activos³. En 1951 el Estado Colombiano se responsabilizó de la Concesión de Mares, dando origen a la Empresa Colombiana de Petróleos (Ecopetrol)⁴, la cual perfora durante el período 1952-1957, 64 pozos.

Desde el año 2005 hasta septiembre del 2018 el campo ha sido operado por Oxy, su área es de 39537 acres; está produciendo activamente mediante recobro por inyección de agua.

¹ LLAMOSA, Oscar. Análisis de la continuidad lateral de las sub-unidades reservorio de la Formación Esmeraldas (Zona D) en un sector del Campo La Cira Infantas, Cuenca Valle Medio del Magdalena. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de geología. 2010. p. 22.

² ECOPETROL S.A.. El regreso de la Cira [en línea]. 2003. Carta Petrolera, Edición 108. [Consultado en julio 2018]. Disponible en: http://www.ecopetrol.com/especiales/carta_petrolera108/rev_produccion2.htm.

³ LÓPEZ SUÁREZ, Alfonso. La Cira-Infantas, un siglo "sudando" petróleo [en línea]. El Portafolio. 04 de marzo de 2018 [consultado en julio 2018]. Disponible en: <http://www.portafolio.co/negocios/empresas/la-cira-infantas-un-siglo-sudando-petroleo-514864>.

⁴ ECOPETROL S.A.. Crónica de la Concesión de Mares: Reversión de la Concesión de Mares [en línea]. 2004. [Consultado en julio 2018]. Disponible en internet: <<http://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/sala-de-prensa/publicaciones/otras-publicaciones/cronica-de-la-concesion-de-mares/reversion-de-la-concesion-de-mares>>

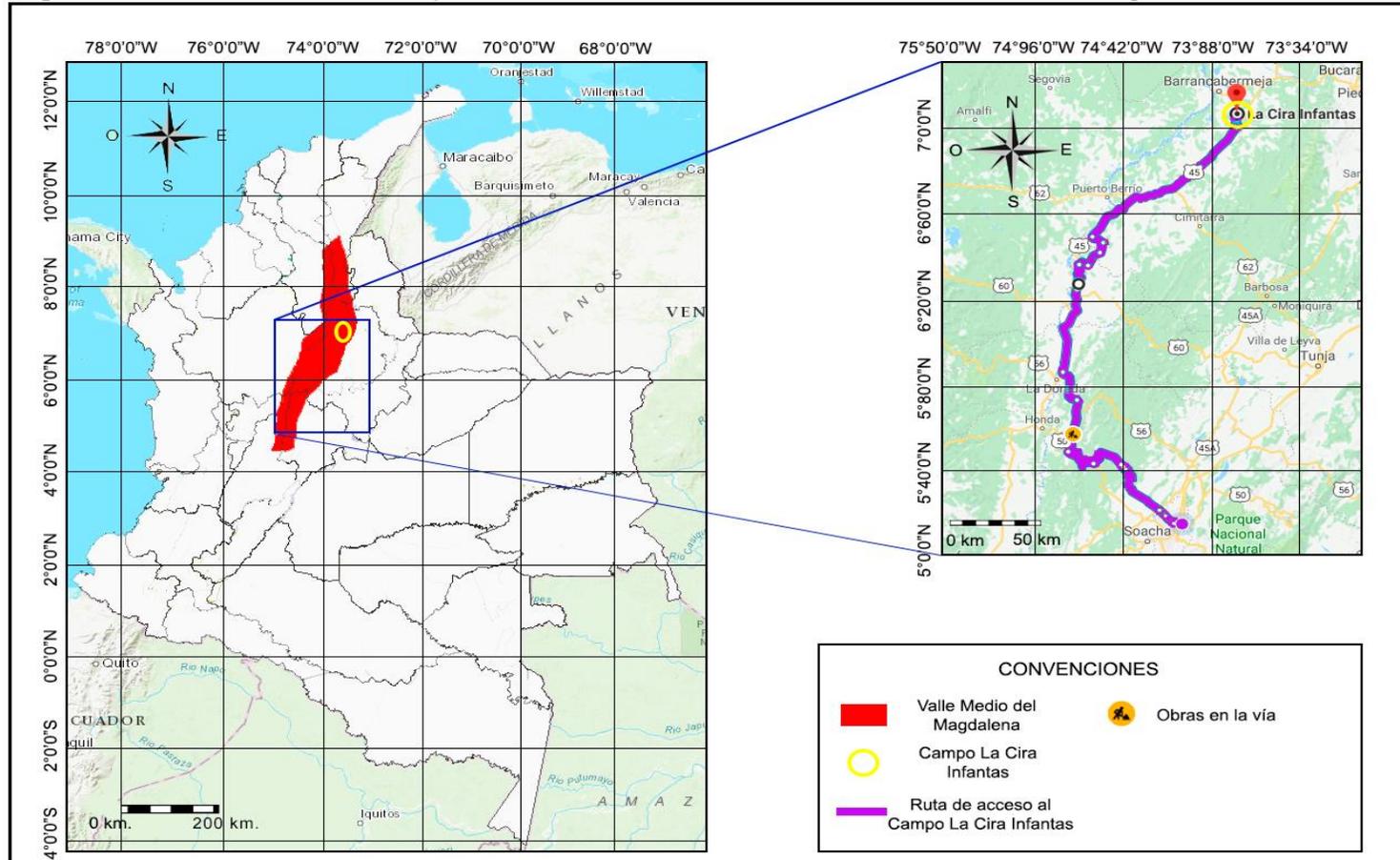
1.2 LOCALIZACIÓN DEL CAMPO

El Campo La Cira Infantas está localizado en Colombia, en la Cueca del Valle Medio del Magdalena (VMM), en el departamento de Santander a 22 km de Barrancabermeja, en el corregimiento El Centro.

Para acceder al campo se puede hacer de dos formas, por vía aérea desde Bogotá, un vuelo directo Bogotá - Barrancabermeja desde el Aeropuerto Internacional El Dorado. Una vez aterrizado el avión desde Barrancabermeja se desplaza por vía terrestre al suroeste hacia la Troncal Magdalena 14,1 kilómetros y termina el recorrido llegando al Campo La Cira Infantas.

La segunda opción es por vía terrestre partiendo desde Bogotá, tomando la Avenida Medellín por la vía Bogotá-La Vega, Ruta 50, luego se toma la Ruta 56 durante 23 km y se gira en dirección al Nororiente para seguir la Ruta 45 La Dorada - Puerto Libre, hasta tomar la Troncal Magdalena - Barrancabermeja y conducir 11 kilómetros en dirección al norte y finaliza el recorrido llegando al Campo La Cira Infantas. En la **Figura 1** se puede visualizar la ruta y ubicación del campo descrito.

Figura 1. Localización del Campo La Cira Infantas, Cuenca del Valle Medio del Magdalena, Colombia.



Fuente. Elaboración propia, con base en: Geoportal del Servicio Geológico Colombiano http://svags.sgc.gov.co/JSViewer/Geovisor_BIP/ y Google Maps. <https://www.google.com.co/maps>

1.3 MARCO GEOLÓGICO

En esta sección se describe la estratigrafía, geología estructural y la geología del petróleo del Campo La Cira Infantas.

1.3.1 Columna estratigráfica. En la **Figura 2** se puede evidenciar la columna estratigráfica generalizada de la cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM) y del Campo La Cira Infantas.

Figura 2. Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena y unidades litoestratigráficas presentes en el Campo La Cira Infantas.

Período	Época	Edad (M.A)	VMM	Campo La Cira Infantas	Litología
Cuaternario	Pleistoceno	0,0117 - 2,58	Fm. Mesa		
Cenozoico	Plioceno	2,58 - 5,333	Grupo Real		
	Mioceno	5,333 - 23,09	Lutitas La Cira	Lutitas La Cira	
			Fm. Colorado	Zona A	
	Oligoceno	23,09 - 33,9	Fm. Mugrosa	Zona B (Fm. Mugrosa Superior)	
				Zona C (Fm. Mugrosa Inferior)	
	Eoceno	33,9 - 56	Fm. Esmeraldas	Zona D	
Fm. La Paz					
Fm. Lisama					
Cretáceo Superior	Maastrichtiense	66 - 72,1	Fm. Umir	Fm. Umir	
	Campaniense	72,1 - 83,6			
	Santoniense	83,6 - 86,3	Fm. La Luna	Fm. Galembó	
	Conaciense	86,3 - 89,8		Fm. Pujamana	
	Turoniense	89,8 - 93,9		Fm. Salada	
	Cenomaniense	93,9 - 100,5			
Cretáceo Inferior	Albiense	100,5 - 113	Fm. Simití	Fm. Simití	
	Aptiense	113 - 125	Fm. Tablazo	Fm. Tablazo	
	Barremiense	125 - 129,4	Fm. La Paja	Fm. La Paja	
			Fm. Rosa Blanca	Fm. Rosa Blanca	
	Hauteriviense	129,4 - 132,9	Fm. Los Santos	Fm. Los Santos	
	Valangiense	132,9 - 139,8			
Berriasiense	139,8 - 145				
Jurásico		145 - 201,3	Grupo Girón	Grupo Girón	

Zona A: Fm. Colorado Zona D: Fm. Esmeraldas M.A: Millones de años

Conglomerados
 Arenas
 Esquistos
 Calizas

Fuente. Elaboración propia con base en: BARRERO, Darío, et al. Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal, Agencia Nacional de Hidrocarburos. Bogotá. 2007, p. 79. INTERNATIONAL COMMISSION ON STRATIGRAPHY COLUMN. Tabla Cronoestratigráfica Internacional.

1.3.2 Estratigrafía. A continuación se describen las unidades litoestratigráficas que conforman el campo La Cira-Infantas, en cuanto a su edad, litología, espesor, ambiente de depositación e interrelación con las unidades infra y suprayacentes.

1.3.2.1 Grupo Girón. Según M. Julivert⁵, el Grupo Girón se depositó durante el periodo Jurásico. De base a techo, el Grupo Girón, está compuesto por lutitas pizarrosas verdes, sucesiones de shales y lutitas rojizas, con intercalaciones de areniscas de grano fino a grueso; sucesión de arcosas de color a gris verdoso, con bancos de areniscas cuarzosas con estratificación cruzada; lutitas desde color gris a gris oscuro y areniscas cuarzosas y arcosas con grano de tamaño variable; shale rojizos arenoso y micáceo; y el conglomerado superior conformado por cantos de areniscas y lutitas compactas, con una matriz arcillosa de color rojo⁶. Su espesor puede variar desde los 8202 ft hasta 11483 ft. El ambiente de depositación es continental. El Grupo Girón infrayace discordantemente a la Formación Los Santos.

1.3.2.2 Formación Los Santos. Según M. Julivert⁷, la Fm. Los Santos se depositó en el período Cretáceo Inferior en la época Hauteriviense. Su litología está conformada por shales, conglomerados rojos y areniscas, similares a las del Grupo Girón, y hacia el tope hay capas de caliza. En la Mesa de Los Santos la Formación Tambor se divide en 3 niveles: inferior de areniscas de color rojizas; medio, arcillas con intercalaciones de areniscas rojizas o rosadas; y el nivel superior de areniscas blancas. El espesor neto es de 2132,55 ft. El ambiente de depositación de esta formación es marino. Le infrayace discordantemente el Grupo Girón y suprayace con la Formación Rosablanca en contacto concordante.

1.3.2.3 Formación Rosablanca. Según M. Julivert⁸, la Formación Rosablanca se depositó durante la época Barremiense. La composición litológica es de calizas y dolomías de color gris y depósitos de facies evaporita en la base. El espesor la Fm. Rosablanca es de 1935 ft. El ambiente donde se depositó fue marino. Le infrayace la Formación Tambor en contacto concordante y le suprayace la Formación Paja en contacto concordante.

1.3.2.4 Formación Paja. Según Morales⁹, el depósito de esta unidad litoestratigráfica fue durante la época Barremiense. La composición litológica de la Fm. Paja son sucesiones de shales negras ligeramente calcáreas y micáceas. El espesor de está va desde los 410 ft hasta los 2051 ft. El ambiente de depositación es marino. Se encuentra en contacto neto con la Formación Rosablanca que la

⁵ JULIVERT, Manuel. Léxico estratigráfico de Colombia – Precámbrico, Paleozoico, Mesozoico. Vol. 5, Paris. Centre National de la Reserche Scientifique: 1968. p. 255-264.

⁶ Ibid. p. 261.

⁷ Ibid. p. 448 – 450.

⁸ Ibid. p. 419 420.

⁹ Ibid. p. 363-364.

infrayace y contacto de transición gradual con la Formación Tablazo que la suprayace.

1.3.2.5 Formación Tablazo. Según M. Julivert¹⁰, la depositación de la Formación Tablazo ocurrió en la época Aptiense. La composición litológica corresponde a una sucesión de calizas duras azuladas, muy fosilíferas y margas. El espesor es variable entre los 492 ft y 1066,3 ft. El ambiente en el que se depositó está formación es marino. Le infrayace en contacto concordante con la Formación Paja y le suprayace la Formación Simití en contacto concordante.

1.3.2.6 Formación Simití. Según M. Julivert¹¹, fue depositada en el periodo Cretáceo Inferior, en la edad Albiense. Su litología corresponde a shales grises o negras, localmente calcárea. Hacia el tope de la formación hay capas de conglomerados. El espesor de la Formación Simití va desde los 820 ft hasta 2133 ft. El ambiente en que se depositó está formación es marino. Infrayace en contacto concordante con la Formación Tablazo y suprayace en contacto concordante con la Formación La Luna.

1.3.2.7 Formación La Luna. Según M. Julivert¹², se depositó en el período Cretácico Superior, durante la época Cenomaniense hasta la Senomaniense. Su litología está compuesta por shales calcáreas, negras, fosilíferas con concreciones de calizas negras. El espesor de la Formación La Luna varía entre 492 ft y 1969 ft. Su ambiente de depositación es marino somero. Infrayace en contacto concordante con la Formación Simití y le suprayace en contacto discordante la Formación Umir.

1.3.2.8 Formación Umir. Según M. Julivert¹³, la depositación de la Fm. Umir ocurrió en la época Campaniense hasta la Maastrichtiense. Hacia la parte de la base su litología la componen lutitas grises oscuras, grises azulosas y negras en láminas delgadas, con delgadas láminas carbonáceas y micáceos. En el tope su litología es conformada por lutita blanda gris oscura, en capas delgadas con numerosas láminas delgadas de carbón, de hierro; arenisca de grano fino y limolita. El espesor de esta formación varía de 3280 ft a 4593 ft. El ambiente en que se depositó es marino somero. Infrayace en contacto discordante con la Formación La Luna y le suprayace la Formación Lisama en contacto concordante.

1.3.2.9 Formación Lisama. Según De Porta¹⁴, esta formación se depositó durante la época del Paleoceno. Su litología la componen shales rojas, pardo y gris, con intercalaciones de areniscas grises, con un tamaño de grano de medio a fino, hacia

¹⁰ Ibid. p. 445.

¹¹ Ibid. p. 437.

¹² Ibid. p. 301-304.

¹³ Ibid. p. 458-459.

¹⁴ DE PORTA, Jaime. Léxico estratigráfico de Colombia – Terciario a Cuaternario. Vol. 5, Paris. Centre National de la Reserche Scientifique: 1974. p. 327-329.

el tope de la formación el grano es grueso. El espesor de la Formación Lisama es de 4019 ft. Se depositó en un ambiente lagunar. Infrayace con la Formación Umir en contacto concordante y suprayace en contacto discordante con la Formación La Paz.

1.3.2.10 Formación La Paz. Según De Porta¹⁵, la Formación La Paz se depositó en la época del Eoceno. Su litología la componen shales y areniscas conglomeráticas grises claras, con estratificación cruzada e intercalaciones de limolitas. La Formación La Paz presente en la Cira Infantas cambia de litología ya que la componen shales duras, shales arenosas y areniscas de grano fino. Su espesor es de 3281 ft. Según Rojas¹⁶, el ambiente de depositación es abanico aluvial a río trenzado. Infrayace en contacto discordante con la Formación Lisama y con suprayace en contacto concordante con la Formación Esmeraldas.

1.3.2.11 Formación Esmeraldas. Según De Porta¹⁷, esta formación se depositó en la época del Eoceno. Su litología la componen areniscas y limolitas delgadas, micáceas de grano fino y gris, y shales gris oscuras. Además se presentan lentejones de carbón. En el Campo La Cira Infantas, la Formación Esmeraldas se denomina Zona D. El espesor de la formación es de 3937 ft. El ambiente en que se depositó es llanura aluvial y ríos meándricos. Infrayace en contacto concordante con la Formación La Paz y suprayace en contacto discordante con la Formación Mugrosa.

1.3.2.12 Formación Mugrosa. Según De Porta¹⁸, la depositación ocurrió desde la época del Oligoceno. La Formación Mugrosa hacia la base está constituida por areniscas de grano fino a medio con intercalaciones de shales de color azul o gris; en su parte media predominan shales masivos que se intercalan con areniscas de grano fino y hacia el tope, presenta areniscas con intercalaciones con shales moteados.

Tal como se observa en la **Figura 2**, la Formación Mugrosa se divide en dos unidades operacionales en el Campo La Cira Infantas: la Zona B y la Zona C. La Zona B, compuesta litológicamente por arenisca de color gris a verde con un tamaño de grano medio a grueso además de intercalaciones de arcillas de color gris a verde, gris oscura, roja y blanca; y su espesor en el campo, es de 551 ft. La Zona C, la cual es de interés para este trabajo de investigación. Se caracteriza litológicamente por secuencias de limolitas y arcillas de color pardo, amarillas a grises, además de

¹⁵ Ibid., p. 305-307.

¹⁶ ROJAS, G. I. Estratigrafía y petrografía de la Formación La Paz en el área comprendida entre el Río Sogamoso y el Río Sucio en la Cordillera La Paz, Valle Medio del Magdalena. Trabajo de Grado No.132, Departamento de Geociencias, Universidad Nacional de Colombia, Bogotá. 1985.

¹⁷ DE PORTA, Jaime. Léxico estratigráfico de Colombia – Terciario a Cuaternario. Vol. 5, Paris. Centre National de la Reserche Scientifique: 1974. p. 198-199.

¹⁸ Ibid., p. 373-374.

intercalaciones de areniscas de color gris verdoso con un tamaño de grano fino, el espesor de esta zona en el Campo La Cira Infantas, es de 1401 ft¹⁹.

El espesor total de la Formación mugrosa varía entre 1640 ft y 2625 ft en el Valle Medio del Magdalena. El ambiente de depositación es continental. Infrayace concordantemente a la Formación Esmeralda y le suprayace la Formación Colorado en contacto concordante.

1.3.2.13 Formación Colorado. Según de Porta²⁰, la depositación de la Formación Colorado ocurrió en la época del Mioceno. Su litología está compuesta por arcillas gris claras, moradas además de una intercalación de areniscas con estratificación cruzada. Hacia el tope de la formación su litología la componen arcillas grises y negras, carbonáceas y areniscas de grano mediano. En el Campo La Cira Infantas, la Fm. Colorado es denominada Zona A. El espesor neto de la Fm. Colorado es de 8202 ft. El ambiente de depositación es continental, de tipo abanicos aluvial. Infrayace en concordante con la Formación Mugrosa y suprayace en contacto concordante con las Lutitas La Cira.

1.3.2.14 Lutitas La Cira. Según de Porta²¹, la depositación de las Lutitas La Cira ocurrió en el Mioceno. Litológicamente la componen arcillas y limos de color rojo a café, intercaladas por areniscas y lentejones de conglomerados; además de arcillas de color gris a azul con contenidos de moluscos de agua dulce. El espesor es de aproximadamente 853 ft. El ambiente en que se depositó fue fluvial. Tiene contacto concordante con la Formación Mugrosa que la infrayace y discordante, con el Grupo Real que la suprayace.

1.3.2.15 Grupo Real. Según De Porta²², la depositación fue durante el Mioceno hasta el Plioceno. El Grupo Real está conformado por 5 formaciones: Fm. Lluvia, Fm. Chontares shale, Fm. Hiel, Fm. Enrejado shale y Fm. Bagre. Litológicamente la componen 98 ft de conglomerados con cantos de lilitas, cuarzo, y arenisca. Seguidos de 1640 ft de espesor de la Fm. Esta litológicamente conformado por areniscas con estratificación cruzada con intercalaciones de lodolitas moteadas de color gris y azul. Continúa la Fm. Chontares shales con 4265 ft de espesor compuesto de shales vari coloreadas de gris y rojo con capas delgadas de areniscas con estratificación cruzada. La Fm. Hiel son areniscas con fragmentos de silicificados y carbonizados, con un espesor de 3609 ft. Hacia el tope está la Fm.

¹⁹ QUINTERO, Efrain. et al [en línea]. Revista Boletín de Geología. Caracterización de la continuidad lateral y vertical de las areniscas continentales: El caso de la Formación Mugrosa en el Campo Llanito y Casabe. En: Universidad Industrial de Santander, julio-diciembre, 2010. p. 14, 15. [Consultado en Agosto 2018]., Disponible ent: <http://revistas.uis.edu.co/index.php/revistaboletindegologia/article/view/2049/2473>.

²⁰ DE PORTA, Jaime. Léxico estratigráfico de Colombia – Terciario a Cuaternario. Vol. 5, Paris. Centre National de la Reserche Scientifique: 1974. p. 142-144.

²¹ Ibid., p. 299-300.

²² Ibid., p. 414-418.

Enrejado shale con un espesor de 1640 ft y su litología la conforman lutitas moteadas de color gris, rojo, púrpura y pardo con intercalaciones de capas delgadas de areniscas. Y por último está la Formación Bagre con areniscas conglomeráticas con estratificación cruzada. El espesor especificado en la Concesión de Mares en el anticlinal de La Cira va desde los 1640 ft hasta los 12795,3 ft. El ambiente donde ocurrió la depositación de los sedimentos fue fluvial. El contacto es discordante tanto con la Formación Colorado que le infrayace como con la Fm La Mesa que le suprayace.

1.3.2.16 Formación Mesa. Según De Porta²³, esta formación se depositó durante la época del Pleistoceno. La litología de esta formación está compuesta de material volcánico como andesitas, dacitas, pumitas y cenizas, también hay areniscas de grano grueso, aglomerados, arcillas, arenas de grano fino y limo. El espesor es de 1886,5 ft. Según Gustavo Sarmiento²⁴ el ambiente de depositación es continental y es de tipo abanico torrencial. Tiene contacto discordante con el Grupo Real que la infrayace.

1.3.3 Geología estructural. El campo está localizado en la zona central de la Cuenca del VMM, en medio de la Cordillera Central y la Cordillera Oriental de los Andes colombianos; caracterizada por estructuras de esfuerzos compresivos, además las rocas del Pre-Cretáceo hasta el Cenozoico están deformadas, dando origen a pliegues altamente fallados²⁵. En el Campo La Cira Infantas predominan dos estructuras importantes en su geología. Las estructuras del campo, Infantas y La Cira, son anticlinales.

1.3.3.1 Anticlinal Infantas. Está ubicado al Sur del Campo La Cira Infantas; presenta una elongación y es afectado el sistema de Fallas de Infantas con buzamiento al oriente entre los 40° y 70°. Sus medidas son 39370,1 ft de longitud y 6561,7 ft de ancho, presenta cabeceo al Norte y al Sur. Con eje en dirección Norte-Sur. También es afectado por fallas normales en dirección perpendicular respecto al sistema de Fallas de Infantas.

1.3.3.2 Anticlinal La Cira. Está ubicado en el Noroccidente del Campo, es asimétrico en forma de domo alargado; con eje en dirección Norte-Sur. Sus dimensiones son 16404,2 ft de longitud y 9842,5 ft de ancho aproximadamente con cabeceo hacia el Norte y también hacia el Sur. El anticlinal está afectado y cortado por la Falla inversa La Cira, cuya dirección es Norte-Sur, y con alto buzamiento.

²³ Ibid., p. 356-362.

²⁴ SARMIENTO PÉREZ, Gustavo, et al [en línea]. Evolución Geológica y Estratigrafía del Sector Norte del Valle Medio del Magdalena. En: Geología Norandina. Agosto, 2015. Vol. 12. p. 51-82. [Consultado en Agosto 2018]., Disponible en: https://www.researchgate.net/publication/288668619_Evolucion_Geologica_y_Estratigrafia_del_Sector_Norte_del_Valle_Medio_del_Magdalena.

²⁵ Ibid., p. 42.

1.3.4 Geología del petróleo. Se describen los principales parámetros asociados con el sistema petrolífero de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM) y el Campo La Cira Infantas.

1.3.4.1 Roca generadora. Las rocas generadoras de petróleo principales de la Cuenca del VMM y por tanto del Campo La Cira Infantas son shales y calizas de la Formación La Luna, las cuales se caracterizan por un TOC (Carbono orgánico total) variable entre el 1% y el 6%²⁶, kerógeno tipo II. Las calizas y lutitas calcáreas de las Formaciones Tablazo y Simití se constituyen en rocas potencialmente generadoras de hidrocarburos del VMM.

1.3.4.2 Roca reservorio. Las rocas reservorio del Campo La Cira Infantas, comprende a las areniscas de la Zona B y Zona C de la Formación Mugrosa y Zona A de la Formación Colorado. Para la Zona C, la porosidad es del 16% y la permeabilidad es de 300 mD; para la Zona B, la porosidad es de 21% y la permeabilidad es de 40 mD; para la Zona A, la porosidad es de 24% y la permeabilidad es de 111 mD²⁷.

1.3.4.3 Migración. La discordancia del Eoceno al Paleoceno, ubicada entre la Fm. Lisama y Fm. La paz, separa al reservorio principal (Fm. Mugrosa) de las rocas generadoras de hidrocarburos (Fm. La Luna), formando un sistema de canales por las cuales el petróleo migró.

Los canales por donde se movilaron los hidrocarburos son:

- Migración vertical de los hidrocarburos generados en la Formación La Luna hacia la Discordancia del Eoceno al Paleoceno.
- Migración lateral a través de las areniscas del Eoceno, Fm. La Paz y Fm. Esmeraldas.
- Migración vertical por medio de las fallas en áreas donde la Fm. La Luna no pasa a través de la discordancia del Eoceno al Paleoceno.

1.3.4.4 Roca sello. En la Cuenca del VMM, se encuentran arcillolitas dúctiles que evitan la migración de hidrocarburos de las arenas de las Formaciones Colorado, Esmeralda y Mugrosa; a nivel del campo, las rocas sello son variables: en la Zona A (Fm. Colorado) corresponden a lodolitas, en la Zona B son arcillas y en la Zona D lutitas que varían de gris claro a verde.

²⁶ BARRERO, Darío, et al. Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal, Agencia Nacional de Hidrocarburos. Bogotá. 2007, p. 80.

²⁷ PATIÑO, Lina. TRUJILLO, Daniela. Evaluación técnica de la instalación de unidades de superficie de bombeo mecánico para la reducción de costos de inversión y costos de operación para los pozos nuevos en el Campo La Cira Infantas. Fundación Universidad de América. Facultad de Ingenierías. Departamento de Ingeniería de Petróleos. 2016. p. 33.

1.3.4.5 Trampa. El entrampamiento del petróleo en el Valle Medio del Magdalena se ha ocasionado por:

- Pliegues relacionados a la falla de cabalgamiento que está ubicada debajo del empuje superficial.
- Estructuras dúplex con cierre independiente de fallas.
- Cierres dependientes de fallas en los que los estratos del yacimiento se alejan de la falla.
- Fallas de tipo sellante en la base de la Fm. Colorado.

El entrampamiento del petróleo, específicamente en el Campo objeto de estudio, es de tipo estructural: anticlinales fallados La Cira e Infantas, asociados a el sistema de fallas sellantes Infantas y La Falla La Cira.

1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN

El 29 de abril de 1918 la Tropical Oil Company reportó el descubrimiento de petróleo en el pozo Infantas 2, con una producción inicial de 42 BPD a una profundidad comprendida entre los 1531-1580 ft. Unos meses más tarde se informó acerca del completamiento de los pozos Infantas 1 e Infantas 3. El pozo Infantas 1 reportó una producción inicial de 2000 bpd²⁸.

En 1939 el Campo La Cira Infantas reportó la mayor producción histórica con 64971 bpd, por los 786 pozos de producción activos²⁹. En 1948 la producción de petróleo disminuyó en un 93%, su producción era de 4293 Bbl. Hasta 1951 se habían perforado 1386 pozos de los cuales 1036 estaban activos produciendo 37500 BPD³⁰. Ecopetrol en busca de aumentar la producción se alió con la Forest Oil Company en el año 1957 para llevar a cabo recobro mejorado por inyección de agua. A finales de 1989, existían 1700 pozos en el campo, 572 correspondían a pozos productores activos y 60 pozos inyectoros, que producían cerca de 7000 BPD³¹.

²⁸ ECOPETROL S.A.. Actividades preliminares de la Troco [en línea]. 2014. [Consultado en julio 2018]. Disponible en: <http://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/sala-de-prensa/publicaciones/otras-publicaciones/cronica-de-la-concesion-de-mares/actividades-preliminares-de-la-troco>.

²⁹ LÓPEZ SUÁREZ, Alfonso. La Cira-Infantas, un siglo “sudando” petróleo [en línea]. En: El Portafolio. 04 de marzo de 2018 [consultado en julio 2018]. Disponible en: <http://www.portafolio.co/negocios/empresas/la-cira-infantas-un-siglo-sudando-petroleo-514864>.

³⁰ Ibid., [consultado en julio 2018]. Disponible en: <http://www.portafolio.co/negocios/empresas/la-cira-infantas-un-siglo-sudando-petroleo-514864>.

³¹ LLAMOSA, Oscar. Análisis de la continuidad lateral de las sub-unidades reservorio de la Formación Esmeraldas (Zona D) en un sector del Campo La Cira Infantas, Cuenca Valle Medio del Magdalena. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de geología. 2010. p. 23.

En el 2003 el campo llegó al pico más bajo de producción, 5000 BPD. Fue hasta 2005 que Ecopetrol se asoció con Oxy en un contrato de colaboración empresarial, para el redesarrollo del campo mediante inyección de agua. En 2015 Ecopetrol y Oxy pactan incrementar del 17% a un 30% factor de recobro del Campo La Cira Infantas³².

A continuación se presentan brevemente explicados: el método de producción del Campo La Cira Infantas, el tiempo de producción, número de pozos activos, la gráfica de producción acumulada y las características del yacimiento.

1.4.1 Método de producción. La producción inicial del Campo La Cira Infantas se dio por flujo natural con el mecanismo primario de empuje por gas en solución. Posteriormente, debido al depletamiento natural de la presión del yacimiento, se instaló el sistema de levantamiento artificial de gas lift, que sería desinstalado en 1935 para continuar con un sistema de bombeo mecánico, que a la actualidad sigue siendo el más usado en el campo.

Además del bombeo mecánico, en el campo hay otros sistemas de levantamiento artificial, como: bombeo por cavidades progresivas y bombeo electro sumergible.

A partir de 1957 Forest Oil Company, quien operaba en ese entonces el Campo La Cira Infantas, implementó el proyecto de recuperación secundaria mediante inyección de agua.

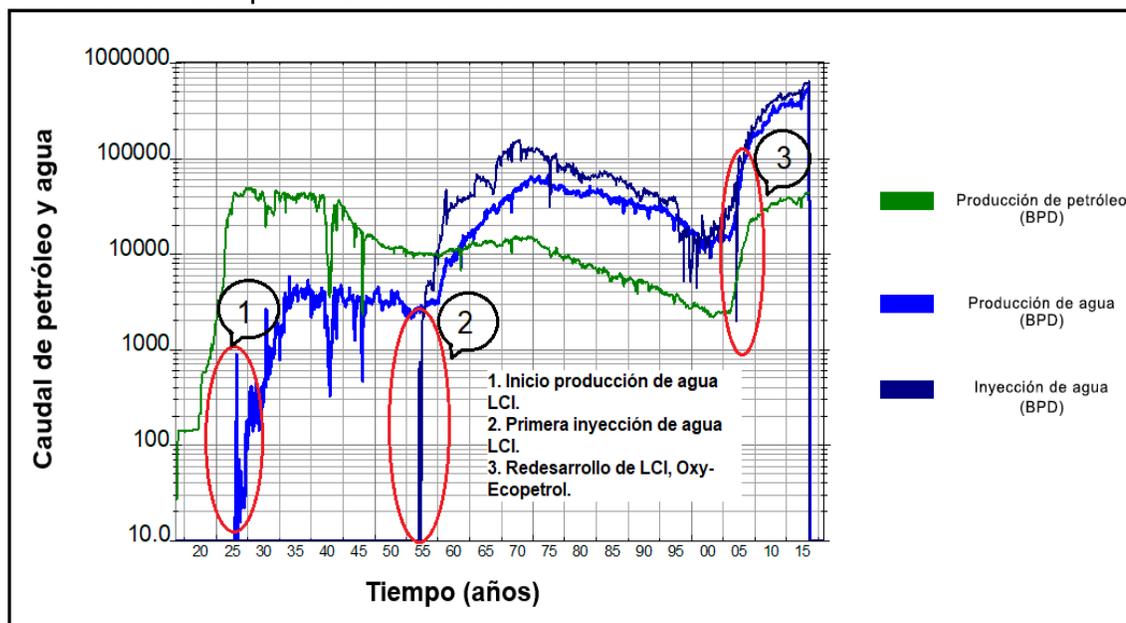
1.4.2 Tiempo de producción. En abril del 2018 el Campo La Cira Infantas cumplió 100 años de producción.

1.4.3 Número de pozos. A septiembre de 2018 el Campo la Cira Infantas tiene un total de 2800 pozos. De esos 2800 pozos, actualmente se encuentran 1400 pozos activos, 1000 pozos productores y 400 pozos inyectoros.

1.4.4 Gráfica de producción. En la **Gráfica 1** aparece la producción acumulada de aceite del Campo La Cira Infantas, desde el descubrimiento del pozo Infantas 2 hasta el presente.

³² COLOMBIA. PRESIDENCIA DE LA REPÚBLICA. Ecopetrol se asocia con Occidental en Campo La Cira-Infantas [en línea]. Bogotá. 2005. [Consultado en julio 2018]. Disponible en: http://historico.presidencia.gov.co/prensa_new/sne/2005/septiembre/06/22062005.htm.

Gráfica 1. Producción de agua y petróleo e inyección de agua histórica vs tiempo en años del Campo La Cira Infantas.



Fuente. OCCIDENTAL DE COLOMBIA, LLC. Base de datos. 2018. Modificado por los autores.

1.4.5 Características del yacimiento. A continuación en la **Tabla 1** están las propiedades estáticas y características petrofísicas del yacimiento, que fueron evaluadas en la Fm. Mugrosa, Zona C del Campo La Cira Infantas.

Tabla 1. Propiedades estáticas y características del Campo La Cira Infantas. Formación Mugrosa, Areniscas de la Zona C.

Propiedad	Símbolo	Valor
Porosidad	\emptyset	16%
Permeabilidad	K	300 mD
Salinidad agua de formación	TDS	50000 ppm
Saturación irreducible de agua	S_{wir}	30%
Saturación residual de petróleo al agua	S_{orw}	35%
Espesor Neto Petrolífero	h_{neto}	200 ft
Relación Neto/Total	NTG	25%
Relación de movilidad	M_r	6 - 9

Fuente. OCCIDENTAL DE COLOMBIA. Base de datos. Bogotá. 2018.

En la **Tabla 2** se presentan la presión inicial de yacimiento, presión actual y temperatura del yacimiento, en rangos ya que estas varían a lo largo y ancho del Campo La Cira Infantas.

Tabla 2. Temperatura y presiones del Campo La Cira Infantas.

Propiedad	Símbolo	Rango
Presión inicial de yacimiento	P_{yi}	1100 – 1500 psi
Presión actual de yacimiento	P_y	200 -700 psi
Temperatura	T	105 – 130 °F

Fuente. OCCIDENTAL DE COLOMBIA. Base de datos. Bogotá. 2018.

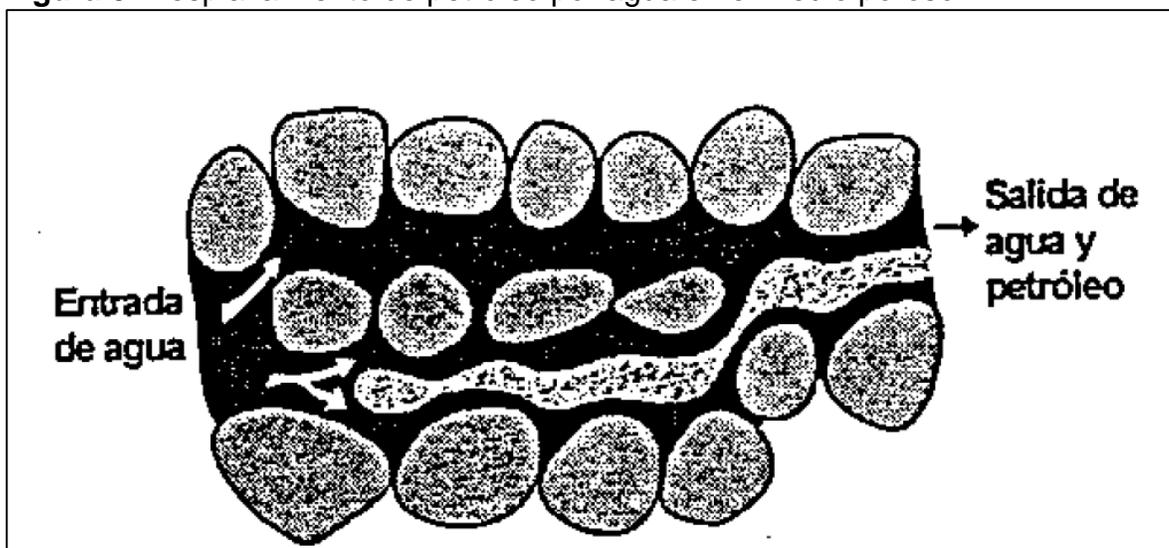
2. HISTORIA DE INYECCIÓN Y PRODUCCIÓN DE AGUA EN EL CAMPO LA CIRA INFANTAS

En este capítulo se describen las generalidades y principales fundamentos de la inyección de agua; adicionalmente comprende la historia de inyección de agua del Campo La Cira Infantas, el modelo actual de inyección, el estado actual de la inyección de agua y la historia de producción de agua.

2.1 INYECCIÓN DE AGUA

La inyección de agua es un método de recobro secundario, se aplica con el objetivo de aumentar o mantener la energía del yacimiento y de esta manera incrementar la producción de petróleo, ya sea de un pozo o un sector del campo. El petróleo es desplazado hacia los pozos productores por el agua proveniente de los pozos inyectores. En la **Figura 3**, se puede observar cómo se presenta el movimiento del petróleo por el agua inyectada en el medio poroso.

Figura 3. Desplazamiento de petróleo por agua en el medio poroso.

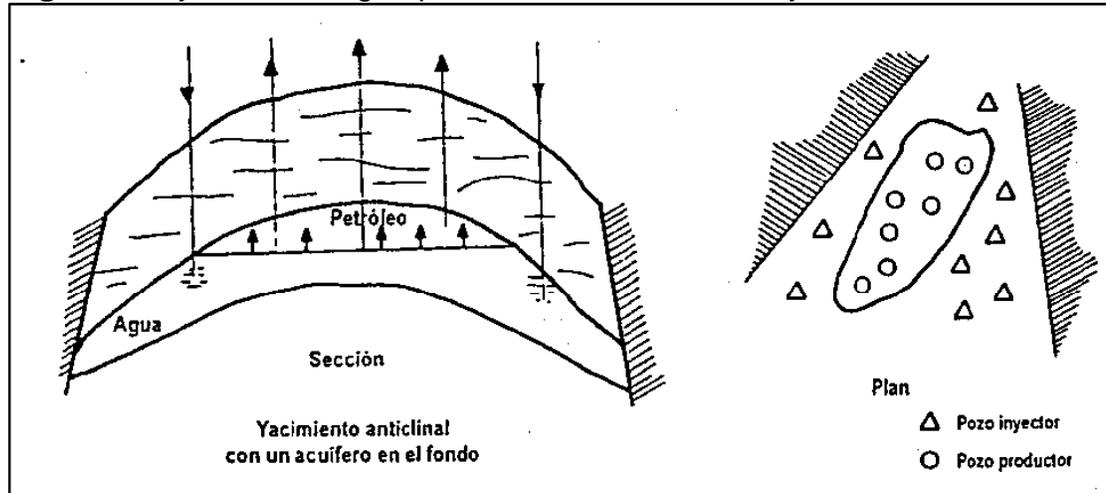


Fuente. PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. 2001. p. 12.

2.1.1 Tipos de inyección de agua. Existen dos tipos de inyección de agua y dependen de la posición que hay entre los pozos productores e inyectores. Estas son inyección periférica o externa e inyección en arreglos o dispersa.

2.1.1.1 Inyección periférica o externa. Según Magdalena Paris³³, el agua es inyectada fuera de la zona de petróleo. En la **Figura 4** se puede ver como se inyecta el agua.

Figura 4. Inyección de agua periférica o externa en un yacimiento anticlinal.



Fuente. PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. 2001. p. 13.

La inyección de agua periférica o externa presenta las siguientes características:

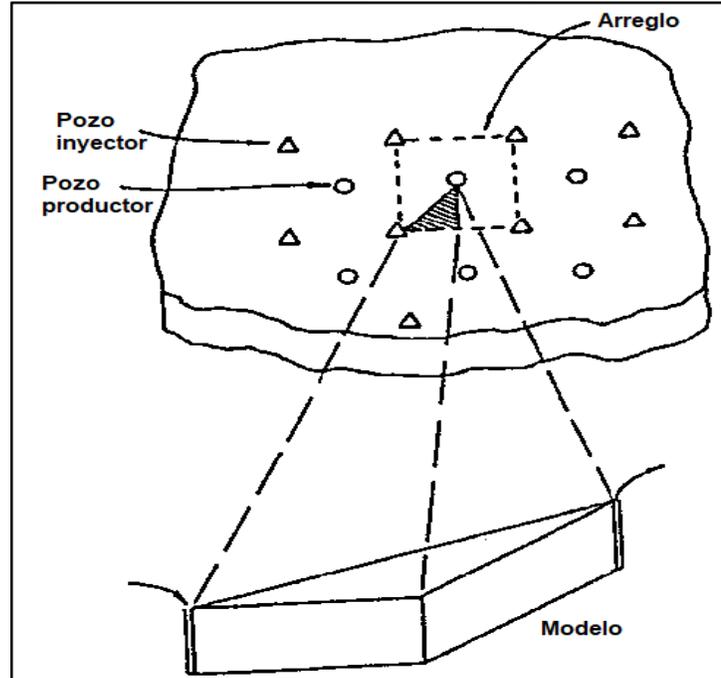
- Es utilizado cuando no existe una buena descripción del yacimiento.
- La estructura del yacimiento favorece la inyección.
- Los pozos inyectores se ubican en el acuífero.

