

**EVALUACIÓN DEL PILOTO DE INYECCIÓN DE AGUA IMPLEMENTADO EN
UN CAMPO DE CRUDO PESADO DE LA CUENCA DE LOS LLANOS
ORIENTALES PARA EL DISEÑO DE ESTRATEGIAS DE OPTIMIZACIÓN DEL
PROCESO**

**ANDRÉS FELIPE ALVARADO HOLGUÍN
JOAN MANUEL BAQUERO BASTO**

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

**EVALUACIÓN DEL PILOTO DE INYECCIÓN DE AGUA IMPLEMENTADO EN
UN CAMPO DE CRUDO PESADO DE LA CUENCA DE LOS LLANOS
ORIENTALES PARA EL DISEÑO DE ESTRATEGIAS DE OPTIMIZACIÓN DEL
PROCESO**

**ANDRÉS FELIPE ALVARADO HOLGUÍN
JOAN MANUEL BAQUERO BASTO**

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

**Director
JUAN MANUEL LEÓN HINESTROSA
Ingeniero de Petróleos**

**Orientador
ADRIANA HENAO BEJARANO
Geóloga**

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

Nota de aceptación

Ing. Danuil Elías Dueñas Criado

Ing. Jorge Andrés Tovar Moreno

Bogotá D.C., Agosto de 2019

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente Institucional y Rector del Claustro

Dr. MARIO POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectora Académica de Posgrados

Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Decano General de Facultad de Ingenierías

Ing. JULIO CÉSAR FUENTES ARISMENDI

Director Programa de Ingeniería de Petróleos

Ing. JUAN CARLOS RODRIGUEZ ESPARZA

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

DEDICATORIA

A Dios por acompañarme en todo momento y darme la fortaleza para salir adelante ante la adversidad.

A mis padres María Holguín y José Alvarado, a quienes les debo todo lo que soy. Gracias por nunca dejar de apoyarme en mis decisiones y por creer siempre en mí.

A mi hermano Manuel, pues jamás olvidaré las palabras que me impulsaron a terminar este proyecto.

A María Fernanda, porque sus palabras de aliento me ayudaron a dar cada uno de los pasos que me llevaron a este gran logro.

A mi gran amigo Manuel Baquero, por depositar su confianza en mí para el desarrollo de este proyecto.

A todas las personas de que de una u otra forma me han acompañado a lo largo de mi formación profesional.

Andrés Felipe Alvarado Holguín

DEDICATORIA

A Dios por darme la voluntad para seguir en todo momento, por la vida que cada día nos otorga y la salud de mi familia.

A mis padres, fuente de mi vida, por apoyarme y enseñarme todo lo que ahora me define como persona, a ellos este logro.

A mi amigo y compañero Andrés, por ser paciente y estar dispuesto a ayudarme.

A todas las personas que con su apoyo hicieron posible el desarrollo de este proyecto.

Esto es solo el comienzo, aún queda mucho por hacer.

Joan Manuel Baquero Basto

AGRADECIMIENTOS

A nuestras familias por siempre tener palabras de aliento para superar todos los obstáculos que se presentaron en el camino.

A nuestro director Ing. Juan Manuel León Hinestroza y nuestra codirectora Ing. Mónica Andrea Satizabal Navarro por brindarnos su voto de confianza, su experiencia y apoyo incondicional durante el desarrollo de este trabajo, sin ellos esto no habría sido posible.

A las ingenieras Camila Andrea Parra Baquero y Paola Andrea López Villamizar por su ayuda desinteresada, atendiendo cada una de nuestras inquietudes con la mejor disposición.

A Ecopetrol S.A por toda la colaboración brindada, y a todos los ingenieros que de una u otra forma pusieron su grano de arena para ayudarnos a alcanzar nuestros objetivos.

A los orientadores de la Fundación Universidad de América, especialmente a la geóloga Adriana Henao Bejarano por su paciencia y dedicación, atendiendo todas nuestras inquietudes y acompañándonos en todo momento.

CONTENIDO

	pág.
RESUMEN	26
INTRODUCCIÓN	27
OBJETIVOS	28
1. GENERALIDADES DE LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES	29
1.1 RESEÑA HISTÓRICA	29
1.2 LOCALIZACIÓN	29
1.3 MARCO GEOLÓGICO	30
1.3.1 Columna estratigráfica	30
1.3.2 Estratigrafía	32
1.3.3 Geología estructural	35
1.3.4 Geología del petróleo	37
1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DE LA CUENCA	38
2. GENERALIDADES DE LA INYECCIÓN DE AGUA Y PARAMETROS ASOCIADOS A SU IMPLEMENTACIÓN EN CRUDOS PESADOS	40
2.1 INYECCIÓN DE AGUA	40
2.1.1 Tipos de inyección	41
2.1.2 Factores que afectan el proceso de inyección de agua	44
2.2 PRINCIPIOS FÍSICOS QUE GOBIERNAN LA INYECCIÓN DE AGUA	47
2.2.1 Propiedades relacionadas a la inyección de agua	47
2.2.2 Desplazamiento de fluidos inmiscibles	67
2.3 DISEÑO DE LA INYECCIÓN DE AGUA	84
2.3.1. Tiempo óptimo para el inicio de la inyección de agua	84
2.3.2 Aspectos claves para inyección de agua en campos de crudo pesado	86
2.3.3 Fuente del agua	87
2.3.4 Selección del patrón de inyección	88
2.3.5 Predicción de la inyección de agua	95
2.4 INYECCIÓN DE AGUA EN YACIMIENTOS DE CRUDO PESADO	96
2.4.1 Digitación viscosa	97

2.4.2 Teoría de inestabilidad	98
2.4.3 Recobro y petróleo residual después de la ruptura	100
2.4.4 Reportes de campos de crudo pesado con inyección de agua	100
3. DESCRIPCIÓN Y ANÁLISIS DEL PILOTO DE INYECCIÓN DE AGUA IMPLEMENTADO EN EL CAMPO DE ESTUDIO	102
3.1 EVALUACIÓN DE TECNOLOGÍAS APLICABLES	102
3.1.1 Análisis del screening e identificación de análogos	102
3.2 ESTUDIO DE FACTIBILIDAD	107
3.2.1 Caracterización de las aguas de la formación para la unidad T2	107
3.3 EVALUACIÓN CONCEPTUAL	110
3.3.1 Análisis de presiones	110
3.3.2 Inicialización del modelo	112
3.3.3 Modelo petrofísico	113
3.3.4 Modelo de fluidos	114
3.4 DISEÑO DEL PILOTO	115
3.4.1 Desarrollo del Piloto	117
3.4.2 Selección de áreas	117
3.5 RESULTADOS DEL PILOTO IMPLEMENTADO	120
3.6 RELACIÓN ENTRE EL VOLUMEN INCREMENTAL DE PETRÓLEO Y EL VOLUMEN POROSO INYECTADO	166
4. IDENTIFICACIÓN DE FACTORES QUE DISMINUYEN LA EFICIENCIA DEL PROCESO DE INYECCIÓN DE AGUA EN EL CAMPO DE ESTUDIO Y DESARROLLO DE ESTRATEGIAS DE OPTIMIZACIÓN DEL PROCESO	170
4.1 TIBCO SPOTFIRE	170
4.2 METODOLOGÍA DE VARIABLES ADIMENSIONALES	170
4.2.1 Inyección de Agua Adimensional (DWI)	172
4.2.2 Factor de Recobro Adimensional (RF)	172
4.2.3 Tasa Efectiva de Inyección (Inj. Th) y Producción (Prod. Th)	173
4.2.4 Relación inyección – producción (IWR) y utilización (Util)	174
4.2.5 Razón de Producción de Petróleo (OPR)	175
4.3 RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN DEL PILOTO DE INYECCIÓN DE AGUA MEDIANTE LA METODOLOGÍA DE VARIABLES ADIMENSIONALES	177
4.3.1 Factor de recobro secundario vs. Inyección de agua adimensional	177

4.3.2 Utilización vs. Inyección de agua adimensional	178
4.3.3 Utilización vs. Tasa efectiva de inyección	178
4.3.4 Tasa efectiva de inyección 2018 vs. Tasa efectiva de inyección 2017	178
4.3.5 Tasa efectiva de inyección 2018 vs. Tasa efectiva de inyección 2017 para cada capa	179
4.3.6 Relación inyección-producción vs. Utilización	179
4.3.7 Razón de producción de petróleo vs. Inyección de agua adimensional	179
4.3.8 Inyección de agua adimensional por patrón y capa – Unidad T2	180
4.4 ANÁLISIS DE RESULTADOS	189
4.4.1 Tasa de inyección de los patrones P-207 y P-208	189
4.4.2 Tipo de fluido inyectado en los patrones P-52 y P-29	193
4.4.3 Espaciamento en los patrones PSW-23 y PSW-30	197
4.4.4 Selectividad de los pozos P-59 y P-60	201
4.4.5 Análisis de selectividad de los patrones P-117 y P-119	208
4.5 ESTRATEGIAS DE OPTIMIZACIÓN DEL PILOTO	213
4.5.1 Prueba de trazadores entre pozos (IWTT)	214
4.5.2 Proceso de conformance químico	215
5. ANALISIS FINANCIERO	218
5.1 ANÁLISIS DE COSTOS OPERATIVOS (OPEX)	218
5.1.1 Costos de prueba de trazadores entre pozos (IWTT)	218
5.1.2 Costos del conformance químico	220
5.1.3 Costos del cambio en la configuración de la sarta del pozo P-119	223
5.2 BENEFICIO ECONÓMICO DE LAS ESTRATEGIAS PROPUESTAS	225
5.2.1 Beneficio económico del conformance químico	225
5.2.2 Beneficio del cambio en la configuración de la sarta del pozo P-119	226
5.3 EVALUACIÓN FINANCIERA DE LAS ESTRATEGIAS PROPUESTAS	229
5.3.1 Relación beneficio-costos	230
6. CONCLUSIONES	233
7. RECOMENDACIONES	235
BIBLIOGRAFÍA	236

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Mapa de localización de la Cuenca de los Llanos Orientales	30
Figura 2. Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca de los Llanos Orientales	31
Figura 3. Perfil geológico generalizado de la Cuenca de los Llanos Orientales	36
Figura 4. Inyección de agua externa o periférica	41
Figura 5. Inyección de agua en un arreglo de 5 pozos	43
Figura 6. Porosidad absoluta, efectiva y no efectiva	48
Figura 7. Mojabilidad para tres sustancias diferentes	50
Figura 8. Tensión superficial para dos fases, gas - petróleo	51
Figura 9. Presión capilar vs. Saturación de agua	52
Figura 10. Histéresis Capilar	54
Figura 11. Variación de la zona de transición con la permeabilidad	55
Figura 12. Comportamiento típico de la permeabilidad relativa para flujo de dos fases	57
Figura 13. Curvas de permeabilidad relativa para sistema gas-petróleo	58
Figura 14. Efecto de histéresis en las curvas de permeabilidad relativa	59
Figura 15. Movilidad para agua y petróleo antes de la ruptura	61
Figura 16. Razón de movilidad vs Tiempo	62
Figura 17. Resultado gráfico del desarrollo del coeficiente de Lorentz	65
Figura 18. Correlación del coeficiente de Lorenz y la variación de permeabilidad	66
Figura 19. Esquema de desplazamiento de petróleo por agua en un canal de flujo	67
Figura 20. Tipos de desplazamiento de dos fluidos inmiscibles en un medio poroso	68
Figura 21. Distribución de los fluidos antes de la inyección	69
Figura 22. Distribución de los fluidos a un determinado tiempo durante la inyección	70
Figura 23. Distribución de los fluidos después de la ruptura	71
Figura 24. Distribución de los fluidos al abandono del proyecto	72
Figura 25. Curva de flujo fraccional en función de la saturación	75
Figura 26. Efecto de la viscosidad del petróleo en la curva de flujo fraccional	76
Figura 27. Efecto del ángulo de buzamiento en la curva de flujo fraccional	77
Figura 28. Efecto de la presión capilar en el flujo fraccional de agua	78
Figura 29. Comparación de las curvas de flujo fraccional según humectabilidad	79
Figura 30. Perfil de saturación de agua según distancia y tiempo	81
Figura 31. Etapas de barrido areal para un arreglo de 5 pozos	82
Figura 32. Relación entre la eficiencia de barrido areal y la relación de movilidad en el momento de la ruptura	82

Figura 33. Eficiencia de barrido vertical	83
Figura 34. Comportamiento del factor volumétrico vs presión del yacimiento	85
Figura 35. Comportamiento de la viscosidad del petróleo vs presión de yacimiento	86
Figura 36. Arreglos de inyección irregulares (Según Rose et al)	89
Figura 37. Arreglos de inyección regulares (Según Craig)	90
Figura 38. Relación d/a en un arreglo de empuje en línea directa	91
Figura 39. Arreglo de empuje en línea alterna	92
Figura 40. Arreglo de 5 pozos	93
Figura 41. Arreglo de 4 pozos	93
Figura 42. Arreglo de 7 pozos	94
Figura 43. Arreglo de 9 pozos normal e invertido	95
Figura 44. Inestabilidad del frente de agua (Viscous Fingering)	97
Figura 45. Recobro a la ruptura como función del número de inestabilidad (Sarma y Bentsen, 1987)	99
Figura 46. Producción de petróleo - Campo Pelican Lake	104
Figura 47. Distribución areal de los sólidos disueltos totales (TDS)	108
Figura 48. Datos del análisis de presión MDT en función del tiempo	110
Figura 49. Definición de bloques del campo de estudio	112
Figura 50. Tipos de roca según valores de radio de garganta de poro	114
Figura 51. Distribución tipo de roca en el tope de la capa T2-40	114
Figura 52. Comparación de VPN y reservas para escenarios de 20 y 10 acres	116
Figura 53. Perfiles de producción e inyección de los pilotos de inyección de agua	118
Figura 54. Distribución esquemática de los patrones en el campo de estudio	119
Figura 55. Patrón de inyección pozo P-29	120
Figura 56. Perfiles de inyección del pozo P-29 a partir de registro ILT	121
Figura 57. Historia de inyección – producción del patrón P-29	122
Figura 58. Distribución de la inyección de agua por capa, pozo P-29	123
Figura 59. Historia de producción del pozo P-55	124
Figura 60. Patrón de inyección P-59, P-60, P-117, P-119, P-207, P-208 y P-209	125
Figura 61. Perfiles de inyección del pozo P-59 a partir de registro ILT	126
Figura 62. Historia de inyección – producción del patrón P-59	127
Figura 63. Distribución de la inyección de agua por capa, pozo P-59	128
Figura 64. Perfiles de inyección del pozo P-60 a partir de registro ILT	129
Figura 65. Distribución de la inyección de agua por capa P-60	129
Figura 66. Historia de inyección y producción del patrón P-60	131
Figura 67. Historia de producción del pozo P-162	131
Figura 68. Perfiles de inyección del pozo P-117 a partir de registro ILT	132
Figura 69. Historia de inyección y producción del patrón P-117	133
Figura 70. Distribución de la inyección de agua por capa, pozo P-117	134
Figura 71. Historia de producción P-121	135
Figura 72. Perfiles de inyección del pozo P-119 a partir de registro ILT	136
Figura 73. Historia de inyección y producción del patrón P-119	137

Figura 74. Historia de inyección P-160	137
Figura 75. Perfiles de inyección del pozo P-207 a partir de registro ILT	138
Figura 76. Historia de inyección y producción del patrón P-207	139
Figura 77. Distribución de la inyección de agua por capa, patrón P-207	140
Figura 78. Perfiles de inyección del pozo P-208 a partir de registro ILT	141
Figura 79. Historia de inyección y producción del patrón P-208	142
Figura 80. Distribución de la inyección de agua por capa, pozo P-208	143
Figura 81. Historia de producción P-27	144
Figura 82. Distribución de la inyección de agua por capa, pozo P-209	145
Figura 83. Perfiles de inyección del pozo P-209 a partir de registro ILT	146
Figura 84. Historia de inyección y producción del patrón P-209	147
Figura 85. Patrón de inyección P-68, P-99 y PSW-40	148
Figura 86. Perfiles de inyección del pozo P-68 a partir de registro ILT	149
Figura 87. Historia de inyección y producción del patrón P-68	150
Figura 88. Distribución de la inyección de agua por capa, pozo P-68	150
Figura 89. Perfiles de inyección del pozo P-99 a partir de registro ILT	152
Figura 90. Historia de inyección y producción del patrón P-99	153
Figura 91. Distribución de la inyección de agua por capa, pozo P-99	154
Figura 92. Perfiles de inyección del pozo PSW-40 a partir de registro ILT	155
Figura 93. Historia de inyección y producción del patrón PSW-40	156
Figura 94. Distribución de la inyección de agua por capa, pozo PSW-40	156
Figura 95. Patrón de inyección PSW-23 y PSW-30	158
Figura 96. Perfiles de inyección del pozo PSW-23 a partir de registro ILT	158
Figura 97. Historia de inyección y producción del patrón PSW-23	159
Figura 98. Distribución de la inyección de agua por capa, pozo PSW-23	160
Figura 99. Historia de producción PSW-7	161
Figura 100. Perfiles de inyección del pozo PSW-30 a partir de registro ILT	162
Figura 101. Historia de inyección y producción del patrón PSW-30	163
Figura 102. Distribución de la inyección de agua por capa, pozo PSW-30	164
Figura 103. Historia de producción PSW-31	165
Figura 104. Patrón de inyección P-52	165
Figura 105. Perfiles de inyección del pozo P-52 a partir de registro ILT	166
Figura 106. Línea de tiempo de los pozos inyectoras asociados al piloto de inyección de agua	167
Figura 107. Relación incremental de petróleo y agua inyectada en la unidad T2 del campo de estudio	169
Figura 108. Factor de recobro secundario (RF sec) vs. Inyección de agua adimensional (DWI)	181
Figura 109. Utilización vs. Inyección de agua adimensional (DWI)	182
Figura 110. Tasa efectiva de inyección (Inj. Th) vs. Utilización	183
Figura 111. Tasa efectiva de inyección 2018 (Inj. Th 2018) vs. Tasa efectiva de inyección 2017 (Inj. Th 2017)	183
Figura 112. Tasa efectiva de inyección 2018 (Inj. Th 2018) vs. Tasa efectiva de inyección 2017 (Inj. Th 2017) por capa - Unidad T2	185
Figura 113. Relación de inyección-producción (IWR) vs. Utilización	186

Figura 114. Razón de producción de petróleo (OPR) vs. Inyección de agua adimensional (DWI)	187
Figura 115. Inyección de agua adimensional por patrón y capa - Unidad T2	188
Figura 116. Comportamiento de la inyección de los pozos P-207 y P-208	190
Figura 117. Comportamiento de producción de los pozos P-212 y P-57	190
Figura 118. Comportamiento de la producción de los pozos P-211 y P-58	191
Figura 119. Comportamiento de la inyección del pozo P-29 en la capa T2_60	194
Figura 120. Comportamiento de producción del patrón P-29	195
Figura 121. Comportamiento de producción del pozo PSW-30	198
Figura 122. Comparativo de respuesta del patrón PSW-30	200
Figura 123. Comparativo de respuesta del patrón PSW-23	201
Figura 124. Configuración de sarta selectiva del pozo P-60	203
Figura 125. Configuración de sarta selectiva del pozo P-59	204
Figura 126. Mapa de electro facies al tope de la capa T2_40	205
Figura 127. Mapa de electro facies al tope de la capa T2_50	206
Figura 128. Mapa de electro facies al tope de la capa T2_60	207
Figura 129. Comportamiento producción-inyección del patrón P-119	209
Figura 130. Configuración de sarta selectiva del pozo P-117	211
Figura 131. Configuración de la sarta selectiva del pozo P-119	211
Figura 132. Determinación de volumen del canal para el pozo P-58	216
Figura 133. Correlación empírica de rendimiento del conformance químico	225

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Porosidad	47
Ecuación 2. Saturación	48
Ecuación 3. Saturación de petróleo móvil (Som)	49
Ecuación 4. Determinación de la permeabilidad relativa	56
Ecuación 5. Número capilar	60
Ecuación 6. Definición de la relación de movilidad (λ)	60
Ecuación 7. Relación de movilidad para un proceso de inyección de agua	61
Ecuación 8. Coeficiente de Lorenz	65
Ecuación 9. Factor de recobro generalizado	72
Ecuación 10. Eficiencia de desplazamiento en presencia de gas	73
Ecuación 11. Flujo fraccional generalizada	74
Ecuación 12. Flujo fraccional en términos de parámetros de yacimiento	74
Ecuación 13. Ecuación de avance frontal de Buckley y Leverett (1942)	80
Ecuación 14. Voidage Replacement Ratio (VRR)	86
Ecuación 15. Inyección de agua adimensional (DWI)	172
Ecuación 16. Factor de recobro (RF)	172
Ecuación 17. Tasa efectiva de inyección (Inj. Th)	173
Ecuación 18. Tasa efectiva de producción (Prod. Th)	173
Ecuación 19. Relación inyección-producción (IWR)	174
Ecuación 20. Utilización (Util)	175
Ecuación 21. Razón de producción de petróleo (OPR)	175
Ecuación 22. Relación beneficio-costo	230

LISTA DE GRÁFICOS

	pág.
Gráfico 1. Evolución de la producción promedio de aceite en kbpd de la Cuenca de los Llanos Orientales	39
Gráfico 2. Selección de la tasa de inyección de agua	117
Gráfico 3. Inyectividad del piloto por capa y patrón en términos de VPI	168
Gráfico 4. Volumen poroso inyectado por patrón en la unidad T2	169

LISTA DE CUADROS

	pág.
Cuadro 1. Ventajas y desventajas de la inyección periférica o externa	42
Cuadro 2. Ventajas y desventajas de la inyección en arreglos o dispersa	44
Cuadro 3. Características del agua de inyección	87

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Datos y criterios empleados para screening de inyección de agua - campo de estudio - T2	103
Tabla 2. Propiedades principales del yacimiento - Campo Pelican Lake	104
Tabla 3. Datos y criterios del Screening de inyección de polímero para la unidad T2 del campo de estudio	105
Tabla 4. Resultados del screening para el campo de estudio - Unidad T2	106
Tabla 5. Compatibilidad fluido - fluido entre las aguas seleccionadas para inyección y el fluido de los pozos	109
Tabla 6. Volúmenes de agua inyectada por capa en el pozo P-29	123
Tabla 7. Volúmenes de agua inyectada por capa en el pozo P-59	127
Tabla 8. Volúmenes de agua inyectada por capa en el pozo P-60	129
Tabla 9. Volúmenes de agua inyectada por capa en el pozo P-117	134
Tabla 10. Volúmenes de agua inyectada por capa en el pozo P-207	139
Tabla 11. Volúmenes de agua inyectada por capa en el pozo P-208	143
Tabla 12. Volúmenes de agua inyectada por capa en el pozo P-209	145
Tabla 13. Volúmenes de agua inyectada por capa en el pozo P-68	150
Tabla 14. Volúmenes de agua inyectada por capa en el pozo P-99	153
Tabla 15. Volúmenes de agua inyectada por capa en el pozo PSW-40	156
Tabla 16. Volúmenes de agua inyectada por capa en el pozo PSW-23	160
Tabla 17. Volúmenes de agua inyectada por capa en el pozo PSW-30	164
Tabla 18. Datos de producción e inyección acumulada por patrón	171
Tabla 19. Datos de producción e inyección acumulados por patrón en un año	174
Tabla 20. Variables adimensionales asociadas a la inyección por patrón	176
Tabla 21. Variables adimensionales asociadas a la producción por patrón	177
Tabla 22. Comparativo de los patrones P-29 y P-52 (Tipo de fluido inyectado)	197
Tabla 23. Variables económicas	218
Tabla 24. Costos de los trazadores requeridos	219
Tabla 25. Costos de servicio IWTT	219
Tabla 26. Determinación del volumen de canal para el patrón P-207	220
Tabla 27. Determinación del volumen de canal para el patrón P-208	220
Tabla 28. Determinación del volumen de canal para el patrón P-60	220
Tabla 29. Costos del proceso de conformance químico para los pozos P-207, P-208 y P-60	222
Tabla 30. Costos de cambio en la configuración de la sarta pozo P-119	223
Tabla 31. Cálculo del volumen incremental de petróleo para cada patrón	226
Tabla 32. Estimación de EV (%) en la zona 1 de inyección del pozo P-119 (Actual)	226
Tabla 33. Estimación de EV (%) en la zona 1 de inyección del pozo P-119 (nueva)	227

Tabla 34. Comparación de EV configuración actual vs. nueva configuración de sarta	228
Tabla 35. Pronósticos de factor de recobro al límite técnico	228
Tabla 36. Determinación del beneficio del cambio en la configuración de la sarta del pozo P-119	229
Tabla 37. Cálculo de liquidación de regalías	230
Tabla 38. Relación beneficio-costos para el proceso de conformance químico	231
Tabla 39. Relación beneficio-costos para el cambio de configuración de sarta del pozo P-119	232

ABREVIATURAS

%	Porcentaje – Por ciento.
API	Instituto Americano del Petróleo.
Bbl	Barril.
BHP	Bottom Hole Pressure – Presión de Fondo.
BPD	Barriles por día.
BO	Barril de petróleo.
BOPD	Barriles de petróleo por día.
BW	Barril de agua.
BWIPD	Barriles de agua inyectados por día.
BWPD	Barriles de agua por día.
cP	Centipoise.
Co	Compresibilidad del petróleo (psi^{-1}).
°F	Grados Fahrenheit.
RF	Factor de recobro de petróleo.
ft	Pies.
ft ²	Pies cuadrados.
h	Espesor neto.
lw	Tasa de inyección de agua.
k	Permeabilidad absoluta.
Kh	Permeabilidad horizontal, mD.
Krg	Permeabilidad relativa al gas, mD.
Kro	Permeabilidad relativa al aceite, mD.
Krw	Permeabilidad relativa al agua, mD.
Kv	Permeabilidad vertical, mD.
MD	Measured Depth - Profundidad medida.
mD	Milidarcy
OOIP	Original Oil in Place
OPEX	Operational expenditures
P	Presión, (psi).
Pb	Presión de burbuja, (psi).
P _{inj}	Presión de inyección.
Ppm	Partes por millón.
Psi	Libras por purgada cuadrada.
PVT	Prueba de presión, volumen y temperatura.
Rs	Razón gas-petróleo en solución.
Sg	Saturación de gas, (Fracción).
So	Saturación de aceite, (Fracción).
Soc	Saturación crítica de petróleo, (Fracción).
Som	Saturación de petróleo móvil, (Fracción).
Sor	Saturación de aceite residual, (Fracción).
Sw	Saturación de agua, (Fracción).
Swc	Saturación de agua connata, (Fracción).

Swirr	Saturación de agua irreducible, (Fracción).
T	Temperatura.
TVD	True Vertical Depth – Profundidad vertical verdadera.
TVDss	True Vertical Depth at Sea Level – Profundidad vertical verdadera a nivel del mar.
μ_o	Viscosidad del petróleo, (cP).
μ_w	Viscosidad del agua, (cP).
Vp	Volumen poroso.
Yo	Gravedad específica del aceite, (Adimensional)
Yw	Gravedad específica del agua, (Adimensional)
ρ_o	Densidad del petróleo, (Lb/ft ³)
ρ_w	Densidad del agua, (Lb/ft ³)
\emptyset	Porosidad, (Adimensional)

GLOSARIO

ANISOTROPÍA: cualidad de un parámetro petrofísico de cambiar su valor al cambiar la dirección de la medición manteniendo fija la posición.

ARENISCA: roca sedimentaria cuyo tamaño de grado varía entre 0,02 y 2 mm. Este tipo de roca está constituido en un 75 por ciento de granos de cuarzo, y en menor proporción por feldespatos y mica clara.

BARRIL: unidad de medición de volumen de un fluido. Un barril es equivalente a 42 galones americanos.

CAMPO: referencia geográfica para la acumulación o grupo de acumulaciones de petróleo en el subsuelo. comúnmente, el término acuñado está relacionado al tamaño económico del mismo.

CAPA: unidad estratigráfica básica de la roca, que permite distinguir en un yacimiento la comunicación hidráulica vertical entre los diferentes tipos de roca presentes.

CONCORDANTE: relación geométrica entre dos unidades estratigráficas que se superponen, donde existe una continuidad en la interfase de las dos capas.

INFRAYACENTE: estrato o roca que reposa por debajo de otra estructura.

CORTE DE AGUA: es la medida de una muestra de líquido de las líneas de producción, de la cual se obtiene la medición de agua libre, sedimentos y emulsiones, los cuales son medidos como un valor porcentual del caudal total producido.

CRUDO PESADO: crudo caracterizado por una viscosidad mayor a 10 cP y una gravedad °API menor a 22.3¹.

CRUDO EXTRAPESADO: crudo caracterizado por una gravedad °API de 10 o menor.

DISCORDANTE: relación geométrica entre dos unidades estratigráficas que se superponen, donde no está establecida una continuidad entre las dos capas asociada a procesos de erosión o no depositación, representando un hiato (tiempo geológico durante el cual no hubo depositación).

¹SCHLUMBERGER. Oilfield glossary. [En línea]. Disponible en: <<https://www.glossary.oilfield.slb.com/en/Disciplines/Heavy-Oil.aspx>> [Citado el 18 de febrero de 2019].

FACIES: conjunto de características presentes en las rocas de una unidad geológica, las cuales permiten identificar las condiciones en las cuales se depositaron los sedimentos que las formaron.

FACTOR DE RECOBRO: porcentaje de la cantidad de petróleo que puede ser recuperado de un yacimiento.

FORMACIÓN: cuerpo rocoso que consta de una continuidad en su litología y a su vez de propiedades físico-químicas similares, las cuales permiten definirlo como una unidad asignada.

RELACIÓN AGUA-PETRÓLEO: es la proporción de petróleo y agua obtenida de la producción de fluidos en un pozo productor, bajo condiciones de presión y temperatura definidos.

HETEROGENEIDAD: cualidad de un parámetro petrofísico de cambiar su valor al cambiar la posición de la medición manteniendo fija su dirección.

MIGRACIÓN: proceso mediante el cual, los hidrocarburos generan un desplazamiento a través de los poros interconectados y/o rupturas y cavernas presentes en las rocas que conforman el subsuelo.

MISCIBILIDAD: propiedad de dos líquidos para mezclarse en todas las proporciones posibles, formando una solución homogénea.

MOVILIDAD: facilidad con la que un fluido se desplaza en el yacimiento. Puede ser calculada como la relación entre la permeabilidad efectiva de la roca a un fluido y la viscosidad del mismo².

PERMEABILIDAD: propiedad intrínseca de la roca, la cuantifica la tortuosidad de un sistema rocoso, referente al flujo de fluidos a través de él.

POROSIDAD: capacidad de almacenamiento de fluidos en una roca.

PRESIÓN CAPILAR: diferencia de presión a través de la interfase que separa dos fluidos inmiscibles, cuando están en contacto en un medio poroso.

RAZÓN DE MOVILIDAD: cociente de la movilidad de la fase desplazante y la movilidad de la fase desplazada. En caso de ser mayor a uno, las condiciones de movilidad serán favorables para el fluido desplazante, generando una baja eficiencia de barrido.

² CABRERA, Jonathan, et al. Análisis y propuestas de mejora de proyectos de inyección de agua ejecutados en reservorios de diversas características. Escuela Superior Politécnica del Litoral. Ecuador. p. 2.

RECOBRO PRIMARIO: método por el cual un yacimiento produce hidrocarburo a través de la condición natural de flujo natural o artificial ayudado por tecnologías de sistema de levantamiento artificial.

RECOBRO SECUNDARIO: la tecnología que busca aumentar la tasa de petróleo producido, así como lograr una restitución de la presión del yacimiento a través de la inyección de agua y gas.

RESERVAS: volumen de petróleo que puede ser extraído por las técnicas convencionales y no convencionales de extracción de petróleo de manera rentable.

SATURACIÓN: fracción volumétrica de los fluidos presentes en el yacimiento a una determinada profundidad.

SUPRAYACENTE: estrato o roca que reposa por encima de otra estructura.

VISCOSIDAD: es una medida de la resistencia que presenta un fluido a fluir.

YACIMIENTO: estructura geológica de volumen limitado, con acumulación natural de hidrocarburos en estado líquido y/o gaseoso.

RESUMEN

La recuperación de petróleo mediante la inyección de fluidos en el yacimiento ha sido uno de los métodos de recobro con mayor impacto en el incremento de la producción de petróleo a nivel mundial. De acuerdo a los requerimientos operacionales y condiciones bajo las cuales se encuentre un yacimiento, se llevan a cabo operaciones de inyección de agua o gas. El primero, ya sea de forma externa o interna, tiene como finalidad recuperar el petróleo remanente al generar un barrido físico del medio poroso, desplazando el crudo hacia los pozos productores asociados al pozo inyector. A pesar de esto, para aplicar esta tecnología de recobro es necesario considerar una serie de parámetros que permitan respaldar su desarrollo en el campo.

Proyectos como este pretenden evaluar los diferentes parámetros involucrados en el desarrollo del piloto de inyección de agua realizado en un campo de crudo pesado ubicado en la Cuenca de los Llanos Orientales, para el diseño de estrategias de optimización del proceso, de forma previa a la fase de expansión de esta tecnología.

En primer lugar, se realiza la descripción geológica del campo de estudio, seguido del fundamento teórico que permite comprender de mejor forma los factores a considerar en la ejecución de proyectos de inyección de agua. Por otro lado, se presenta el comportamiento de 14 patrones de inyección de acuerdo a la distribución obtenida de registros ILT y a la respuesta en la producción de los pozos asociados a cada uno de ellos. La comprensión de esta información se desarrolla mediante la metodología de variables adimensionales propuesta por Simmons y Falls, la cual permite identificar los factores que afectan la eficiencia del piloto de inyección de agua en el campo de estudio, y facilita el desarrollo de estrategias de mejora.

Mediante el análisis de costos operativos (OPEX) y a través de la relación costo – beneficio se evidencia la viabilidad de las estrategias propuestas y el beneficio que trae consigo su aplicación en el campo de estudio.

Palabras clave: eficiencia vertical, espaciamiento, inyección de agua, recobro, selectividad, utilización, yacimiento.

INTRODUCCIÓN

El proceso de explotación de hidrocarburos en cualquier yacimiento se realiza mediante diferentes etapas de desarrollo. Generalmente, la primera etapa se lleva a cabo a partir de la energía natural del yacimiento, logrando que dicha energía se encargue de llevar los fluidos del yacimiento hasta la superficie. Sin embargo, a medida que la presión en fondo disminuye, es necesario recurrir a sistemas de levantamiento artificial, los cuales aportan la energía necesaria al pozo para que la producción de fluidos continúe. Una vez el yacimiento no cuenta con la energía suficiente para aportar fluidos, se recurre a métodos de recuperación secundaria, que permiten mantener la presión en el yacimiento y desplazar los fluidos remanentes hacia los pozos productores.

En el caso del campo de estudio, el desarrollo de la recuperación secundaria del hidrocarburo comenzó mediante la implementación de un plan piloto de inyección de agua a finales de 2014, conformado por 13 patrones de inyección. Si bien la respuesta de los pozos productores de primera línea fue favorable desde el inicio de la inyección, a 5 años del inicio de la operación se hace necesaria la evaluación de su desempeño con el fin de crear estrategias de optimización que permitan el mejoramiento del plan de desarrollo del campo.

Por tal razón, el objetivo principal del siguiente trabajo es evaluar el comportamiento del piloto de inyección implementado en el campo de estudio mediante la metodología de variables adimensionales de Simmons y Falls, la cual permite evaluar un proceso de inyección de agua a partir parámetros como el volumen de agua inyectado, el espaciamiento, el factor de recobro secundario, la tasa de inyección, el tipo de fluido inyectado, entre otros.

Esta metodología propone la realización de una serie de gráficos de monitoreo, que permiten evaluar el rendimiento actual de cada uno de los patrones de inyección, identificando aquellos factores que disminuyen la eficiencia del proceso de inyección. A partir de los resultados obtenidos, se podrán generar diferentes estrategias enfocadas en la optimización del proceso de recuperación en la etapa actual y en futuros planes de expansión.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Evaluar el piloto de inyección de agua implementado en un campo de crudo pesado de la Cuenca de los Llanos Orientales para el diseño de estrategias de optimización del proceso.

OBJETIVOS ESPECIFICOS

- ✓ Enunciar las generalidades y geología del campo de crudo pesado de la Cuenca de los Llanos Orientales operado por Ecopetrol S.A.
- ✓ Describir las generalidades de la inyección de agua y los parámetros asociados a su implementación en campos de crudo pesado.
- ✓ Analizar el piloto de inyección de agua implementado en el campo de estudio y los resultados obtenidos durante su ejecución, mediante diferentes parámetros asociados a la eficiencia del proceso.
- ✓ Identificar los factores técnicos de mayor incidencia en la disminución de la eficiencia del piloto de inyección de agua.
- ✓ Proponer estrategias de optimización del piloto de inyección de agua, a partir de un estudio de sensibilidades (tasas de inyección, tipo de patrón, espaciamiento, volumen poroso inyectado) según aplique al campo de estudio.
- ✓ Evaluar financieramente las estrategias de optimización propuestas mediante el indicador relación beneficio/costo.

1. GENERALIDADES DE LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

A continuación, se describen las características de la cuenca de los llanos orientales relacionada a información concerniente a su localización, marco geológico, actividades de exploración en los últimos años e historia de producción.

1.1 RESEÑA HISTÓRICA

La Cuenca de los Llanos Orientales ha tenido gran importancia en el desarrollo económico del país. Esta no solo se conoce por su alto potencial agrícola sino también por sus grandes reservas de petróleo. Los primeros indicios de su potencial hidrocarburífero datan de la década de 1930, sin embargo, es hasta 1950 que se realizan las primeras actividades exploratorias. En ese entonces la compañía Texas Petroleum Company, mejor conocida como Texaco, realizó la perforación del pozo Guavio – 1 en el Piedemonte llanero con la esperanza de generar una alta producción de aceite, pero las condiciones no fueron favorables y el proyecto no tuvo los resultados esperados.

Con los primeros resultados de la Cuenca en temas de exploración y producción, parecía no haber un futuro prominente para la industria en esta zona del país, sin embargo, tras el descubrimiento del campo Caño Limón (Arauca) en la década de 1970, con un estimado de 1.2 billones de barriles en sus reservas, y de los campos Cusiana y Cupiagua (Casanare) en la década de 1980 se dio inicio al Boom petrolero en esa zona del país.

Sumado a estos importantes hallazgos, se dieron también descubrimientos de reservas de crudo en dos campos importantes de la cuenca, tal como Castilla y Chichimene, también en los años 70's. A partir de estos acontecimientos el desarrollo petrolero de la Cuenca de los Llanos Orientales para el año 2010 dio como resultado la explotación de recursos en 81 campos menores, 2 campos gigantes y 3 campos mayores³ mediante contratos de asociación con compañías extranjeras como Occidental, British Petroleum, Shell, Triton y Chevron, las cuales han destacado por sus éxitos en la industria, y han trabajado de la mano con Ecopetrol, la principal compañía en representación del Estado colombiano.

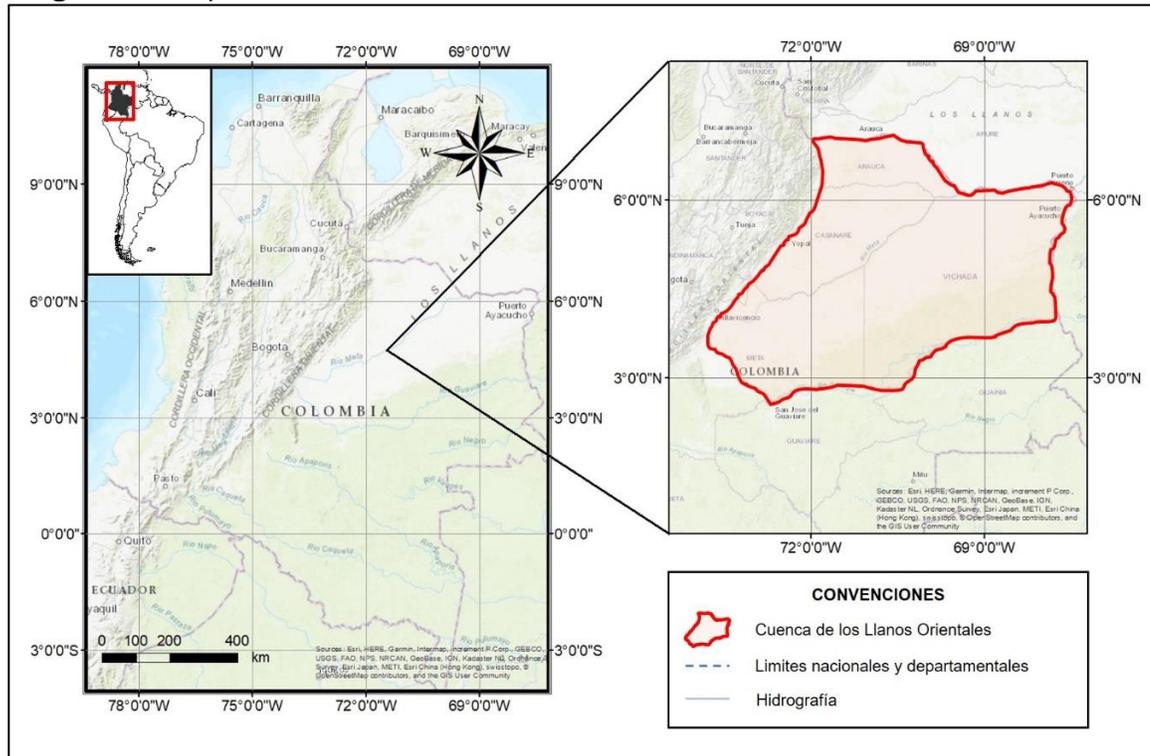
1.2 LOCALIZACIÓN

La Cuenca de los Llanos Orientales se ubica en el territorio colombiano al oriente de la Cordillera de los Andes como se puede observar en la **Figura 1**, cubriendo un área aproximada de 225,603 km² (22'560,324 Ha) en seis de los 32 departamentos de Colombia: Arauca, Casanare, Guainía, Guaviare, Meta y Vichada. Limita al Norte con la cuenca Apure – Barinas ubicada en el territorio venezolano, pero separada

³ ANH. Llanos Orientales Open Round Colombia. 2010. p. 1.

de esta por el límite internacional de Colombia con Venezuela; al Sur con la Serranía de La Macarena y el Arco del Vaupés; al Occidente con el sistema de fallas de Guaicaramo y la Cordillera Oriental; al Oriente con el Escudo de Guyana.

Figura 1. Mapa de localización de la Cuenca de los Llanos Orientales.



Fuente: elaboración propia.

1.3 MARCO GEOLÓGICO

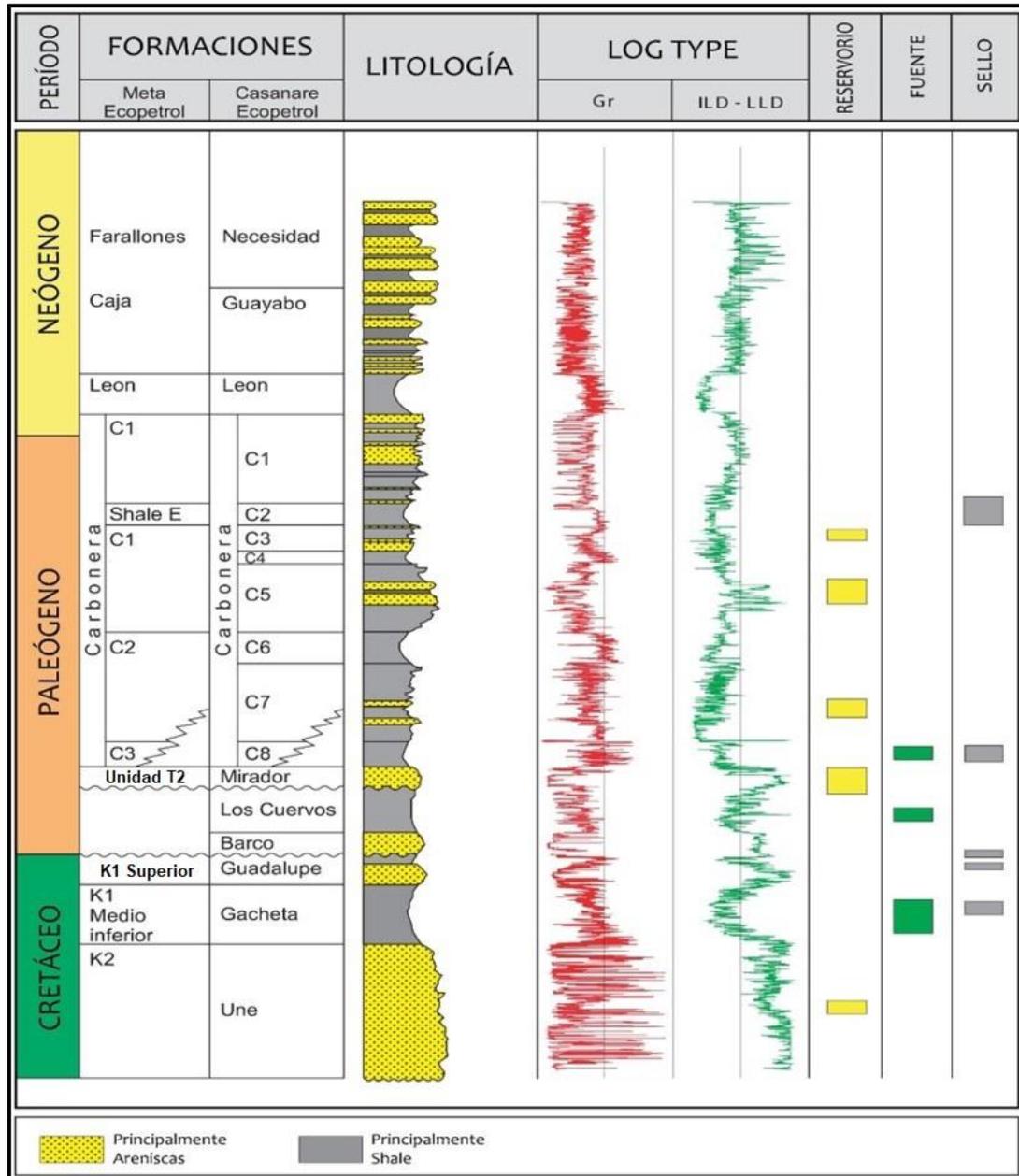
En esta sección se describen las formaciones geológicas que hacen parte de la columna estratigráfica generalizada de la Cuenca de los Llanos Orientales, así como la geología estructural y la geología del petróleo.

1.3.1 Columna estratigráfica. Las formaciones geológicas que conforman la Cuenca de los Llanos Orientales datan de la era paleozoica, tiempo en el cual, se formó un margen de convergencia entre la placa proto pacífica y el límite occidental del continente Gondwana; mediante la subducción de dicha placa bajo el continente y la generación de arcos magmáticos⁴. Adicionalmente, el Paleozoico temprano

⁴ ANH. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. 2012. p. 34.

estuvo dominado por la depositación de sedimentos siliciclásticos sobre el basamento cristalino del Precámbrico bajo un ambiente marino⁵, **Figura 2**.

Figura 2. Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca de los Llanos Orientales.



Fuente: BARRERO, Darío. et al. Colombian Sedimentary Basins. ANH. 2007. p. 70. [Consultado el 6 de febrero de 2019].

⁵ BARRETO, Darío et al. Colombian Sedimentary basins. Nomenclature boundaries and petroleum geology, a new proposal. Agencia Nacional de Hidrocarburos. 2007. p. 67.

En la **Figura 2**, se muestran las formaciones que conforman la Cuenca de los Llanos Orientales, iniciando con la Formación Une (Unidad K2) que data del Cretáceo, y finalizando con la Formación Necesidad perteneciente al periodo Neógeno (Terciario). La columna estratigráfica en mención ha sido de gran relevancia para el desarrollo de la industria de los hidrocarburos en Colombia durante los últimos 40 años.

1.3.2 Estratigrafía. A continuación, se realiza una breve descripción de cada una de las formaciones que conforman la Cuenca de los Llanos Orientales a partir de su tiempo de deposición.

1.3.2.1 Formación Une. Edad Cretácico Superior, Albiano – Cenomaniano⁶. Formación constituida principalmente por una secuencia de areniscas cuarzosas con pequeñas intercalaciones de lutitas y limolitas carbonosas⁷. Dicha formación se depositó en un ambiente de canales fluviales entrelazados, como resultado del apilamiento de ciclos grano decrecientes de areniscas de grano grueso a medio cementados por sílice. Su estratificación es cruzada planar y su espesor en general, muestra un crecimiento hacia el Nororiente, alcanzando cerca de 650 pies en la zona del Piedemonte Llanero. Posee un contacto suprayacente con la Formación Gachetá de tipo concordante y un contacto infrayacente con el basamento de tipo discordante.

1.3.2.2 Formación Gacheta. Edad Cretácico Superior, Turoniano – Coniaciano - Santoniano⁸. Formación constituida principalmente por una secuencia de lutitas grisáceas con pequeñas trazas de areniscas, las cuales presentan contenido variable de glauconita; y ocasionalmente presenta niveles calcáreos menores. La depositación de esta formación ocurrió en un ambiente marino predominante. Su espesor ronda los 200 a 400 pies. Posee un contacto suprayacente con la Formación Guadalupe de tipo concordante y un contacto infrayacente con la Formación Une también de tipo concordante.

1.3.2.3 Formación Guadalupe. Edad Cretácico Superior, Coniaciano Superior – Maestrichtiano⁹. Formación constituida principalmente por grandes areniscas con intercalaciones de lutitas y pequeñas capas de carbón en algunas regiones. Su ambiente de depositación corresponde a depósitos litorales de origen deltaico, donde el continente gana terreno con respecto al mar (progradación). Su espesor varía entre los 130 a 350 pies. Posee un contacto suprayacente con la Formación Barco de tipo discordante y un contacto infrayacente con la Formación Gachetá de tipo concordante. La unidad K1 superior se correlaciona litológicamente con esta formación.

⁶ JULIVERT, M. Léxico estratigráfico. Capítulo Colombia. Volumen 5. Fascículo 4^a. 1968. p. 460.

⁷ ANH. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. 2012. Óp. Cit., p. 48.

⁸ JULIVERT. Óp. Cit., p. 251.

⁹ Ibid., p. 265.

1.3.2.4 Formación Barco. Edad Paleoceno. Paleoceno Temprano¹⁰. Formación constituida por areniscas masivas, intercaladas por lutitas y arcillolitas con grano fino a grueso. Su ambiente de depositación es continental-fluvial con pequeños intervalos de lodolitas de llanura de inundación. Su espesor varía entre 250 a 650 pies en las secciones alcanzadas por varios pozos. Posee un contacto suprayacente con la Formación Los Cuervos de tipo concordante y un contacto infrayacente con la Formación Guadalupe de tipo discordante.

1.3.2.5 Formación Los Cuervos. Edad Eoceno. Paleoceno Tardío – Eoceno Temprano¹¹. Formación constituida por lutitas grisáceas intercaladas con limolitas micáceo-carbonosas, areniscas de grano fino y carbones. Su ambiente de depositación es fluvial y su espesor varía entre 800 al Noroeste del domo Esperanza, y 1,600 pies en el anticlinal de Río de Oro en cercanías de Puerto Barco. Posee un contacto suprayacente con la Formación Mirador de tipo discordante y un contacto infrayacente con la Formación Barco de tipo concordante.

1.3.2.6 Formación Mirador. Edad Eoceno, Eoceno Medio¹². Como se observa en la columna estratigráfica generalizada, las areniscas de esta formación constituyen uno de los reservorios de la cuenca debido a sus buenas propiedades petrofísicas. La Formación Mirador es un conjunto de areniscas masivas granos decrecientes, es decir, con granos de mayor tamaño en la base que se vuelven más finos hacia el tope, típicas de un ambiente de deposición tipo fluvial. Esta Formación cuenta con un espesor que varía entre 534 a 1,312 pies. Posee un contacto infrayacente con la Formación Los Cuervos de tipo discordante y un contacto suprayacente con la Formación Carbonera de tipo concordante. La unidad T2, asociada al yacimiento de estudio, esta correlacionada litológicamente con esta formación.

1.3.2.7 Formación Carbonera. Edad Eoceno, Eoceno Tardío – Oligoceno Temprano¹³. Dividida por Elf Aquitaine en 8 unidades diferentes (C1 – C8) de acuerdo a los procesos de deposición, la Formación Carbonera es una espesa secuencia litológica correspondiente a depósitos de un mar epicontinental poco profundo. Las unidades impares (C1, C2, C3, C5 y C7) son arenosas, caracterizadas por procesos regresivos, y las unidades pares (C2, C4, C6, y C8) son predominantemente arcillosas y lutíticas generadas por procesos transgresivos. Posee un contacto infrayacente con la Formación Mirador de tipo concordante y un contacto suprayacente con la Formación León también de tipo concordante.

• **Unidad C8:** el contacto con el tope de la Formación Mirador relaciona los procesos transgresivos que continuaron en la unidad C8. Presenta un espesor

¹⁰ DE PORTA, J. Léxico Estratigráfico Internacional. 1974. p. 83.

¹¹ Ibid., p. 335.

¹² Ibid., p. 40.

¹³ Ibid., p. 114.

variable que va desde los 50 ft en el borde oriental de la cuenca hasta más de 400 ft a lo largo de la cordillera de Los Andes¹⁴.

- **Unidad C7:** compuesta de areniscas de grano fino a medio depositadas en tres tipos de ambientes sedimentarios: marino somero, deltaico y continental. En ocasiones presenta un tamaño de grano conglomerático e intercalaciones de arcillolitas grises a verdes.

- **Unidad C6:** secuencia homogénea de lutitas de tonalidades grises depositadas en un ambiente continental marino somero. Su espesor promedio es de 100 a 150 pies en la zona central de la cuenca.

- **Unidad C5:** es una intercalación de arcillolitas y areniscas poco consolidadas en su mayoría de tamaño de grano medio, ocasionalmente con presencia de glauconita, un mineral presente en rocas sedimentarias con presencia de material orgánico.

- **Unidad C4:** alternancia de areniscas, limolitas y lutitas principalmente. Según la ANH, su espesor promedio se encuentra entre 150 y 300 pies en la parte central de la cuenca. Sin embargo, existen registros en el Piedemonte Llanero, donde esta unidad alcanza espesores superiores a los 700 pies¹⁵.

- **Unidad C3:** esta unidad está compuesta por intercalaciones de areniscas de tamaño fino a grueso con algunos pies de limolitas y arcillolitas de tonalidad gris verdosa. En ocasiones la secuencia presenta niveles carbonosos.

- **Unidad C2:** Esta secuencia también es conocida como “Shale E”. la secuencia es una sección homogénea compuesta en su mayoría por lutitas grises y algunas limolitas. Como menciona la ANH, después de la formación León, este es el sello mejor desarrollado de la cuenca. Su espesor se encuentra entre 100 a 200 pies en la parte media de la cuenca, con un crecimiento hacia la parte suroccidental de la misma, alcanzando los 900 pies¹⁶.

- **Unidad C1:** la última secuencia de la Formación Carbonera, sellada en la parte superior por las lutitas de la Formación León. Es una alternancia de areniscas separadas por secuencias delgadas de limolitas oscuras y lutitas grises.

1.3.2.8 Formación León. Edad Mioceno, Oligoceno Tardío - Mioceno Temprano¹⁷. Esta formación es el resultado de la última irrupción de los mares terciarios en el desarrollo de la cuenca. Compuesta principalmente por capas gruesas de lutitas

¹⁴ ANH. Cuenca Llanos Orientales. 2012. p. 50.

¹⁵ ANH. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. 2012. Óp. Cit., p. 51.

¹⁶ Ibid., p. 52.

¹⁷ Ibid., p. 325.

que actúan como sello en el sistema petrolífero. De acuerdo con observaciones geológicas a lo largo de la cuenca, los máximos espesores de la formación León pueden encontrarse en pozos petroleros de los sectores Chaparral – 1 con más de 2,500 ft y Arauca – 1 con aproximadamente 1,980 ft de espesor¹⁸; también, en la zona suroeste de la cuenca la geología resulta algo confusa en esta formación debido a altos contenidos de arenas, lo que indica un cambio en el ambiente de deposición que originalmente es de tipo marino somero. Posee un contacto infrayacente con la Formación Carbonera de tipo concordante y un contacto suprayacente con la Formación Guayabo también de tipo concordante.

1.3.2.9 Formación Guayabo. Edad Mioceno, Mioceno Tardío¹⁹. Como se observa en la columna estratigráfica generalizada, la Formación Guayabo es una secuencia sedimentaria de arcillolitas con tonalidades grises a pardo rojizos y areniscas mal seleccionadas que varían de tamaños de grano muy finos a gruesos, aunque presenta también conglomerados ocasionalmente a lo largo de la secuencia. En la base de la unidad se tiene un origen marino y hacia el tope se presenta una influencia marino fluvial a continental como resultado del levantamiento y erosión de la Cordillera Oriental²⁰. Su espesor varía entre 1,150 a 3,100 pies. Posee un contacto infrayacente con la Formación León de tipo concordante y un contacto suprayacente con la Formación Necesidad también de tipo concordante.

1.3.2.10 Formación Necesidad. Edad Plioceno – Pleistoceno del periodo Neógeno²¹. Formación constituida por una secuencia de conglomerados poco consolidados en una matriz arcillo arenosa, depositados en un ambiente continental, con intercalaciones de areniscas de grano fino a grueso y arcillas en menor proporción. Su espesor promedio se ha estimado en 400 pies, aunque actualmente se desconoce un valor preciso. Posee un contacto infrayacente con la Formación Guayabo de tipo concordante.

1.3.3 Geología estructural. La Cuenca de los Llanos Orientales se encuentra limitada a lo largo de su extensión por un conjunto de fallas de tipo compresional conocido como Sistema del Piedemonte Llanero o Sistema de Fallas de Guaicaramo, asociado a la reactivación de antiguas fallas originadas durante un periodo extensivo de las edades Jurásico y Cretácico. Esta cuenca se compone de holgados anticlinales y sinclinales acotados por fallas inversas con tendencia Noreste y buzamiento de 60° al Oeste con fallamiento normal escalonado²².

¹⁸ ANH. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. 2012. Óp. Cit., p 52.

¹⁹ DE PORTA. Óp. Cit., p. 260.

²⁰ SATIZABAL, Mónica. ZAMORA, Carlos. Viabilidad Técnica del Uso del Desecante Sílica Gel para el Tratamiento de los Cortes de Perforación Base Agua en un Campo de la Cuenca de los Llanos Orientales. 2012. p. 39.

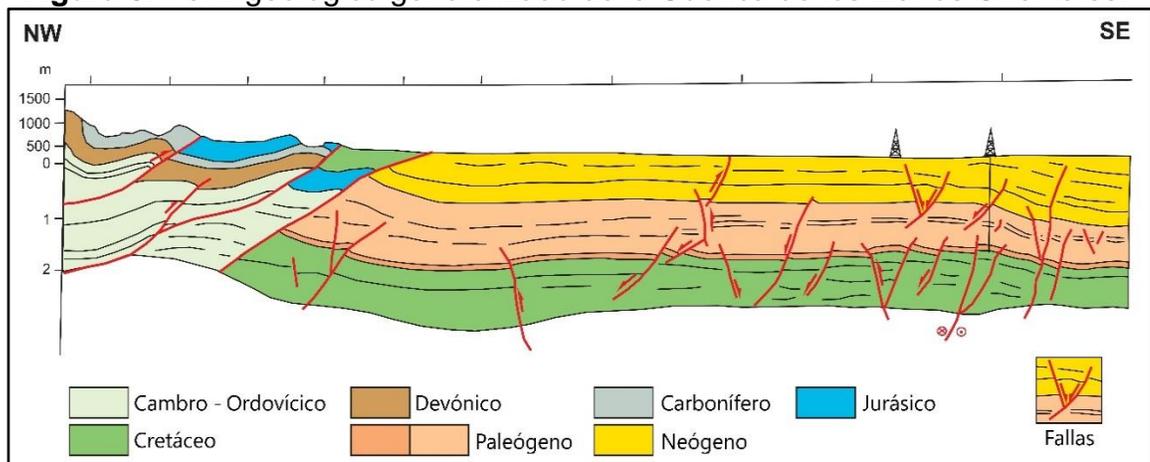
²¹ DE PORTA. Óp. Cit., p. 380.

²² MIRANDA, Jordy. MOLINA, Daniel. Evaluación técnico-financiera de la inyección continua solvente-polímero mediante simulación numérica para un área piloto del Campo Chichimene. 2017. p. 40.

Según Pacific Rubiales²³, la estructuración de los monoclinales y anticlinales que permitieron la acumulación de hidrocarburos en la cuenca se produjo durante la Orogenia Andina. Según Flórez²⁴, la Orogenia Andina ocurrió a finales del Cretáceo y se caracterizó por fuertes movimientos orogénicos que significaron el levantamiento de los Andes colombianos. Como consecuencia, se acentuaron las unidades morfo estructurales existentes en el Cretáceo y terciario inferior y generó otras nuevas. Las diferentes estructuras y campos existentes se presentan desde el Piedemonte Llanero hasta el escudo de Guyana.

Según información recopilada por la ANH²⁵, la cuenca de los Llanos Orientales corresponde a la superposición de varias cuencas de edades diferentes. La lito estratigrafía regional de la cuenca está representada por rocas precámbricas del basamento, paleozoicas, mesozoicas y cenozoicas, separadas por tres grandes discordancias regionales, localizadas en la base del Paleozoico, Cretáceo Superior y Eoceno Medio. En la **Figura 3**, se presenta el perfil geológico esquematizado de la cuenca, donde se relaciona el tiempo geológico en el cual se depositaron cada una de sus capas.

Figura 3. Perfil geológico generalizado de la Cuenca de los Llanos Orientales.



Fuente: BARRERO, Darío. et al. Colombian Sedimentary Basins. ANH. 2007. p. 40. [Consultado el 6 de febrero de 2019].

Según Miranda¹⁷, a partir de varios análisis estructurales realizados por Chevron y evaluados por Ecopetrol, se determinó que existe una diferencia de espesor entre las rocas cretáceas ubicadas en el bloque colgante y las rocas del piso de la falla principal, la cual presenta un desplazamiento vertical de 400 pies. Esta diferencia

²³ PACIFIC RUBIALES ENERGY, Informe Técnico Anual Bloque CPO-14. 2010. p. 14.

²⁴ FLÓREZ, Antonio. Colombia: evolución de sus relieves y modelados. 2003. p. 41-45.

²⁵ ANH. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. 2012. Óp. Cit., p. 41.

es el resultado de una inversión estructural relativamente reciente a partir del marco extensional de edad cretácica.

1.3.4 Geología del petróleo. En esta sección se explica brevemente cada uno de los elementos que conforman el sistema petrolífero de la Cuenca de los Llanos Orientales.

1.3.4.1 Roca generadora. Las rocas que dieron origen a los hidrocarburos en la Cuenca de los Llanos Orientales están representadas principalmente por las lodolitas de la formación Gachetá y en menor grado por lutitas de las formaciones Los Cuervos y Carbonera.²⁶ Dadas las características geoquímicas, la Formación Gachetá cuenta con un TOC (Total Organic Carbon) que varía entre el 2% y el 14% en un ambiente de temperaturas máximas de 420°C a 450°C, condiciones adecuadas para la generación de kerógeno tipo II y III. La Formación Barco – Los Cuervos presenta un TOC con valores entre el 1% y 8% y la Formación Carbonera, donde se considera el nivel C8 como roca generadora secundaria, presenta un TOC que va del 1% al 6.5% de acuerdo a análisis geoquímicos.

1.3.4.2 Roca almacenadora. Las rocas almacenadoras de hidrocarburos están constituidas por areniscas de las formaciones Carbonera (unidades C3, C5, y C7), Barco, Guadalupe, Mirador y Une, cada una con características adecuadas que las convierten en reservorios ideales. Las porosidades para este grupo de formaciones varían entre el 2% y el 25%. Adicionalmente, el espesor promedio incrementa hacia el oeste, alcanzando los 180 pies. En esa misma dirección la porosidad promedio se reduce hasta llegar al 10%. En las rocas almacenadoras se puede encontrar crudo con una gravedad API en un rango entre 12 a 42 °API²⁷.

1.3.4.3 Migración. Se consideran dos pulsos de migración que dieron lugar a la acumulación de hidrocarburos en la roca almacenadora: el primero de ellos durante el Eoceno tardío – Oligoceno, periodo conocido también como Orogenia Preandina, y el segundo en el Mioceno medio, después de la Orogenia Andina²⁸.

1.3.4.4 Roca sello. Las lutitas de la Formación León y Carbonera, miembros C2, C4, C6 y C8, constituyen la roca sello, aunque también se consideran las lutitas cretácicas de las Formaciones Gachetá y Guadalupe como sellos intraformacionales²⁹.

1.3.4.5 Trampa. Las trampas geológicas presentes en la Cuenca de los Llanos Orientales son de tipo estructural. Los pliegues que funcionan como trampas se

²⁶ SGC. Compilación de la Cuenca de los Llanos Orientales. 2014. p. 19.

²⁷ BARRETO. Óp. Cit. p. 71.

²⁸ ANH. Evaluación del Potencial Hidrocarburífero de las Cuencas Colombianas, Informe Ejecutivo. 2009. p 58.

²⁹ ANH, Llanos Orientales Open Round Colombia, 2010.

generaron de cinco formas diferentes: por propagación de falla, por fallas en zonas triangulares, por fallas invertidas, por fallas de desgarre y por fallas antitéticas.

Para un mayor entendimiento de los entrampamientos que ocasionaron la acumulación de hidrocarburos en esta zona de Colombia se han definido cinco provincias estructurales:

- **Arauca:** caracterizada por fallas de rumbo generadas durante el Oligoceno y plegamientos suaves que forman los entrampamientos.
- **Casanare:** pequeños movimientos de rumbo y fallas antitéticas reactivadas en el Mioceno junto con trampas estratigráficas tipo barras y canales forman el conjunto de trampas.
- **Meta:** pliegues suaves, trampas estratigráficas y fallas de rumbo forman las trampas principales.
- **Piedemonte:** predominan cabalgamientos y pliegues como trampas de hidrocarburos.
- **Vichada:** las trampas fueron originadas por fallas normales entre dos épocas geológicas diferentes, el Mioceno y el Plioceno.

1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DE LA CUENCA

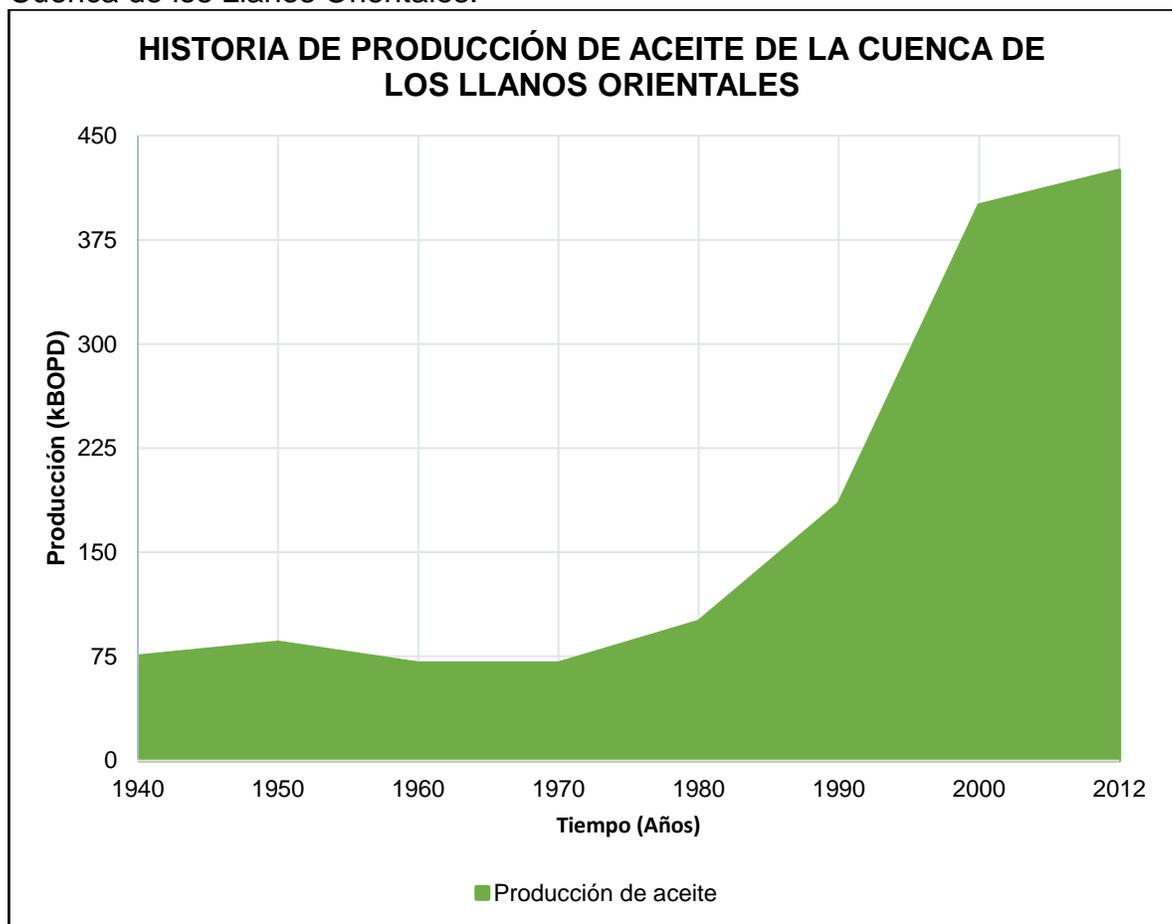
La Cuenca de los Llanos Orientales ha sido una de las cuencas de mayor relevancia en cuanto a prospectividad de recursos hidrocarburíferos se refiere, pues a pesar de que el petróleo original in situ estimado para Colombia en el 2010 es cercano a los 53 billones de barriles de petróleo, algunos estudios consideran que esta cuenca por sí sola aún puede contener cerca de 124,000 millones de barriles no descubiertos³⁰, lo que sin duda alguna significaría un cambio de 180 grados en el panorama energético del país.

Esta Cuenca cuenta con una extensión areal cercana a los 220,000 km², de los cuales 153,000 km² corresponden al área de prospectividad de crudos pesados. Por otra parte, la producción diaria promedio ronda los 425 kBOPD, de los cuales 187 kBOPD corresponden a crudos pesados, 121 kBOPD son de crudos medianos y 116 kBOPD son de crudos livianos. Como lo menciona Valencia, para el año 2012 esta cuenca contaba con 145 campos y un poco más de 2,430 pozos, es decir, con aproximadamente el 41% de los campos activos totales del país.

³⁰ ANH. Llanos Orientales Open Round Colombia. 2010.

Con relación a la producción histórica acumulada, la Cuenca de los Llanos Orientales cuenta con dos campos gigantes como lo son Caño Limón y Rubiales, cuatro campos mayores entre los cuales destacan Apiay, Castilla, Chichimene, Cusiana-Cupiagua, y más de 80 campos menores como lo son Capachos, Cascabel, Carupana, Cuerva, Gibraltar, Huron, Ramiriqui Tamara, Tangara, Tocoragua, entre otros³¹. El **Gráfico 1** muestra el comportamiento que ha presentado la producción de aceite de la Cuenca desde inicios de los años 40, hasta el 2012.

Gráfico 1. Evolución de la producción promedio de aceite en kBOPD de la Cuenca de los Llanos Orientales.



Fuente: SATIZABAL, Mónica. ZAMORA, Carlos. Viabilidad Técnica del Uso del Desecante Sílica Gel para el Tratamiento de los Cortes de Perforación Base Agua en un Campo de la Cuenca de los Llanos Orientales, 2012. p. 42. [Consultado el 12 de febrero de 2019.]

³¹ SATIZABAL. Óp. Cit., p. 41.

2. GENERALIDADES DE LA INYECCIÓN DE AGUA Y PARAMETROS ASOCIADOS A SU IMPLEMENTACIÓN EN CRUDOS PESADOS

A continuación, se presentan los conceptos y conocimientos relacionados al proceso de inyección de agua como método de recuperación secundaria de petróleo y los parámetros asociados a su implementación en campos de crudo pesado.

2.1 INYECCIÓN DE AGUA

La inyección de agua fue descubierta de manera accidental a finales del siglo XIX en la ciudad de Pithole, Pennsylvania, cuando el agua proveniente de varias arenas acuíferas someras, se desplazó a través de las formaciones petrolíferas, ingresando al intervalo productor de los pozos perforados y así, incrementando la producción de aceite en los pozos aledaños. Para ese momento se pensaba que la única función de la inyección de agua era mantener la presión del yacimiento, sin embargo, tras observaciones detalladas, se concluyó que el movimiento del agua habría sido la causa del evidente incremento en la producción³².

Desde su desarrollo en la década de los 30's, la inyección de agua ha sido uno de los métodos de recuperación secundaria más utilizado a lo largo de los años, ya que ha permitido recuperar volúmenes de petróleo adicionales de aquellos yacimientos que, a razón de su tiempo de producción, ya no cuentan con la energía necesaria para llevar sus fluidos hasta la superficie. Este método de recobro secundario consiste básicamente en la inyección de agua a altas presiones en el yacimiento mediante varios pozos denominados pozos inyectoras, con el objetivo de aumentar la producción de crudo en la superficie e incrementar la energía en el yacimiento.

De acuerdo con Thakur³³, la inyección de agua es ampliamente utilizada en los procesos de recuperación secundaria por las siguientes razones:

- ✓ El agua generalmente se encuentra disponible para el proceso.
- ✓ Bajo costo del agua en comparación a otros fluidos de inyección.
- ✓ El agua se propaga fácilmente a través del medio poroso.
- ✓ Posee una alta eficiencia a la hora de desplazar aceites livianos y medianos.

³² BLANCO, Johanna. DELGADILLO, Claudia. Metodología integrada para el diseño de un monitoreo de inyección de agua desarrollado en un campo petrolero. 2006. p. 16.

³³ THAKUR, Ganesh. Integrated Waterflood Asset Management. PennWell. 1998. p. 4.

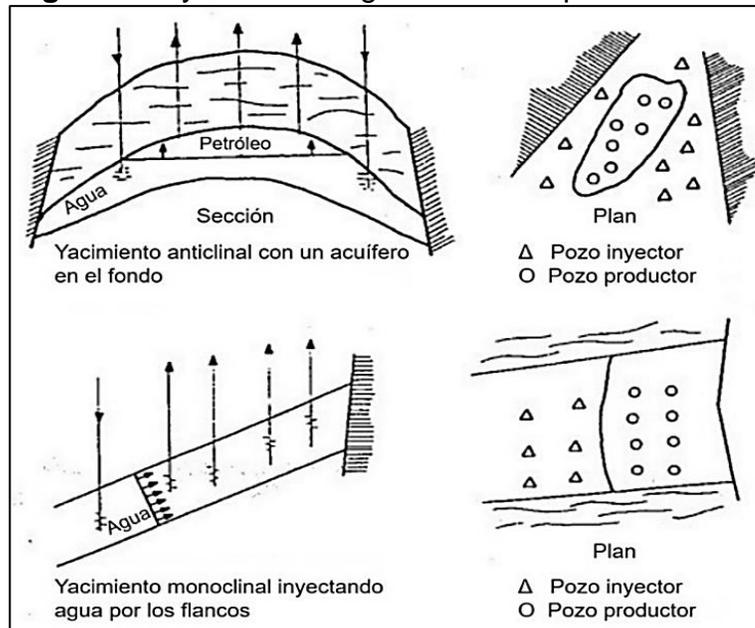
✓ Es relativamente fácil de inyectar.

Hasta hace algunos años, la inyección de agua se consideraba un proceso ineficiente en campos de crudo pesado, cuya viscosidad se encuentra en un rango entre 200 y 800 cP, por lo que este tipo de campos enfocaban sus planes de desarrollo en mecanismos de recobro más modernos y costosos como lo son los procesos químicos o térmicos. Sin embargo, la aplicación básica de la ley de Darcy y la teoría de flujo fraccional, combinada con operaciones enfocadas en la producción de cortes de agua superiores al 70%, claramente ha mostrado que los campos de crudo pesado pueden llevar a cabo procesos de recuperación exitosos bajo la tecnología de la inyección de agua³⁴.

2.1.1 Tipos de inyección. Según Paris de Ferrer³⁵, de acuerdo con la posición de los pozos inyectores y productores, la inyección de agua puede ser llevada a cabo de dos formas diferentes, periférica o en arreglos.

2.1.1.1 Inyección periférica o externa. Consiste en inyectar agua fuera de la zona de petróleo, en los flancos del yacimiento. Conocida también como “inyección tradicional”, su inyección se realiza en la zona del acuífero cerca del contacto agua – petróleo, **Figura 4**.

Figura 4. Inyección de agua externa o periférica.



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

³⁴ BELIVEAU, Dennis. Waterflooding Viscous Oil Reservoirs. 2008. SPE 113132. p. 1.

³⁵ PARIS DE FERRER. Óp. Cit., p. 10-15.

Este tipo de inyección se utiliza cuando no se posee una buena descripción del yacimiento y/o la estructura del mismo favorece dicha inyección. Adicionalmente, todos los pozos inyectoros se encuentran ubicados en el acuífero, fuera de la zona de petróleo, **Figura 4**. Algunas de las ventajas y desventajas de este tipo de inyección se presentan en el **Cuadro 1**.

Cuadro 1. Ventajas y desventajas de la inyección periférica o externa.

Inyección periférica o externa	
Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> ✓ Se utilizan pocos pozos. ✓ No se requiere de la perforación de pozos adicionales, ya que se pueden usar pozos productores viejos como inyectoros. ✓ No se requiere una buena descripción del yacimiento para iniciar el proceso de invasión con agua. ✓ Genera un alto recobro de petróleo con un mínimo de producción de agua. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Una porción del agua inyectada no se utiliza para desplazar el petróleo. ✓ No es posible lograr un seguimiento detallado del frente de invasión, como si es posible hacerlo en la inyección de agua en arreglos. ✓ En algunos yacimientos no es capaz de mantener la presión en la parte central del mismo. ✓ Puede fallar por no existir una buena comunicación entre la periferia y el centro del yacimiento.

Fuente: elaboración propia, con base en. PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. 2001. p. 12 -13.

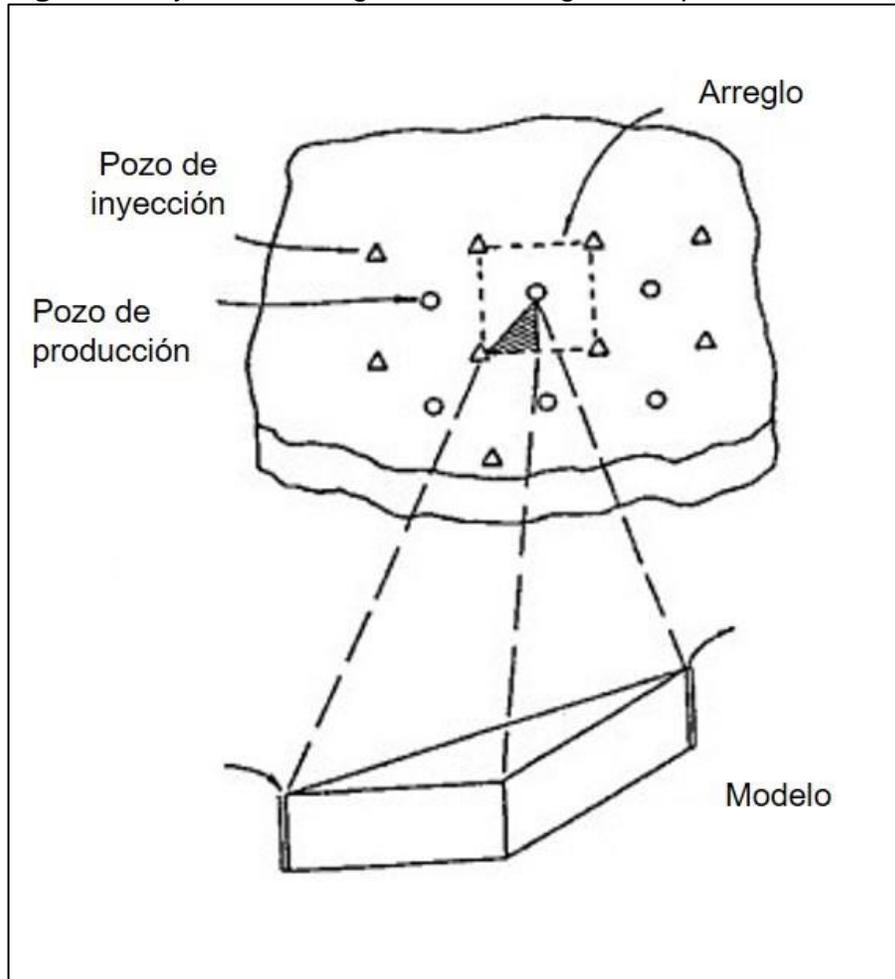
2.1.1.2 Inyección en arreglos o dispersa. Tal y como lo menciona Paris de Ferrer³⁶, consiste en inyectar agua dentro de la zona de petróleo. El agua invade esta zona y desplaza los fluidos del volumen invadido hacia los pozos productores. Este tipo de inyección también se conoce como inyección de agua interna ya que el fluido se inyecta en la zona de petróleo a través de un número apreciable de pozos inyectoros que forman un arreglo geométrico con los pozos productores, **Figura 5**.

La selección del arreglo en este tipo de inyección depende de la estructura y límites del yacimiento, de la continuidad de las arenas, de la permeabilidad, de la porosidad y del número y posición de los pozos existentes. De igual forma, se emplea en yacimientos con poco buzamiento y una gran extensión areal. A fin de obtener un

³⁶ Ibid., p. 14.

barrido uniforme y eficiente, los pozos inyectoros se distribuyen de manera uniforme entre los pozos productores.

Figura 5. Inyección de agua en un arreglo de 5 pozos.



Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. 2001. p. 14.

Este tipo de arreglos permite llevar un control uniforme de la inyección de agua en el yacimiento, mediante el monitoreo a partir de patrones definidos. Estos patrones se organizan de manera tal que el área de influencia, tanto de los pozos inyectores como productores, no se vea afectada por la presencia de otros pozos en la zona. El principio de interferencia de pozos es uno de los principales problemas a la hora de llevar a cabo un proceso de inyección de agua, ya que la mayoría de pozos sufren una restricción fuerte en la producción o en la inyección según corresponda. Las principales ventajas y desventajas de este tipo de inyección se encuentran definidas en el **Cuadro 2**.

Cuadro 2. Ventajas y desventajas de la inyección en arreglos o dispersa.

Inyección en arreglos o dispersa	
Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> ✓ Rápida respuesta del yacimiento. ✓ Elevadas eficiencias de barrido areal. ✓ Produce una invasión más rápida en yacimientos homogéneos, de bajos buzamientos y bajas permeabilidades efectivas con alta densidad de pozos, debido a que la distancia inyector – productor es pequeña. ✓ Permite un buen control del frente de invasión y del factor de reemplazo. ✓ Disminuye el efecto negativo de las heterogeneidades sobre el recobro. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Este método requiere de una mayor inversión debido al alto número de pozos inyectores. ✓ Existe un mayor seguimiento y control y, por tanto, mayor cantidad de recursos humanos.

Fuente: elaboración propia, con base en. PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. 2001. p. 15.

Según Paris de Ferrer³⁷, es importante tener en cuenta que, en las prácticas actuales, los arreglos geométricos regulares ya no se utilizan con frecuencia. Gracias a los avances en descripción de yacimientos y sedimentología, es posible ubicar los pozos productores e inyectores en forma irregular, obteniendo mejores resultados durante el proceso de inyección y optimizando el número de pozos requeridos.

2.1.2 Factores que afectan el proceso de inyección de agua. Como menciona Ahmed³⁸, la inyección de agua al igual que cualquier proceso de recuperación de petróleo, está sujeta a varios factores que afectan su eficiencia, como lo son:

- **Geometría del yacimiento:** a partir de la estructura y estratigrafía de un yacimiento, se define el tipo de inyección de agua que se debe implementar, la localización de los pozos, el tipo de patrón, entre otros aspectos. Por ejemplo, para un yacimiento que presenta buzamiento, la inyección periférica sería la opción con mayor eficiencia.

³⁷ Ibid., p. 15.

³⁸ AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. Forth Edition. 2010., p. 910.

- **Propiedades de los fluidos:** las propiedades físicas de los fluidos que se encuentran en un yacimiento tienen un efecto significativo en el desarrollo de la inyección de agua. En particular, la viscosidad del petróleo es el factor más importante para determinar el grado de éxito de un proyecto de inyección de agua, dado que, esta propiedad tiene un efecto importante en la determinación de la razón de movilidad que, a su vez, controla la eficiencia de barrido.

- **Profundidad del yacimiento:** este factor incide principalmente en aspectos técnicos y económicos del proyecto de inyección de agua. En primer lugar, la presión máxima de inyección incrementará conforme aumente la profundidad del pozo inyector. Adicionalmente, el costo de levantamiento de pozos productores profundos estará limitado económicamente por la máxima relación agua-aceite (WOR) que se pueda tolerar, reduciendo así la recuperación final estimada (EUR) e incrementando los costos totales de operación del proyecto.

Por otra parte, si el yacimiento es somero, existe una restricción sobre la presión de inyección que puede aplicarse durante el proceso, ya que esta debe ser menor a la presión de fractura. En caso tal que se generase una fractura, el agua seguirá estos nuevos canales de alta permeabilidad hasta el pozo productor, sin barrer la zona de interés. Para evitar esto, se asume una presión de inyección crítica de aproximadamente 0.75 psi//ft de profundidad, lo que permite tener el suficiente margen de seguridad para prevenir fracturas indeseadas en la formación.

- **Litología y propiedades de la roca:** tanto la litología como las propiedades de la roca afectan la capacidad de flujo de los fluidos a través del medio. Aquellas de mayor incidencia en la eficiencia de la inyección de agua son: la porosidad, la permeabilidad, el contenido de arcilla y el espesor neto de la formación.

En sistemas de roca complejos, la porosidad puede ser simple o dual, es decir, que puede constituirse únicamente por la porosidad de la matriz de la roca, la cual suele estar de forma cristalina, granular o vugular en la naturaleza; o bien puede estar constituida por la porosidad de la matriz y varias fracturas que se han formado con el tiempo, las cuales poseen la suficiente permeabilidad para ser efectivas durante un proceso de inyección de agua. Para casos con porosidad dual, la porosidad de la matriz no tendrá mayor incidencia en la eficiencia del proceso de inyección.

Por otra parte, el alto contenido de arcilla en las arenas de la formación puede taponar los poros debido a su hinchamiento cuando en agua entra en contacto con estas. Adicionalmente, los yacimientos apretados (baja permeabilidad) o yacimientos con un espesor neto bastante pequeño presentan inconvenientes con la inyección de agua en términos de la tasa de inyección deseada y la presión.

- **Distribución de las saturaciones de los fluidos:** es importante conocer la cantidad de fases presentes en un yacimiento y la distribución de las mismas en el

medio poroso. Por ejemplo, una alta saturación de petróleo al inicio de la operación de inyección, incrementará la movilidad del petróleo que, a su vez, permitirá obtener eficiencias de recobro más altas. Por otra parte, si el yacimiento se encuentra por encima del punto de burbuja, no habrá saturación de gas libre y la respuesta del yacimiento al proceso de inyección será inmediata.

• **Uniformidad del yacimiento y continuidad de la zona de interés:** el yacimiento debe contar con cierta uniformidad para poder tener éxito durante el proceso de inyección de agua. Como lo menciona Ahmed³⁹, la presencia de formaciones ladronas, que se caracterizan por ser estratos de bajo espesor y alta permeabilidad, genera una rápida canalización del agua hacia los pozos productores, evitando que las formaciones de interés puedan ser barridas de manera eficiente. Es importante identificar este tipo de zonas para poder aislarlas antes del inicio de la inyección, de lo contrario, la relación agua-aceite aumentará rápidamente hasta superar el límite económico previsto.

Como lo menciona Ahmed⁴⁰, la continuidad areal de la zona de interés es prerrequisito para el éxito de un proyecto de inyección de agua, pues es necesario que el pozo inyector y el pozo productor estén conectados hidráulicamente a través de la formación para que el mecanismo de desplazamiento sea efectivo. Es importante resaltar que la no-continuidad de la formación y la anisotropía del yacimiento causada por las condiciones de depositación, fracturas, o fallas deben ser identificadas y descritas antes de determinar el espaciamiento adecuado de los pozos y la orientación del patrón de flujo adecuado.

• **Permeabilidades relativas y humectabilidad:** para cualquier yacimiento, el concepto de permeabilidad relativa está en función de la saturación de los fluidos presentes y de las características humectantes de la formación⁴¹. Por lo tanto, es necesario conocer la distribución de los fluidos en el yacimiento y su interacción con la roca, para identificar las condiciones iniciales bajo las cuales se desplazará el agua en el yacimiento y así poder predecir el comportamiento futuro del proceso de inyección de agua. Por otra parte, estos conceptos se encuentran asociados a la relación de movilidad, que determinara la favorabilidad del petróleo a desplazarse en el yacimiento. Estos factores son de suma importancia para la estimación del petróleo que puede ser recuperado y para el desarrollo de estrategias de recuperación adicionales que puedan llevarse a cabo para maximizar la recuperación de petróleo.

³⁹ Ibid., p. 913.

⁴⁰ Ibid., p. 913.

⁴¹ Ibid., p. 288.

2.2 PRINCIPIOS FISICOS QUE GOBIERNAN LA INYECCIÓN DE AGUA

A continuación, se presentan los parámetros de yacimiento estudiados para la implementación de proyectos de inyección de agua en cualquier campo petrolífero y los conceptos relacionados al desplazamiento de fluidos a través del medio poroso.

2.2.1 Propiedades relacionadas a la inyección de agua. Para Blanco⁴², la recuperación de petróleo está dominada por la mojabilidad de la roca, la presión capilar, las permeabilidades relativas, la relación de movilidades y el número capilar, sin embargo, la evaluación de un proceso de inyección de agua conlleva mayor complejidad como consecuencia de factores como la generación de emulsiones e interacciones adicionales que son difíciles de cuantificar. A continuación, se presentan las propiedades asociadas a la implementación de la inyección de agua. Es importante resaltar que la suma de dichas propiedades determinará la factibilidad de implementar un proceso de inyección de agua en un campo en particular.

2.2.1.1 Porosidad. Ahmed⁴³ define esta propiedad como la capacidad de almacenamiento de una roca para almacenar fluidos. De manera cuantitativa, la porosidad es el cociente entre el volumen de poros y el volumen total de la roca, expresada en fracción o porcentaje, **Ecuación 1**.

Ecuación 1. Porosidad.

$$\phi = \frac{\text{Volumen de poros}}{\text{Volumen total}}$$

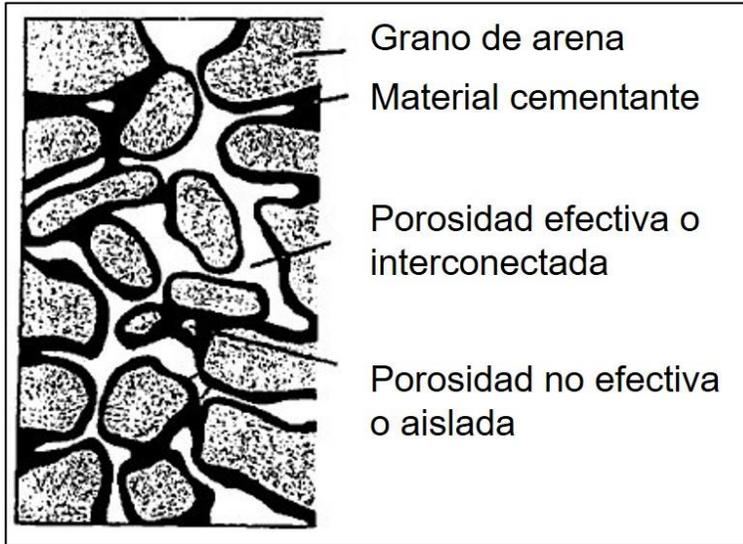
Fuente: AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. Forth Edition. 2010. p. 190.

De acuerdo a la interconexión existente entre los poros, la porosidad puede ser absoluta o efectiva, **Figura 6**. La porosidad absoluta hace referencia a la totalidad de los poros que estando o no interconectados pueden albergar algún tipo de fluido; un porcentaje de estos poros puede que no contribuya al flujo de fluidos debido a su aislamiento en relación a los poros interconectados. Por otra parte, la porosidad efectiva indica el porcentaje de volumen poroso interconectado que permite el paso de fluidos a través de la roca.

⁴² Ibid., p. 19.

⁴³ AHMED. Óp. Cit., p. 190.

Figura 6. Porosidad absoluta, efectiva y no efectiva.



Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de ingeniería de yacimientos. 2009. p. 222.

2.2.1.2 Saturación. Ahmed⁴⁴ define esta propiedad como la fracción o porcentaje del volumen poroso que es ocupado por un fluido en particular, ya sea agua, gas o petróleo. Mediante esta propiedad se puede determinar la distribución de los fluidos en un yacimiento. Matemáticamente se entiende como el cociente entre el volumen total del fluido y el volumen poroso, es decir:

Ecuación 2. Saturación.

$$\text{Saturación} = \frac{\text{Volumen total de fluido}}{\text{Volumen poroso}}$$

Fuente: AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. Forth Edition. 2010. p. 195.

El valor de saturación de cada fase individual representa una fracción que puede tomar valores entre 0 y 1, y la suma de todas las saturaciones presentes en el yacimiento debe ser igual a 1.

⁴⁴ Ibid., p. 195.

Estas fases coexisten y se mantienen en equilibrio debido a las fuerzas capilares que retienen el agua, el petróleo y el gas en zonas preferenciales, separadas de acuerdo a sus respectivas densidades, es decir, el gas se sobrepone al petróleo, y el petróleo se sobrepone al agua, sin embargo, existe cierta saturación irreducible de agua connata distribuida en las zonas de petróleo y gas. A continuación, se describen cada una de las diferentes saturaciones asociadas a una misma fase en el medio poroso.

- **Saturación crítica de petróleo (Soc):** según Ahmed⁴⁵, para que el petróleo pueda fluir en el yacimiento, su saturación debe exceder cierto valor conocido como saturación crítica. A esta saturación, el petróleo permanecerá en los poros y, en consecuencia, no fluirá.

- **Saturación de petróleo residual (Sor):** como lo menciona Ahmed⁴⁶, durante los procesos de inyección de agua o gas en los que se intenta recuperar una mayor cantidad de petróleo, habrá una cantidad de petróleo remanente cuyo valor de saturación es más grande que la saturación crítica. La fracción de petróleo remanente en el medio poroso es conocida también como saturación de petróleo residual. El término “residual” comúnmente es asociado con la fase no mojante cuando es desplazada por la fase mojante.

- **Saturación de petróleo móvil (Som):** Ahmed⁴⁷ la define como la fracción del volumen poroso que es ocupado por petróleo móvil. De forma cuantitativa para un sistema de dos fases, agua – petróleo, la **Ecuación 3** define matemáticamente el concepto:

Ecuación 3. Saturación de petróleo móvil (Som).

$$S_{om} = 1 - S_{wc} - S_{oc}$$

Fuente: AHMED, T. Reservoir Engineering Handbook. Forth Edition. 2010. p. 196.

Donde:

Som = Saturación de petróleo móvil.
Swc = Saturación de agua connata.
Soc = Saturación de petróleo crítica.

⁴⁵ Ibid., p. 196.

⁴⁶ Ibid., p. 196.

⁴⁷ Ibid., p. 196.

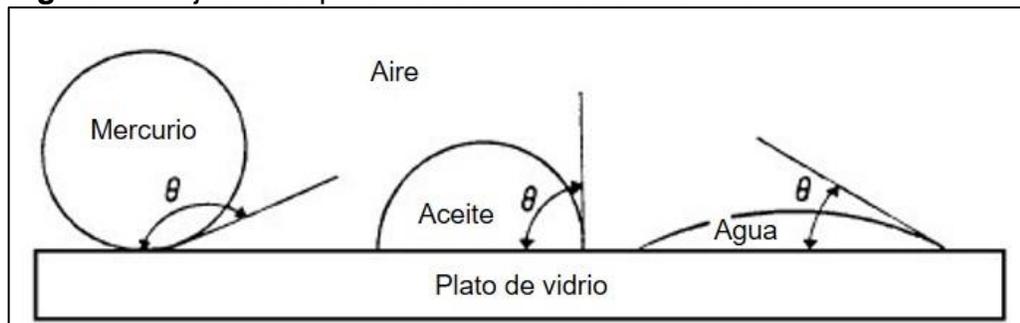
- **Saturación crítica de gas (Sgc):** Ahmed⁴⁸ afirma que cuando la presión del yacimiento decrece y cae por debajo del punto de burbuja, el gas se libera de la fase aceite y su saturación en el medio poroso aumenta. Éste permanece inmóvil hasta que su saturación excede un determinado valor, conocido como saturación crítica de gas, por encima del cual comienza a moverse.

- **Saturación crítica de agua (Swc):** conocida también como saturación de agua connata o saturación de agua irreducible, se entiende como la saturación máxima en que el agua permanecerá inmóvil.

Además de conocer la saturación de cada fase, es importante analizar su cambio de acuerdo a la zona del yacimiento que se esté evaluando, pues esta propiedad es heterogénea; es decir que su valor cambia en función de la posición donde se mida.

2.2.1.3 Mojabilidad. Ahmed⁴⁹ la define como la tendencia de un fluido de esparcirse sobre o adherirse a una superficie sólida en presencia de otro fluido inmiscible. La tendencia de un fluido a mojar exclusivamente una superficie es expresada convencionalmente mediante el ángulo de contacto entre el fluido y la superficie del sólido. Este comportamiento se ejemplifica en la **Figura 7** con el ángulo de contacto de 3 sustancias líquidas diferentes: mercurio, aceite y agua, con el plato de vidrio.

Figura 7. Mojabilidad para tres sustancias diferentes.



Fuente: AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. Forth Edition. 2010. p. 199.

En relación al ángulo de contacto, a medida que su valor decrece, las características humectantes del líquido incrementan, es decir, que un líquido completamente humectante tendría un ángulo de contacto igual a 0° y, por el contrario, un fluido completamente no humectante, tendría un ángulo de contacto

⁴⁸ Ibid., p. 197.

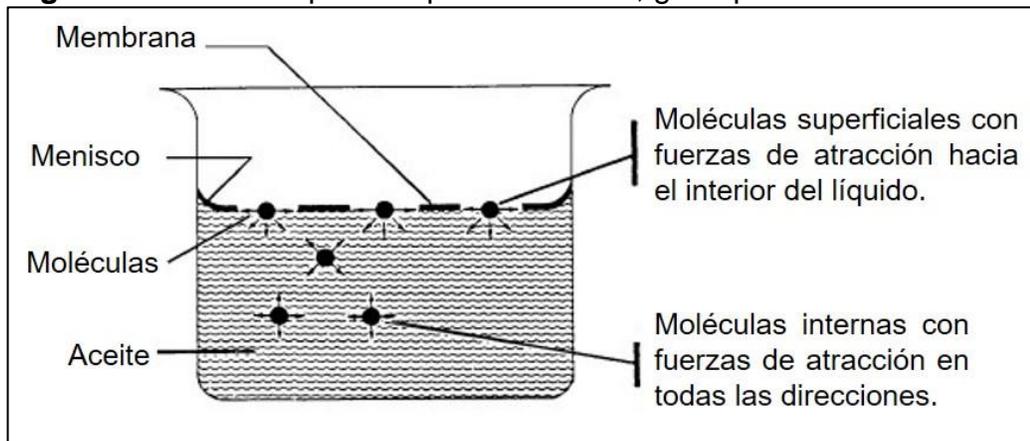
⁴⁹ Ibid., p. 199.

igual a 180° . Esta propiedad es importante ya que afecta el desplazamiento de los fluidos en el yacimiento, el comportamiento capilar y la distribución de los fluidos en el medio poroso. Ahmed⁵⁰ afirma que, debido a las fuerzas capilares, la fase mojante tenderá a ocupar los poros más pequeños de la roca y la fase no mojante ocupará los canales abiertos.

2.2.1.4 Tensión Superficial e Interfacial. Según Ahmed⁵¹, en sistemas multifásicos es necesario considerar el efecto de las fuerzas en la interfase entre dos fluidos inmiscibles que están en contacto. Cuando se trata dos fluidos, uno líquido y el otro gas, se aplica el término de tensión superficial para describir las fuerzas que actúan en la interfase. Por otro lado, cuando se trata de dos líquidos en contacto se habla de tensión interfacial o IFT por sus siglas en inglés.

El resultado de la atracción entre las moléculas de cada fluido, sean líquidos o gases, genera una membrana como superficie de contacto que posee una tensión medible. Si se consideran dos fluidos inmiscibles, gas y líquido, el efecto de las moléculas internas del líquido tendrá una fuerza neta de atracción sobre las moléculas a su alrededor igual a cero, **Figura 8**. Sin embargo, las moléculas en la interfase presentan un comportamiento diferente debido a que las fuerzas que actúan sobre estas provienen de las moléculas de gas encima de la interfaz y de las moléculas de líquido en la zona inferior. Las fuerzas resultantes muestran un desequilibrio que da como resultado la tensión superficial. La tensión superficial o interfacial se mide en unidades de fuerza por longitud, por ejemplo, dinas/cm, y se denota con el símbolo σ .

Figura 8. Tensión superficial para dos fases, gas - petróleo.



Fuente: AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. Forth Edition. 2010. p. 200.

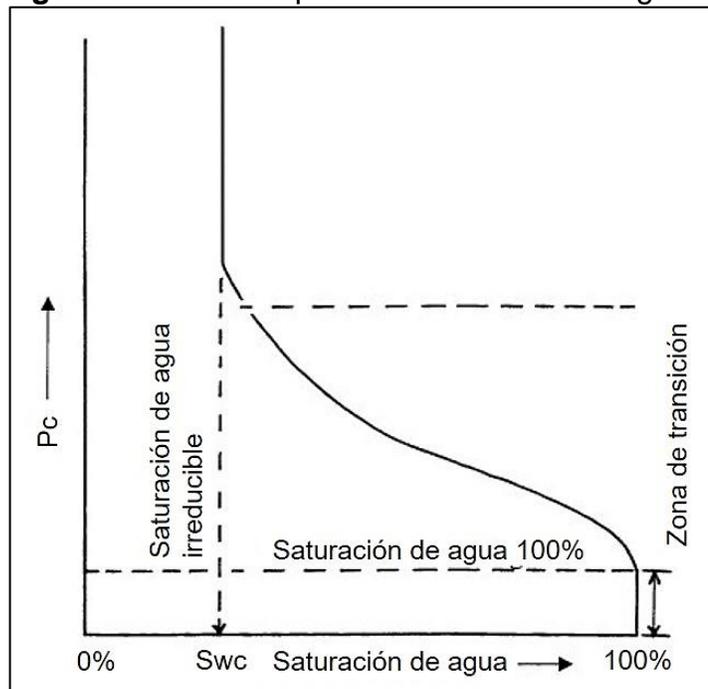
⁵⁰ Ibid., p. 199.

⁵¹ Ibid., p. 200.

2.2.1.5 Presión Capilar. Cuando dos fluidos inmiscibles se encuentran en contacto, se presenta una diferencia de presión entre estos conocida como presión capilar, que depende de la curvatura de la interfase que los separa. La interfase líquido – líquido se conoce como tensión interfacial o IFT, y la interfase líquido – gas se conoce como tensión superficial. Según Ahmed⁵², en un yacimiento de petróleo, las fuerzas capilares son el resultado del efecto combinado de la tensión interfacial y superficial de la roca y los fluidos, el tamaño y geometría de los poros, y las características de humectabilidad del sistema. Por tal razón, cuando se emplea la inyección de agua como mecanismo de recobro es importante conocer estas propiedades. Sin embargo, para sistemas de crudo pesado no es necesaria determinar la IFT entre ambos fluidos.

La presión capilar interviene en el proceso de desplazamiento de un fluido sobre otro en un medio poroso, ayudando a la fase mojante. Como consecuencia, para mantener el medio poroso parcialmente saturado tanto por la fase mojante como la fase no mojante, es necesario que la presión de la fase no mojante sea mayor a la de la fase mojante.

Figura 9. Presión capilar vs. Saturación de agua.



Fuente: AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. Forth Edition. 2010. p. 208.

⁵² Ibid., p. 203.

Como lo menciona Ahmed⁵³, la presión requerida para desplazar la fase mojante es exactamente igual a las fuerzas capilares que mantienen el agua en el espacio que ocupa tras alcanzar el equilibrio. Sin embargo, un aumento en la presión de la fase no mojante puede generar un cambio en la saturación de los fluidos en el medio poroso, **Figura 9**.

A partir de lo anterior, se pueden observar dos fenómenos importantes:

1. Existe una presión capilar al 100% de saturación de agua, necesaria para desplazar a la fase no mojante en un capilar lleno con la fase mojante, esta presión capilar es conocida como presión de desplazamiento (Pd).
2. La fase mojante puede ser desplazada hasta un valor de saturación irreducible, donde no importa la diferencia de presión entre ambos fluidos, pues la fase mojante no fluirá.

Según Ahmed⁵⁴, el espacio poroso de la roca reservorio estuvo originalmente lleno de agua, y en un determinado momento, la migración del petróleo, desplazó parte del agua hasta reducirla a su saturación residual. Cuando se descubre un yacimiento, el volumen poroso se encuentra generalmente ocupado por petróleo y agua connata. Dado que los experimentos de laboratorio están diseñados para duplicar la historia de saturación de un yacimiento, se llevan a cabo dos procesos de desplazamiento: un proceso de drenaje y un proceso de imbibición.

- ✓ **Proceso de drenaje:** Ahmed lo define como el desplazamiento de la fase mojante como consecuencia de un aumento en la saturación de la fase no mojante. Este proceso es el responsable de la distribución de saturaciones de los fluidos encontrada en un yacimiento cuando es descubierto. La curva resultante de este proceso se conoce como curva de drenaje de presión capilar.
- ✓ **Proceso de imbibición:** según Ahmed, se define como el desplazamiento de la fase no mojante como consecuencia de un aumento en la saturación de la fase mojante. La curva resultante de este proceso se conoce como curva de imbibición de presión capilar.

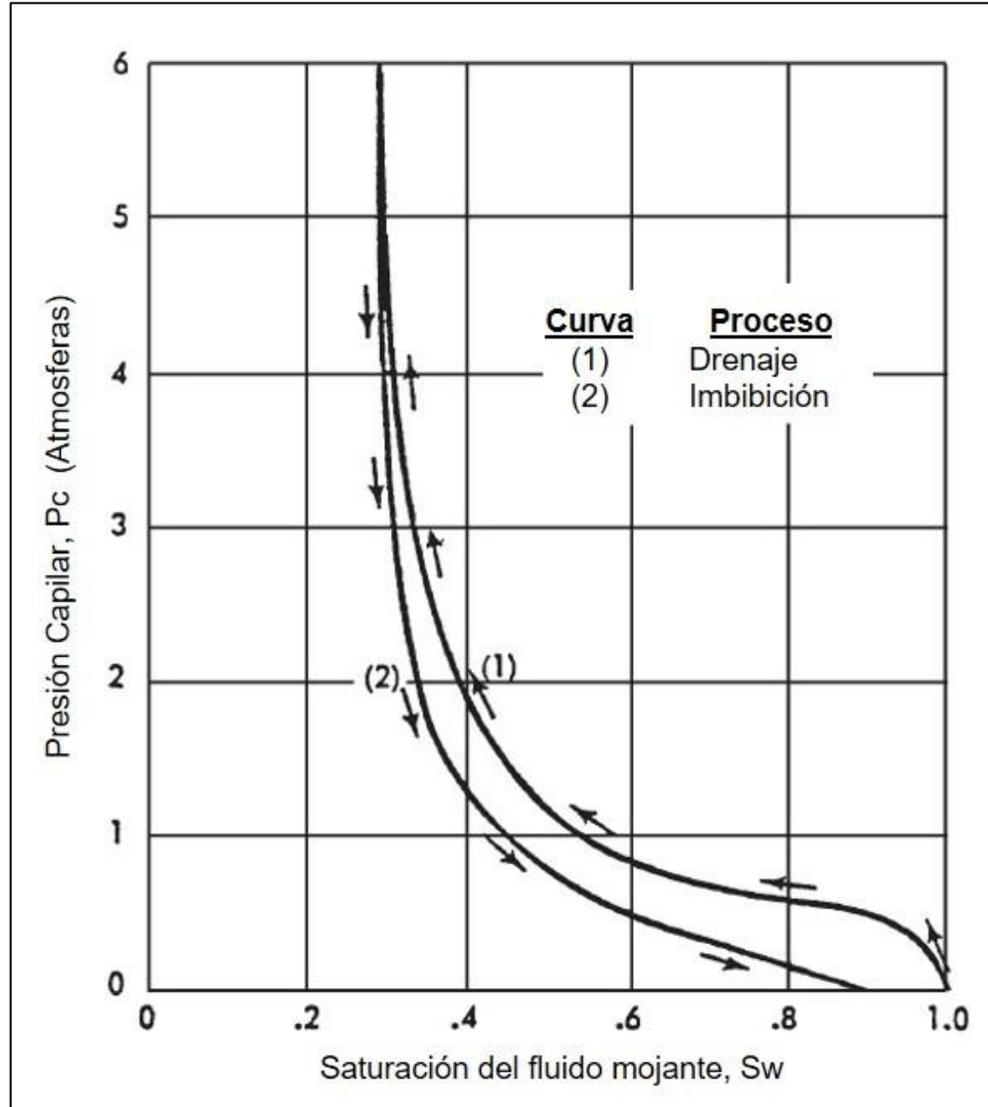
La diferencia en la medición durante el proceso de saturación y desaturación de una muestra con la fase no mojante se conoce como histéresis capilar. Gráficamente, las dos curvas de Presión capilar vs. Saturación no son iguales, **Figura 10**. Según Ahmed⁵⁵, esta diferencia está fuertemente relacionada al hecho de que el ángulo de contacto de la interfase del fluido y el sólido aumenta y disminuye de forma diferente durante la saturación y desaturación de la muestra.