2.1.1.2 Inyección en arreglos o dispersa. Según Magdalena Paris³⁴, el agua se inyecta por medio de pozos inyectores que están ubicados en arreglos o patrones en la zona de petróleo; como se observa en la **Figura 5**. El agua desplaza el volumen invadido hacia los pozos productores.

³³ PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. 2001. p. 13.

³⁴ Ibid., p. 14.

Figura 5. Inyección de agua en arreglos o dispersa.



Fuente. PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. 2001. p. 14. Modificado por los autores.

La inyección de agua en arreglos o dispersa presenta las siguientes características:

- Es usado en yacimientos con poco buzamiento (menor a 30°) y una gran extensión areal.
- Para la selección del arreglo intervienen varios factores como: estructura y límites del yacimiento, permeabilidad, porosidad, continuidad de las arenas, cantidad y posición de los pozos.

2.1.2 Clases de arreglos de pozos. En esta sección se describen los parámetros de los patrones y los arreglos más comunes en la industria petrolera y en el Campo La Cira Infantas.

2.1.2.1 Parámetros de los patrones de pozos. Según Magdalena Paris³⁵, los parámetros más importantes en los patrones de pozos petroleros son los siguientes:

- La relación d/a ; d es la distancia más corta que existe entre pozo inyector a pozo productor, y a es la distancia más corta.
- La razón pozos inyectores a pozos productores ($R_{PI/PP}$); es la relación que hay entre la cantidad de pozos inyectores que influyen directamente a cada pozo

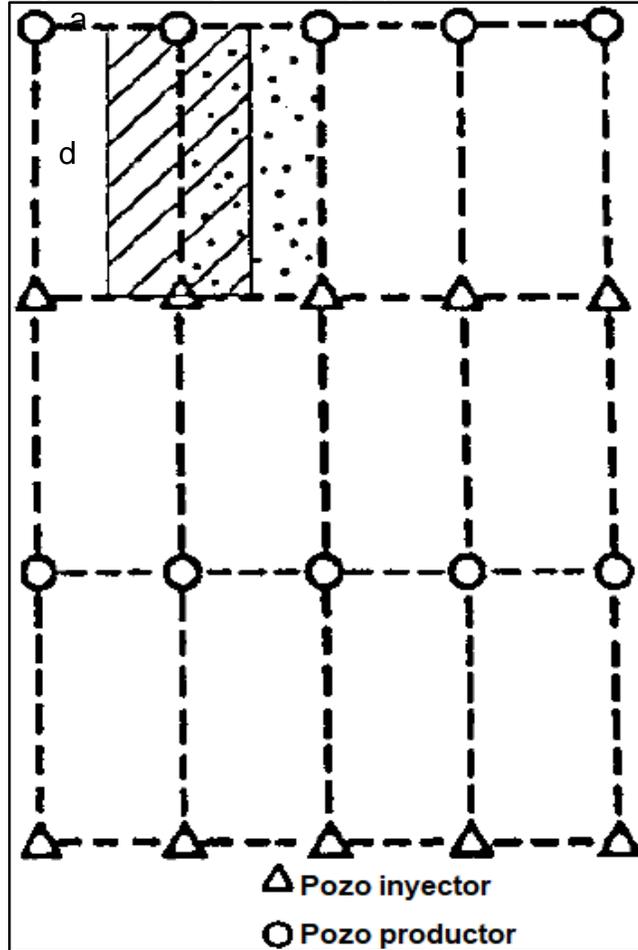
³⁵ Ibid., p. 134 – 135.

productor, sobre la cantidad de pozos productores que son afectador por un pozo inyector

- La unidad del arreglo; representa la menor porción del arreglo o patrón.

2.1.2.2 Empuje en línea directa. El agua es inyectada en un plano vertical. La cantidad de pozos inyectores es igual a la cantidad de pozos productores como se ilustra en la **Figura 6**.

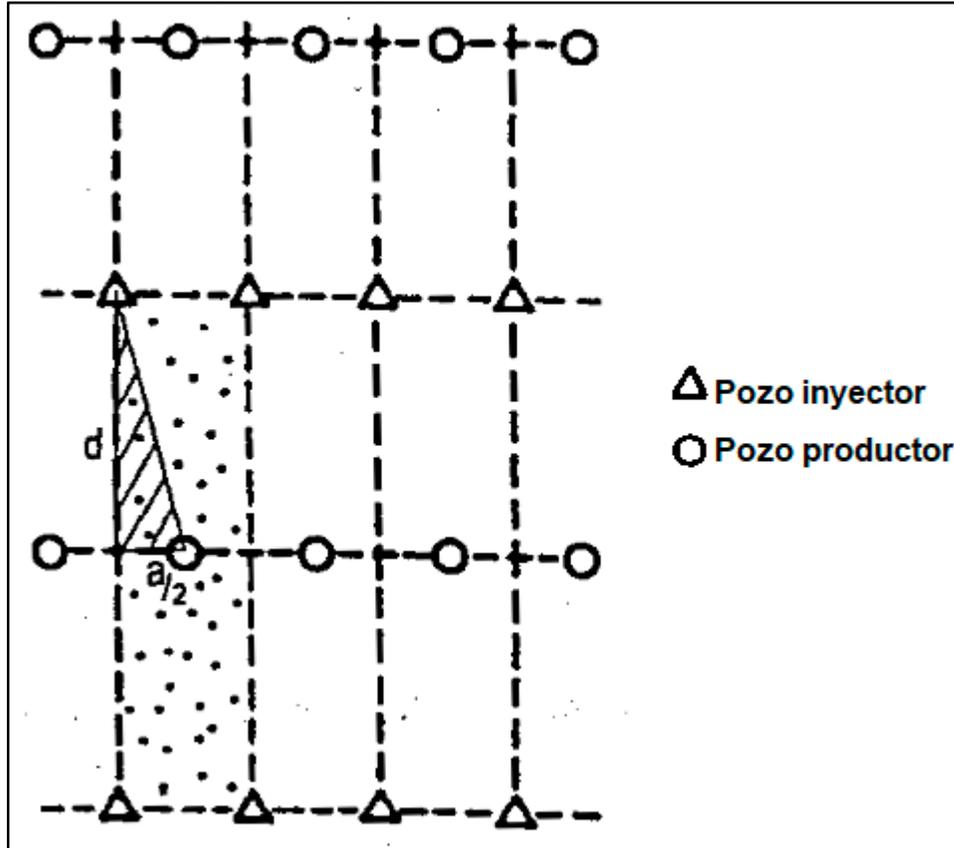
Figura 6. Arreglo de empuje en línea directa.



Fuente. PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. 2001. p. 135. Modificado por los autores.

2.1.2.3 Empuje por línea alterna. Este arreglo consiste en trasladar a los pozos inyectores a una distancia igual a $a/2$. De esta forma, los pozos productores quedan localizados en el medio de un rectángulo con pozos inyectores en los vértices, como se ilustra en la **Figura 7**.

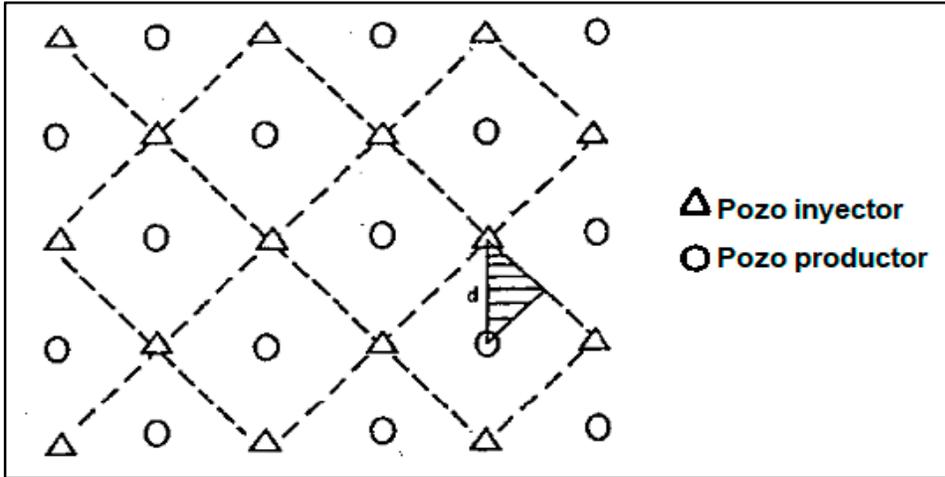
Figura 7. Arreglo empuje por línea alterna.



Fuente. PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. 2001. p. 136. Modificado por los autores.

2.1.2.4 Patrón 5 pozos. Consiste en cuatro pozos inyectoros alrededor de un pozo productor formando un cuadrado, ver **Figura 8**. Es uno de los patrones más comunes en La Cira Infantas, ya que el flujo de inyección es una línea recta de pozo productor a pozo inyector. Este patrón se puede expresar de forma invertida, es decir, que los pozos productores estén alrededor de un pozo inyector, cuatro pozos productores por un pozo inyector.

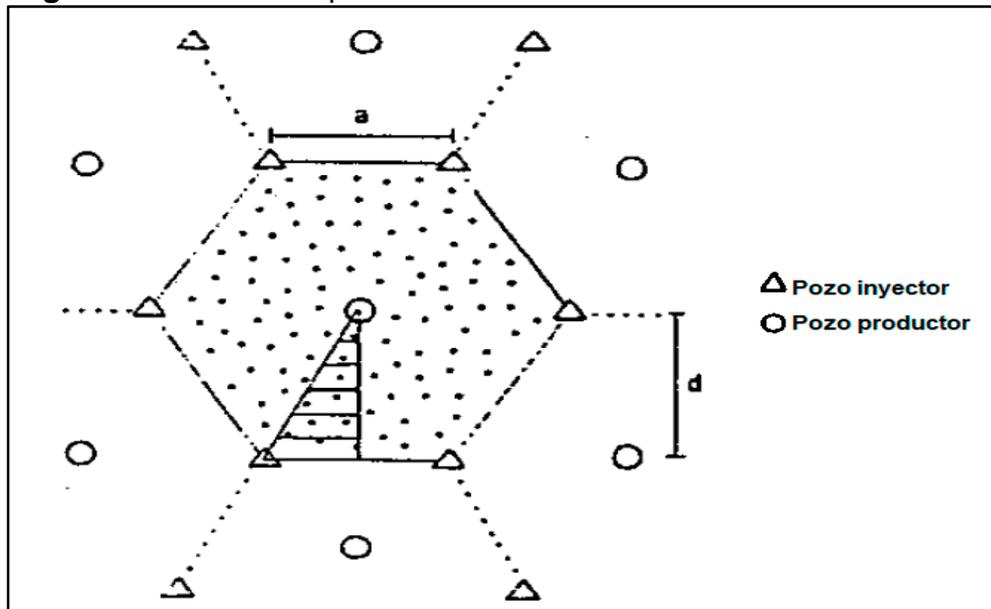
Figura 8. Patrón de 5 pozos.



Fuente. PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. 2001. p. 137. Modificado por los autores.

2.1.2.5 Patrón 7 pozos. Este patrón consiste en 2 pozos inyectores por cada pozo productor, como se ilustra en la **Figura 9**. Usualmente se aplica cuando los pozos poseen baja inyectividad.

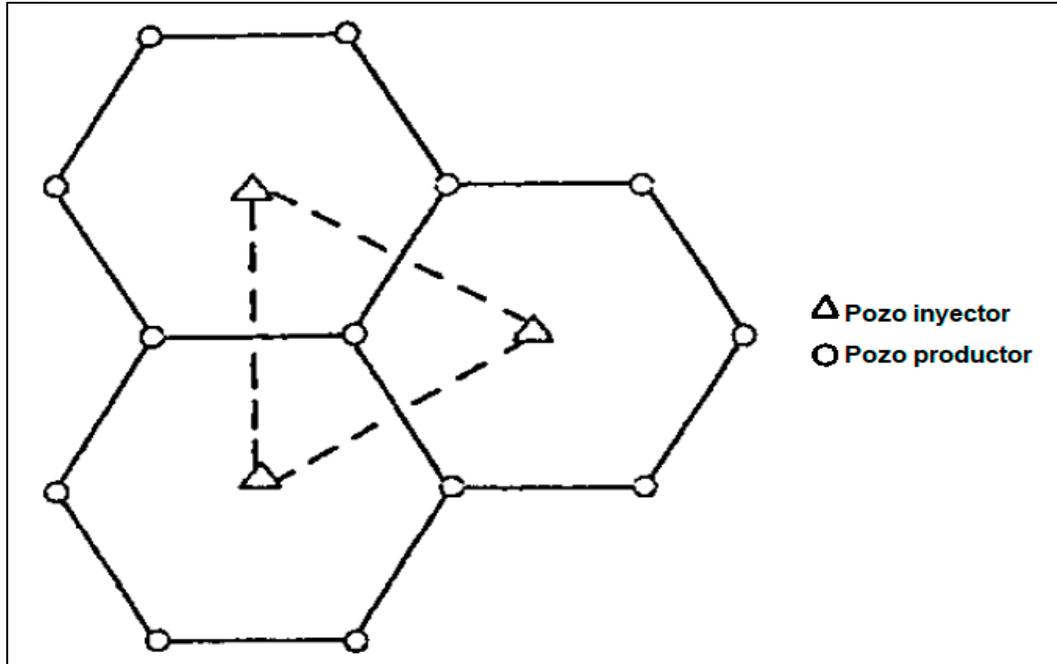
Figura 9. Patrón de 7 pozos.



Fuente. PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. 2001. p. 138. Modificado por los autores.

2.1.2.6 Patrón 4 pozos. Es el mismo patrón 7 pozos pero invertido, es decir, los pozos productores rodean a un pozo inyector. Seis pozos productores por un pozo inyector, como se observa en la **Figura 10**.

Figura 10. Patrón 4 pozos o 7 pozos invertido.



Fuente. PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. 2001. p. 138. Modificado por los autores.

2.2 FUNDAMENTOS DE LA INYECCIÓN DE AGUA

Cuando el agua es inyectada al yacimiento ocurre un proceso denominado como desplazamiento de fluidos inmiscibles, el volumen de petróleo desplazado es ocupado por un volumen de agua. Según Magdalena Paris³⁶, para que esto de lugar el fluido desplazante, el agua, debe tener una mayor energía que el fluido desplazado, petróleo.

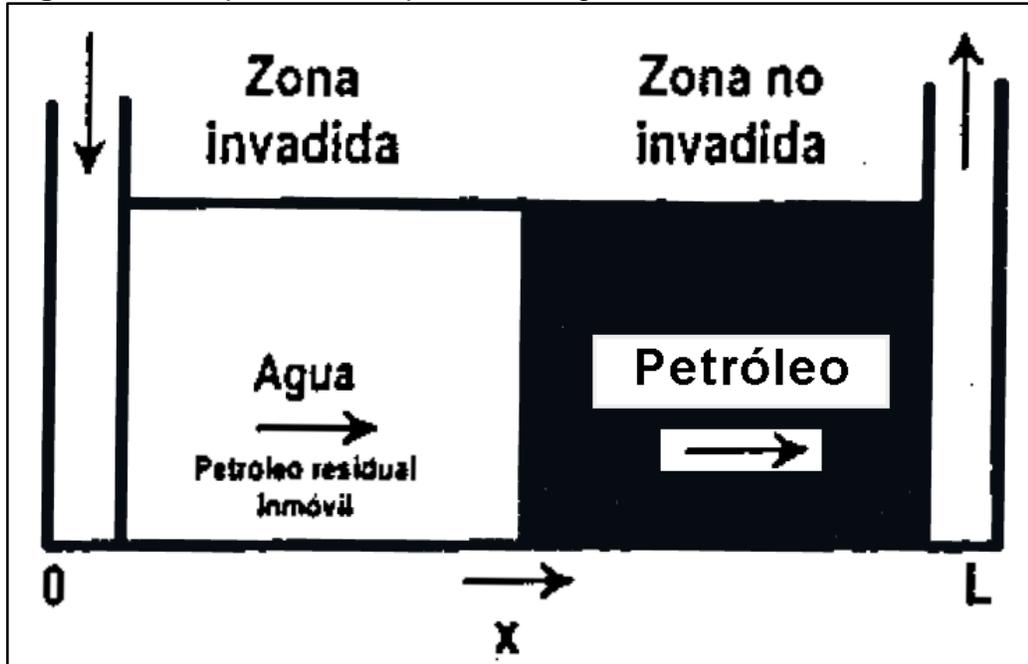
2.2.1 Tipos de desplazamiento de dos fluidos inmiscibles. Magdalena Paris³⁷ describe dos tipos de desplazamiento en el medio poroso, pistón sin fugas y pistón con fugas. En ellos existen dos fases, las cuales son: fase inicial o antes de la ruptura y la fase subordinada o después de la ruptura. La fase inicial, es la consecuente de gran parte de la producción del fluido desplazado (petróleo) y no hay producción del fluido desplazante (agua). En la fase subordinada, hay producción de ambos fluidos, desplazado y desplazante.

³⁶ Ibid., p. 73.

³⁷ Ibid., p. 74.

2.2.1.1 Desplazamiento pistón sin fugas³⁸. Tiene lugar cuando el petróleo remanente en la zona invadida no tiene movilidad, como se ilustra en la **Figura 11**.

Figura 11. Desplazamiento pistón sin fugas.



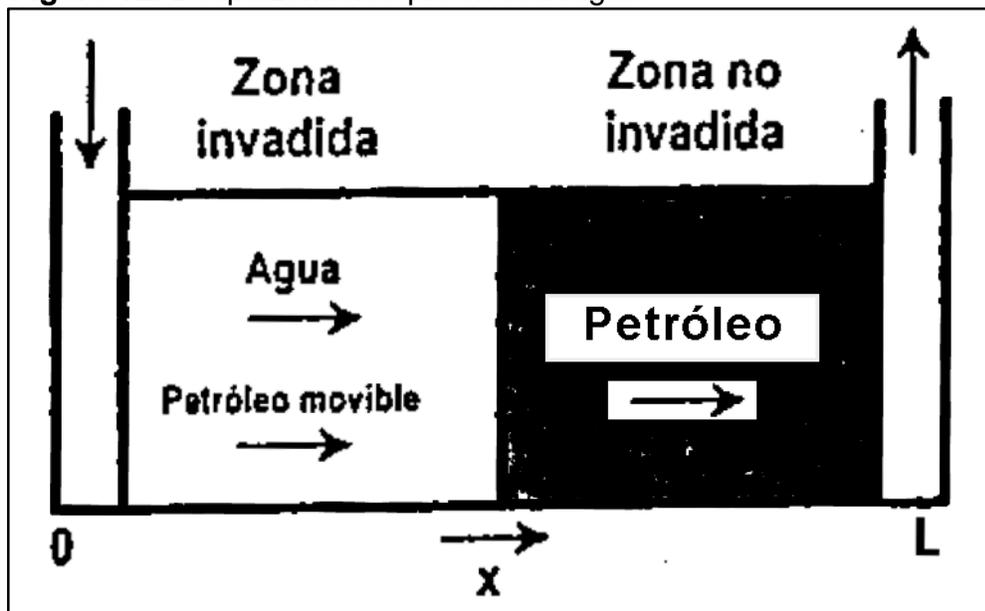
Fuente. PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. 2001. p. 74. Modificado por los autores.

2.2.1.2 Desplazamiento pistón con fugas³⁹. En este desplazamiento el petróleo remanente aún tiene movilidad y existe flujo de dos fases en la zona invadida.

³⁸ Ibid., p. 74.

³⁹ Ibid., p. 74.

Figura 12. Desplazamiento pistón con fugas.



Fuente. PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. 2001. p. 74. Modificado por los autores.

2.3 HISTORIA DE INYECCIÓN DE AGUA EN EL CAMPO LA CIRA INFANTAS

Según Rubén Castro y Gustavo Gordillo⁴⁰, la primera vez que se inyectó agua en el Campo La Cira Infantas se realizó con el objetivo de presurizar el yacimiento entre 1946 y 1949, mediante siete pozos ubicados en el acuífero en el área 3W.

La inyección de agua como método de recuperación secundaria de petróleo comenzó en 1957 cuando la Forest Oil Corporation operaba el campo; ver **Gráfica 2**. El proyecto consistía en inyectar agua en 280 acres del campo; constaba de 17 patrones de 5 puntos con un total de 24 pozos inyectoros y 18 pozos productores con un caudal inicial de inyección por pozo de 1000 BWPD. Luego en 1958, se da comienzo a la segunda fase en un área de 530 acres, que tenía 45 pozos inyectoros y 30 pozos productores⁴¹. En 1989, el caudal inyectado de agua era aproximadamente de 17300 BWPD⁴².

⁴⁰ CASTRO, Rubén. GORDILLO, Gustavo. Historia y criterios empíricos en la aplicación de inyección de agua en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Fundación Universidad de América. Facultad de Ingenierías. Departamento de Ingeniería de Petróleos. 2005. p. 97.

⁴¹ Ibid. p. 101.

⁴² LLAMOSA, Oscar. Análisis de la continuidad lateral de las sub-unidades reservorio de la Formación Esmeraldas (Zona D) en un sector del Campo La Cira Infantas, Cuenca Valle Medio del Magdalena. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de geología. 2010. p. 23.

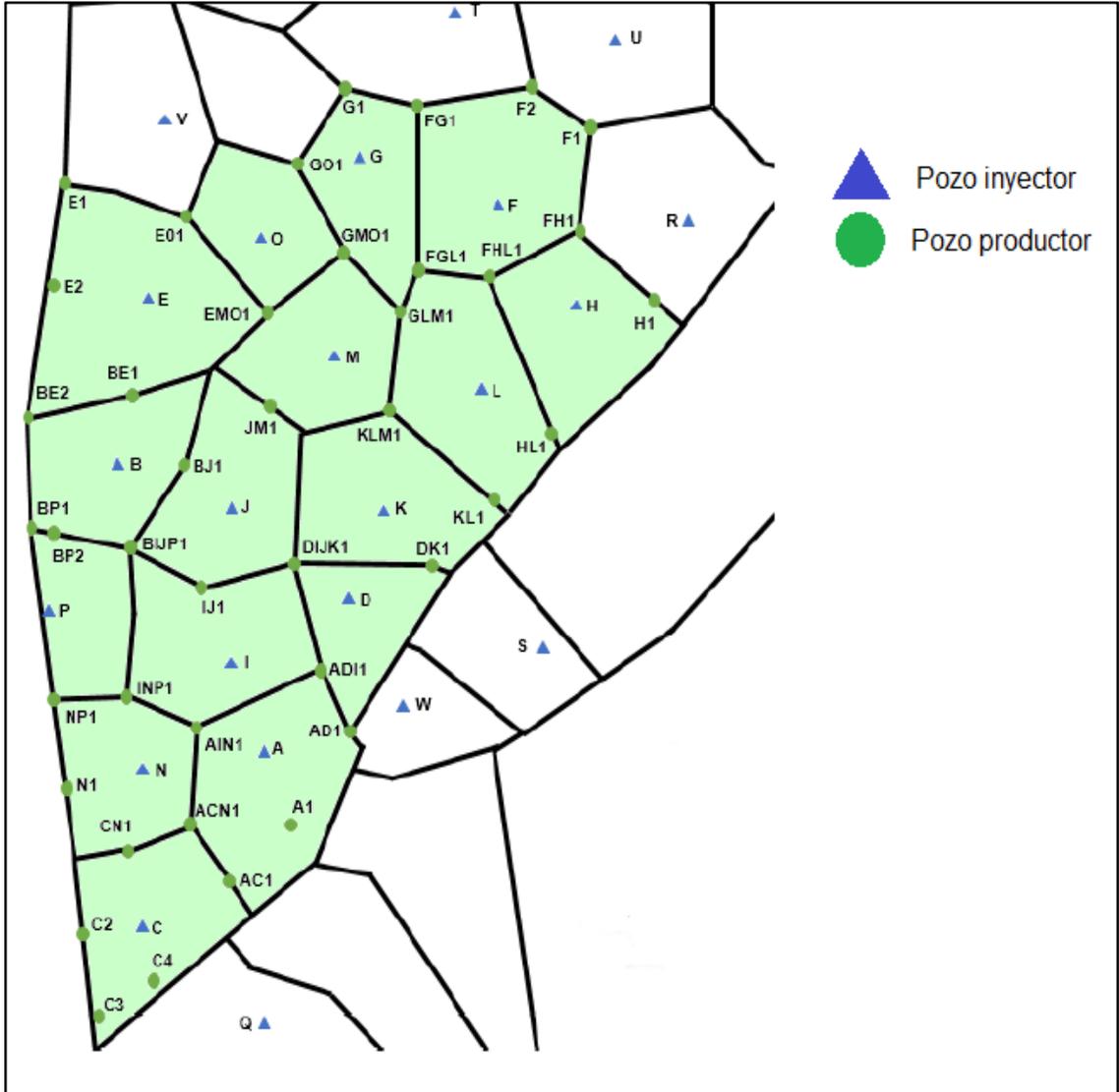
Según Oscar Llamosa⁴³, el contrato de asociación de Ecopetrol con Oxy en 2005, para el redesarrollo del campo, se dividió en tres fases. La primera fase, comenzó el 22 de septiembre de 2005 y duró seis meses; y consistió en la perforación de 10 pozos, entre productores e inyectores, reacondicionamiento a ocho pozos, tomas de registros eléctricos. La segunda fase, comenzó el 17 de abril de 2006 y duró ocho meses, consistía en implementar pozos pilotos de inyección de agua para evaluar el comportamiento del yacimiento, la movilidad del aceite; además se perforaron nuevos pozos, se realizaron reacondicionamientos a algunos pozos y toma de registros eléctricos.

Se cumplió con el objetivo de la primera y segunda fase, fue tal el logro que la producción aumento a más de 6000 Bbl en un año. Debido a lo anterior Ecopetrol decidió continuar con la tercera fase del proyecto de redesarrollo. La tercera fase, comenzó el 7 de diciembre de 2006 y consiste en la ampliación y expansión de las dos fases anteriores en todo el Campo La Cira Infantas.

2.3.1 Patrón actual de inyección de agua en el Campo La Cira Infantas. A septiembre de 2018, en el Campo La Cira Infantas los patrones que se manejan son de cinco a siete puntos invertidos, es decir, cinco a siete pozos productores por un pozo inyector. Ver **Figura 13**. Los pozos productores están ubicados en los vértices de cada patrón, rodeando al pozo inyector.

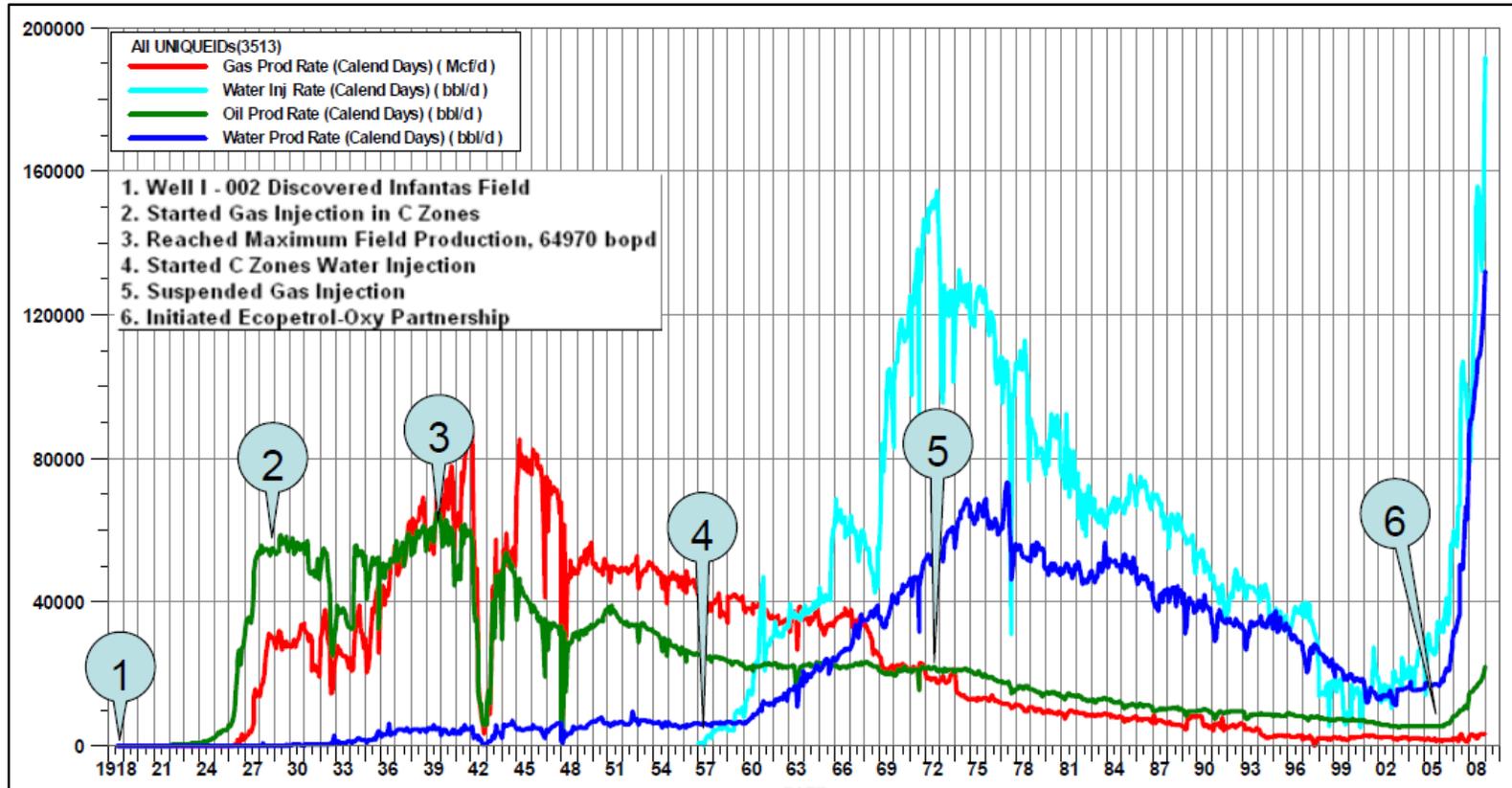
⁴³ Ibid., p. 24-25.

Figura 13. Ejemplo de patrones de inyección en el Campo La Cira Infantas.



Fuente: OCCIDENTAL DE COLOMBIA. Citado por: BELTRÁN, Danilo. MARÍN, Kevin. Evaluación técnico-financiera de aplicabilidad de la tecnología “CONFORMANCE” para 16 patrones candidatos, mediante el modelo de capacidad resistiva (CMR) en el Campo La Cira Infantas. Fundación Universidad de América. Facultad de Ingenierías. Departamento de Ingeniería de Petróleos. 2018. p. 67.

Gráfica 2. Rendimiento histórico del Campo La Cira Infantas.



Fuente: PRIETO, Maria Elizabeth. MANTILLA, Jorge, et al. Redevelopment progress for Colombia's La Cira-Infantas Field, artículo de la SPE 120794. 2009 SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Cartagena, Colombia. Mayo 31 a junio 3 2009, p. 2.

2.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DE AGUA EN EL CAMPO LA CIRA INFANTAS

La producción de agua comenzó a mediados de 1925, debido a que en el Campo La Cira Infantas existe un acuífero lateral débil. Entre 1930 a 1950 la producción de agua incremento a una tasa de 1000 a 4000 BWPD. La producción de agua es directamente proporcional al caudal inyectado. A mayor caudal inyectado, mayor producción de agua.

Con el proyecto de la Forest Oil Corporation de recobro secundario iniciado en 1957 el agua producida provenía en gran parte de la inyección de agua. A partir de ese momento el caudal de agua producido aumento de 4000 BWPD a 10000 BWPD. En la **Gráfico 1**, se puede observar que desde el año 1960 hasta 1975 en el Campo La Cira la producción de agua fue de 10000 a 70000 BWPD.

A comienzos del año 1980, la producción de agua disminuyó considerablemente a 50000 BWPD. En 2005, como se mencionó anteriormente, debido al acuerdo de colaboración empresarial para el redesarrollo del campo en la Zona C de la Fm. Mugrosa, el caudal de agua producido incrementó notablemente, superando los 100000 BWPD. Ver **Gráfico 2**. En 2013, el campo reportó una producción de agua superior a los 300000 BPWD.

A septiembre de 2018, el Campo La Cira Infantas tiene un corte de agua promedio del 95% y una producción de agua aproximada de 500000 BWPD. Ver **Gráfico 1**.

3. MODIFICADORES DE PERMEABILIDADES RELATIVAS

En ese capítulo se describirán las generalidades y características de los modificadores de permeabilidades relativas y su comportamiento en el medio poroso y antecedentes históricos. Además se seleccionara el producto ideal entre el producto A, B, C y D; para realizar la simulación numérica.

3.1 TIPOS DE PERMEABILIDAD

La permeabilidad puede ser definida como la capacidad del medio poroso para dejar pasar los fluidos a través de él. Matemáticamente se expresa por la ley de Darcy y es una medida del grado y tamaño en que los espacios porosos están interconectados.

Según las fases almacenadas en el medio poroso, la permeabilidad se puede clasificar en tres tipos

3.1.1 Permeabilidad absoluta. La permeabilidad absoluta se determina cuando existe una sola fase, la cual satura al 100 % el medio poroso.

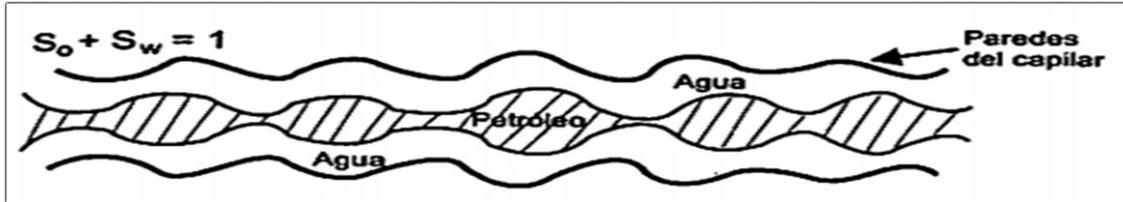
3.1.2 Permeabilidad efectiva. La permeabilidad efectiva se determina cuando existe más de una fase en el medio poroso, las cuales fluyen simultáneamente. Esta permeabilidad es función de la saturación del fluido considerado, y por tanto se supone que esta permeabilidad es siempre menor que la permeabilidad absoluta.

3.1.3 Permeabilidad relativa. La permeabilidad relativa se refiere a la relación entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta. Esta permeabilidad también es función de la saturación del fluido considerado.

3.1.3.1 Permeabilidad relativa de dos fases. Cuando una fase mojante y otra no mojante fluyen simultáneamente en un medio poroso, cada una de ellas sigue un camino separado y distinto de acuerdo con sus características humectantes, lo cual da como resultado la permeabilidad relativa para la fase humectante y la no humectante.

En la **Figura 14**, se observa que las fuerzas capilares hacen que la fase humectante se encuentre dentro del espacio poroso cercano a las paredes, ocupando los canales de flujo de los poros más pequeños.

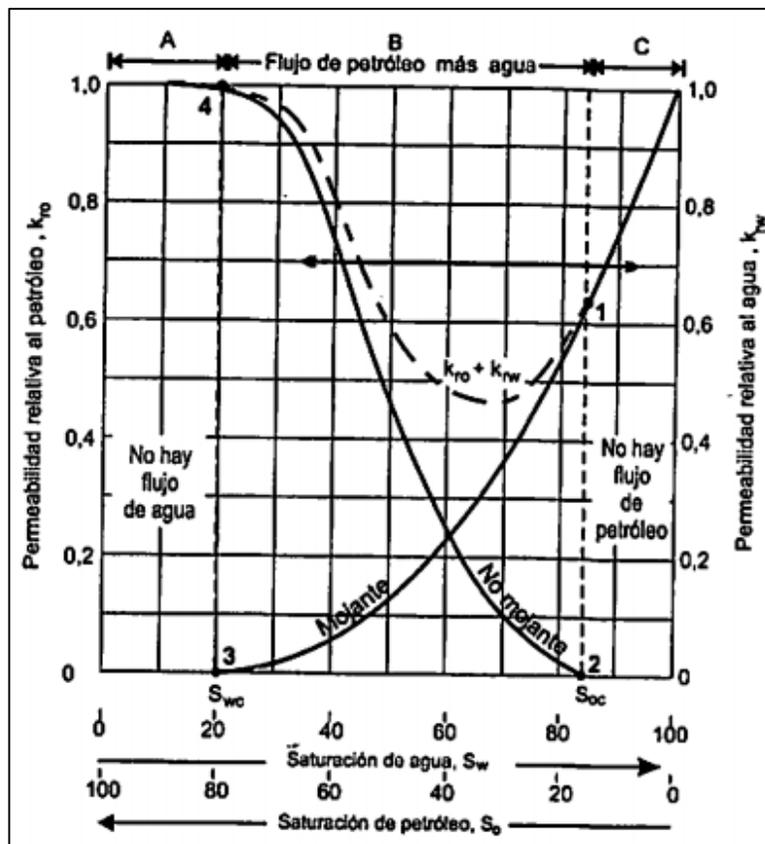
Figura 14. Modelo capilar de un sistema mojado por agua.



Fuente. PARIS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de la ingeniería de yacimientos.

En la **Figura 15**, se presenta la curva típica de permeabilidades relativas; para un sistema agua-petróleo, considerando el agua como fase mojannte.

Figura 15. Comportamiento del flujo de dos fases.



Fuente. PARIS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de la ingeniería de yacimientos.

El punto 1 de la curva de permeabilidad relativa de la fase mojannte muestra que una saturación pequeña de la fase no mojannte reducirá drásticamente la permeabilidad relativa de la fase mojannte.

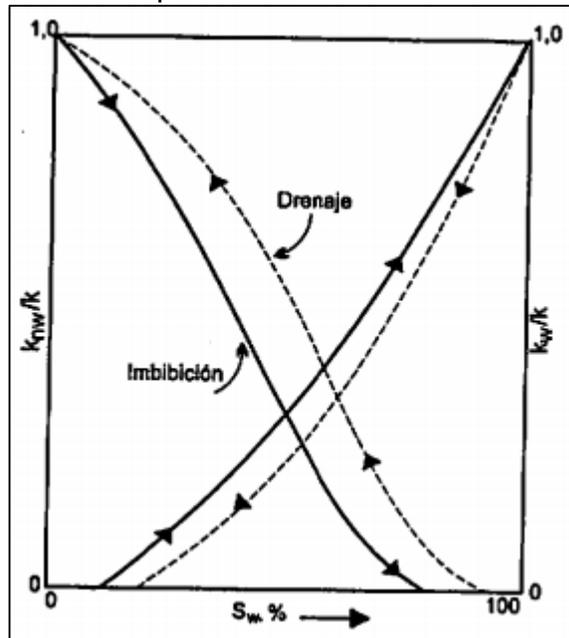
El punto 2 en la curva de permeabilidad relativa de la fase no mojannte muestra que esta comienza a fluir a saturaciones relativamente bajas.

El punto 3 en la curva de permeabilidad relativa de la fase mojannte muestra que está cesa de fluir a saturaciones relativamente grandes.

El punto 4 en la curva de permeabilidad relativa de la fase no mojannte muestra que, a bajas saturaciones de la fase mojannte, los cambios en la saturación de esta última tiene poco efecto en la magnitud de dicha curva.

En la **figura 16**, se presenta una curva típica de permeabilidades relativas vs saturación de agua, en donde los efectos de drenaje e imbibición afectan su comportamiento.

Figura 16. Efectos de histéresis en las curvas de permeabilidades relativas.



Fuente. PARIS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de la ingeniería de yacimientos.

Si la muestra de la roca es inicialmente saturada con la fase mojannte, por ejemplo agua, y los datos de permeabilidades relativas se obtienen disminuyendo la saturación de esta fase mientras fluye el fluido no mojannte, por ejemplo petróleo, el proceso se denomina drenaje o de saturación. Por el contrario, si los datos se obtienen aumentando la saturación de la fase mojannte, el proceso se llamara imbibición o restauración. La diferencia en permeabilidad cuando se cambia la historia de saturación se denomina histéresis⁴⁴.

⁴⁴PARIS DE FERRER Magdalena. Fundamentos de la ingeniería de yacimientos. 2009.

El concepto de permeabilidad relativa, se usa para extender la Ley de Darcy de un solo fluido a un flujo simultáneo de dos o más fluidos a través de un medio poroso. Esta propiedad determina la permeabilidad de una fase en particular cuando está ocupando solamente una fracción del total del volumen poroso. Adicionalmente se asume que cada fase fluye en su propia red y no influye en el flujo de otras fases. La permeabilidad relativa es considerada una propiedad de la roca; además, las permeabilidades relativas son solamente funciones de la saturación.

En la **Ecuación 1**, se presenta la expresión de la permeabilidad relativa.

Ecuación 1. Permeabilidad relativa.

$$K_{r,i}(S_w) = \frac{K_{eff,i}(S_w)}{K}$$

Fuente. WOUTER, C. DIEDERICK, W. et al Relative permeability Modifiers: Myth or reality?. SPE 68973, Mayo 2001, p.

Donde:

$K_{r,i}$ = permeabilidad relativa a la fase *i* en una saturación de agua.

K = permeabilidad absoluta del medio poroso en Darcy.

$K_{eff,i}$ = permeabilidad efectiva en Darcy a la fase *i* en una saturación de agua.

En la **Ecuación 2**, se presenta reducción de la permeabilidad relativa.

Ecuación 2. Reducción de la permeabilidad relativa.

$$RRF_o = \frac{K^0_{r,o}(S_{wr})}{K^1_{r,o}(S_{wr}^{-1})} \quad \dots \quad RRF_w = \frac{K^0_{r,w}(1-S_{or})}{K^1_{r,w}(1-S_{or})}$$

Fuente. WOUTER, C. DIEDERICK, W. et al Relative permeability Modifiers: Myth or reality?. SPE 68973, Mayo 2001, p.

Donde:

RRF_i = factor de resistencia residual a la fase *i*.