⁵³ Ibid., p. 208.

⁵⁴ Ibid., p. 210.

⁵⁵ Ibid., p. 211.

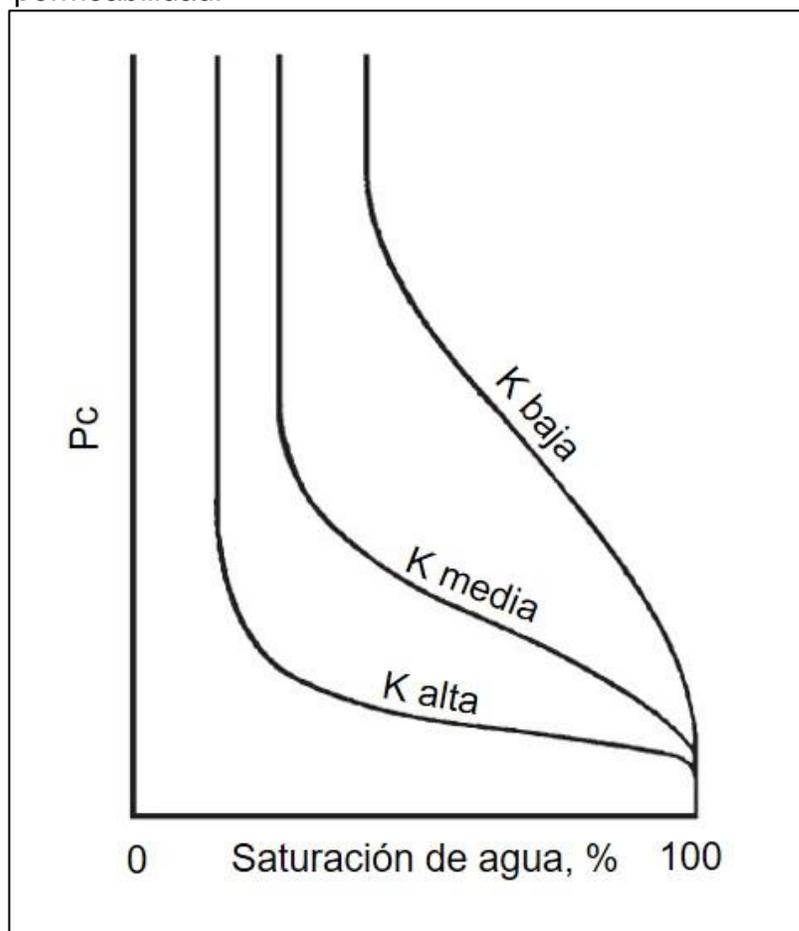
Figura 10. Histéresis Capilar.



Fuente: AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. Forth Edition. 2010. p. 211.

Existe una relación entre la permeabilidad de un yacimiento y la presión capilar a diferentes saturaciones. Cuando el valor de la permeabilidad disminuye, ocurre un incremento de la presión capilar a un valor constante de saturación de agua, **Figura 11**. Por otra parte, valores altos de permeabilidad exhiben una significativa disminución de la presión capilar, generando una zona de transición más pequeña.

Figura 11. Variación de la zona de transición con la permeabilidad.



Fuente: AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. Forth Edition. 2010. p. 218.

2.2.1.6 Permeabilidad. Según Ahmed⁵⁶ es la capacidad que tiene la formación para permitir el paso de fluidos a través de ella cuando se encuentra saturado en su totalidad por una sola fase (permeabilidad absoluta) o por dos o tres fases (permeabilidad efectiva). Esta propiedad es de gran importancia ya que controla la dirección y la tasa de flujo de los fluidos en el reservorio.

Dado que el medio poroso puede contener dos o más fases, el término de permeabilidad absoluta es modificado para dar paso a los siguientes conceptos:

- **Permeabilidad efectiva:** la permeabilidad medida de manera inherente a cada tipo de fluido se conoce como permeabilidad efectiva, cuyo valor está en función de

⁵⁶ AHMED. Óp. Cit., p. 228.

la saturación de las fases y las características de humectabilidad de la formación. Los símbolos universales relacionados a la permeabilidad efectiva a cada fase se entienden como k_o , k_w y k_g , donde cada subíndice hace referencia a petróleo, agua y gas, respectivamente.

• **Permeabilidad relativa:** se definida como la relación de la permeabilidad efectiva de una fase a una saturación específica con la permeabilidad absoluta, **Ecuación 4**. Este concepto de permeabilidad es utilizado cuando dos o más fluidos se mueven al mismo tiempo en el yacimiento, ya que la movilidad de una de las fases afectará a la otra en el medio poroso.

Ecuación 4. Determinación de la permeabilidad relativa.

$$k_{rx} = \frac{k_x}{k}$$

Fuente: AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. Forth Edition. 2010. p. 288 - 289.

Donde:

K_{rx} = Permeabilidad relativa de la fase.
 K_x = Permeabilidad efectiva de la fase.
 K = Permeabilidad absoluta.

Según Ahmed⁵⁷, dado que la permeabilidad efectiva varía en un rango de 0 a k , las permeabilidades relativas pueden tener valores entre 0 y 1. También es válido señalar que cuando hay tres fases presentes, la suma de sus permeabilidades relativas varía en el mismo rango de valores.

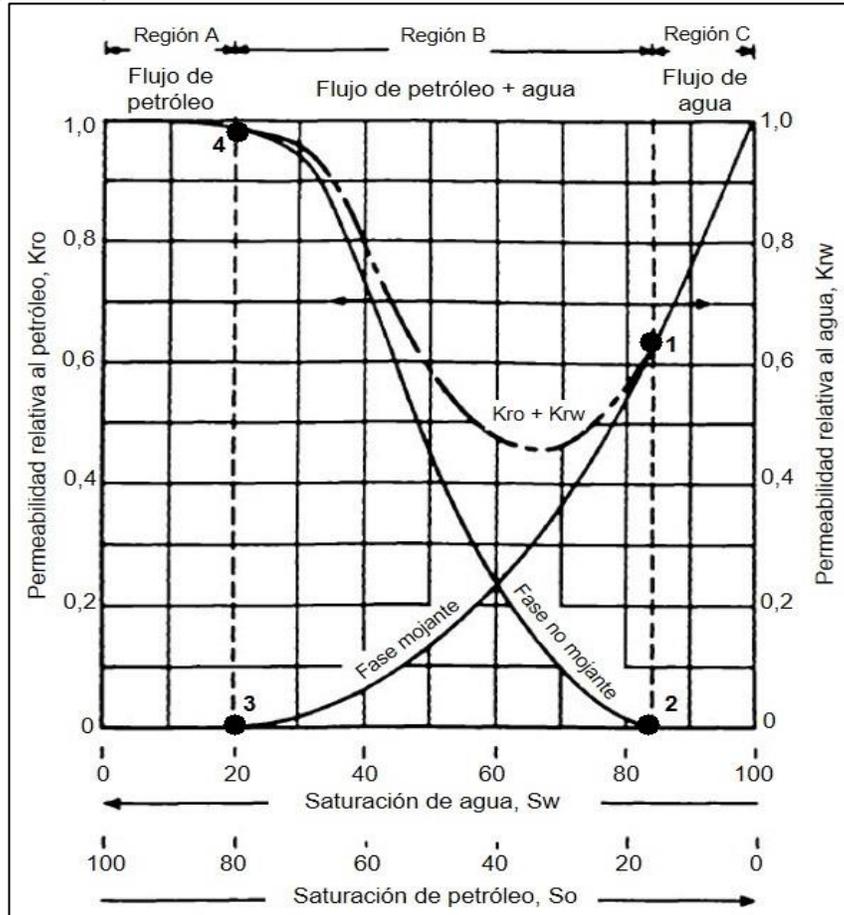
• **Permeabilidad relativa a dos fases:** como lo menciona Ahmed⁵⁸, cuando en un reservorio existen dos fases, una fase mojante y otra no mojante, cada una tenderá a fluir de forma independiente por caminos separados.

La distribución de estas fases de acuerdo a la afinidad que tengan con la superficie sólida de los granos da como resultado permeabilidades relativas propias de la fase mojante y no mojante. La **Figura 12** muestra las curvas de permeabilidad relativa para un sistema agua – petróleo donde el agua es considerada como la fase mojante.

⁵⁷ Ibid., p. 289.

⁵⁸ Ibid., p. 289.

Figura 12. Comportamiento típico de la permeabilidad relativa para flujo de dos fases.



Fuente: AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. Forth Edition. 2010. p. 290.

En el punto 1, la curva de permeabilidad relativa de la fase mojante muestra que una pequeña saturación de la fase no mojante reducirá fuertemente la permeabilidad relativa de la fase mojante. Esto debido a que la fase no mojante es quien ocupa los poros más grandes, y es justamente en los poros de mayor tamaño donde el flujo se presenta sin mayor dificultad.

En el punto 2, la curva de permeabilidad relativa de la fase no mojante muestra que dicha fase empieza a fluir en condiciones de saturación relativamente bajas. Cuando se habla del petróleo como la fase no mojante, este punto de saturación se denomina saturación de petróleo crítica (S_{oc}) o saturación de petróleo residual (S_{or}). En la figura anterior, el valor de la saturación de petróleo crítica será igual a la saturación de petróleo residual (S_{or}), sin embargo, estos valores suelen ser

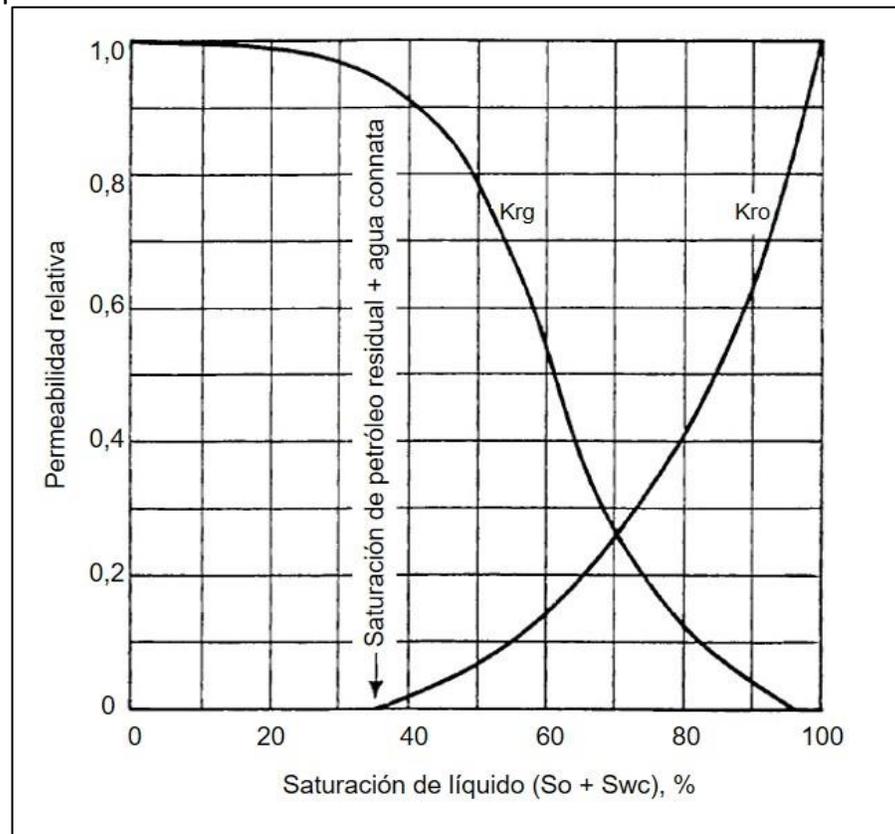
diferentes durante los procesos de drenaje e imbibición como consecuencia de la histéresis capilar, término que será descrito más adelante.

La curva de permeabilidad de la fase mojanante en el punto 3 muestra un cese en el flujo cuando la saturación de la fase no mojanante es relativamente alta. Esto se debe a que la fase mojanante ocupa los espacios porosos más pequeños donde las fuerzas capilares son mayores. La saturación del agua en este punto se denomina saturación de agua irreducible (S_{wir}) o saturación de agua connata (S_{wc}).

Por último, en el punto 4 la curva de permeabilidad de la fase no mojanante muestra que en condiciones de baja saturación de la fase mojanante, los efectos de esta última no tienen mayor efecto en el comportamiento de la curva.

En la **Figura 13** se puede apreciar el comportamiento de las curvas de permeabilidad en un sistema gas-petróleo, recordando que en la zona de contacto gas-petróleo, el agua generalmente se encuentra en saturación irreducible.

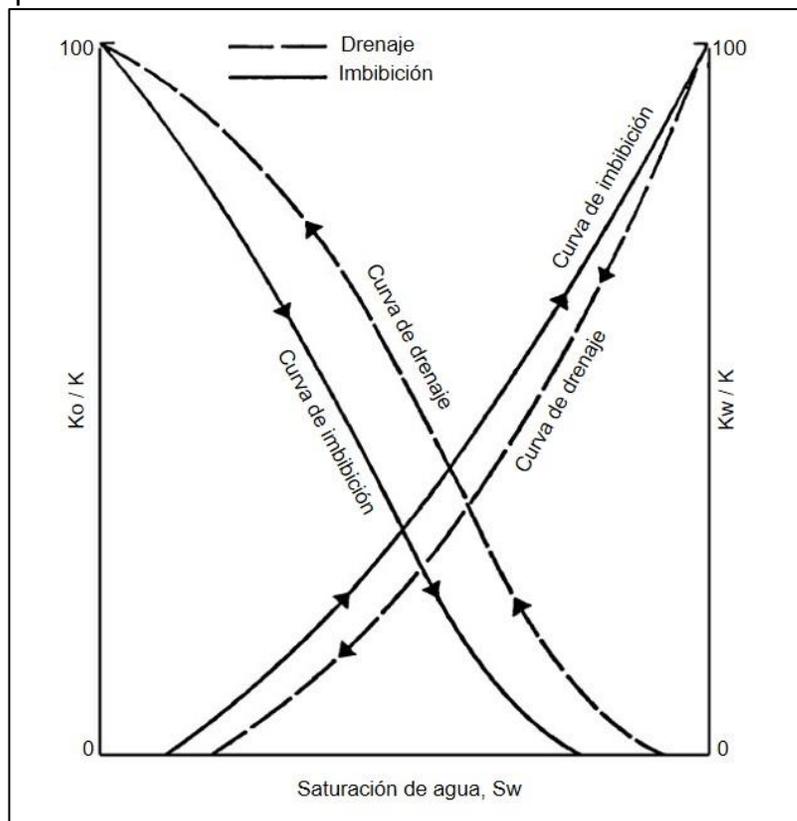
Figura 13. Curvas de permeabilidad relativa para sistema gas-petróleo.



Fuente: AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. Forth Edition. 2010. p. 290.

La presión capilar experimenta un fenómeno conocido como histéresis, responsable de la diferencia en los valores de saturación y desaturación de un núcleo. Con base en esto, es de esperarse que el efecto de histéresis capilar también presente variaciones en el desarrollo de las curvas de permeabilidad relativa. Según Ahmed⁵⁹, si un núcleo es saturado inicialmente con la fase mojante (agua) y los datos de permeabilidad se obtienen durante la desaturación de la muestra mediante el flujo de la fase no mojante (petróleo), el proceso se denomina drenaje. Por el contrario, si los datos son obtenidos durante el incremento de la saturación de la fase mojante, el proceso se denomina imbibición, **Figura 14**.

Figura 14. Efecto de histéresis en las curvas de permeabilidad relativa.



Fuente: AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. Forth Edition. 2010. p. 295.

2.2.1.7 Número Capilar. Según Blanco⁶⁰, es la relación existente entre las fuerzas viscosas y capilares que afectan el flujo de fluidos en un medio poroso. Esta relación es útil principalmente en la zona de movilidad bifásica de la curva de

⁵⁹ Ibid., p. 293.

⁶⁰ BLANCO. Óp. Cit., p. 21.

permeabilidades, es decir, dentro del rango de saturaciones residuales de ambos fluidos. Conforme aumenta el número capilar, disminuye la saturación residual de petróleo. Lo cual es un claro indicador del desplazamiento de fluidos en el yacimiento. Matemáticamente, la expresión que define el número capilar está dada por la **Ecuación 5**.

Ecuación 5. Número capilar.

$$N_c = \frac{\mu v}{\sigma} = \frac{\text{fuerzas viscosas}}{\text{fuerzas capilares}}$$

Fuente: BLANCO, Johanna. et al. Metodología integrada para el diseño de un monitoreo de inyección de agua desarrollado en un campo petrolero. 2006.

Donde:

- μ = Viscosidad (cP).
- v = Velocidad de desplazamiento.
- σ = Tensión interfacial (dina/cm)

2.2.1.8 Relación de Movilidades. La movilidad de cualquier fluido se define como la relación entre su permeabilidad efectiva y su viscosidad, tal y como lo muestra la **Ecuación 6**.

Ecuación 6. Definición de la relación de movilidad (λ).

$$\lambda_x = \frac{k_x}{\mu_x} = \frac{k k_{rx}}{\mu_x}$$

Fuente: AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. Forth Edition. 2010. p. 985.

Donde:

- K = Permeabilidad absoluta.
- K_x = Permeabilidad efectiva de la fase.
- K_{rx} = Permeabilidad relativa de la fase.
- μ_x = Viscosidad de la fase.

En procesos de desplazamiento de fluidos como la inyección de agua, aparece un término denominado relación de movilidad (M), el cual es definido por Ahmed⁶¹ como la relación entre la movilidad del fluido desplazante y el fluido desplazado. La **Ecuación 7** presenta dicha relación como un cociente entre la movilidad de la fase desplazante (agua) y la fase desplazada (petróleo).

Ecuación 7. Relación de movilidad para un proceso de inyección de agua.

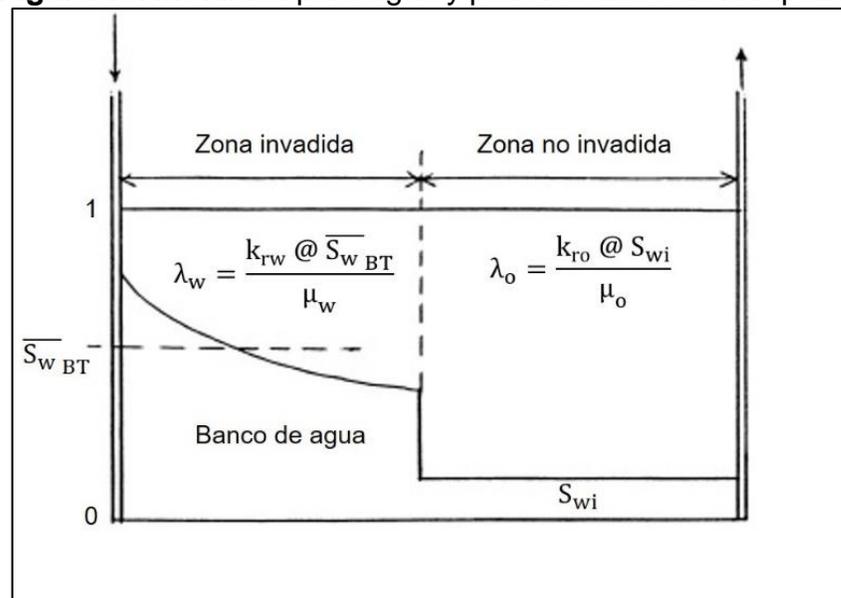
$$M_{w/o} = \frac{\lambda_w}{\lambda_o}$$

Fuente: AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. Forth Edition. 2010. p. 986.

Donde:

- λ_w = Relación de movilidad del agua.
- λ_o = Relación de movilidad del petróleo.

Figura 15. Movilidad para agua y petróleo antes de la ruptura.



Fuente: AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. Forth Edition. 2010. p. 987.

⁶¹ AHMED. Óp. Cit., p. 986.

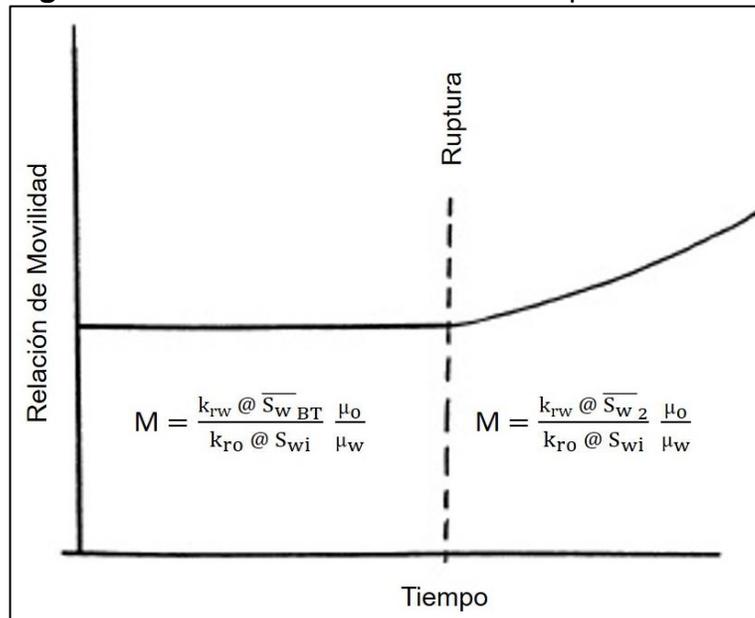
Tal y como lo menciona Ahmed⁶², para el cálculo de la relación de movilidad (M), debe tenerse presentes varios conceptos claros a la hora de determinar las permeabilidades relativas de cada una de las fases.

- **Permeabilidad relativa del petróleo (K_{ro}):** la evaluación de este término se debe realizar a la saturación inicial del agua (S_{wi}), ya que el petróleo desplazado se está moviendo por delante del frente de agua, es decir, en la zona no invadida del volumen poroso, **Figura 15**.

- **Permeabilidad relativa del agua (K_{rw}):** el agua de inyección forma un frente de agua que se caracteriza por un valor promedio de saturación en la zona barrida, el cual se mantiene constante hasta que se alcanza la ruptura. A partir de este punto, este valor de saturación aumenta, **Figura 15**.

Como lo menciona Paris de Ferrer⁶³, la relación de movilidad es favorable cuando su valor es menor a 1 (M<1), ya que el petróleo presenta preferencia al flujo en comparación al agua en el medio poroso. Cuando el valor de M es superior a 1 (M>1), el agua presenta preferencia al flujo en comparación al petróleo y no será efectiva para su desplazamiento. Finalmente, cuando la relación es cercana o igual a 1 (M=1), los fluidos encontrarán la misma resistencia al flujo.

Figura 16. Razón de movilidad vs Tiempo.



Fuente: AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. Forth Edition. 2010. p. 988.

⁶² Ibid., p. 986.

⁶³ PARIS DE FERRER. Óp. Cit., p. 68.

En general, la eficiencia de barrido y la recuperación de petróleo, tienden a disminuir a medida que la relación de movilidades aumenta. La relación de movilidad utilizada para describir un proceso de inyección de agua aplica únicamente para el tiempo antes de la ruptura, pues a partir de este punto, la razón de movilidad dejará de ser constante, incrementando su valor de manera proporcional al aumento de la saturación promedio en el frente de inyección, **Figura 16**.

2.2.1.9 Compresibilidad. Según Ahmed⁶⁴, un yacimiento a miles de pies en el subsuelo experimenta una presión de sobrecarga por el peso de las formaciones que lo suprayacen. Esta presión varía según el área de evaluación en función de factores como la profundidad, la estructura natural del yacimiento, la consolidación de la formación, entre otros. Dado que la profundidad de la formación es el factor de mayor relevancia, un valor promedio de la presión de sobrecarga es aproximadamente 1 psi/ft de profundidad. El efecto de los estratos suprayacentes sobre un reservorio implica una fuerza compresiva que no se transmite del todo a los fluidos en el espacio poroso debido a la presión interna de los poros. Cuando esta presión disminuye a raíz de la producción del yacimiento, la presión de sobrecarga aumenta, generando principalmente dos efectos que tienden a reducir la porosidad de la roca:

- ✓ Se genera una reducción del volumen bruto del yacimiento.
- ✓ Los granos dentro del espacio poroso se expanden.

Como lo menciona Ahmed⁶⁵, la compresibilidad suele disminuir con el incremento de la porosidad y la presión de sobrecarga efectiva. A su vez, hace referencia a tres tipos diferentes de compresibilidad que se deben tener en cuenta durante la caracterización del yacimiento.

- ✓ Compresibilidad de la matriz de la roca.
- ✓ Compresibilidad total de la roca.
- ✓ Compresibilidad de los poros.

Según Ahmed⁶⁶, para la mayoría de yacimientos de petróleo, la compresibilidad total y de la matriz de la roca suelen considerarse muy pequeñas en comparación con la compresibilidad de poro. Por lo tanto, este último término suele ser utilizado para referirse a la compresibilidad de la formación.

⁶⁴ AHMED. Óp. Cit., p. 254.

⁶⁵ Ibid., p. 255.

⁶⁶ Ibid., p. 256.

2.2.1.10 Heterogeneidad del yacimiento. Ahmed⁶⁷ define este concepto como la variación en las propiedades del reservorio en función del espacio, esto como resultado de unas subsecuentes reorganizaciones físicas y químicas, tales como compactación, dolomitización, y cementación, entre otras. Por lo tanto, esta cualidad depende en gran parte del ambiente de depositación y los eventos que se han desarrollado durante el paso de los años.

Con base en lo anterior, para realizar una descripción apropiada de propiedades como la permeabilidad, la porosidad, el espesor, la saturación, las fallas y fracturas, y otras características de la roca; se requiere predecir su variación en función de la localización espacial. Según Ahmed⁶⁸, existen dos tipos de heterogeneidad: la heterogeneidad vertical y la heterogeneidad areal. A continuación, se describirán aspectos generales de cada una de estas.

• **Heterogeneidad vertical:** el grado de homogeneidad de una propiedad de yacimiento es un número que caracteriza el grado de uniformidad o consistencia que tiene una propiedad medida en particular a lo largo del espesor del yacimiento. Cuando una formación tiene un coeficiente de uniformidad de 0, sus propiedades son constantes a lo largo de su espesor. Por el contrario, una formación completamente heterogénea tendrá un coeficiente de uniformidad de 1. Ahora bien, dentro del rango entre 0 y 1, existen métodos descriptivos que permiten cuantificar el grado de heterogeneidad vertical de una formación, entre los cuales están:

- ✓ Variación de permeabilidad de Dykstra-Parsons (V).
- ✓ Coeficiente Lorenz (L).

La técnica de Dykstra-Parsons es una medición estadística de la no-uniformidad de un set de datos. Generalmente se aplica a la permeabilidad, pero puede extenderse a otras propiedades de la roca. La distribución de los datos de permeabilidad suele ser logarítmica.

Con relación al coeficiente de Lorenz, es un parámetro que describe el grado de heterogeneidad en la zona de interés. Este término tiene un rango de variación entre cero, para sistemas completamente homogéneos, hasta uno para sistemas completamente heterogéneos.

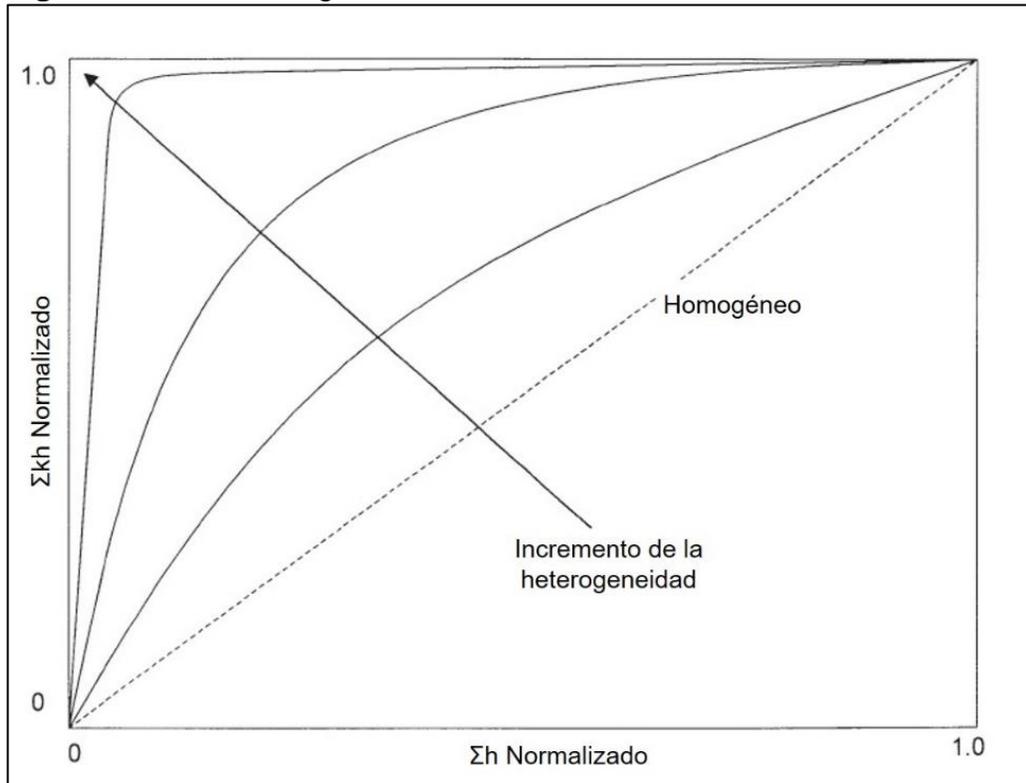
La **Figura 17** presenta el resultado general de la aplicación del coeficiente de Lorentz, en el cual, un sistema de permeabilidad uniforme a lo largo de sus capas sería representado por una línea recta. Por el contrario, si se evalúa un sistema heterogéneo, cuyos valores de permeabilidad muestran variaciones significativas entre sus capas, el grafico mostrará una gran concavidad hacia la parte superior

⁶⁷ Ibid., p. 261.

⁶⁸ Ibid., p. 261.

izquierda. El coeficiente de Lorentz puede ser utilizado para describir cuantitativamente la heterogeneidad del yacimiento mediante el cálculo del coeficiente de Lorentz, **Ecuación 8**.

Figura 17. Resultado gráfico del desarrollo del coeficiente de Lorentz.



Fuente: AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. Forth Edition. 2010. p. 269.

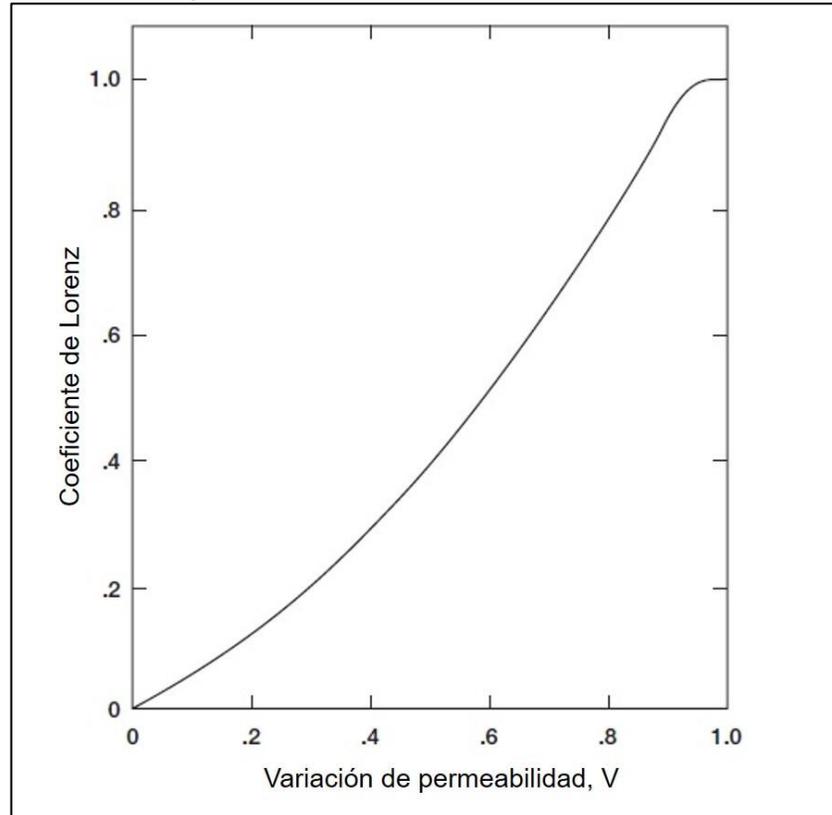
Ecuación 8. Coeficiente de Lorentz.

$$L = \frac{\text{Area por encima de la línea recta}}{\text{Area por debajo de la línea recta}}$$

Fuente: AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. Forth Edition. 2010. p. 268.

Ahora bien, existe una relación entre la variación de permeabilidad (V) y el coeficiente de Lorentz (L) mediante una distribución logarítmica de la permeabilidad, **Figura 18**.

Figura 18. Correlación del coeficiente de Lorenz y la variación de permeabilidad.



Fuente: AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. Forth Edition. 2010. p. 270.

• **Heterogeneidad areal:** la mayoría de los yacimientos presentan variaciones en sus propiedades a lo largo de su extensión areal. Según Ahmed⁶⁹, para entender y predecir el comportamiento de un yacimiento, se debe tener un conocimiento preciso y detallado de lo que se encuentra en el subsuelo. Como bien se sabe, la inyección de agua está condicionada a la geometría del yacimiento y los valores locales de algunos parámetros físicos de la roca.

Existen una gran variedad de herramientas geo-estadísticas que permiten predecir cambios, a nivel local o global, de cualquier propiedad en función del tiempo; sin embargo, estos métodos involucran interpolación entre datos conocidos, como la elevación o la permeabilidad, y extrapolación más allá de estos datos. Estas propiedades se conocen comúnmente como variables regionalizadas.

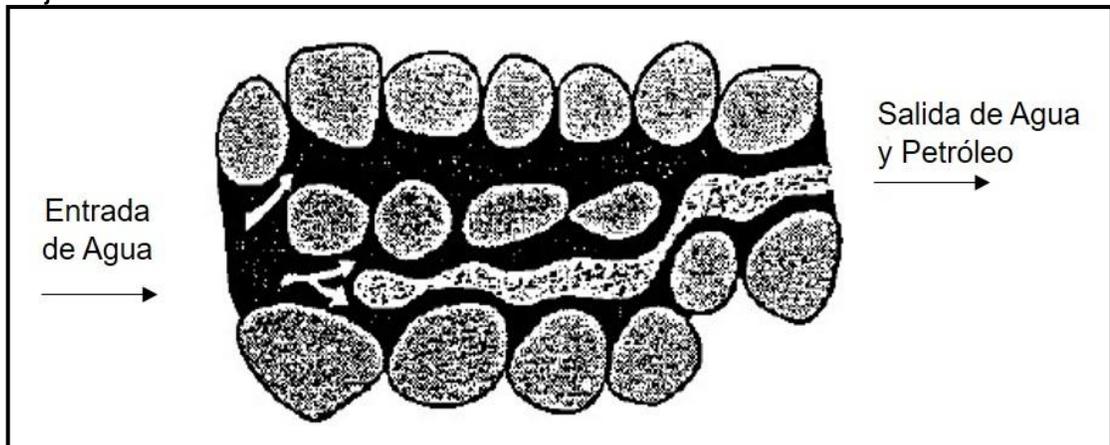
⁶⁹ Ibid., p. 275.

Para poder estudiar las variables regionalizadas, una formulación adecuada debe tener en cuenta la aleatoriedad y la estructuración de los datos. Entre los métodos de interpolación más utilizados en la industria se encuentran los siguientes:

- ✓ Método del polígono.
- ✓ Método de distancia inversa.
- ✓ Método de distancia inversa al cuadrado.
- ✓ Método de triangulación.
- ✓ Método de triangulación de Delaunay.

2.2.2 Desplazamiento de fluidos inmiscibles. La producción de petróleo mediante la inyección de agua se logra gracias al empuje que esta genera en el yacimiento; ocupando el volumen que inicialmente pertenecía al petróleo, y desplazándolo hacia los pozos productores⁷⁰. Lo anterior permite obtener dos beneficios importantes: En primer lugar, se logra un mantenimiento de la presión del yacimiento como consecuencia del reemplazamiento del petróleo con agua; y, en segundo lugar, se consigue barrer aquellas zonas que aún no habían aportado volúmenes de petróleo a la producción debido al temprano agotamiento de la energía del yacimiento. A nivel microscópico, el desplazamiento del petróleo por el agua se puede representar de manera adecuada mediante la **Figura 19**.

Figura 19. Esquema de desplazamiento de petróleo por agua en un canal de flujo.



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

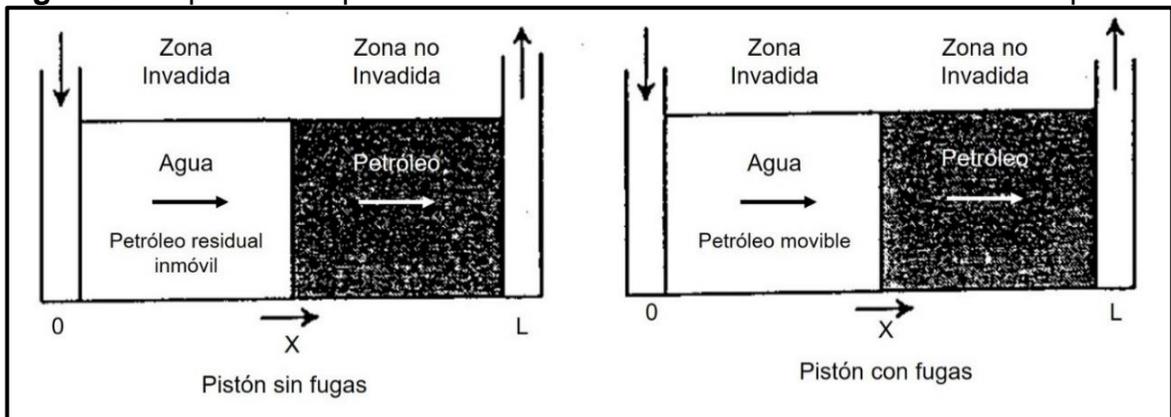
⁷⁰ BLANCO. Óp. Cit., p. 17.

2.2.2.1 Tipos de desplazamiento. Una vez se inicia con la inyección de agua, se consolida un frente de desplazamiento que permite distinguir dos zonas en el yacimiento: la zona invadida y la zona no invadida. La primera zona está formada por el agua inyectada y el petróleo remanente. La segunda zona se caracteriza por la formación de un banco de petróleo que es desplazado hacia el pozo productor. Este desplazamiento puede ser asociado a un efecto pistón y se puede presentar de dos formas:

- **Desplazamiento tipo pistón sin fugas:** en este tipo de desplazamiento, el agua inyectada actúa como un pistón, desplazando todo el petróleo móvil de la zona invadida, de modo que, detrás del frente de invasión, la saturación del agua será máxima y la del petróleo será residual (S_{or})⁷¹. Esto se encuentra representado en la parte izquierda de la **Figura 20**.

- **Desplazamiento tipo pistón con fugas:** en este tipo de desplazamiento, el pistón no es completamente eficiente, permitiendo que parte del petróleo móvil quede detrás del frente, por lo tanto, la saturación de aceite después del desplazamiento será mayor a la residual ($S_o > S_{or}$)⁷². Esto se encuentra representado en la parte derecha de la **Figura 20**.

Figura 20. Tipos de desplazamiento de dos fluidos inmiscibles en un medio poroso.



Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. 2001. p. 74.

En cada uno de los tipos de desplazamiento tipo pistón se distinguen dos fases. En primer lugar, está la fase previa a la ruptura, durante la cual se produce únicamente el fluido desplazado (petróleo) y donde la producción total no contiene fluido desplazante (agua). Posterior a la ruptura, se encuentra la fase subordinada, donde

⁷¹ BLANCO. Óp. Cit., p. 17.

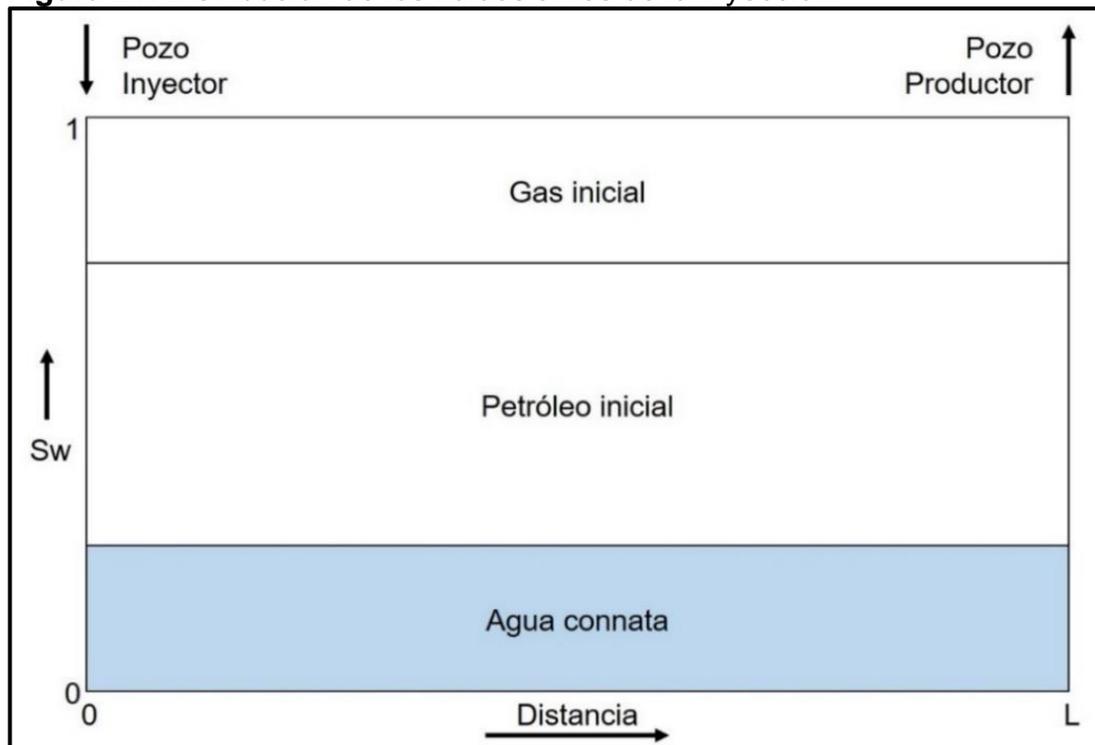
⁷² Ibid., p. 17.

existe producción tanto de petróleo como de agua, teniendo en cuenta que será el agua el fluido que arrastre al petróleo hasta el pozo productor.

2.2.2.2 Mecanismos de desplazamiento. Según Paris de Ferrer⁷³, el desplazamiento entre el agua y el petróleo es de tipo no continuo, debido a que las saturaciones de los fluidos varían con el tiempo, generando cambios en las permeabilidades relativas, las presiones y viscosidades de cada una de las fases presentes. El mecanismo de desplazamiento de un proceso de inyección de agua, generalmente presenta las siguientes etapas:

- **Condiciones iniciales:** según Paris de Ferrer⁷⁴, generalmente los yacimientos candidatos a un proceso de inyección de agua ya han sido producidos y han sufrido un agotamiento natural desde la primera fase de producción primaria. Es común encontrar yacimientos con presiones actuales por debajo de la presión de burbuja, por lo tanto, existirá una fase de gas presente. Asumiendo que los fluidos se mueven de forma horizontal a través del yacimiento, la distribución de los fluidos en esta etapa del proceso está representada por la **Figura 21**.

Figura 21. Distribución de los fluidos antes de la inyección.



Fuente: elaboración propia, con base en. PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. 2001. p. 75.

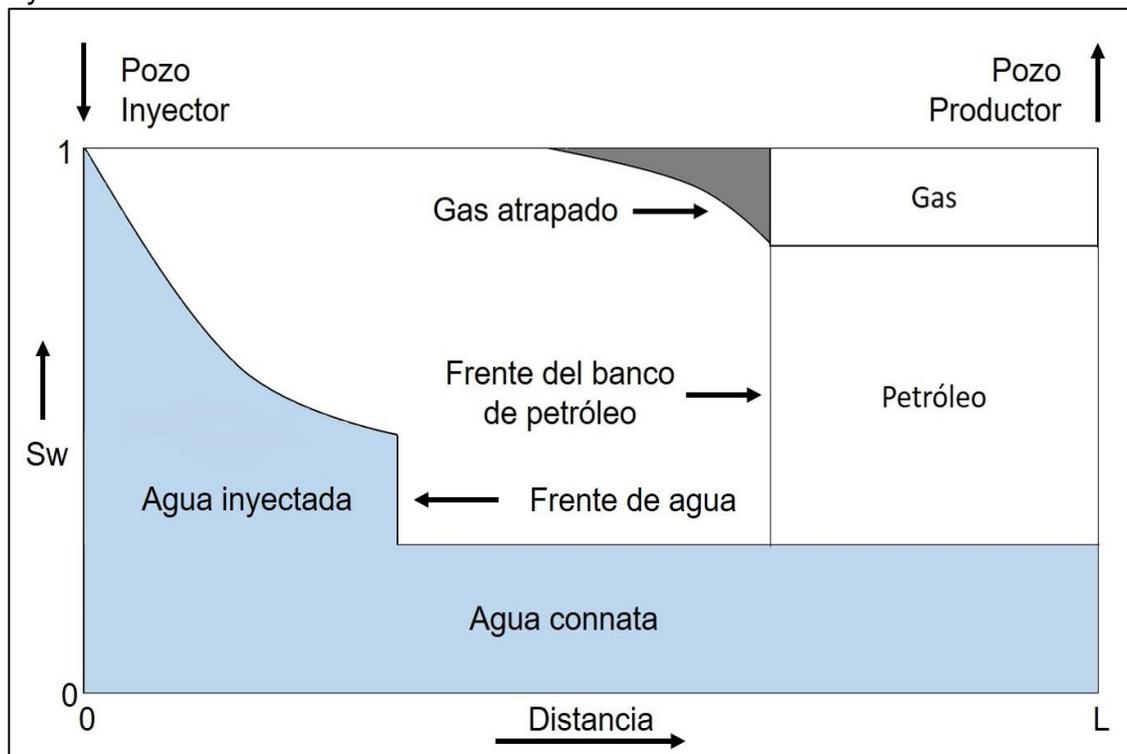
⁷³ PARIS DE FERRER. Óp. Cit., p. 74.

⁷⁴ Ibid., p. 75.

- **Llenado:** una vez se inicia el proceso de inyección, el agua inyectada en el yacimiento facilita la redisolución del gas libre in situ en el petróleo a medida que lo va contactando, de modo que, el agua pasa a ocupar el volumen que previamente ocupaba el gas. Durante esta etapa no ocurre un proceso de desplazamiento del petróleo y su duración dependerá exclusivamente de la cantidad de gas libre y el volumen de agua inyectado⁷⁵.

- **Invasión:** según Paris de Ferrer⁷⁶, a medida que avanza el agua a través del yacimiento, parte del petróleo se desplaza en dirección al pozo productor, formando un banco de petróleo. El agua empuja el petróleo y el gas que se encuentre libre en el yacimiento, sin embargo, parte de ese gas puede quedar atrapado en el banco de petróleo, ocupando un espacio que de una u otra forma puede contener petróleo residual, **Figura 22**.

Figura 22. Distribución de los fluidos a un determinado tiempo durante la inyección.



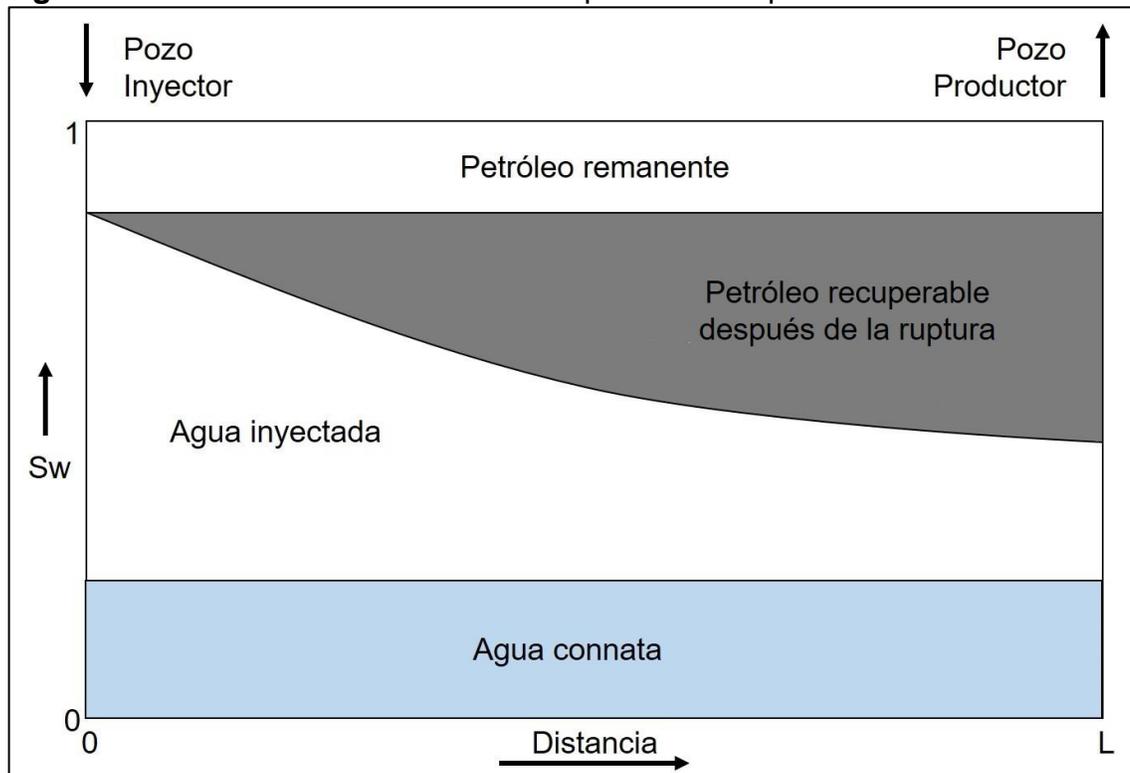
Fuente: elaboración propia, con base en. PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. 2001. p. 76.

⁷⁵ Ibid., p. 76.

⁷⁶ Ibid., p. 76.

- **Ruptura:** el punto en el cual el frente de agua alcanza el pozo productor se denomina punto de ruptura, a partir de este punto, se empieza a producir el agua inyectada y el corte de agua incrementa rápidamente. La distribución de los fluidos en el momento en el cual se alcanza el punto de ruptura se encuentra representado por la **Figura 23**.

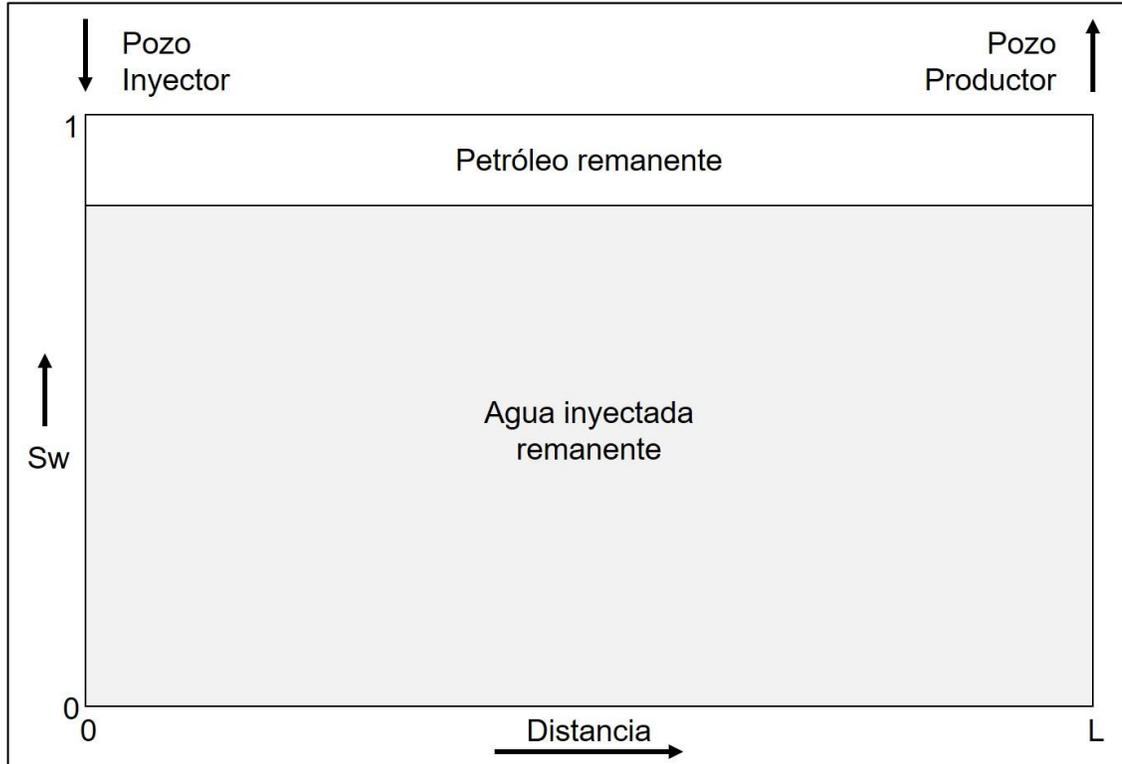
Figura 23. Distribución de los fluidos después de la ruptura.



Fuente: elaboración propia, con base en. PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. 2001. p. 75.

- **Etapa Subordinada:** es la etapa posterior a la ruptura, en la cual el fluido desplazante es producido junto al fluido desplazado. A partir de esta etapa, el recobro de petróleo detrás del frente dependerá de la inyección de grandes volúmenes de agua que puedan alcanzar las zonas vírgenes o no barridas. El proceso de inyección finalizará en el momento que no sea económicamente viable la continuidad del proceso de inyección. Finalmente, en la parte final del proyecto de inyección de agua, el volumen inundado del yacimiento contendrá únicamente petróleo remanente y agua, **Figura 24**.

Figura 24. Distribución de los fluidos al abandono del proyecto.



Fuente: elaboración propia, con base en. PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. 2001. p. 75.

2.2.2.3 Eficiencia de recobro. Tal y como menciona Craig⁷⁷, el término está relacionado a la cantidad de petróleo in situ que ha sido barrido por el agua en una unidad de volumen del yacimiento.

Según Ahmed⁷⁸, la eficiencia general de recobro, comúnmente conocida como el factor de recobro (RF) es el producto de la combinación de tres factores de eficiencia: la eficiencia de desplazamiento (E_D), la eficiencia de barrido areal (E_A) y la eficiencia de barrido vertical (E_V), **Ecuación 9**.

Ecuación 9. Factor de recobro generalizado.

$$RF = E_D * E_A * E_V$$

Fuente: AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. Forth Edition. 2010. p. 932.

⁷⁷ CRAIG, Forrest. The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding. 1971. p. 29.

⁷⁸ AHMED. Óp. Cit., p. 932.

Donde:

E_D = Eficiencia de desplazamiento
 E_A = Eficiencia areal de barrido
 E_V = Eficiencia vertical de barrido

• **Eficiencia de desplazamiento (E_D):** hace referencia a la fracción de petróleo móvil que ha sido desplazado de la zona barrida a lo largo de la inyección. Dado que en un proceso de inyección de agua siempre quedará petróleo residual, el valor de dicha eficiencia siempre será menor a uno.

Asumiendo que el factor volumétrico del petróleo es constante durante la vida del proyecto, que en el área barrida la saturación de gas es despreciable, y dejando la expresión en términos de saturación de agua, se tiene que:

Ecuación 10. Eficiencia de desplazamiento en presencia de gas.

$$E_D = \frac{\bar{S}_w - S_{wi} - S_{gi}}{1 - S_{wi} - S_{gi}}$$

Fuente: AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. Forth Edition. 2010. p. 935.

Donde:

\bar{S}_w = Saturación de agua promedio
 S_{wi} = Saturación de agua inicial
 S_{gi} = Saturación de gas inicial

Si no hay gas presente al inicio de la inyección, el término S_{gi} se reduce a cero. Por otra parte, la eficiencia de desplazamiento incrementará su valor durante diferentes etapas de la inyección de agua, alcanzando su máximo valor cuando la saturación promedio de petróleo en el área del patrón de inyección se reduzca hasta la saturación de petróleo residual (S_{or}).

Para establecer una relación entre el incremento de la saturación promedio de agua en la zona barrida en función del volumen acumulado de agua inyectada se desarrolló la teoría de desplazamiento frontal. Esta teoría está conformada por dos ecuaciones:

✓ Ecuación de flujo fraccional.

✓ Ecuación de avance frontal.

Según Ahmed, para dos fluidos inmiscibles, petróleo y agua, la fracción de flujo del agua (f_w) se define como la tasa de flujo del agua dividida en la tasa de flujo total. Este concepto se encuentra expresado matemáticamente en la **Ecuación 11**.

Ecuación 11. Flujo fraccional generalizada.

$$f_w = \frac{q_w}{q_t} = \frac{q_w}{q_w + q_o}$$

Fuente: AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. Forth Edition. 2010. p. 936.

Donde:

q_w = Caudal de agua (BWPD)
 q_o = Caudal de petróleo (BOPD)
 q_t = Caudal total (BFPD)

La **Ecuación 12** representa la ecuación de flujo fraccional en términos de parámetros de yacimiento como la permeabilidad, la presión capilar, la viscosidad de los fluidos y el ángulo de buzamiento.

Ecuación 12. Flujo fraccional en términos de parámetros de yacimiento.

$$f_w = \frac{1 + \left(\frac{0.001127kk_{ro}A}{\mu_o i_w} \right) \left[\frac{\partial P_c}{\partial x} - 0.433\Delta p \sin(\alpha) \right]}{1 + \frac{k_{ro} \mu_w}{k_{rw} \mu_o}}$$

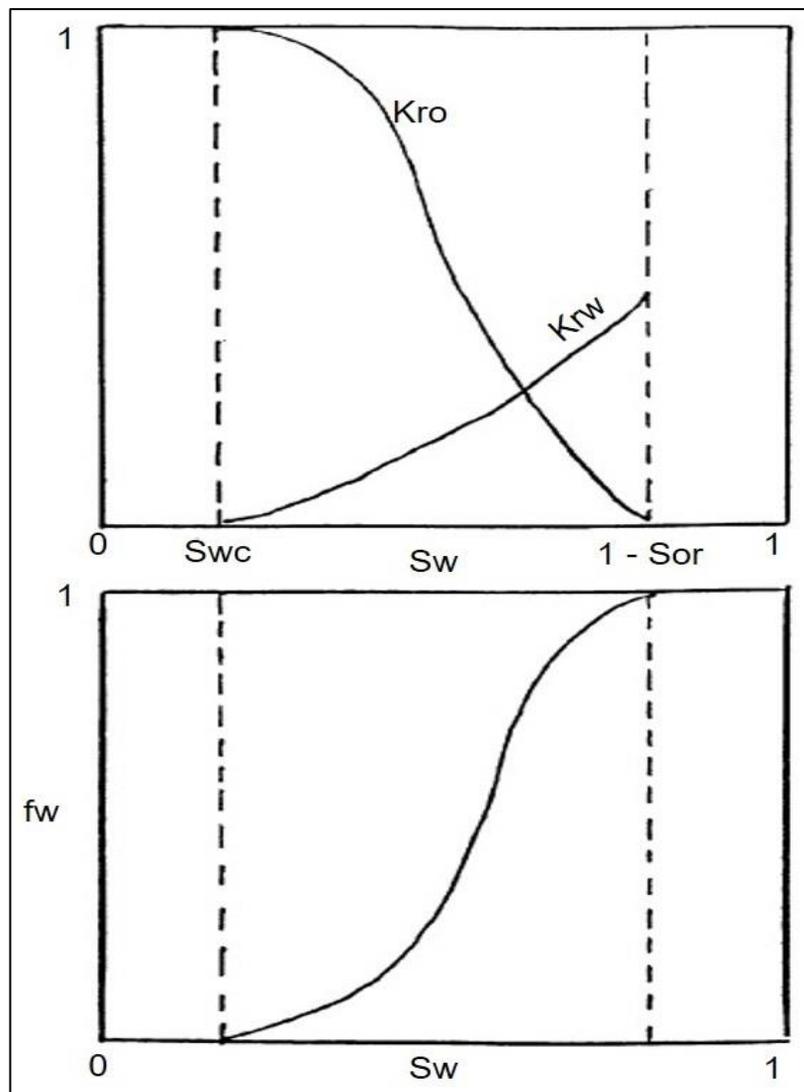
Fuente: AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. Forth Edition. 2010. p. 939.

Donde:

K = Permeabilidad absoluta (mD)
 K_{ro} = Permeabilidad relativa del petróleo

- K_{rw} = Permeabilidad relativa del agua
- A = Área transversal de la dirección de flujo (ft^2)
- μ_o = Viscosidad del petróleo (cP)
- μ_w = Viscosidad del agua (cP)
- I_w = Tasa de inyección de agua (BWIPD)
- P_c = Presión capilar (psi)
- x = Distancia (ft)
- ρ = Densidad del fluido
- α = Ángulo de buzamiento

Figura 25. Curva de flujo fraccional en función de la saturación.

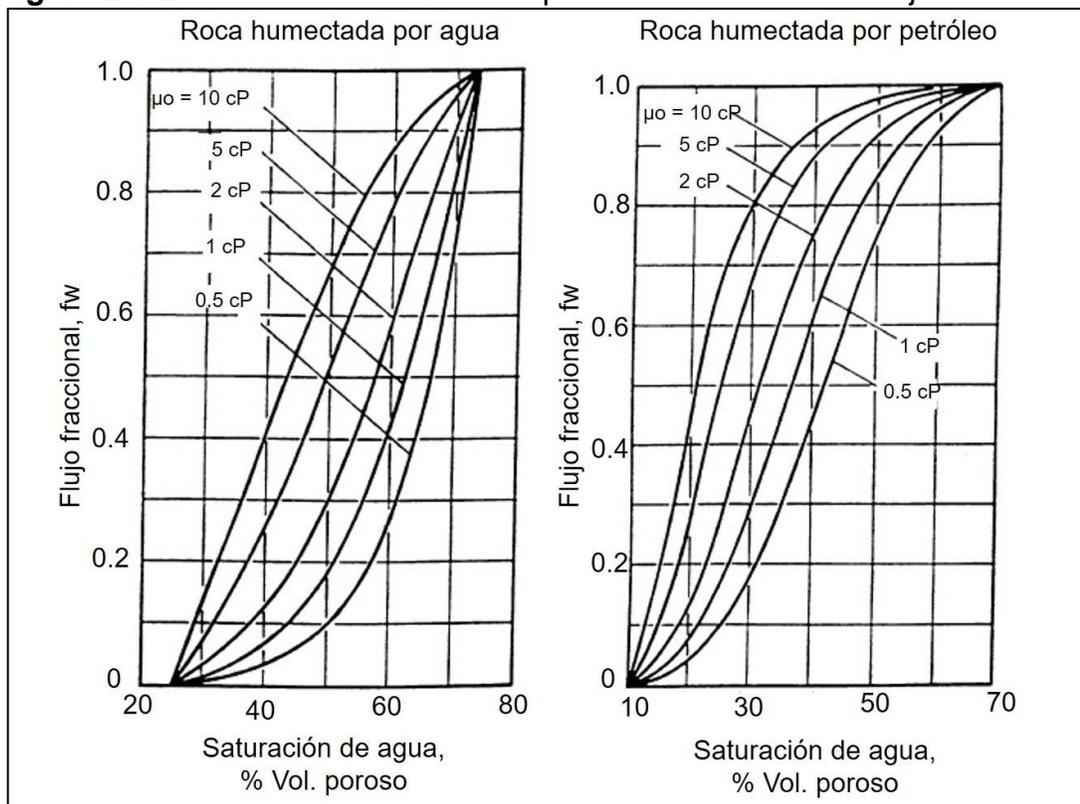


Fuente: AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. Forth Edition. 2010. p. 942.

A partir de la definición de flujo fraccional y mediante las tasas de flujo, se puede determinar que el rango de valores que puede entregar la ecuación de flujo fraccional está definido entre 0 y 1. A saturación de agua irreducible, el flujo de agua es 0, por lo tanto, el flujo fraccional también es 0. Por otra parte, a saturación de petróleo residual, la tasa de flujo del petróleo es 0, por lo que el corte de flujo fraccional será 1.

En la **Figura 25** se contrasta el comportamiento de las curvas de permeabilidad relativa y la curva de flujo fraccional en función del cambio de saturación de agua durante un proceso de inyección de agua. A medida que aumenta la saturación de agua, disminuye el corte de petróleo y, por lo tanto, su movilidad. Ahmed⁷⁹ afirma que es esencial desarrollar un esquema de inyección adecuado, que permita reducir en la medida de lo posible el flujo fraccional de agua. Esto se puede lograr mediante el análisis del efecto de la viscosidad de los fluidos, el ángulo de buzamiento de la formación, la presión capilar, la humectabilidad, y la tasa de inyección de agua, en la determinación de la curva de flujo fraccional.

Figura 26. Efecto de la viscosidad del petróleo en la curva de flujo fraccional.



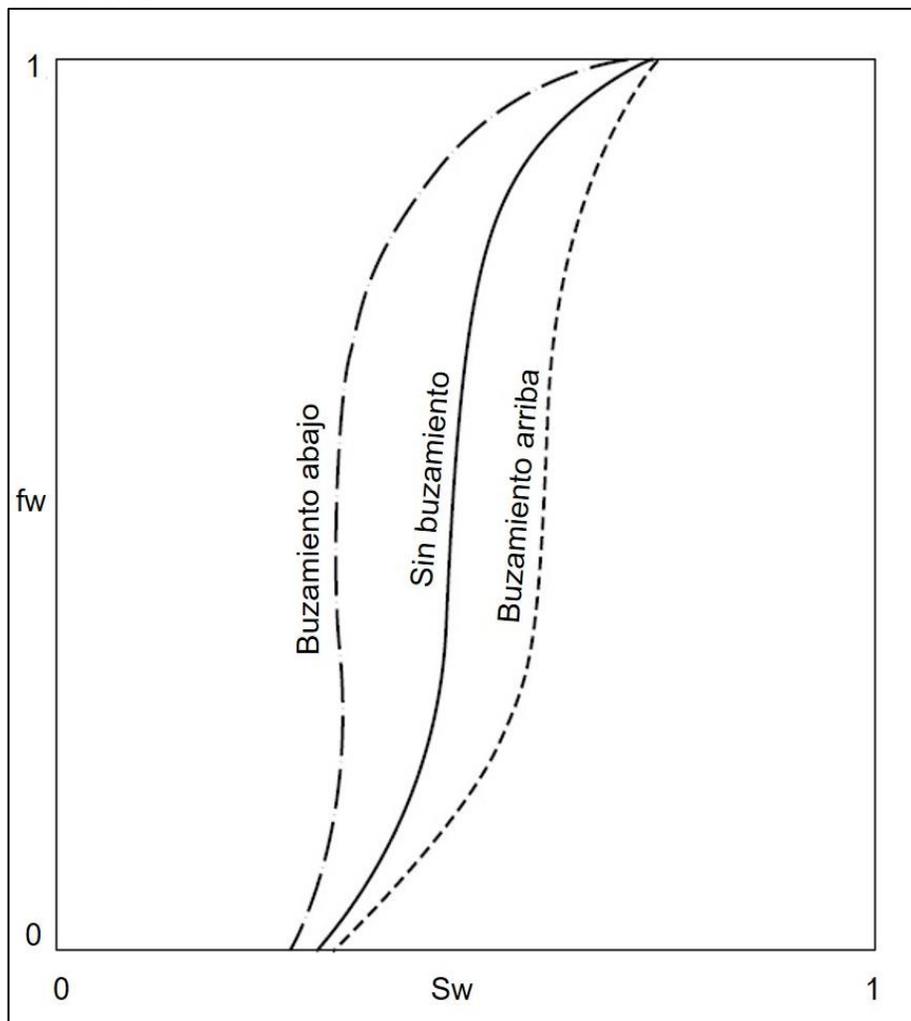
Fuente: AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. Forth Edition. 2010. p. 943.

⁷⁹ Ibid., p. 942.

En relación al efecto de la viscosidad, la **Figura 26** presenta el efecto general de la viscosidad del petróleo en la curva de flujo fraccional tanto para un sistema de roca humectado por agua como para un sistema de roca humectado por petróleo.

Se puede observar que, sin importar la mojabilidad del sistema, una viscosidad de petróleo alta da como resultado un incremento en la curva de flujo fraccional. Con respecto a la viscosidad del agua, si el agua de inyección es altamente viscosa generará una disminución del corte de agua. La **Figura 27** permite observar el comportamiento de la curva de flujo fraccional bajo el efecto del ángulo de buzamiento (α).

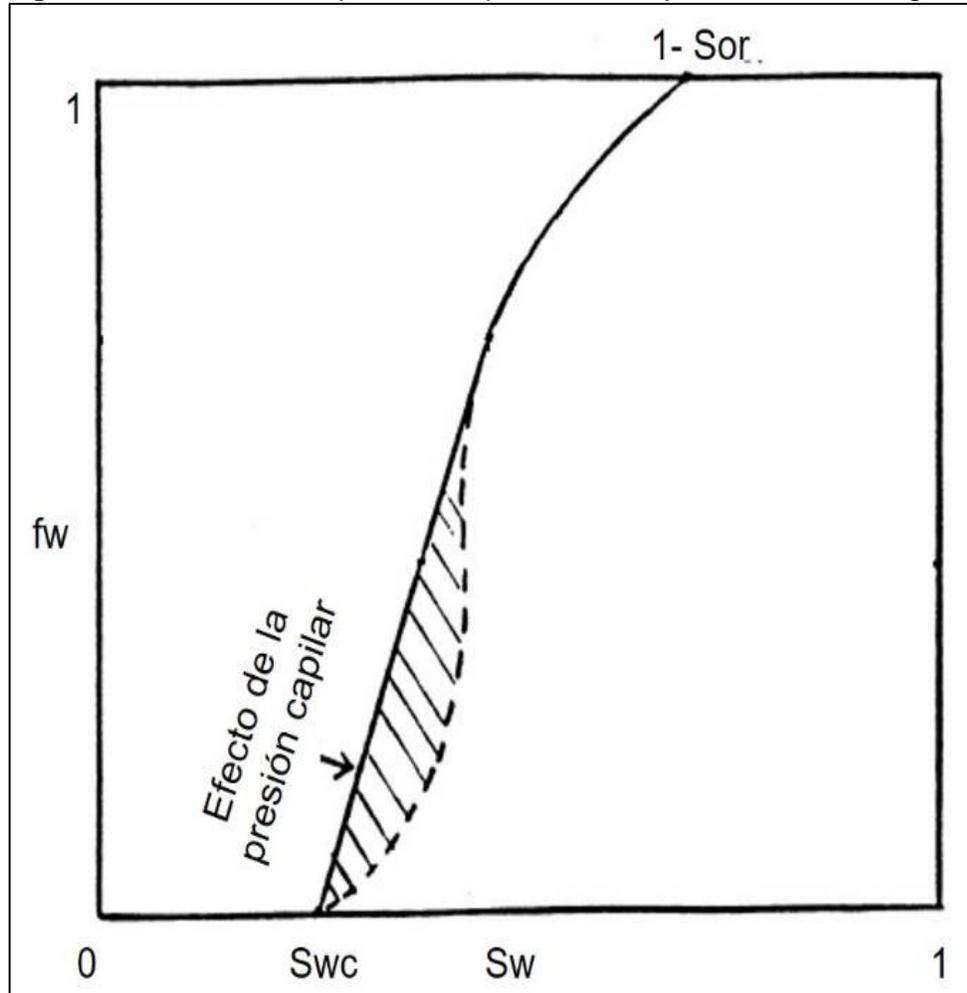
Figura 27. Efecto del ángulo de buzamiento en la curva de flujo fraccional.



Fuente: AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. Forth Edition. 2010. p. 943.

Paris de Ferrer⁸⁰ menciona que la presión capilar genera un incremento del flujo fraccional del agua en la etapa temprana del proceso de inyección, como consecuencia de la interacción roca-fluido. Es por tal motivo que, en procesos de inyección de agua, se busca disminuir o eliminar el gradiente de presión capilar mediante la alteración de la humectabilidad de la roca o la eliminación de la tensión interfacial entre el petróleo y el agua, **Figura 28**.

Figura 28. Efecto de la presión capilar en el flujo fraccional de agua.



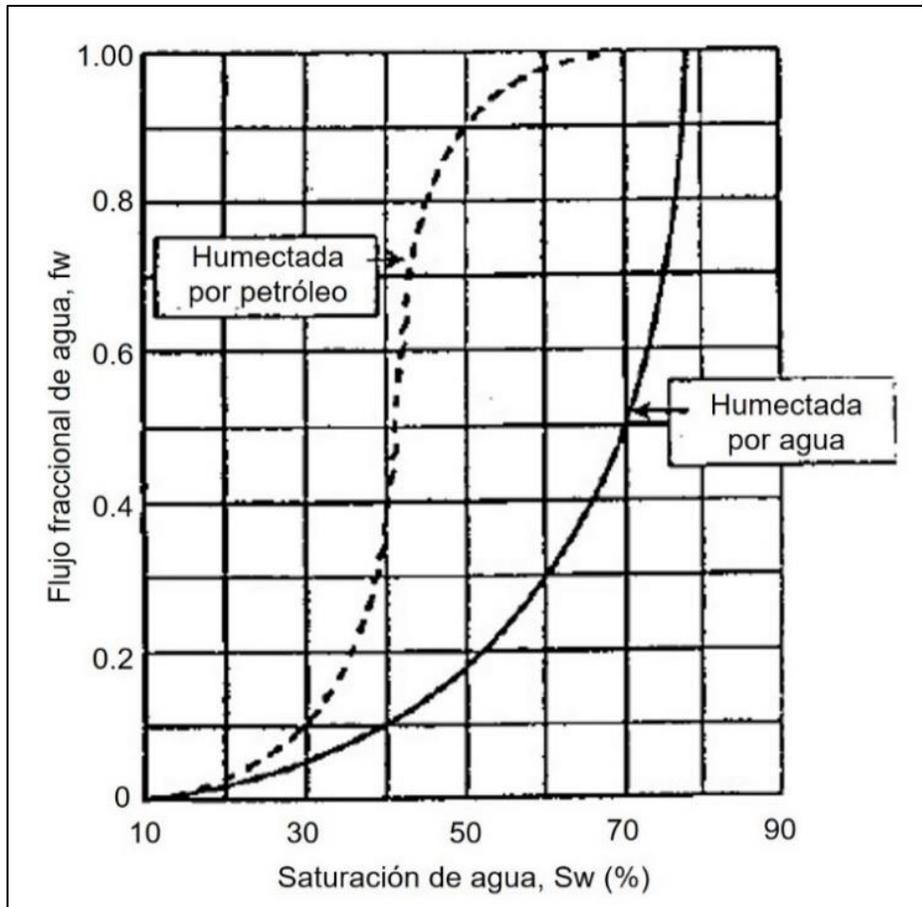
Fuente: AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. Forth Edition. 2010. p. 956.

Ahora bien, la humectabilidad de la roca también tiene un efecto importante a tener en cuenta dado que influye desde el primer momento en los resultados esperados

⁸⁰ Ibid., p. 80.

del proyecto de inyección de agua. Según Paris de Ferrer⁸¹, el desplazamiento de petróleo en una roca humectada por agua generalmente suele ser más eficiente en comparación a una roca humectada por petróleo. Por tanto, la curva de flujo fraccional muestra un incremento cuando el sistema es humectado por petróleo, y valores más bajos cuando es humectado por agua, **Figura 29**.

Figura 29. Comparación de las curvas de flujo fraccional según humectabilidad.



Fuente: AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. Forth Edition. 2010. p. 956.

Tal y como menciona Ahmed⁸², el desarrollo de la teoría de flujo fraccional ha permitido determinar el corte de agua en cualquier punto del yacimiento, asumiendo que el valor de saturación en dicho punto es conocido. Sin embargo, la pregunta en su momento fue como determinar la saturación de agua en ese punto particular. La

⁸¹ Ibid., p. 81.

⁸² AHMED. Óp. Cit., p. 952.

respuesta fue el uso de la ecuación de avance frontal. Dicha ecuación permite describir el desplazamiento inmisible de dos fases en un sistema lineal y solo aplica a la zona situada detrás del frente, justamente la región de interés, ya que delante del frente las saturaciones se asumen constantes.

Tras el desarrollo matemático realizado por Buckley y Leverett, se llegó a la siguiente expresión:

Ecuación 13. Ecuación de avance frontal de Buckley y Leverett (1942).

$$(x)_{sw} = \frac{5.615i_w t}{\Phi A} \left(\frac{df_w}{dS} \right)_{S_w}$$

Fuente: AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. Forth Edition. 2010. p. 955.

Donde:

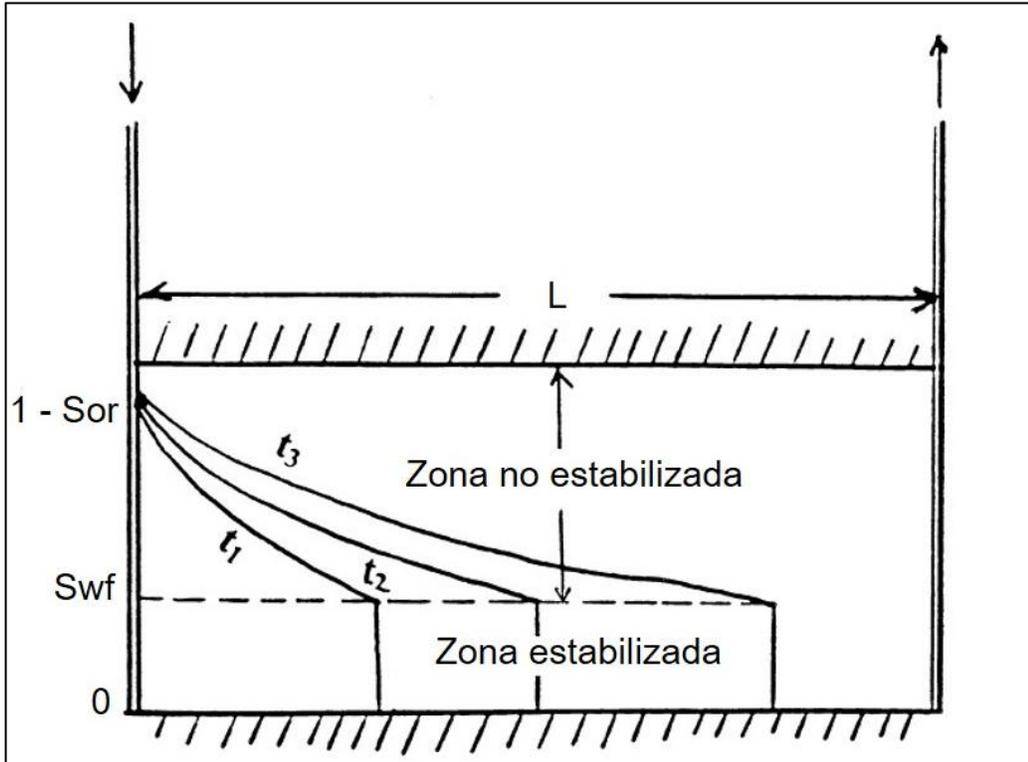
- i_w = Tasa de inyección de agua (BWIPD)
- t = Tiempo desde el inicio de la inyección (días)
- Φ = Porosidad
- A = Área transversal a la dirección de flujo (ft²)
- f_w = Flujo fraccional
- S_w = Saturación del agua

Paris de Ferrer⁸³ afirma que el frente de invasión no es plano, sino que es una zona de extensión y forma definida que se mantiene a lo largo del proceso de inyección. Esta zona o región se estabiliza al poco tiempo del inicio de la inyección y se denomina comúnmente como zona estabilizada. Varios autores definen la zona estabilizada como un intervalo de saturación entre S_{wc} y S_{wf} donde todos los puntos viajan a la misma velocidad.

Por otra parte, también se ha identificado otra zona ubicada en el intervalo de saturación comprendido entre S_{wf} y $(1-S_{or})$ donde la velocidad de cualquier punto de saturación es variable, esta zona es denominada la zona no estabilizada, **Figura 30**.

⁸³ PARIS DE FERRER. Óp. Cit., p. 92.

Figura 30. Perfil de saturación de agua según distancia y tiempo.



Fuente: AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. Forth Edition. 2010. p. 957.

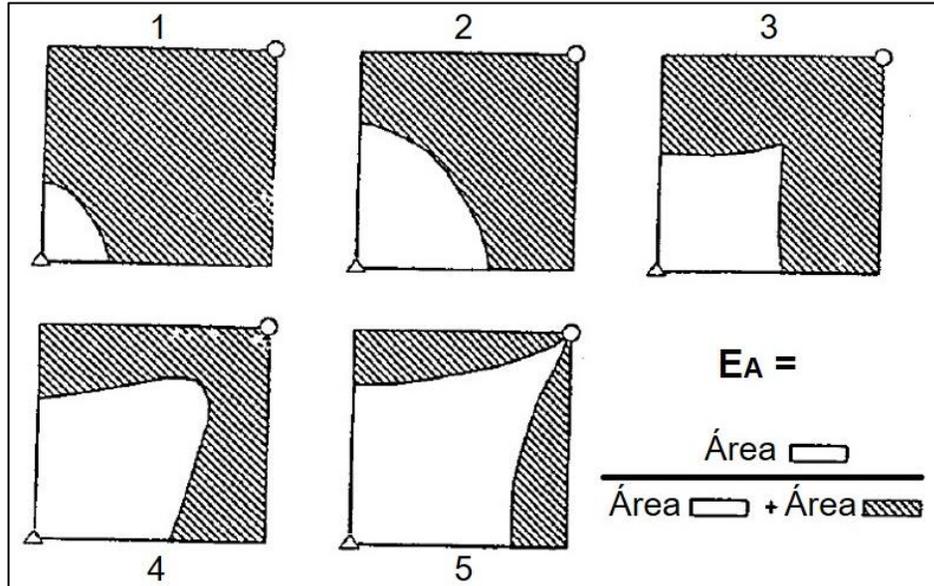
• **Eficiencia de barrido areal (E_A):** es el área fraccional del patrón de evaluación que ha sido barrido por el fluido desplazante (agua). Existen varios factores que determinan la eficiencia areal, entre los más importante están las movilidades de los fluidos, el tipo de patrón, la distribución de presión entre pozos inyectoros y productores, la heterogeneidad areal y el volumen total inyectado de agua. La mayoría de estos factores se discutió previamente.

La **Figura 31** muestra la posición del frente de invasión en periodos sucesivos de tiempo desde el inicio de la inyección, hasta la ruptura, para un arreglo de 5 pozos.

La eficiencia areal debe ser estudiada en tres momentos importantes:

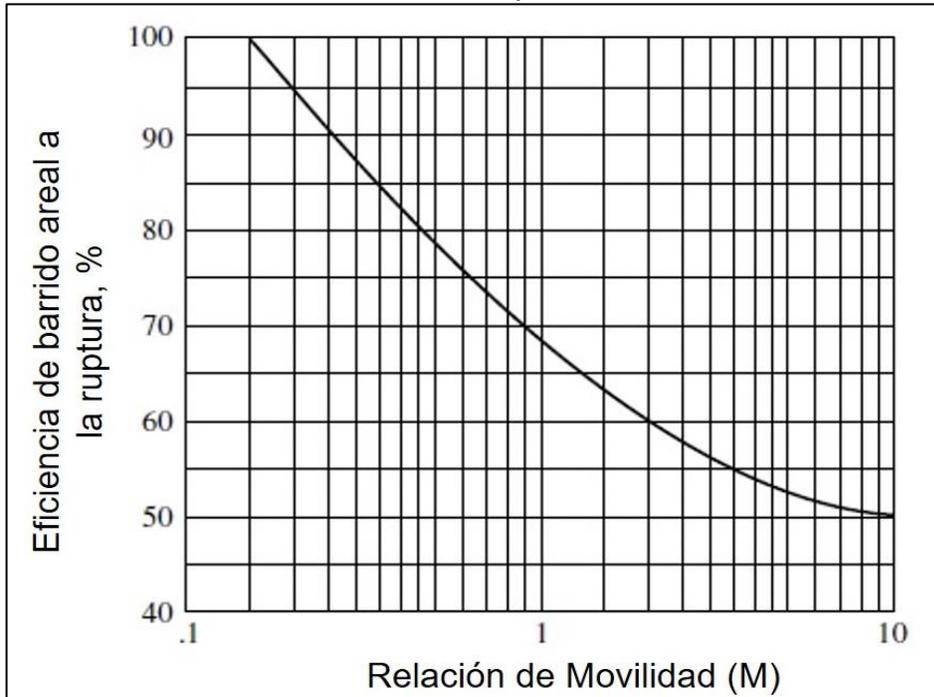
- ✓ Eficiencia de barrido areal antes de la ruptura.
- ✓ Eficiencia de barrido areal durante la ruptura.
- ✓ Eficiencia de barrido areal después de la ruptura.

Figura 31. Etapas de barrido areal para un arreglo de 5 pozos.



Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. 2001. p. 142.

Figura 32. Relación entre la eficiencia de barrido areal y la relación de movilidad en el momento de la ruptura.

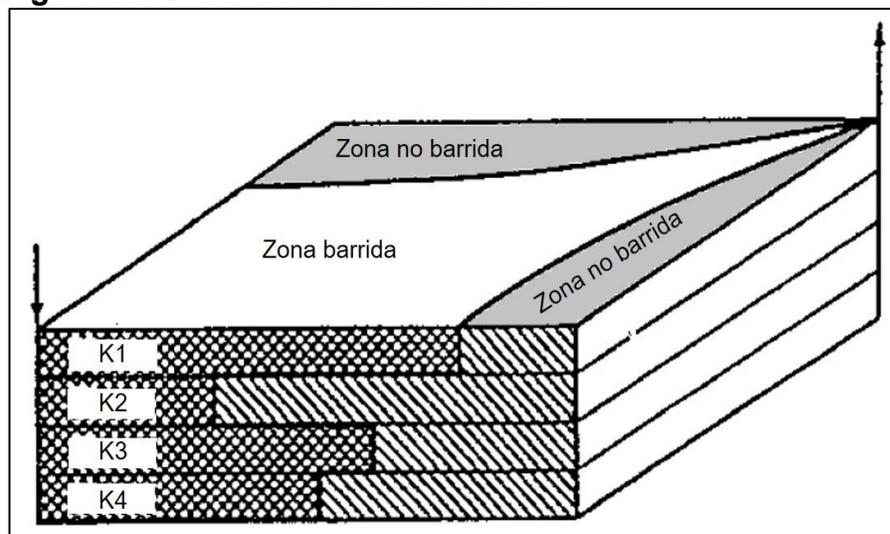


Fuente: AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. Forth Edition. 2010. p. 991.

Antes de la ruptura, la eficiencia de barrido areal está dominada principalmente por el volumen de agua inyectado dado que la diferencia de saturaciones se mantiene constante durante ese tiempo. En general, la eficiencia areal disminuye cuando la razón de movilidad aumenta. Craig propuso en 1955 una relación grafica entre la eficiencia de barrido areal y la relación de movilidad para un patrón de 5 puntos, **Figura 32**. Posterior a la ruptura, la eficiencia de barrido areal aumenta debido al incremento gradual del área total barrida por la inyección continua de agua.

- **Eficiencia de barrido vertical (E_v):** es la fracción de sección vertical de la zona de interés que ha sido contactada por el fluido inyectado. Esta eficiencia está en función de la heterogeneidad vertical, el grado de segregación gravitacional, las movilidades de los fluidos y el volumen total inyectado. Según Ahmed⁸⁴, como consecuencia de la no uniformidad de la permeabilidad, el agua inyectada tenderá a moverse a través del yacimiento en un frente irregular, viajando más rápido en zonas estratificadas de alta permeabilidad y más lento en aquellas porciones con menor permeabilidad, **Figura 33**.

Figura 33. Eficiencia de barrido vertical.



Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. 2001. p. 152.

Los factores de mayor incidencia en la eficiencia de barrido vertical son la heterogeneidad del yacimiento y la relación de movilidad. Con respecto al volumen de fluido inyectado, la eficiencia de barrido vertical aumenta con el volumen de fluidos inyectados y, por lo tanto, con el tiempo.

⁸⁴ AHMED. Óp. Cit., p. 1042.

El producto de las eficiencias de barrido se conoce como eficiencia volumétrica de barrido y representa la fracción global del patrón de inyección que ha sido contactado por el fluido inyectado.

Todos los factores de eficiencia son variables que incrementan durante la invasión del agua en el yacimiento y alcanzan un valor máximo en el límite económico del proyecto de inyección.

2.3 DISEÑO DE LA INYECCIÓN DE AGUA

Según Paris de Ferrer⁸⁵, la planificación temprana de un proceso de inyección de agua es de vital importancia para el desarrollo futuro del campo en cuestión, ya que permite identificar con tiempo los detalles de ingeniería que deben ser resueltos y así maximizar la eficiencia del proceso. Ahora bien, el inicio de un proyecto de inyección de agua está sujeto a distintas variables de yacimiento como lo son los mecanismos de producción, la presión inicial, la presencia y tamaño de acuíferos y/o capa de gas, las propiedades de los fluidos, entre otros.

2.3.1 Tiempo óptimo para el inicio de la inyección de agua. Generalmente se cree que un proyecto de inyección de agua debe aplicarse únicamente después de un proceso primario de recuperación, mediante el cual el yacimiento ha sido depletado en gran medida, sin embargo, la inyección de agua aplicada a un yacimiento muy depletado no tendrá la misma eficiencia en comparación a un yacimiento cuyo proceso de inyección de agua inicia cuando la presión es cercana al punto de burbuja.

Thakur⁸⁶ sugiere tomar como punto de referencia, un valor de presión por encima de la presión de burbuja para el inicio del proceso. Bajo esta premisa, se pueden obtener ciertas ventajas como:

- ✓ La cantidad de gas en solución en el petróleo remanente será máxima, por lo que, bajo esta condición, un barril de petróleo en superficie representará la mayor cantidad de petróleo en el yacimiento, Figura 34. Dado que todo el gas se encuentra disuelto en el petróleo, no existirá la etapa de llenado y la respuesta de la inyección será inmediata.
- ✓ La viscosidad del petróleo en el yacimiento será mínima, lo cual mejorará la movilidad del petróleo en el medio poroso y la eficiencia areal de barrido, Figura 35.
- ✓ Los pozos productores se encontrarán en su índice de productividad más alto.

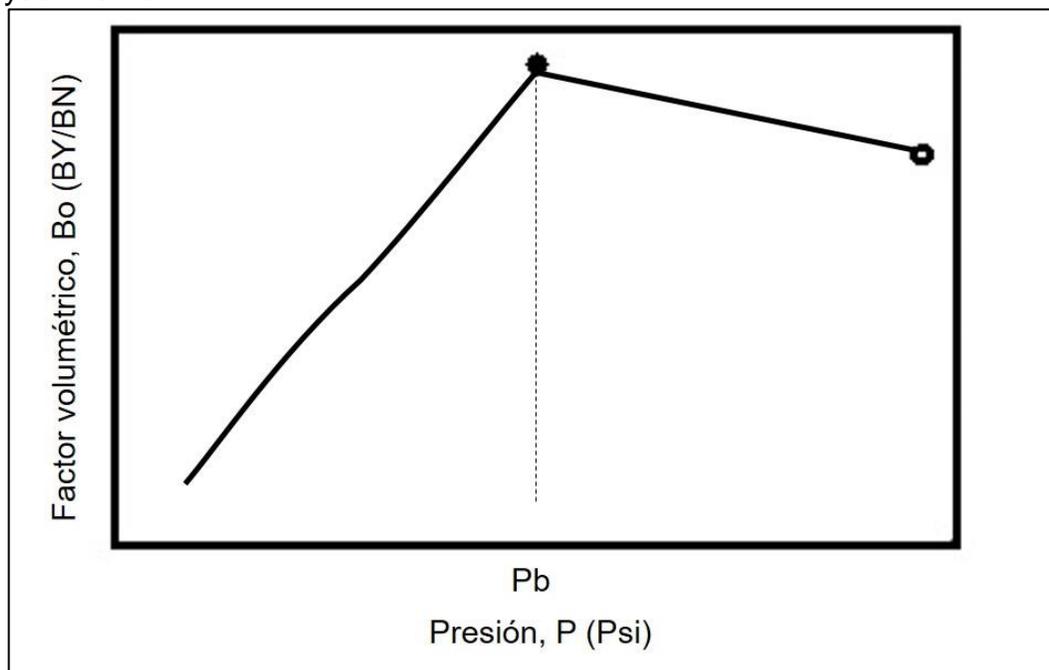
⁸⁵ PARIS DE FERRER. Óp. Cit., p. 278.

⁸⁶ THAKUR. Óp. Cit., p. 20.

Ahmed⁸⁷ sostiene que el procedimiento para determinar el tiempo óptimo en el que se puede comenzar con un proyecto de inyección de agua, está dado por el cálculo de las siguientes variables:

- ✓ Recuperación de petróleo anticipado.
- ✓ Tasas de producción de los fluidos.
- ✓ Inversión monetaria.
- ✓ Disponibilidad y calidad del agua.
- ✓ Costos del tratamiento de agua y equipos de bombeo.
- ✓ Costos de mantenimiento y operación de las facilidades.
- ✓ Costos de perforación de nuevos pozos de inyección o de conversión de pozos productores a inyectoros.

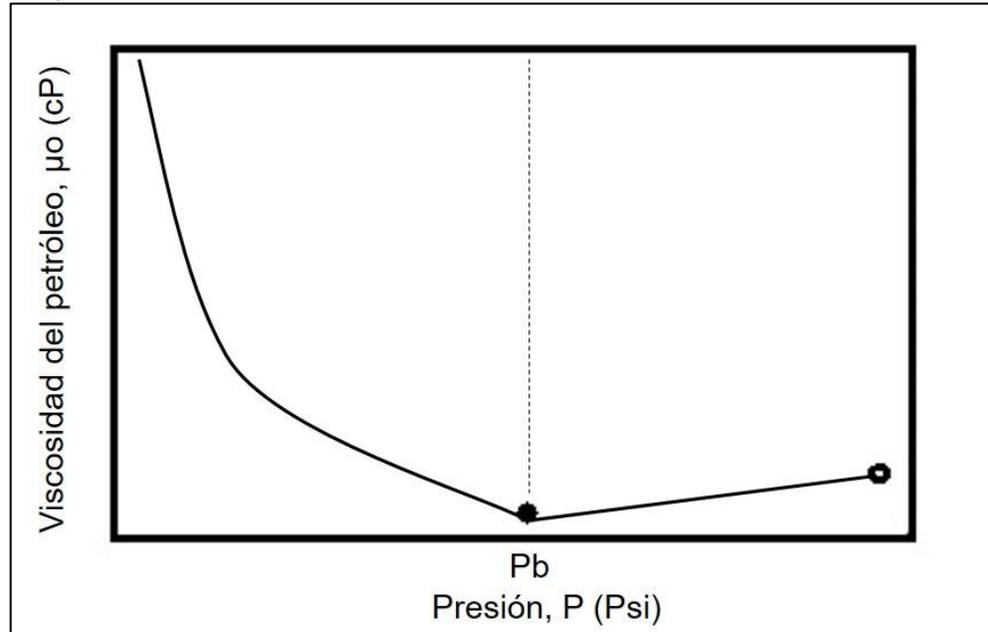
Figura 34. Comportamiento del factor volumétrico vs presión del yacimiento.



Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. 2001. p. 278.

⁸⁷ AHMED. Op. Cit., p. 916.

Figura 35. Comportamiento de la viscosidad del petróleo vs presión de yacimiento.



Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. 2001. p. 278.

2.3.2 Aspectos claves para inyección de agua en campos de crudo pesado.

La práctica de inyección de agua en yacimientos convencionales de crudo mediano y ligero fue investigada originalmente por Buckley – Leverett (1942) y luego por Craig (1971), sin embargo, en la última década no se han presentado avances significativos en la comprensión de los mecanismos para la inyección de agua. La norma general ha sido dar inicio a la inyección de agua cuando se ha alcanzado el tiempo óptimo y mantener un VRR (Relación de Reemplazo de Vacío) cercano a 1.

La relación de reemplazo de vacío es una medida clave para el correcto control de la inyección de agua y se define como la fracción de volumen de fluido inyectado sobre el volumen de fluido producido, **Ecuación 14**.

Ecuación 14. Voidage Replacement Ratio (VRR).

$$\text{VRR} = \frac{\text{Volumen de fluido inyectado}}{\text{Volumen de fluido producido}}$$

Fuente: VITTORATOS, Steven. et al. Optimal Voidage Replacement Ratio for Communicating Heavy Oil Waterfloods Wells. SPE 150576. 2011. p. 1.

En ausencia de agua de inyección el VRR es igual a cero, por lo que este valor corresponde al proceso de recuperación primaria. Para valores del VRR entre 0 y 1, el proceso de recuperación es una combinación de los gradientes de presión impuestos por la inyección de agua y el mecanismo de producción del yacimiento.

El VRR óptimo para operar la inyección de agua debe ser igual a 1 o cercano a este valor pues en ese punto se maximiza el recobro. Otra razón importante para operar a un VRR = 1 es la de minimizar o evitar la subsidencia de la superficie que puede ocurrir si el reservorio es operado con un VRR < 1, donde el volumen de fluido inyectado es menor al volumen de fluido producido, ya que se han observado subsidencias significativas de varios metros en yacimientos de California, Venezuela y el Mar del Norte⁸⁸.

Otra medida clave para el control de la inyección de agua es la relación agua – petróleo producidos (WOR). Este valor es una medida macro de la eficiencia de la inyección de agua para desplazar el petróleo del yacimiento ya que presenta un comportamiento diferente al observado en reservorios de crudo ligero.

2.3.3 Fuente del agua. El agua puede obtenerse bien sea del mismo yacimiento, de un yacimiento con propiedades similares, acuíferos o zonas con alto contenido de agua, o fuentes superficiales como lagos, ríos o mares. Para que la inyección del agua pueda llevarse a cabo de manera óptima, el fluido en cuestión debe tener ciertas características que aseguren un barrido eficiente de la formación. En el **Cuadro 3**, se definen las principales características del agua de inyección.

Cuadro 3. Características del agua de inyección.

Características del agua de inyección	Debe ser compatible con el agua presente en la formación.
	No debe ser de carácter corrosivo.
	No debe precipitar minerales bajo condiciones de operación.
	No debe contener sólidos en suspensión en cantidades que puedan ocasionar taponamiento de los pozos inyectoros.
	No debe reaccionar con posibles minerales arcillosos presentes en la formación, evitando que se generen hinchamientos indeseados.

Fuente: Campos petrolíferos y proyectos de inyección de aguas. [En línea] Disponible en internet: <<http://industria-petrolera.lacomunidadpetrolera.com/2009/01/inyeccin-de-agua.html>> [Consultado el 8 de febrero de 2019].

⁸⁸ VITTORATOS, Steven. et al. Optimal Voidage Replacement Ratio for Communicating Heavy Oil Waterfloods Wells. SPE 150576. 2011. p. 2.

Para garantizar las características del **Cuadro 3**, el agua debe ser sometida a cada una de las siguientes pruebas:

- **Análisis iónico y mineral:** permite identificar la presencia de minerales y metales que puedan afectar el comportamiento del agua durante el proceso de inyección. El alto contenido de calcio y magnesio en el agua puede generar incrustaciones y taponamientos en la formación, además, la presencia de agentes corrosivos como el H₂S puede afectar los equipos en el subsuelo; disminuyendo la eficiencia del proceso y aumentando los costos de tratamiento del fluido.

- **Prueba de compatibilidad fluido-fluido:** según Schlumberger⁸⁹, es una prueba que permite verificar que no se produzcan reacciones indeseadas con un fluido en particular, bien sea con un fluido de tratamiento adicional o con fluidos del yacimiento y la formación. Es importante tener presente que las reacciones indeseadas pueden dañar la permeabilidad del yacimiento de manera permanente.

- **Prueba de compatibilidad roca-fluido:** como lo menciona Blanco⁹⁰, la cara de la formación puede sufrir daños permanentes si el agua inyectada posee características químicas que ocasionen reacciones indeseadas con la roca. Este tipo de pruebas permiten determinar el efecto causado por los elementos contenidos en el agua inyectada y los presentes en la formación.

2.3.4 Selección del patrón de inyección. Como lo menciona Ahmed⁹¹, uno de los pasos importantes para el diseño de un proyecto de inyección, sea de gas o agua, es la selección del patrón, ya que se busca proporcionar el máximo contacto posible entre el fluido inyectado y el crudo del yacimiento. Esta selección puede darse mediante la conversión de pozos productores a inyectoros o perforando nuevos pozos que tendrán como única finalidad la inyección de fluido.

De igual forma, para fines de planeación de proyectos de inyección se deben tener en cuenta factores como la heterogeneidad del yacimiento, la dirección de las fracturas presentes en el yacimiento, disponibilidad del fluido de inyección, el tiempo de inyección deseado, el espaciamiento entre pozos, entre otros.

En esencia, existen cuatro tipos de arreglos de pozos que pueden ser empleados en la industria del petróleo para proyectos de inyección:

- ✓ Patrón de inyección irregular.
- ✓ Patrón de inyección periférico.

⁸⁹ SCHLUMBERGER. Oilfield glossary. [En línea]. Disponible en internet: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/f/fluid_compatibility_test.aspx> [Citado el 18 de febrero de 2019].

⁹⁰ BLANCO. Óp. Cit., p. 30.

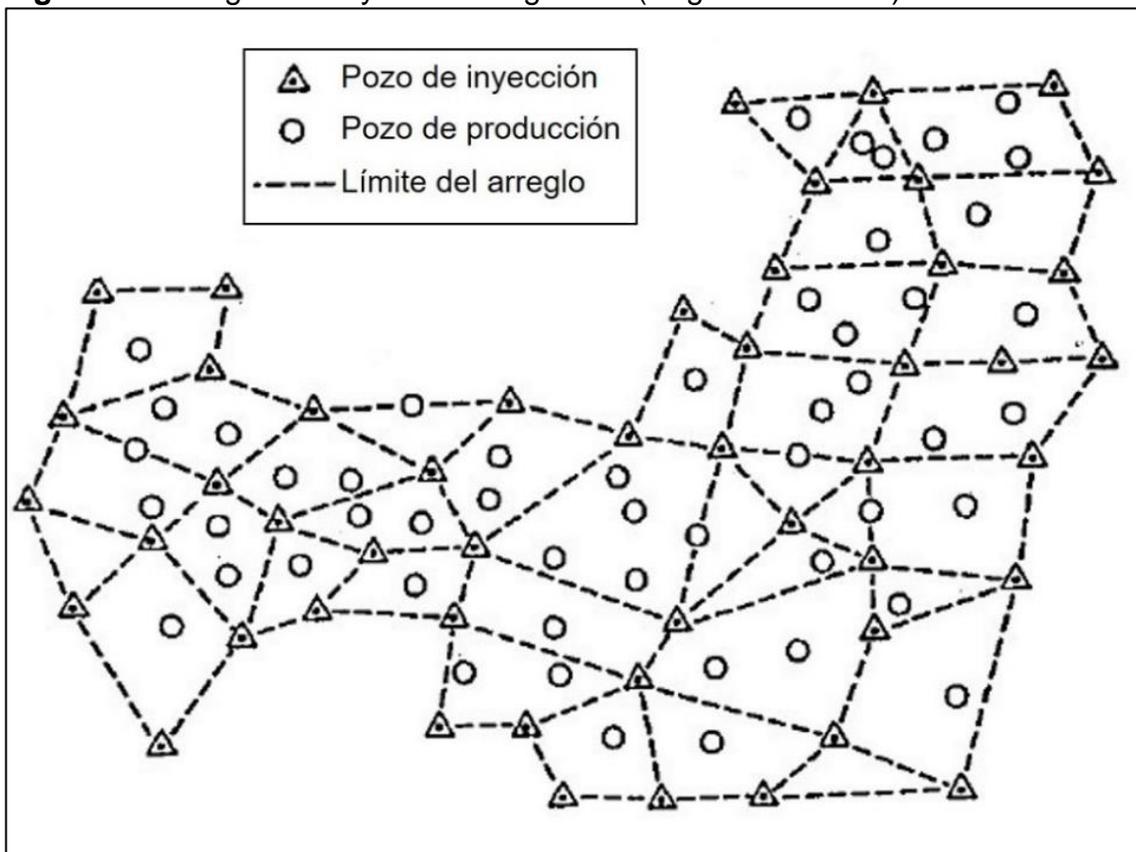
⁹¹ AHMED. Óp. Cit., p. 927.

- ✓ Patrón de inyección regular.
- ✓ Patrón de inyección basal y crestal.

Ya que se emplean principalmente arreglos de tipo regular e irregular, serán estos dos los que se expliquen a continuación:

2.3.4.1 Patrón de inyección irregular. Dadas las condiciones de la topología del terreno y las técnicas de perforación que dan lugar a pozos productores e inyectoras, en la mayoría de los casos no es posible tener una distribución uniforme de pozos. En estas situaciones, la ubicación de los pozos inyectoras dependerá de la forma original como ha sido producido el yacimiento, la viscosidad de los fluidos, la permeabilidad del yacimiento, su estructura y características geológicas, y la relación pozos inyectoras a productores que se desee⁹², **Figura 36**.

Figura 36. Arreglos de inyección irregulares (Según Rose et al).

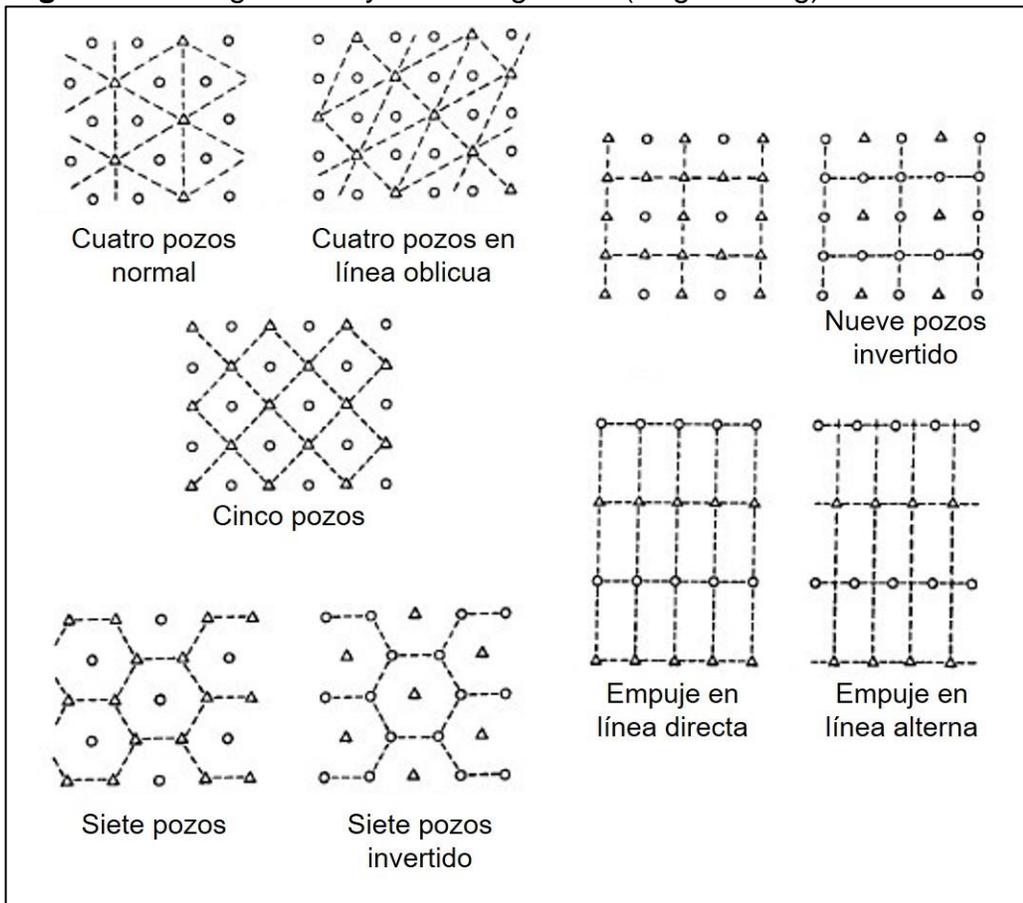


Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. 2001. p. 134.