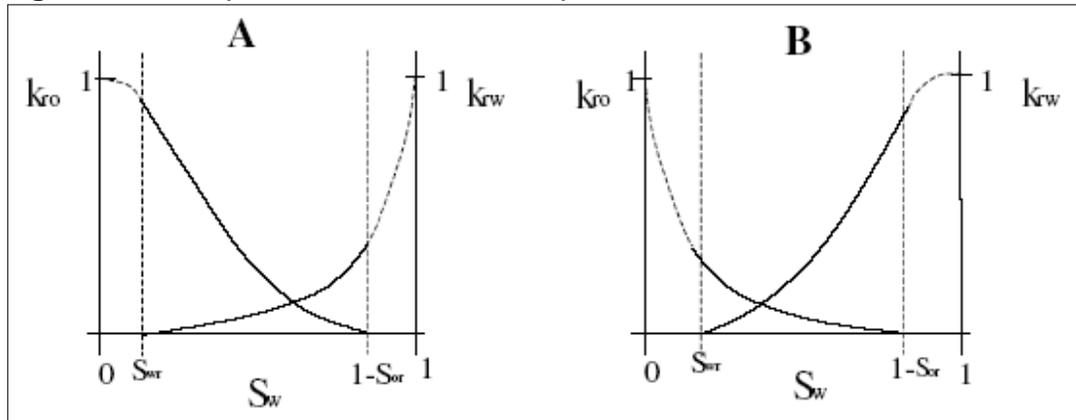
$K^0_{r,o}$ = permeabilidad relativa a la fase *i* en una saturación de agua antes del tratamiento.

$K^1_{r,o}$ = permeabilidad relativa a la fase *i* en una saturación de agua después del tratamiento.

En una curva típica de permeabilidad relativa para el agua y el aceite en medios mojados por cada uno, el S_{or} y el S_{wiir} son la saturación residual de petróleo y la

saturación irreducible de agua respectivamente, estas se conocen como los end points. Como se observa en la **Figura 17**.

Figura 17. End points de las curvas de permeabilidad relativa.



Fuente. WOUTER, C. DIEDERICK, W. et al Relative permeability Modifiers: Myth or reality?. SPE 68973, Mayo 2001, p. 6.

3.2 GENERALIDADES Y CARACTERÍSTICAS DE LOS MODIFICADORES DE PERMEABILIDADES RELATIVAS (RPMs)

Para la industria del petróleo, la producción de agua en pozos de aceite y gas es un problema que aumenta cada día, se han propuesto varias soluciones y algunas técnicas han sido exitosamente introducidas dentro de las operaciones. Estas técnicas por lo general requieren de intervenciones de pozos, aislar zonas de objetivos y colocar los tratamientos. Existen tipos de tratamientos químicos que selectivamente reducen la producción de agua, estos sistemas son conocidos como modificadores de permeabilidad relativa (RPMs).

Cuando un medio poroso es tratado con un RPM de forma ideal, solamente la permeabilidad efectiva al agua debe ser reducida. Sin embargo en algunos casos se ha demostrado que la permeabilidad relativa al aceite es también reducida, pero no la afecta fuertemente como si lo hace con el agua, esta reducción en la permeabilidad relativa al aceite generalmente ocurre por el incremento en la saturación de agua residual. La principal causa de un incremento de la saturación de agua residual es la presencia de un polímero RPM, en donde la adsorción del polímero hidrofílicos incrementa la mojabilidad al agua y por lo tanto la presión capilar⁴⁵.

Los modificadores de permeabilidad relativa componen un sistema de polímeros hidrofílicos que una vez hidratados forman cadenas largas de polímeros que ocupan

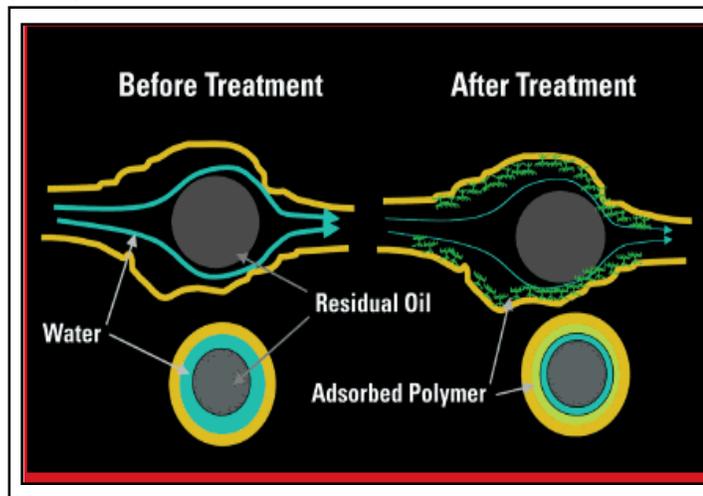
⁴⁵ Wouter Botermans, Relative Permeability Modifiers: Myth or Retaty?, SPE 68973, May 2001, p. 1-2.

los espacios porosos de la roca, por dichas características atraen la fase del agua y repelan la fase del aceite; como consecuencia de ello se reduce la permeabilidad relativa del agua y por tanto se impide su desplazamiento sin afectar a gran escala el flujo del aceite.

Para el funcionamiento de los RPM se deben tener en cuenta factores como componentes químicos y características del yacimiento tales como: litología, tipo de problema, tamaño de la garganta porosa, permeabilidad, humectabilidad, saturación de los fluidos, presión capilar y efectos gravitatorios⁴⁶.

En la **Figura 18** se observa como el flujo del agua de la formación bloquea la garganta del poro y restringe el flujo del aceite antes del tratamiento de los modificadores de permeabilidad relativa. Luego cuando el agente es fijado por adsorción a las superficies del poro, se restringe el flujo del agua teniendo poco a ningún efecto sobre el aceite y gas que fluyen⁴⁷.

Figura 18. Adsorción de los modificadores de permeabilidades relativas sobre la superficie de la roca.



Fuente. HALLIBURTON Kw Frac Stimulation Services, Folletos Conformance Solutions.

La reducción de la permeabilidad al agua en mayor proporción que permeabilidad del aceite se genera por la adsorción de polímeros solubles en agua en rocas porosas. Este efecto se refiere como "reducción desproporcionada de la permeabilidad" (DPR) y se puede a menudo utilizar en el tratamiento de pozos productores para reducir el corte de agua. La inyección directa del polímero en los

⁴⁶ HALLIBURTON. H03349.v1. Water Management Manual, Diciembre 2002.

⁴⁷ HALLIBURTON Kw Frac Stimulation Service, Halliburtons Solution to reading water flor while Enhancing oil and gas production. p. 1-2.

alrededores del pozo ha demostrado ser eficiente, las inyecciones del polímero o del gel en pozos productores pueden bajar el corte de agua selectivamente reduciendo la permeabilidad relativa del agua de la roca con respecto a la permeabilidad del aceite.

Desde un punto de vista físico, se conoce que la adsorción del polímero soluble en agua en las paredes del poro modifica las características del flujo de dos fases en un medio poroso⁴⁸.

En la **Figura 19**, se puede observar que en un medio de preferencia humectante al agua, una película de aceite fluye por el medio de los canales sin tener ningún tipo de contacto permanente con el RPM que fue anteriormente absorbido por la roca, de esta forma se asegura que el tratamiento de carácter hidrofílico ejerza una fuerza de resistencia adicional al flujo de agua a través del medio poroso sin afectar de manera el patrón de flujo que el aceite ejerce desde el yacimiento hasta el fondo del pozo desde las zonas no alcanzadas por el tratamiento.

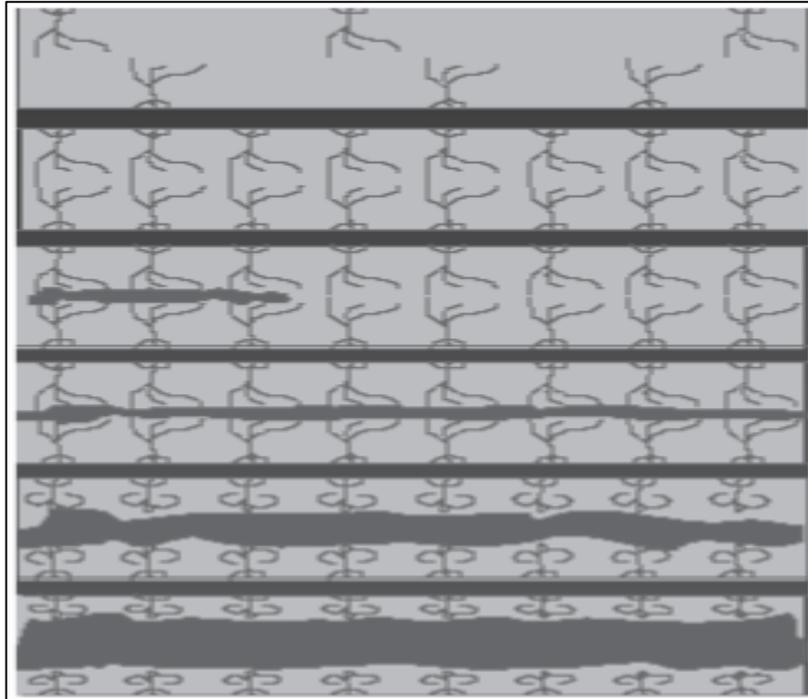
Los polímeros que se usan para solucionar problemas de alta producción de agua incluyen polímeros de alto peso molecular como las poliacrilamidas convencionales; sin embargo, limitaciones en las condiciones de aplicación como altas temperaturas, altas tasas de flujo, alta heterogeneidad de las formaciones y poca tolerancia a ambientes salinos ha llevado al uso de polímeros más resistentes a la degradación como son las poliacrilamidas catiónicas (CAT) y las poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas (HPAM).

Estos sistemas químicos una vez aplicados y absorbidos por la formación llegan a incrementar la resistencia al flujo del medio hacia al agua entre 5 y 10 veces y hacia al aceite en factores menores que 2. Esta modificación en la resistencia al flujo se puede caracterizar mediante la definición de un factor denominado factor de resistencia residual (RRF), el cual determina en última instancia la efectividad del tratamiento⁴⁹.

⁴⁸ Elmlies H. Bertin, Further Investigations on Two Phase Flow property Modification by polymers: Wettability Effects, SPE 64986, February 2001. p. 1-2.

⁴⁹ ESCOBAR ACOSTA Víctor Daniel. Et al. Universidad Nacional de Colombia sede Medellín, Facultad de Minas, Nueva Metodología de laboratorio para evaluar la efectividad de tratamientos modificadores de permeabilidad relativa, 2004

Figura 19. Película del polímero en el medio poroso.



Fuente. ESCOBAR ACOSTA Víctor Daniel. Et al. Universidad Nacional de Colombia sede Medellín, Facultad de Minas, Nueva Metodología de laboratorio para evaluar la efectividad de tratamientos modificadores de permeabilidad relativa, 2004.

3.2.1 Química del polímero. Los modificadores de permeabilidades relativas constan de un polímero sintético hidrofílico de peso molecular moderado, basado en la química de la acrilamida uno de los monómeros utilizados en el polímero es sulfatado, lo que permite que el polímero sea más tolerante a las aguas de formación, en especial las que tienen altas concentraciones de Ca^{+2} y Mg^{+2} .

El polímero que tiene una estructura de anclaje, está diseñado para la partición de sí mismo en la roca del yacimiento y en la salmuera. El actual mecanismo responsable de la reducción de agua permite señalar que el polímero regula el diámetro efectivo de la garganta del poro. La atracción electrostática entre la superficie de la formación y la capa de agua adyacente impide que la capa de agua fluya. Esta capa es considerada como la fase de agua inmóvil.

A medida que la distancia de la superficie aumenta, las fuerzas electrostáticas se debilitan en última estancia hasta un punto donde la formación tiene efectos relativamente pequeños sobre el agua, permitiendo que el agua fluya esencialmente desinhibida.

El RPM simultáneamente se adhiere a las gargantas de poro en la capa de agua creando una débil estructura tridimensional. Esta estructura aumenta la profundidad de la fase no móvil, reduciendo así el diámetro efectivo de la garganta del poro e induce a un arrastre al flujo de agua. Debido a este fenómeno ocurre una reducción significativa de la permeabilidad al agua y deteriora el flujo de agua a través de la porción tratada del yacimiento⁵⁰.

3.2.2 Efectos de los modificadores de permeabilidades relativas. Los cambios en las características del medio debido a la presencia de una película de fluido que es absorbida por la roca se describen en una hipótesis del efecto de pared.

3.2.2.1 Hipótesis del efecto de pared. La base de la hipótesis del efecto de pared es la interacción existente entre la solución química y la roca. Esto quiere decir que el efecto de pared depende de la absorción del polímero por la formación. El polímero absorbido por la formación forma una capa hidrofílica a lo largo del poro que inhibe el flujo de agua (el efecto de pared se produce cuando los polímeros de alto peso molecular son absorbidos por la superficie mineral). La adsorción del polímero depende del número de puntos de adherencia que una macromolécula pueda tener sobre la superficie de un sólido.

3.2.2.2 Reducción del área transversal del flujo. El efecto de reducción del área transversal de flujo ocurre por la presencia de una capa de polímero absorbida en la superficie de la roca cuyo espesor es considerable comparado con el tamaño del poro. Así para una poliacrilamida de 107 daltons, la macromolécula en solución se comporta como un rollo flexible de espesor 0,4 mm. De esta forma para un arreglo de capilares rectos y paralelos, la adsorción de la poliacrilamida en las paredes del capilar reducirá el diámetro del mismo en 0,8 mm. Por lo tanto una arenisca de 100 md con un diámetro de pozo promedio de 3 mm reducirá su tamaño del poro promedio en un 25 % debido a la presencia de una capa de polímero absorbida por el medio poroso y esto conlleva a una sustancial disminución en la permeabilidad absoluta del núcleo.

3.2.2.3 Efecto de lubricación o de deslizamiento. El efecto de lubricación inducido por la capa del polímero absorbido hace que el flujo de la fase no humectante (aceite en medios hidrofílicos) sea más fácil, esto gracias a que esta capa absorbida atenúa la rugosidad de los canales de flujo y forma una película de agua que ayuda a que el aceite se deslice a través del centro de los poros. Este efecto de lubricación ayuda en gran parte a explicar porque el flujo de la fase no humectante a través de la muestra no se ve tan afectado después de la aplicación del tratamiento.

⁵⁰ KALFAYAN Leonar J. BJ Services Company, Successful implementation of Resurgent Relative permeability modifier technology in well treatments requires realistic expectations, artículo de la SPE 90430 Houston, Texas, USA. Septiembre 26-29 2004.

3.2.2.4 Modificaciones en la humectabilidad del medio. La adsorción de los polímeros hidrofílicos en rocas de humectabilidad fraccional puede ser inducida gracias al cubrimiento de zonas submicrónicas preferenciales al aceite por una molécula de polímero de tamaño micrónico que se adherirá a las zonas vecinas cuya naturaleza es humectable al agua. Es por esto que un incremento en el número de zonas humectantes al agua representa un incremento en la saturación de la fase humectante, un aumento en la movilidad de la fase no humectante (aceite) y una reducción en la de la humectante (*agua*)⁵¹.

3.2.3 Diseño del tratamiento de un RPM – Volumen y concentración del polímero. El tratamiento de un RPM típicamente se hace con un radio de penetración de entre 7 a 10 pies en la matriz de la roca⁵².

El volumen del polímero a usar se puede calcular por medio de la **Ecuación 3**.

Ecuación 3. Volumen del tratamiento RPM.

$$\text{Treatment volume (gal)} = 7.4805 \cdot \Phi \cdot \pi \cdot H (R^2 - R_w^2)$$

Fuente. KALFAYAN Leonar J. BJ Services Company, Successful implementation of Resurgent Relative permeability modifier technology in well treatments requires realistic expectations, artículo de la SPE 90430 Houston, Texas, USA. Septiembre 26-29 2004.

Donde:

- R = Radio de tratamiento deseado (ft).
- R_w = Radio del pozo (ft).
- H = Intervalo de altura del tratamiento (ft).
- φ = Porosidad (fracción).
- π = 3.14159265.

Para determinar la concentración del polímero se debe tener en cuenta la permeabilidad promedio de la zona donde se va a inyectar el tratamiento.

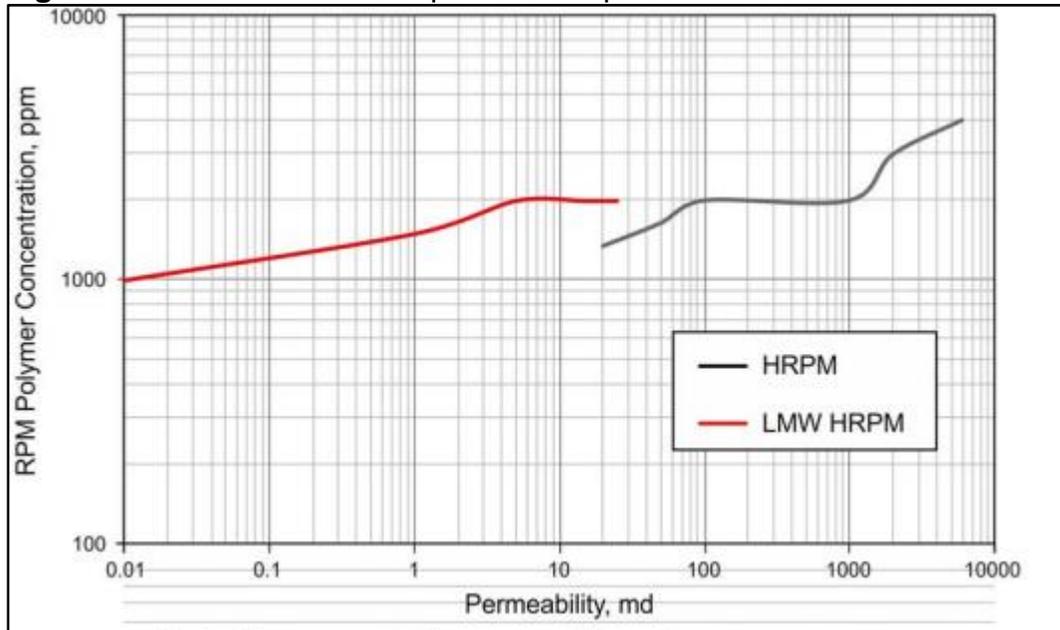
En la **Figura 20**, se presenta una gráfica mediante la cual es posible determinar la concentración del polímero dependiendo de la permeabilidad de la zona del tratamiento, donde se tomaron en cuenta dos tipos de RPM. HRPM, el cual tiene un

⁵¹ ESCOBAR ACOSTA, Víctor Daniel. Et al. Universidad Nacional de Colombia sede Medellín, Facultad de Minas, Nueva Metodología de laboratorio para evaluar la efectividad de tratamientos modificadores de permeabilidad relativa, 2004

⁵² VASQUEZ Julio, et al A relative permeability modifier for water control: candidate selection, case histories, and lessons learned after more than 3,000 well interventions, artículo de la SPE 165091 Noordwijk, The Netherlands Junio 5 de 2013,

rango de permeabilidad de 20 md -6000 md y un LMW RPM de bajo peso molecular y permeabilidades entre 0.01 md- 20 md⁵³.

Figura 20. Concentración del polímero vs permeabilidad de la formación.



Fuente. VASQUEZ Julio, A relative permeability modifier for water control: candidate selection, case histories, and lessons learned after more than 3,000 well interventions, artículo de la SPE 165091. Noordwijk, The Netherlands Junio 5 de 2013.

3.3 ANTECEDENTES DE LOS MODIFICADORES DE PERMEABILIDADES RELATIVAS (RPMS)

En 1978, un RPM soluble en agua fue introducido para mejorar la relación agua petróleo (WOR) en la producción de los pozos. El diseño de su uso era simple: una dilución acuosa de la materia prima fue bombeada en la formación a menor presión que la de fractura. No se requirió ningún tiempo de remojo y el pozo se podría regresar a la producción inmediatamente.

El mecanismo de función de este material se pensó a través de dos mecanismos discretos que alteraron perceptiblemente las capacidades de producción de agua de las formaciones de arenisca. El primero se basó en que el material reaccionó y enlazó con la superficie de la roca, aumentando su resistencia a la remoción por el flujo del agua o del aceite y realzando su longevidad. El segundo se basó en las ramas hidrofílicas del polímero las cuales generaron al parecer un grado substancial de pseudoestructura en el agua, aumentando su viscosidad aparente

⁵³ Lbid. P 6

en el área tratada. Este producto químico eran los más acertados en canales de la alta permeabilidad con poco o nada de comunicación interzonal dentro del yacimiento⁵⁴.

A través de los años, un número de hipótesis han avanzado considerando el mecanismo operativo (o mecanismos) responsables de esta reducción desproporcionada de la permeabilidad. En 1992, J. Liang, H. Sun, y R. S. Seright comenzaron una experimentación extensa en la reducción desproporcionada en tratamientos de gel⁵⁵, su prueba inicial reveló un número de patrones de comportamiento que se presentaban al usar varios geles RPMs. Esto condujo a una futura investigación. En 1995, el mismo equipo de expertos podía desacreditar, o echar de menos la duda sobre, las teorías que la gravedad, la lubricación la mojabilidad, o los efectos de hinchazón y contracción del gel, la cual desempeña un papel importante en el fenómeno de la permeabilidad desproporcionada.

La investigación adicional de Liang y Seright en 1997, se centró en la teoría de caminos segregados; en la cual, en una escala microscópica, los geles a base de agua pasan a través de los caminos de agua más fácilmente que en los caminos de aceite. Los resultados de sus pruebas de corazones apoyaron la teoría para geles a base de aceite, pero no para geles a base de agua. El trabajo adicional en esta batería de pruebas encontró un equilibrio entre las fuerzas capilares y elásticas para ser un factor en la reducción desproporcionada de la permeabilidad, pero solamente en tubos y micro-modelos de flujo, no en roca porosa⁵⁶.

3.3.1 RPM como Polímeros Base Preflujo (PBP). Los investigadores modificaron la química de los (PBP) para prevenir la degradación por cizalla del polímero durante la colocación, los investigadores mezclaron los componentes individuales de los RPMs y los bombearon como preflujo del tratamiento de fractura antes que componentes pudieran reaccionar. En capas de yacimientos de arenisca, éste polímero base preflujo (PBP) proporcionó las ventajas siguientes:

- Poco o nada de efecto de cizalla (incluso en las altas tasas de colocación) antes de la formación del copolímero altamente ramificado.
- Formación "in-situ", permitiendo la penetración profunda de los estratos de alta permeabilidad de los cuales el flujo indeseado del agua ocurre típicamente.
- Penetración mínima e impacto mínimo en la productividad de intervalos saturados de hidrocarburo.

⁵⁴ BROCCO C., Darlymple E.D., et al., Relative Permeability Modifier Preflush Fracture-Stimulation Technique results in successful completion of previous by passed intervals. Artículo de la SPE 59348. April 2000, p. 1-2.

⁵⁵ LIANG J., Sun H., et al, Reduction of oil and water permeabilices using gel, SPE/DOE 24195. April 1992.

⁵⁶ DARLYMPLE E.D., Creel P., et al.; Results of using a relative Permeability Modifier with a fracture-stimulation treatment, SPE 49043, Sep 27-30 de 1998.

- La viscosidad del water-thin, permitiendo bajas presiones de colocación.

En la selección de los pozos candidatos para el tratamiento a base de PBP se incluye los pozos que contienen canales de alta permeabilidad y/o zonas adyacentes de agua sin barreras bastante competentes para contener una estimulación por fractura. Hasta la fecha, esta técnica de preflujo se ha utilizado con éxito en zonas productoras de aceite que han sido fracturadas cerca a los intervalos productores de agua.

La producción de agua es común en secciones de capas del yacimiento de alta permeabilidad, haciendo difícil para los operadores colocar los sellantes en capas específicas sin arriesgar daño a la productividad de los estratos vecinos. Los investigadores identificaron yacimientos con este problema como los mejores candidatos a tratamientos de RPM.

Las herramientas de diagnóstico y las técnicas apropiadas son cruciales para determinar exactamente el potencial del yacimiento para la producción indeseada del agua. Los operadores deben también identificar el tipo y la localización de los líquidos del yacimiento y determinar si el agua encontrada es movable.

La solución de PBP se pone como preflujo delante del tratamiento de estimulación por fractura. En algunos casos, puede ser precedida por un preflujo solvente que limpie los depósitos de asfaltenos y parafina en la formación. Después de ser inyectado el PBP se bombea el tratamiento de fractura, el pozo se cierra alrededor de 10 a 18 horas, permitiendo la reacción química "in-situ". Se concluye por hipótesis que las ramas hidrofílicas del polímero (formadas del copolímero catiónico soluble en agua) se extiende desde el centro del polímero (el aminopolímero lineal soluble en agua) hacia las gargantas del poro de la formación, donde actúan como microválvulas o "pinceles de polímero", lo que ayuda a inhibir la producción de agua. Al residir en los poros de la formación, el polímero limita el paso del agua pero permite que los hidrocarburos fluyan libremente⁵⁷.

3.3.2 Ejemplos de Modificadores de permeabilidades relativas. Antes a la descripción de los productos de modificadores de permeabilidades relativas que se escogieron para este proyecto se deben mencionar algunas de las aplicaciones de modificadores de permeabilidades relativas para tratamientos como "water shut off" y fracturamiento hidráulico.

3.3.2.1 RPM WSO. Para la preparación del tratamiento de RPM WSO, se determinaron 3 pasos: selección de buenos candidatos para la aplicación del tratamiento, selección del fluido RPM y diseño del tratamiento

⁵⁷ BROCCO C., Darlymple E.D., et al., Relative Permeability Modifier Preflush Fracture-Stimulation Technique results in successful completion of previous by passed intervals. Artículo de la SPE 59348. April 2000, p. 2.

➤ **Selección de buenos candidatos para la aplicación del tratamiento:** En la **Tabla 3**, se presentan las características que deben cumplir los pozos para ser considerados buenos o malos candidatos para la aplicación del tratamiento.

Tabla 3. Preselección de pozos candidatos a un tratamiento RPM WSO.

Buenos Candidatos	Malos candidatos
Zonas multiproductoras con al menos una zona de producción de aceite limpio.	Zonas de única producción donde aceite y agua fluyen juntos
No exista flujo cruzado entre la zona de aceite limpio y otras zonas saturadas de agua	Existe flujo cruzado entre las zonas productoras
Con un bajo draw down y una productividad relativamente alta del yacimiento	Alto draw down y bajo índice de productividad.
Corte de agua moderado ente $50% < f_w < 95%$	Cortes de agua mayores al 97 %
La existencia contrastes de permeabilidad entre las zonas de producción, donde las zonas saturadas de agua tengan permeabilidad más alta que las zonas de aceite.	No haya contrastes de permeabilidad donde las zonas de aceite tengas una permeabilidad más alta que las zonas de agua.

Fuente. AWAD, Quoasay, et al. University of Khartoum, Risk Analysis and Decision Making in Relative Permeability Modifier Water Shut-off Treatment. Artículo de la SPE 126845.

➤ **Selección del fluido RPM:** Algunos fluidos de RPM son lo suficientemente fuertes que pueden bloquear las capas productoras tanto de agua como de aceite, mientras que algunos fluidos de RPM son tan débiles que disminuyen la permeabilidad del agua al nivel requerido. Algunos fluidos de RPM son robustos en condiciones de yacimiento, es decir a altas presiones y temperaturas. El mejor fluido es el que implica el factor de resistencia residual (RRF) máximo a la capa de agua y el RRF mínimo a la capa de petróleo.

➤ **Diseño del tratamiento:** Los procesos básicos para el diseño del tratamiento RPM WSO son: determinación del tiempo de gelificación, volumen del fluido de RPM, profundidad de invasión del fluido en cada capa, cierre de pozo a tiempo y redimiendo de producción post-tratamiento.

El tiempo de gelificación de un fluido RPM, está en función de la temperatura, el polímero y las concentraciones del reticulador, además de algunas otras propiedades de los fluidos de formación. La determinación inapropiada del tiempo

de gelificación de un fluido RPM puede generar una completa falla a todo el tratamiento.

El volumen del fluido debe ser diseñado para llenar los medios porosos en cierto límite. Un exceso en el volumen del fluido puede dañar los alrededores del pozo, mientras que menos volumen resultara en un tratamiento deficiente. La tasa de inyección tiene una relación directa con el tiempo de gelación del líquido, debido que a una tasa de inyección muy baja puede generar que comience la gelación en tubería de producción incluso antes de llegar a la parte inferior del hueco. La presión de inyección debe diseñarse de modo que se sea superior a la presión de fondo pero debe ser inferior a la presión de fractura de la formación.

La profundidad de invasión del fluido, en cada capa está en función de la presión de la capa, porosidad, permeabilidad y saturaciones irreducibles; por lo tanto, los datos erróneos conducen a un diseño inapropiado y como consecuencia un tratamiento ineficaz de RPM WSO.

Por lo general después de la inyección del fluido RPM en la formación, el pozo se cierra durante algún tiempo con el fin de completar el proceso de gelificación de productos químicos dentro de la formación. Si el tiempo de cierre es corto, permitirá que el fluido RPM continúe produciendo una vez de abra el pozo. Por otro lado si el tiempo de cierre es largo puede permitirse que se produzca el efecto de sinergia del gel.

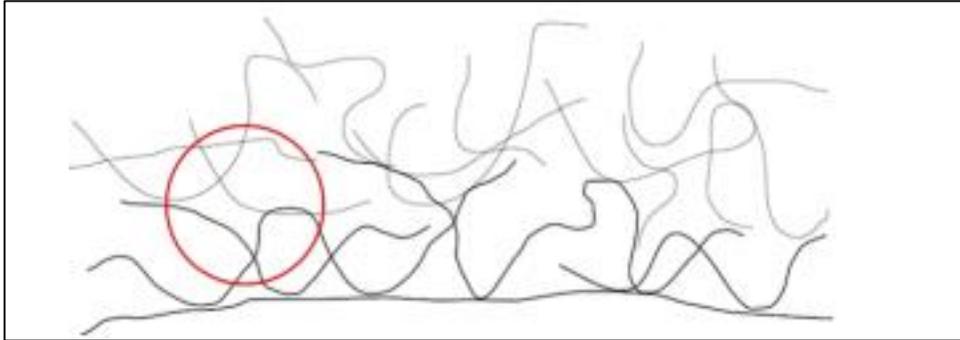
En un tratamiento exitoso de RPM WSO, se logra una reducción considerable en el índice de productividad de los pozos, así como en el corte de agua. Por lo tanto, es muy importante diseñar una óptima tasa de flujo post-tratamiento, donde la producción de agua disminuye al límite máximo, mientras la producción de aceite aumenta incluso o permanece como estaba antes del tratamiento⁵⁸.

3.3.2.2 HPRM. Este RPM está basado en un polímero hidrofóbico modificado soluble en agua que una vez absorbido a la superficie de la roca, selectivamente reduce la permeabilidad del agua con un poco o ningún efecto sobre la permeabilidad del aceite. El sistema HPRM muestra una viscosidad baja típicamente menos de 2 cp.

La modificación hidrofóbica del polímero soluble en agua, permite que las múltiples capas del polímero se acumulen debido a la asociación de grupos hidrofóbicos como se muestra en la **Figura 21**. Estas modificaciones ofrecen mejoras a los polímeros hidrofóbicos tradicionalmente usados, por ejemplo mejora la limpieza del polímero que penetra en una zona saturada de petróleo o gas generando un menor riesgo a disminuir la permeabilidad del aceite.

⁵⁸ AWAD Quoasay, et al. University of Khartoum, Risk Analysis and Decision Making in Relative Permeability Modifier Water Shut-off Treatment. Artículo de la SPE 126845, Cairo, Egipto. Febrero 14-17 2010. p. 1-3

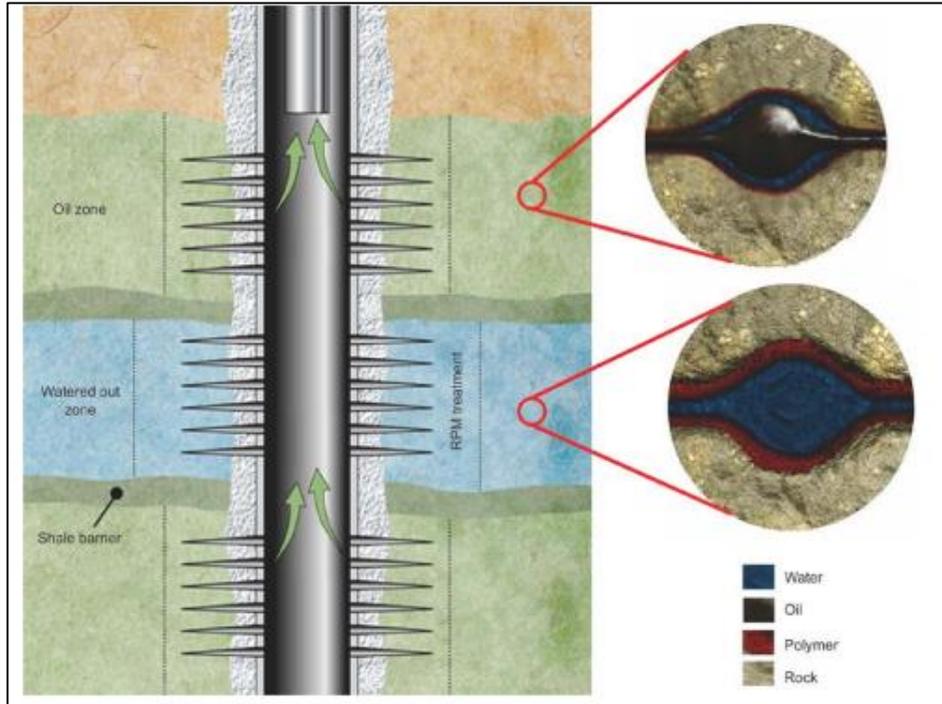
Figura 21. Sistema HRPM.



Fuente. VASQUEZ Julio, A relative permeability modifier for water control: candidate selection, case histories, and lessons learned after more than 3,000 well interventions, artículo de la SPE 165091. Noordwijk, The Netherlands Junio 5 de 2013.

Los candidatos para aplicar un tratamiento de HRPM, al igual que para el RPM WSO, un candidato ideal es una formación multicapa donde el agua y el aceite estén produciendo en zonas separadas, estas zonas no deben detener comunicación de presión debido a que hay una barrera impermeable separando cada capa . Como se puede observar en la **Figura 22**, se pueden observar tres diferentes intervalos de arenas separadas por barreras de arcilla.

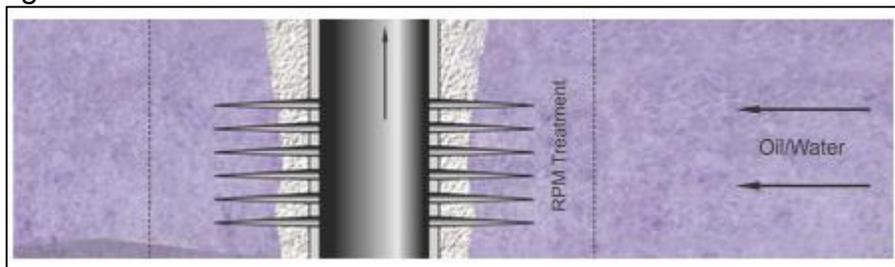
Figura 22. Escenario ideal para un tratamiento de HRPM.



Fuente. VASQUEZ Julio, A relative permeability modifier for water control: candidate selection, case histories, and lessons learned after more than 3,000 well interventions, artículo de la SPE 165091. Noordwijk, The Netherlands Junio 5 de 2013.

Como se mencionó anteriormente no se consideran buenos candidatos a las Zonas de única producción con una alta saturación de agua móvil, como se puede observar en la **Figura 23**.

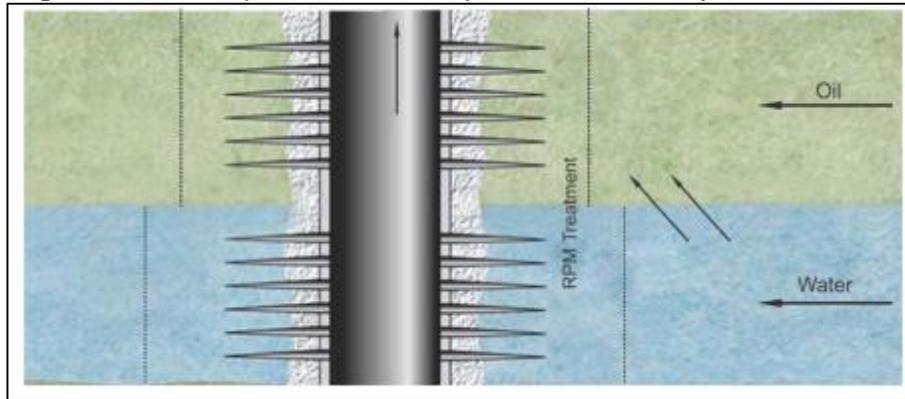
Figura 23. Zona de única producción con alta saturación de agua móvil.



Fuente. VASQUEZ Julio, A relative permeability modifier for water control: candidate selection, case histories, and lessons learned after more than 3,000 well interventions, artículo de la SPE 165091. Noordwijk, The Netherlands Junio 5 de 2013.

De igual manera se consideran malos candidatos los escenarios donde aun si hay múltiple zona el yacimiento tiene flujo cruzado, es decir que hay barreras no impermeables entre las zonas como se puede observar en la **Figura 24**.

Figura 24. Múltiple zona con flujo cruzado en el yacimiento.



Fuente. VASQUEZ Julio, A relative permeability modifier for water control: candidate selection, case histories, and lessons learned after more than 3,000 well interventions, artículo de la SPE 165091 Noordwijk, The Netherlands Junio 5 de 2013.

3.3.2.3 STP RPM. Las propiedades de rendimiento en el STP RPM incluyen una alta tolerancia a los fluidos en una salmuera, en particular aquellos que tienen altas concentraciones de catiónes divalentes como Ca^{+2} y Mg^{+2} .

- **Aplicación de RPM en fracturamiento hidráulico.** En procesos de fracturamiento, la adición del polímero al fluido de fractura, preferiblemente en las fases prepad y pas stages puede proporcionar múltiples beneficios potenciales del tratamiento.

El RPM puede proporcionar el control de agua post-fracturación, siempre que la producción de agua a la fractura sea a través de la permeabilidad de la matriz.

La adición de RPM a las etapas de fracturamiento del fluido también puede reducir el escape mejorando así la eficiencia de los fluidos. Esto puede ser especialmente beneficioso en un entorno de fuga mayor donde la extensión de la fractura puede ser limitada. Esta característica única adicionalmente podría conducir a menores requerimientos de carga de polímeros en ciertos casos y al flujo de retrono del fluido de fracturamiento⁵⁹.

⁵⁹ NELSON Scott G. et al. The application of a new and unique relative permeability modifier in selective reducing water producing. Artículo de la SPE 84511, Denver, Colorado, USA, Octubre 5-8 de 2003

3.4 PRODUCTOS DE MODIFICADORES DE PERMEABILIDAD RELATIVA

En esta sección se describen los productos de modificadores de permeabilidades relativas A, B, C y D, que por cuestiones de confidencialidad no serán mencionados a lo largo esta sección del capítulo. Entre estos productos se seleccionará uno teniendo en cuenta determinadas características que se describirán posteriormente.

3.4.1 Producto A. Este producto funciona mediante la química de polímeros reduce selectivamente la permeabilidad efectiva del agua en el reservorio. Con este producto el potencial de recuperación mejorada de aceite/gas proviene de una columna de agua reducida dando un levantamiento natural mejorado para el petróleo y/o gas. Adicionalmente ayuda a prolongar y sostener la producción al mejorar el drenaje del yacimiento.

Su funcionamiento se basa en la absorción sobre la superficie de la roca, de esta forma se reduce la permeabilidad al agua en más del 90 %, con poco o ningún daño en la permeabilidad de hidrocarburos. Efectivamente el Producto A genera resistencia que retiene el flujo de agua permitiendo que el petróleo y el gas se muevan libremente.

Los resultados típicos del tratamiento del Producto A vistos en laboratorio, en un amplio rango de temperatura y permeabilidad, de un núcleo saturado de aceite y un núcleo saturado de agua antes y después del tratamiento con el Producto A evidencian como la permeabilidad efectiva al agua para el núcleo saturado de agua se redujo significativamente mientras que la permeabilidad efectiva al aceite del núcleo saturado de aceite se vio afectada mínimamente. Ambas permeabilidades se midieron con respecto a saturaciones de petróleo residual y agua.

Contar con el tratamiento del Producto A puede ayudar para: reducir la producción de agua, aumentar la producción de hidrocarburos, reducir los costes asociados con el agua producida, extender la vida productiva económica del pozo y aumentar las reservas recuperables.

El tratamiento de este producto ofrece diferentes polímeros modificadores de permeabilidad relativa dependiendo del rango de permeabilidad del reservorio. Se ha desarrollado un RPM de bajo peso molecular para reservorios con una permeabilidad inferior a 25 md.

El tratamiento no requiere técnicas de colocación especiales. No se ve afectado por cationes multivalentes, oxígeno o ácidos. No requiere tiempo de plataforma o aislamiento zonal. Además el tratamiento de este producto funciona adsorbiendo inmediatamente a la matriz rocosa mientras se bombea (no se gelifica o "prepara"), por lo tanto, el pozo puede volver inmediatamente a la producción después del tratamiento. No se requiere tiempo de cierre.

3.4.1.1 Características y beneficios del Producto A. El tratamiento del Producto A es ideal para usar en pozos que tienen:

- Permeabilidad mayor a 0.1 md y menor a 6000 md.
- Temperaturas de fondo de hasta 325 °F (163 °C).
- Formación multicapa sin flujo cruzado dentro del reservorio.
- Producción viable si se reduce la producción bruta, pero el corte de agua se reduce efectivamente.
- Concentración del polímero en el tratamiento de 1000 ppm a 4000 ppm.

3.4.2 Producto B. Es un modificador de la permeabilidad relativa utilizado en la estimulación por fracturación hidráulica, o aplicado en un tratamiento de la matriz, para reducir la permeabilidad al agua de la cara de la fractura. También se puede bombear en zonas productoras no fracturadas para reducir permeabilidad del agua de la formación; sin embargo, tiene poco efecto sobre la permeabilidad al flujo de petróleo y gas. Para la aplicación en la fracturación, se mezcla en el líquido de la almohadilla a una concentración de 2 gal/MI (2 l / m³). Para aplicaciones de control de agua, un volumen de tratamiento para penetrar se recomienda un radio de 2.7 a 3.0m (9 a 10 pies).

El Producto B tiene diferentes aplicaciones, tales como: es utilizado como control químico del agua para reducir el agua producida en pozos de producción no fracturados con poco efecto en la permeabilidad relativa del hidrocarburo y además es agregado en el líquido de la almohadilla durante el tratamiento de fracturación para reducir la producción de agua después del tratamiento.