⁹² PARIS DE FERRER. Óp. Cit., p. 133.

2.3.4.2 Patrón de inyección regular. Cuando los contratos de arrendamiento se dividen en áreas regulares y la topología del terreno es más uniforme, los campos de petróleo se desarrollan de una manera muy regular⁹³. Los patrones más comunes son representados en la **Figura 37**.

Figura 37. Arreglos de inyección regulares (Según Craig).



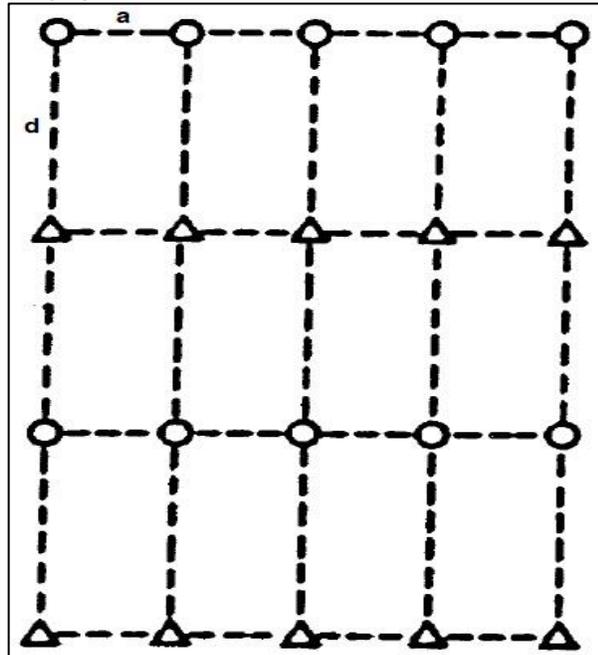
Fuente: AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. Forth Edition. 2010. p. 929.

Antes de considerar los tipos de arreglos que caracterizan a un patrón regular, es necesario considerar los parámetros que los caracterizan, entre ellos están:

- ✓ **Relación d/a:** en primer lugar, “d” es la distancia más corta entre pozos de distinto tipo situados uno después del otro en una misma columna, y “a” la distancia más corta entre pozos de igual tipo que se encuentren en una misma fila; uno seguido del otro, **Figura 38**.

⁹³ AHMED. Óp. Cit., p. 930.

Figura 38. Relación d/a en un arreglo de empuje en línea directa.



Fuente: AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. Forth Edition. 2010. p. 929.

- ✓ **Razón de pozos de inyección a pozos de producción ($R_{PI/PP}$):** se refiere a la división entre del número de pozos inyectores (PI) que influyen directamente a cada productor y el número de pozos productores (PP) que son afectados de manera directa por un inyector.
- ✓ **Unidad del arreglo:** es la unidad más pequeña que representa el arreglo, conocido también como elemento del arreglo.

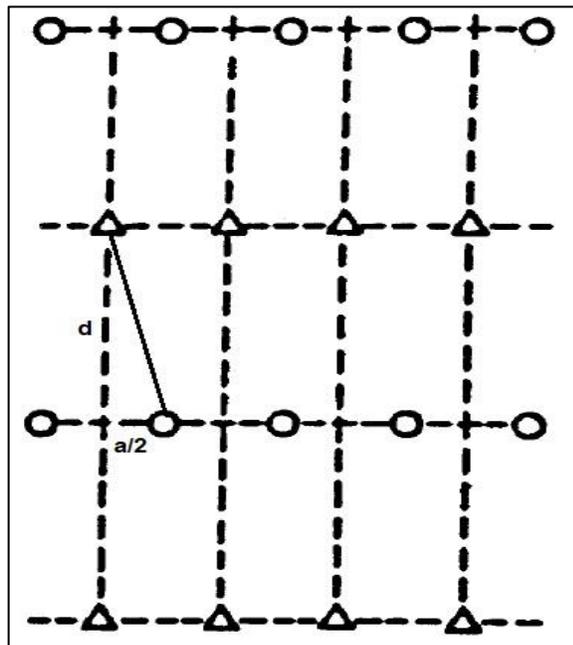
Con base en las premisas descritas anteriormente, es posible describir las generalidades de cada uno de los distintos arreglos que pueden llevarse a cabo durante un proceso de inyección para poder tener un recobro alto de petróleo.

- **Empuje en línea directa:** como enuncia Paris de Ferrer⁹⁴, físicamente resulta imposible alcanzar una eficiencia de barrido del 100% al momento de la ruptura cuando se inyecta agua sobre un plano vertical, pero teóricamente se puede aproximar esta condición en un arreglo donde los pozos productores e inyectores logren un balance entre sí, **Figura 38**. Para este modelo, la eficiencia de barrido mejora a medida que la relación d/a aumenta.

⁹⁴ PARIS DE FERRER. Óp. Cit. p. 135.

- **Empuje en línea alterna:** es una variación del empuje en línea recta. Se genera a desplazar los pozos inyectoros a lo largo de su línea a una distancia $a/2$, según lo descrito por Paris de Ferrer⁹⁵, **Figura 39**.

Figura 39. Arreglo de empuje en línea alterna.



Fuente: AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. Forth Edition. 2010. p. 929.

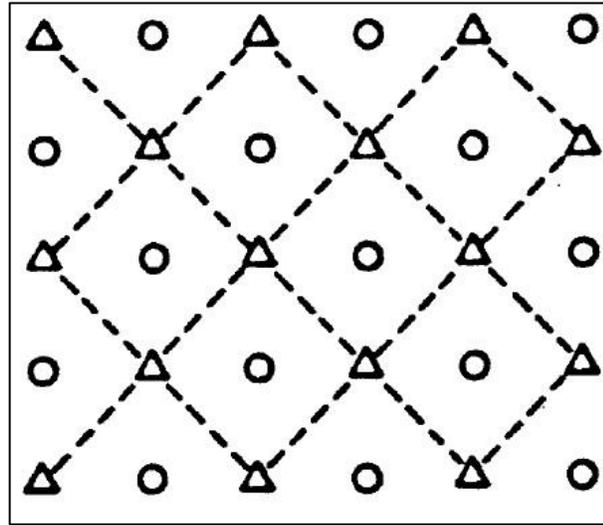
Como se observa, el pozo productor es ubicado en el centro de un rectángulo cuyos vértices están representados por los pozos inyectores. Para este caso, son cuatro los pozos inyectores que afectan directamente al pozo productor.

- **Arreglo de 5 pozos:** representa un caso especial del empuje en línea alterna, siendo uno de los más usados, **Figura 40**. En comparación con los anteriormente mencionados, es altamente conductivo debido a que la vía de flujo más corta es una línea recta entre el pozo inyector y el productor⁹⁶, lo que proporciona una buena eficiencia de barrido. Este tipo de arreglo es muy flexible debido a que permite generar otro tipo de arreglos con tan solo reorientar la posición de los pozos inyectores o haciendo la conversión de pozos productores preexistentes a pozos inyectores.

⁹⁵ Ibid., p. 136.

⁹⁶ Ibid., p. 137.

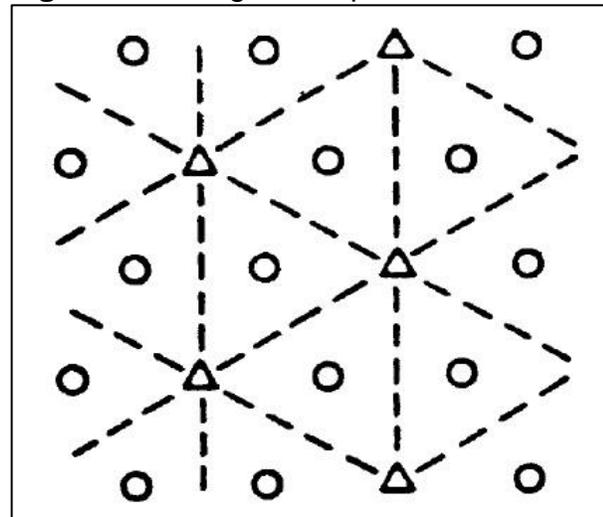
Figura 40. Arreglo de 5 pozos.



Fuente: AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. Forth Edition. 2010. p. 929.

- **Arreglo de 4 pozos:** se considera también como un arreglo triangular o de 7 pozos invertido, solo que en este caso es diferente la posición que ocupan los pozos inyectoros y productores: los inyectoros están ubicados en el centro del hexágono y los productores en los vértices o viceversa, **Figura 41.**

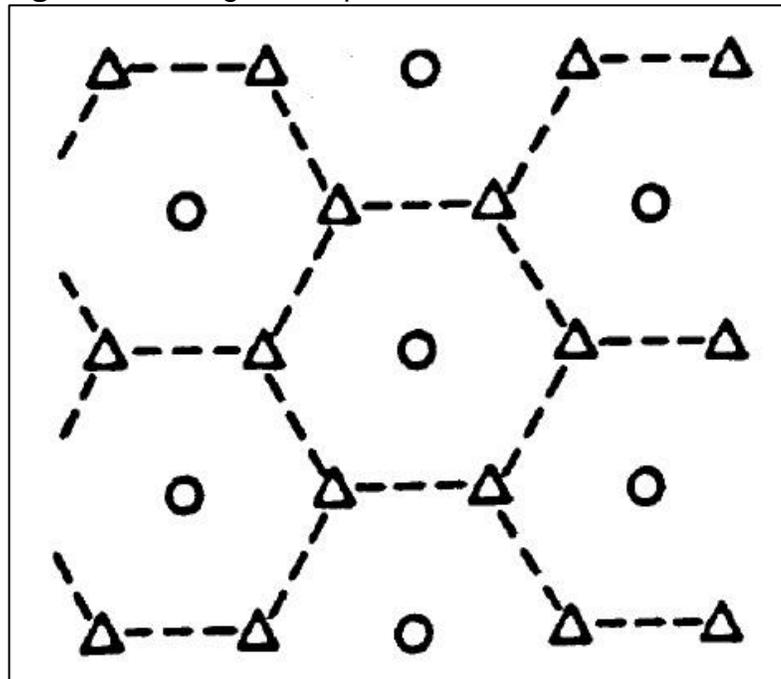
Figura 41. Arreglo de 4 pozos.



Fuente: AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. Forth Edition. 2010. p. 929.

- **Arreglo de 7 pozos:** es poco frecuente en los campos petrolíferos. Se utiliza cuando se tiene poca inyectividad en los pozos y, a diferencia de los anteriores arreglos, este tiene dos pozos inyectores por cada pozo productor. El patrón sigue una forma de triángulo equilátero, aunque puede considerarse también como un arreglo en línea alterna, **Figura 42**.

Figura 42. Arreglo de 7 pozos.

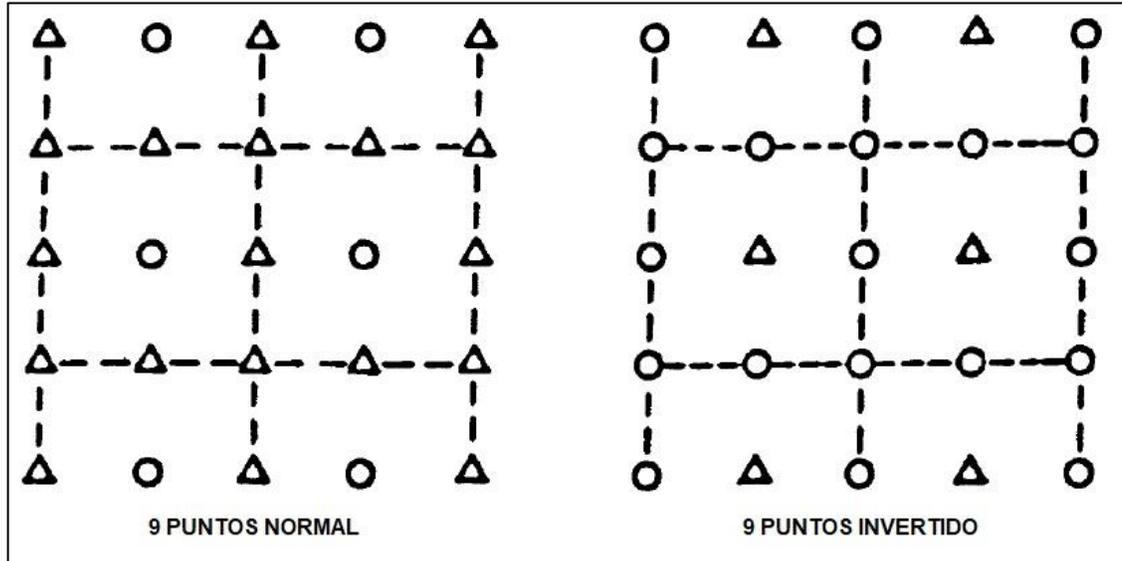


Fuente: AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. Forth Edition. 2010. p. 929.

- **Arreglo de 9 pozos:** de acuerdo con Paris de Ferrer⁹⁷, este tipo de arreglo puede desarrollarse en la industria como cuadrados a partir de pozos perforados, donde los vértices y puntos medios de los lados están conformados por pozos inyectores y el pozo productor se halla en el centro, **Figura 43**.

⁹⁷ Ibid., p. 139.

Figura 43. Arreglo de 9 pozos normal e invertido.



Fuente: AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. Forth Edition. 2010. p. 929.

2.3.5 Predicción de la inyección de agua. Los métodos de predicción de la inyección permiten simular el comportamiento de un yacimiento mediante un conjunto de ecuaciones con el objetivo de pronosticar información futura del mismo, en aspectos como el tiempo de ruptura, el recobro de petróleo, el rendimiento del esquema de inyección propuesto y la producción de agua, antes y después de la ruptura⁹⁸.

En la actualidad existen una gran cantidad de métodos que permiten realizar dichas tareas, pero a pesar de tener muchas similitudes entre sí, pueden presentar diferencias significativas en la manera como toman en consideración factores como la estratigrafía del yacimiento, el comportamiento de inyección de los pozos, la eficiencia de barrido areal, la relación de movilidad, el mecanismo de desplazamiento y cualquier otro parámetro que pueda influir en el desarrollo del proceso de inyección de agua.

Los métodos comúnmente se clasifican de acuerdo con los parámetros que más incidencia tienen en el problema que se desea simular, de modo que, los métodos de predicción pueden ser organizados de la siguiente forma:

- ✓ Métodos relacionados al tipo de desplazamiento.
- ✓ Métodos relativos a la heterogeneidad del yacimiento.

⁹⁸ BLANCO. Óp. Cit., p. 35.

- ✓ Métodos referentes a la eficiencia de barrido areal.
- ✓ Métodos asociados con modelos matemáticos.
- ✓ Métodos empíricos.

Como menciona Blanco⁹⁹, el método de predicción más adecuado, es aquel que incluye todo lo relacionado a los efectos del flujo de fluidos, al arreglo de pozos y las heterogeneidades del yacimiento; de modo que, es necesaria mucha información acerca de la roca y los fluidos, para crear un método de predicción perfecto. Actualmente, los métodos existentes son simplemente una aproximación de la realidad.

La predicción de los procesos de inyección de agua se realiza hoy en día con simuladores numéricos de gran capacidad, los cuales permiten incluir la mayor cantidad de detalles del yacimiento y los fluidos, para alcanzar la predicción más precisa posible. Los simuladores están basados en un balance de materia, tomando en cuenta las heterogeneidades del yacimiento, la dirección de flujo de los fluidos, la localización de los pozos inyectoros, productores, y sus condiciones de operación.

Blanco¹⁰⁰ afirma que la simulación de yacimientos juega un papel importante en el planteamiento, monitoreo y evaluación del comportamiento del yacimiento y de los procesos de recuperación de petróleo, partiendo del análisis de viabilidad económica antes del inicio del proceso, y la valoración y predicción de posibles modificaciones realizadas durante la aplicación de la inyección.

2.4 INYECCIÓN DE AGUA EN YACIMIENTOS DE CRUDO PESADO

Tal y como lo menciona Mai¹⁰¹, la inyección de agua en yacimientos de crudo pesado es muy diferente a la inyección de agua convencional. Estas diferencias se deben a factores como la alta permeabilidad absoluta de las arenas petrolíferas, las cuales presentan gargantas de poro muy grandes con una baja relación de aspecto. Sin embargo, uno de puntos de mayor distinción en estos yacimientos es la inestabilidad que se presenta durante el desplazamiento, la cual ocurre como consecuencia de la relación de movilidad adversa. Si la relación de movilidad es desfavorable, probablemente durante el desplazamiento se presente un fenómeno conocido como digitación viscosa que conlleva a una ruptura temprana en el pozo productor y una eficiencia de barrido baja.

⁹⁹ Ibid., p. 36.

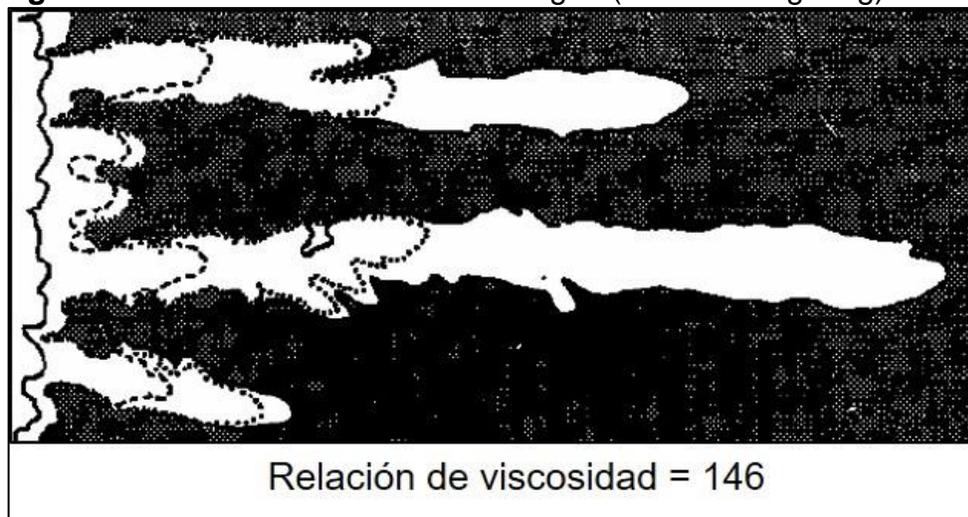
¹⁰⁰ Ibid., p. 36.

¹⁰¹ MAI. Óp. Cit., p. 45.

A pesar que el desarrollo de procesos de inyección de agua en yacimientos de crudo pesado ha sido escaso, existen puntos a favor de la inyección de agua en crudos pesados. Por ejemplo, el soporte de presión en el yacimiento, las expansiones multifásicas, la imbibición del agua y el drenaje gravitacional del petróleo, sin embargo, no se tiene información detallada al respecto. A continuación, se describirán los fenómenos relevantes en el desarrollo de un proceso de inyección de agua en crudo pesado, los cuales deben ser tenidos en cuenta para una implementación adecuada y poder obtener los resultados esperados.

2.4.1 Digitación viscosa. En procesos de inyección en los cuales la viscosidad del petróleo es mucho mayor a la del agua, el desplazamiento frontal entre el petróleo y el agua no es uniforme, por el contrario, el agua tiende a formar canales en forma de “dedos” a través de la arena, dejando atrás grandes volúmenes de petróleo, **Figura 44.**

Figura 44. Inestabilidad del frente de agua (Viscous Fingering).



Fuente: MAI, An. Mechanisms of heavy oil recovery by Waterflooding. 2008. p. 47.

La formación de estos dedos se debe principalmente a las relaciones de viscosidad desfavorables y las tasas de inyección altas. Sin embargo, como se puede observar en la figura anterior, en las cercanías del pozo inyector se forman pequeños dedos, que con el paso del tiempo se unirán para formar dedos mucho más grandes. Por lo tanto, Mai¹⁰² afirma que el número y el tamaño de los dedos que se presentan al inicio de la inyección no son constantes durante el proceso. Además, el crecimiento de los dedos depende en gran medida del frente de flujo inestable, el cual es

¹⁰² Ibid., p. 47.

dominado por varios factores tales como la razón de movilidad, la velocidad de inyección y el grado de humectabilidad de la roca al agua.

2.4.2 Teoría de inestabilidad. En yacimientos de crudo pesado, el petróleo desplazado tiene una movilidad mucho menor que la del agua, por lo que el desplazamiento frontal será inestable. Cuando esto ocurre, se forma la digitación viscosa, causando un rompimiento temprano de la fase desplazante, y reduciendo el recobro de petróleo.

El número de humectabilidad es un indicador de la capacidad del medio poroso para admitir el ingreso del agua desplazante, lo cual puede ayudar a estabilizar el frente de inyección. Peters y Flock encontraron que, en medios humectados al agua, la influencia de la absorción del agua es fuerte, así que la constante de humectabilidad será grande. Para medios humectados al petróleo, el número de humectabilidad suele ser pequeño, debido a que, bajo condiciones de drenaje, el agua solo se moverá a través de los canales más grandes, por lo cual el frente no puede ser estabilizado por el flujo adicional en los poros más pequeños.

El número de humectabilidad tiene diferentes valores como consecuencia de la variación de la humectabilidad de la roca, la cual indica que el efecto de imbibición en el crecimiento de los dedos es diferente en un medio poroso humectado al petróleo, en comparación con uno humectado al agua.

Por otro lado, el número de inestabilidad (I_{sr}) es directamente proporcional a la movilidad del fluido; en yacimientos de crudo pesado la relación de movilidad es muy grande, lo cual conlleva a obtener un número de inestabilidad mucho mayor, es decir, un flujo muy inestable. Durante el desarrollo del concepto, Peters y Flock encontraron que cuando dicho número es menor a 13.56, el desplazamiento es estable, es decir que, bajo esta condición, no crecerán dedos durante el avance del frente de desplazamiento. De manera inversa, si es mayor a 13.56, el desplazamiento se vuelve cada vez más inestable.

Posteriormente, se determinó que con un número de inestabilidad mayor a 900, el desplazamiento es tan inestable que la mayoría del fluido inyectado simplemente pasa a través de unos pocos dedos, haciendo que el recobro de petróleo sea muy bajo e independiente del número de inestabilidad.

Como lo menciona Mai¹⁰³, a una alta tasa de inyección en un sistema inestable, la longitud de onda de los dedos será corta, por lo que se formaran una numerosa cantidad de estos durante el desplazamiento. Por el contrario, a una tasa de inyección baja, la longitud de onda de los dedos será alta, por lo que su formación será pobre. Con base en lo anterior, la formación de múltiples dedos generará un mayor grado de inestabilidad, explicando porque el recobro de petróleo disminuye

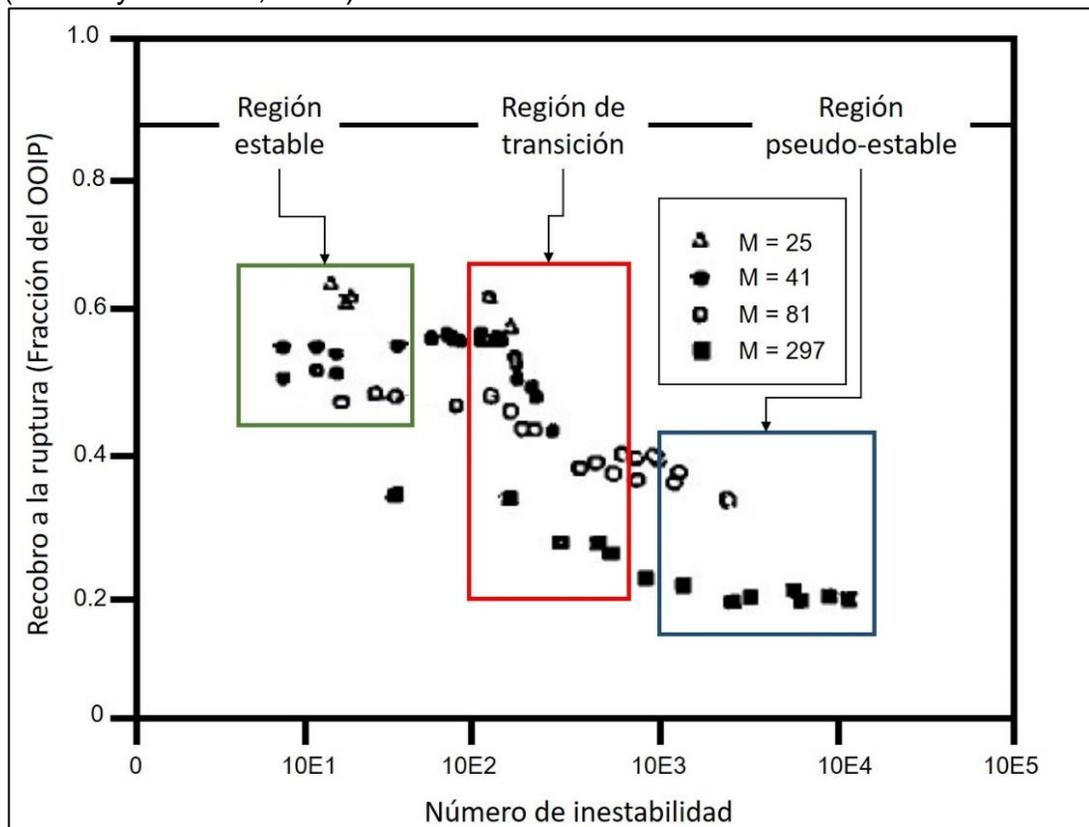
¹⁰³ Ibid., p.49.

a medida que aumenta el número de inestabilidad. Por lo tanto, en sistemas de crudo pesado es importante mantener la velocidad de inyección baja, para limitar la generación y el crecimiento de los dedos.

Según Sarma y Bentsen¹⁰⁴, la velocidad de perturbación de un dedo es tres veces la velocidad de perturbación crítica. Es importante notar que tanto para el desplazamiento estable como pseudo-estable, el recobro a la ruptura no está directamente relacionada a la tasa de inyección. Por lo tanto, en estos dos rangos, el recobro esperado dependerá únicamente de la relación de movilidad, y no puede ser controlado mediante la reducción de la tasa de inyección de agua.

La **Figura 45** muestra la relación que existe entre el recobro a la ruptura y el número de inestabilidad como función de la relación de movilidad.

Figura 45. Recobro a la ruptura como función del número de inestabilidad (Sarma y Bentsen, 1987).



Fuente: SARMA, Hemanta. et al. An experiment verification of a modified instability theory for immiscible displacements in porous media. SPE. 1987. p. 96.

¹⁰⁴ Ibid., p. 52.

De acuerdo a la figura anterior, bajo condiciones de desplazamiento estable ($I_{sr} < 13.56$) el recobro en la ruptura se mantiene consistente para cualquier razón de movilidad (cuadro verde). Durante la región de transición ($13.56 < I_{sr} < 900$) el recobro en la ruptura disminuye en la medida que el número de inestabilidad incrementa (cuadro rojo).

Como lo menciona Mai¹⁰⁵, la teoría de inestabilidad es básicamente un balance de fuerzas. En un desplazamiento inmiscible, si la combinación de las fuerzas de gravedad y capilaridad es más grande que las fuerzas viscosas, entonces el desplazamiento será estable. De no ser cierto, el desplazamiento será inestable, y en la zona de transición el grado de inestabilidad dependerá de la velocidad de inyección. En sistemas de crudo pesado como los de arenas petrolíferas del Campo Alberta en Canadá, la diferencia entre la viscosidad del petróleo y el agua es tan grande que I_{sr} casi siempre tenderá a ser superior a 900, es decir, ubicándose en una región inestable y pocas veces pseudo-estable (cuadro azul).

2.4.3 Recobro y petróleo residual después de la ruptura. Según Mai¹⁰⁶, debido a la digitación viscosa, el recobro de crudo pesado en el momento de la ruptura es muy bajo. Cuando el agua ha encontrado un camino continuo desde el pozo inyector al pozo productor, tiende a canalizarse a través de este camino de menor resistencia, donde su permeabilidad relativa es alta y la viscosidad del fluido es baja. El resultado es que habrá un pequeño recobro adicional de petróleo después de la ruptura bajo la influencia de las fuerzas viscosas. Esta es la razón por la cual la inyección de agua convencional tiene una mejor respuesta.

La saturación residual de petróleo es un valor imposible de definir en un yacimiento de crudo pesado, pues a diferencia de los yacimientos convencionales donde el petróleo que queda detrás del frente de inyección debido a fuerzas capilares, la mayoría del petróleo es sobrepasado por el agua, sin ser barrido por efecto de la digitación viscosa. Por lo tanto, cuando el agua se canaliza, además del petróleo atrapado por las fuerzas capilares, hay regiones no barridas donde aún queda petróleo móvil. Para alcanzar la verdadera saturación residual de petróleo se debería inyectar la suficiente cantidad de agua como para que esta se abriera nuevos caminos y barriera nuevas zonas, sin embargo, esto no suele llevarse a cabo por su dificultad e incertidumbre.

2.4.4 Reportes de campos de crudo pesado con inyección de agua. Existe una cantidad limitada de reportes de aplicación de la inyección de agua en campos de crudo pesado debido a sus limitaciones. Sin embargo, a continuación, se presentan algunos resultados representativos.

¹⁰⁵ Ibid., p. 54.

¹⁰⁶ Ibid., p. 54.

El campo Inglewood en California, cuenta con un crudo de 65 cP y a pesar de tener un crudo suficientemente viscoso como para generar problemas de canalización del agua, ha mostrado resultados mucho más favorables de lo esperado en materia de recobro. Los resultados de dicho campo fueron publicados por Oefelein y Walker en el año 1964.

Por otra parte, Adams presentó en el año 1982 los resultados del proceso de inyección de agua llevado a cabo en el yacimiento de crudo pesado Lloydminster, cuya viscosidad de crudo se encuentra en un rango entre 950 – 6,500 cP. Él reportó que el recobro de estos yacimientos fue peor que los valores propuestos mediante la solución de Buckley-Leverett, la cual asumía un desplazamiento estable. Sin embargo, se observó que cuando los pozos inyectoros se reactivaban tras un periodo corto de cierre, la relación agua-petróleo disminuía y era acompañada por un ligero incremento en la tasa de producción de petróleo. De modo que, tras los cierres realizados, los fluidos se redistribuían nuevamente en el yacimiento, logrando mejorías en la respuesta de la inyección¹⁰⁷.

En 1993, Kasraic et al, reportaron que el factor de recobro de la producción primaria y la inyección de agua de un yacimiento de petróleo vivo (crudo con gas en solución), con una viscosidad de 112 cP, puede llegar a ser entre 26-29% del OOIP. De igual forma, Yang et al, reportaron que el recobro por inyección de agua de un yacimiento con una viscosidad mayor a 100 cP podría llegar a ser menor al 15% del OOIP.

Entre los reportes más recientes, se encuentra el realizado por Singhal y Holowatuk en 2007, quienes presentaron los resultados de 9 procesos de inyección de agua en yacimientos de crudo mediano y pesado en Alberta y Saskatchewan, Canadá. En todos los casos que presentaron, se puede observar que a medida que la tasa de inyección aumenta, aumenta la tasa de producción de petróleo, pero con un corte de agua que también incrementa significativamente. Desafortunadamente, no hay información disponible de la permeabilidad de la roca y la viscosidad del petróleo, de modo que estas observaciones no pueden ser cuantificadas o contrastadas con lo que otros investigadores han observado¹⁰⁸.

¹⁰⁷ Ibid., p. 56.

¹⁰⁸ Ibid., p. 57.

3. DESCRIPCIÓN Y ANÁLISIS DEL PILOTO DE INYECCIÓN DE AGUA IMPLEMENTADO EN EL CAMPO DE ESTUDIO

A continuación, se presenta una descripción detallada del piloto de inyección de agua implementado por Ecopetrol S.A en el campo de estudio ubicado en la Cuenca de los Llanos Orientales. Así mismo, se muestra un análisis general de los resultados obtenidos durante su ejecución. Por motivos de confidencialidad, las abreviaturas asignadas a cada uno de los patrones de inyección evaluados y sus correspondientes pozos han sido modificados. Toda la información presentada en este capítulo fue suministrada por Ecopetrol S.A.

3.1 EVALUACIÓN DE TECNOLOGÍAS APLICABLES

El screening de tecnologías aplicables al campo de estudio fue realizado mediante la herramienta ecoEOR, la cual permite identificar un método de recuperación técnicamente aplicable al yacimiento basado en criterios de diferentes autores, permitiendo seleccionar el autor con los criterios más recientes y cuyas condiciones se ajustan al campo de estudio. Esta herramienta permite evaluar el recobro para 20 tecnologías diferentes, sin embargo, la evaluación solo se realizó para procesos de recobro no térmico, los cuales incluyen inyección de agua, inyección de polímero, inyección de polímero – surfactante (SP), inyección de CO₂ miscible e inmisible, inyección de gas rico y gas pobre, inyección de nitrógeno e inyección alternada de agua y gas (WAG).

Adicionalmente, se evaluaron las condiciones de campos análogos a nivel mundial, donde esta clase de tecnologías han sido aplicadas. Esta evaluación es una guía inicial de las alternativas de recobro a nivel experimental, proporcionando un sustento a su implementación, incluso cuando el resultado de la herramienta no respalde la aplicación de una tecnología en particular.

3.1.1 Análisis del screening e identificación de análogos. A partir de la información obtenida por la herramienta ecoEOR y los reportes de la implementación de tecnologías en campos análogos, se desarrolló un análisis de las principales tecnologías de recobro con el objetivo de identificar el proceso de recobro más adecuado para el campo de estudio.

3.1.1.1 Inyección de agua. Es un método de recuperación secundaria implementado principalmente en aquellos yacimientos que cuentan con una razón de movilidad favorable entre el agua y el petróleo ($M < 5$), es decir, donde no se generen efectos significativos de digitación viscosa y se produzca un desplazamiento eficiente del petróleo en el medio poroso. En la **Tabla 1**, se observan los criterios de referencia evaluados por la herramienta para la implementación del proyecto.

Tabla 1. Datos y criterios empleados para screening de inyección de agua - campo de estudio - T2.

CRITERIO	VALOR	AUTOR	CAMPO DE ESTUDIO
Gravedad API del crudo	>15	E.C DONALSON 1985	9
Saturación de aceite al inicio del proyecto	>40	GANESH C. THAKUR 1998	68
Saturación actual de agua	<50	GANESH C. THAKUR 1998	32
Saturación de gas al inicio del proyecto	<30	PETROLEUM ENGIN. HANDBOOK 1987	NE
Saturación de agua irreducible	<50	GANESH C. THAKUR 1998	NE
Espesor neto	NC	GANESH C. THAKUR 1998	230
Permeabilidad	NC	GANESH C. THAKUR 1998	800-4,000
Temperatura del yacimiento	NC	GANESH C. THAKUR 1998	185
Porosidad	NC	GANESH C. THAKUR 1998	16-20
Razón de movilidad agua/aceite	0.2 – 5	WILLIAM COBB 2001	50.616
Litología	Arenisca o Caliza	PPETROLEUM ENGIN. HANDBOOK 1987	Arenas Arcillosas
Acuífero	No	ECP-SYA-WF 2011	No
Capa de Gas	No	ECP-SYA-WF 2011	No

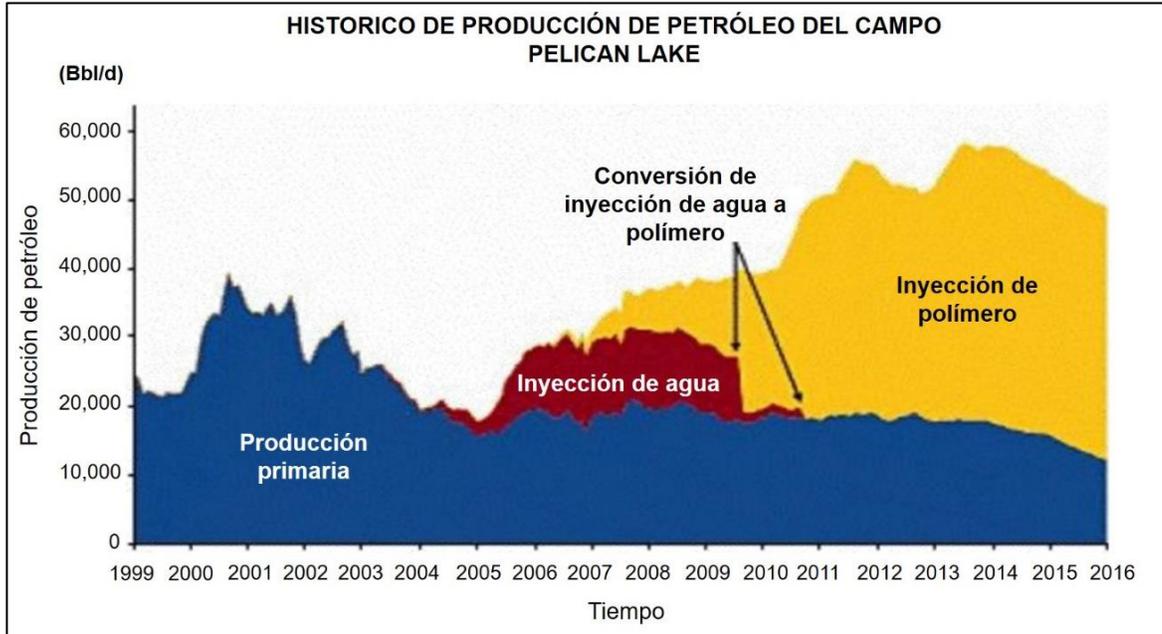
Fuente: ECOPETROL S.A, Informe de cierre del piloto de inyección de agua para recobro en el campo de estudio. 2018. p. 19.

Con base en la tabla anterior, existen tres criterios definidos para la inyección de agua que no se ajustan a los establecidos por la literatura para el éxito de su implementación. En primer lugar, la relación de movilidad del campo de estudio es bastante alta en comparación a los valores recomendados, de modo que, pueden generarse efectos importantes de digitación viscosa. Sin embargo, la herramienta ecoEOR no considera el desarrollo actual de la inyección de agua en crudos pesados, principalmente en Canadá, donde los resultados han sido positivos.

Por otro lado, la aplicación de un piloto y el desarrollo de técnicas como la inyección de caudales de agua controlada, o agua separada por unidades de micro-selectividad, agregan componentes que no son tenidos en cuenta durante el desarrollo de los screening y que, si resultasen exitosos en términos de economía y factor de recobro, convertirían a un proceso teóricamente no exitoso, en un proceso exitoso a nivel de campo. Tal es el caso del campo Pelican Lake en Canadá, un campo de crudo pesado que, tras la implementación de la inyección de agua como método de recuperación secundaria, mostró excelentes resultados en lo que a producción incremental se refiere.

En la **Figura 46** y la **Tabla 2**, se presenta la tendencia de producción de petróleo y principales propiedades del campo Pelican Lake, respectivamente.

Figura 46. Producción de petróleo - Campo Pelican Lake.



Fuente: ECOPETROL S.A, Informe de cierre del piloto de inyección de agua para recobro en el campo de estudio. 2018. p. 20.

En la **Figura 46** se observa un incremento cercano a los 10,000 BOPD en la producción de petróleo del campo Pelican Lake en un tiempo posterior a la implementación de la inyección de agua, que incluso siguió en aumento con la entrada de la inyección de polímero a partir del año 2007, hasta alcanzar una producción total de petróleo superior a los 55,000 BOPD en el año 2014.

Tabla 2. Propiedades principales del yacimiento - Campo Pelican Lake.

CAMPO	CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO	MÉTODO DE RECOBRO	RESULTADOS DE LA APLICACIÓN	FACTOR DE RECOBRO (%)
Pelican Lake	Presión de yacimiento (850 psi).	Primaria	Positiva	7.5
	Profundidad (3200 ft).	Secundaria (Inyección de agua)	Positiva	N.R.
	Gravedad API (12-14).	Mejorada (Inyección de polímero)	Positiva	15 – 21 incluyendo inyección de agua.
	Viscosidad (600-40,000 cP).			

Fuente: ECOPETROL S.A, Informe de cierre del piloto de inyección de agua para recobro en el campo de estudio. 2018. p. 20.

Por otra parte, la **Tabla 2** presenta las características del yacimiento, cuyos valores son similares a los presentados para el campo de estudio en la **Tabla 1**, respaldando la elección de campo Pelican Lake como campo análogo. Adicionalmente, se puede observar el factor de recobro obtenido durante cada etapa de desarrollo del campo, donde se aprecia un evidente aumento con la implementación de la inyección de agua e inyección de polímeros, con un factor de recobro entre 15% y 21%.

Estos resultados son un punto a favor para la implementación de la inyección de agua en campos de crudo pesado con características petrofísicas similares. El éxito obtenido en el campo análogo es el argumento de soporte para la implementación de la inyección de agua en el campo de estudio.

3.1.1.2 Inyección de polímero. Los criterios de evaluación de la herramienta ecoEOR indican que las condiciones del campo de estudio no satisfacen los criterios de viscosidad y densidad del petróleo principalmente, **Tabla 3**. Sin embargo, el éxito de la implementación de esta tecnología en el campo Pelican Lake (campo análogo), sustenta su viabilidad de la misma forma que lo hace para la inyección de agua.

Tabla 3. Datos y criterios del Screening de inyección de polímero para la unidad T2 del campo de estudio.

CRITERIO	TABER-SERIGHT 1997	SSI 1986	SPE-130726 2010	CAMPO DE ESTUDIO
Gravedad API del crudo	>15	>18	13-42.5	9
Viscosidad del crudo	<150	<100	0.4-4,000	152
Saturación de aceite al inicio del proyecto	>50	NC	34-82	68
Espesor neto	NC	NC	NC	230
Permeabilidad	>10	>30	1.8-5,500	800-4,000
Temperatura del yacimiento	<200	NC	74-237	185
Presión del yacimiento al inicio del proyecto	NC	NC	NC	2900
Profundidad	<9,000	NC	700-9,460	6,200

Fuente: ECOPETROL S.A, Informe de cierre del piloto de inyección de agua para recobro en el campo de estudio. 2018. p. 21.

3.1.1.3 Inyección de surfactante polímero. No se reportan campos análogos donde se haya aplicado esta tecnología, por consiguiente, no es posible un análisis de desarrollo en campo que pueda dar soporte a su implementación en el campo de estudio. Adicionalmente, las diferencias en viscosidad y gravedad API son bastante amplias, lo suficiente para que la implementación de esta tecnología no sea viable.

3.1.1.4 Inyección de CO₂ miscible. Este tipo de inyección no es viable en yacimiento de crudo pesado, ya que resulta complicado alcanzar la miscibilidad. Por otro lado, no se reportan campos análogos en los cuales se haya aplicado este tipo de tecnologías, por lo tanto, fue descartada.

3.1.1.5 Inyección de CO₂ inmiscible. La gravedad API y la presencia de arcillas son factores importantes que afectan el desarrollo de la inyección de CO₂ inmiscible en el yacimiento. Debido a que la gravedad API del campo de estudio es ligeramente menor a la requerida para esta tecnología, los resultados pueden no ser los esperados y la eficiencia del proceso puede ser muy baja. Adicionalmente, no se reportaron campos análogos donde se haya llevado a cabo la implementación de esta tecnología.

3.1.1.6 Inyección de gas pobre/rico. Existe una alta diferencia entre los valores de viscosidad del crudo y gravedad API con los valores deseados, afectando el intercambio de masa entre los fluidos. Al igual que la inyección de CO₂ inmiscible, no se reportan campos análogos en los cuales se haya aplicado esta tecnología.

3.1.1.7 Inyección de nitrógeno. Para considerar la inyección de nitrógeno es necesario que exista cierta compatibilidad entre los fluidos para obtener buenos resultados en su aplicación, sin embargo, con base en los criterios evaluados por la herramienta ecoEOR, la probabilidad de éxito en el campo de estudio es baja.

3.1.1.8 Inyección alternada de agua y gas (WAG). El yacimiento del campo de estudio no es un candidato apropiado para desarrollar esta tecnología, sin embargo, existe un campo análogo en California (Estados Unidos) donde se aplicó, obteniendo resultados exitosos. Dicho campo tiene una diferencia de 5 °API con el campo de estudio, lo que podría influir negativamente en los resultados de su aplicación.

Tabla 4. Resultados del screening para el campo de estudio - Unidad T2.

CAMPO DE ESTUDIO – UNIDAD T2	RESULTADO
Inyección de agua	Análogo exitoso
Inyección de polímero	Análogo exitoso
Inyección de surfactante-polímero	No cumple
Inyección miscible de CO ₂	No cumple
Inyección inmiscible de CO ₂	No cumple
Inyección de gas pobre/rico	No cumple
Inyección de nitrógeno	No cumple
WAG	Análogo exitoso

Fuente: ECOPETROL S.A, Informe de cierre del piloto de inyección de agua para recobro en el campo de estudio. 2018. p. 23.

Los resultados del screening para las nueve tecnologías de recobro mejorado no térmico se ilustran en la **Tabla 4**. El éxito de tres de ellas se sustenta en los campos análogos y las 6 tecnologías restantes no cumplen con los parámetros establecidos por la herramienta.

La elección de la inyección de agua sobre otros métodos de recobro estuvo basada en factores claves como la disponibilidad del agua de inyección, el aprovechamiento de equipos en superficie que se encontraban disponibles para su uso, el sostenimiento de la presión de yacimiento, el avance tecnológico de la inyección de agua en los últimos años y la experiencia positiva reportada por campos análogos alrededor del mundo, entre los cuales se encuentra el campo Pelican Lake.

3.2 ESTUDIO DE FACTIBILIDAD

A continuación, se dan a conocer los estudios relacionados con la caracterización del fluido de inyección, la compatibilidad roca-fluido, el desempeño del agua como fluido desplazante y el análisis fisicoquímico del agua de la unidad T2.

3.2.1 Caracterización de las aguas de la formación para la unidad T2. La caracterización de las aguas de producción del campo se realizó a partir de la identificación de su carácter incrustante y la factibilidad experimental de la inyección del agua de producción proveniente de estaciones cercanas al campo de estudio en la unidad T2. Este estudio fue realizado en el año 2012, considerando los resultados de estudios previamente realizados, permitiendo caracterizar con mayor detalle las variaciones en la composición de los fluidos en el yacimiento a nivel areal.

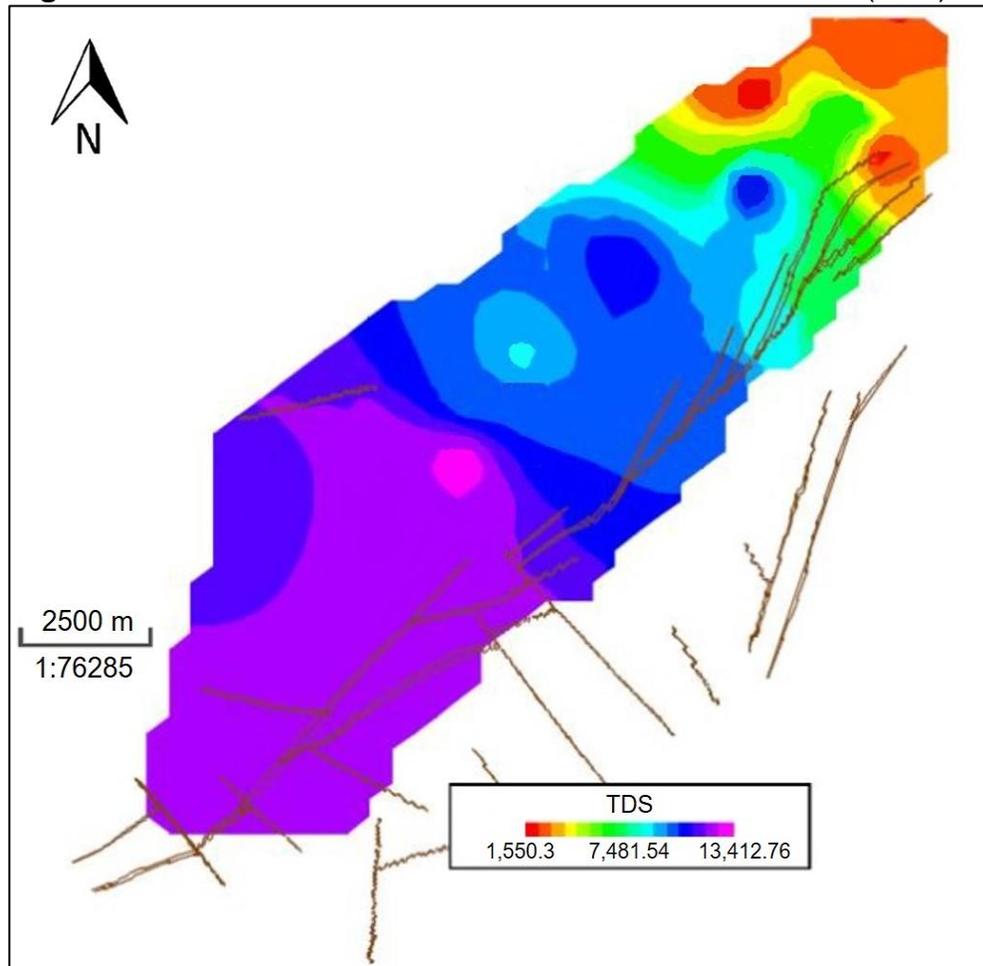
3.2.1.1 Análisis fisicoquímico. El análisis fisicoquímico de las aguas provenientes de la unidad T2 fue realizado con base al contenido de sólidos disueltos totales (TDS) y no a la salinidad equivalente a cloruro de sodio (NaCl), dado que algunas aguas presentan concentraciones más altas de iones bicarbonato que de iones cloruro.

Los resultados obtenidos durante el análisis muestran que el contenido de sólidos disueltos totales del agua varía en un rango entre 1,000 mg/L hasta una concentración de 13,500 mg/L. De acuerdo a la clasificación de las aguas de formación propuesta por Schoeller y Sulin, en la unidad T2 se presentan tres tipos de agua: Las aguas meteóricas (procedentes del ciclo del agua, las cuales percolan tras procesos de precipitación hasta alcanzar lugares subterráneos), connatas y una mezcla entre ambas.

En la **Figura 47** se observa la distribución de cada tipo de agua con respecto al contenido de sólidos totales disueltos (TDS), donde las aguas con menor concentración se encuentran en la zona nororiental del yacimiento, siendo

principalmente meteóricas o bicarbonato sódicas (TDS < 4,000 mg/L). Además, se identifica un proceso de meteorización de agua en dirección nororiental – suroccidental, en el cual se generan mezclas de agua connata y meteórica, que pueden ser cloruro cálcicas en la zona suroeste del campo y bicarbonato sódicas en la zona media. A medida que se generan mezclas de agua connata con agua meteórica la concentración de TDS disminuye, generando mezclas que varían de cloruro cálcicas con TDS entre 8,000 mg/L y 12,000 mg/L, a bicarbonato sódicas con concentraciones que van de los 4,000 mg/L a los 8,000 mg/L.

Figura 47. Distribución areal de los sólidos disueltos totales (TDS).



Fuente: ECOPETROL S.A, Informe de cierre del piloto de inyección de agua para recobro en el campo de estudio. 2018. p. 30.

3.2.1.2 Compatibilidad fluido – fluido. Con base en la distribución areal de TDS presentada en la **Figura 47**, se realizó una selección de 6 pozos distribuidos a lo largo y ancho del campo de estudio para representar cada uno de los tipos de agua

presentes. El análisis de compatibilidad fluido – fluido se realizó con las aguas de producción de estaciones aledañas al campo, cuyas concentraciones de TDS varían entre 250 mg/L a 760 mg/L. Estas concentraciones resultan notablemente menores en comparación con las aguas de formación, por lo cual no presentan tendencia incrustante. En la **Tabla 5**, se ilustran los resultados del análisis de compatibilidad de los 6 pozos seleccionados del campo de estudio y las aguas para inyección tomadas de las estaciones.

Tabla 5. Compatibilidad fluido - fluido entre las aguas seleccionadas para inyección y el fluido de los pozos.

Pozo	P-56	P-32	P-68	P-34	P-133
Tipo de agua	Connat a Cloruro -Cálcica	Mezcla Connata/Meteórica Cloruro-Cálcica		Mezcla Connata/Meteórica Bicarbonato-Sódica	Meteórica Bicarbonato -Sódica
Estación 1	✓	✓	✓	✓	✓
Estación 2	✓	✓	✓	✓	✓
Estación 3 (Campo de estudio)	✓	✓	✓	✓	✓
Mezcla Estaciones	✓	✓	✓	✓	✓

Fuente: ECOPETROL S.A, Informe de cierre del piloto de inyección de agua para recobro en el campo de estudio. 2018. p. 20.

Como se observa en la tabla anterior, el fluido de cada pozo resulta compatible con el agua de cada estación, incluso con una mezcla compuesta por un 10% del agua de producción de la estación 1, 60% de la estación 2 y 30% de la estación 3 (campo de estudio). Este comportamiento favorable se debe a la baja cantidad de TDS en las aguas de inyección, lo que evita la formación de precipitados en las proximidades del pozo al entrar con contacto con los iones y sólidos disueltos en los fluidos de la formación.

3.2.1.3 Compatibilidad roca-fluido. Para evaluar la compatibilidad roca-fluido, se tomó un valor promedio de diámetro de garganta de poro de 25 a 35 μm a partir de la moda de los datos disponibles de los tipos de roca RT1 y RT2 del campo, las cuales presentan el mayor aporte a la unidad T2. Adicionalmente, se estimó que el máximo tamaño de partícula permitido debe estar entre 3 μm y 5 μm , considerando que tamaños de partícula mayores a 1/7 del diámetro de garganta de poro pueden obstruir el medio poroso. Con base en lo anterior, se empleó agua meteórica (TDS < 4,000 mg/L) y plugs de la unidad T2 correspondientes a RT2.

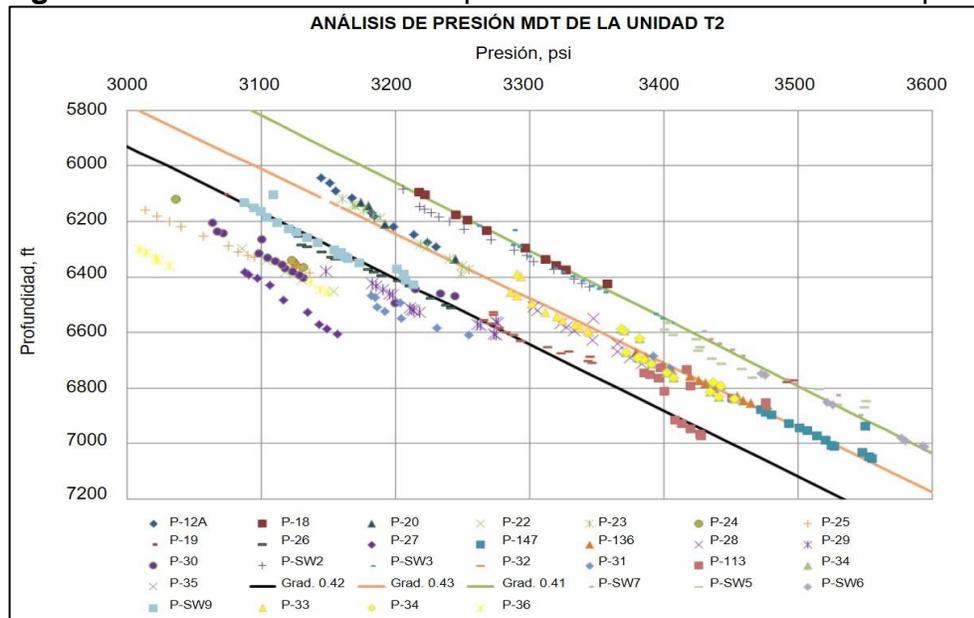
Los resultados del trabajo experimental realizado en esta etapa del análisis mostraron una sensibilidad entre el 20% y el 53% de reducción de la permeabilidad después de 500 volúmenes porosos inyectados. Para el caso de mayor reducción, se implementaron pretratamientos que disminuyeron la pérdida de permeabilidad al 11% después de 800 volúmenes porosos inyectados.

3.3 EVALUACIÓN CONCEPTUAL

El campo de estudio cuenta con un modelo geocelular 3D desarrollado en Petrel, que permite representar propiedades como la porosidad, la permeabilidad, el net to gross (NTG) y el tipo de roca, teniendo en cuenta la información obtenida de los pozos existentes y extrapolando a las áreas donde no se tiene información disponible. Adicionalmente, el diseño de la malla permite asociar la heterogeneidad del yacimiento, facilitando la visualización de la información y permitiendo la ejecución de corridas de simulación en tiempos relativamente cortos. El escalamiento para la generación del modelo dinámico se realizó mediante el método “layering”, donde las capas del modelo geológico fueron mapeadas explícitamente a las capas del modelo de simulación.

3.3.1 Análisis de presiones. Para la generación del modelo dinámico se evaluaron los registros de presión disponibles de cada uno de los pozos del campo de estudio. Se identificaron 3 zonas con pequeñas diferencias en la presión inicial, pero marcadas diferencias en el perfil de depletamiento, **Figura 48**.

Figura 48. Datos del análisis de presión MDT en función del tiempo.



Fuente: ECOPETROL S.A, Informe de cierre del piloto de inyección de agua para recobro en el campo de estudio. 2018. p. 36.

Los datos de presión de la formación presentados en la figura anterior se agruparon por colores. Cada serie representa un pozo y cada color un año, por ejemplo, los datos de color amarillo representan puntos de presión tomados en diferentes pozos durante el año 2009.

Teniendo en cuenta el análisis realizado, se contemplaron cuatro grandes bloques y siete regiones de equilibrio en el modelo realizado.

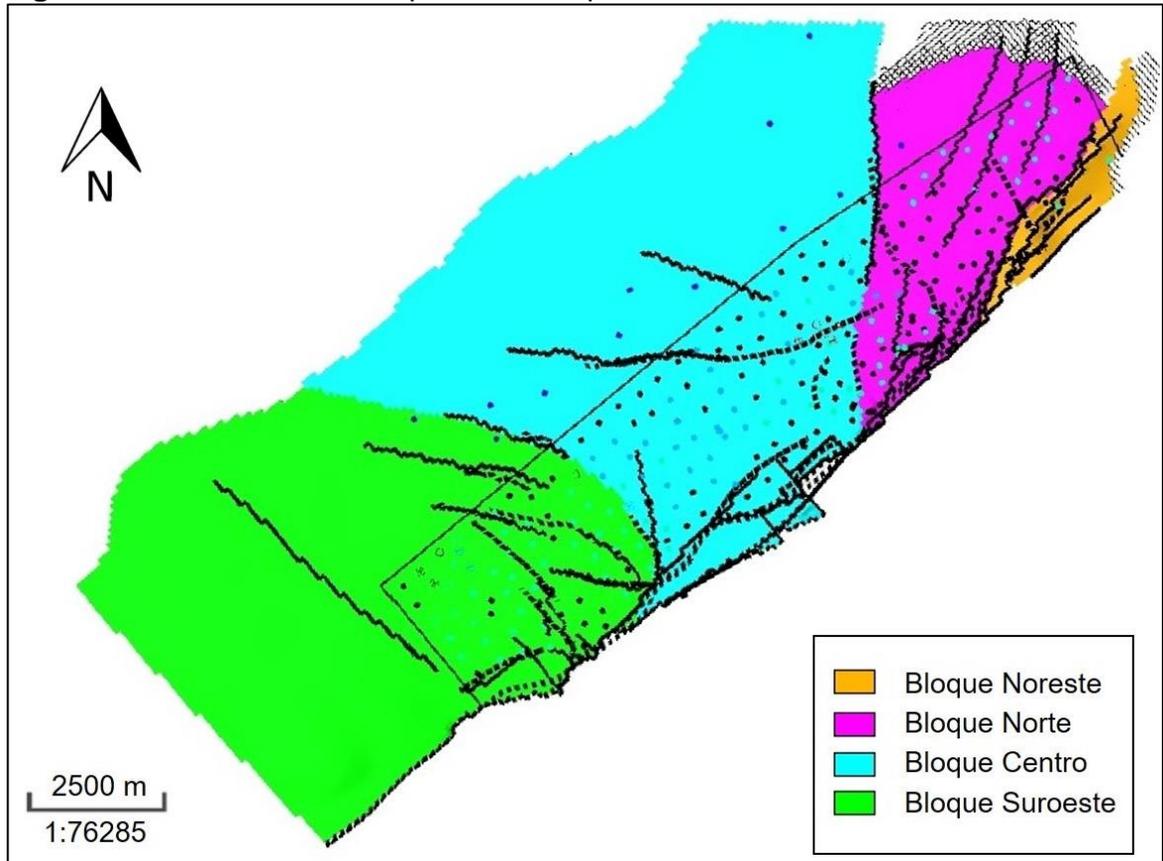
- ✓ **Bloque Noreste:** la sección vertical del campo de estudio tiene un promedio de 320 pies de espesor bruto, sin embargo, en la zona noreste del campo se identifica una clara pérdida de sección asociado a la presencia de un sistema de fallas, alcanzando un promedio de 120 pies de espesor bruto.
- ✓ **Bloque Norte:** a pesar de la inexistencia de un evento estructural tipo falla que permita definir un límite entre esta zona y el sector central del campo, factores como la salinidad del agua (2,000-4,000 ppm), la identificación de un contacto agua petróleo a -7,200 ft TVDSS en el pozo P-155, y los altos cortes de agua observados en pozos perforados cerca de este nivel, permitieron establecer diferencias que caracterizan esta zona.
- ✓ **Bloque Centro:** esta zona es responsable de más de la mitad de la producción acumulada actual del campo, dado que cuenta con la mayor densidad de pozos. Se encuentra caracterizada por una salinidad de agua de formación promedio de 8,000 ppm, la mayoría de los pozos no ha superado el 15% de corte de agua, y no se ha identificado un contacto agua-petróleo.

Se modelaron dos regiones de equilibrio en la zona. La primera desde el tope de la capa T2-70 hasta la base de la capa T2-30, y la segunda región desde el tope de la capa T2-20 hasta la base de la capa T2-10. Se identificó la presencia de una posible discordancia cretáceo-terciario en la interfase de las dos regiones, la cual sería responsable de condiciones de depletamiento variables, por lo que se considera que las dos regiones se encuentran aisladas una de la otra.

- ✓ **Bloque Suroeste (SW):** de igual manera a lo ocurrido en la interfase entre el bloque centro y norte, no es posible asociar geofísicamente algún rasgo que defina el límite entre la zona centro y la zona suroeste del campo. Sin embargo, la caracterización PVT de esta zona mediante muestreos de fondo, ha evidenciado un fluido con menor cantidad de gas, menor presión de saturación y una viscosidad entre 600 y 800 cP, tres veces superior a la observada en el bloque central. Considerando que no es posible que fluidos tan diferentes coexistan en equilibrio termodinámico en un mismo bloque, se delimitó el sector suroeste completamente aislado del bloque central, con dos regiones de equilibrio para representar la discordancia cretáceo-terciario.

La **Figura 49** muestra la delimitación de los bloques en el modelo de simulación del campo de estudio.

Figura 49. Definición de bloques del campo de estudio.



Fuente: ECOPETROL S.A, Informe de cierre del piloto de inyección de agua para recobro en el campo de estudio. 2018. p. 38.

3.3.2 Inicialización del modelo. Se consideraron dos tamaños de celda diferentes para la evaluación del modelo: el primero considera un tamaño de celda grande (100m * 100m) para garantizar un modelo liviano, flexible y con bajos tiempos de corrida. Se definieron 74 capas verticales para capturar la heterogeneidad vertical representada en el modelo geológico. El objetivo de este modelo es evaluar alternativas al plan de explotación del campo en el mediano plazo, considerando el espaciamiento actual (40 acres).

El segundo modelo considera un tamaño de celda fino (50m * 50m) y tiene como objetivo facilitar el modelamiento de procesos de recobro secundario disminuyendo la dispersión numérica y habilitando la opción de evaluar campañas de reducción de espaciamiento. Este modelo está conformado por más de nueve millones de

celdas por lo que una corrida a nivel de campo resulta bastante compleja, por ello, este modelo se utiliza como punto de partida para generar dos modelos de sector. El objetivo de estos modelos sectoriales es evaluar planes de explotación a largo plazo.

3.3.3 Modelo petrofísico. Para la construcción del modelo petrofísico se dispone de una cantidad importante de pozos corazonados y un gran número de pruebas petrofísicas básicas y especiales, que permiten definir curvas representativas de cada tipo de roca identificado.

3.3.3.1 Tipos de roca. La información de presión capilar de los pozos P-29, P-25 y P-22, permite identificar la existencia de 3 tipos de roca importantes con radios de garganta superiores a los 25 micrones y comportamiento unimodal; reflejo de una baja tortuosidad. Es probable que estos tres tipos de roca estén soportando en gran medida la producción de crudo del yacimiento.

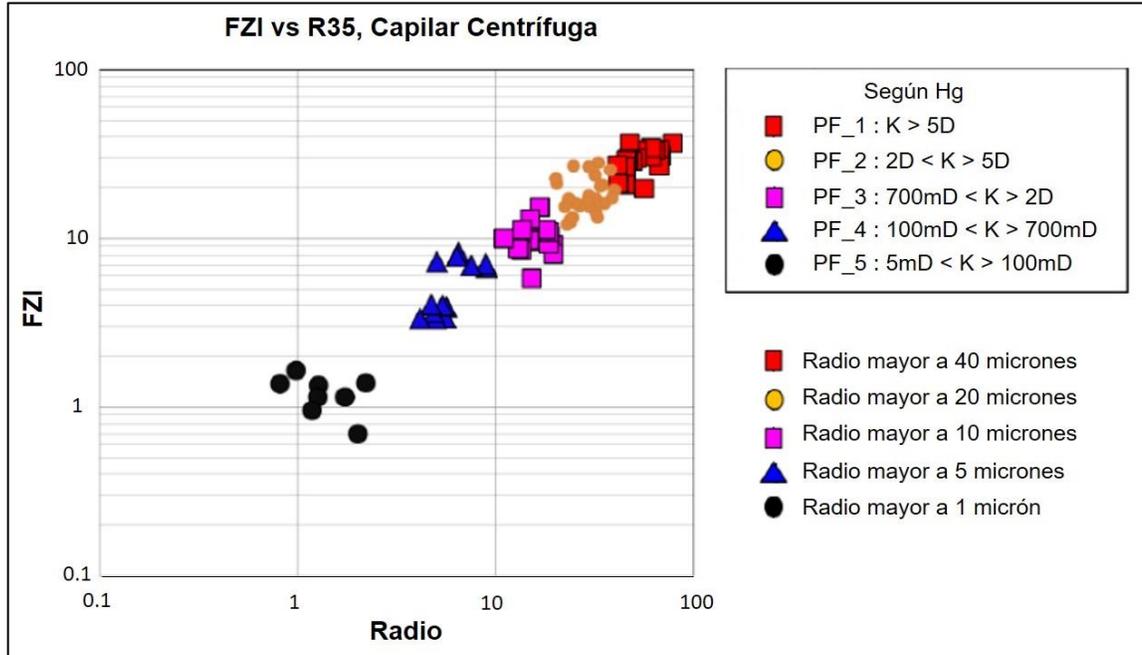
El tipo de roca principal RT1, se caracteriza por permeabilidades absolutas superiores a los 5 Darcies con un radio de garganta promedio de 40 micrones, el segundo tipo de roca RT2 presenta valores de permeabilidad superiores a los 2,000 mD con un radio de garganta de poro promedio de 30 micrones. El tipo de roca 3 agrupa permeabilidades entre 800 y 2,000 mD, y aunque no es tan importante en términos de flujo como los dos tipos de roca previamente mencionados, aporta a la producción.

Adicionalmente, se han definido otros dos tipos de roca caracterizados por un mayor grado de tortuosidad, RT4 y RT5, con promedios de permeabilidad de 400 y 50 mD respectivamente, su comportamiento bimodal dificulta la determinación de un radio de garganta característico, pero en general no sobrepasa un micrón. La distribución de los diferentes tipos de roca en función del indicador de zona de flujo (FZI) y el tamaño de garganta de poro se puede observar en la **Figura 50**.

La unidad T2 está caracterizada en su mayoría por sedimentos fluviales tipo "Braided" (Deposición continua en amplias planicies de arenas en regímenes de alta energía) con escasos intervalos, en especial hacia el tope y la base de la unidad, de sedimentos con influencia marina.

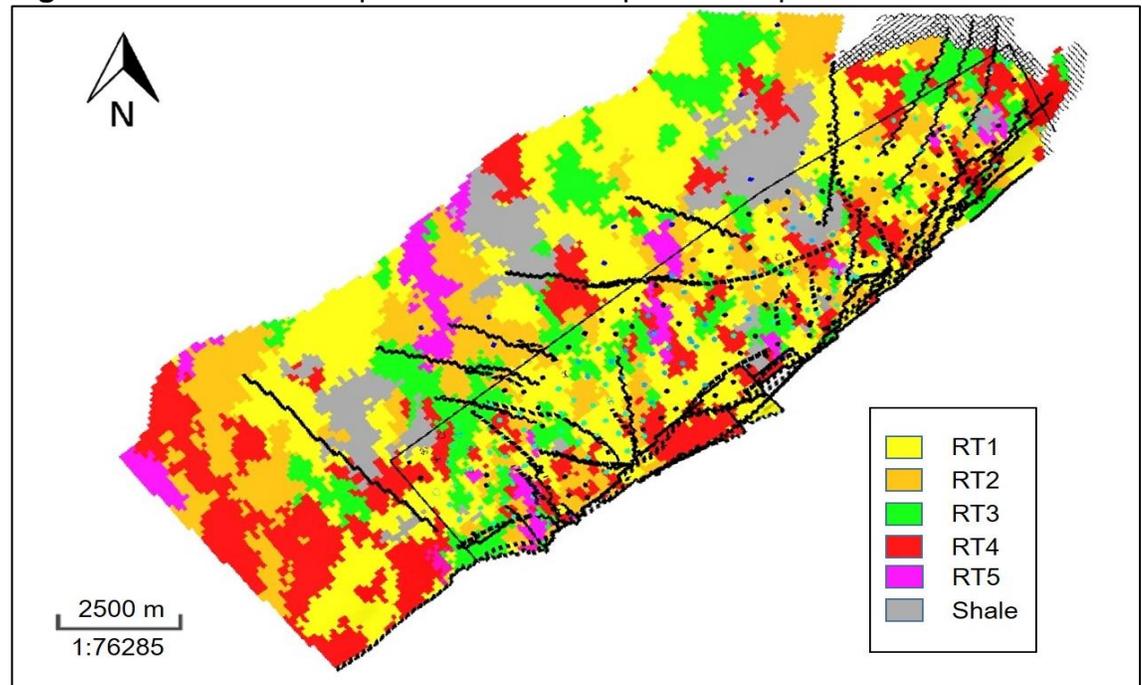
En la **Figura 51** se muestra la distribución de los diferentes tipos de roca identificados para el modelo petrofísico a lo largo de la capa T2-40, dado que es el ciclo de mayor continuidad lateral.

Figura 50. Tipos de roca según valores de radio de garganta de poro.



Fuente: ECOPETROL S.A, Informe de cierre del piloto de inyección de agua para recobro en el campo de estudio. 2018. p. 40.

Figura 51. Distribución tipo de roca en el tope de la capa T2-40.



Fuente: ECOPETROL S.A, Informe de cierre del piloto de inyección de agua para recobro en el campo de estudio. 2018. p. 41.

3.3.4 Modelo de fluidos. Se han identificado 3 grandes sectores en el campo de estudio a partir de 10 muestreos de fondo que han permitido caracterizar la variación areal y vertical de propiedades como la viscosidad, el gas disuelto, la densidad y el factor volumétrico.

- ✓ **Sector noreste:** el muestreo del pozo P-147 permitió determinar dicho sector, el cual se encuentra caracterizado por la cercanía del agua y un contacto en -7,200 ft TVDSS.
- ✓ **Sector central:** los muestreos de los pozos P-18 y P-35 representan este sector, el cual se caracteriza por una zona de saturación de gas en aumento, la cual ha incrementado como consecuencia de la caída de presión en esta zona.
- ✓ **Sector sureste:** representado por los muestreos en los pozos PSW-51, PSW-36 y PSW-46. Esta zona se caracteriza por un fluido hasta tres veces más viscoso que el que se encuentra en el sector central, aunque la variación de propiedades con la profundidad no es tan grande.

A pesar de las bajas gravedades API medidas, el petróleo es móvil en el yacimiento como consecuencia de las altas temperaturas. En la zona centro se alcanzan temperaturas entre 185°F y 215°F, y en la zona suroeste varían entre 175°F y 205°F. Adicionalmente, el gas en solución en este crudo es mayor al esperado, lo que resulta ser un factor que beneficia la movilidad del crudo.

3.4 DISEÑO DEL PILOTO

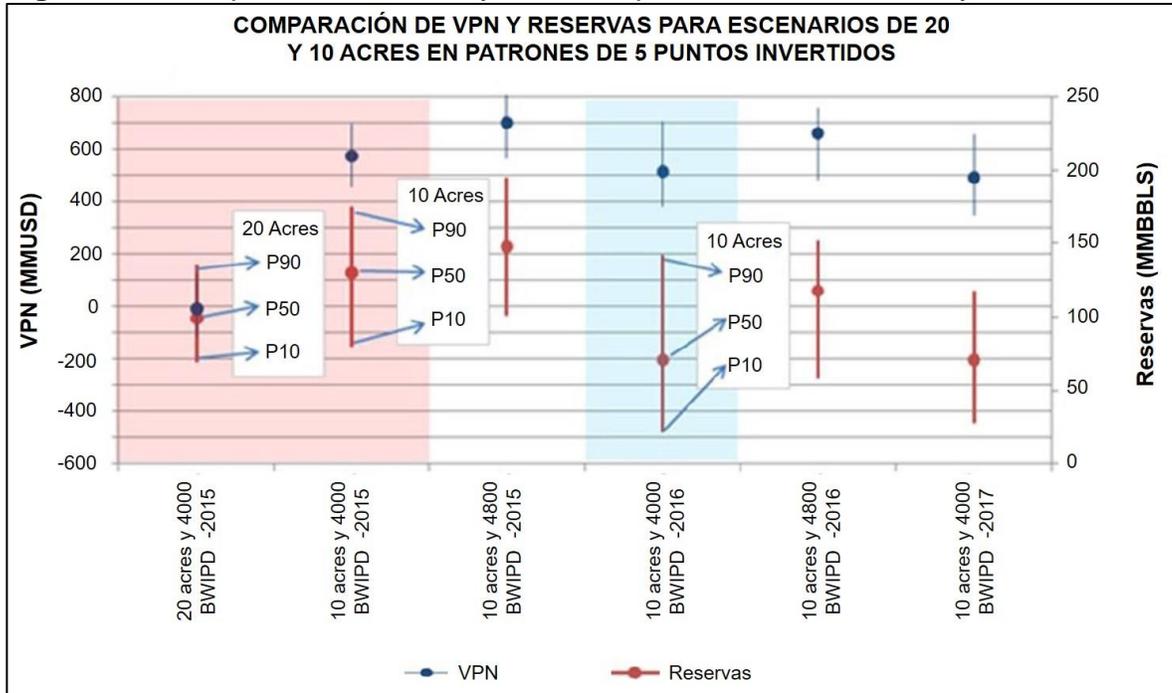
Para el diseño de la inyección de agua se evaluaron varios escenarios de inyección con diferentes espaciamientos entre pozos (40, 20 y 10 acres) y se realizaron sensibilidades a diferentes tasas de inyección. En la **Figura 52**, se comparan los resultados de valor presente neto (VPN) y reservas obtenidos para cada uno de los escenarios que implican una actividad de reducción de espaciamiento, es decir, para patrones de inyección de 20 y 10 acres, iniciando en un mismo periodo de tiempo y con tasas similares de inyección (4,000 BWIPD y 4,800 BWIPD).

En el recuadro rojo de la **Figura 52**, se compara el pronóstico de inyección de agua para espaciamientos de 20 y 10 acres en un mismo periodo de inicio y a una tasa de inyección de 4,000 BWIPD, donde el espaciamiento de 10 acres resulta ser el de mayor rentabilidad, alcanzando reservas superiores a los 500 millones de barriles y un VPN superior a los 100 millones de USD.

Sin embargo, postergar un año el inicio del proyecto de 10 acres, como lo muestra el recuadro azul, puede conllevar a un detrimento en los indicadores económicos, de modo que se debe tener en cuenta como medida temprana el desarrollo del proyecto con un espaciamiento de 40 acres, y considerar en el mediano plazo, la

reducción de espaciamento a 10 acres para hacer más eficiente el efecto de la inyección de agua.

Figura 52. Comparación de VPN y reservas para escenarios de 20 y 10 acres.

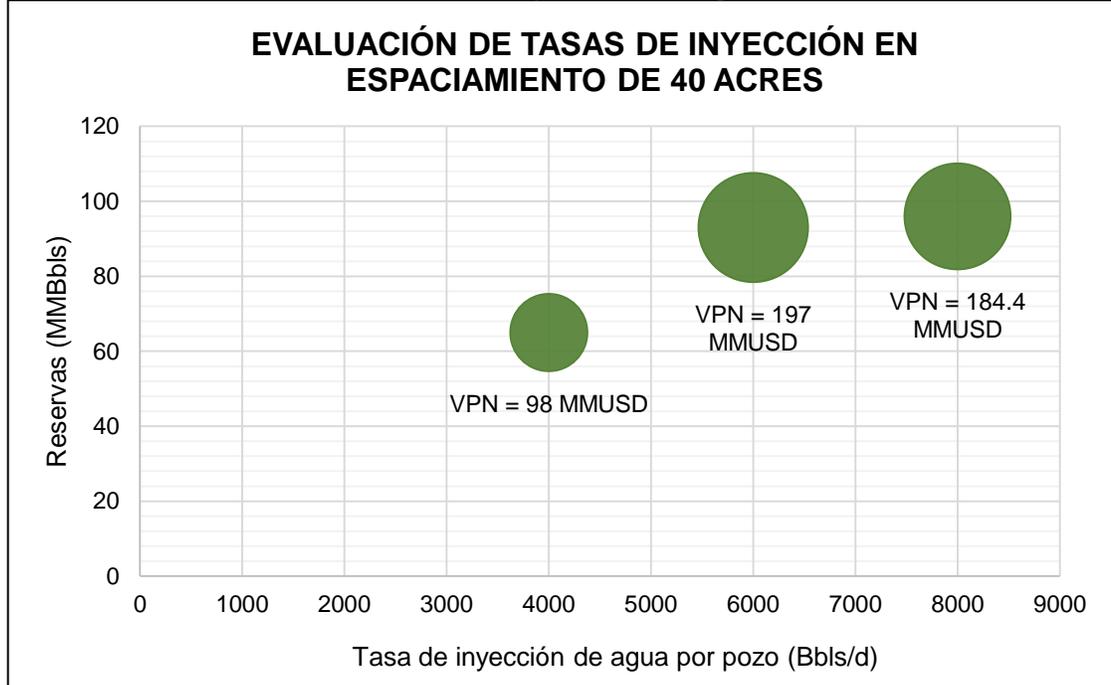


Fuente: ECOPETROL S.A, Informe de cierre del piloto de inyección de agua para recobro en el campo de estudio. 2018. p. 43.

Por otra parte, basados en el desarrollo de proyectos de inyección de agua en campos de crudo pesado, se recomiendan tasas de inyección bajas para evitar canalizaciones tempranas y maximizar el recobro.

Mediante un análisis de sensibilidad del modelo se determinó la tasa de inyección adecuada, donde se tuvo en cuenta tanto el recobro incremental asociado como el análisis económico preliminar, de modo que se pudiese determinar una alternativa técnica y económicamente razonable. De acuerdo a lo anterior, la tasa de inyección adecuada para maximizar el beneficio del proyecto es de 6,000 BWIPD/pozo, **Gráfico 2.**

Gráfico 2. Selección de la tasa de inyección de agua.



Fuente: ECOPETROL S.A, Informe de cierre del piloto de inyección de agua para recobro en el campo de estudio. 2018. p. 44.

3.4.1 Desarrollo del Piloto. A la fecha de este proyecto, se han implementaron 13 patrones de inyección de agua en la unidad T2 (P-29, P-59, P-60, P-117, P-119, P-207, P-208, P-209, P-68, P-99, PSW-40, PSW-23 y PSW-30) con el objetivo de determinar la eficiencia del proceso de inyección de agua, identificando el espaciamiento adecuado entre los pozos y maximizando el recobro.

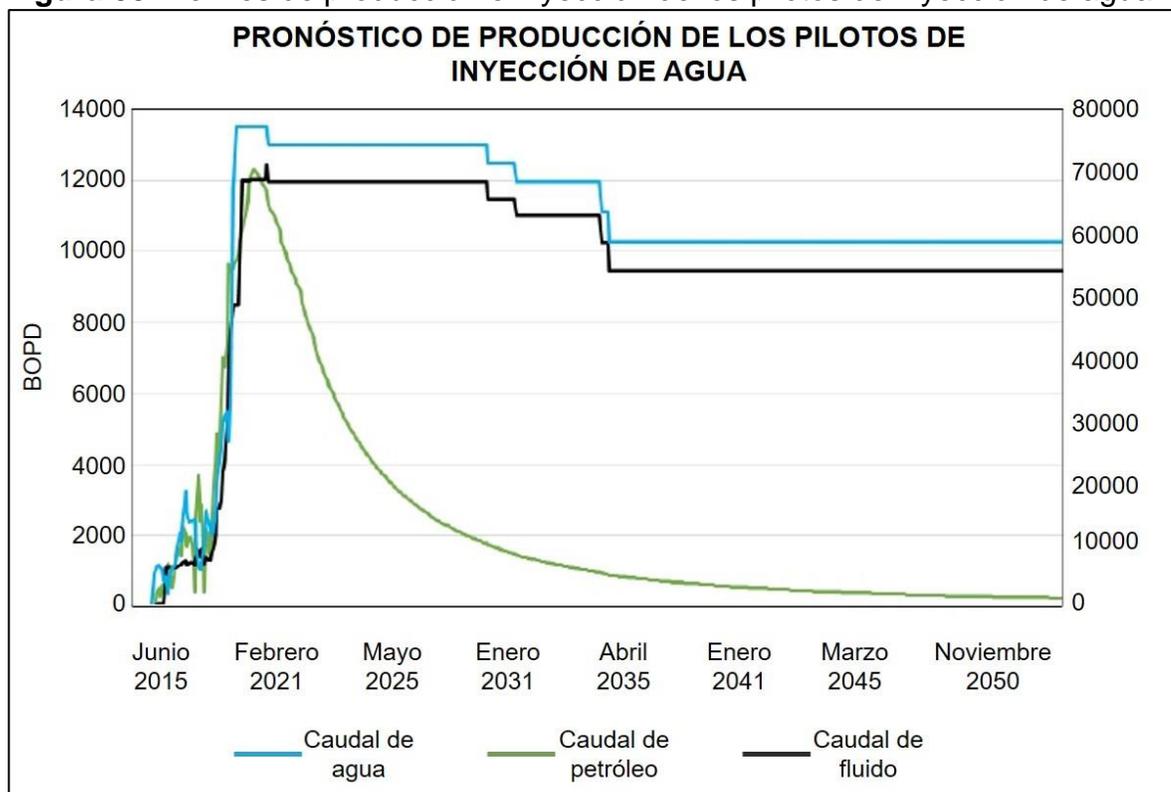
3.4.2 Selección de áreas. Para la selección del área piloto para inyección de agua, Ecopetrol ha empleado los siguientes criterios:

- ✓ Proximidad a facilidades centrales del campo, aprovechamiento de infraestructura existente y reducción del impacto ambiental.
- ✓ Zona de mayor agotamiento de la presión asociada a la producción continua de fluidos.
- ✓ Baja saturación de gas.
- ✓ Área distante del piloto de inyección de aire.
- ✓ Utilización de pozos actualmente perforados como productores-adequación en la formación de interés.

Con base en lo anterior, el desarrollo del piloto contó con patrones de 40 acres de espaciamiento, debido a la facilidad de ejecución de este tipo de patrones, y con patrones de 10 acres, dado los resultados positivos en volúmenes de petróleo incremental que presentó el modelo de simulación. La distribución areal de los patrones buscaba resolver las incertidumbres asociadas a los diferentes grados de agotamiento de la presión, cambios de viscosidad y volúmenes a recuperar, así como los tiempos de llenado, rampa y plateau en las diferentes áreas del campo.

La implementación de sarta selectiva en los pozos inyectoros se llevó a cabo como respuesta a la alta heterogeneidad vertical presente en el yacimiento, (Coeficientes Dykstra-Parsons mayores a 0.7) y a los resultados preliminares del piloto, que muestran inyección preferencial en las arenas con mejores condiciones de permeabilidad. Esta sarta permitió aumentar la eficiencia vertical de la inyección y controlar el avance del frente de inyección. Para los pozos a convertir dentro del proyecto, se requirieron entre 3 y 4 etapas de sarta selectiva por pozo.

Figura 53. Perfiles de producción e inyección de los pilotos de inyección de agua.



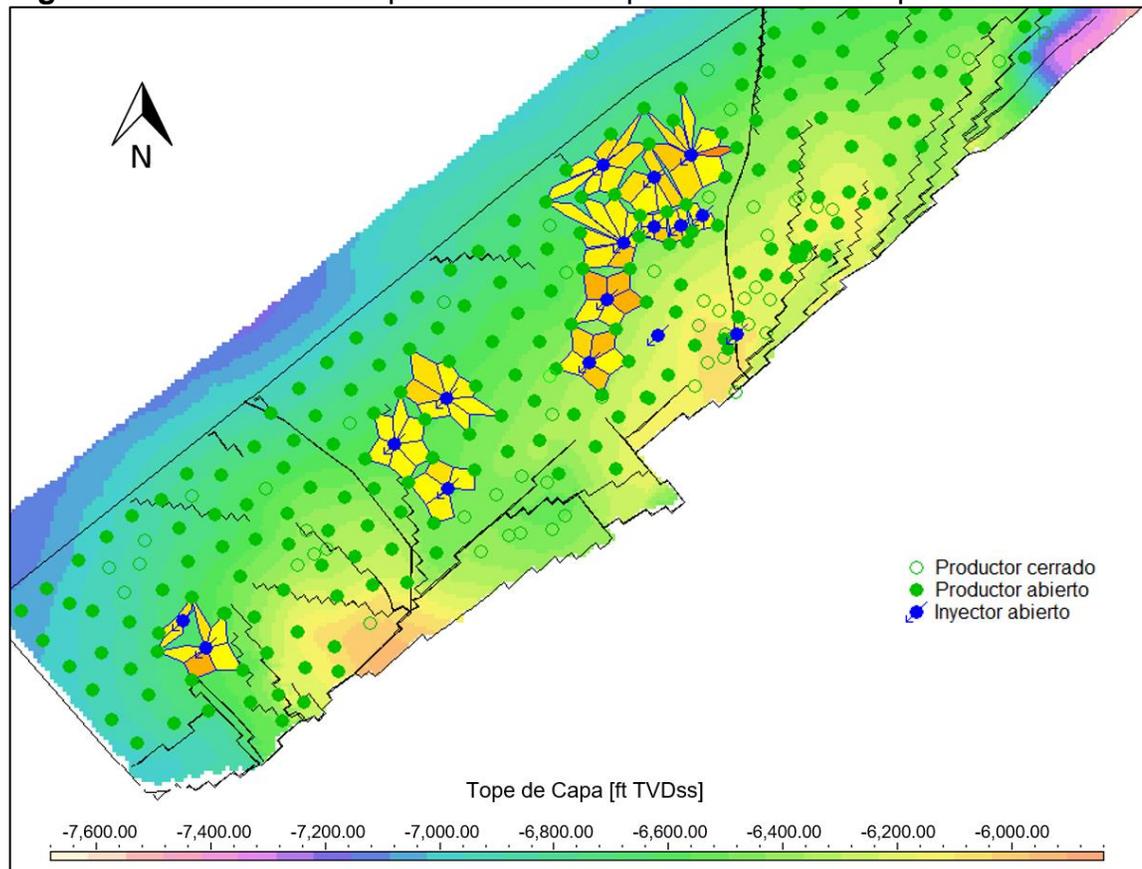
Fuente: ECOPETROL S.A, Informe de cierre del piloto de inyección de agua para recobro en el campo de estudio. 2018. p. 47.

La fase piloto y línea de mantenimiento de presión tenía como alcance habilitar la inyección de agua en 13 patrones. Con estos pilotos se espera desarrollar volúmenes asociados cercanos a los 32 millones de barriles; y se espera un pico de producción de petróleo de 12,000 BOPD, 68,300 BFPD y una inyección de 74,000 BWIPD, **Figura 53**.

El piloto de inyección de agua se llevó a cabo mediante 10 patrones de 40 acres y 3 patrones de 10 acres. Para tal fin se requirió la conversión de 10 pozos a inyector, perforación de 3 inyectores y 4 productores, y la realización de 6 workover a productores, entre los que destacan cambios y rediseños del sistema de levantamiento artificial.

La ejecución y evaluación del piloto de inyección se realizó durante el periodo comprendido entre 2014 y 2018, tiempo en el cual se determinó la continuidad del proyecto de inyección en el campo basados en los resultados obtenidos. En la **Figura 54** se presenta el mapa esquemático de los patrones de inyección del piloto en el campo de estudio.

Figura 54. Distribución esquemática de los patrones en el campo de estudio.



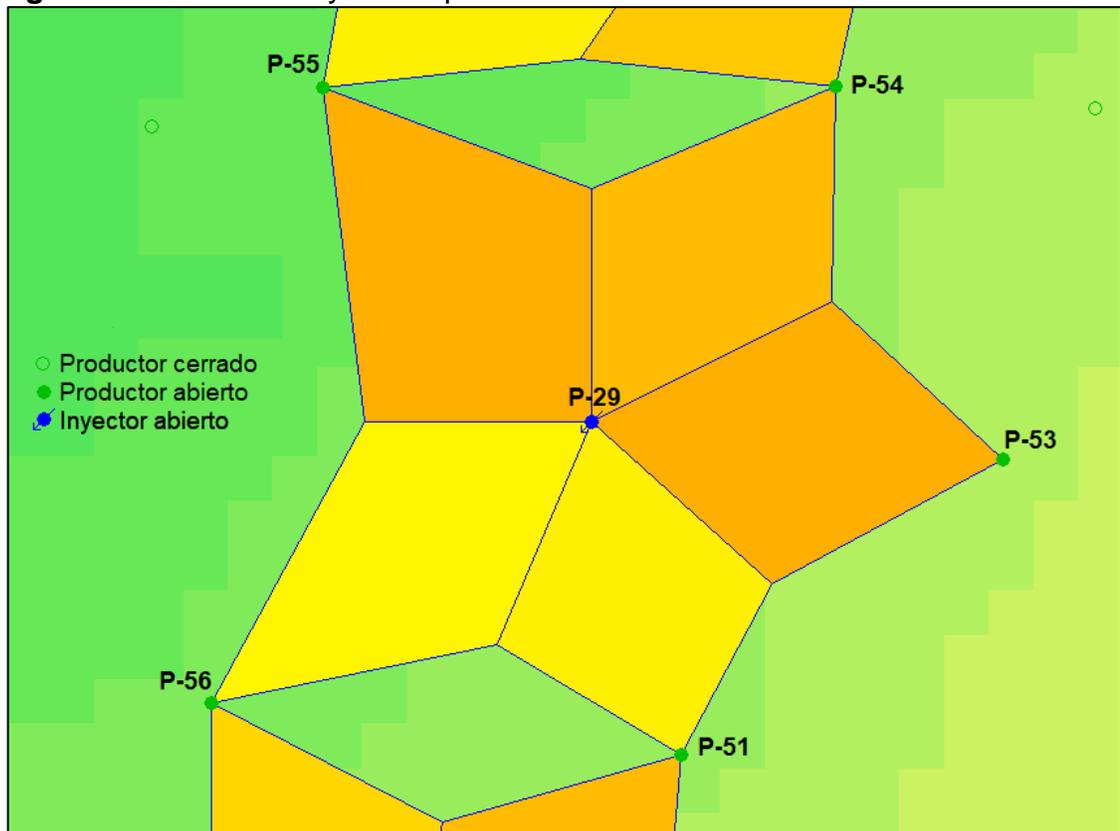
Fuente: Sahara®, 2019.

3.5 RESULTADOS DEL PILOTO IMPLEMENTADO

A continuación, se describe la historia de inyección y producción incremental de cada uno de los patrones asociados al piloto de inyección de agua desarrollado en el campo de estudio con corte a diciembre de 2018.

✓ **Patrón P-29:** ubicado en la zona centro del campo de estudio, tiene un espaciamiento irregular de 40 acres, cuenta con un área de 116 acres y se encuentra influenciado por los pozos productores de primera línea P-56, P-55, P-54, P-53 y P-51, **Figura 55**.

Figura 55. Patrón de inyección pozo P-29.

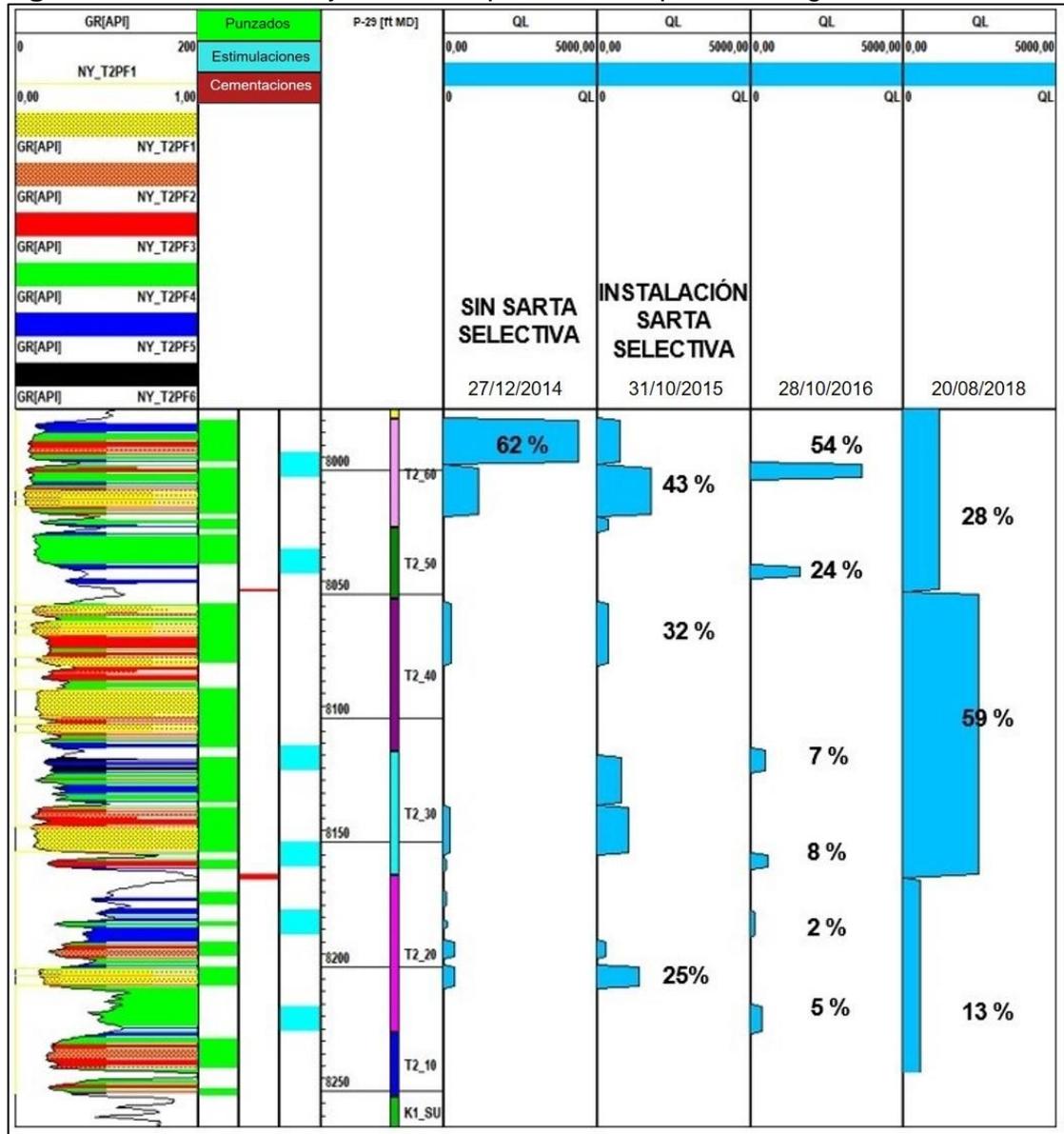


Fuente: Sahara®, 2019.

Las operaciones de inyección del pozo P-29 dieron inicio en diciembre de 2014 mediante un completamiento de sarta sencilla con punta abierta. Sin embargo, en agosto de 2015, se realizó la conversión a sarta selectiva tras evidenciar un flujo preferencial sobre las arenas T2_60, las cuales tomaban más del 60% del agua inyectada tal y como lo muestra el perfil de inyección del pozo, **Figura 56**. La conversión a sarta selectiva permitió controlar y mejorar la eficiencia de barrido

vertical del patrón. Durante ese periodo de tiempo se manejaron tasas de inyección entre los 5,000 y 7,000 BWIPD.

Figura 56. Perfiles de inyección del pozo P-29 a partir de registro ILT.

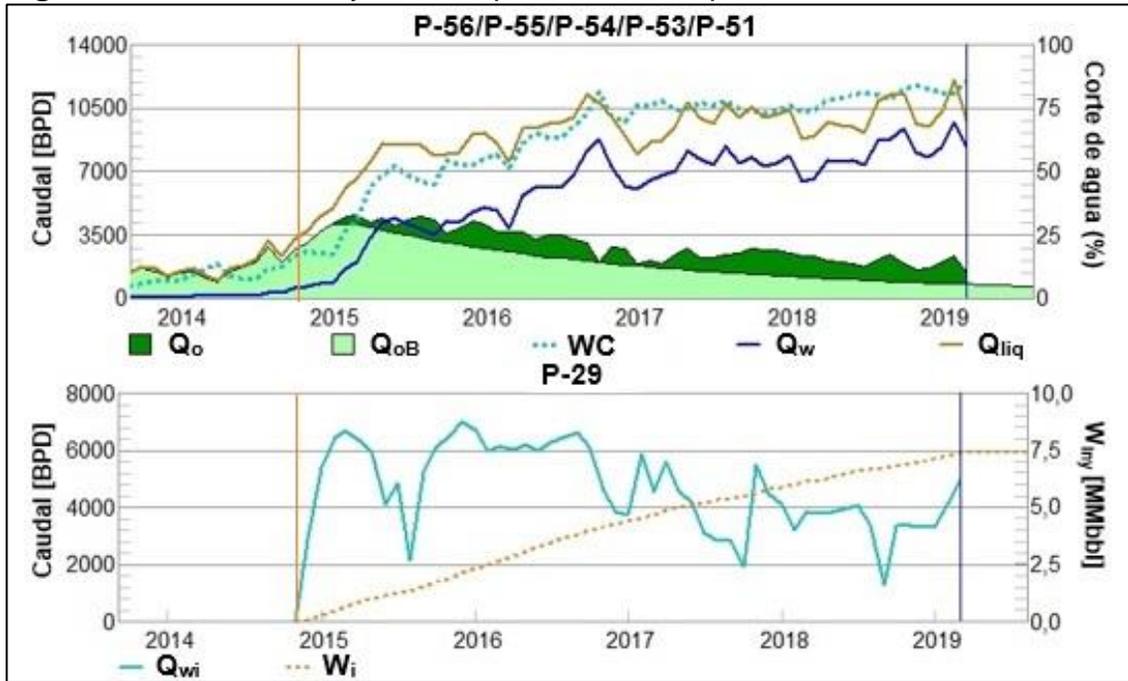


Fuente: ECOPEPETROL S.A, Informe de cierre del piloto de inyección de agua para recobro en el campo de estudio. 2018. p. 52.

Tras la instalación de la sarta selectiva, se obtuvo una mejor distribución del agua inyectada en los registros ILT posteriores al 2015, **Figura 56**. Sin embargo, para octubre de 2016 se presentó nuevamente un flujo preferencial hacia la misma zona

por lo que fue necesario realizar el cambio y calibración de algunas de las válvulas de la sarta a fin de regular el flujo de agua. Posterior a la calibración, en un nuevo registro ILT realizado en agosto de 2018, el pozo presentó una mejor distribución del caudal de inyección en las unidades de la unidad T2.

Figura 57. Historia de inyección – producción del patrón P-29.



Fuente: ECOPETROL S.A, Informe de cierre del piloto de inyección de agua para recobro en el campo de estudio. 2018. p. 54.

A partir del primer trimestre de 2015 se generó un incremento en la producción de crudo en el patrón, como consecuencia de la conversión a sarta selectiva. A su vez, se observa una respuesta casi inmediata a la inyección de agua en los pozos productores, percibiendo un incremento en la producción de líquidos de manera simultánea al comienzo de la inyección en el pozo P-29, **Figura 57**. Lo anterior permite asegurar que la inyección selectiva en las capas de la formación T2 y la buena conexión entre el pozo inyector y los pozos productores de primera línea ha permitido un incremento en la producción de petróleo con respecto a la línea base (Q_{oB}).

Para agosto de 2018, se tuvo una tasa incremental de 1,287 BOPD y un factor de recobro de 3.13% que a la fecha ha seguido mejorando con el conocimiento del comportamiento de los fluidos en el patrón de inyección. En este mismo periodo de tiempo, el pozo P-29 acumuló un volumen de agua inyectada de 6.68 millones de barriles, distribuidos en las capas de la unidad T2, **Tabla 6**.

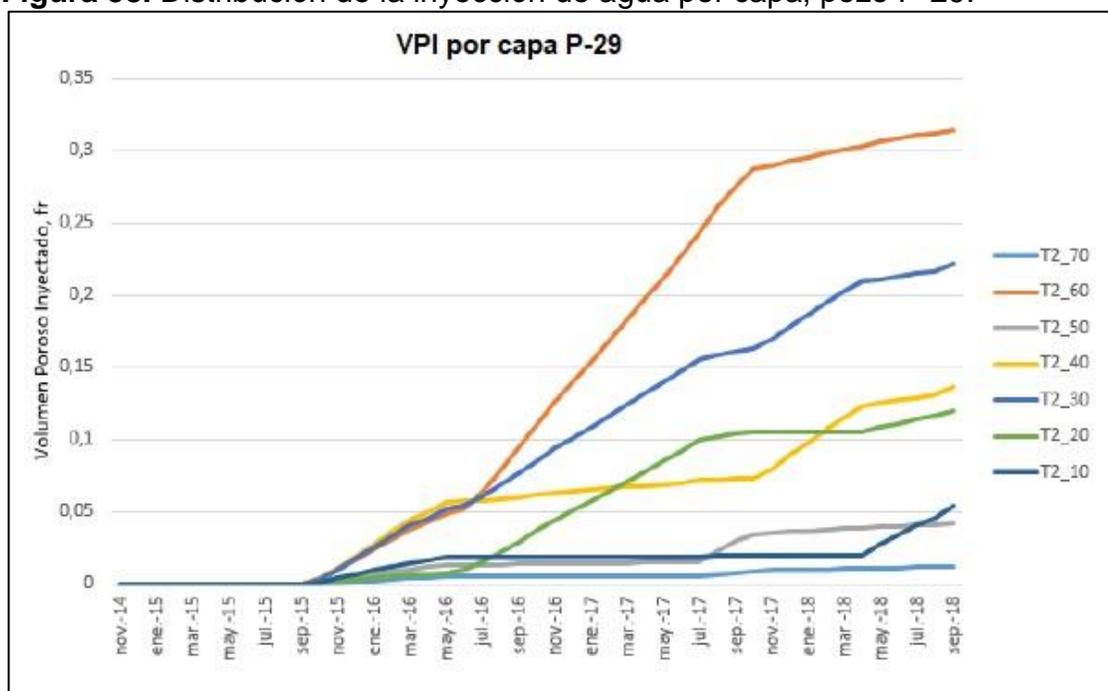
En la **Figura 58** se muestran los volúmenes inyectados por capa, donde se puede observar que las capas T2_60 y T2_30 cuentan con una alta capacidad para recibir fluidos. Dicha afirmación se sustenta también en los registros ILT de los años 2014 y 2016, donde se necesitó de un ajuste en el caudal de las válvulas para optimizar el proceso de barrido y evitar la rápida irrupción del agua en los pozos productores de primera línea.

Tabla 6. Volúmenes de agua inyectada por capa en el pozo P-29.

Capa	VP (MMbbls)	Winj (MMBWI)	VPI (Fr)
T2_70	2.557	0.042	0.0161
T2_60	5.545	1.969	0.3551
T2_50	3.867	0.200	0.0518
T2_40	9.024	1.602	0.1775
T2_30	6.561	1.704	0.2597
T2_20	6.882	0.911	0.1325
T2_10	3.398	0.256	0.0754

Fuente: ECOPETROL S.A, Informe de cierre del piloto de inyección de agua para recobro en el campo de estudio. 2018. p. 55.

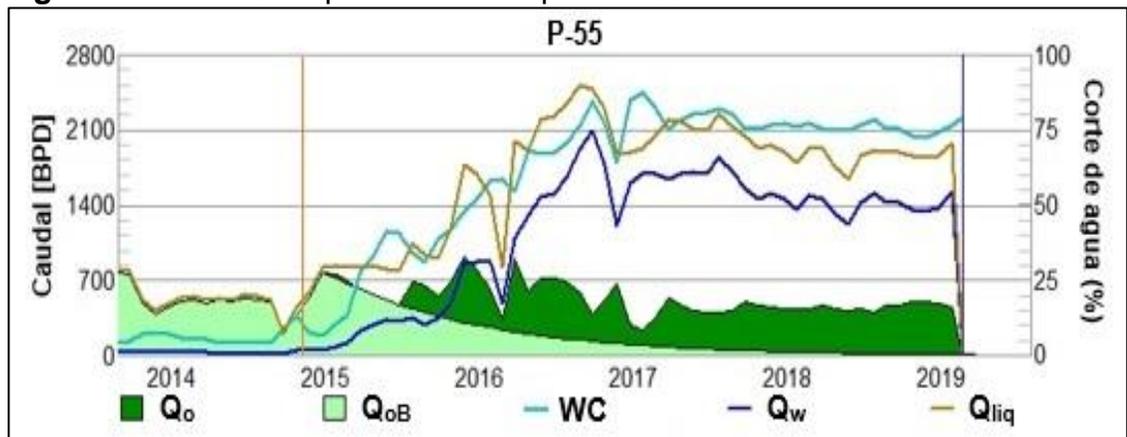
Figura 58. Distribución de la inyección de agua por capa, pozo P-29.



Fuente: ECOPETROL S.A, Informe de cierre del piloto de inyección de agua para recobro en el campo de estudio. 2018. p. 55.

De los pozos asociados a la primera línea del patrón P-29, el pozo P-55 ha sido uno de los de mejor respuesta en lo que a incremento de producción de petróleo se refiere. A los 6 meses de iniciado el proceso de inyección, se evidenció una respuesta favorable en la producción de petróleo, reportando volúmenes incrementales mayores a los 200 BOPD, a pesar del incremento sistemático en el corte de agua. Para agosto de 2018, se reportó una producción total de petróleo de 408 BOPD, de los cuales 388 BOPD corresponden a la producción incremental derivada del proceso de recuperación secundaria, **Figura 59**.

Figura 59. Historia de producción del pozo P-55.