3.4.2.1 Características y beneficios del Producto B. Las principales características y beneficios del producto son:

- Reduce la permeabilidad del agua mientras que la permeabilidad del petróleo y el gas es relativamente poco afectada.
- Combate eficazmente las altas proporciones de agua/aceite, conos y principios avance durante las inundaciones de agua.
- Eficaz en un rango de temperatura de 120 °F a 350 °F (49 °C a 177 °C).
- Se puede usar en arenisca y formaciones de piedra caliza.
- Permeabilidad de matriz efectiva de hasta 3.000md.
- Reduce la producción de agua después del tratamiento de fracturamiento.
- Concentración del polímero en el tratamiento de 2000 ppm a 8000 ppm.

3.4.3 Producto C. El Producto C es un polímero de carácter modificador de permeabilidad relativa de segunda generación que es soluble en salmuera acuosa. La inyección en la matriz provoca la adsorción del polímero a la roca. Dicha adsorción del polímero reduce la permeabilidad al agua con pocos cambios en la

permeabilidad al aceite, mientras que reduce la sensibilidad de la arcilla al intercambio de cationes. Esta desproporcionada reducción de la permeabilidad (DPR) es lo que hace que el Producto C sea un modificador de la permeabilidad relativa efectiva.

El polímero está diseñado para tratar reservorios de aceite/agua con múltiples zonas en las que se produce agua a intervalos del distrito. En un tratamiento multizona, las características del DPR se pueden usar para reducir la permeabilidad al agua en las capas productoras de agua y tienen un efecto mínimo en las capas productoras de petróleo. La naturaleza iónica del Producto C mejora las características de adsorción y minimiza la desorción durante el ciclo de producción, tanto en depósitos de arenisca como de carbonato, prolongando la vida útil del tratamiento.

3.4.3.1 Características y beneficios del Producto C. Las características del producto C son las siguientes:

- Reduce la permeabilidad de la formación al agua con poco efecto sobre la permeabilidad de la formación al aceite
- Tiene baja viscosidad que puede ser obstinada desde la superficie
- Tiene compatibilidad con fluidos a base de ácido
- Funciona a temperaturas de hasta 300 °F (149 °C).
- Trabaja en reservorios con permeabilidad de 50-2,000 md.
- Trabaja en presencia de petróleo pesado.
- Disminuye la producción de agua.
- Incrementa la producción de petróleo en los reservorios que están mojados en aceite o tienen humectabilidad mixta.
- Bajo costo y simple preparación en el campo y bomba.
- Para pozos críticos, se puede usar una prueba de flujo de núcleo para determinar la concentración más óptima.
- El tratamiento del Producto C reduce la permeabilidad relativa del depósito al agua hasta en un 75% con poco o ningún cambio en la permeabilidad del reservorio al aceite.
- Concentración del polímero en el tratamiento de 1600 ppm a 5000 ppm.

El Producto C ha demostrado su eficacia en reservorios con temperaturas de hasta 300 °F (149 °C) y en reservorios con una permeabilidad tan alta como 2,000 mD o tan baja como 50 mD. Estas propiedades se deben a la baja viscosidad y al peso molecular del polímero. Además este polímero es soluble en agua o salmueras livianas y generalmente es usado en concentraciones de 0.16 a 0.5% en peso de la solución inyectada.

Los reservorios de aceite/agua que son candidatos potenciales para el tratamiento del Producto C tendrán, en muchos casos, múltiples zonas donde:

- Las zonas no se comuniquen entre sí y donde los tratamientos pequeños cerca del pozo puedan ser efectivos en ausencia de comunicación.
- Alguna de las zonas tenga un alto corte de agua que exceda el 40%.
- Alguna de las zonas tenga reservas de petróleo económicamente productivas que justifiquen el costo del tratamiento.

3.4.4 Producto D. Este producto corresponde a un modificador de permeabilidad relativa de la siguiente generación utilizado para tratamientos de matriz y para operaciones de estimulación con fracturación hidráulica. Reduce selectivamente la permeabilidad relativa de un yacimiento al agua, lo que resulta en una disminución en la producción de agua. La eliminación del exceso de agua puede reducir los costos operacionales, aumentar la producción de hidrocarburos, aumentar la eficiencia de las instalaciones y extender la vida útil de un pozo.

Al operar a temperaturas de reservorio de 140 °F (60 °C) a 350 °F (177 °C), este producto es superior a otros tratamientos de RPM porque no depende de la actividad de carga electrostática para unirse a la superficie de la roca. El tratamiento de matriz se une a la superficie de la roca usando un mecanismo de unión único, lo que lo hace tan efectivo en carbonatos y litologías mixtas como lo es en areniscas.

Una vez que el tratamiento está en su lugar, el agua de formación que entra en contacto con este producto, provoca una reacción y disminución de la velocidad del agua al reducir activamente la permeabilidad mediante el uso de ramas hidrofílicas.

El Producto D no tapa los poros en la roca, por lo que es una opción de tratamiento de bajo riesgo. La producción de petróleo y gas a través de la matriz tratada se ve mínimamente afectada; de hecho, típicamente un aumento en la producción de hidrocarburos está asociado con estos tratamientos.

3.4.4.1 Características y beneficios del Producto D. Estas son las características y beneficios que ofrece el Producto D:

- Litología independiente: Areniscas, carbonatos, litologías mixtas
- Baja Viscosidad: Colocación radial profunda
- Posibles mejoras en costos de operación: Levantamientos, tratamientos, costos de transporte, disposición.
- El rango de temperatura para su operabilidad 140°F - 350°F
- Posibles mejoras de ingresos: Aumento en la producción de hidrocarburos, Mejora en la vida útil del pozo, mejora en la eficiencia de instalaciones.
- Durable: Estabilidad del polímero anticipada por la vida útil del pozo.
- Fácil despliegue: típicamente obstinado, aislamiento en algunos casos

- No requiere equipos de bombeo especiales.
- Concentración del polímero en el tratamiento de 1600 ppm a 5000 ppm.

3.5 SELECCIÓN DEL PRODUCTO

Para la selección del producto se tendrá en cuenta las características del campo; principalmente la temperatura promedio del yacimiento y la permeabilidad son las características más influyentes en el proceso de selección del producto. La litología del yacimiento no se considera ya que los productos funcionan para múltiples litologías.

En la **Tabla 4**, se presenta la comparación los rangos operativos de temperatura y permeabilidad de cada producto.

Tabla 4. Rangos de temperaturas de los productos RPM.

PRODUCTO	RANGO DE TEMPERATURA (°F)	RANGO DE PERMEABILIDAD (mD)
A	Hasta 325	Entre 0.1 y 6000
B	Entre 120 y 350	Mayores a 3000
C	Hasta 300	Entre 50 y 2000
D	Entre 140 y 350	Mayores a 3000

Fuente. Los autores.

Comparando los rangos de temperaturas y permeabilidades a los cuales operan los productos, podemos observar que para los productos A y C la temperatura de operación alcanza hasta los 325 °F y 300 °F y que para los productos B y D las temperaturas están entre 120 - 350 °F y 140 - 350 °F respectivamente, además los rangos de permeabilidad de los productos B y D están por encima de 3000 mD.

Debido a que la temperatura del yacimiento se encuentra en un rango de 105 a 130 °F y la permeabilidad es de 300 md se seleccionó el producto C, ya que el producto A tiene un rangos más altos de temperatura y permeabilidad. Con respecto al producto B el hecho de estar de 120 a 350 está muy cerca del límite de temperatura máxima del yacimiento que es 130 F y es muy amplio para ser considerado ya que si las temperaturas fueran menores a 120 F no podría funcionar correctamente, además el rango de permeabilidad está por encima de 3000 mD y la permeabilidad promedio es de 300 mD. Para el producto D, el rango de temperaturas 140 - 350 °F esta por fuera del rango de temperaturas del yacimiento y el rango de permeabilidad también está por encima de 3000 por lo tanto se descartó.

4. SELECCIÓN DE LOS POZOS CANDIDATOS PARA LA SIMULACIÓN DE LOS EFECTOS DE RPMS

En este capítulo se mencionan los criterios por los cuales se seleccionan los pozos que sean buenos candidatos para la aplicación del tratamiento, en el caso de este proyecto se realizara una simulación numérica del tratamiento con modificadores de permeabilidad relativa para los pozos que cumplan con los mencionados criterios.

4.1 CRITERIOS PARA SELECCIONAR LOS POZOS CANDIDATOS

Se deben tener en cuenta varios factores para la selección de los pozos candidatos a ser tratado con RPM, los cuales son presentados a continuación.

4.1.1 La heterogeneidad. Para propiedades como la permeabilidad y la saturación, una heterogeneidad vertical considerablemente alta es un factor positivo para la selección de un pozo. Debido a esto es preferible la presencia de las capas altamente saturadas de aceite y altamente saturadas de agua produciendo juntas, que teniendo todas las capas produciendo con el mismo corte de agua. También, un contraste fuerte de la permeabilidad entre las capas es ventajoso debido a que favorece la ubicación del gel en la formación. Durante el tratamiento, el gel invade con mayor profundidad las capas de alta permeabilidad y con menos profundidad las capas saturadas de aceite de baja permeabilidad.

4.1.2 Flujo cruzado. Cuando existe cruce de corrientes entre las capas, el agua puede esquivar rápidamente el gel y por lo tanto el pozo regresará a la misma rata que antes del tratamiento. El flujo cruzado es así un factor negativo dentro de la opción de un pozo candidato; por consiguiente, los pozos con una conificación de agua son en principio, malos candidatos a tratamientos de RPM. Por otra parte, los pozos de varias capas sin comunicación entre ellas son denominados como buenos candidatos.

4.1.3 El modo de producción. Puesto que un tratamiento de gel puede reducir el índice de productividad, para mantener la producción se requiere un *drawdown* más alto en el pozo, que se puede lograr con mayor activación en bombas y en el levantamiento artificial; o por el contrario, reduciendo el corte de agua debido a que disminuimos el peso de la columna de fluidos. También, un buen mantenimiento de la presión en el yacimiento (acuíferos activos, capa de gas) es una ventaja para mantener la productividad.

4.1.4 Restricciones técnicas. El gel debe soportar las condiciones del yacimiento por períodos de tiempo largos. La estabilidad térmica es a menudo un factor importante para la selección del tratamiento. También se debe tener en cuenta las regulaciones ambientales y locales, la accesibilidad del pozo etc. Estos factores pueden desempeñar un papel importante en la selección del pozo candidato.

4.1.5 Restricciones económicas. Los tratamientos de control de agua se consideran generalmente como operaciones de workover. La decisión del tratamiento se basa en la comparación de costos contra el retorno esperado. Es muy importante evaluar ambos en una etapa temprana. Un pozo candidato debe tener un potencial de producción petrolífera incremental suficiente para cubrir el costo del tratamiento, de tal forma que se obtenga un provecho significativo.

Un tratamiento costoso puede ser perfectamente conveniente para un pozo costa afuera, pero totalmente inadecuado para un pequeño pozo terrestre. Aunque en la mayoría de los casos producir más aceite es el objetivo, el operador puede tolerar a veces una cierta pérdida en la producción petrolífera con una fuerte reducción del agua. Éste es con frecuencia el caso presentado en condiciones costa afuera cuando las capacidades de manejo del agua son limitadas. En general, los costos del tratamiento deben ser pagados por tres meses de producción después del tratamiento.

4.1.6 El origen de la producción del agua. Algunos métodos se han propuesto en la literatura para identificar el origen de la producción en un pozo. Estos métodos del agua pueden ayudar en la selección de los pozos candidatos. Por ejemplo, los perfiles de los diagramas de WOR mencionados en el capítulo anterior, presentan diferentes tendencias tanto como para la conificación como para la producción de multicapas.

4.1.7 Pozos nuevos. Es importante que al momento de realizar el tratamiento de RPMs, la integridad mecánica del pozo sea segura y no existan daños en el casing para prevenir pérdidas del polímero inyectado por las canalizaciones del casing, si llegasen a existir⁶⁰.

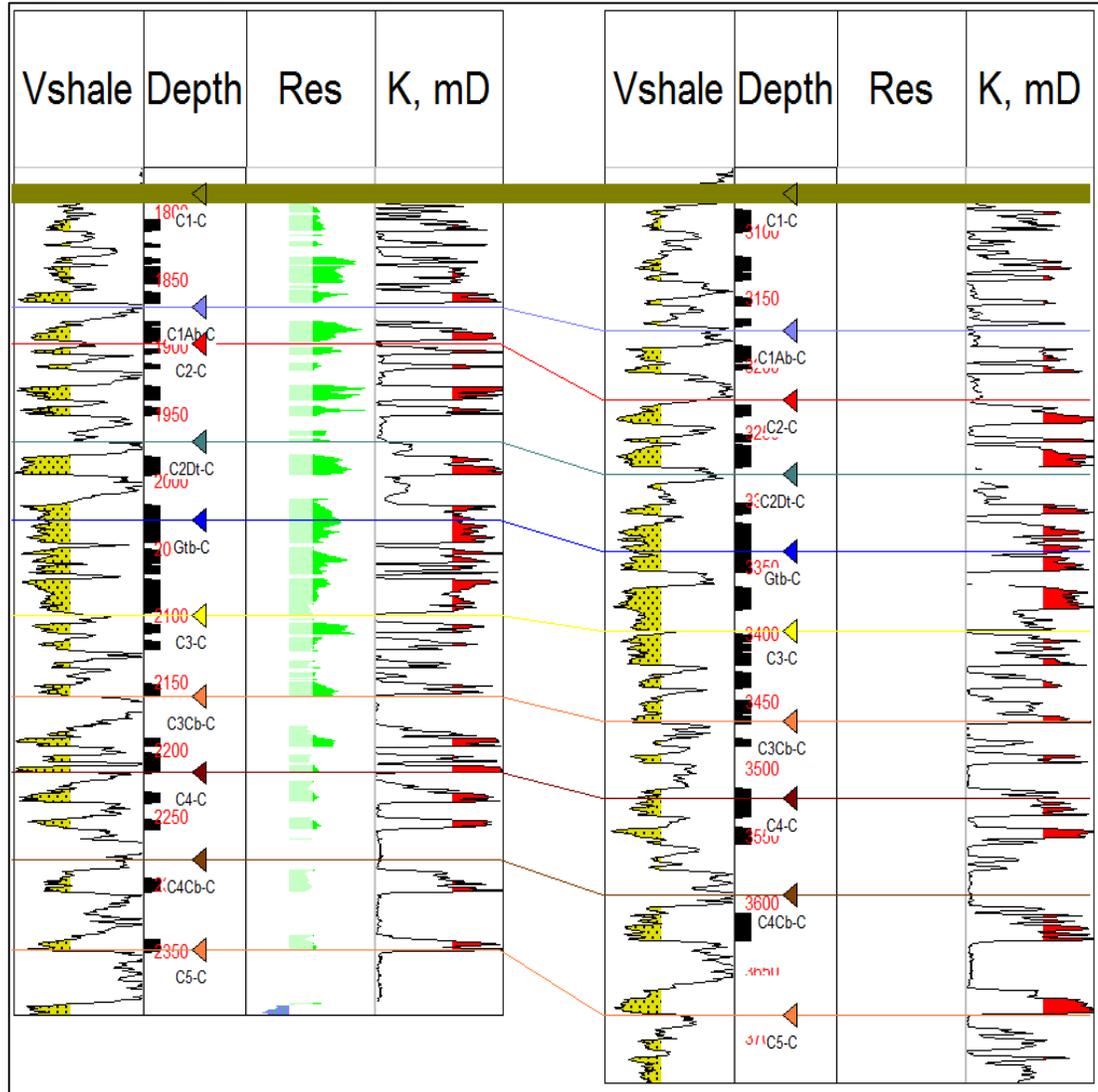
4.2 SELECCIÓN DE POZOS PARA UN TRATAMIENTO DE RPM EN EL CAMPO LA CIRA INFANTAS

De los criterios expuestos anteriormente, el criterio que se consideró para seleccionar los 10 pozos fue: flujo cruzado. Si existe flujo cruzado en los pozos seleccionados, el agua puede esquivar rápidamente el gel y por lo tanto el pozo regresará a la misma rata que existía antes del tratamiento.

En la **Figura 25**, se presenta un registro de gamma ray tomado de los pozos Well 1 y Well 2, donde se puede observar que hay varias capas que no tienen comunicación entre ellas, porque hay barreras impermeables, es decir, que existen intercalaciones de arena y arcillas en los pozos Well 1 y Well 2.

⁶⁰ ZAITOUN, Kohler N. Water shutoff by relative permeability modifiers: Lessons from several field applications. Artículo de la SPE 56740, Houston, Texas, 3 - 6 Octubre 1999.

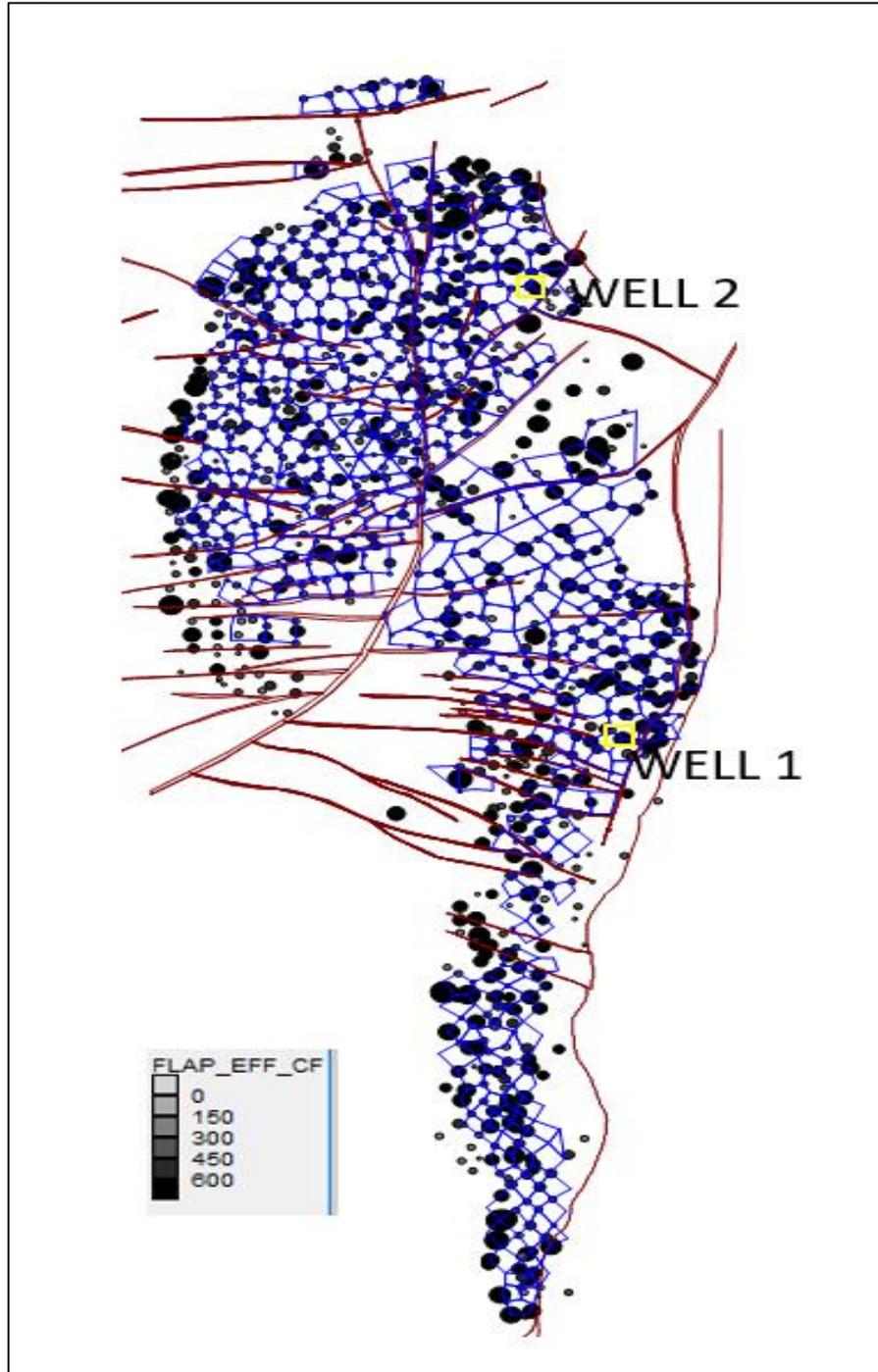
Figura 25. Registro de los pozos Well 1 y Well 2.



Fuente. OCCIDENTAL DE COLOMBIA. Base de datos. Bogotá. 2018.

En la **Figura 26**, se puede observar la ubicación de los pozos Well 1 y Well 2, a pesar de estar en diferentes zonas del Campo La Cira Infantas, estos pozos presentan similitud en cuanto a su litología y permeabilidad, ambos tienen intercalaciones de arenas y arcillas, según el registro presentado en la **Figura 25**.

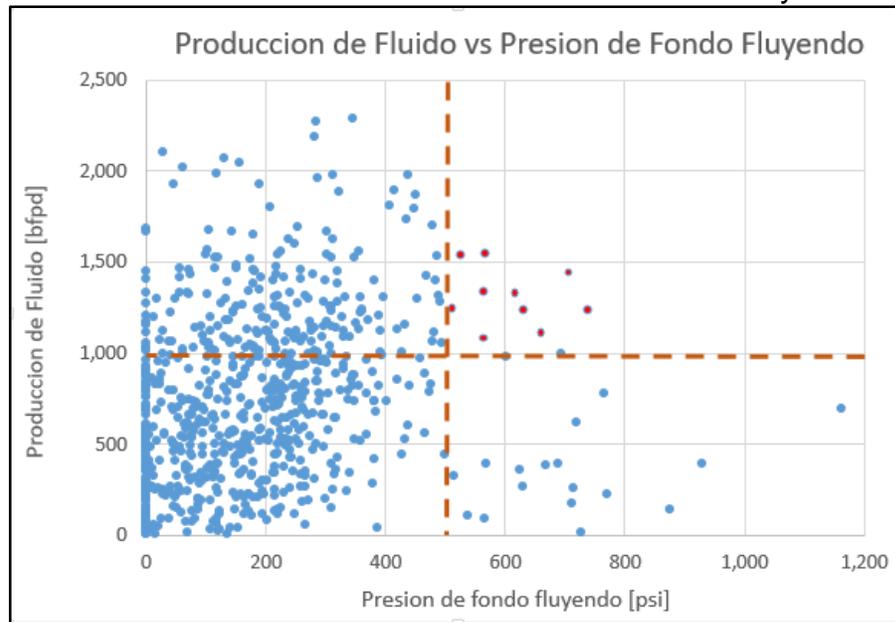
Figura 26. Ubicación de los pozos Well 1 y Well 2.



Fuente. OCCIDENTAL DE COLOMBIA. Base de datos. Bogotá. 2018.

La **Grafica 3** representa la producción de fluido en BFPD vs presión de fondo fluyendo en psi, de los pozos del Campo La Cira Infantas. En esta se puede observar que en el cuadrante superior derecho hay 10 puntos en color rojo, que indica los pozos a aplicar el tratamiento. Mencionados a continuación: Well 1, Well 2, Well 3, Well 4, Well 5, Well 6, Well 7, Well 8, Well 9 y Well 10. Estos pozos se encuentran distribuidos a lo largo del campo.

Grafica 3. Producción de fluido vs Presión de fondo fluyendo.



Fuente. OCCIDENTAL DE COLOMBIA. Base de datos. Bogotá. 2018.

Además del flujo cruzado, los 10 pozos candidatos a evaluar el tratamiento de modificadores de permeabilidades relativas, cumplen con los siguientes parámetros: corte de agua mayor o igual al 95%, producción de fluido mayor a 1000 BFPD y que su presión de fondo fluyente sea lo suficientemente grande para generar mayores caídas de presión, para este proyecto de investigación se consideran pozos con P_{wf} mayor o igual a 500 psi. Ver **Tabla 5**.

Se hicieron dos excepciones en el criterio del corte de agua para los pozos Well 4 y Well 10. Debido a que en el Campo no hay más pozos que cumplan estrictamente con los tres criterios tenidos en cuenta para la selección de los candidatos.

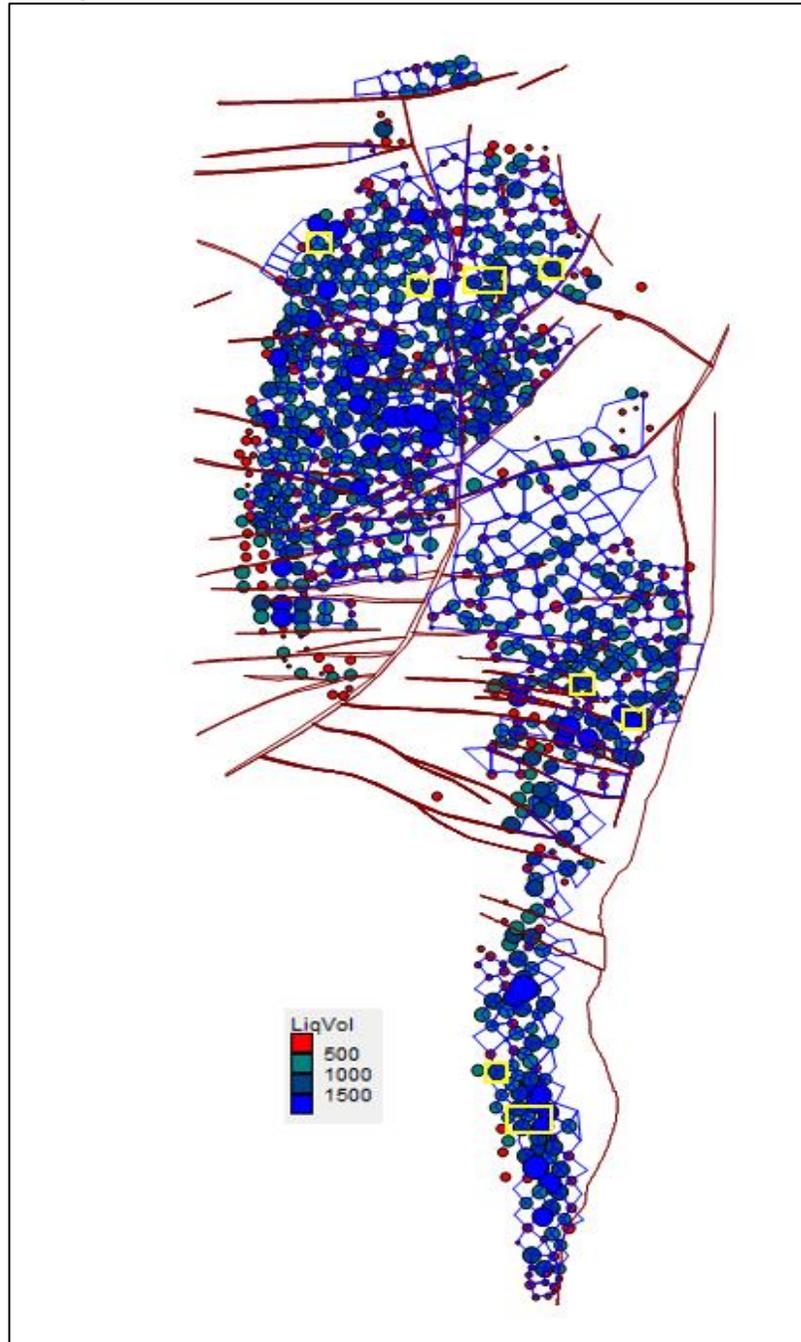
Tabla 5. Información de los pozos seleccionados para el tratamiento.

Nombre pozo	Líquido producido (BFPD)	Corte de agua (%)	Pwf (psi)
Well 1	1113	97.6	659
Well 2	1078	95	562
Well 3	1231	98.2	630
Well 4	1550	92.6	565
Well 5	1344	96.3	564
Well 6	1242	97.9	512
Well 7	1331	96.3	618
Well 8	1228	98	737
Well 9	1546	96.1	528
Well 10	1440	93.5	706

Fuente. OCCIDENTAL DE COLOMBIA. Base de datos. Bogotá. 2018.

En la **Figura 27**, denota la ubicación de los 10 pozos seleccionados para el tratamiento del Producto C, estos se encerrados en los cuadros amarillos. Los pozos están distribuidos en diferentes sectores del Campo La Cira Infantas.

Figura 27. Distribución de los pozos seleccionados en el Campo La Cira Infantas.



Fuente. OCCIDENTAL DE COLOMBIA. Base de datos. Bogotá. 2018.

5. DESCRIPCIÓN DEL MODELO CONCEPTUAL DE SIMULACIÓN DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS

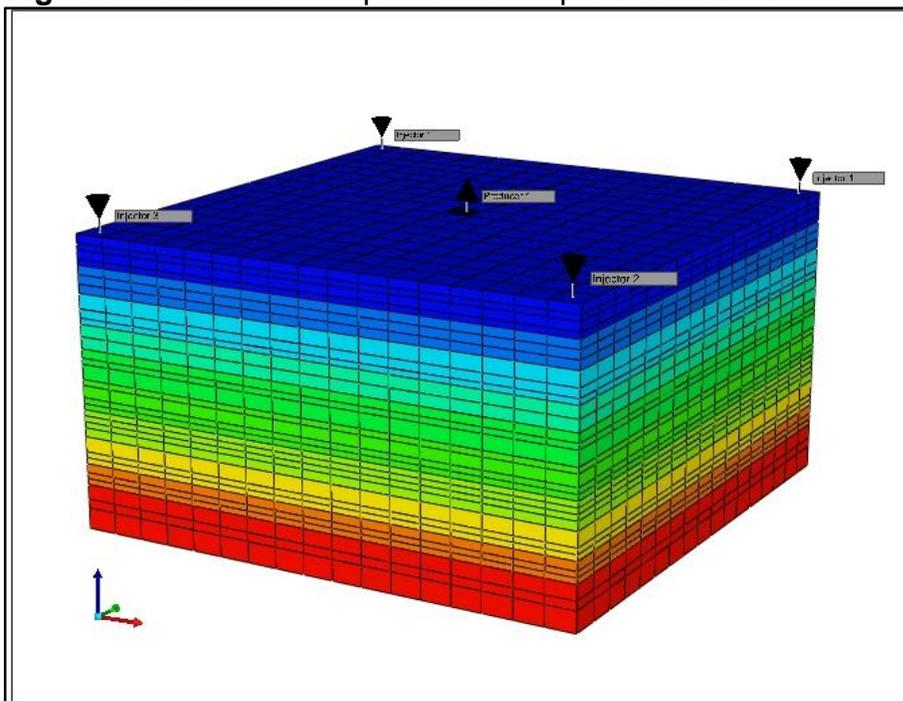
Este capítulo comprende las características del modelo conceptual, la descripción de las principales propiedades estáticas, curvas de permeabilidades relativas y propiedades PVT.

Debido a que no se cuentan con pruebas de laboratorio específicas del campo objeto de estudio, para determinar las propiedades petrofísicas y características del yacimiento; el modelo conceptual trabaja con valores promedio de las zonas donde están ubicados los pozos seleccionados. Ver **Figura 26**.

5.1 DESCRIPCIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN

La malla está compuesta de 10848 celdas. Las celdas se distribuyen en los ejes X, Y, Z. El tamaño de la celdas en el eje X y en el eje Y es de 50 ft; en el eje Z el tamaño varía entre 10 a 35 ft. En la **Tabla 6**, están los datos de la malla del modelo de simulación propuesto. En X: 17 celdas, en Y: 17 celdas, y en Z: 32 celdas; como se observa en la **Figura 28**.

Figura 28. Modelo conceptual del Campo La Cira Infantas.



Fuente. Elaboración propia.

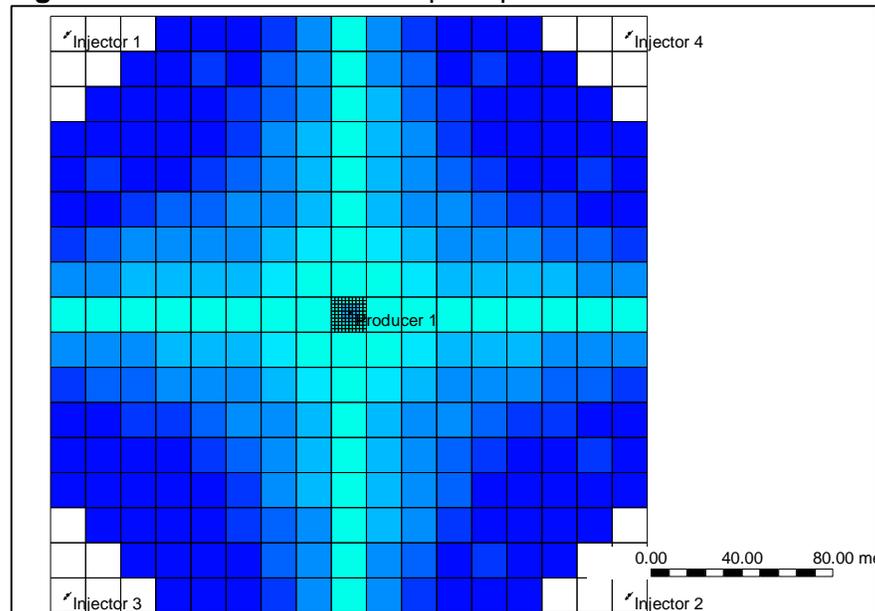
Tabla 6. Datos de la malla del modelo conceptual del Campo La Cira Infantas.

Número total de celdas	10848
Celdas en X	17
Celdas en Y	17
Celdas en Z	32
Tamaño de celda en X	50 ft
Tamaño de celda en Y	50 ft
Tamaño de celda en Z	10 – 35 ft

Fuente. Elaboración propia.

En el Campo La Cira Infantas los patrones de inyección se presentan de cinco a siete puntos invertidos; sin embargo a gran escala, un arreglo 5 puntos normal se considera una muestra representativa; por eso el modelo de simulación corresponde a un arreglo cinco puntos en línea directa, cuatro pozos inyectores, ubicados en los vértices, y un pozo productor en el centro del arreglo, debido a que el tratamiento de los modificadores de permeabilidad relativa es aplicado directamente en el pozo productor y no en el inyector. Además para evidenciar mejor el efecto del radio de invasión se realizaron celdas refinadas, como se observa en la **Figura 29**. El área del patrón es de 15 acres.

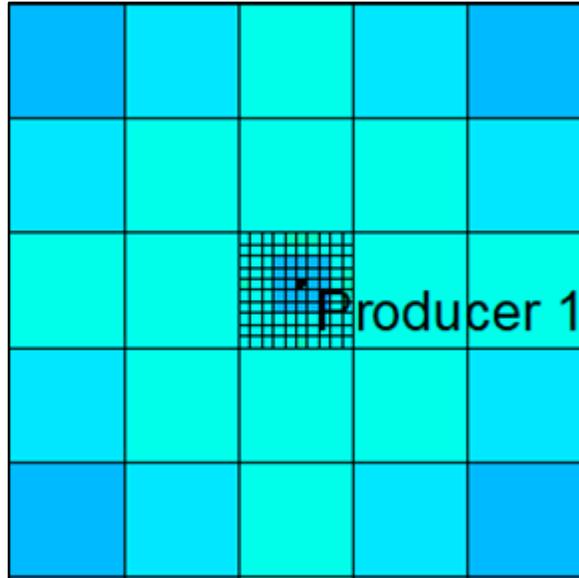
Figura 29. Celdas refinadas del pozo productor.



Fuente. Elaboración propia.

En la **Figura 30**, se observa detalladamente las celdas refinadas del pozo productor el modelo conceptual, se amplió para denotar como se ve el radio de invasión del tratamiento.

Figura 30. Ampliación de las celdas refinadas del pozo productor



Fuente. Elaboración propia.

La construcción del modelo conceptual del campo objeto de estudio, fue en base a un pozo tipo, teniendo en cuenta la analogía de las características y propiedades de los diez pozos seleccionados.

5.2 DESCRIPCIÓN DE LAS PROPIEDADES FÍSICAS MÁS IMPORTANTES DEL MODELO CONCEPTUAL

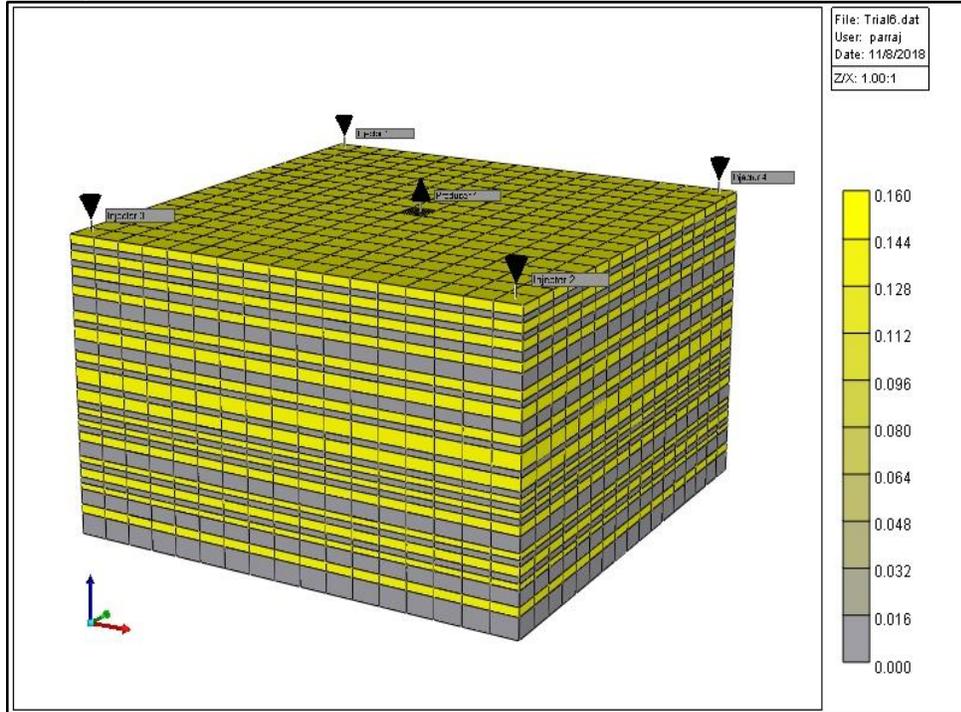
En esta sección se describen las propiedades físicas más relevantes del modelo para simular los efectos de los modificadores de permeabilidad relativa del arreglo. El valor de las propiedades con las que se construyó el modelo conceptual, son valores promedio correspondientes al Campo La Cira Infantas.

5.2.1 Distribución de porosidad. La distribución de la porosidad del modelo conceptual del Campo La Cira Infantas se realizó en base al registro expuesto en la **Figura 25**, el modelo cuenta con dos tipos de litologías: arenas y arcillas.

En la **Figura 31**, se observa la distribución de la porosidad en el modelo conceptual del Campo La Cira Infantas. Para esta propiedad solo se consideran dos valores, ver **Tabla 7**. La porosidad para arenas es 16% y para arcillas es 0%. En total son

32 datos de porosidad, con un promedio del 8%. El valor de porosidad del modelo corresponde al valor presentado en la **Tabla 1**.

Figura 31. Distribución de porosidad del modelo conceptual del Campo La Cira Infantas.



Fuente. Elaboración propia.

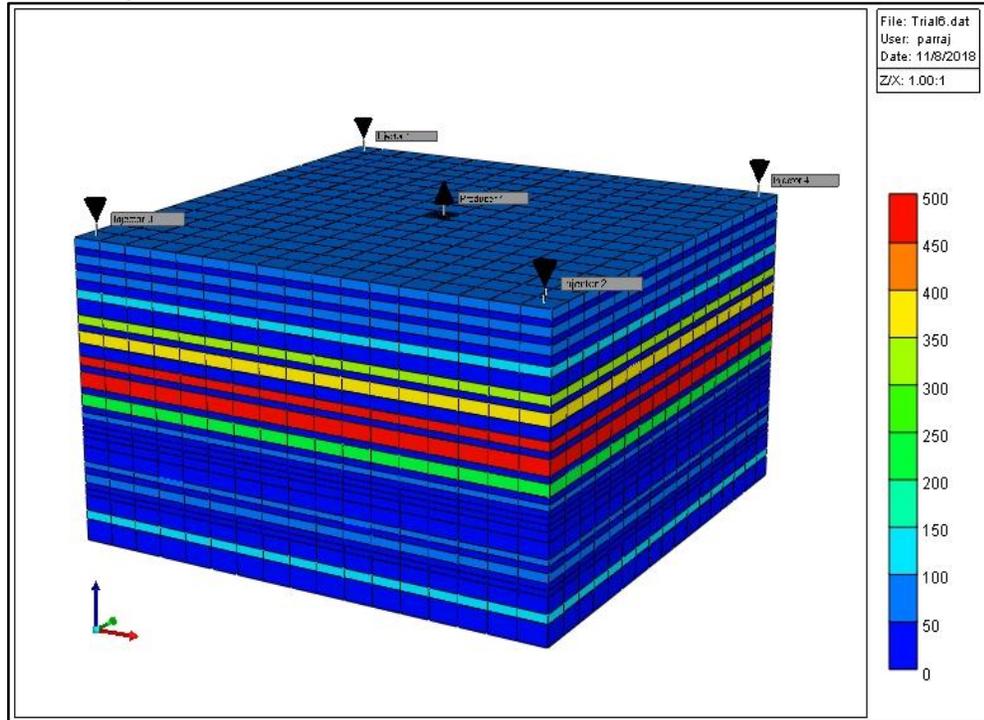
Tabla 7. Valores de porosidad para el modelo conceptual del Campo La Cira Infantas.

Litología	Porosidad
Arena	16%
Arcilla	0%

Fuente. Elaboración propia.

5.2.2 Distribución de permeabilidad. La distribución de la permeabilidad del modelo se construyó teniendo en cuenta los valores del registro de permeabilidad expuesto en la **Figura 25**. En la **Figura 32**, se observa la distribución de permeabilidad en el modelo conceptual del Campo La Cira Infantas. La permeabilidad de las arcillas es 0 mD y para las arenas varía de 50 a 500mD, con permeabilidad promedio de 183,75 mD. Ver **Tabla 8**.

Figura 32. Distribución de la permeabilidad en el modelo conceptual del Campo La Cira Infantas.



Fuente. Elaboración propia

Tabla 8. Valores de permeabilidad en el modelo conceptual del Campo La Cira Infantas.

Litología	Permeabilidad (mD)
Arena	50 – 500
Arcilla	0

Fuente. Elaboración propia.

5.2.3 Distribución de saturación del agua. Para esta propiedad se consideran valores promedio del Campo La Cira Infantas. La S_w en arcillas es 1 y en arenas 0,35, ver **Tabla 9**.

Tabla 9. Valores de saturación de agua en el modelo conceptual del Campo La Cira Infantas.

Litología	Saturación de agua (S_w)
Arenas	0,35
Arcillas	1

Fuente. Elaboración propia.

5.2.4 Distribución de saturación del petróleo. Para esta propiedad, igual que la saturación de agua, se consideran valores promedio del Campo La Cira Infantas. So en arenas es 0,6 y en arcillas es 0. Ver **Tabla 10**.

Tabla 10. Valores de saturación de petróleo en el modelo conceptual del Campo La Cira Infantas.

Litología	Saturación de petróleo (S_o)
Arenas	0,6
Arcillas	0

Fuente. Elaboración propia.

5.2.5 Distribución de saturación de gas. Para esta propiedad, igual que la saturación de agua, se consideran valores promedio del Campo La Cira Infantas. Sg en arenas es 0,05 y en arcillas es 0. Ver **Tabla 11**.

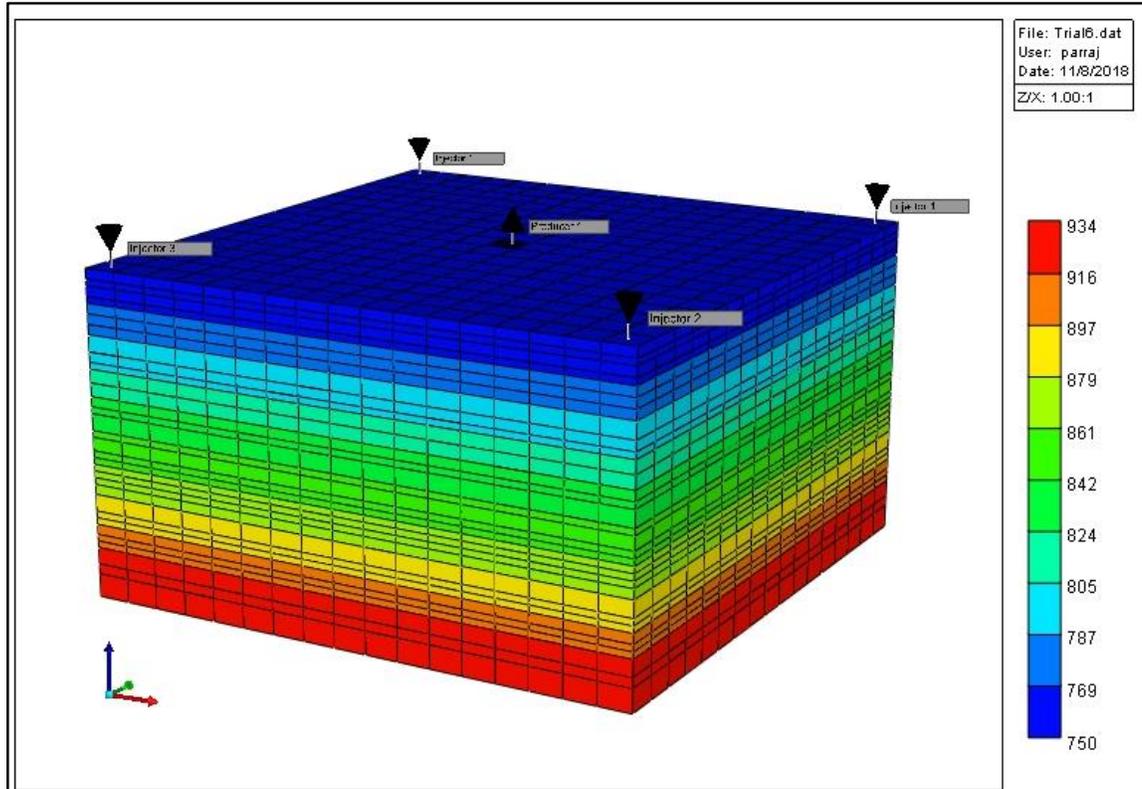
Tabla 11. Valores de saturación de gas en el modelo conceptual del Campo La Cira Infantas.

Litología	Saturación de gas (S_g)
Arenas	0,05
Arcillas	0

Fuente. Elaboración propia.

5.2.6 Distribución de presión. En la **Figura 33**, se observa la distribución de presión del modelo conceptual del Campo La Cira Infantas. Los valores de presión para este modelo varían de 750 a 934 psi.

Figura 33. Distribución de presión en el modelo conceptual del Campo La Cira Infantas.



Fuente. Elaboración propia.

En la **Tabla 12**, se presentan la información de presión del modelo conceptual.

Tabla 12. Información de presión del modelo.

Ítem	Valor
Presión máxima	934 psi
Presión mínima	750 psi
Número de datos	32 (1 por capa)
Promedio de presión	840.7812 psi

Fuente. Elaboración propia.

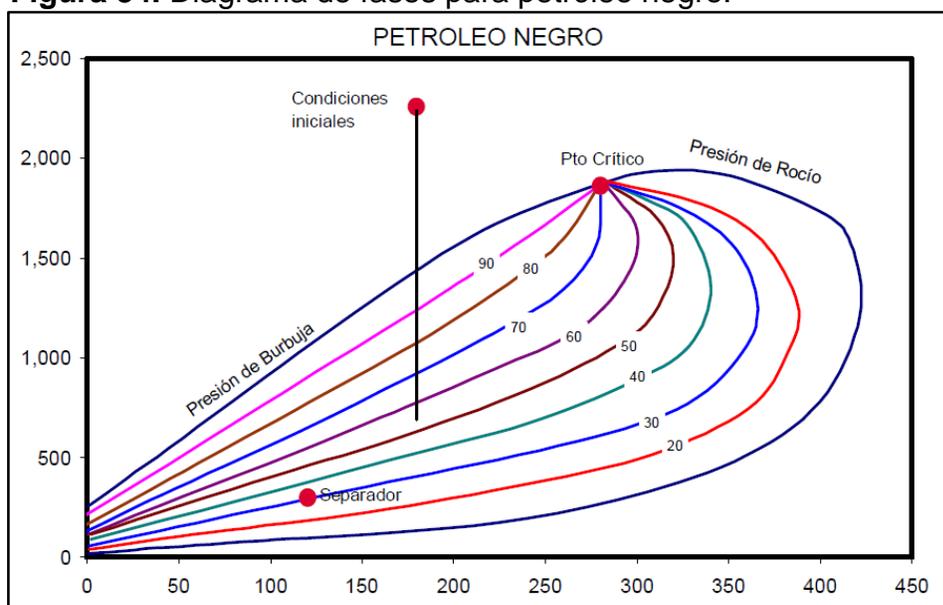
5.3 CLASIFICACIÓN DEL YACIMIENTO SEGÚN EL ESTADO DE LOS FLUIDOS

Fredy Escobar⁶¹, clasifica a los yacimientos de acuerdo a su punto de burbuja y punto de rocío en: petróleo negro, petróleo volátil, gas condensado (gas retrógrado), gas húmedo y gas seco.

El fluido presente Campo La Cira Infantas es de tipo petróleo negro.

5.3.1 Petróleo negro. Se caracteriza por tener un GOR ≤ 2000 pcs/STB, el cual puede aumentar cuando se encuentra por debajo del punto de burbuja; el factor volumétrico (B_o) es ≤ 2 . La gravedad API es $\leq 45^\circ$, esta disminuye lentamente hasta que el yacimiento adquiere una vida avanzada y vuelve a incrementarse ligeramente. Generalmente este crudo es negro que significa que tiene compuestos pesados y también puede presentar color marrón o verdoso. El contenido de C7+ es $\geq 30\%$ ⁶². En la **Figura 34**, se presenta el diagrama de fases para petróleo negro.

Figura 34. Diagrama de fases para petróleo negro.



FUENTE. ESCOBAR, Fredy. Fundamentos de ingeniería de yacimientos, p. 9.

5.4 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DE YACIMIENTOS

En esta sección se describen las propiedades de los fluidos de yacimiento más relevantes del petróleo y gas; más relevantes al momento de determinar el comportamiento del fluido presente en el Campo La Cira Infantas yacimiento.

5.4.1 Propiedades del gas. Un gas natural puede ser definido como un fluido homogéneo de baja viscosidad y densidad que no tiene un volumen definido ya que

⁶¹ ESCOBAR, Fredy. Fundamentos de ingeniería de yacimientos, p. 8.

⁶² ESCOBAR, Fredy. Fundamentos de ingeniería de yacimientos, p. 8-9.

puede expandirse completamente para llenar el recipiente que lo contiene. Es una mezcla de hidrocarburos gaseosos y no gaseosos y está formado por los componentes más volátiles de la serie parafínica de hidrocarburos (C_nH_{2n+2}) desde el metano (CH_4 o C1) hasta el heptano y componentes más pesados (C_7H_{16} o C7). Con respecto a los hidrocarburos no gaseosos, también conocidos como impurezas, incluyen el dióxido de carbono (CO_2), sulfuro de hidrogeno (H_2S), el nitrógeno (N_2), el helio (He), el vapor de agua y otros⁶³.

Las propiedades más relevantes del gas natural, son: peso molecular, temperatura crítica, presión crítica, volumen crítico, gravedad específica.

5.4.1.1 Peso molecular aparente del gas. Es una de las principales propiedades del gas donde se interpreta el peso molecular de un gas como la sumatoria del producto entre la fracción molar y el peso molecular de cada componente del gas. En la **Ecuación 4**, se presenta la ecuación para determinar el peso molecular aparente del gas.

Ecuación 4. Peso molecular aparente del gas.

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

Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena, Fundamentos de la ingeniería de yacimientos. p. 85.

Donde:

M_a = peso molecular de la mezcla de gas (lb/lb-mol).

Y_i = fracción molar del componente de gas.

M_i = peso molecular del componente de gas (lb/lb-mol).

5.4.1.2 Volumen en condiciones normales del gas. Es conveniente medir el volumen ocupado por 1 lb-mol de gas a una presión y temperatura de referencia. Estas condiciones de referencia usualmente son 14,7 psi y 60 °F y son conocidas como condiciones estándar o normales. Mediante la **Ecuación 5**, se puede calcular el volumen de un gas a condiciones normales.

Ecuación 5. Volumen en condiciones normales del gas.

$$V_{SC} = \frac{RT_{SC}}{P_{SC}}$$

Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena, Fundamentos de la ingeniería de yacimientos.

⁶³ PARIS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de ingeniería de yacimientos, p. 77

Donde:

V_{sc} = Volumen en condiciones normales del gas. (PCN/lb-mol).

R = constante de los gases ideales ($\text{ft}^3 \cdot \text{psi} \cdot \text{R}^{-1} \cdot \text{lb-mol}^{-1}$).

T_{sc} = temperatura a condiciones normales ($^{\circ}\text{R}$).

P_{sc} = presión a condiciones normales (psia).

5.4.1.3 Gravedad específica del gas. La gravedad específica puede ser definida como la relación entre la densidad del gas y la densidad del aire. Ambas densidades se miden y expresan a la misma presión y temperatura, las cuales comúnmente, corresponden a la temperatura y presión en condiciones normales. Por medio de la **Ecuación 6**, se puede calcular la gravedad específica de un gas.

Ecuación 6. Gravedad específica del gas.

$$\gamma_g = \frac{M_a}{M_{aire}} = \frac{M_a}{28,96}$$

Fuente. AHMED, Tarek, Reservoir Engineering Handbook, 2006. P 34.

Donde:

γ_g = gravedad específica del gas (adimensional)

M_a = peso molecular de la mezcla de gas (lb/lb-mol)

M_{aire} = peso molecular del aire (lb/lb-mol)

5.4.1.4 Densidad del gas. La densidad del gas normalmente se expresa en lb/ft^3 y se calcula reemplazando el peso molecular del componente puro por el peso molecular aparente de la mezcla de gas, también se puede calcular como la relación entre la masa y volumen de cualquier sustancia. Ver **Ecuación 7**.

Ecuación 7. Densidad del gas.

$$\rho_g = \frac{P * M_a}{RT}$$

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

Donde:

ρ_g = densidad de la mezcla de gas (lb/ft^3)

P = presión del gas (Psia)

M_a = peso molecular de la mezcla de gas (lb/lb-mol)

R= constante de los gases ideales ($\text{ft}^3 \cdot \text{psi} \cdot \text{R}^{-1} \cdot \text{lb} \cdot \text{mol}^{-1}$)
T= temperatura del gas ($^{\circ}\text{R}$)

5.4.1.5 Volumen específico del gas. Magdalena Paris⁶⁴, define como el volumen ocupado por la unidad de masa el gas. El volumen específico de un gas se calcula mediante la **Ecuación 8**.

Ecuación 8. Volumen específico del gas.

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

Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena, Fundamentos de la ingeniería de yacimientos. p. 86.

Donde:

v= volumen específico del gas (ft^3/lb)
 ρ_g = densidad del gas (lb/ft^3)

5.4.1.6 Propiedades críticas. Conjunto de condiciones físicas de presión, temperatura y volumen a las cuales la densidad y otras propiedades del líquido y gas se vuelven idénticas, es decir es un punto a una presión y temperatura dada donde físicamente no pueden diferenciarse si se trata de gas o líquido. Estas propiedades críticas son únicas (una sola presión, una sola temperatura para una sustancia dada y se requiere para la determinación de otras propiedades de la sustancia. Entre estas propiedades críticas encontramos la presión y temperatura críticas las cuales se pueden determinar utilizando correlación como la de Brown et al⁶⁵.

5.4.1.7 Factor de compresibilidad Z del gas. Es el valor numérico que representa una medida de la desviación del comportamiento ideal del gas y la razón del volumen molar de un gas con relación al volumen molar de un gas ideal a la misma temperatura y presión. Es una propiedad termodinámica útil para modificar la ley de los gases ideales para ajustarse al comportamiento de un gas real⁶⁶. Mediante la **Ecuación 9** se puede calcular el factor de compresibilidad.

⁶⁴ Ibid. 81-82

⁶⁵ ESCOBAR MARCULADO, Fredy Humberto. Fundamentos de Ingeniería de yacimientos. Colombia. 2007. p.92-93

⁶⁶ Ibid. p. 96.

Ecuación 9. Factor de compresibilidad.

$$Z = \frac{PV}{nRT}$$

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

Donde:

Z= factor de compresibilidad (adimensional).

V= Volumen del gas.

n= número de moles del gas (lb-mol)

R= constante de los gases ideales (ft³*psi*R⁻¹*lb-mol⁻¹)

T= temperatura del gas (°R)

P= presión del gas (psia).

5.4.1.8 Compresibilidad del gas. Para una fase líquida, la compresibilidad es pequeña y usualmente se supone constante, mientras que para una fase gaseosa no es ni pequeña ni constante. La compresibilidad isotérmica de un gas se define como el cambio en el volumen por unidad de volumen debido a un cambio unitario de presión a una temperatura constante⁶⁷. Mediante la **Ecuación 10**, se puede determinar la compresibilidad de un gas.

Ecuación 10. Compresibilidad del gas.

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

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

Donde:

C_g= compresibilidad (psi⁻¹)

V = Volumen del gas

5.4.1.9 Viscosidad del gas. Es una propiedad importante para determinar la resistencia al flujo que presenta un gas durante su producción y transporte. Generalmente, la viscosidad del gas aumenta con los incrementos de presión. A presiones bajas las viscosidades del gas (al contrario que los líquidos) se incrementan con la temperatura. Sus unidades son los centipoises (cp)⁶⁸.

⁶⁷ PARIS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de ingeniería de yacimientos. p. 100.

⁶⁸ ESCOBAR MARCULADO, Fredy Humberto. Fundamentos de Ingeniería de yacimientos. Colombia. 2007. p. 99.

5.4.1.10 Factor volumétrico del gas (Bg). Es un factor que relaciona el volumen de gas en el yacimiento (a condiciones de Presión y Temperatura del yacimiento) con el volumen de la misma masa de gas en superficie y en condiciones normales (14,7 psi y 60 °F)⁶⁹. La **Ecuación 11**, expresa el factor volumétrico del gas.

Ecuación 11. Factor volumétrico del gas.

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

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

Donde:

β_g = Factor volumétrico del gas (ft³/scf).

$V_{p,t}$ = Volumen del gas a condiciones de presión y temperatura.

V_{sc} = Volumen del gas a condiciones estándar.

5.4.2 Propiedades del petróleo. El petróleo, también conocido como petróleo crudo, es una mezcla compleja de hidrocarburos que contiene sulfuro, nitrógeno, oxígeno y helio como un componente menor, cuyas propiedades físicas y químicas varían considerablemente y dependen de la concentración de sus diferentes componentes⁷⁰.

5.4.2.1 Gravedad específica del petróleo. La gravedad específica del petróleo se define como la relación entre la densidad del petróleo y la densidad del agua, ambas medidas a 60°F y presión atmosférica. Mediante la **Ecuación 12** se puede determinar la gravedad específica del petróleo.

Ecuación 12. Gravedad específica del petróleo.

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

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

Donde:

ρ_o = densidad del petróleo (lb/ft³)

ρ_w = densidad del agua (lb/ft³)

5.4.2.2 Densidad del petróleo. La densidad del petróleo se define como la masa de una unidad de volumen de petróleo a determinada presión y temperatura. Por lo

⁶⁹ PARIS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de ingeniería de yacimientos, p. 100.

⁷⁰ Ibid, p. 115

general se expresa en libras por pie cubico (lb/ft³)⁷¹. La densidad del petróleo puede ser calcula mediante la **Ecuación 13**.

Ecuación 13. Densidad del petróleo.

$$\rho_o = \frac{62,4\gamma_o + 0,0136R_s\gamma_g}{B_o}$$

Fuente. PARIS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de ingeniería de yacimientos, p. 138.

Donde:

ρ_o = densidad del petróleo (lb/ft³)

γ_o = gravedad específica del petróleo (adimensional)

R_s = gas en solución (scf/STB)

β_o = factor volumétrico del petróleo (bbl/STB)

Aunque las densidades y gravedades específicas son muy utilizadas en la industria, para el caso del petróleo se prefiere utilizar la gravedad API del crudo en condiciones de superficie⁷². Por medio de la **Ecuación 14** se puede determinar la gravedad API.

Ecuación 14. Gravedad API del petróleo.

$$^{\circ}\text{API} = \frac{141,5}{\gamma_o} - 131,5$$

Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de ingeniería de yacimientos, p. 116.

Donde:

γ_o = gravedad específica del petróleo (adimensional)

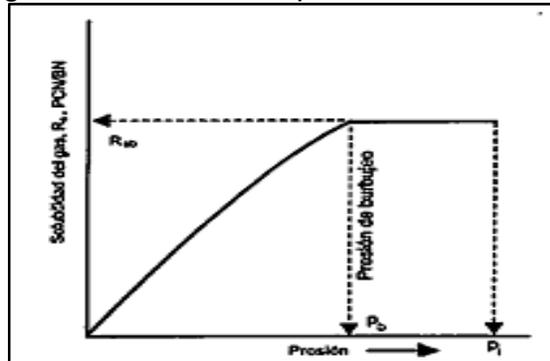
5.4.2.3 Solubilidad del gas (Rs). Se define como el número de pies cúbicos normales de gas a determinada presión y temperatura que están disueltos en un barril de crudo en condiciones normales. La solubilidad del gas natural en un petróleo crudo depende de su presión, temperatura, API y gravedad específica. Para un gas y petróleo crudo que se encuentren a una temperatura constante la solubilidad aumenta con respecto a la presión, hasta que alcanza la presión de saturación, pues a esta presión (presión de burbujeo) todos los gases disponibles están disueltos en el petróleo y, como consecuencia, la solubilidad del gas alcanza su valor máximo.

⁷¹ PARIS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de ingeniería de yacimientos, p. 138.

⁷² Ibid. p. 116.

La **Figura 35**, ilustra el comportamiento típico de la solubilidad del gas en función de la presión para un petróleo crudo no saturado⁷³.

Figura 35. Diagrama de solubilidad de gas en función de la presión.



Fuente. PARIS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de ingeniería de yacimientos, p. 118.

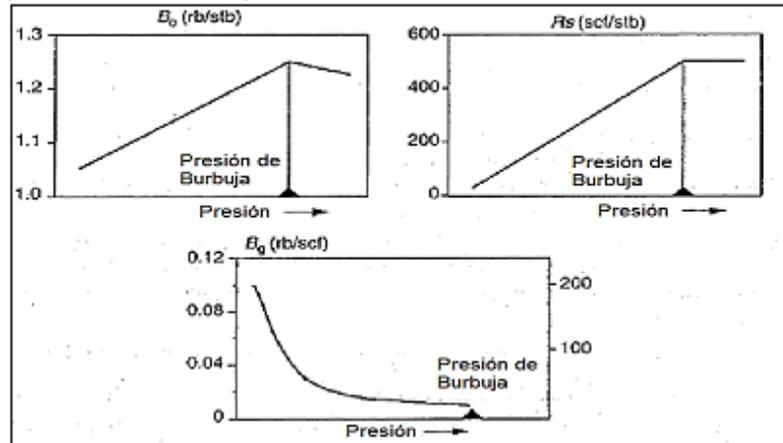
5.4.2.4 Presión del punto de burbuja. También llamada presión de saturación, se define como la mayor presión a la cual se libera del petróleo la primera burbuja de gas. Esta importante propiedad puede medirse experimentalmente en un sistema de petróleo crudo cuando se realiza una prueba de expansión a una composición constante. Existen distintas correlaciones para determinar la presión de burbuja como: Standing, Vásquez y Beggs, Glaso, Marthoun y Petrosky y Farshad⁷⁴.

En la **Figura 36**, se ilustra como algunas de las propiedades más relevantes del petróleo presentan cambios respecto a la presión de burbuja.

⁷³ Ibid. p. 117-118.

⁷⁴ Ibid. p.123.

Figura 36. Cambios de las propiedades en función de la presión de burbuja.



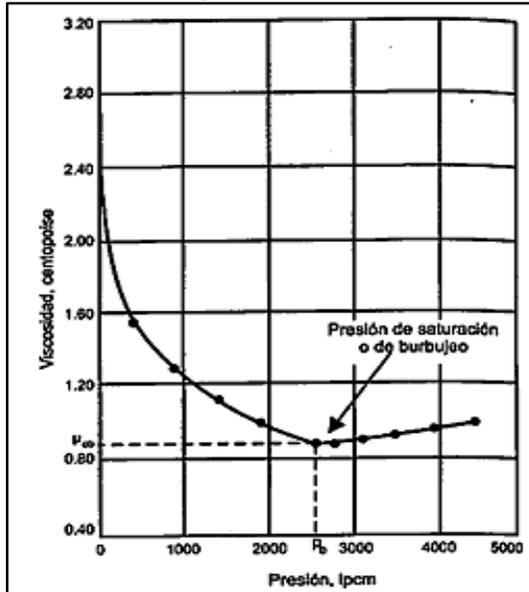
Fuente. CONCENTINO, Luca. Integrated Reservoir Studies. Institute Français du petroleum publications. Paris. 2001. p. 198.

5.4.2.5 Viscosidad del petróleo. Es una propiedad muy importante que controla el flujo de petróleo a través del medio poroso y de las tuberías. Generalmente se define como la resistencia interna que ofrece el petróleo para moverse. La viscosidad depende de la temperatura del yacimiento, la presión, la gravedad específica del petróleo, y la gravedad específica y solubilidad del gas⁷⁵.

La **Figura 37**, ilustra el comportamiento típico de la viscosidad del petróleo en función de la presión.

⁷⁵ Ibid. p. 139

Figura 37. Viscosidad del petróleo en función de la presión.



Fuente. PARIS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de ingeniería de yacimientos. p. 140.

5.4.2.6 Factor volumétrico del petróleo (β_o). Se define como el volumen de petróleo (mas su gas en solución) en el yacimiento, requerido para producir un barril de petróleo medido a condiciones de superficie. Lógicamente, el valor de B_o será mayor a la unidad debido al gas que entra en solución. De otro modo, al pasar el petróleo de yacimiento a superficie sufre una disminución en presión y temperatura y ocurre liberación de gas presente en el líquido (petróleo). Este proceso conduce a una merma del volumen de petróleo del yacimiento al pasar a superficie⁷⁶. Mediante la **Ecuación 15**, se puede determinar el factor volumétrico para el petróleo.

Ecuación 15. Factor volumétrico del petróleo.

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

Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de ingeniería de yacimientos, p. 127.

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

Donde:

β_o = factor volumétrico del petróleo (BY/BN).

$V_{o,p,t}$ = volumen de petróleo en condiciones de presión y temperatura.

$V_{o,sc}$ = volumen de petróleo medido a condiciones normales.

5.4.2.7 Factor de compresibilidad del petróleo (C_o). Cuando la presión de yacimiento es mayor a la presión del punto de burbuja, el petróleo en el yacimiento tiene todo el gas en solución. Cuando se aplica presión en exceso a este sistema, el líquido sufre una disminución no lineal en su volumen que depende de la temperatura y composición del petróleo. Esta pequeña variación en el volumen es lo que se conoce como factor de compresibilidad del petróleo, que es muy significativa en cálculos de ingeniería de yacimientos⁷⁷. Por medio de la **Ecuación 16** se puede calcular el factor de compresibilidad del petróleo.

Ecuación 16. Factor compresibilidad de petróleo.

$$c_o = -\frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial p} \right)_T$$

Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de ingeniería de yacimientos. p. 131.

Donde:

C_o = factor de compresibilidad del petróleo (psi^{-1})

V = volumen de petróleo (BN).

5.5 PROPIEDADES PVT

Una muestra representativa de un fluido de yacimiento, es sometida a un grupo de pruebas en laboratorio con presión, volumen y temperatura variables; con el propósito de determinar las propiedades y el comportamiento de ese fluido.

5.5.1 Pruebas PVT. Las pruebas PVT estudian y cuantifican el comportamiento de las propiedades de un fluido de reservorio en condiciones simuladas. La mayoría de las pruebas son experimentos de agotamiento, es decir, la presión del fluido que es sometido a análisis disminuye en pasos sucesivos, aumentando el volumen del líquido o eliminando parte de él⁷⁸. También permiten conocer parámetros del reservorio y las condiciones en las que se encuentra el mismo, y así predecir comportamientos futuros.

⁷⁷ Ibid. p. 90.

⁷⁸ DANESH, Ali. PVT and phase behaviour of petroleum reservoir fluids. Developments in petroleum science. Department of Petroleum Engineering. Heriot Watt University. Endinburgh, Scotland. 2003 p. 38.

A continuación se explican los tipos de pruebas PVT: liberación instantánea y liberación diferencial.

5.5.1.1 Liberación instantánea. El comportamiento de los fluidos es simulado en los separadores; la muestra es sometida en una a temperatura y presión inicial del yacimiento, la presión disminuye hasta llegar al punto de burbuja. Su función es hallar el punto de burbuja y medir los volúmenes de gas y petróleo⁷⁹.

Mediante esta prueba se puede obtener propiedades como: factor volumétrico del petróleo, relación gas-petróleo y gravedad API del fluido.

5.5.1.2 Liberación diferencial. El procedimiento es igual a la prueba de liberación instantánea, la diferencia radica en que el gas liberado se extrae y es medido conjuntamente con el volumen de petróleo⁸⁰.

5.5.2 PVT del modelo conceptual del Campo La Cira Infantas. En la **Tabla A1 del Anexo A**, se encuentra el PVT del modelo conceptual del Campo La Cira Infantas. Las propiedades PVT de este modelo se generaron mediante las correlaciones que emplea el simulador, CMG, para calcularlas. Para determinar el PVT del modelo conceptual se consideró la gravedad API del petróleo a 23°, la gravedad específica del gas de 0,7, la temperatura del reservorio es de 115 °F y presión de burbuja de 755,1 psi.

5.5.3 Propiedades físicas del petróleo del Campo La Cira Infantas. Las propiedades empleadas para construir la sección Components del simulador fueron: relación de gas en solución (R_s), factor de compresibilidad del petróleo (β_o) y viscosidad del petróleo. Las correlaciones utilizadas para calcular este PVT fueron las siguientes: Standing para R_s y β_o y Beal para la viscosidad del petróleo.

5.5.3.1 Relación de gas en solución del modelo conceptual del Campo La Cira Infantas. En la **Gráfica 4**, se observa el comportamiento de la relación de gas en solución del modelo conceptual del Campo La Cira Infantas. La grafica presenta un comportamiento normal de la curva de R_s vs presión, aumenta a medida que la presión también aumenta hasta la presión de burbuja, que es de 755,1 psi. A partir de punto de burbuja la relación de gas en solución es estable, $R_s=100$ scf/STB. La **Ecuación 17**, representa la correlación de Standing para la relación gas en solución.

⁷⁹ ESCOBAR, Fredy. Fundamentos de ingeniería de yacimientos. p. 8.

⁸⁰ AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. 2006. p. 149.

Ecuación 17. Correlación de Standing para Rs.

$$R_{sb} = \gamma_g \left(\frac{P}{18 \times 10^{\gamma_g}} \right)^{1.204}$$

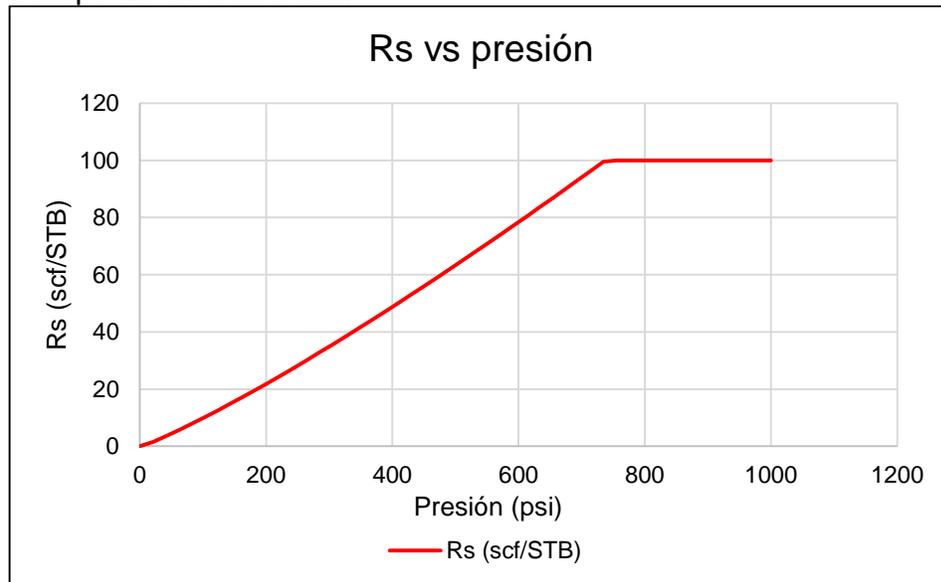
Fuente. Scribd [en línea]. Estimación de propiedades PVT de fluidos de yacimientos. p. 9. [Consultado en Noviembre de 2018]. Disponible en: <https://es.scribd.com/doc/97307829/correlaciones-pvt>

Donde:

P = presión de interés (psi).

γ_g = gravedad específica del petróleo.

Gráfica 4. Relación de gas en solución del modelo conceptual del Campo La Cira Infantas.



Fuente. Elaboración propia.

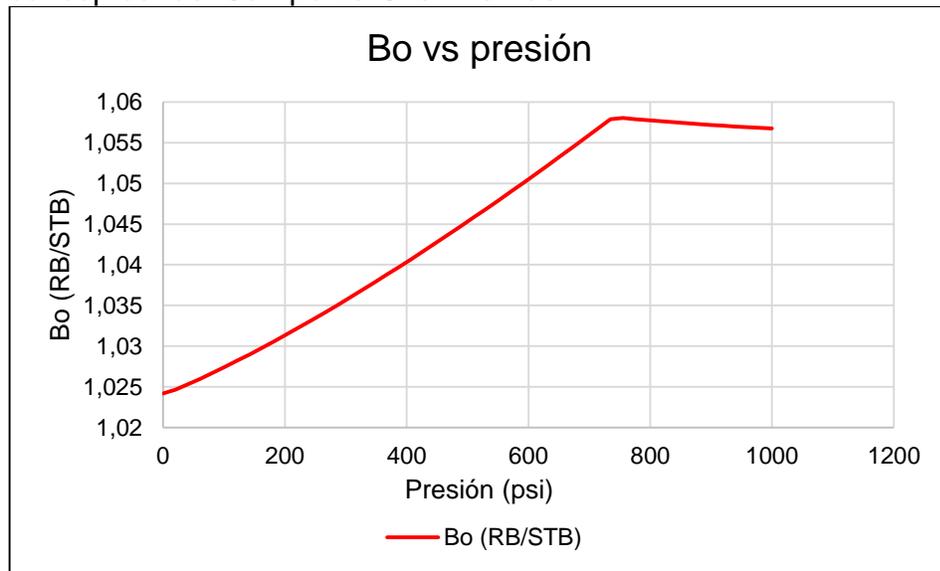
5.5.3.2 Factor de compresibilidad del petróleo del modelo conceptual del Campo La Cira Infantas. En la **Gráfica 5**, se observa el comportamiento del factor de compresibilidad del petróleo del modelo conceptual del Campo La Cira Infantas. Representa el comportamiento típico de B_o vs presión, aumenta constantemente hasta la presión de burbuja (755,1 psi); a partir del punto de burbuja el factor de compresibilidad del petróleo empieza a disminuir lentamente.

Ecuación 18. Correlación de Standing para Bo.

$$B_o = 0.972 + 0.000147 \left(R_s \sqrt{\frac{\gamma_g}{\gamma_o}} + 1.25T \right)$$

Fuente. Scribd [en línea]. Estimación de propiedades PVT de fluidos de yacimientos. p. 16. [Consultado en Noviembre de 2018]. Disponible en: <https://es.scribd.com/doc/97307829/correlaciones-pvt>

Gráfica 5. Factor de compresibilidad del petróleo del modelo conceptual del Campo La Cira Infantas.



Fuente. Elaboración propia.

5.5.3.3 Viscosidad del petróleo del modelo conceptual del Campo La Cira Infantas. En la **Gráfica 6**, se observa el comportamiento de la viscosidad del petróleo del modelo conceptual del Campo La Cira Infantas. La gráfica presenta el comportamiento normal de la curva de Muo vs presión. Decece a medida que la presión aumenta, hasta el punto de burbuja. A partir del punto de burbuja la viscosidad del petróleo aumenta.

Ecuación 19. Correlación de Beal para viscosidad de petróleo.

$$\mu_o = \mu_{ob} + A(P - P_b)(B\mu_{ob}^C + D\mu_{ob}^E)$$

Fuente. Scribd [en línea]. Estimación de propiedades PVT de fluidos de yacimientos. p. 27. [Consultado en Noviembre de 2018]. Disponible en: <https://es.scribd.com/doc/97307829/correlaciones-pvt>

Donde:

μ_o = viscosidad del petróleo (cp).

μ_{ob} = viscosidad del petróleo saturado (cp).

P = presión (psi)

P_b = presión de burbuja (psi)

A = 0,001

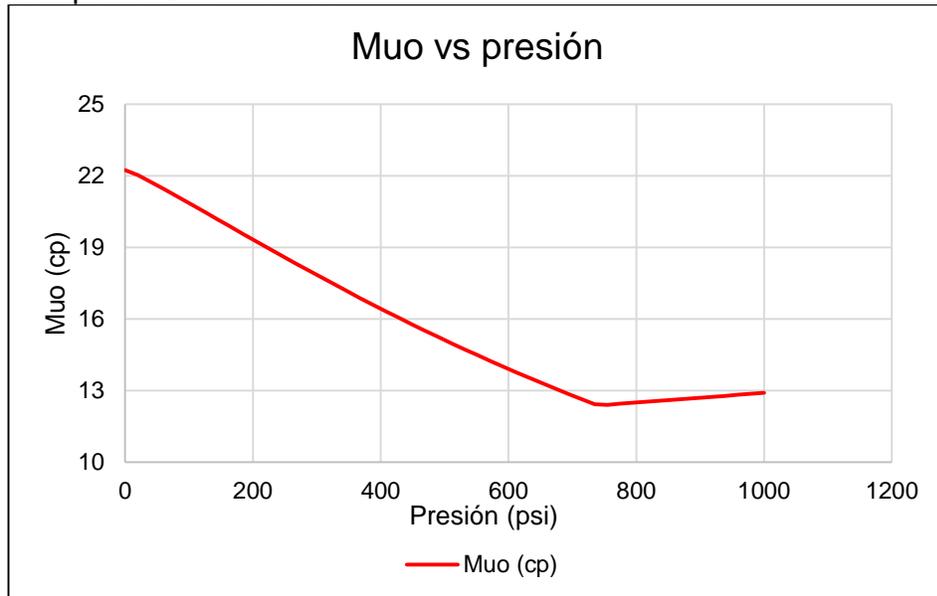
B = 0,024

C = 1,6

D = 0,038

E = 0,56

Gráfica 6. Viscosidad del petróleo del modelo conceptual del Campo La Cira Infantas.

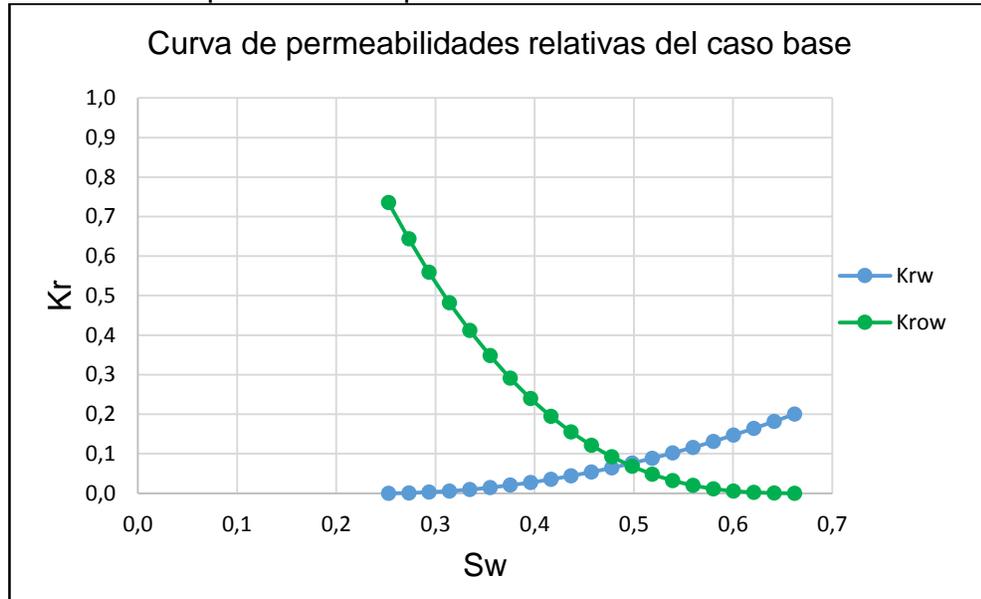


Fuente. Elaboración propia.

5.6 CURVAS DE PERMEABILIDADES RELATIVAS

La **Gráfica 7** representa la curva de permeabilidades relativas del caso base para el modelo de simulación conceptual del Campo La Cira Infantas.

Gráfica 7. Curva de permeabilidades relativas del caso base del modelo conceptual del Campo La Cira Infantas.



Fuente. Elaboración propia.

Por medio de los exponentes de Corey se realizaron las curvas de permeabilidades relativas para el caso base y todas las sensibilidades, presentadas en el capítulo seis. La información con la que se construyó las gráficas es la siguiente: saturación de agua irreducible igual a 0,253, saturación de petróleo residual igual a 0,338, $K_{rw}@Sw_{or}=0,2$ y $K_{ro}@Sw_{irr}=0,735$. De la anterior gráfica, se puede identificar que el yacimiento se encuentra mojado al agua, lo cual favorece el movimiento del agua dentro de él. Haciendo que se produzca con mayor facilidad.

La curva de permeabilidad relativa correspondiente a la **Gráfica 7**, es la misma para los 10 pozos seleccionados, ya que los pozos presentan las mismas características y propiedades promedio.

5.7 DETERMINACIÓN DE PRESION DE FRACTURA

Para cualquier procedimiento que implique la inyección de un fluido a la formación es necesario determinar la presión de fractura, con el objetivo de definir la presión de inyección de ese fluido.

La presión de fractura para este proyecto de inyección de modificadores de permeabilidades relativas, se realizó mediante la ecuación de Hubbert y Willis⁸¹, ver **Ecuación 20**. En la **Tabla 13**, se presenta la información con la cual se realizó el cálculo de gradiente de fractura y presión de fractura.

Ecuación 20. Gradiente de fractura de Hubbert y Willis.

$$F_G = \frac{1}{D} * [(\sigma_{OB} - P_P) \left(\frac{\nu}{1 - \nu} \right) + P_P]$$

Fuente. TIAB, Djebbar. DONALDSON, Erle C. Petrophysics. Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties. 2da ed. Elsevier, 2004. p.622.

Donde:

- F_G = Gradiente de fractura (psi/ft).
- σ_{OB} = Esfuerzo de sobrecarga (psi).
- ν = Razón de Poisson.
- D = Profundidad (ft).

Tabla 13. Información para cálculo de gradiente de fractura.

Propiedad	Valor	Unidades
Presión de poro	1500	psi
Profundidad	2734.5	ft
Esfuerzo de sobrecarga	2734.5	ft
Razón de Poisson	0.25	

Fuente. Elaboración propia.

La profundidad a la cual se evaluó el gradiente de fractura es la profundidad media del modelo conceptual del Campo La Cira Infantas. La razón de Poisson para areniscas varía de 0,15 a 0,35, para este caso se considera un valor medio de 0,25.

El valor calculado del gradiente de fractura es de 0,69903 psi/ft. A la profundidad media del modelo 2734.5 ft la presión de fractura es 1911,5 psi. Considerando un factor de seguridad medio del 20% para la inyección del polímero se obtiene una presión máxima de inyección de 1529,2 psi.

⁸¹ TIAB, Djebbar. DONALDSON, Erle C. Petrophysics. Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties. 2da ed. Elsevier, 2004. p.622.

6 RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN DE LOS EFECTOS DE LOS MODIFICADORES DE PERMEABILIDADES RELATIVAS

En este capítulo se presentan las sensibilidades y los resultados obtenidos al momento de simular los efectos del Producto C, en el modelo conceptual del Campo La Cira Infantas. Las variables que se modificaron para evaluar los efectos fueron el radio de invasión del polímero y la permeabilidad relativa al agua. En la **Tabla 14**, se presentan los valores tomados para las diferentes sensibilidades.

Tabla 14. Sensibilidades realizadas para el modelo conceptual del Campo La Cira Infantas.