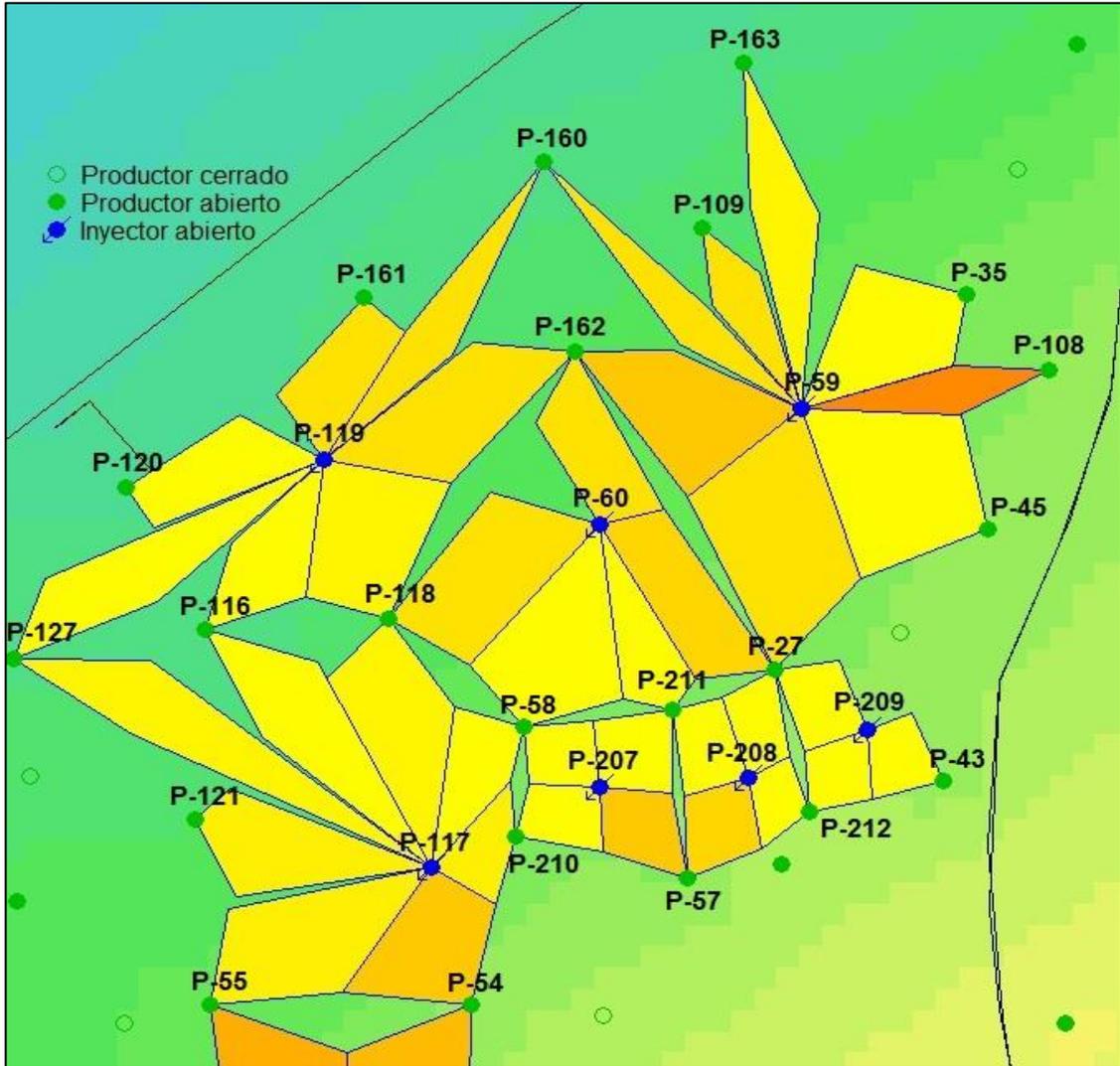


Fuente: ECOPETROL S.A, Informe de cierre del piloto de inyección de agua para recobro en el campo de estudio. 2018. p. 57.

✓ **Patrón P-59:** este patrón está compuesto por 8 pozos productores de primera línea (P-27, P-35, P-45, P-108, P-109, P-160, P-162, P-163) y un pozo inyector (P-59), **Figura 60**. Este patrón cuenta con un espaciamiento de 40 acres entre los pozos y un área de 215 acres.

La inyección en el pozo P-59 se inició en diciembre de 2015 con un completamiento especial de tipo cruzado, conocido también como “Dump Flood”, el cual consiste en emplear la producción de agua de la formación Guadalupe (K2) e inyectarla directamente en la unidad T2, sin instalar sarta selectiva ni bomba de fondo. Debido al rápido incremento de la presión de fondo y el corte de agua en los pozos productores, se suspendieron las operaciones temporalmente hasta adecuar la sarta de forma más eficiente.

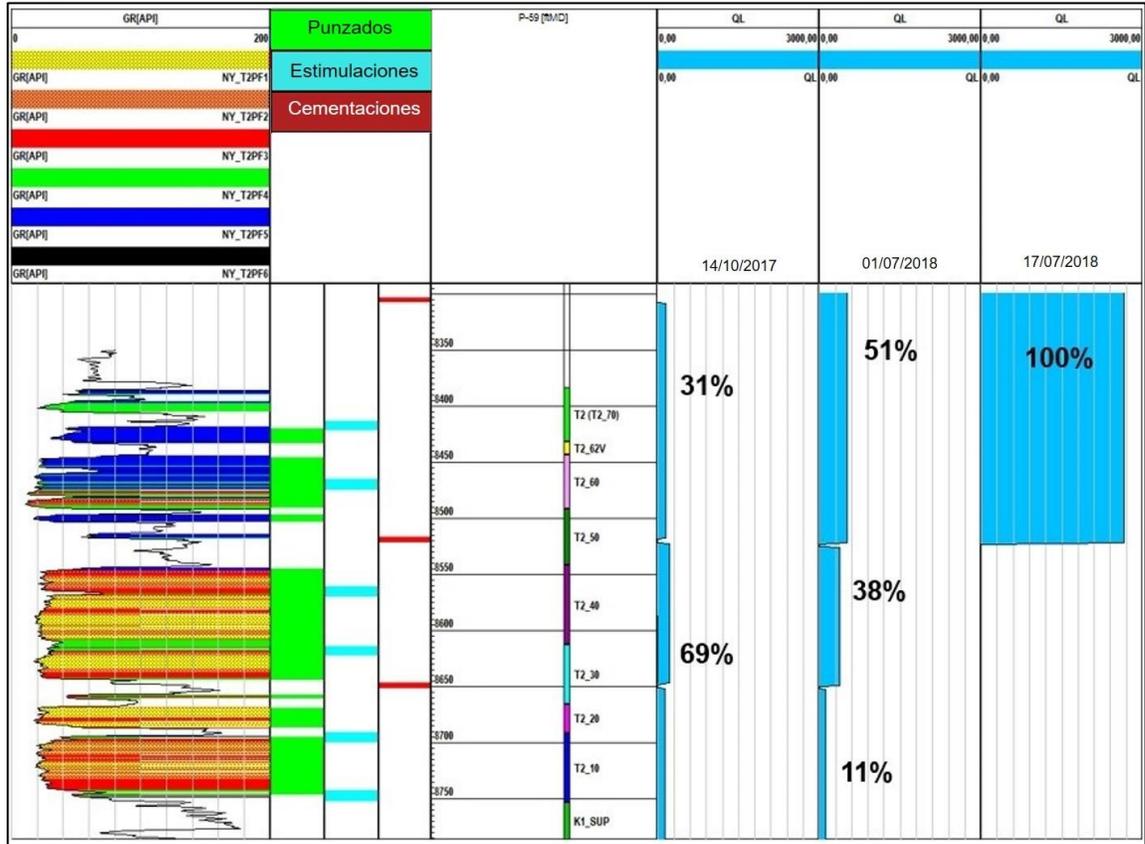
Figura 60. Patrón de inyección P-59, P-60, P-117, P-119, P-207, P-208 y P-209.



Fuente: Sahara®, 2019.

En diciembre de 2016, se realizó la adecuación del completamiento “Dump Flood” con una sarta selectiva y bomba de fondo. Sin embargo, no fue posible correr un registro de inyección ese mismo año debido a la presencia de crudo en el pozo. Una vez corregidos los inconvenientes, se realiza la corrida del registro ILT, evidenciando una mayor admisibilidad en las unidades T2_50, T2_40 y T2_30 con un 69% del flujo inyectado, por lo cual fue necesario realizar un ajuste en las válvulas para obtener una mayor eficiencia de barrido en la unidad T2_60, **Figura 61.**

Figura 61. Perfiles de inyección del pozo P-59 a partir de registro ILT.

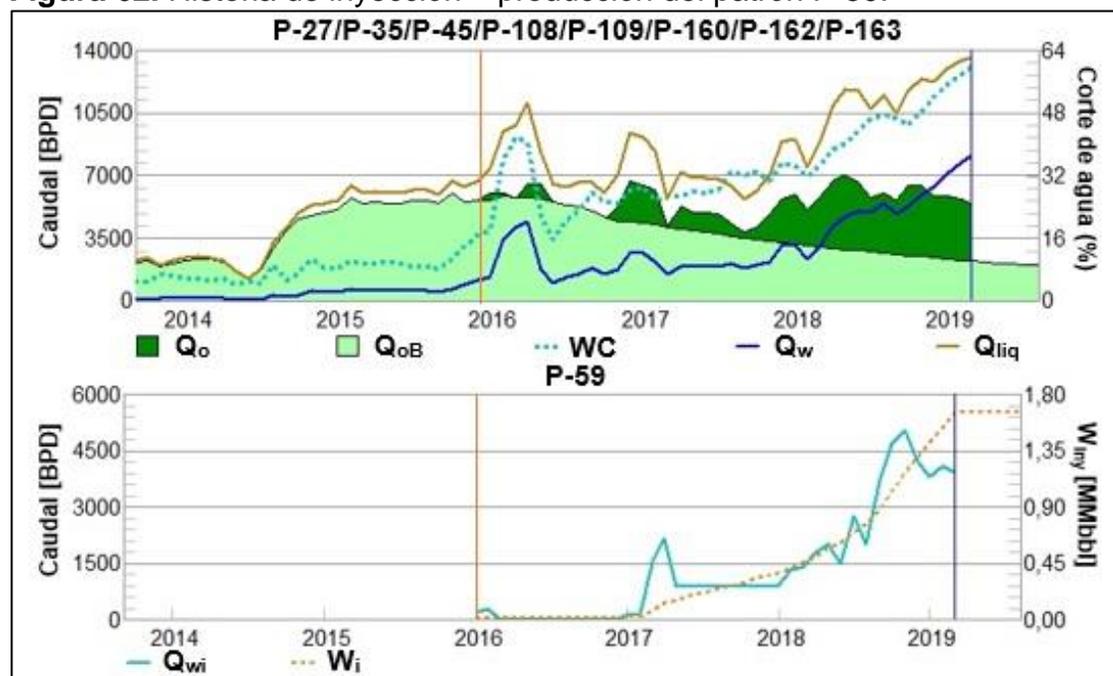


Fuente: ECOPETROL S.A, Informe de cierre del piloto de inyección de agua para recobro en el campo de estudio. 2018. p. 60.

Es importante tener en cuenta que algunos de los pozos de primera línea del patrón P-59 se encuentran influenciados por los pozos inyectoros P-60, P-209 y P-208, por lo que el incremental observado en los pozos P-27 y P-162 está también relacionado a las actividades de inyección en estos patrones. En la **Figura 62** se muestra la historia de producción e inyección del patrón P-59 donde, al corte del mes de agosto de 2018, se reportó un caudal de inyección de 3.26 kBWPD y un volumen acumulado de agua inyectada de 737,013 barriles.

Desde que comenzó la inyección de agua en el pozo P-59 se ha observado un incremental en la producción de petróleo (Q_o) con respecto a la línea base de producción (Q_{oB}). Aunque los pozos influenciados por la inyección de agua exhibieron una respuesta acelerada en términos de producción de aceite incremental desde finales de 2015, se ha logrado mantener un comportamiento estable.

Figura 62. Historia de inyección – producción del patrón P-59.



Fuente: ECOPETROL S.A, Informe de cierre del piloto de inyección de agua para recobro en el campo de estudio. 2018. p. 61.

Sin embargo, hubo un descenso en la producción tras el cierre temporal de la operación en febrero de 2016, hasta su reactivación en diciembre de ese mismo año, **Figura 62**. Este cierre se realizó debido a un aumento acelerado en la producción de agua, lo que indicó la presencia de un canal preferencial de flujo del agua inyectada, de modo que fue necesario adaptar la sarta con un sistema de regulación vertical que permitiera evitar las canalizaciones.

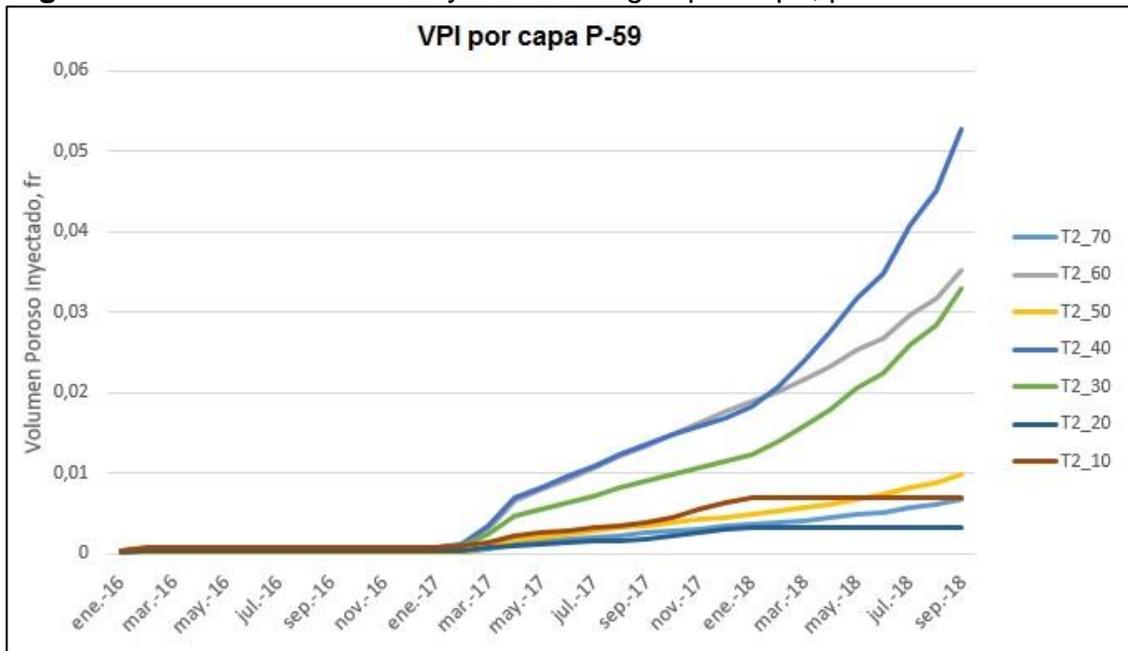
Tabla 7. Volúmenes de agua inyectada por capa en el pozo P-59.

Capa	VP (MMbbls)	Winj (MMBWI)	VPI (Fr)
T2_70	1.700	0.010	0.006
T2_60	4.969	0.157	0.032
T2_50	2.439	0.021	0.009
T2_40	7.974	0.360	0.045
T2_30	6.110	0.174	0.029
T2_20	4.092	0.013	0.003
T2_10	3.897	0.027	0.007

Fuente: ECOPETROL S.A, Informe de cierre del piloto de inyección de agua para recobro en el campo de estudio. 2018. p. 61.

En la **Tabla 7** se muestran los valores correspondientes al volumen poroso y volumen de agua inyectada por cada capa de la unidad T2. De igual forma, en la **Figura 63** se observa la relación de volúmenes porosos inyectados por cada capa en función del tiempo.

Figura 63. Distribución de la inyección de agua por capa, pozo P-59.

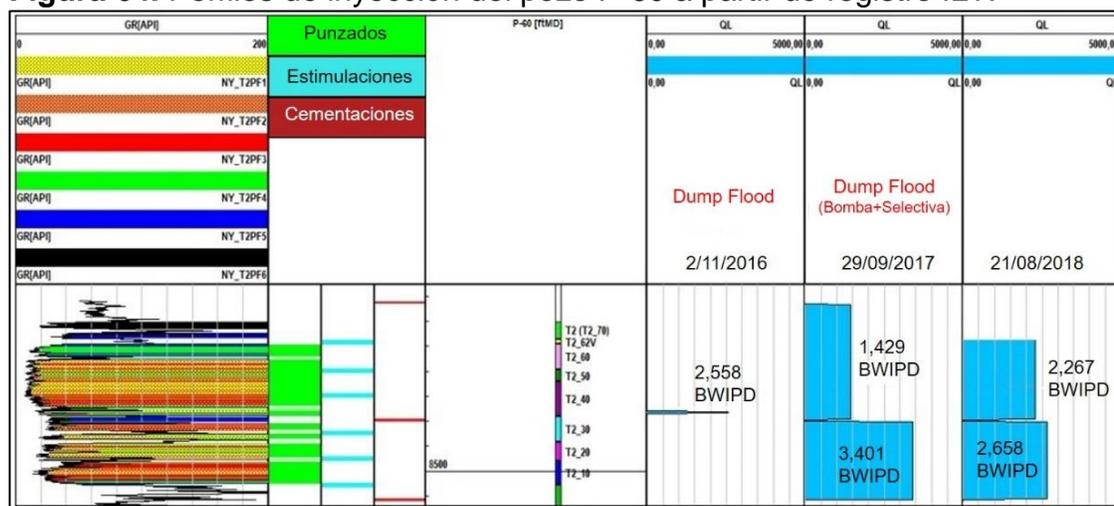


Fuente: ECOPETROL S.A, Informe de cierre del piloto de inyección de agua para recobro en el campo de estudio. 2018. p. 61.

✓ **Patrón P-60:** patrón conformado por 5 pozos productores de primera línea correspondientes al P-27, P-58, P-118, P-162 y P-211 (véase **Figura 60**), con un espaciamento de 40 acres entre pozos y un área de 90 acres.

La inyección del pozo P-60 en la unidad T2 empezó en diciembre de 2015 mediante completamiento “Dump Flood” sin instalación de sarta selectiva ni bomba de fondo, solo mediante el aporte de agua de la unidad K2. La inyección se llevó a cabo de esta manera por un año, sin embargo, el tipo de completamiento no permitía identificar la arena predominante en el proceso de inyección, por lo que en 2016 se cambió el completamiento “Dump Flood” a sarta selectiva y bomba de fondo para determinar los volúmenes de inyección por zona y lograr un mayor control del flujo en la unidad T2.

Figura 64. Perfiles de inyección del pozo P-60 a partir de registro ILT.



Fuente: ECOPETROL S.A, Informe de cierre del piloto de inyección de agua para recobro en el campo de estudio. 2018. p. 65.

En la **Figura 64** se observa el cambio en los caudales manejados para las diferentes capas de la unidad T2. A partir del 2017 se presenta una mejor zonificación del caudal inyectado que, para 2018, se logró optimizar gracias a la experiencia obtenida de los otros patrones.

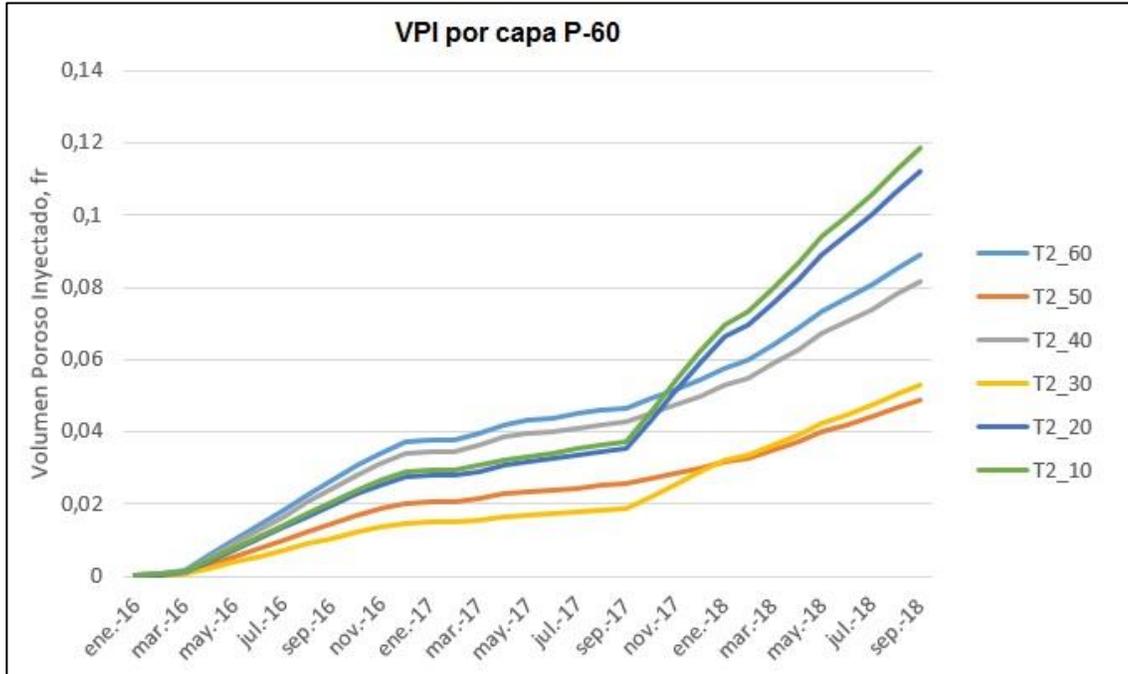
A continuación, se muestran la **Tabla 8** y **Figura 65** relacionadas con los valores de volúmenes porosos inyectados por capa de la unidad T2, junto con la cantidad de agua inyectada en cada una.

Tabla 8. Volúmenes de agua inyectada por capa en el pozo P-60

Capa	VP (MMbbls)	Winj (MMBWI)	VPI (Fr)
T2_60	6.145	0.522	0.0849
T2_50	4.287	0.199	0.0465
T2_40	8.798	0.684	0.0777
T2_30	7.193	0.361	0.0502
T2_20	5.493	0.584	0.1063
T2_10	4.499	0.504	0.1121

Fuente: ECOPETROL S.A, Informe de cierre del piloto de inyección de agua para recobro en el campo de estudio. 2018. p. 67.

Figura 65. Distribución de la inyección de agua por capa P-60.

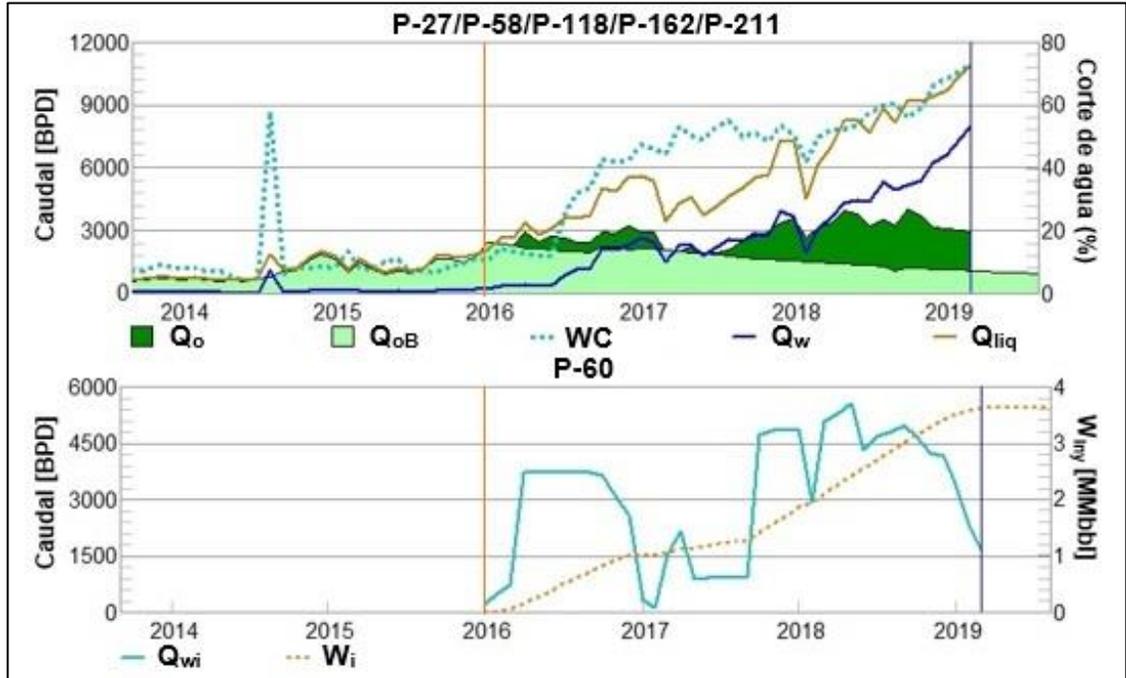


Fuente: ECOPETROL S.A, Informe de cierre del piloto de inyección de agua para recobro en el campo de estudio. 2018. p. 67.

Las capas con mayor caudal inyectado para agosto de 2018 fueron la capa T2_10 y T2_20, seguidas de la T2_40 y T2_60, siendo entonces las capas T2_30 y T2_50 las que presentaron menor capacidad de admisión al proceso. Con esto se obtuvo un volumen acumulado de agua inyectada de 2.84 millones de barriles en los casi tres años de puesta en marcha del piloto.

En la **Figura 66** se aprecia la historia de inyección y producción del patrón P-60, donde se evidencia un incremental de producción después de diciembre de 2015. Adicionalmente, se observan valores favorables del caudal de petróleo producido en relación con la línea base de líquidos estimada para los años posteriores al 2015 y, como es de esperarse, un aumento en el corte de agua. A mediados de 2017 el pozo P-60 presentó fallas por lo que fue necesario reducir el caudal de inyección para calibrar las válvulas. Es importante tener en cuenta que los pozos de primera línea de este patrón también se ven influenciados por los patrones P-59, P-117, P-119, P-207, P-208 y P-209.

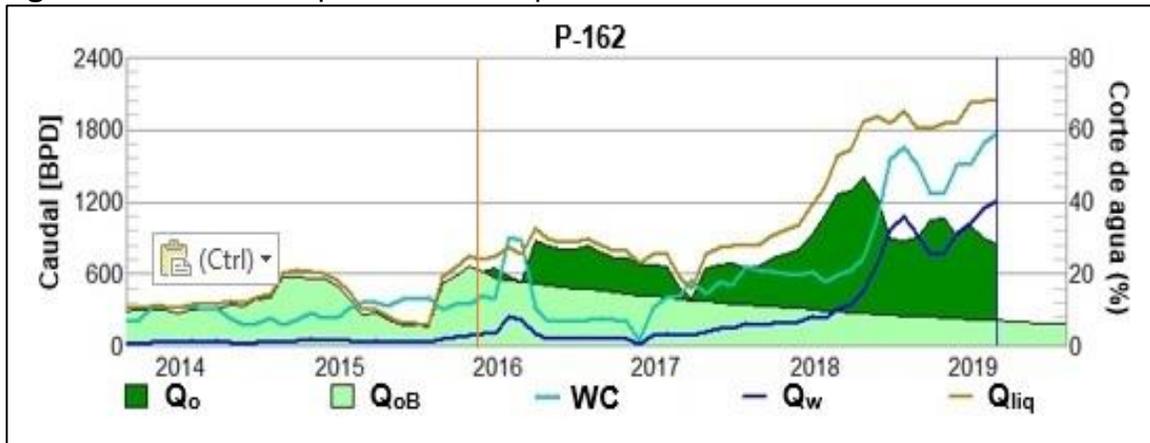
Figura 66. Historia de inyección y producción del patrón P-60.



Fuente: ECOPETROL S.A, Informe de cierre del piloto de inyección de agua para recobro en el campo de estudio. 2018. p. 67.

El pozo más representativo de este patrón ha sido el P-162, el cual es también pozo productor de primera línea de los patrones P-59 y P-119. Al inicio de la inyección de agua, el pozo no presentó incremento en el corte de agua, aunque sí se evidenció una tendencia incremental en la producción de crudo, **Figura 67**.

Figura 67. Historia de producción del pozo P-162.

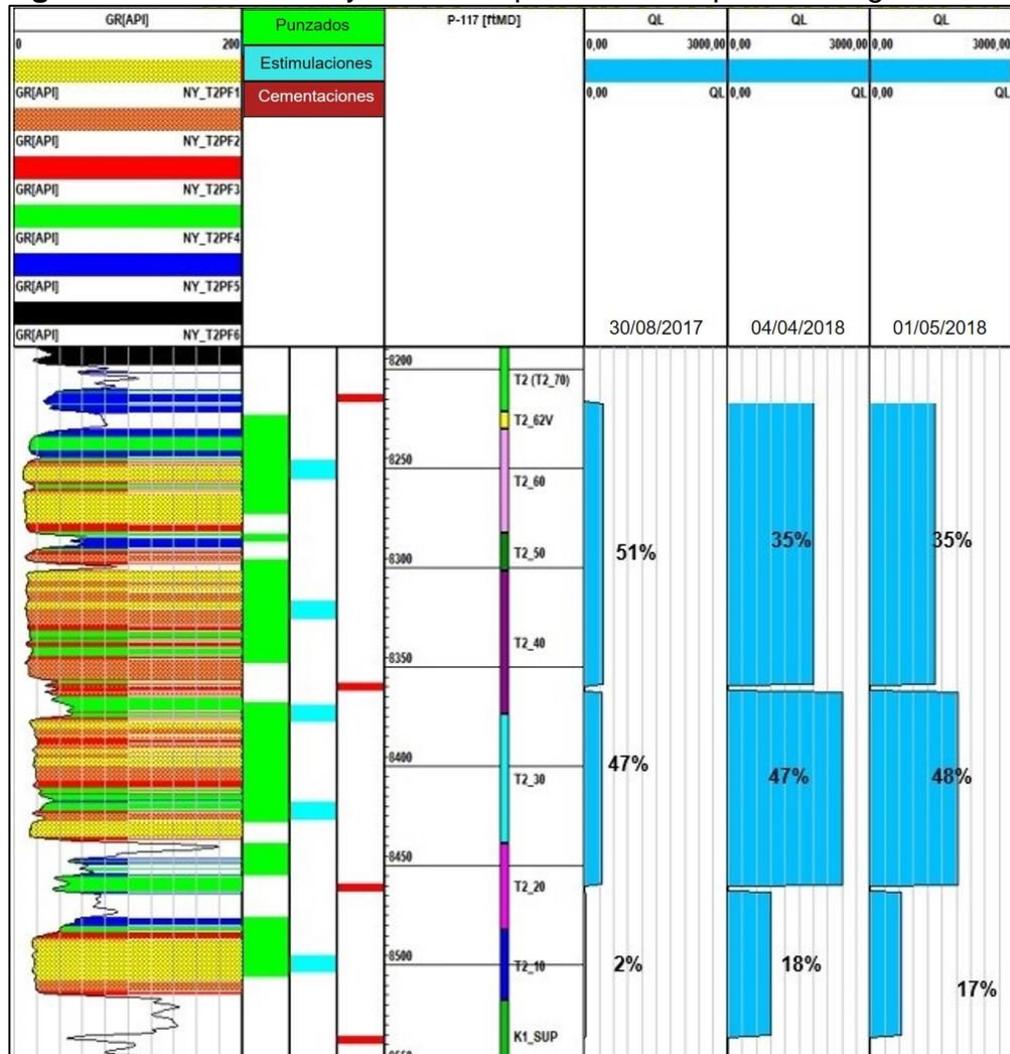


Fuente: ECOPETROL S.A, Informe de cierre del piloto de inyección de agua para recobro en el campo de estudio. 2018. p. 69.

✓ **Patrón P-117:** patrón conformado por el pozo de inyección P-117 y los pozos productores de primera línea P-54, P-55, P-58, P-116, P-118, P-121 y P-210. Este patrón está configurado con un espaciamiento de 40 acres entre pozos y un área de 122 acres, **Figura 60.**

Gracias al conocimiento obtenido de los patrones aledaños y a las distintas configuraciones realizadas en pozos con sarta simple y sarta selectiva, fue posible alcanzar un mejor desempeño de la inyección de agua mediante la prevención de canalizaciones prematuras en el yacimiento. En julio de 2017, se realizó la conversión del pozo P-117 de productor a inyector en la unidad T2, mediante un completamiento de tipo “Dump Flood” con sarta selectiva.

Figura 68. Perfiles de inyección del pozo P-117 a partir de registro ILT.

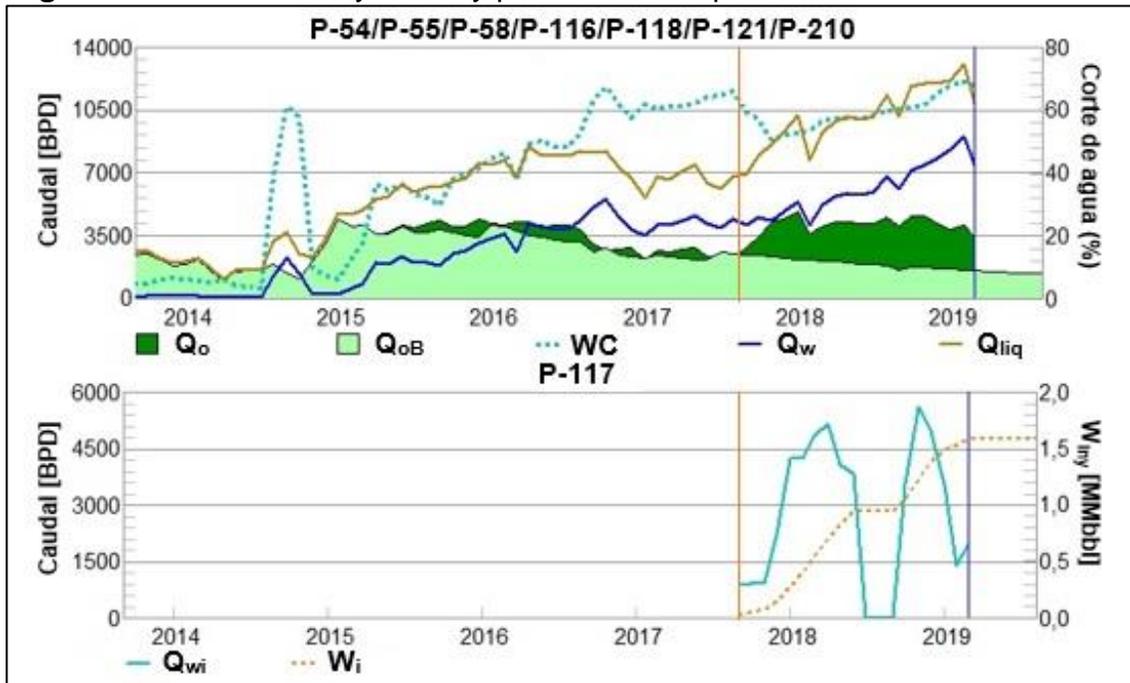


Fuente: ECOPETROL S.A, Informe de cierre del piloto de inyección de agua para recobro en el campo de estudio. 2018. p. 71.

El desempeño observado en el perfil de inyección muestra una buena distribución del caudal admitido por las arenas. En un inicio, se manejaron caudales bajos para evaluar el nivel de admisión de las arenas, sin embargo, una vez se encontró una respuesta positiva, se aumentó el caudal de inyección hasta alcanzar los 6,000 BWIPD.

En relación a la producción de petróleo, aunque se conoce que los pozos de primera línea de este patrón son afectados también por otros patrones del campo de estudio, se logró evidenciar producción incremental directamente relacionada al inicio de la inyección en el pozo P-117. Antes del segundo semestre de 2017, ya se observaba una producción incremental favorecida por la inyección de patrones aledaños, sin embargo, una vez el pozo P-117 fue convertido a pozo inyector, se observó un aumento en la producción, **Figura 69**.

Figura 69. Historia de inyección y producción del patrón P-117.



Fuente: ECOPETROL S.A, Informe de cierre del piloto de inyección de agua para recobro en el campo de estudio. 2018. p. 72.

Por otra parte, se observa una reducción en la tasa de inyección en los meses de junio a agosto de 2018, como consecuencia de una intervención realizada con el objetivo de remediar filtraciones detectadas en uno de los empaques del completamiento.

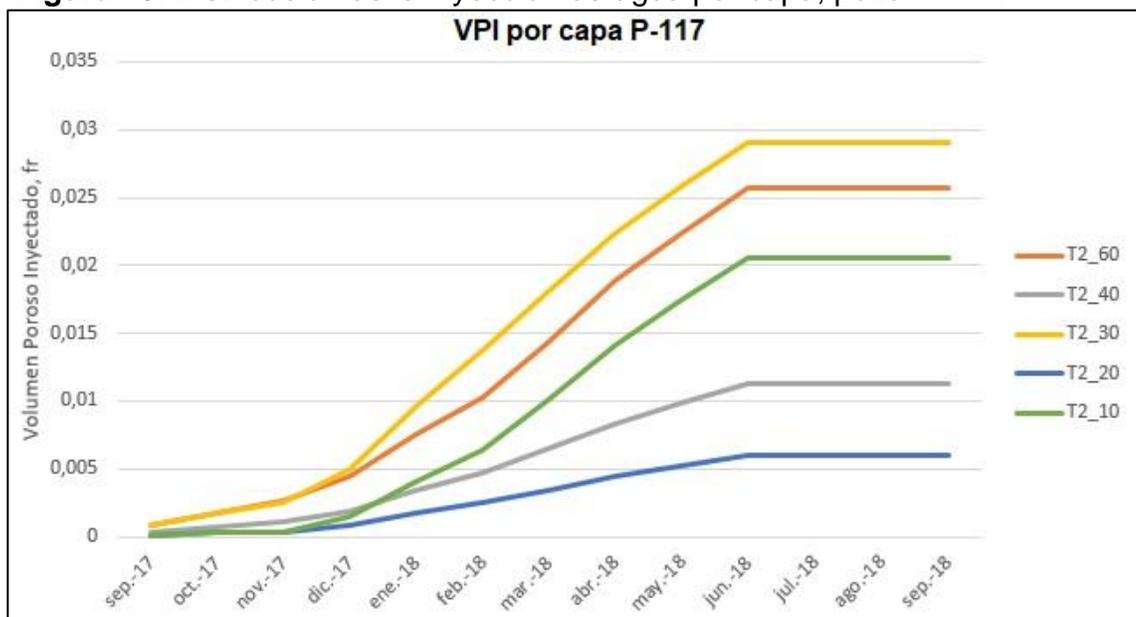
En agosto de 2018, el pozo P-117 acumuló un volumen de agua inyectada de 875,117 barriles, distribuidos en las diferentes capas de la unidad T2. La mayor parte del agua inyectada ha sido admitida por la capa T2_30 seguida de la capa T2_60; ambas parecen exhibir una alta capacidad de admisión en este patrón de inyección. La capa que hasta el momento ha recibido menor cantidad de barriles inyectados ha sido la T2_20. A continuación, en la **Tabla 9** y **Figura 70**, se relacionan los volúmenes porosos inyectados por cada capa y su comportamiento en función del tiempo.

Tabla 9. Volúmenes de agua inyectada por capa en el pozo P-117.

Capa	VP (MMbbls)	Winj (MMBWI)	VPI (Fr)
T2_60	9.200	0.236	0.0257
T2_40	16.646	0.187	0.0112
T2_30	12.700	0.369	0.0291
T2_20	4.856	0.029	0.0060
T2_10	5.214	0.107	0.0205

Fuente: ECOPETROL S.A, Informe de cierre del piloto de inyección de agua para recobro en el campo de estudio. 2018. p. 73.

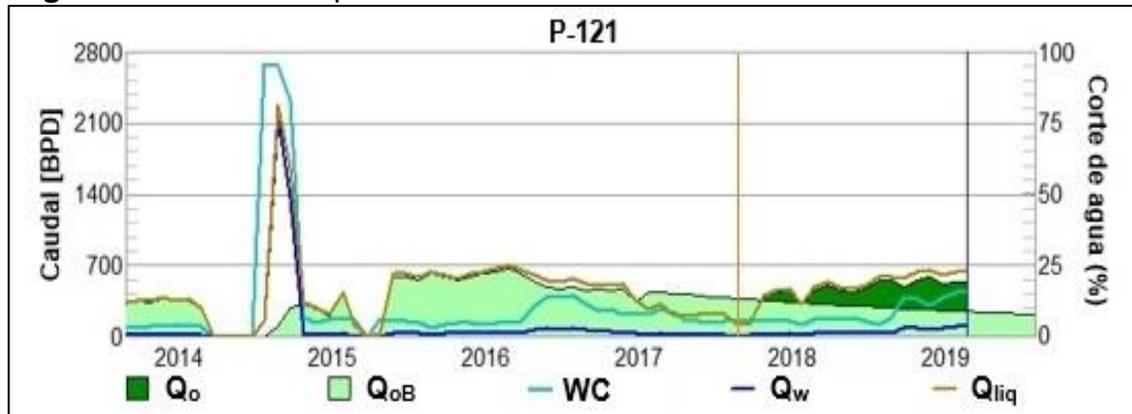
Figura 70. Distribución de la inyección de agua por capa, pozo P-117.



Fuente: ECOPETROL S.A, Informe de cierre del piloto de inyección de agua para recobro en el campo de estudio. 2018. p. 73.

Uno de los pozos productores de primera línea que ha sido referencia durante el proceso de inyección es el pozo P-121, el cual fue completado inicialmente con bombeo PCP y en octubre de 2017 fue convertido a completamiento BES. Este pozo tuvo un incremental de petróleo favorable, manteniendo un corte de agua de aproximadamente 5%, lo que evidencia un comportamiento estable y una respuesta progresiva con relación a la inyección, **Figura 71**.

Figura 71. Historia de producción P-121.



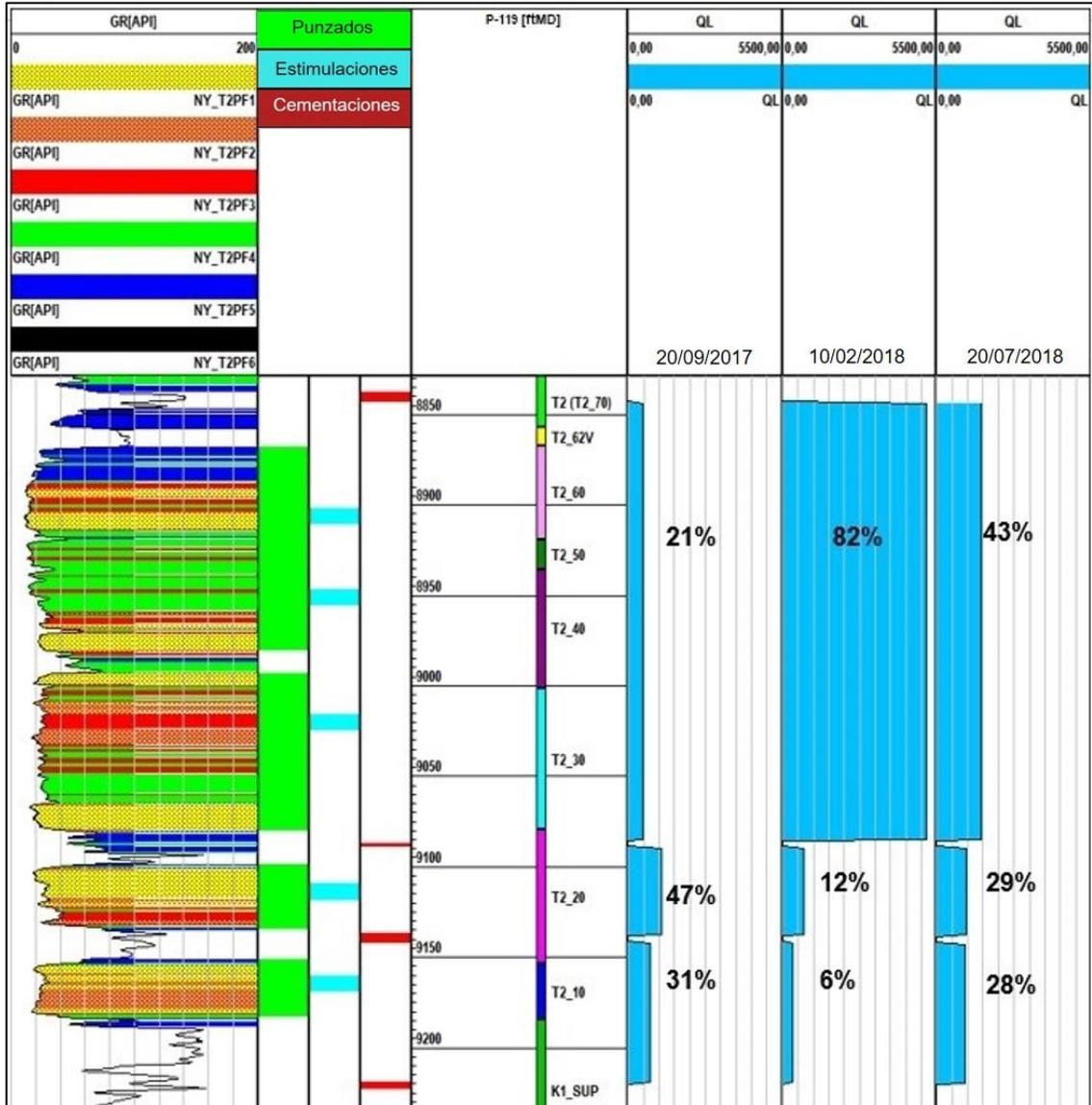
Fuente: ECOPETROL S.A, Informe de cierre del piloto de inyección de agua para recobro en el campo de estudio. 2018. p. 75.

✓ **Patrón P-119:** este patrón de inyección está conformado por los pozos de inyección de primera línea P-116, P-118, P-120, P-127, P-160, P-161 y P-162 con un espaciado de 40 acres entre pozos y un área de 96 acres (véase **Figura 60**).

La inyección de agua en el P-119 comenzó en junio de 2017 mediante completamiento “Dump Flood” con sarta selectiva y sin bomba de fondo, utilizando el agua producida de la unidad K2. Tiempo después se realizó la estimulación orgánica en las capas de la unidad T2 afectadas por el pozo, y la corrida de una prueba de inyectividad que arrojó un valor de 2,500 BWIPD en el mes de septiembre de 2017. Esta prueba permitió identificar que la mayor parte del agua inyectada es admitida por la capa T2_20 con cerca del 47% de volumen total inyectado.

Después de un reajuste en las válvulas de inyección, para el mes de febrero de 2018 se determinó una inyección de 6,199 BWIPD en donde todas las capas permitieron admisión y distribución de fluidos, predominando la inyección en las capas T2_60, T2_50, T2_40 y T2_30, **Figura 72**.

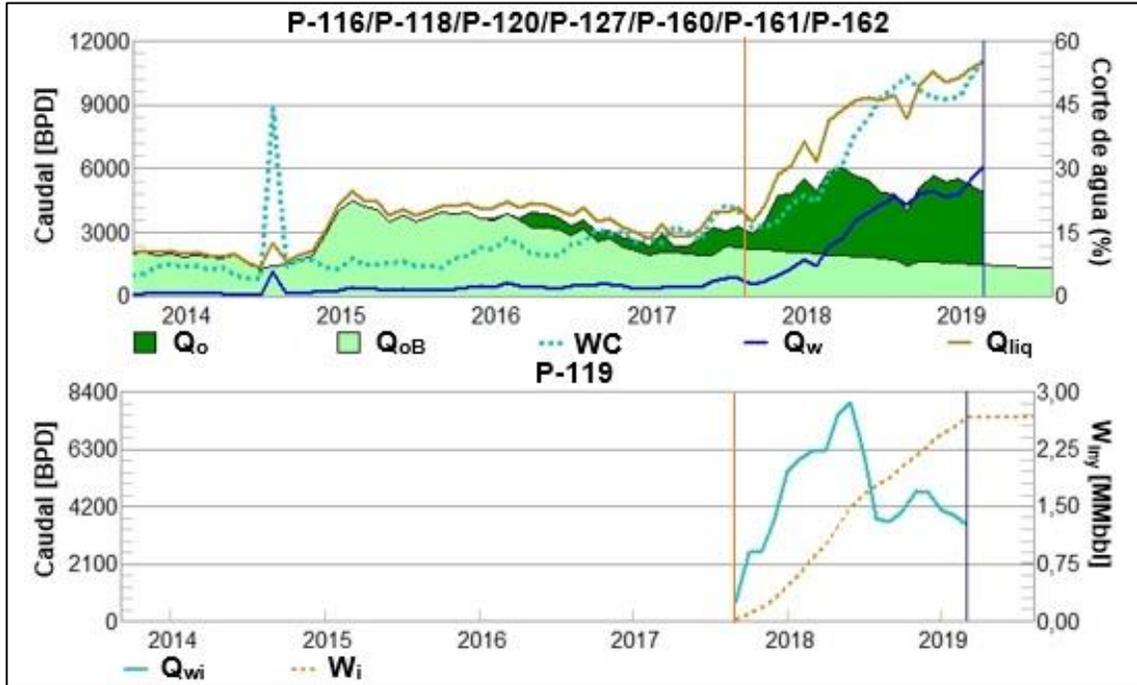
Figura 72. Perfiles de inyección del pozo P-119 a partir de registro ILT.



Fuente: ECOPEPETROL S.A, Informe de cierre del piloto de inyección de agua para recobro en el campo de estudio. 2018. p.77.

La **Figura 73** presenta la historia de inyección y producción del patrón P-119, en la cual se puede evidenciar un incremento en la producción de petróleo fuertemente relacionado a la inyección del pozo P-119, considerando que parte de los pozos productores de primera línea también son afectados por los patrones de inyección de los pozos P-117, P-60, P-59. Con la puesta en marcha de este patrón, el incremental de producción fue significativo, pasando de unos 3,000 BOPD en el segundo semestre de 2017, a casi 6,000 BOPD en el primer semestre de 2018.

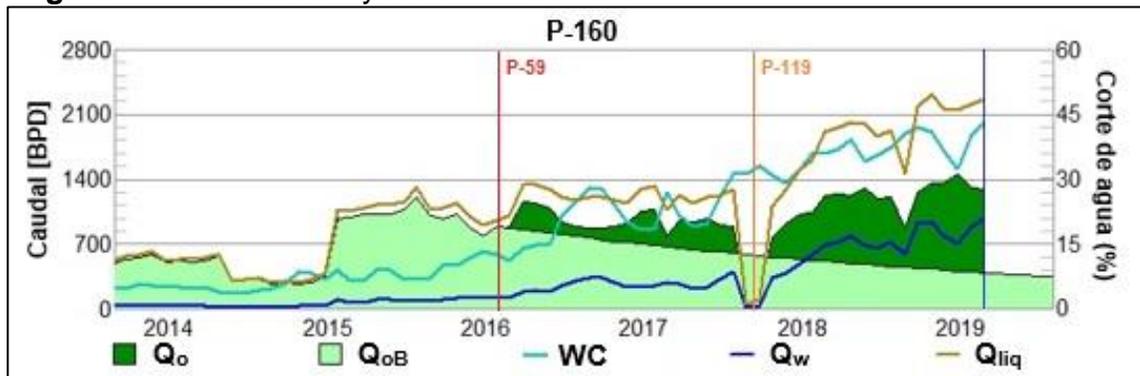
Figura 73. Historia de inyección y producción del patrón P-119.



Fuente: ECOPETROL S.A, Informe de cierre del piloto de inyección de agua para recobro en el campo de estudio. 2018. p. 79.

El pozo de mejor rendimiento en este patrón es el P-160, el cual reportó volúmenes incrementales superiores a los 500 BOPD durante el año 2018. A continuación, se presenta el comportamiento de producción de este pozo.

Figura 74. Historia de inyección P-160.

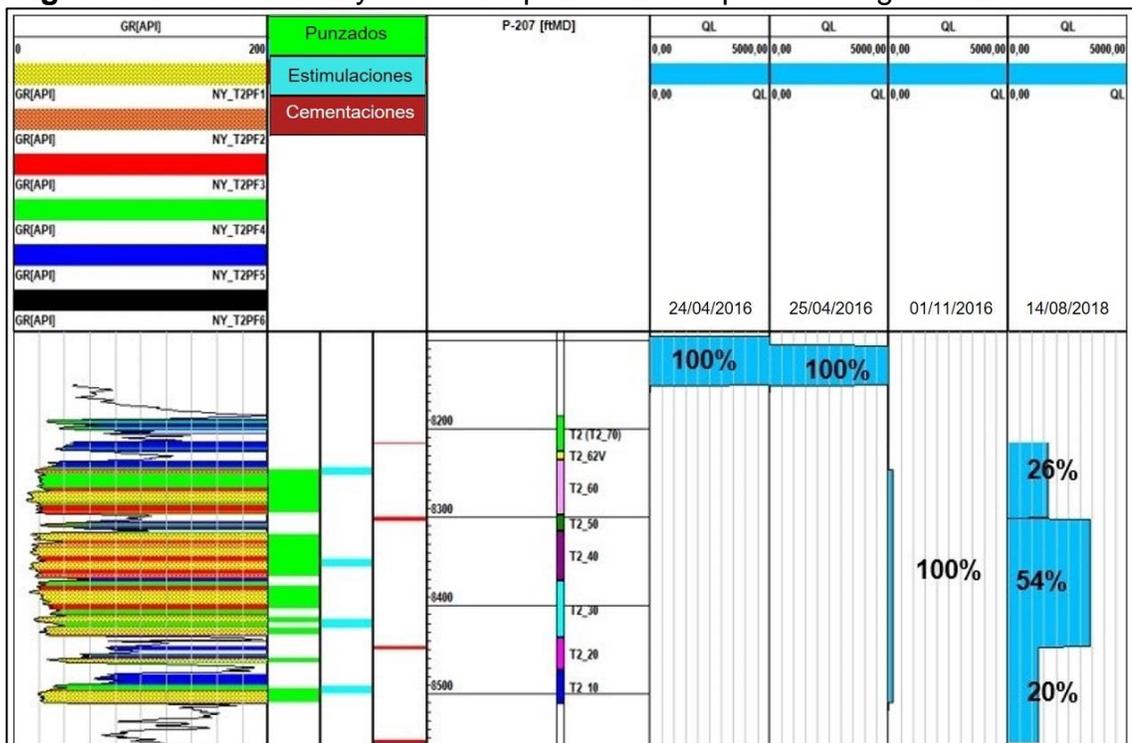


Fuente: ECOPETROL S.A, Informe de cierre del piloto de inyección de agua para recobro en el campo de estudio. 2018. p. 81.

El incremento en la producción de petróleo del pozo P-160 está directamente relacionado con el inicio de la inyección de agua en el pozo P-59, y posteriormente por el P-119. A la fecha el pozo continúa con una tendencia de respuesta directamente asociada a los cambios y ajustes que se realizan en el patrón de inyección, **Figura 74**.

✓ **Patrón P-207:** este patrón está compuesto por los pozos productores de primera línea P-57, P-58, P-210 y P-211, cuenta con un área de 27 acres y un espaciamiento de 10 acres entre pozos (véase **Figura 60**).

Figura 75. Perfiles de inyección del pozo P-207 a partir de registro ILT.