Corrida	Parámetro 1	Valor parámetro 1	Parámetro 2	Valor parámetro 2
Caso base	Krw	0.2	Radio de invasión polímero	0 ft
Sensibilidad 1	Krw	0.1	Radio de invasión polímero	5 ft
Sensibilidad 2	Krw	0.1	Radio de invasión polímero	10 ft
Sensibilidad 3	Krw	0.05	Radio de invasión polímero	10 ft
Sensibilidad 4	Krw	0.05	Radio de invasión polímero	15 ft
Sensibilidad 5	Krw	0.025	Radio de invasión polímero	15 ft

Fuente. OCCIDENTAL DE COLOMBIA.

Los rangos de sensibilidades se basaron la literatura acerca del tratamiento de los modificadores de permeabilidad relativa.

Según Vasquez⁸², un RPM puede llegar a disminuir la permeabilidad relativa al agua hasta un 96%, dependiendo de las condiciones del yacimiento.

El radio de invasión del polímero, según Vasquez⁸³, afecta en un rango de 7 – 10 ft. En este caso se extrapoló desde 5 ft hasta 15 ft, para corroborar su influencia en el tratamiento con el fin de disminuir la producción de agua en el Campo La Cira Infantas, mediante el modelo conceptual simulado.

⁸² VASQUEZ, Julio. EOFF, Larry. HALLIBURTON. A Relative Permeability Modifier For Water Control: Candidate Selection, Case Histories, And Lessons Learned After More Than 3000 Well Interventions, artículo de la SPE 165091. Spe European Conference and Exhibition, Noordwijk, Holanda. Junio 5-7 2013. p. 2.

⁸³ Ibid., p. 5.

Mediante la **Figura 20**, se determinó la concentración del polímero en base a la información de permeabilidad del modelo. La concentración del polímero a usar es de 2000 ppm.

El volumen inyectado del polímero se calcula mediante la **Ecuación 3**. En la **Tabla 15**, se expone la información mediante la cual se calculó el volumen inyectado de polímero.

Tabla 15. Data para cálculo de los volúmenes a inyectar.

Caso	Radio de invasión polímero	Radio del pozo	Porosidad	H
Sensibilidad 1	5 ft	0.25 ft	0.16	40 ft
Sensibilidad 2	10 ft	0.25 ft	0.16	40 ft
Sensibilidad 3	10 ft	0.25 ft	0.16	40 ft
Sensibilidad 4	15 ft	0.25 ft	0.16	40 ft
Sensibilidad 5	15 ft	0.25 ft	0.16	40 ft

Fuente. Elaboración propia.

En la **Tabla 16**, se presentan los volúmenes inyectados para cada caso. El tratamiento va dirigido a las capas de arena, debido a que es por estas que el agua se produce.

Tabla 16. Volumen inyectado en cada sensibilidad.

Caso	Volumen inyectado total (gal)	Volumen inyectado total (Bbls)
Sensibilidad uno	714	102
Sensibilidad dos	1446	210
Sensibilidad tres	1446	210
Sensibilidad cuatro	2218	317
Sensibilidad cinco	2218	317

Fuente. Elaboración propia.

Los resultados arrojados por el simulador fueron para el pozo tipo, mencionado en el capítulo cinco. Como los pozos seleccionados se encuentran en un rango muy próximo de corte de agua, producción de líquido y presión de fondo, de forma análoga, considerando el mejor de los casos (sensibilidad tres), se estima que el

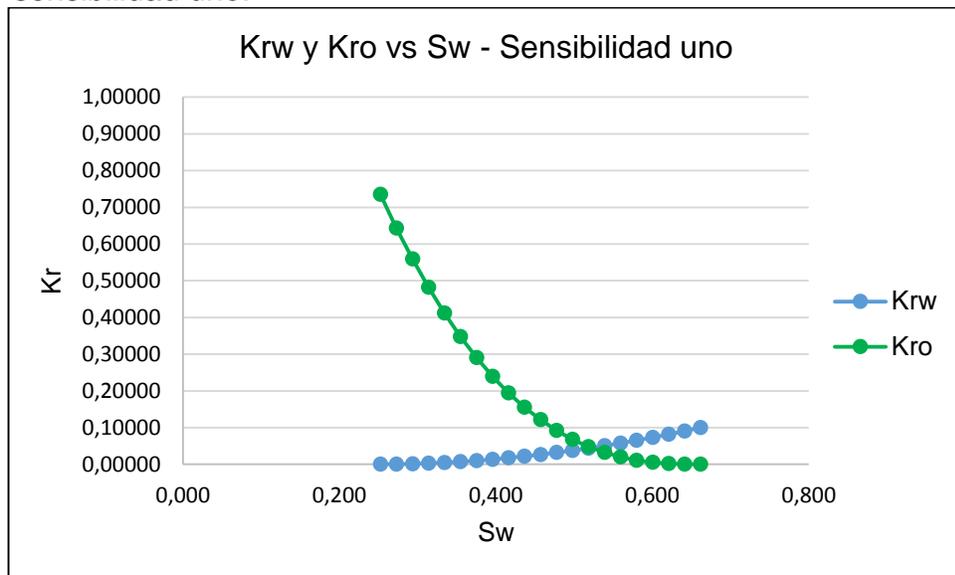
comportamiento de las variables mencionadas anteriormente, sea similar en los diez pozos seleccionados.

6.1 RESULTADOS SENSIBILIDAD UNO

En esta primera sensibilidad se modificó el end point de K_{rw} , se redujó a un 50% de su valor original ($K_{rw} = 0,1$) y el radio de invasión del polímero permaneció igual al del caso base ($R_{inv} = 5$ ft). En el **Anexo B** en la **Tabla B2**, se encuentra la información correspondiente a las permeabilidades relativas para la sensibilidad uno.

En la **Gráfica 8**, se observa el comportamiento de la curva de permeabilidades relativas vs S_w para la primera sensibilidad, luego de modificar la permeabilidad relativa al agua inicial.

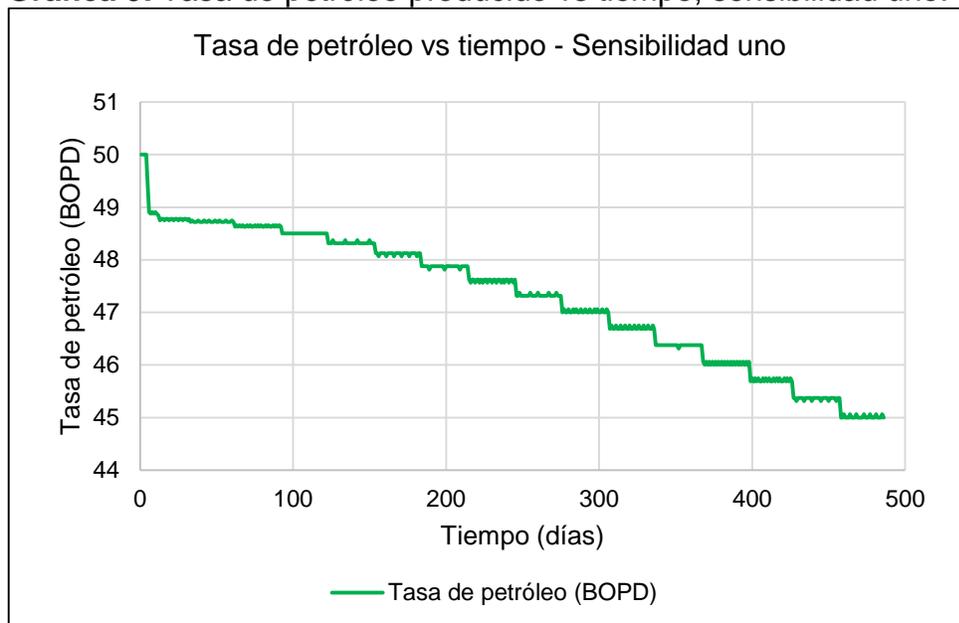
Gráfica 8. Curva de permeabilidades relativas vs S_w , para la sensibilidad uno.



Fuente. Elaboración propia.

6.1.1 Tasa de petróleo producido vs tiempo, sensibilidad uno. En la **Gráfica 9**, se presenta el resultado para la tasa de petróleo vs tiempo, después de simular el efecto del Producto C, en el modelo conceptual del Campo La Cira Infantas. El Producto C, no tuvo efecto alguno. La producción de petróleo siguió decreciendo.

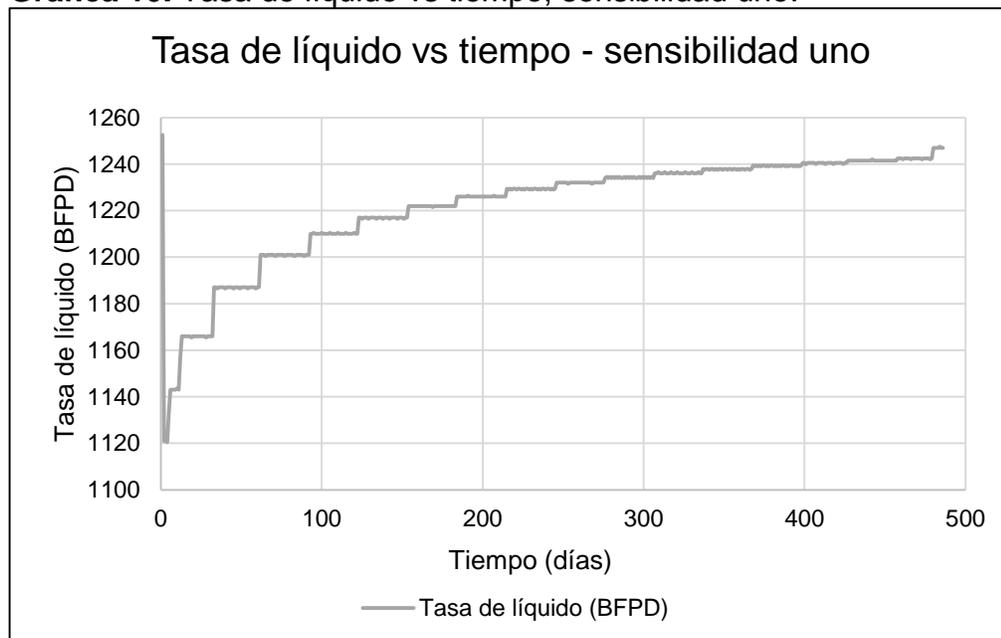
Gráfica 9. Tasa de petróleo producido vs tiempo, sensibilidad uno.



Fuente. Elaboración propia.

6.1.2 Tasa de líquido vs tiempo, sensibilidad uno. En la **Gráfica 10**, se presentan los resultados obtenidos tasa de líquido vs tiempo para la sensibilidad uno, luego de aplicar el tratamiento del Producto C. Se puede evidenciar una disminución del caudal de líquido en los primeros días del tratamiento. A los 300 días se estabiliza la producción de líquido.

Gráfica 10. Tasa de líquido vs tiempo, sensibilidad uno.

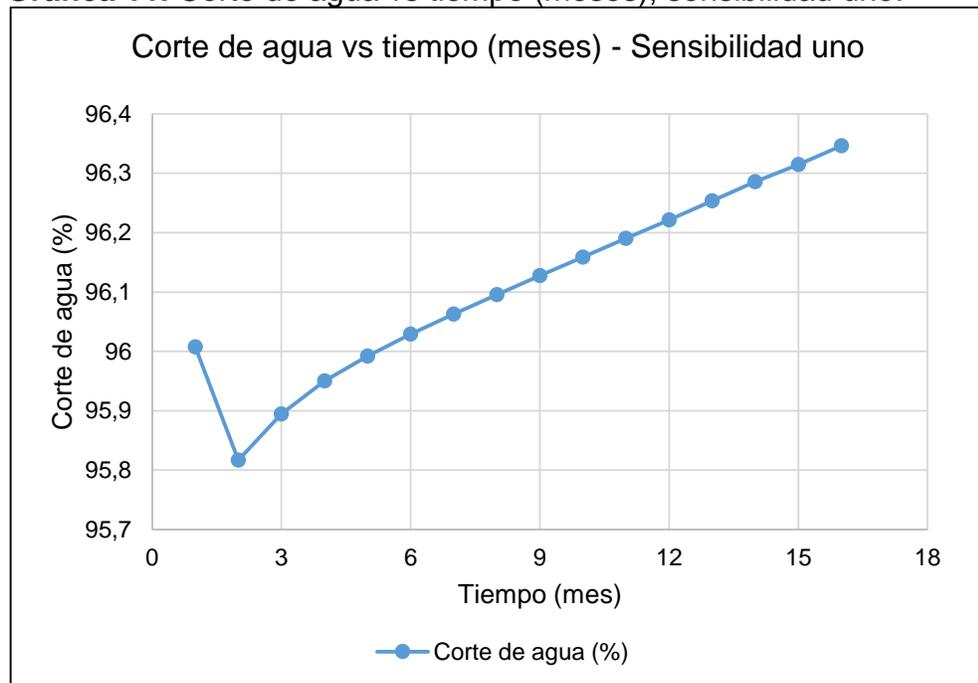


Fuente. Elaboración propia.

6.1.3 Corte de agua vs tiempo, sensibilidad uno. En la **Gráfica 11**, se presentan los resultados obtenidos en el corte de agua vs tiempo, en meses, para la sensibilidad uno, luego de aplicar el tratamiento del Producto C. Se puede evidenciar una reducción del corte de agua muy baja de 0,2%, en los primeros meses del tratamiento, después aumenta y retoma su comportamiento creciente.

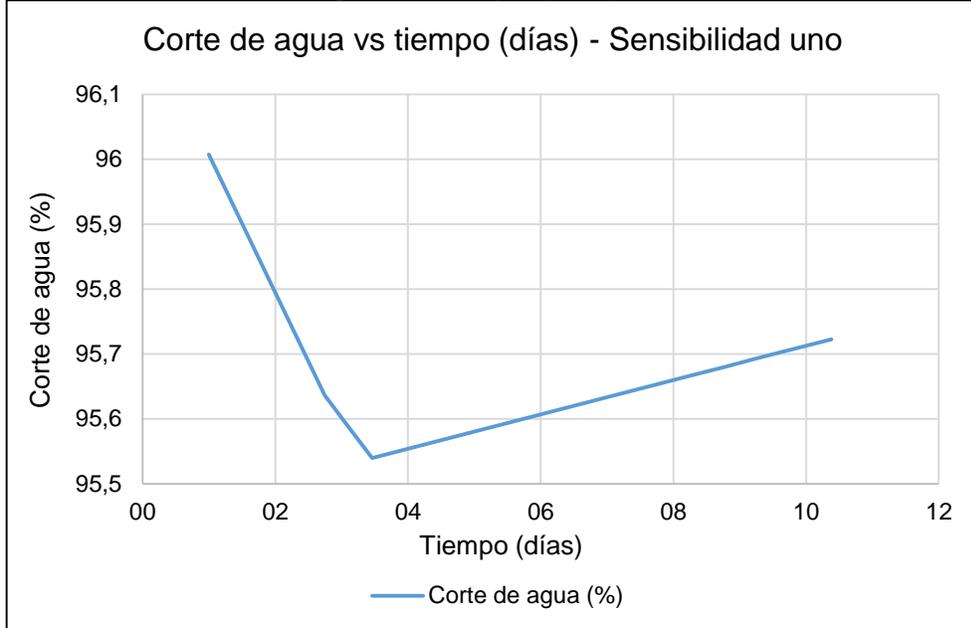
En la **Gráfica 12**, se puede observar con más detalle los efectos del Producto C en los primeros 10 días del tratamiento. Es cuando hay una mayor reducción del corte de agua, una reducción entre el 0,4 y 0,5%.

Gráfica 11. Corte de agua vs tiempo (meses), sensibilidad uno.



Fuente. Elaboración propia.

Gráfica 12. Corte de agua vs tiempo (días), sensibilidad uno.



Fuente. Elaboración propia.

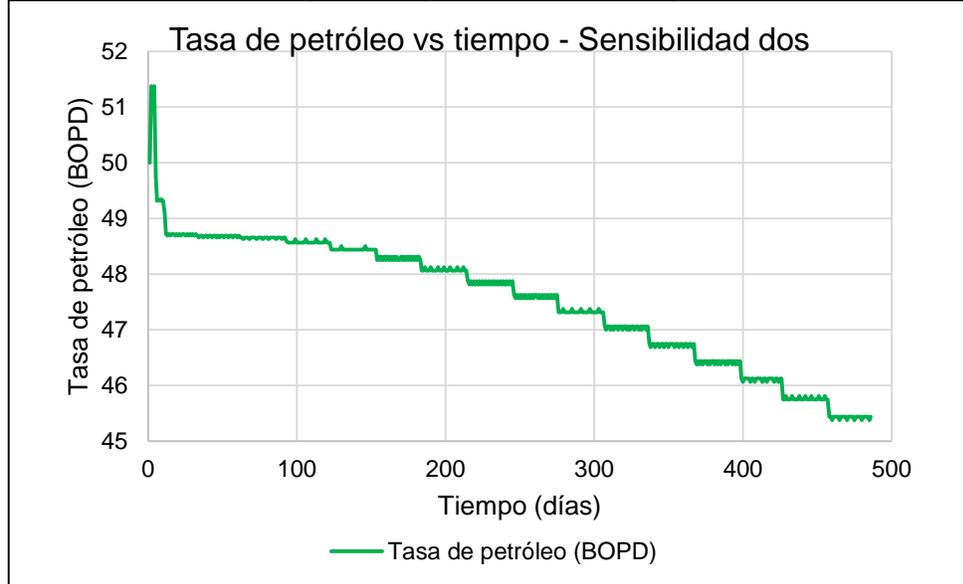
6.2 RESULTADOS SENSIBILIDAD DOS

En este caso el parámetro que vario fue el radio de invasión del polímero. Se simuló el efecto del Producto C con un radio de invasión de 10 ft. Respecto a las permeabilidades relativas de la sensibilidad, son las mismas que en la sensibilidad uno.

6.2.1 Tasa de petróleo producido vs tiempo, sensibilidad dos. En la **Gráfica 13**, se pueden observar los resultados de la tasa de petróleo producido vs tiempo, arrojados en esta sensibilidad.

Los efectos del Producto C en la segunda sensibilidad, sobre la tasa de petróleo, mostraron un aumento de un barril de petróleo en los primeros días del tratamiento. Luego cayó la tasa a los 49 Bbls y continuó decreciendo.

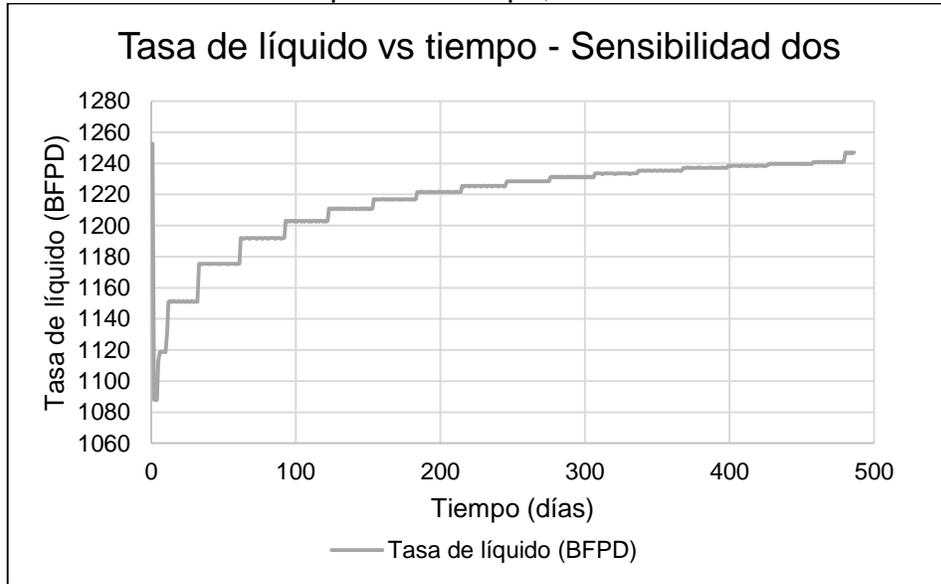
Gráfica 13. Tasa de petróleo producido vs tiempo, sensibilidad dos.



Fuente. Elaboración propia.

6.2.2 Tasa de líquido vs tiempo, sensibilidad dos. En la **Gráfica 14**, se presenta el resultado obtenido en la tasa de líquido, luego de aplicar el tratamiento del Producto C. Se evidenció una notable disminución en la tasa de líquido en los primeros días del tratamiento, cercano a los 1080 BFPD, la producción de líquido se empezó a estabilizar a los 300 días hasta regresar a su valor inicial.

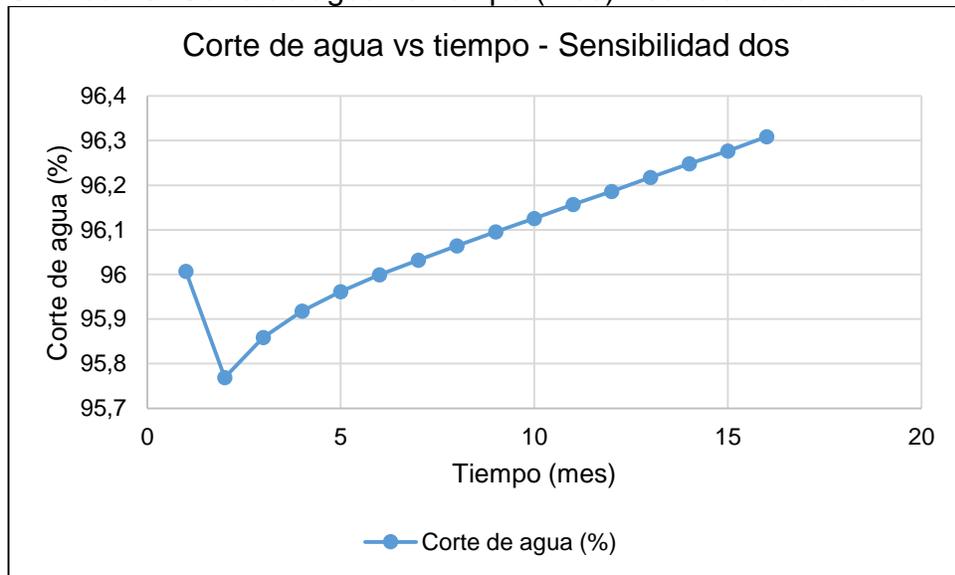
Gráfica 14. Tasa de líquido vs tiempo, sensibilidad dos.



Fuente. Elaboración propia.

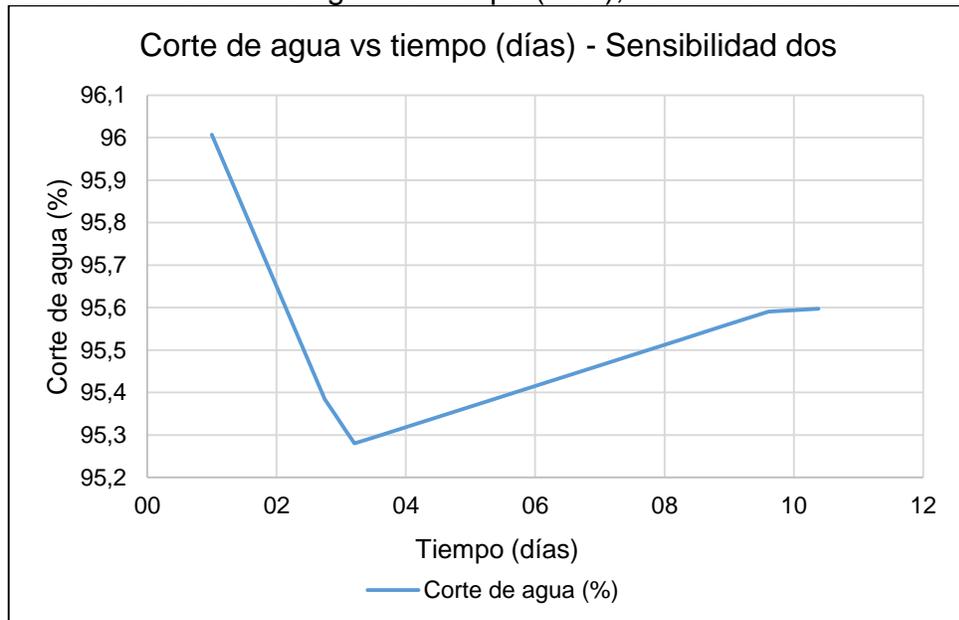
6.2.3 Corte de agua vs tiempo, sensibilidad dos. En la **Gráfica 15**, se presentan los resultados obtenidos en el corte de agua vs tiempo para la sensibilidad dos, luego de aplicar el tratamiento del Producto C. Se puede evidenciar una disminución del corte de agua en los primeros meses del tratamiento; después el corte de agua aumenta con el transcurso del tiempo.

Gráfica 15. Corte de agua vs tiempo (mes) - sensibilidad dos.



Fuente. Elaboración propia.

Gráfica 16. Corte de agua vs tiempo (días), sensibilidad dos.



Fuente. Elaboración propia.

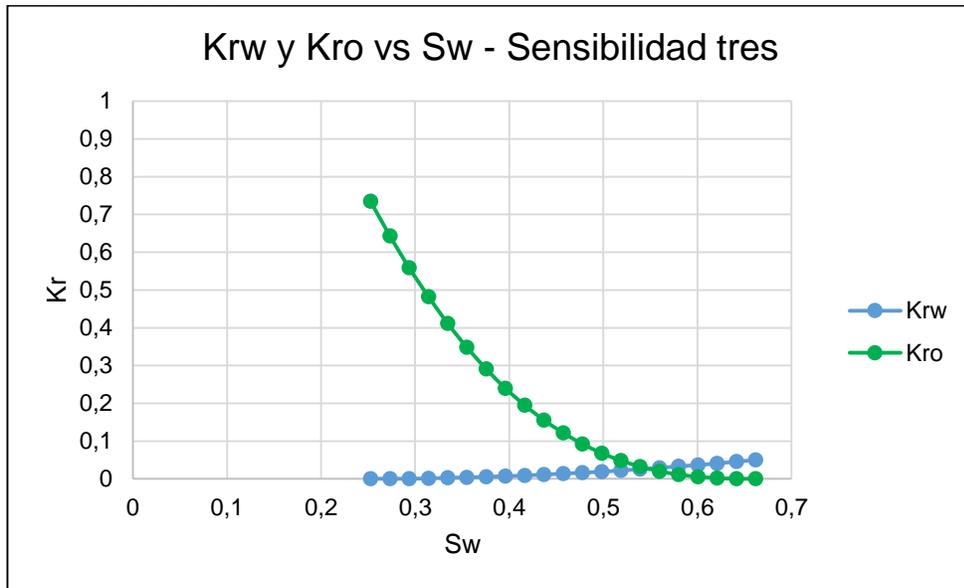
En la **Gráfica 16**, se presenta con más detalle el efecto del Producto C en los primeros diez días del tratamiento. El corte de agua disminuyó un 0,7% aproximadamente.

6.3 RESULTADOS SENSIBILIDAD TRES

Para esta corrida se disminuyó la permeabilidad relativa al agua hasta el 75% de la inicial, $K_{rw} = 0,05$. En el **Anexo B** en la **Tabla B3**, se presenta la información correspondiente a las permeabilidades relativas al petróleo y al agua. El radio de invasión del producto permaneció en 10 ft.

En la **Gráfica 17**, se presenta la curva de permeabilidades relativas con las cuales se realizó la tercera sensibilidad para el modelo de simulación conceptual del Campo La Cira Infantas.

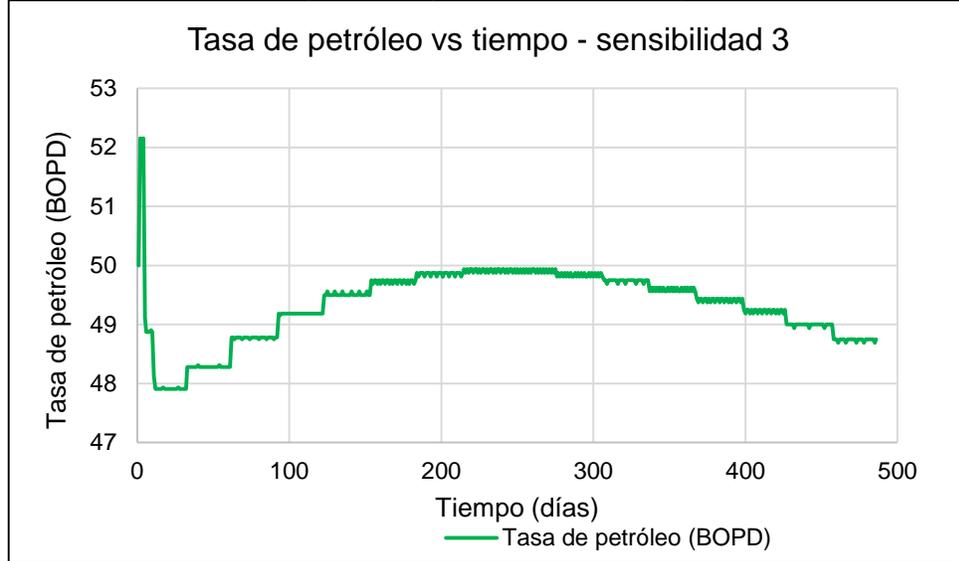
Gráfica 17. Curva de permeabilidades relativas vs S_w , para la sensibilidad tres.



Fuente. Elaboración propia.

6.3.1 Tasa de petróleo producido vs tiempo, sensibilidad tres. En la **Gráfica 18**, se presenta el resultado obtenido del Producto C sobre la tasa del petróleo en la tercera sensibilidad. La tasa de petróleo aumento al inicio del tratamiento, dos barriles por día del segundo al cuarto día; después cayó la producción. También se observó algo inusual, en el día 30 hasta el día 200 la tasa de petróleo aumento en dos barriles por día.

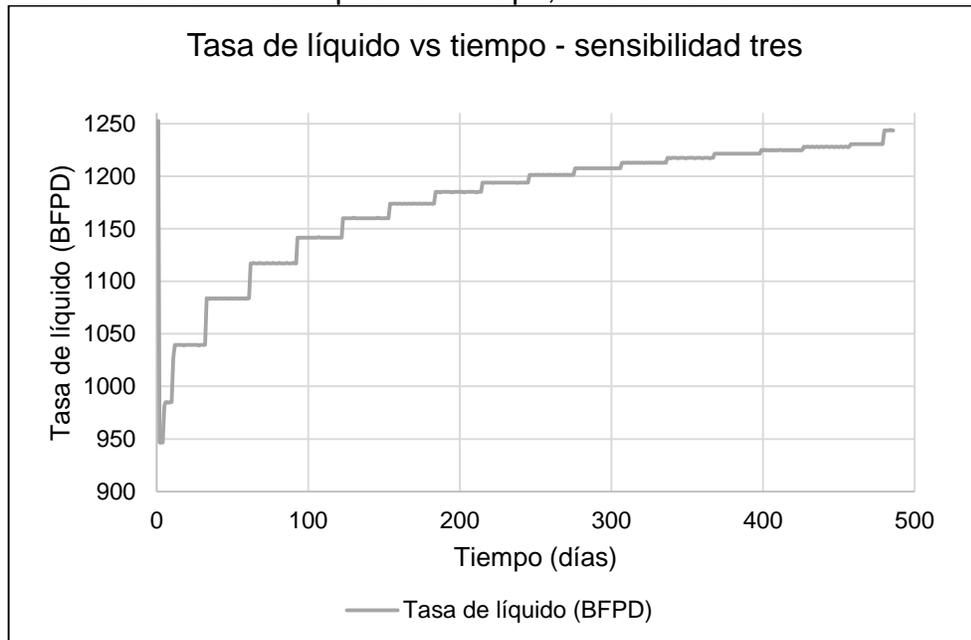
Gráfica 18. Tasa de petróleo producido vs tiempo, sensibilidad tres.



Fuente. Elaboración propia.

6.3.2 Tasa de líquido vs tiempo, sensibilidad tres. En la **Gráfica 19**, se presenta el resultado obtenido en la tasa de líquido, luego de aplicar el tratamiento del Producto C. En este caso la tasa de líquido disminuyó considerablemente, cerca de los 950 BFPD. Después del décimo día de aplicar el tratamiento el líquido producido aumenta, hasta el día 400 el comportamiento de la tasa de líquido empieza a estabilizarse.

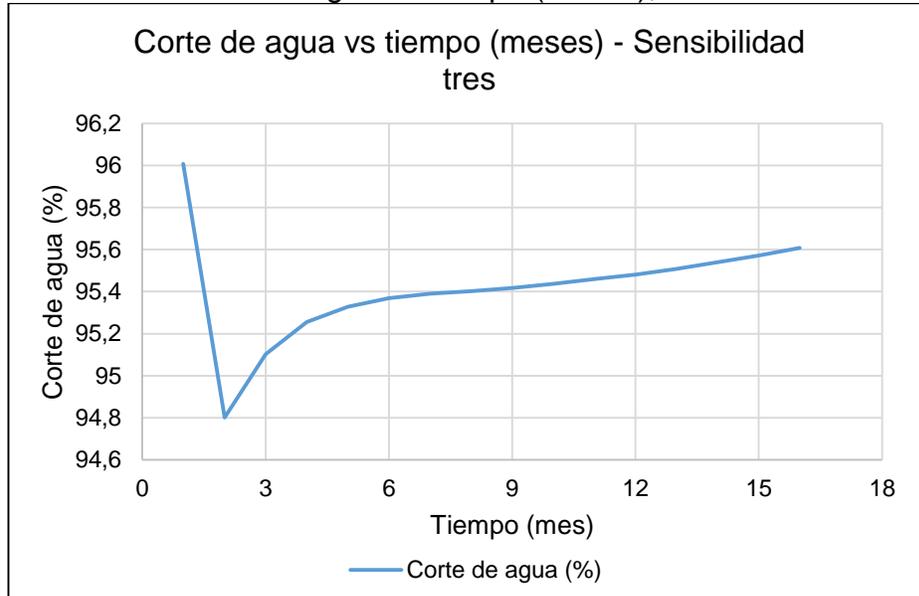
Gráfica 19. Tasa de líquido vs tiempo, sensibilidad tres.



Fuente. Elaboración propia.

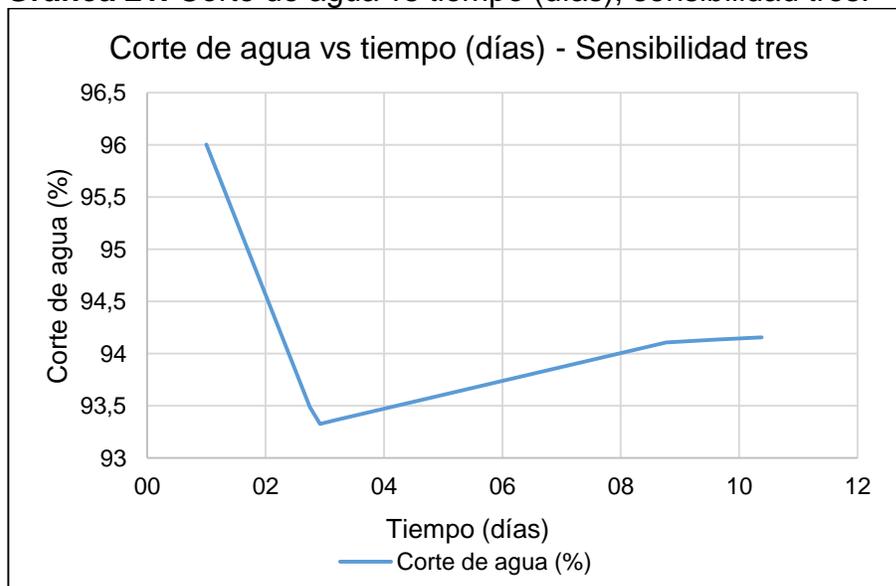
6.3.3 Corte de agua vs tiempo, sensibilidad tres. En la **Gráfica 20**, se presentan los resultados obtenidos en el corte de agua vs tiempo para la sensibilidad tres, luego de aplicar el tratamiento del Producto C. El corte de agua cayó luego de aplicar el Producto C, en los primeros dos meses del tratamiento. En la **Gráfica 21**, se presenta en más detalle el efecto del Producto C, ya que es cuando se evidencia una reducción en el corte de agua considerable, aproximadamente 2,7% del valor inicial.

Gráfica 20. Corte de agua vs tiempo (meses), sensibilidad tres.



Fuente. Elaboración propia.

Gráfica 21. Corte de agua vs tiempo (días), sensibilidad tres.



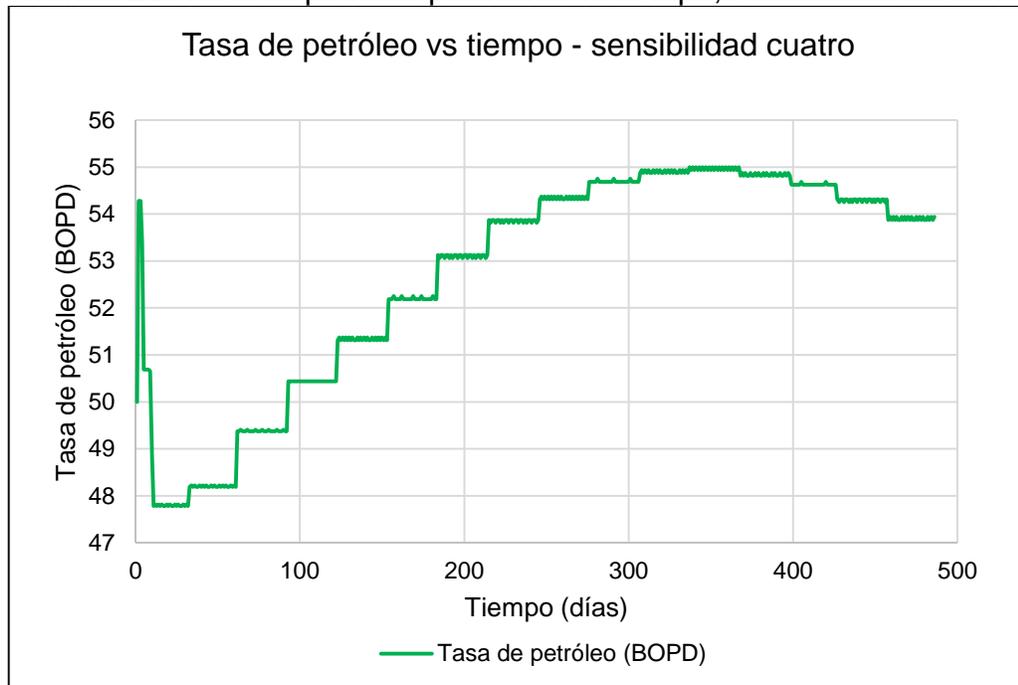
Fuente. Elaboración propia.

6.4 RESULTADOS SENSIBILIDAD CUATRO

Para esta sensibilidad se trabajó con la misma curva de permeabilidades relativas de la sensibilidad tres, el parámetro que varío fue el radio de invasión del polímero, $R_{inv} = 15$ ft.

6.4.1 Tasa de petróleo producido vs tiempo, sensibilidad cuatro. En la **Gráfica 22**, se presentan los resultados obtenidos sobre la tasa de petróleo del efecto del Producto C. En los primeros días del tratamiento aumento la producción de petróleo en 4 barriles por día. Al igual que en la sensibilidad tres, se presentó algo inusual, desde el día 30 hasta el día 300 la tasa de petróleo aumento hasta los 54,7 BOPD. Del día 300 al 400 la tasa fue constante y luego empezó a disminuir.

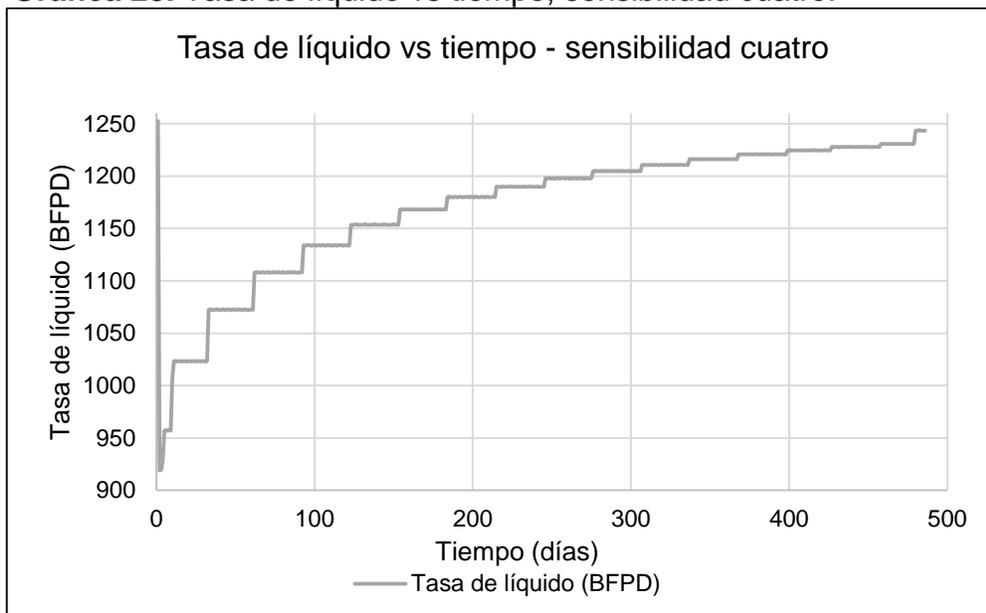
Gráfica 22. Tasa de petróleo producido vs tiempo, sensibilidad cuatro.



Fuente. Elaboración propia.

6.4.2 Tasa de líquido vs tiempo, sensibilidad cuatro. En la **Gráfica 23**, se presentan los resultados obtenidos del Producto C sobre la tasa de líquido. En los primeros días del tratamiento la producción de líquido cae sobre los 920 BFPD, luego empieza a aumentar. Al día 400 se estabiliza al valor inicial la tasa de líquido.

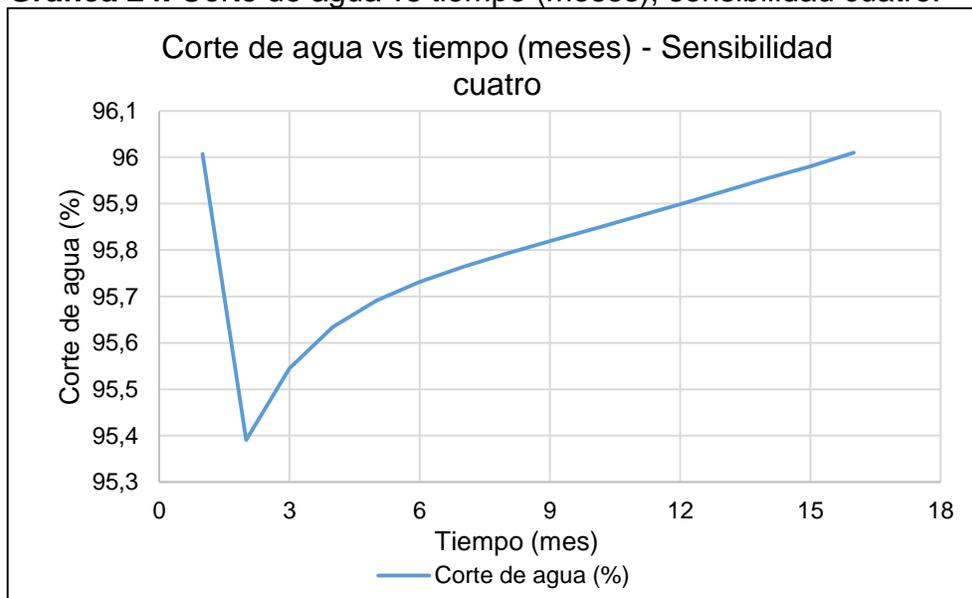
Gráfica 23. Tasa de líquido vs tiempo, sensibilidad cuatro.



Fuente. Elaboración propia.

6.4.3 Corte de agua vs tiempo, sensibilidad cuatro. En la **Gráfica 24**, se presentan los resultados obtenidos del Producto C sobre el corte de agua, luego de aplicar el tratamiento. Se puede evidenciar una reducción del corte de agua en el primer mes de inyectar el Producto C.

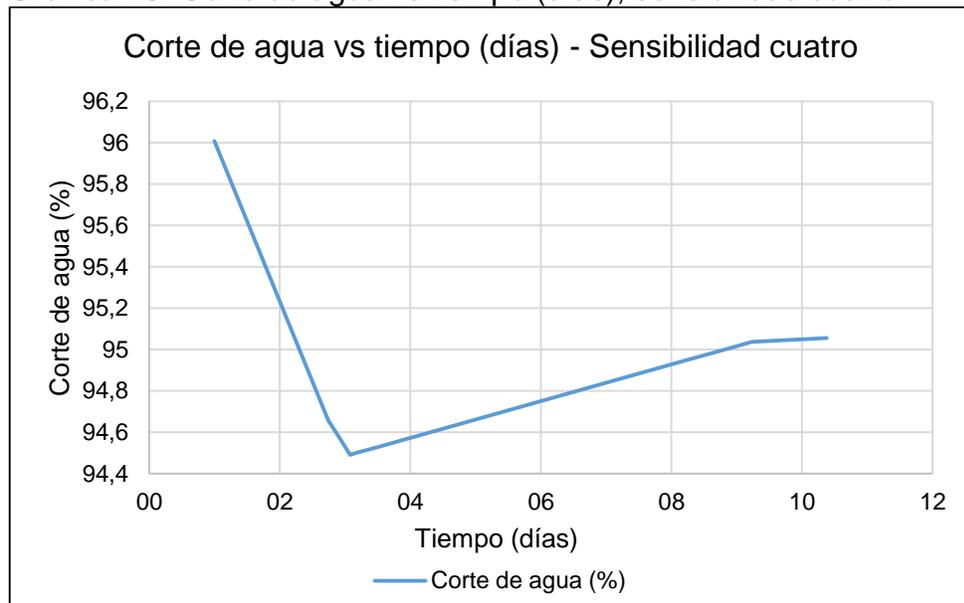
Gráfica 24. Corte de agua vs tiempo (meses), sensibilidad cuatro.



Fuente. Elaboración propia.

En la **Gráfica 25**, se puede observar con más detalle los resultados obtenidos en los primeros días, que es cuando si hay una disminución significativa en el corte de agua. El corte de agua disminuyó en aproximadamente 1,5%, en comparación a su valor inicial.

Gráfica 25. Corte de agua vs tiempo (días), sensibilidad cuatro.



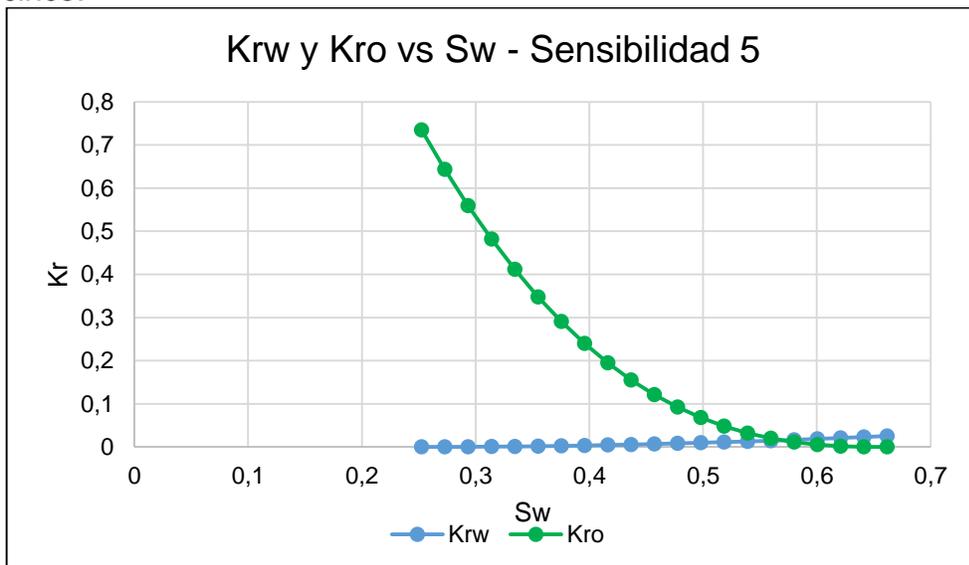
Fuente. Elaboración propia.

6.5 RESULTADOS SENSIBILIDAD CINCO

Para esta sensibilidad se disminuyó la permeabilidad relativa al agua a 0,025, una reducción del 87,5% de la permeabilidad relativa al agua inicial. El radio de invasión del polímero es el mismo al de la cuarta sensibilidad.

En el **Anexo B** en la **Tabla B4**, se encuentra la información de permeabilidades relativas para esta sensibilidad. En la **Gráfica 26**, se presenta la curva de permeabilidades relativas vs saturación de agua, generada para esta sensibilidad.

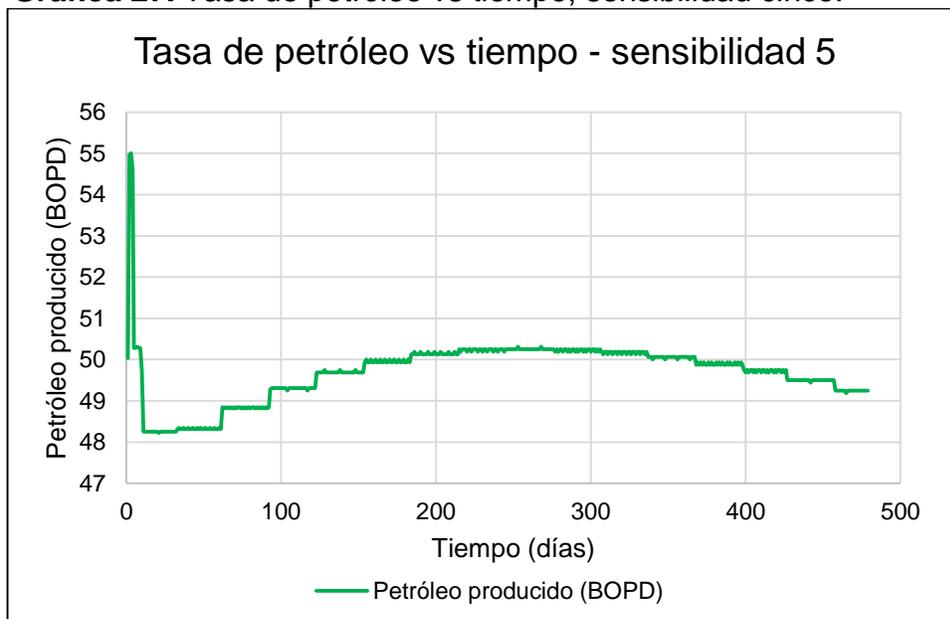
Gráfica 26. Curva de permeabilidades relativas vs Sw, sensibilidad cinco.



Fuente. Elaboración propia.

6.5.1 Tasa de petróleo producido vs tiempo, sensibilidad cinco. En la **Gráfica 27**, se presentan los resultados obtenidos del Producto C sobre la tasa de petróleo. En los primeros días del tratamiento aumenta la tasa en cinco BOPD, luego cae cerca a los 48 BOPD. A los 60 días de haber aplicado el tratamiento la producción aumenta y llega a los 50 BOPD, al día 300 la producción vuelve a caer.

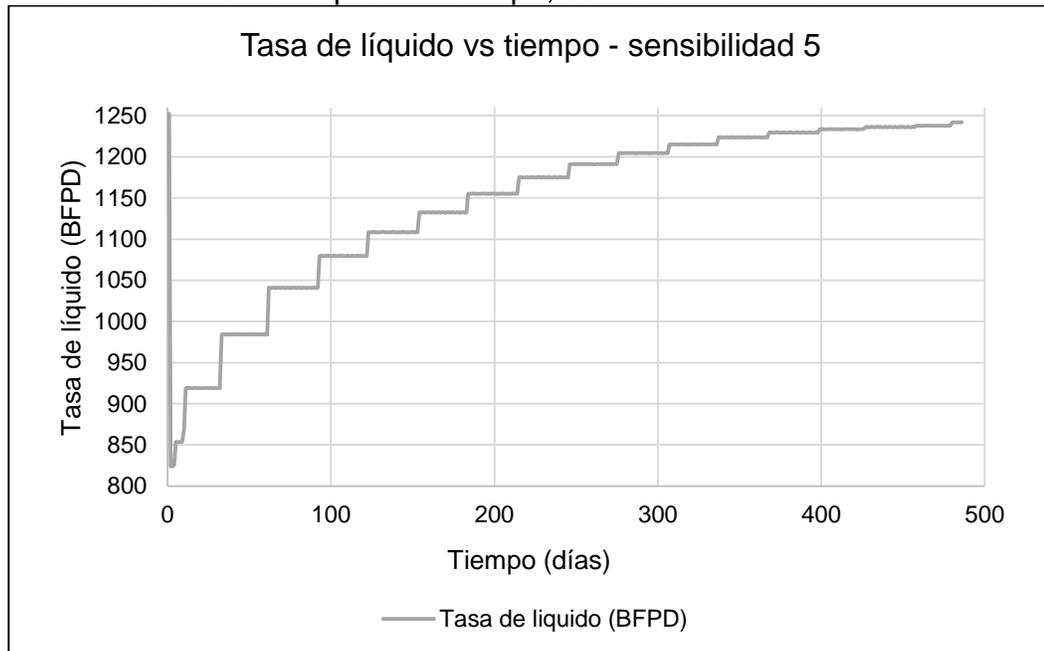
Gráfica 27. Tasa de petróleo vs tiempo, sensibilidad cinco.



Fuente. Elaboración propia.

6.5.2 Tasa de líquido vs tiempo, sensibilidad cinco. En la **Gráfica 28**, se presentan los resultados obtenidos del Producto C sobre la producción de líquido. Evidentemente en esta sensibilidad fue donde se redujo más la tasa de líquido, en los primeros días de haber aplicado el tratamiento se llegó a una tasa cercana a los 820 BFPD. Al día 400 la producción de líquido vuelve a su valor inicial.

Gráfica 28. Tasa de líquido vs tiempo, sensibilidad cinco.

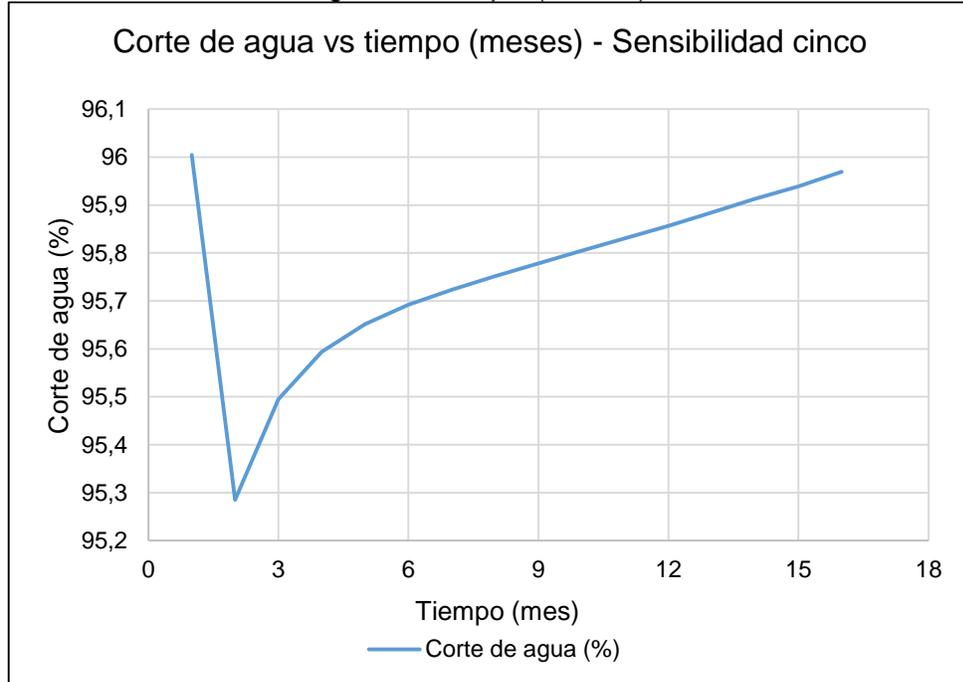


Fuente. Elaboración propia.

6.5.3 Corte de agua vs tiempo, sensibilidad cinco. En la **Gráfica 29**, se presentan los resultados obtenidos del Producto C sobre el corte de agua. Se evidencia una reducción de 0,7% en los primeros meses del tratamiento.

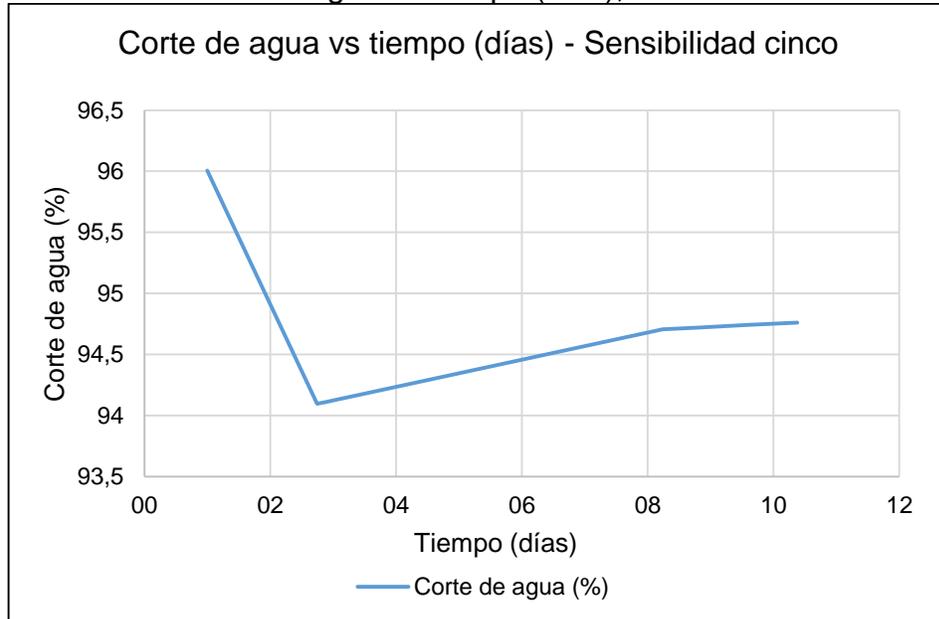
En la **Gráfica 30**, se observa con más detalle el efecto durante los primeros días del tratamiento, que es cuando hay una reducción más notoria, el corte de agua, cayó un 2% en comparación de su valor antes de empezar el tratamiento.

Gráfica 29. Corte de agua vs tiempo (meses), sensibilidad cinco.



Fuente. Elaboración propia.

Gráfica 30. Corte de agua vs tiempo (días), sensibilidad cinco.



Fuente. Elaboración propia.

7. EVALUACION FINANCIERA DEL TRATAMIENTO DE MODIFICADORES DE PERMEABILIDADES RELATIVAS EN EL CAMPO LA CIRA INFANTAS.

La evaluación financiero de un Proyecto permite tomar decisiones definitivas y por lo tanto estimar o predecir la rentabilidad de un proyecto a futuro. Para este capítulo se realizó una evaluación del valor presente neto (VPN) y la tasa interna de retorno (TIR) con el fin de conocer la rentabilidad de la inyección de modificadores de permeabilidades relativas para reducir la producción de agua en el campo La Cira-Infantas. Tanto el VPN como la TIR utilizan el mismo método de evaluación, sin embargo al expresar los resultados se hacen de manera diferente. La TIR determina cual es la tasa de rentabilidad del proyecto y el VPN cuantifica la rentabilidad en unidades monetarias a valor presente.

7.1. CONCEPTOS RELACIONADOS A LA EVALUACION FINANCIERA DE UN PROYECTO

Para realizar una evaluación financiera de un proyecto se deben tener en cuenta los siguientes factores

7.1.1 Ingresos. Dentro de un contexto económico los ingresos se refieren al conjunto de entradas económicas que se reciben. Para este proyecto los ingresos se asocian a la producción del campo, teniendo en cuenta el precio del barril.

7.1.2. Tasa interna de oportunidad. La tasa interna de oportunidad (TIO), es la tasa de interés más alta que un inversionista sacrifica con el objeto de realizar un proyecto⁸⁴. Esta tasa es la mínima que se utiliza para poder determinar el valor presente neto de los flujos de caja del proyecto y la rentabilidad mínima que se le debe exigir al proyecto para tomar la decisión de no invertir.

Mediante la **Ecuación 21**, se puede determinar la tasa interna de oportunidad.

Ecuación 21. Calculo de WAAC.

$$WACC = K_e \frac{CAA}{CAA + D} + K_d(1 - T) \frac{D}{CAA + D}$$

Fuente. CALAMA, M ¿Qué es el WACC?, 2011, <http://queaprendemoshoy.com/C2/BF-que-es-el-wacc>.

Donde:

K_e = Tasa de costo de oportunidad de los accionistas (%)
 CAA = Capital aportado por los accionistas
 D = Deuda financiera contraída

⁸⁴ COLOMBIA.ASAMBLEA NACIONAL CONSTITUYENTE. Artículo 360 de la constitución política de Colombia. (Julio 1991). p.197

Kd = Costo de la deuda financiera (%)
T = Tasa de impuesto de ganancias.

Para este proyecto se tomó una tasa interna de oportunidad de 12% efectivo anual la cual fue suministrada por la compañía. Debido a que los periodos se están tomando por meses, se debe realizar una conversión de tasa a efectivo mensual, por medio de la **Ecuación 22**.

Ecuación 22. Conversión de tasas efectivas.

$$(1+i_1)^{m_1} = (1+i_2)^{m_2}$$

Fuente. BACA CURREA, Guillermo. Ingenieria Economica. Bogota D. C: Fondo Educativo Panamericano. 1996. P. 24

Donde:

i_1 = tasa conocida o inicial

i_2 = tasa nueva

m_1 = son los periodos iniciales que hay en eun año

m_2 = son los periodos de la nueva tasa

Mediante la **Ecuación 23** se realiza la conversión de la tasa interna de oportunidad efectiva anual a efectiva mensual.

Ecuación 23. Conversión TIO de efectivo anual a efectivo mensual.

$$\begin{aligned}(1 + 0.12)^1 &= (1 + i_m)^{12} \\ (1.12) &= (1 + i_m)^{12} \\ i_m &= 0.009489\end{aligned}$$

Fuente. Elaboración propia

Donde

i_m = tasa TIO efectiva mensual

7.1.3 Regalías. Son la contraprestación económica que recibe el gobierno nacional por la exploración de los recursos naturales no renovables y que están bajo custodia del estado.

7.1.4 CAPEX. En ingles Capital Expenditure, son las inversiones realizadas por la compañía para adquirir o actualizar productos en el sector petrolero, el CAPEX son costos que no pueden ser deducidos en el año en el cual son efectuados y deben ser capitalizados.

7.1.5 OPEX. En ingles Operational Expenditure, es el costo permanente para el funcionamiento de un producto, negocio o sistema. Puede traducirse como gasto de funcionamiento, gastos operativos o gastos operacionales. Para este proyecto el factor asociado al OPEX es la inyección de los modificadores de permeabilidades relativas, ya que son una inversión necesaria para el funcionamiento del proyecto con el fin de reducir la producción de agua.

7.2 INDICADORES FINANCIEROS PARA DETERMINAR LA VIABILIDAD DEL PROYECTO

El indicador mediante el cual se analiza la viabilidad financiera de este proyecto es el valor presente neto, que es explicado en seguida.

7.2.1 Valor presente neto (VPN). Este indicador depende de la inversión inicial y las inversiones durante la operación, los flujos netos de efectivo, la TIO y el número de periodos que dure el proyecto. Matemáticamente se define como la diferencia entre el valor presente de los ingresos y el valor presente de los egresos de un proyecto. Para conocer el valor presente neto de un proyecto es necesario conocer el tiempo de duración del proyecto así como los ingresos y los egresos ubicado en el tiempo y la tasa de descuento o tasa de oportunidad a la cual se va a descontar los flujos. Por medio de la **Ecuación 24**, se puede determinar el VPN de un proyecto.

Ecuación 24. Valor presente neto.

$$VPN = \sum_i^n \frac{FC_i}{(1 + TIO)^i}$$

Fuente. BARGSTED, Cristian; KETTLUN, Andrés. Indicadores evaluación de proyectos. Sección profesores, p 16

Donde:

FC_i = Flujo de caja en el año i.

TIO = Tasa interna de oportunidad.

i = Año a partir de inicio del proyecto

- Si $VPN > 0$, significa que la rentabilidad del proyecto es superior a la exigida por el inversionista y por lo tanto es conveniente.
- Si $VPN = 0$, significa que la rentabilidad del proyecto es igual a la exigida por el inversionista y por lo tanto también es conveniente.
- Si $VPN < 0$, Significa que la rentabilidad del proyecto es inferior a la exigida por el inversionista y por lo tanto no es conveniente. Vale aclarar que un VPN negativo no necesariamente significa que el proyecto arroje pérdida, sino que para las expectativas del inversionista de acuerdo a su tasa de oportunidad el proyecto no es atractivo⁸⁵.

7.3 ESCENARIOS DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA DEL EFECTO DE LOS RPMS

Para determinar cuál es el mejor escenario para inyectar los modificadores de permeabilidades relativas en el Campo La Cira Infantas, se evaluarán tres escenarios de los cinco planteados en el capítulo seis. El mejor de todos (optimista), el más probable (intermedio) y menos favorable (pesimista). Y así comparar cada uno con el caso base del modelo conceptual.

En el flujo de caja, se mencionan los ingresos como los egresos que genera el proyecto organizados en un periodo de 16 meses. Debido a que después de los 16 meses, las variables expuestas en el capítulo seis (corte de agua y producción de líquido) se estabilizan regresando a los valores iniciales, antes de aplicar el tratamiento.

Para los ingresos se considera el precio de venta del barril del petróleo que según la compañía para el campo La Cira Infantas el petróleo de referencia para la comercialización es el Magdalena Blend, el cual tiene un precio de venta de 55 USD/barril.

En cuanto a los egresos, los gastos necesarios para el levantamiento de cada barril de líquido que es 1 USD/barril, el costo de tratamiento del agua que es 0.35 USD/barril, los costos de levantamiento para cada barril de petróleo con de 13 USD/barril y el precio del tratamiento de RPM es de 50,000 USD para los 16 meses del tratamiento.

⁸⁵ SERNA ESPITIA. Rafael, ROJAS Gerardo, UNIVERSIDAD EAN, Manual didáctico de matemáticas financieras, Especialización en administración financiera, Bogotá, Mayo de 2012, p 51-52.

En la **Tabla 17**, se presentan los valores correspondientes a los costos para el levantamiento de los fluidos y tratamiento de agua y de RPM y el precio de venta del barril.

Tabla 17. Valores de costos de operación y precio de venta.

Costo de levantamiento líquido (Usd/Bl)	1	EGRESO
Costo de tratamiento agua producida (Usd/Bl)	0.35	EGRESO
Costo del RPM (Usd)	50,000	EGRESO
Costo de levantamiento líquido (Usd/Bl)	1	EGRESO
Precio de venta del barril (USD/Bl)	55	INGRESO

Fuente. Occidental de Colombia 2018.

7.3.1 Caso base. Para este caso se tomaron los valores iniciales antes de realizar las sensibilidades.

La **Tabla 18** muestra los gastos que se requieren por el costo de levantamiento de líquido para un periodo de 16 meses en el caso base.

Tabla 18. Costos de levantamiento de líquido caso base.

Tiempo (mes)	Producción acumulada de líquido (Bbl/mes)	Precio de levantamiento de líquido (USD/Bbl)	Costo de levantamiento de líquido (USD/mes)
1	37,269	1	37,269
2	34,875	1	34,875
3	37,289	1	37,289
4	36,096	1	36,096
5	37,310	1	37,310
6	36,117	1	36,117
7	37,331	1	37,331
8	37,341	1	37,341
9	36,145	1	36,145
10	37,359	1	37,359
11	36,163	1	36,163
12	37,378	1	37,378
13	37,386	1	37,386
14	33,776	1	33,776
15	37,402	1	37,402
16	36,195	1	36,195

Fuente. Elaboración propia.

La **Tabla 19**, muestra los gastos que se requieren por el costo de tratamiento de agua para un periodo de 16 meses en el caso base.

Tabla 19. Costos de tratamiento de agua caso base.

Tiempo (mes)	Producción acumulada de agua (Barril/mes)	Precio de tratamiento de agua USD/barril	Costo de tratamiento de agua USD/mes
1	37,269	0.35	13,044
2	34,875	0.35	12,206
3	37,289	0.35	13,051
4	36,096	0.35	12,634
5	37,310	0.35	13,059
6	36,117	0.35	12,641
7	37,331	0.35	13,066
8	37,341	0.35	13,070
9	36,145	0.35	12,651
10	37,359	0.35	13,076
11	36,163	0.35	12,657
12	37,378	0.35	13,082
13	37,386	0.35	13,085
14	33,776	0.35	11,822
15	37,402	0.35	13,091
16	35,941	0.35	12,668

Fuente. Elaboración propia.

La **Tabla 20**, muestra los gastos que se requieren por el costo levantamiento de aceite para un periodo de 16 meses en el caso base.

Tabla 20. Costos de levantamiento de líquido caso base.

Tiempo (mes)	Producción acumulada de aceite (Barril/mes)	Precio de levantamiento de aceite (USD/barril)	Costo de levantamiento de aceite (USD/mes)
1	1,535	13	19,955
2	1,422	13	18,492
3	1,505	13	19,570
4	1,443	13	18,755
5	1,476	13	19,190
6	1,415	13	18,393
7	1,448	13	18,819
8	1,434	13	18,636
9	1,374	13	17,865
10	1,406	13	18,283
11	1,348	13	17,529
12	1,380	13	17,940
13	1,367	13	17,771
14	1,224	13	15,914
15	1,343	13	17,454
16	1,288	13	16,740

Fuente. Elaboración propia.

Para los ingresos se tomó en cuenta el precio de venta el barril identificado como magdalena blend, con un precio de 55 USD/ barril como se puede observar en la **Tabla 21**.

Tabla 21. Ingresos caso base.

Tiempo (mes)	Producción acumulada de petróleo (Barril/mes)	Precio de venta del barril USD/Barril	Ingresos USD/mes
1	1,535	55	84,427
2	1,422	55	78,234
3	1,505	55	82,797
4	1,443	55	79,350
5	1,476	55	81,187
6	1,415	55	77,815
7	1,448	55	79,619
8	1,434	55	78,843
9	1,374	55	75,584
10	1,406	55	77,351
11	1,348	55	74,161
12	1,380	55	75,900
13	1,367	55	75,185
14	1,224	55	67,327
15	1,343	55	73,844
16	1,288	55	70,823

Fuente. Elaboración propia.

En la **tabla 22**, se resumen tanto los ingresos como los egresos del caso base.

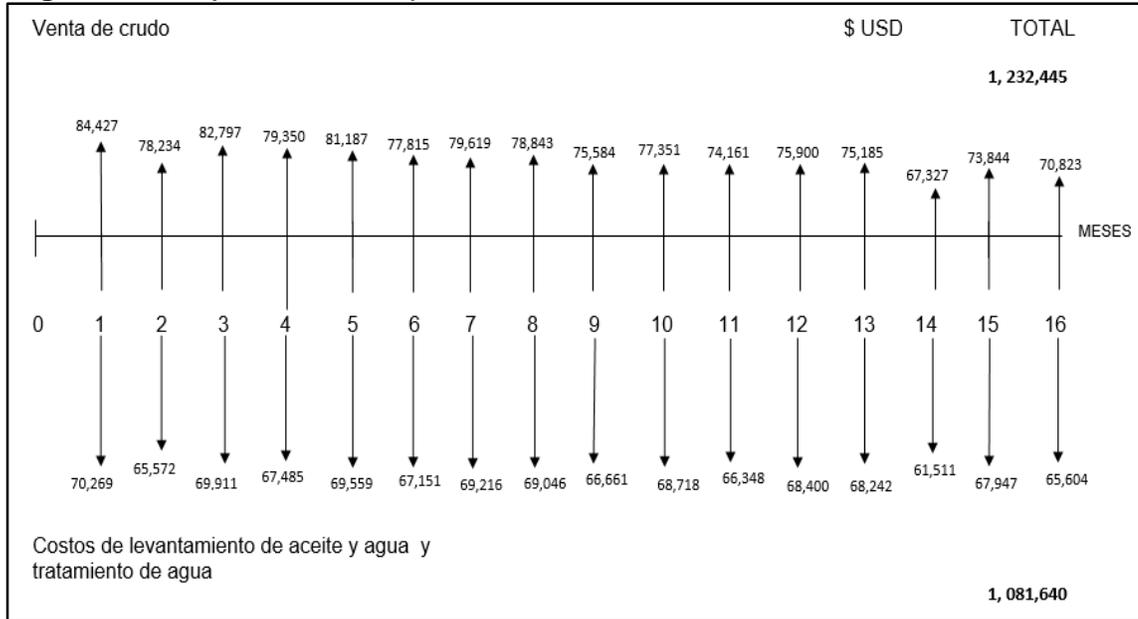
Tabla 22. Ingresos y egresos caso base.

Tiempo (mes)	Egresos USD/mes	Ingresos USD/mes
1	70,269	84,427
2	65,572	78,234
3	69,911	82,797
4	67,485	79,350
5	69,559	81,187
6	67,151	77,815
7	69,216	79,619
8	69,046	78,843
9	66,661	75,584
10	68,718	77,351
11	66,348	74,161
12	68,400	75,900
13	68,242	75,185
14	61,511	67,327
15	67,947	73,844
16	65,604	70,823
TOTAL	1,081,640	1,232,445

Fuente. Elaboración propia.

En la **Figura 38** se puede observar el flujo de efectivo para un periodo de 16 meses para el caso case.

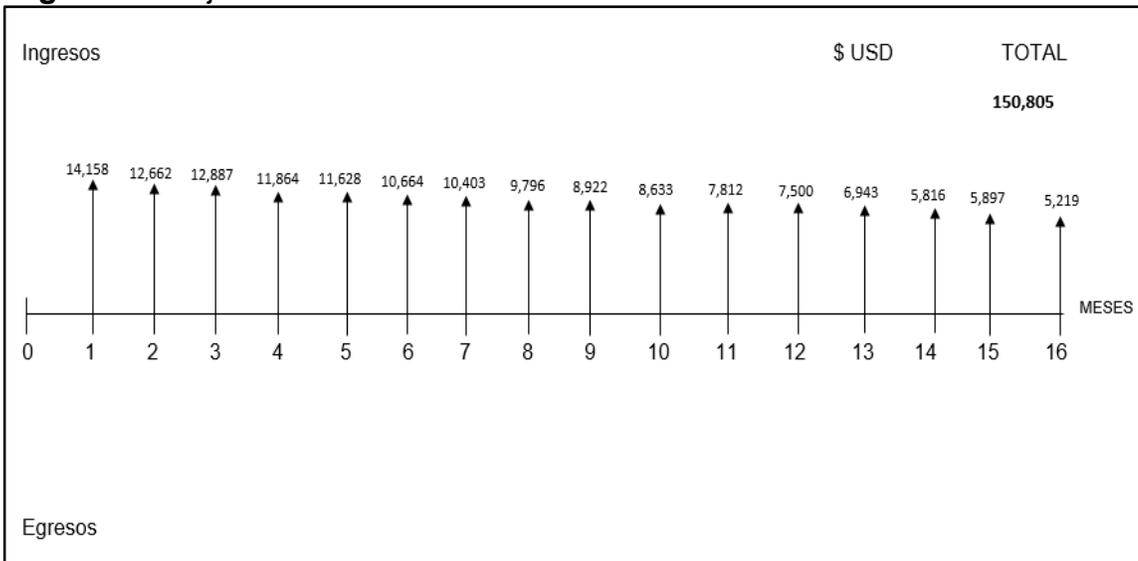
Figura 38. Flujo de efectivo para el caso base.



Fuente. Elaboración propia.

En la **Figura 39** se puede observar el flujo neto de efectivo para un periodo de 16 meses para el caso case.

Figura 39. Flujo neto de efectivo caso base.



Fuente. Elaboración propia.

Teniendo en cuenta el flujo neto efectivo, se realiza el cálculo de VPN como se ve en la **Ilustración 1** utilizando la **Ecuación 21** para el caso base

Ilustración 1. Calculo de VPN para el caso base.

$$\text{VPN (0.009489)} = 14,158/(1+0.009489)^1 + 12,662/(1+0.009489)^2 + 12,887/(1+0.009489)^3 + 11,864/(1+0.009489)^4 + 11,628/(1+0.009489)^5 + 10,664/(1+0.009489)^6 + 10,403/(1+0.009489)^7 + 9,796/(1+0.009489)^8 + 8,922/(1+0.009489)^9 + 8,633/(1+0.009489)^{10} + 7,812/(1+0.009489)^{11} + 7,500/(1+0.009489)^{12} + 6,943/(1+0.009489)^{13} + 5,816/(1+0.009489)^{14} + 5,897/(1+0.009489)^{15} + 5,219/(1+0.009489)^{16}$$

$$\text{VPN (0.009489)} = 141,020 \text{ USD}$$

Fuente. Elaboración propia.

7.3.2 Escenario pesimista. Para este caso se tomaron las sensibilidades correspondientes a un radio de penetración del tratamiento de 5 ft y una reducción de Krw hasta 0.1, que corresponden a la sensibilidad uno.

La **Tabla 23** muestra los gastos que se requieren por el costo de levantamiento de líquido para un periodo de 16 meses en el escenario pesimista.

Tabla 23. Costos de levantamiento de líquido escenario pesimista.

Tiempo (mes)	Producción acumulada de líquido (Barril/mes)	Precio de levantamiento de líquido USD/barril	Costo de levantamiento de líquido USD/mes
1	34,375	1	34,375
2	32,960	1	32,960
3	35,687	1	35,687
4	34,824	1	34,824
5	36,205	1	36,205
6	35,199	1	35,199
7	36,507	1	36,507
8	36,617	1	36,617
9	35,525	1	35,525
10	36,789	1	36,789
11	35,669	1	35,669
12	36,921	1	36,921
13	36,977	1	36,977
14	33,441	1	33,441
15	37,068	1	37,068
16	35,941	1	35,941

Fuente. Elaboración propia.

La **Tabla 24** muestra los gastos que se requieren por el costo de tratamiento de agua para un periodo de 16 meses en el escenario pesimista.

Tabla 24. Costos de tratamiento de agua del escenario pesimista.

Tiempo (mes)	Producción acumulada de agua (Barril/mes)	Precio de tratamiento de agua (USD/barril)	Costo de tratamiento de agua (USD/mes)
1	34,375	0.35	12,031
2	32,960	0.35	11,536
3	35,687	0.35	12,490
4	34,824	0.35	12,188
5	36,205	0.35	12,672
6	35,199	0.35	12,320
7	36,507	0.35	12,777
8	36,617	0.35	12,816
9	35,525	0.35	12,434
10	36,789	0.35	12,876
11	35,669	0.35	12,484
12	36,921	0.35	12,922
13	36,977	0.35	12,942
14	33,441	0.35	11,704
15	37,068	0.35	12,974
16	35,941	0.35	12,579

Fuente. Elaboración propia.

La **Tabla 25** muestra los gastos que se requieren por el costo de levantamiento de aceite para un periodo de 16 meses en el escenario pesimista.

Tabla 25. Costos de levantamiento de aceite, escenario pesimista.

Tiempo (mes)	Producción acumulada de aceite (Barril/mes)	Precio de levantamiento de aceite USD/barril	Costo de levantamiento de aceite USD/mes
1	1,518	13	19,736
2	1,413	13	18,371
3	1,508	13	19,602
4	1,455	13	18,917
5	1,498	13	19,476
6	1,444	13	18,766
7	1,484	13	19,294
8	1,476	13	19,187
9	1,420	13	18,460
10	1,458	13	18,954
11	1,402	13	18,220
12	1,438	13	18,692
13	1,427	13	18,555
14	1,280	13	16,645
15	1,407	13	18,285
16	1,351	13	17,561

Fuente. Elaboración propia.

Para los ingresos se tomó en cuenta el precio de venta el barril identificado como magdalena blend, con un precio de 55 USD/ barril como se puede observar en la **Tabla 26**.

Tabla 26. Ingresos escenarios pesimista.

Tiempo (mes)	Producción acumulada de petróleo (Barril/mes)	Precio de venta del barril USD/Barril	Ingresos USD/mes
1	1,518	55	83,500
2	1,413	55	77,724
3	1,508	55	82,933
4	1,455	55	80,032
5	1,498	55	82,397
6	1,444	55	79,396
7	1,484	55	81,630
8	1,476	55	81,177
9	1,420	55	78,100
10	1,458	55	80,190
11	1,402	55	77,086
12	1,438	55	79,083
13	1,427	55	78,502
14	1,280	55	70,421
15	1,407	55	77,361
16	1,351	55	74,295

Fuente. Occidental de Colombia 2018.

En la **Tabla 27** se resumen tanto los ingresos como los egresos considerando el costo del tratamiento de RPM de 50,000 USD para los 16 meses en el escenario pesimista.

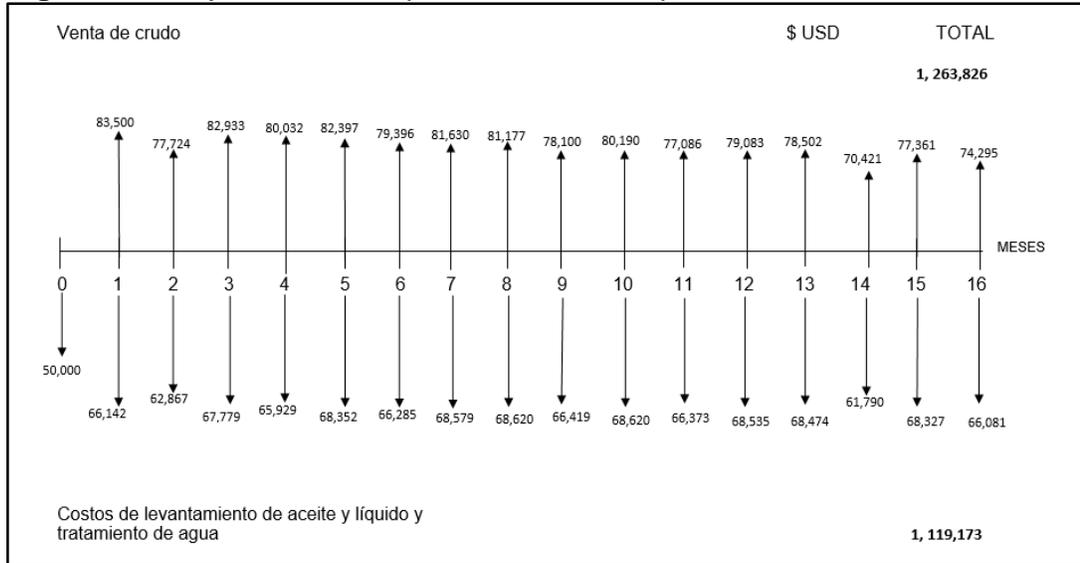
Tabla 27. Ingresos y egresos del escenario pesimista.

Tiempo (mes)	Egresos USD/mes	Ingresos USD/mes
0	50,000	
1	66,142	83,500
2	62,867	77,724
3	67,779	82,933
4	65,929	80,032
5	68,352	82,397
6	66,285	79,396
7	68,579	81,630
8	68,620	81,177
9	66,419	78,100
10	68,620	80,190
11	66,373	77,086
12	68,535	79,083
13	68,474	78,502
14	61,790	70,421
15	68,327	77,361
16	66,081	74,295
TOTAL	1,119,173	1,263,826

Fuente. Elaboración propia.

En la **Figura 40**, se puede observar el flujo de efectivo para un periodo de 16 meses para el escenario pesimista.

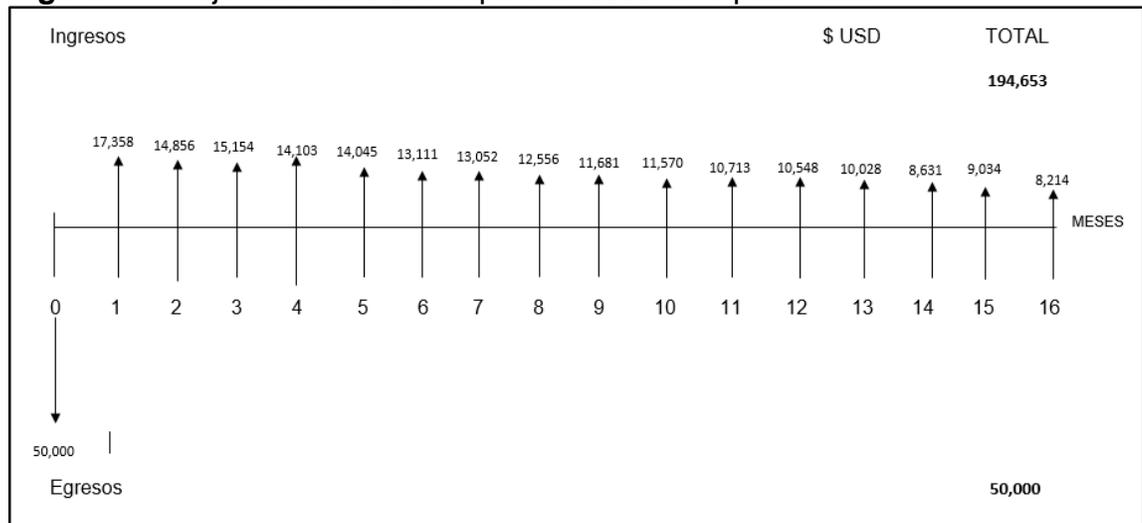
Figura 40. Flujo de efectivo para el escenario pesimista.



Fuente. Elaboración propia.

En la **Figura 41**, se puede observar el flujo neto de efectivo para un periodo de 16 meses para el escenario pesimista.

Figura 41. Flujo neto de efectivo para el escenario pesimista.



Fuente. Elaboración propia.

Teniendo en cuenta el flujo neto efectivo, se realiza el cálculo de VPN como se ve en la **Ilustración 2** utilizando la **Ecuación 21** para el escenario pesimista.

Ilustración 2. Calculo de VPN para el escenario pesimista.

$$\begin{aligned} \text{VPN (0.009489)} = & - 50,000 + 17,358/(1+0.009489)^1 + 14,856 \\ & /(1+0.009489)^2 + 15,154/(1+0.009489)^3 + 14,103/(1+0.009489)^4 + \\ & 14,045/(1+0.009489)^5 + 13,111/(1+0.009489)^6 + 13,052/(1+0.009489)^7 + \\ & 12,556/(1+0.009489)^8 + 11,681/(1+0.009489)^9 + 11,570/(1+0.009489)^{10} \\ & + 10,713/(1+0.009489)^{11} + 10,548/(1+0.009489)^{12} + \\ & 10,028/(1+0.009489)^{13} + 8,631/(1+0.009489)^{14} + 9,034/(1+0.009489)^{15} + \\ & 8,214/(1+0.009489)^{16} \\ \text{VPN (0.009489)} = & \mathbf{131,393 \text{ USD}} \end{aligned}$$

Fuente. Elaboración propia.

7.3.3 Escenario intermedio. Para este caso se tomaron las sensibilidades correspondientes a un radio de penetración del tratamiento de 10 ft y una reducción de Krw hasta 0.1, que corresponde a la sensibilidad dos.

La **Tabla 28** muestra los gastos que se requieren por el costo de levantamiento de líquido para un periodo de 16 meses en el escenario intermedio.

Tabla 28. Costos de levantamiento de líquido escenario intermedio.

Tiempo (mes)	Producción acumulada de líquido (Barril/mes)	Precio de levantamiento USD/barril	Costo de levantamiento de líquido (USD/mes)
1	33,808	1	33,808
2	32,621	1	32,621
3	35,403	1	35,403
4	34,601	1	34,601
5	36,012	1	36,012
6	35,037	1	35,037
7	36,362	1	36,362
8	36,488	1	36,488
9	35,413	1	35,413
10	36,687	1	36,687
11	35,579	1	35,579
12	36,834	1	36,834
13	36,897	1	36,897
14	33,373	1	33,373
15	37,000	1	37,000
16	35,890	1	35,890

Fuente. Elaboración propia.

La **Tabla 29** muestra los gastos que se requieren por el costo de tratamiento de agua para un periodo de 16 meses en el escenario intermedio.

Tabla 29. Costos de tratamiento de agua del escenario intermedio.

Tiempo (mes)	Producción acumulada de agua (Barril/mes)	Precio de tratamiento de agua USD/barril	Costo de tratamiento de agua USD/mes
1	33,965	0.35	11,833
2	32,621	0.35	11,417
3	35,403	0.35	12,391
4	34,601	0.35	12,110
5	36,012	0.35	12,604
6	35,037	0.35	12,263
7	36,362	0.35	12,727
8	36,488	0.35	12,771
9	35,413	0.35	12,395
10	36,687	0.35	12,840
11	35,579	0.35	12,453
12	36,834	0.35	12,892
13	36,897	0.35	12,914
14	33,373	0.35	11,681
15	37,000	0.35	12,950
16	35,890	0.35	12,561

Fuente. Elaboración propia.

En la **Tabla 30**, se presentan los gastos que se requieren por el costo de levantamiento de aceite para un periodo de 16 meses en el escenario intermedio.

Tabla 30. Costos de levantamiento de aceite del escenario intermedio.

Tiempo (mes)	Producción acumulada de petróleo (Barril/mes)	Precio de levantamiento de aceite (USD/Barril)	Costos de levantamiento de aceite (USD/mes)
1	1,524	13	19,808
2	1,412	13	18,352
3	1,508	13	19,606
4	1,457	13	18,944
5	1,502	13	19,524
6	1,449	13	18,831
7	1,491	13	19,377
8	1,483	13	19,284
9	1,428	13	18,566
10	1,467	13	19,075
11	1,411	13	18,349
12	1,449	13	18,836
13	1,439	13	18,708
14	1,291	13	16,788
15	1,419	13	18,448
16	1,363	13	17,720

Fuente. Elaboración propia.

Para los ingresos se tomó en cuenta el precio de venta el barril identificado como magdalena blend con un precio de 55 USD/ barril; como se puede observar en la **Tabla 31**.

Tabla 31. Ingresos del escenario intermedio.

Tiempo (mes)	Producción acumulada de petróleo (Bbl/mes)	Precio de venta del barril (USD/Barril)	Ingresos (USD/mes)
1	1,524	55	83,801
2	1,412	55	77,641
3	1,508	55	82,949
4	1,457	55	80,149
5	1,502	55	82,600
6	1,449	55	79,671
7	1,491	55	81,981
8	1,483	55	81,586
9	1,428	55	78,547
10	1,467	55	80,702
11	1,411	55	77,629
12	1,449	55	79,692
13	1,439	55	79,148
14	1,291	55	71,026
15	1,419	55	78,048
16	1,363	55	74,968

Fuente. Elaboración propia.

En la **Tabla 32** se resumen tanto los ingresos como los egresos considerando el costo del tratamiento de RPM de 50,000 USD para los 16 meses en el escenario intermedio.

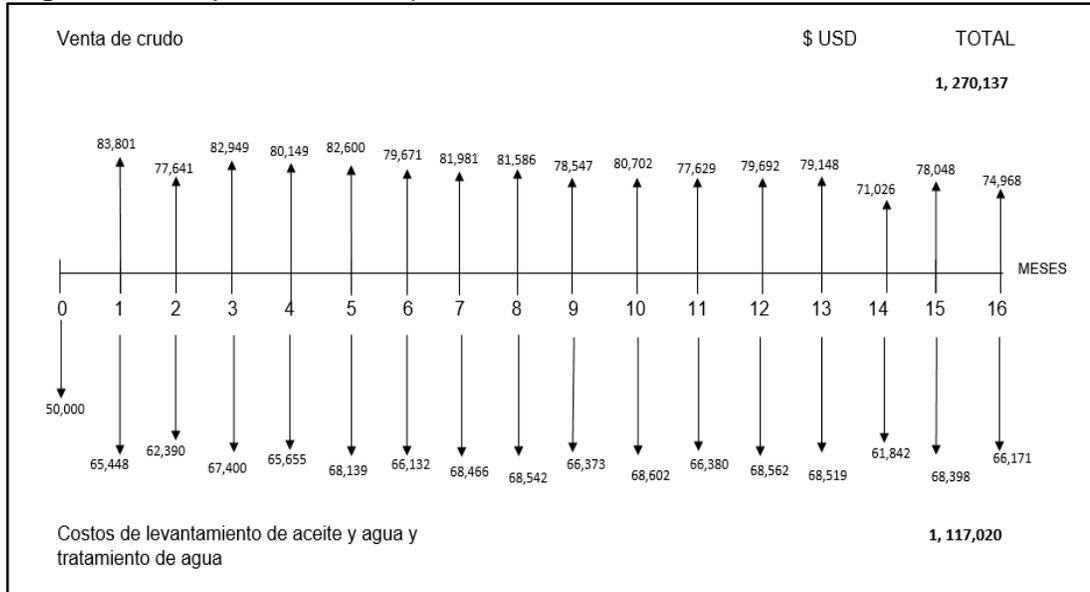
Tabla 32. Ingresos y egresos escenario intermedio.

Tiempo (mes)	Egresos USD/mes	Ingresos USD/mes
0	50,000	
1	65,448	83,801
2	62,390	77,641
3	67,400	82,949
4	65,655	80,149
5	68,139	82,600
6	66,132	79,671
7	68,466	81,981
8	68,542	81,586
9	66,373	78,547
10	68,602	80,702
11	66,380	77,629
12	68,562	79,692
13	68,519	79,148
14	61,842	71,026
15	68,398	78,048
16	66,171	74,968
TOTAL	1,117,020	1,270,137

Fuente. Elaboración propia.

En la **Figura 42**, se puede observar el flujo de efectivo para un periodo de 16 meses para el escenario intermedio.

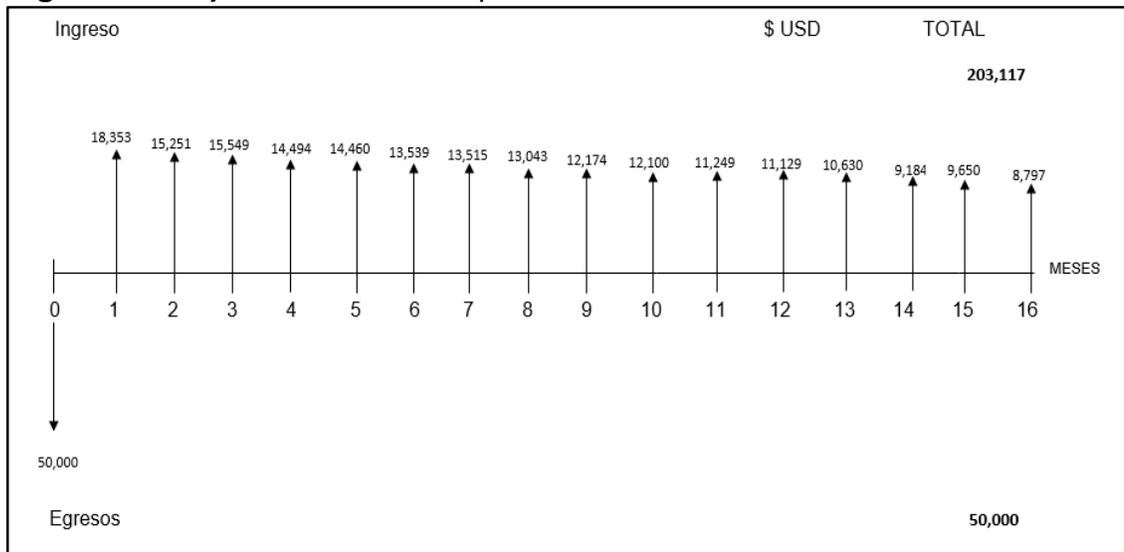
Figura 42. Flujo de efectivo para el escenario intermedio.



Fuente. Elaboración propia.

En la **Figura 43**, se puede observar el flujo neto de efectivo para un periodo de 16 meses para el escenario intermedio.

Figura 43. Flujo neto de efectivo para el escenario intermedio.



Fuente. Elaboración propia.

Teniendo en cuenta el flujo neto efectivo, se realiza el cálculo de VPN como se ve en la **Ilustración 3**, utilizando la **Ecuación 21** para el escenario intermedio.

Ilustración 3. Calculo de VPN para el escenario intermedio.

$$\begin{aligned} \text{VPN (0.009489)} = & - 50,000 + 18,353/(1+0.009489)^1 + 15,251 \\ & / (1+0.009489)^2 + 15,549/(1+0.009489)^3 + 14,494/(1+0.009489)^4 + \\ & 14,460/(1+0.009489)^5 + 13,539/(1+0.009489)^6 + 13,515/(1+0.009489)^7 + \\ & 13,043/(1+0.009489)^8 + 12,174/(1+0.009489)^9 + 12,100/(1+0.009489)^{10} \\ & + 11,249/(1+0.009489)^{11} + 11,129/(1+0.009489)^{12} + \\ & 10,630/(1+0.009489)^{13} + 9,184/(1+0.009489)^{14} + 9,650/(1+0.009489)^{15} + \\ & 8,797/(1+0.009489)^{16} \\ \text{VPN (0.009489)} = & \mathbf{139,202 \text{ USD}} \end{aligned}$$

Fuente. Elaboración propia

7.3.4 Escenario optimista. Para este caso se tomaron las sensibilidades correspondientes a un radio de penetración del tratamiento de 10 ft y una reducción de K_{rw} hasta 0.05, que corresponde a la sensibilidad 3.

La **Tabla 33** muestra los gastos que se requieren por el costo de levantamiento de líquido para un periodo de 16 meses en el escenario optimista.

Tabla 33. Costos de levantamiento de líquido escenario optimista.

Tiempo (mes)	Producción acumulada de líquido (Barril/mes)	Precio de levantamiento (USD/barril)	Costo de levantamiento de líquido (USD/mes)
1	29,939	1	29,939
2	29,753	1	29,753
3	32,903	1	32,903
4	32,597	1	32,597
5	34,263	1	34,263
6	33,571	1	33,571
7	35,029	1	35,029
8	35,303	1	35,303
9	34,377	1	34,377
10	35,718	1	35,718
11	34,725	1	34,725
12	36,029	1	36,029
13	36,162	1	36,162
14	32,761	1	32,761
15	36,374	1	36,374
16	35,379	1	35,379

Fuente. Elaboración propia.

La **Tabla 34**, se presentan los gastos que se requieren por el costo de tratamiento de agua para un periodo de 16 meses en el escenario optimista.

Tabla 34. Costos de tratamiento de agua escenario optimista.

Tiempo (mes)	Producción acumulada de agua (Barril/mes)	Precio de tratamiento de agua USD/barril	Costo de tratamiento de agua USD/mes
1	29,939	0.35	10,479
2	29,753	0.35	10,413
3	32,903	0.35	11,516
4	32,597	0.35	11,409
5	34,263	0.35	11,992
6	33,571	0.35	11,750
7	35,029	0.35	12,260
8	35,303	0.35	12,356
9	34,377	0.35	12,032
10	35,718	0.35	12,501
11	34,725	0.35	12,154
12	36,029	0.35	12,610
13	36,162	0.35	12,657
14	32,761	0.35	11,466
15	36,374	0.35	12,731
16	35,379	0.35	12,383

Fuente. Elaboración propia.

La **Tabla 35** muestra los gastos que se requieren por el costo de levantamiento de aceite para un periodo de 16 meses en el escenario optimista.

Tabla 35. Costos de tratamiento de petróleo escenario optimista.

Tiempo (mes)	Producción acumulada de aceite (Barril/mes)	Precio de levantamiento de aceite (USD/barril)	Costo de levantamiento de aceite (USD/mes)
1	1,506	13	19,582
2	1,400	13	18,198
3	1,512	13	19,650
4	1,475	13	19,177
5	1,535	13	19,949
6	1,492	13	19,390
7	1,546	13	20,092
8	1,547	13	20,114
9	1,497	13	19,464
10	1,545	13	20,087
11	1,492	13	19,399
12	1,538	13	19,988
13	1,532	13	19,916
14	1,379	13	17,921
15	1,519	13	19,748
16	1,462	13	19,012

Fuente. Elaboración propia.

Para los ingresos se tomó en cuenta el precio de venta el barril identificado como magdalena blend, con un precio de 55 USD/ barril, como se puede observar en la **Tabla 36**.

Tabla 36. Ingresos escenario optimista.

Tiempo (mes)	Producción acumulada de petróleo (Barril/mes)	Precio de venta del barril USD/Barril	Ingresos USD/mes
1	1,506	55	82,845
2	1,400	55	76,991
3	1,512	55	83,134
4	1,475	55	81,135
5	1,535	55	84,401
6	1,492	55	82,036
7	1,546	55	85,003
8	1,547	55	85,099
9	1,497	55	82,349
10	1,545	55	84,985
11	1,492	55	82,074
12	1,538	55	84,563
13	1,532	55	84,260
14	1,379	55	75,821
15	1,519	55	83,548
16	1,462	55	80,434

Fuente. Elaboración propia.

En la **Tabla 37**, se resumen tanto los ingresos como los egresos considerando el costo del tratamiento de RPM de 50,000 USD para los 16 meses en el escenario optimista.

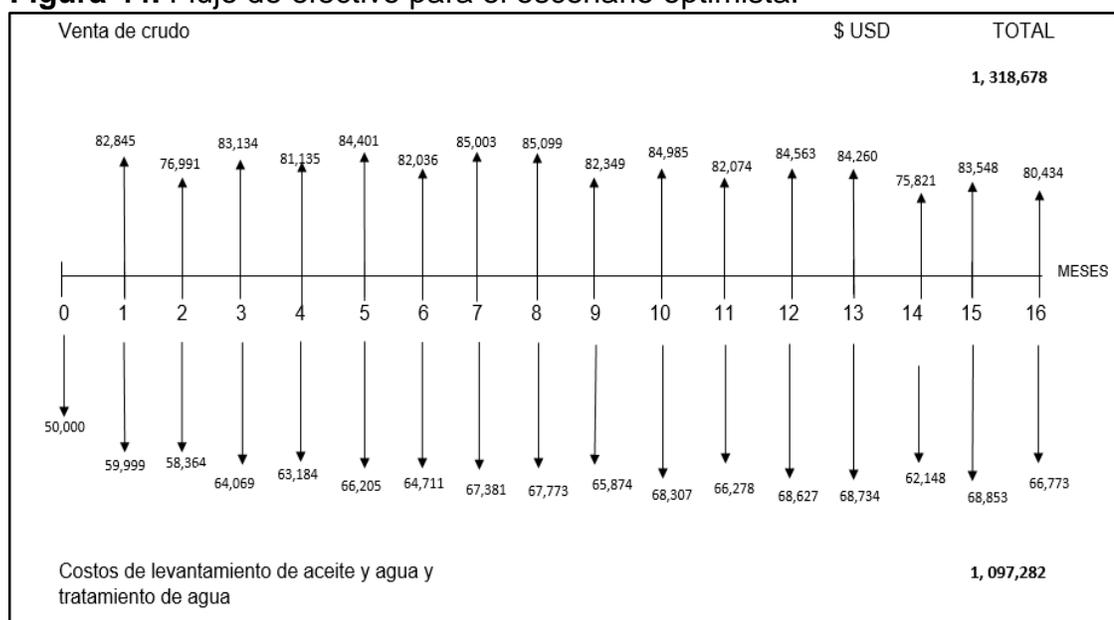
Tabla 37. Ingresos y egresos del escenario optimista.

Tiempo (mes)	Egresos USD/mes	Ingresos USD/mes
0	50,000	
1	59,999	82,845
2	58,364	76,991
3	64,069	83,134
4	63,184	81,135
5	66,205	84,401
6	64,711	82,036
7	67,381	85,003
8	67,773	85,099
9	65,874	82,349
10	68,307	84,985
11	66,278	82,074
12	68,627	84,563
13	68,734	84,260
14	62,148	75,821
15	68,853	83,548
16	66,773	80,434
TOTAL	1,097,282	1,318,678

Fuente. Occidental de Colombia 2018.

En la **Figura 44** se puede observar el flujo de efectivo para un periodo de 16 meses para el escenario optimista.

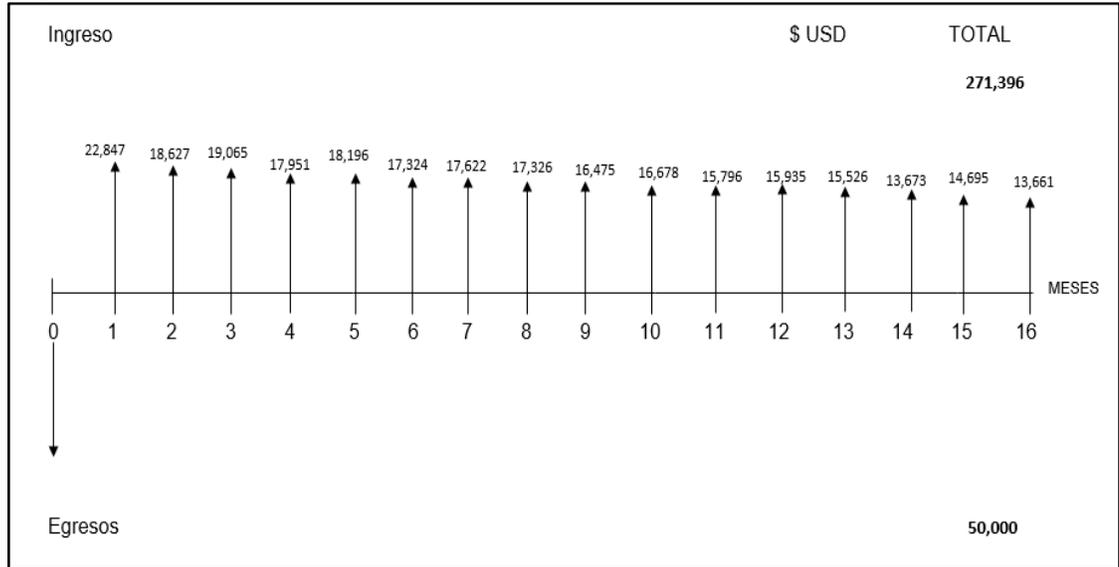
Figura 44. Flujo de efectivo para el escenario optimista.



Fuente. Elaboración propia

En la **Figura 45** se puede observar el flujo neto de efectivo para un periodo de 16 meses para el escenario optimista.

Figura 45. Flujo neto de efectivo para el escenario optimista.



Fuente. Elaboración propia

Teniendo en cuenta el flujo neto efectivo, se realiza el cálculo de VPN como se ve en la **Ilustración 4**, utilizando la **Ecuación 21** para el escenario optimista.

Ilustración 4. Calculo de VPN para el escenario optimista.

$$\begin{aligned}
 \text{VPN (0.009489)} &= - 50,000 + 22,847/(1+0.009489)^1 + 18,627 \\
 &/ (1+0.009489)^2 + 19,065/(1+0.009489)^3 + 17,951/(1+0.009489)^4 + \\
 &18,196/(1+0.009489)^5 + 17,324/(1+0.009489)^6 + 17,622/(1+0.009489)^7 + \\
 &17,326/(1+0.009489)^8 + 16,475/(1+0.009489)^9 + 16,678/(1+0.009489)^{10} + \\
 &15,796/(1+0.009489)^{11} + 15,935/(1+0.009489)^{12} + 15,526/(1+0.009489)^{13} \\
 &+ 13,673/(1+0.009489)^{14} + 14,695/(1+0.009489)^{15} + \\
 &13,661/(1+0.009489)^{16} \\
 \text{VPN (0.009489)} &= \mathbf{201,998 \text{ USD}}
 \end{aligned}$$

Fuente. Elaboración propia

7.4 Conclusión de la evaluación financiera

En la **Tabla 38**, se presenta el valor presente neto del caso base vs los tres escenarios propuestos para la evaluación financiera; caso pesimista, intermedio y optimista. Se puede observar que el caso pesimista en comparación al base, el VPN se redujo en 9627 USD. En el caso intermedio el VPN se redujo en 1818 USD. En el caso optimista el VPN aumento en 60978.

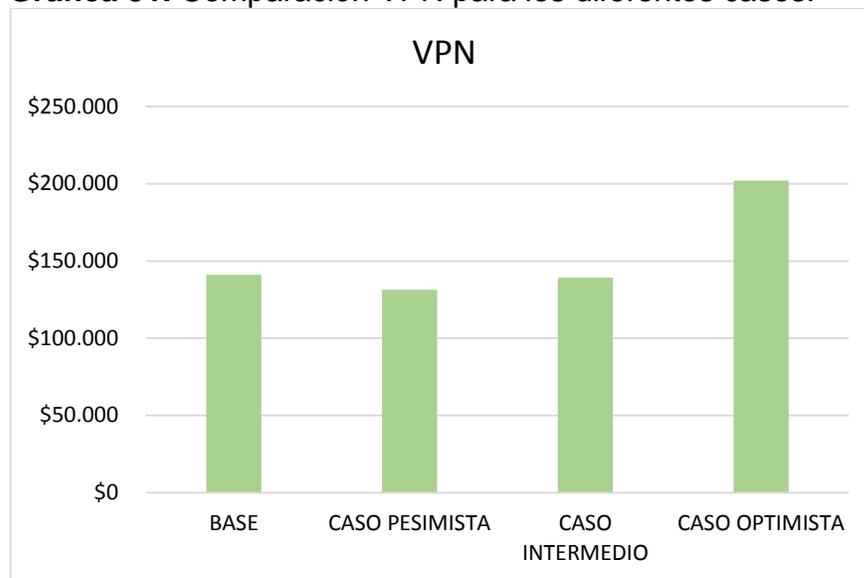
Tabla 38. VPN en los diferentes casos.

CASO	VPN (USD)
BASE	141,020
PESIMISTA	131,393
INTERMEDIO	139,202
OPTIMISTA	201,998

Fuente. Elaboración propia.

En la **Gráfica 31**, se puede apreciar mejor la diferencia del valor presente neto de los diferentes casos.

Gráfica 31. Comparación VPN para los diferentes casos.



Fuente. Elaboración propia.

Por medio de la evaluación financiera utilizando el indicador VPN se puede concluir que la sensibilidad para el escenario optimista, en el cual se utilizó un radio de penetración del tratamiento de 10 ft y una reducción de K_{rw} hasta 0.05, fue la que arrojó mejores resultados. Debido a que se obtuvo tanto reducción en los egresos como un incremento en los ingresos y comparado con el caso base, se puede observar por medio de la tabla, que el VPN calculado para esta sensibilidad es mayor al del caso base, por lo tanto la implementación de un tratamiento de modificadores de permeabilidades relativas utilizando el radio de penetración de 10 ft y una reducción de k_{rw} hasta 0,05 es atractivo para la compañía, ya que se cumple con el propósito de este proyecto que es reducir los costos de tratamiento y disposición de agua en el campo La Cira Infantas.

8. CONCLUSIONES

- Analizando los historiales de inyección y producción de agua, se pudo inferir que la causa principal de la producción de agua en el Campo La Cira Infantas son los proyectos de recobro secundario, de inyección de agua, que tuvo el campo en el año 1957 y 2005 para aumentar la producción de petróleo.
- Se concluyó que el parámetro esencial para seleccionar el producto entre las cuatro opciones disponibles, en el Campo La Cira Infantas, fue la temperatura del reservorio. Debido a que, en general, los productos operan en rangos amplios de permeabilidad. La temperatura del yacimiento está en un rango de 105 a 130 °F, el Producto C opera dentro de este rango. La litología tampoco se consideró relevante en el proceso de selección ya que los productos son útiles en múltiples litologías.
- Para una mayor eficiencia en el tratamiento, la presión de fondo fluente de los pozos candidatos, es fundamental para generar mayores caídas de presión y aumentar la producción de petróleo; de esta manera se equilibra la producción de agua con la producción de petróleo. Por eso en el proceso de selección de los pozos candidatos se consideró a los que tuvieran una presión de fondo fluente mayor o igual a 500 psi.
- Mediante las diferentes sensibilidades del radio de invasión y de la permeabilidad relativa al agua, se logró determinar el mejor escenario para un tratamiento de modificadores de permeabilidad relativa. Las condiciones óptimas para ver resultados notables fue en la sensibilidad tres, cuando la permeabilidad relativa al agua se disminuyó a 0,05 y el radio de invasión del polímero era de 10 ft.
- El efecto del Producto C genera una reducción inmediata, en la tasa de líquido producido de 131 a 428 BFPD y en el corte de agua disminuyó del 0,4 al 2,7%; del modelo conceptual del campo objeto de estudio. La disminución de estos parámetros fue considerable en los primeros once días luego de aplicar el tratamiento.
- De acuerdo a la investigación realizada en este proyecto, los modificadores de permeabilidad relativa resultan ser una opción atractiva al corto plazo, como método de control de agua, basándose en los resultados obtenidos para el escenario optimista, ya que con este, el valor presente neto del proyecto aumento en 60978 USD. Además del aumento en el en el VPN, los ingresos por venta del petróleo incrementaron en 86233 USD, y los egresos disminuyeron en 34358 USD.

9. RECOMENDACIONES

- Se recomienda evaluar el efecto de los modificadores de permeabilidades relativas mediante pruebas de laboratorios en núcleos, para estudiar con más detalle su implementación.
- Para notar una disminución notable en la permeabilidad relativa al agua, el tratamiento debe ser aplicado cuando K_{rw} es mayor a 0,6.
- Realizar la simulación de los efectos de los modificadores de permeabilidad relativa en un modelo dinámico, considerando las variaciones de las propiedades, características reales y heterogeneidad del yacimiento.
- Se recomienda realizar este tratamiento de RPMs en pozos con un corte de agua menores a los considerados en este proyecto. Para que se generen menores costos respecto al levantamiento por barril y tratamiento del agua en superficie.

BIBLIOGRAFÍA

AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook, 2006.

AWAD, Quoasay, et al. University of Khartoum, Risk Analysis and Decision Making in Relative Permeability Modifier Water Shut-off Treatment. Artículo de la SPE 126845.

BARRERO, Darío, et al. Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal. 1 ed.. Bogotá, Colombia. ANH and B&M Exploration Ltda: 2007.

BERMUDEZ GONZALES, José Manuel. GARCIA RODRIGUEZ, Fredy Rubén. Disminución de la producción de agua mediante Modificadores de permeabilidad relativa en el Campo Yaguará. Fundación Universidad de América. Facultad de Ingenierías. Departamento de Ingeniería de Petróleos. 2004.

CASTRO, Rubén. GORDILLO, Gustavo. Historia y criterios empíricos en la aplicación de inyección de agua en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Fundación Universidad de América. Facultad de Ingenierías. Departamento de Ingeniería de Petróleos. 2005.

CASTRO, Nicolás Enrique. ZAPATA, Johan Sebastian. Evaluación técnico-financiera de la implementación del bombeo de un fluido de estimulación para el incremento de la inyección de agua en la sarta selectiva del pozo 2505 en el Campo La Cira Infantas. Fundación Universidad de América. Facultad de Ingenierías. Departamento de Ingeniería de Petróleos. 2016.

CHAN, K. S. Water Control Diagnostic Plots. Artículo de la SPE 30775. Presentado en la Conferencia y Exhibición Annual de la SPE, Dallas, Texas, EEUU. Octubre 22-25, 1995.

CONCENTINO, Luca. Integrated REservoir Studies. Institute Français du petroleum publications. Paris. 2001.

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

DE PORTA, Jaime. Léxico estratigráfico de Colombia – Terciario a Cuaternario. Vol. 5, Paris. Centre National de la Reserche Scientifique: 1974.

ECOPETROL S.A. [en línea]. Actividades preliminares de la Troco. 2014. [Consultado en julio 2018]., Disponible en: <http://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-mpresa/salade-prensa/publicaciones/otras-publicaciones/cronica-de-la-concesion-de-mares/actividades-preliminares-de-la-troco>.

ECOPETROL S.A. El regreso de la Cira [en línea]. 2003. Carta Petrolera, Edición 108. [Consultado en julio 2018]., Disponible en: http://www.ecopetrol.com/especiales/carta_petrolera108/rev_produccion2.htm.

ELMLIES H, Bertin, Further Investigations on Two-Phase Flow Property Modification by Polymer: Wettability Effects, SPE 64986, Febrero 2001, p.1-2.

ESCOBAR, Fredy. Fundamentos de ingeniería de yacimientos.

ESCOBAR Víctor, SÁNCHEZ Oscar, RESTREPO Dora y LOPERA Sergio. Nueva metodología de laboratorio para evaluar la efectividad de tratamientos modificadores de permeabilidad relativa. Medellín: Universidad Nacional de Colombia Sede Medellín; 2004. p. 64-65.

HALLIBURTON. H03349.v1, Water Management Manual, Diciembre 2002.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Referencias bibliográficas. Contenido, forma y estructura. NTC 6166. Bogotá D.C: 2016.

JULIVERT, Manuel. Léxico estratigráfico de Colombia – Precámbrico, Paleozoico, Mesozoico. Vol. 5, Paris. Centre National de la Reserche Scientifique: 1968.

KALFAYAN Leonar J. BJ Services Company, Succesful implementation of Resurgent Relative permeability modifier technology in well treatments requires realistics expectations,articulo de la SPE 90430 Houston, Texas , USA. Septiembre 26-29 2004.

LÓPEZ SUÁREZ, Alfonso. La Cira-Infantas, un siglo “sudando” petróleo [en línea]. En: El Portafolio. 04 de marzo de 2018 [consultado en julio 2018]. Disponible en: <http://www.portafolio.co/negocios/empresas/la-cira-infantas-un-siglo-sudando-petroleo-514864>.

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

PRIETO, Maria Elizabeth. MANTILLA, Jorge, et al. Redevelopment progress for Colombia’s La Cira-Infantas Field, artículo de la SPE 120794. 2009 SPE Latin

American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Cartagena, Colombia. Mayo 31 a junio 3 2009. p. 2.

QUINTERO, Efrain, et al [en línea]. Revista Boletín de Geología. Caracterización de la continuidad lateral y vertical de las areniscas continentales: El caso de la Formación Mugrosa en el Campo Llanito y Casabe. Universidad Industrial de Santander, 2010. Vol. 32, no. 2. p. 14, 15. [Consultado en Agosto 2018]. Disponible en:

<http://revistas.uis.edu.co/index.php/revistaboletindegologia/article/view/2049/2473>

ROJAS, G. I. Estratigrafía y petrografía se la Formación La Paz en el área comprendida entre el Río Sogamoso y el Río Sucio en la Cordillera La Paz, Valle Medio del Magdalena. Trabajo de Grado No.132, Departamento de Geociencias, Universidad Nacional de Colombia, Bogotá. 1985.

SARMIENTO, Luis. Petroleum Geology of Colombia: Middle Magdalena Basin. Medellín.: Universidad EAFIT, 2011. Vol. 11. p. 127.

SARMIENTO PÉREZ, Gustavo, et al [en línea]. Evolución Geológica y Estratigrafía del Sector Norte del Valle Medio del Magdalena. Geología Norandina. Vol. 12. 2015. p. 51-82. [Consultado en Agosto 2018]. Disponible en: https://www.researchgate.net/publication/288668619_Evolucion_Geologica_y_Estratigrafia_del_Sector_Norte_del_Valle_Medio_del_Magdalena.

SILVA, Laura Natalia. Análisis de la viabilidad técnico financiera de un proceso de recobro químico álcali-surfactante-polímero (ASP) en el Campo La Cira Infantas. Fundación Universidad de América. Facultad de Ingenierías. Departamento de Ingeniería de Petróleos. 2016.

TIAB, Djebbar. DONALDSON, Erle C. Petrophysics. Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties. 2da ed. Elsevier, 2004. p.622.

VAZQUEZ, Julio. EOFF, Larry. HALLIBURTON. A Relative Permeability Modifier For Water Control: Candidate Selection, Case Histories, And Lessons Learned After More Than 3000 Well Interventions, artículo de la SPE 165091. Spe European Conference and Exhibition, Noordwijk, Holanda. Junio 5-7 2013. p. 7-13.

ZAITOUN, Kohler N. Water shutoff by relative permeability modifiers: Lessons from several field applications. Artículo de la SPE 56740, Houston, Texas, 3 - 6 Octubre 1999.

ANEXOS

ANEXO A.
PVT DEL MODELO CONCEPTUAL DEL CAMPO LA CIRA INFANTAS

En la **Tabla A1**, se presenta el PVT del modelo conceptual del Campo La Cira Infantas.

Tabla A1. Propiedades PVT del modelo conceptual del Campo La Cira Infantas.

Pressure	Gas Oil Ratio	Oil FVF	Oil Viscosity	Gas Viscosity
(psig)	(scf/STB)	(RB/STB)	(centipoise)	(centipoise)
0	0	1.02419	22.2468	0.0115612
20.4082	1.49386	1.02467	22.0274	0.0115721
40.8163	3.49153	1.02532	21.7389	0.0115855
61.2245	5.59606	1.026	21.4409	0.0116006
81.6327	7.78969	1.02672	21.1365	0.0116173
102.041	10.0602	1.02746	20.8281	0.0116353
122.449	12.3987	1.02823	20.5171	0.0116545
142.857	14.7982	1.02901	20.205	0.0116748
163.265	17.2532	1.02982	19.8928	0.0116961
183.673	19.7593	1.03065	19.5812	0.0117185
204.082	22.3127	1.03149	19.2709	0.0117418
224.49	24.9101	1.03235	18.9625	0.0117661
244.898	27.549	1.03323	18.6564	0.0117912
265.306	30.2269	1.03412	18.3529	0.0118173
285.714	32.9416	1.03503	18.0525	0.0118442
306.122	35.6915	1.03595	17.7553	0.011872
326.531	38.4747	1.03688	17.4616	0.0119006
346.939	41.2899	1.03783	17.1715	0.0119301
367.347	44.1356	1.03879	16.8852	0.0119604
387.755	47.0107	1.03976	16.6028	0.0119915
408.163	49.914	1.04074	16.3244	0.0120235
428.571	52.8445	1.04174	16.0501	0.0120563
448.98	55.8013	1.04274	15.7798	0.0120899
469.388	58.7834	1.04376	15.5137	0.0121244
489.796	61.7901	1.04479	15.2518	0.0121597
510.204	64.8206	1.04583	14.994	0.0121958
530.612	67.8743	1.04687	14.7404	0.0122328
551.02	70.9503	1.04793	14.491	0.0122706
571.429	74.0482	1.049	14.2458	0.0123092
591.837	77.1674	1.05008	14.0046	0.0123487
612.245	80.3072	1.05117	13.7675	0.0123891
632.653	83.4673	1.05227	13.5345	0.0124303
653.061	86.647	1.05337	13.3056	0.0124723

673.469	89.8459	1.05449	13.0805	0.0125153
693.878	93.0637	1.05562	12.8594	0.0125591
714.286	96.2998	1.05675	12.6422	0.0126038
734.694	99.5539	1.05789	12.4288	0.0126494
755.102	100	1.05803	12.4059	
775.51	100	1.05789	12.4475	
795.918	100	1.05776	12.4892	
816.327	100	1.05764	12.5308	
836.735	100	1.05752	12.5725	
857.143	100	1.0574	12.6141	
877.551	100	1.05729	12.6557	
897.959	100	1.05719	12.6974	
918.367	100	1.05709	12.739	
938.776	100	1.057	12.7807	
959.184	100	1.05691	12.8223	
979.592	100	1.05682	12.864	
1000	100	1.05674	12.9056	

**ANEXO B.
TABLAS DE PERMEABILIDADES RELATIVAS**

En la **Tabla B1**, se presenta la tabla con los datos de permeabilidades relativas para agua y petróleo del caso base del modelo conceptual del Campo La Cira Infantas.

Tabla B1. Datos de permeabilidades relativas para agua –petróleo del Campo La Cira Infantas.

Sw	Krw	Krow
0.253	0.00000	0.73521
0.273	0.00067	0.64342
0.293	0.00252	0.55904
0.314	0.00544	0.48184
0.334	0.00940	0.41157
0.355	0.01436	0.34799
0.375	0.02030	0.29085
0.396	0.02721	0.23988
0.416	0.03507	0.19481
0.437	0.04387	0.15537
0.457	0.05359	0.12126
0.478	0.06423	0.09221
0.498	0.07577	0.06788
0.519	0.08822	0.04797
0.539	0.10156	0.03213
0.559	0.11578	0.02000
0.580	0.13089	0.01120
0.600	0.14687	0.00530
0.621	0.16372	0.00185
0.641	0.18143	0.00030
0.662	0.20000	0.00000

En la **Tabla B2** se presenta la información correspondiente a las permeabilidades relativas de la sensibilidad uno, cuando el end point de K_{rw} se redujo en un 50% de su valor inicial ($K_{rw}=0,1$).

Tabla B2. Datos de permeabilidades relativas, sensibilidad uno.

Sw	Krw	Krow
0.253	0.00000	0.73521
0.273	0.00034	0.64342
0.293	0.00126	0.55904
0.314	0.00272	0.48184
0.334	0.00470	0.41157
0.355	0.00718	0.34799
0.375	0.01015	0.29085
0.396	0.01361	0.23988
0.416	0.01754	0.19481
0.437	0.02193	0.15537
0.457	0.02679	0.12126
0.478	0.03211	0.09221
0.498	0.03789	0.06788
0.519	0.04411	0.04797
0.539	0.05078	0.03213
0.559	0.05789	0.02000
0.580	0.06544	0.01120
0.600	0.07343	0.00530
0.621	0.08186	0.00185
0.641	0.09071	0.00030
0.662	0.10000	0.00000

En la **Tabla B3**, se presenta la información correspondiente a las permeabilidades relativas de la sensibilidad tres; cuando la permeabilidad relativa al agua se disminuyó a un 75% de la inicial.

Tabla B3. Datos de permeabilidades relativas sensibilidad tres.

Sw	Krw	Krow
0.252531	0	0.735208
0.272993	0.000169	0.643416
0.293454	0.000629	0.559037
0.313916	0.00136	0.481836
0.334378	0.002349	0.411571
0.354839	0.00359	0.347992
0.375301	0.005076	0.290847
0.395763	0.006803	0.239875
0.416224	0.008768	0.194807
0.436686	0.010967	0.155365
0.457148	0.013397	0.121264
0.477609	0.016057	0.092207
0.498071	0.018943	0.067884
0.518533	0.022055	0.047972
0.538994	0.02539	0.032131
0.559456	0.028946	0.020001
0.579918	0.032722	0.011197
0.60038	0.036717	0.0053
0.620841	0.040929	0.001847
0.641303	0.045357	0.000305
0.661765	0.05	0

Tabla B4. Datos de permeabilidades relativas, sensibilidad cinco.

Sw	Krw	Krow
0.252531	0	0.735208
0.272993	8.43E-05	0.643416
0.293454	0.000315	0.559037
0.313916	0.00068	0.481836
0.334378	0.001175	0.411571
0.354839	0.001795	0.347992
0.375301	0.002538	0.290847
0.395763	0.003401	0.239875
0.416224	0.004384	0.194807
0.436686	0.005483	0.155365
0.457148	0.006699	0.121264
0.477609	0.008028	0.092207
0.498071	0.009472	0.067884
0.518533	0.011027	0.047972
0.538994	0.012695	0.032131
0.559456	0.014473	0.020001
0.579918	0.016361	0.011197
0.60038	0.018358	0.0053
0.620841	0.020464	0.001847
0.641303	0.022679	0.000305
0.661765	0.025	0