Fuente: ECOPETROL S.A, Informe de cierre del piloto de inyección de agua para recobro en el campo de estudio. 2018. p. 92.

El pozo P-207 fue perforado directamente como pozo inyector en noviembre de 2015 con una profundidad de aproximadamente 9,500 pies. En el mes de diciembre de ese año se realizaron operaciones de cañoneo en intervalos previamente propuestos de las unidades K2 y T2, y se instaló completamiento “Dump Flood” sin sarta selectiva y bomba de fondo. Durante abril de 2016, se realizaron registros de monitoreo y seguimiento de inyección a diferentes frecuencias de bombeo. A partir de los resultados de comportamiento obtenido y de la información de los pozos

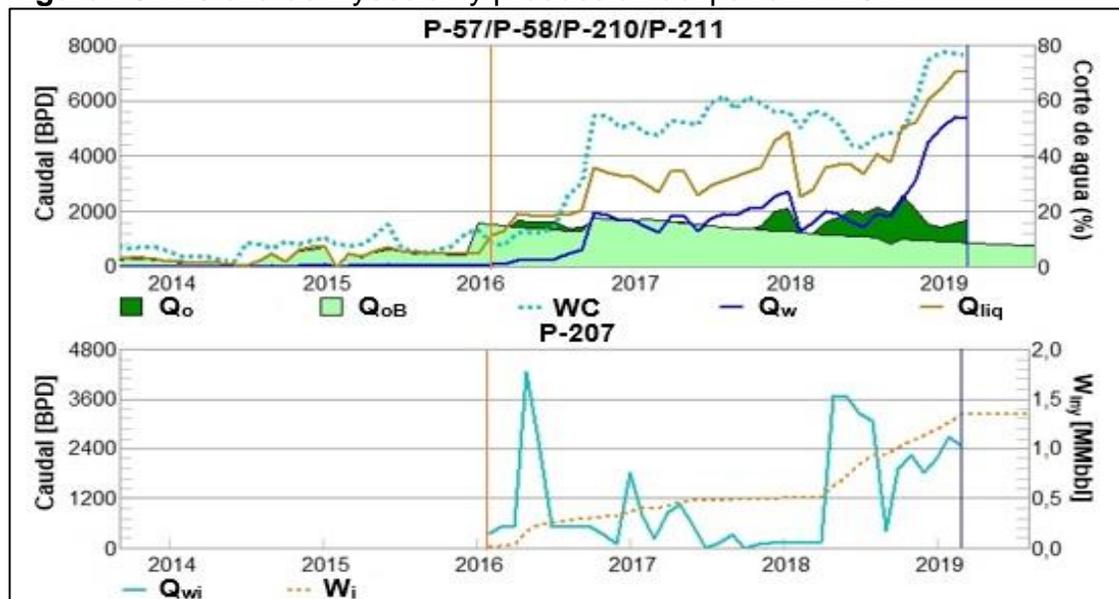
productores vecinos, se decidió apagar la bomba en fondo para junio de 2016, dejando en flujo cruzado con la presión natural de la unidad K2.

En diciembre de 2016, se realizó la instalación del completamiento “Dump Flood” con sarta selectiva y bomba de fondo, a fin de obtener una mejor distribución del caudal total inyectado en las capas de interés de la unidad T2. Aunque se obtuvo una mejor distribución para noviembre de 2016, se decidió intervenir el pozo con una estimulación matricial en las unidades K2 y T2. La estimulación se realizó con ácido etilendiaminotetraacético (EDTA) obteniéndose un resultado exitoso.

En la **Figura 76**, se presenta la historia de inyección y producción del patrón P-207, donde se muestra la clara relación entre la producción incremental del patrón con el inicio de la inyección del pozo P-207, sin embargo, es importante tener en cuenta que la mayoría de los pozos de primera línea de este patrón hacen parte de la primera línea de patrones como el P-60, P-117 y P-208. En mayo de 2018 se realizó nuevamente el cambio de completamiento del P-207, pasando a inyectar desde superficie.

Al mes de agosto de 2018 se obtuvo un acumulado de agua inyectada de 914,204 barriles en las capas de la unidad T2 y se reportó una tasa de inyección de aproximadamente 3,200 barriles. Los volúmenes de agua inyectados hasta esa fecha se ilustran en la **Tabla 10** y se presenta su comportamiento en función del tiempo en la **Figura 77**.

Figura 76. Historia de inyección y producción del patrón P-207.



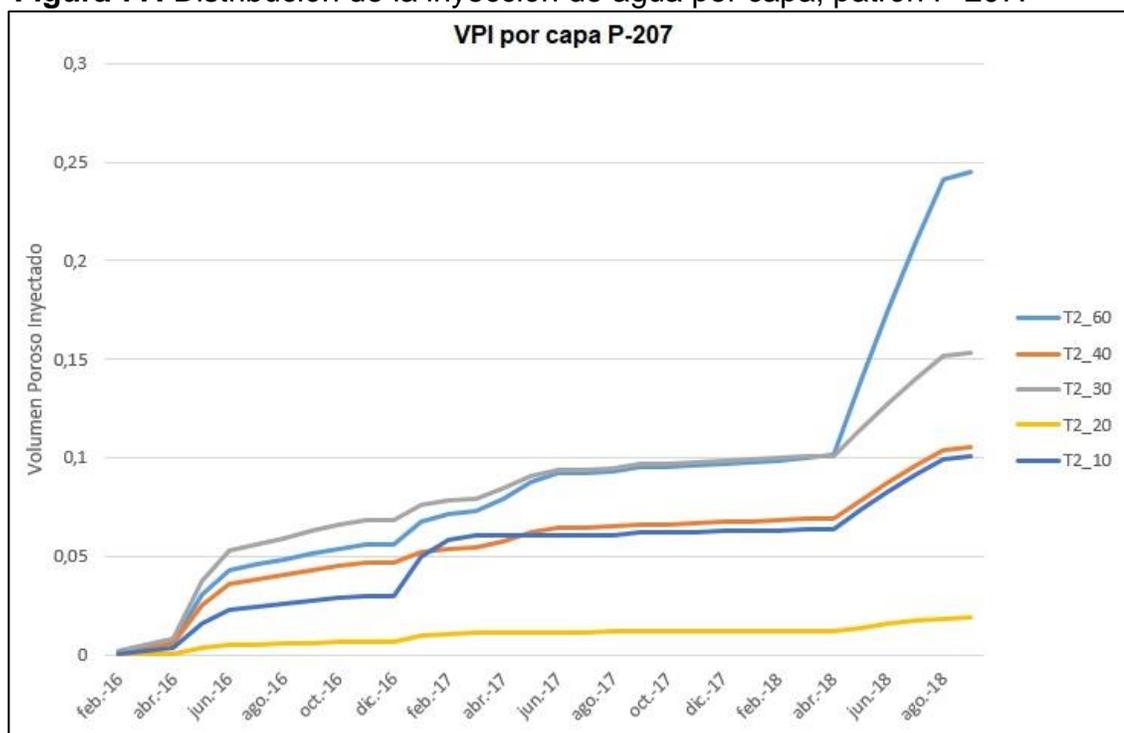
Fuente: ECOPETROL S.A, Informe de cierre del piloto de inyección de agua para recobro en el campo de estudio. 2018. p. 94.

Tabla 10. Volúmenes de agua inyectada por capa en el pozo P-207.

Capa	VP (MMbbls)	Winj (MMBWI)	VPI (Fr)
T2_60	1.793	0.432	0.2410
T2_40	2.065	0.216	0.1044
T2_30	1.317	0.200	0.1520
T2_20	0.716	0.013	0.0189
T2_10	0.737	0.073	0.0995

Fuente: ECOPETROL S.A, Informe de cierre del piloto de inyección de agua para recobro en el campo de estudio. 2018. p. 95.

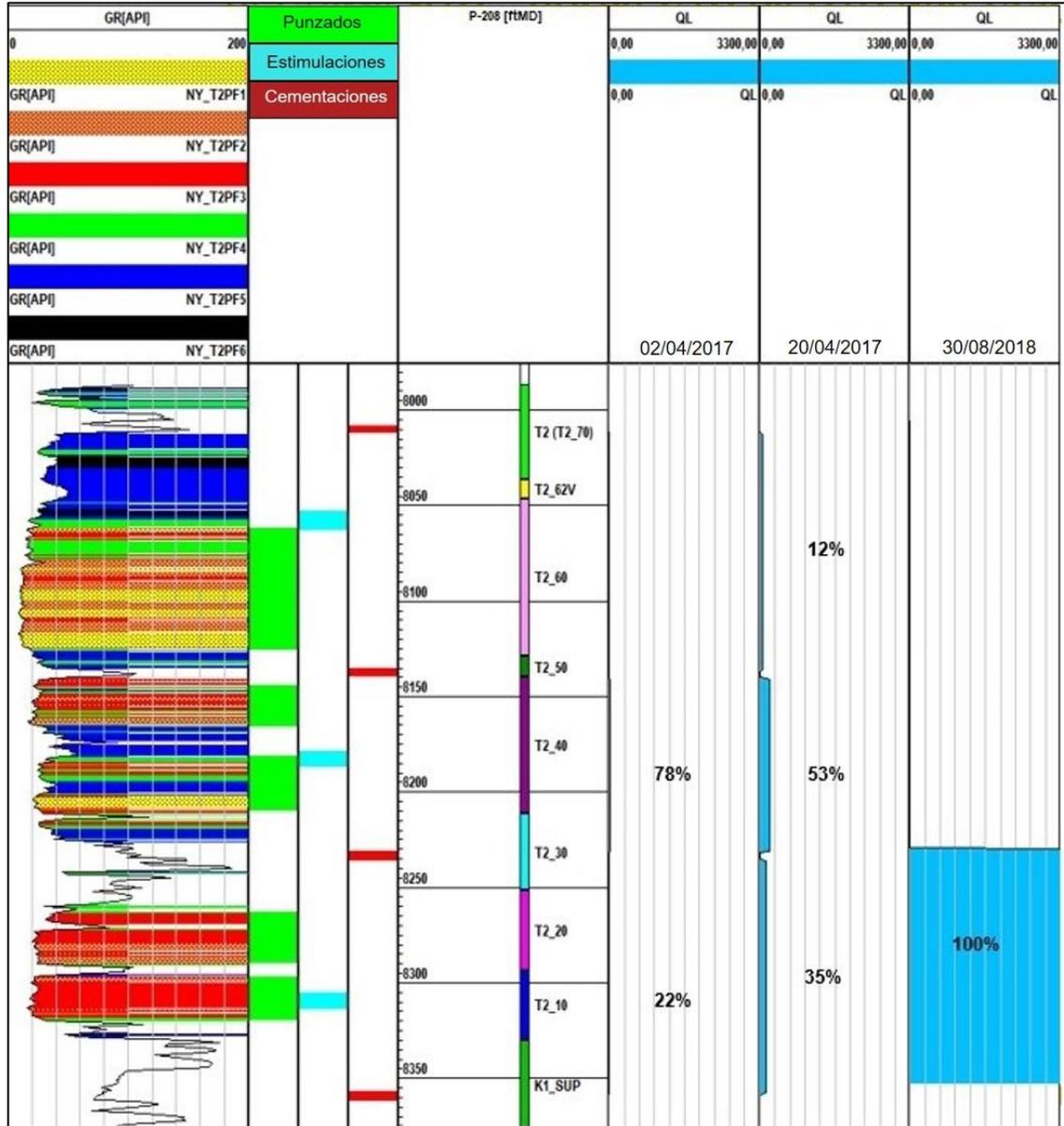
Figura 77. Distribución de la inyección de agua por capa, patrón P-207.



Fuente: ECOPETROL S.A, Informe de cierre del piloto de inyección de agua para recobro en el campo de estudio. 2018. p. 95.

✓ **Patrón P-208:** el patrón del pozo inyector P-208 se encuentra conformado por los pozos productores de primera línea P-27, P-57, P-211 y P-212, con un espaciamento de 10 acres y un área de 27 acres (véase **Figura 60**).

Figura 78. Perfiles de inyección del pozo P-208 a partir de registro ILT.



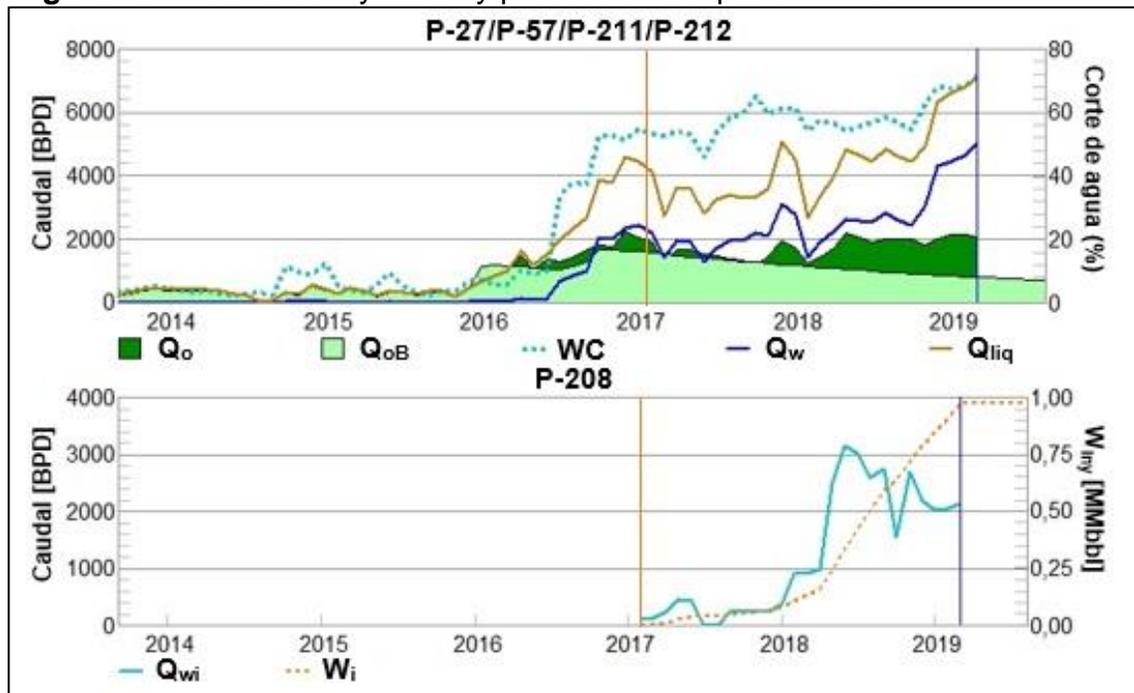
Fuente: ECOPEPETROL S.A, Informe de cierre del piloto de inyección de agua para recobro en el campo de estudio. 2018. p. 83.

A diferencia de otros pozos inyectoros, este fue perforado originalmente como pozo inyector de primera línea hasta una profundidad aproximada de 9,300 pies en junio de 2016. Para el mes de noviembre de ese mismo año se realizaron cañoneos en las unidades T2 y K2 a fin de realizar el completamiento del pozo mediante “Dump Flood” con sarta selectiva y bomba en fondo. Una vez entró en operación el piloto, se realizó un registro ILT, el cual reportó un caudal de inyección de tan solo 20

BWPD, de modo que fue necesario realizar un ajuste en las válvulas de inyección. Para el siguiente registro de seguimiento, realizado en 2018, se reportó un caudal de inyección mucho más alto, aproximadamente 460 BWPD en la zona de interés, **Figura 78**. De este resultado se entiende que el 100% de agua producida por la unidad K2 está siendo admitida por la unidad T2.

Se evidencia un incremental en la producción de los pozos asociados al patrón P-208, como respuesta a la inyección de agua, **Figura 79**. Es importante tener en cuenta que algunos de los pozos de primera línea del patrón también reciben afectación de otros pozos inyectoros como: P-59, P-60, P-201, P-209. A pesar del incremento súbito en el corte de agua, la producción de petróleo muestra un comportamiento favorable.

Figura 79. Historia de inyección y producción del patrón P-208.



Fuente: ECOPETROL S.A, Informe de cierre del piloto de inyección de agua para recobro en el campo de estudio. 2018. p. 84.

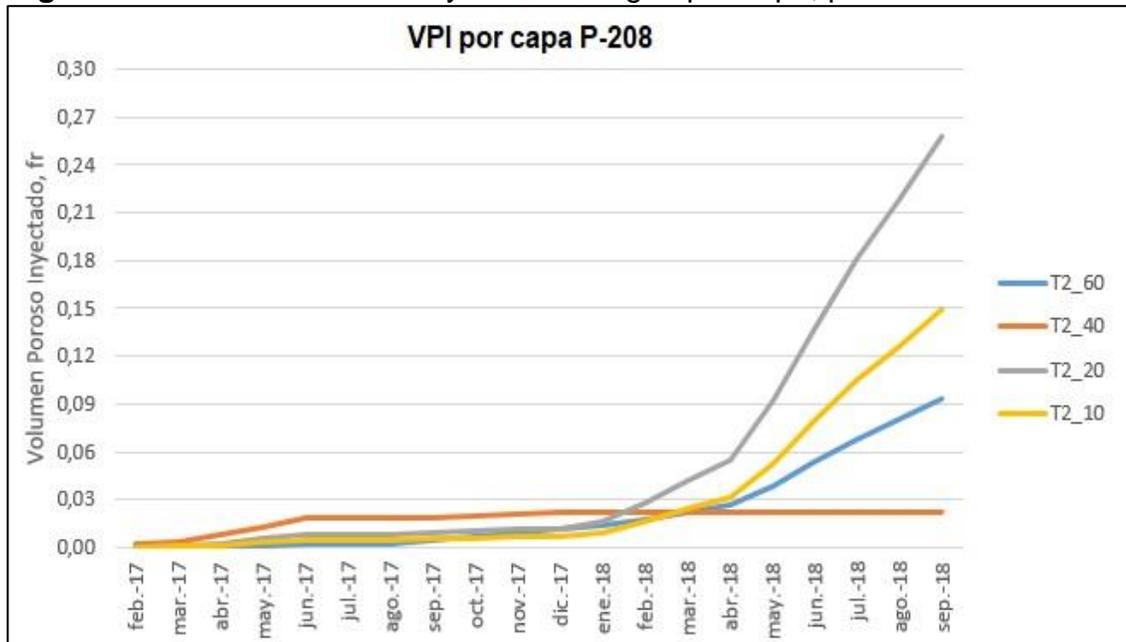
Para finales de agosto de 2018, el pozo P-208 reportó un volumen acumulado de agua inyectada cercano a los 500,000 barriles, distribuido en las diferentes capas en las que se subdivide la unidad T2. A continuación, se relacionan estos volúmenes y su comportamiento en el tiempo en la **Tabla 11** y la **Figura 80** respectivamente.

Tabla 11. Volúmenes de agua inyectada por capa en el pozo P-208.

Capa	VP (MMbbls)	Winj (MMBWI)	VPI (Fr)
T2_60	1819	0.146	0.080
T2_40	1.358	0.030	0.022
T2_20	0.897	0.196	0.219
T2_10	1.079	0.136	0.126

Fuente: ECOPETROL S.A, Informe de cierre del piloto de inyección de agua para recobro en el campo de estudio. 2018. p. 85.

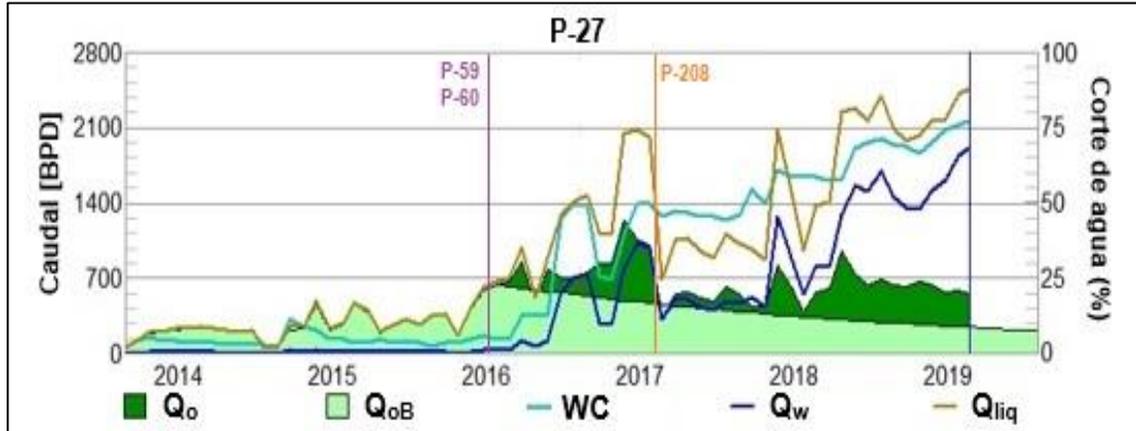
Figura 80. Distribución de la inyección de agua por capa, pozo P-208.



Fuente: ECOPETROL S.A, Informe de cierre del piloto de inyección de agua para recobro en el campo de estudio. 2018. p. 85.

El pozo P-27 exhibe un incremento en la producción de petróleo cercano a los 300 barriles sobre la línea base (Q_{OB}), **Figura 80**. Esto es una muestra de la influencia directa de la inyección del pozo P-208 sobre los pozos de primera línea del patrón. Cabe resaltar que el pozo P-27 también es productor de primera línea de los patrones P-59, P-60, P-208 y P-209, de modo que aún se tiene incertidumbre sobre el porcentaje de producción asociado a la inyección del pozo P-208 en particular. A pesar de que el corte de agua en la producción del pozo aumentó de 10% a un 70%, a la fecha el pozo continúa teniendo una respuesta positiva a los pozos inyectoros.

Figura 81. Historia de producción P-27.



Fuente: ECOPETROL S.A, Informe de cierre del piloto de inyección de agua para recobro en el campo de estudio. 2018. p. 87.

✓ **Patrón P-209:** ubicado en la zona centro del campo de estudio, este patrón se encuentra conformado por los pozos productores de primera línea P-27, P-43 y P-212, **Figura 60**, con un espaciado de 10 acres entre pozos y un área de 28 acres.

Este pozo fue perforado directamente como pozo inyector en julio de 2016 hasta una profundidad aproximada de 9,000 pies. Dos meses después fue cañoneado en las unidades K2 y T2 para realizar completamiento “Dump Flood” con bomba en fondo y sarta selectiva.

El primer semestre de 2017 se realizó un registro de monitoreo y seguimiento de inyección, que reportó un caudal de 138 BWIPD, lo que evidencia la admisión de fluidos en capas contactadas por el pozo. Sin embargo, en una nueva corrida de registro en el mes de junio de ese mismo año, se reportó un caudal de inyección de 0 BWIPD debido a un fallo en la bomba de inyección por alto contenido de sólidos. Debido a esto, se realizó el cambio del completamiento “Dump Flood” con BES a “Dump Flood” sencilla.

Las pruebas de inyektividad realizadas tras el cambio de completamiento mostraron que la unidad T2 presentaba bajos caudales de admisión de agua, por lo que se realizó una estimulación. Después de realizadas las correcciones en el diseño y completamiento del pozo inyector, este quedó inyectando principalmente en la capa T2_40.

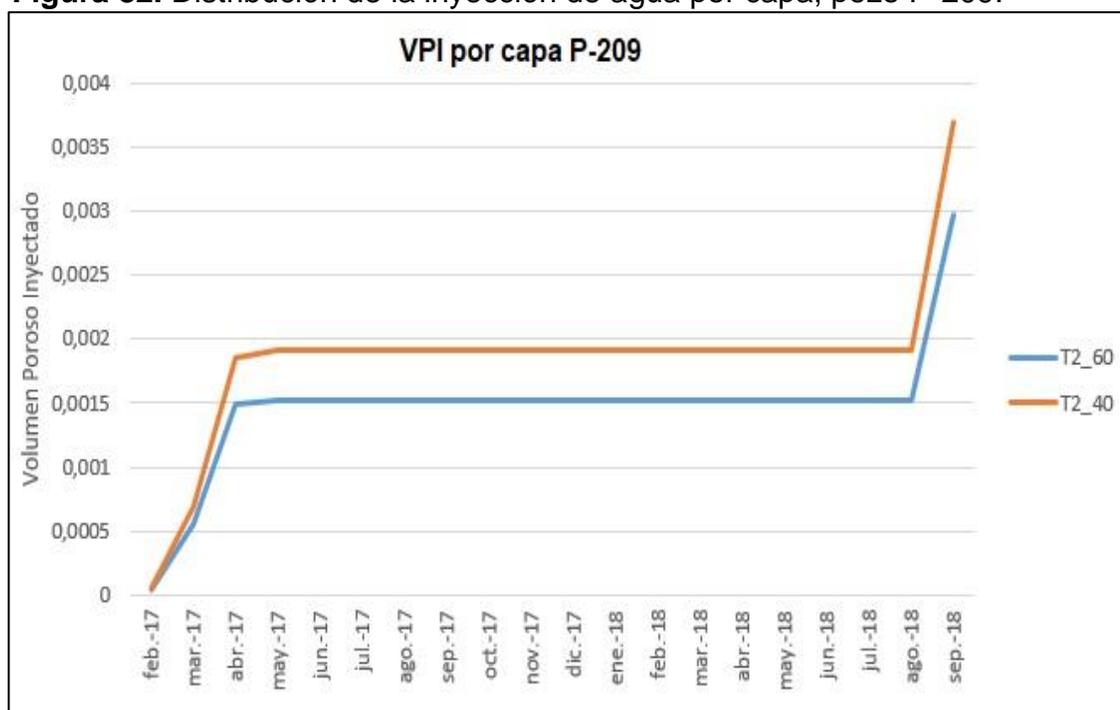
En la **Tabla 12** se relacionan los caudales inyectados hasta agosto de 2018, junto con un esquema que presenta la cantidad de volúmenes porosos inyectados en este patrón, **Figura 82**.

Tabla 12. Volúmenes de agua inyectada por capa en el pozo P-209.

Capa	VP (MMbbls)	Winj (MMBWI)	VPI (Fr)
T2_60	2.494	0.004	0.0015
T2_40	1.732	0.003	0.0019

Fuente: ECOPETROL S.A, Informe de cierre del piloto de inyección de agua para recobro en el campo de estudio. 2018. p. 90.

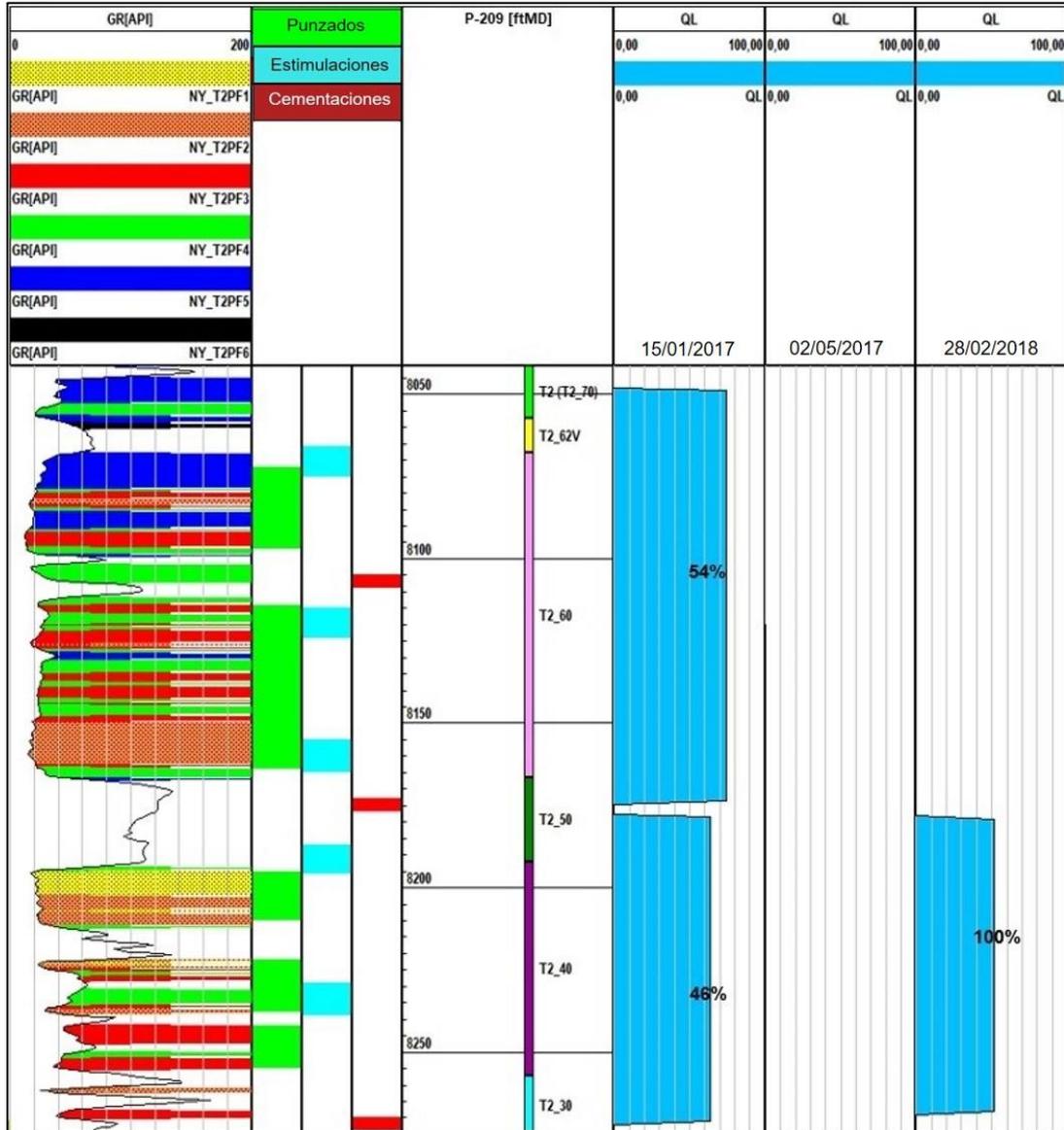
Figura 82. Distribución de la inyección de agua por capa, pozo P-209.



Fuente: ECOPETROL S.A, Informe de cierre del piloto de inyección de agua para recobro en el campo de estudio. 2018. p. 90.

El perfil de inyección del pozo P-209 entre 2017 y 2018, refleja el cambio en la selectividad de las capas inyectadas y la cantidad de agua admitida por cada una, **Figura 83.**

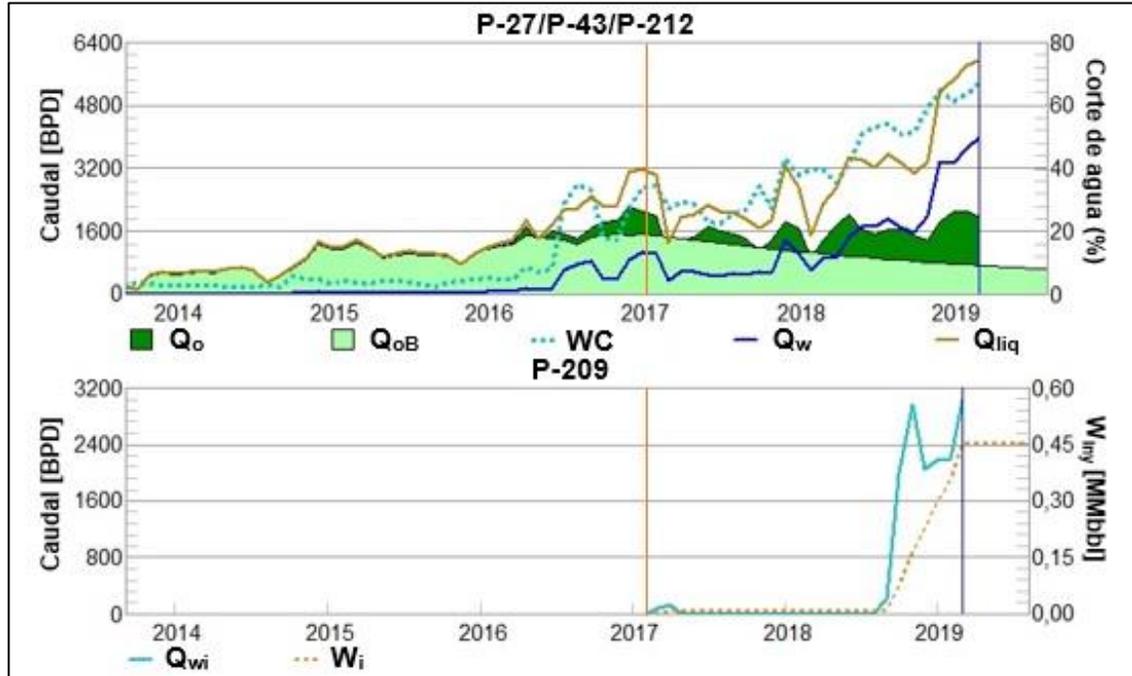
Figura 83. Perfiles de inyección del pozo P-209 a partir de registro ILT.



Fuente: ECOPETROL S.A, Informe de cierre del piloto de inyección de agua para recobro en el campo de estudio. 2018. p. 88.

La historia de inyección y producción del patrón P-209 se ve afectada por la inyección de los pozos P-60, P-59 y P-208, ya que comparte con ellos los pozos de primera línea P-27 y P-212. Para agosto de 2018 se reportó un incremental de 69 BOPD de los cuales aproximadamente el 50% están asociados a la inyección del P-209. En mayo de 2018 se presentó un cambio en la pendiente de las curvas de producción e inyección, el cual está relacionado con el cambio en la configuración del completamiento del pozo P-209, pasando de “Dump Flood” a inyección desde superficie, **Figura 84.**

Figura 84. Historia de inyección y producción del patrón P-209.



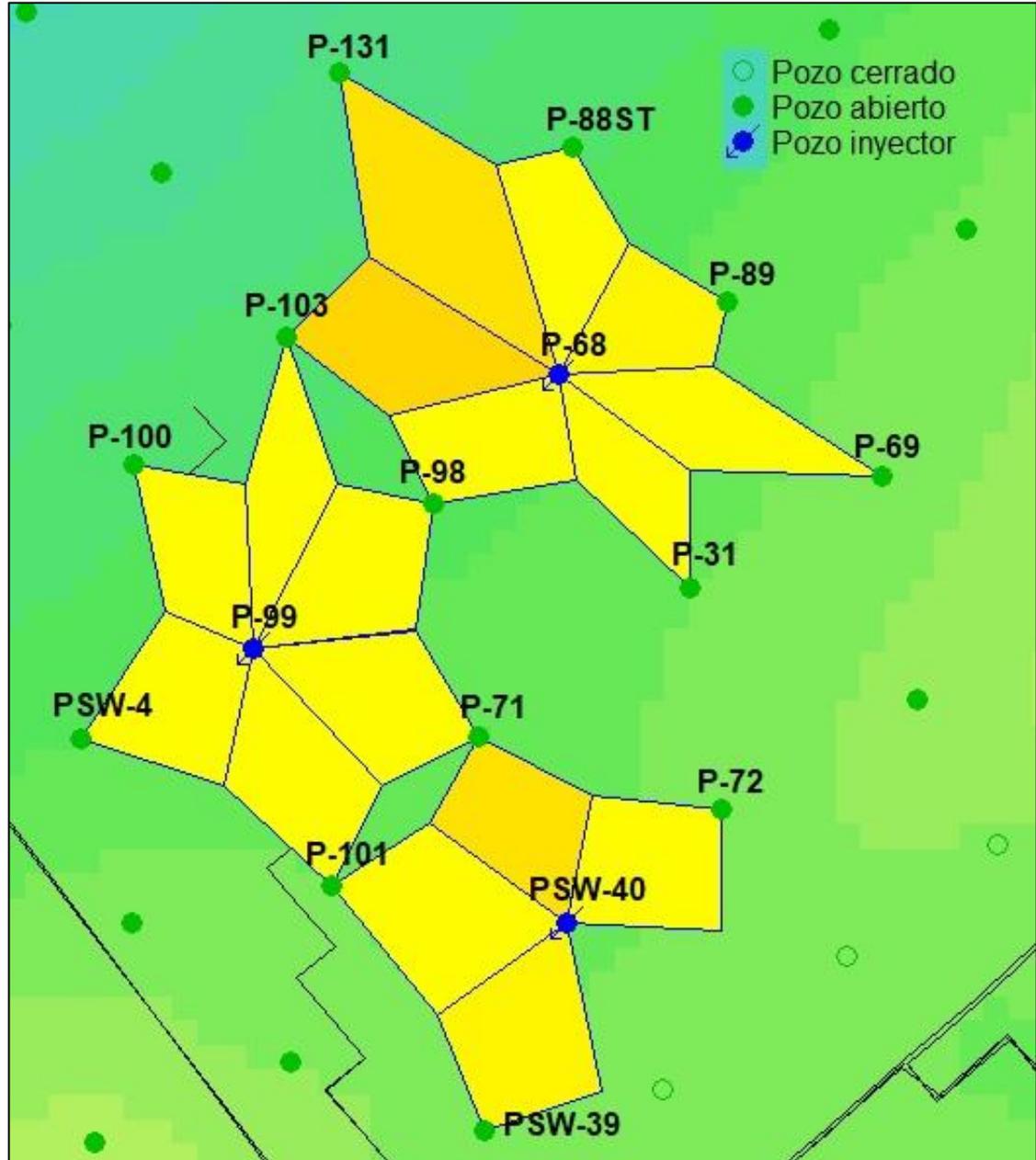
Fuente: ECOPETROL S.A, Informe de cierre del piloto de inyección de agua para recobro en el campo de estudio. 2018. p. 90.

✓ **Patrón P-68:** este patrón está compuesto por los pozos productores de primera línea P-31, P- 69, P-89, P-98, P-103, P-131 y P-88ST, el último cuenta con la abreviatura “ST”, indicando que se le ha realizado un procedimiento de sidetrack. Adicionalmente, este patrón tiene un espaciamiento de 40 acres entre pozos y un área de 160 acres, **Figura 85**.

La inyección del pozo P-68 en la unidad T2 inició en enero de 2017, a partir de su conversión de pozo productor a inyector. Para ese momento se realizó completamiento “Dump Flood” con sarta selectiva y bomba de fondo, utilizando el agua producida de la unidad K2.

Para abril de 2017 se corrió registro ILT a fin de realizar seguimiento y monitoreo del caudal de inyección, donde se encontró que solo una de las capas de la unidad T2, la capa T2_40, estaba presentando baja admisibilidad en comparación con las otras.

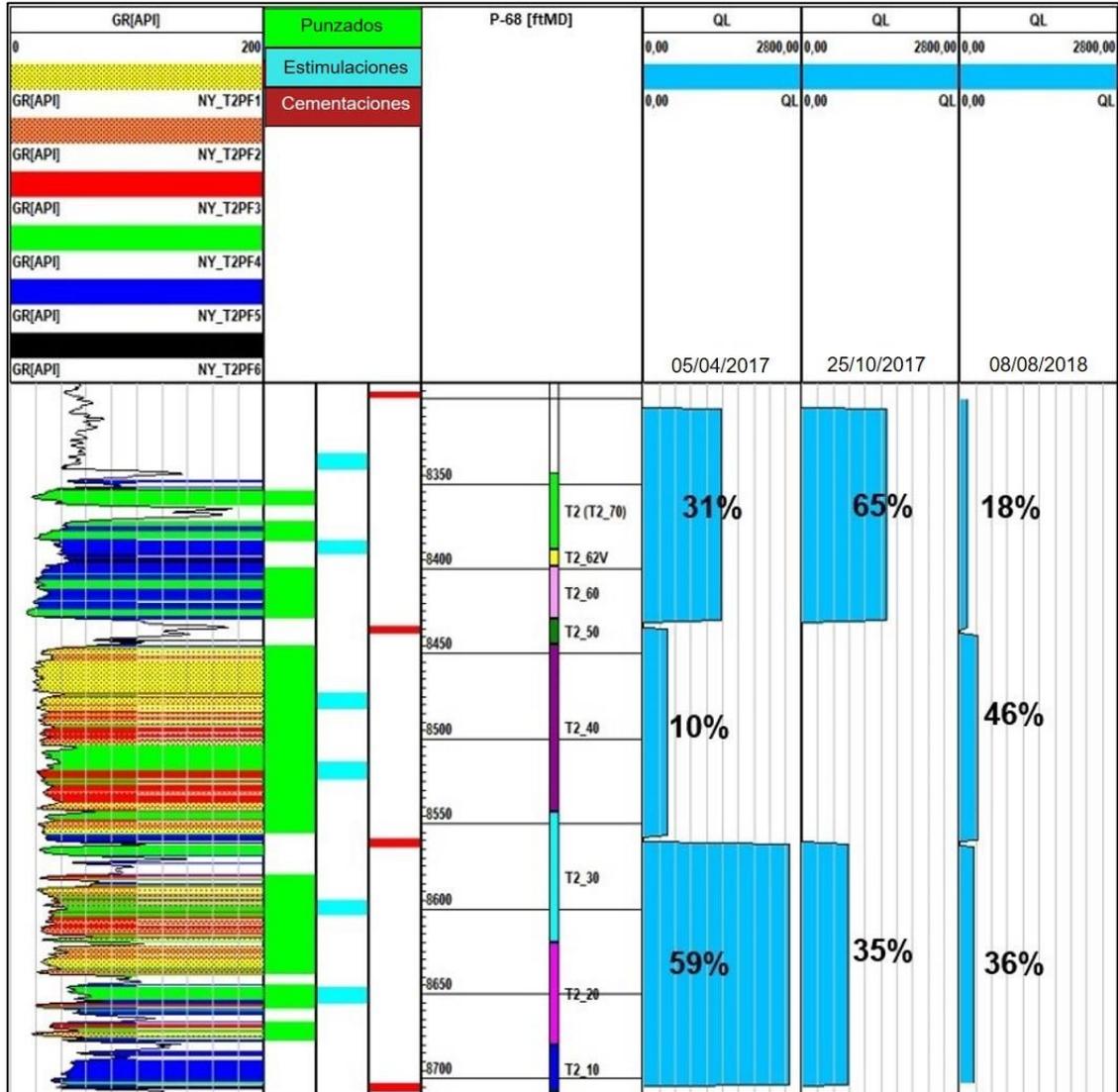
Figura 85. Patrón de inyección P-68, P-99 y PSW-40.



Fuente: Sahara®, 2019.

Meses después, en octubre de ese mismo año, se identificaron problemas con las válvulas instaladas y la inyección comenzó a presentar fallas, por lo que fue necesario realizar ajustes en la sarta y modificar los caudales de inyección. Se logró una mejor distribución de la inyección en agosto de 2017, aunque aún se mantenía una baja admisibilidad del caudal total inyectado, **Figura 86**.

Figura 86. Perfiles de inyección del pozo P-68 a partir de registro ILT.

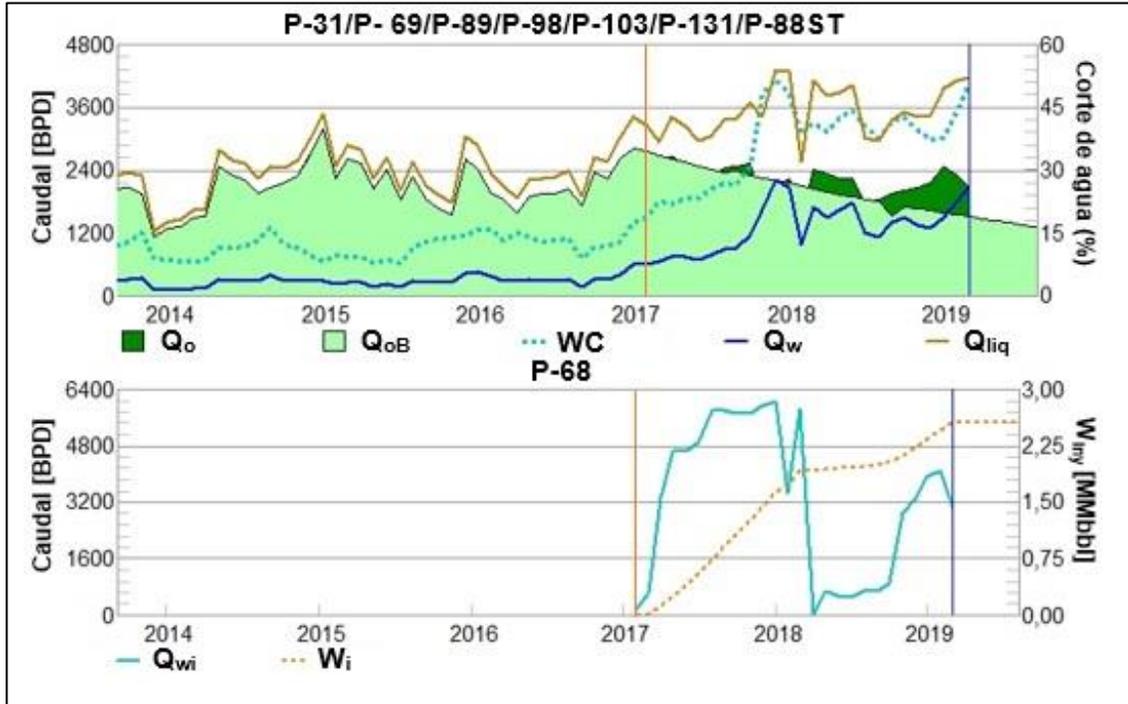


Fuente: ECOPETROL S.A, Informe de cierre del piloto de inyección de agua para recobro en el campo de estudio. 2018. p. 98.

Dadas las condiciones de baja admisibilidad presentadas por la unidad T2 y los problemas operacionales del completamiento “Dump Flood”, el patrón entró a finales de 2018 a un plan de conversión para la inyección desde superficie.

Por otro lado, la historia de inyección y producción del patrón P-68 evidencia una producción incremental que puede ser asociada al inicio de la inyección del P-68, **Figura 87**. Sin embargo, es importante tener en cuenta que algunos de los pozos productores de primera línea de este patrón se encuentran influenciados por el patrón P-99.

Figura 87. Historia de inyección y producción del patrón P-68.



Fuente: ECOPETROL S.A, Informe de cierre del piloto de inyección de agua para recobro en el campo de estudio. 2018. p. 100.

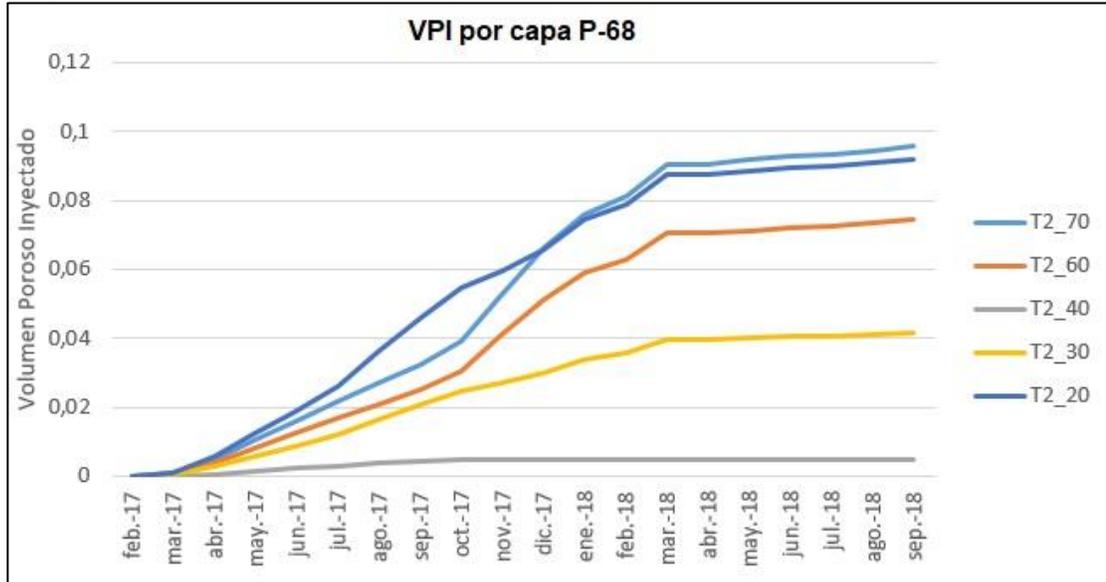
En agosto de 2018, mes en el que se realizó la recopilación de información de producción para el análisis del piloto, se reportó un acumulado de agua inyectada de aproximadamente 2 millones de barriles. En la **Tabla 13** se presentan los volúmenes inyectados por capa en la unidad T2 junto con una representación gráfica del comportamiento del volumen poroso inyectado en el tiempo desde el comienzo de la inyección en el P-68, **Figura 88**.

Tabla 13. Volúmenes de agua inyectada por capa en el pozo P-68.

Capa	VP (MMbbls)	W_{inj} (MMBWI)	VPI (Fr)
T2_70	3.020	0.286	0.0946
T2_60	6.758	0.496	0.0735
T2_40	20.631	0.105	0.0051
T2_30	12.219	0.504	0.0412
T2_20	6.558	0.597	0.0911

Fuente: ECOPETROL S.A, Informe de cierre del piloto de inyección de agua para recobro en el campo de estudio. 2018. p. 100.

Figura 88. Distribución de la inyección de agua por capa, pozo P-68.



Fuente: ECOPETROL S.A, Informe de cierre del piloto de inyección de agua para recobro en el campo de estudio. 2018. p. 100.

✓ **Patrón P-99:** este patrón de inyección cuenta con un espaciamiento de 40 acres entre pozos y un área de 165 acres. Se encuentra conformado por los pozos productores de primera línea P-71, P-98, P-100, P-101, P-103 y PSW-4 (véase **Figura 85**).

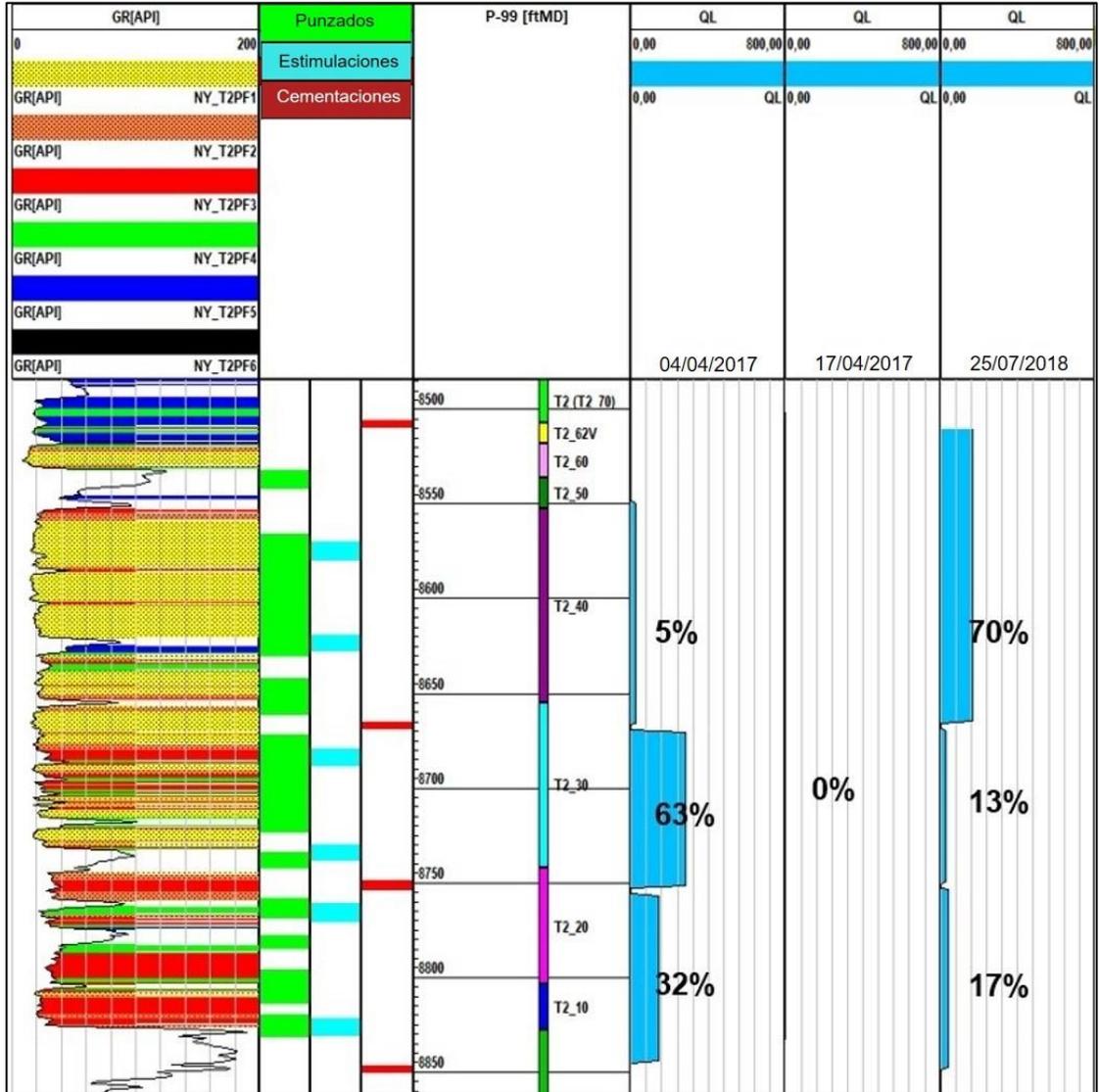
La entrada en operación del pozo P-99 como inyector inició en diciembre de 2016 a través de la conversión de pozo productor a inyector. Fue completado inicialmente con tecnología “Dump Flood” de sarta selectiva y bomba de fondo, con el objetivo de inyectar el agua producida de la unidad K2 en la unidad T2. Una vez el pozo entró en operación, se corrieron registros ILT en abril de 2017, los cuales reportaron una distribución del caudal de inyección con preferencia en la capa T2_30, seguida de la T2_20 y T2_10, y con una menor admisibilidad en la T2_40, **Figura 89**.

Posteriormente, para mayo de ese mismo año se reportó un caudal de inyección de 0 BWIPD, evidenciando un problema en el completamiento, por lo tanto, se realizó el cambio a “Dump Flood” sin bomba. A pesar de esto, se siguieron registrando caudales bajos de inyección, por lo que se tuvo que agregar dos válvulas más en abril de 2018.

En un posterior registro de inyectividad, realizado en julio de 2018, se evidenció que el aporte de fluidos de la unidad K2 no es lo suficientemente óptimo para cumplir con los requerimientos del piloto, por lo que no fue posible obtener un valor estimado de la inyección en la unidad T2. Con base en esto, el pozo fue incluido en

un plan para inyección en superficie a finales de 2018. La **Figura 89** muestra el cambio en los registros de inyección tomados desde el inicio de la inyección hasta el 2018.

Figura 89. Perfiles de inyección del pozo P-99 a partir de registro ILT.

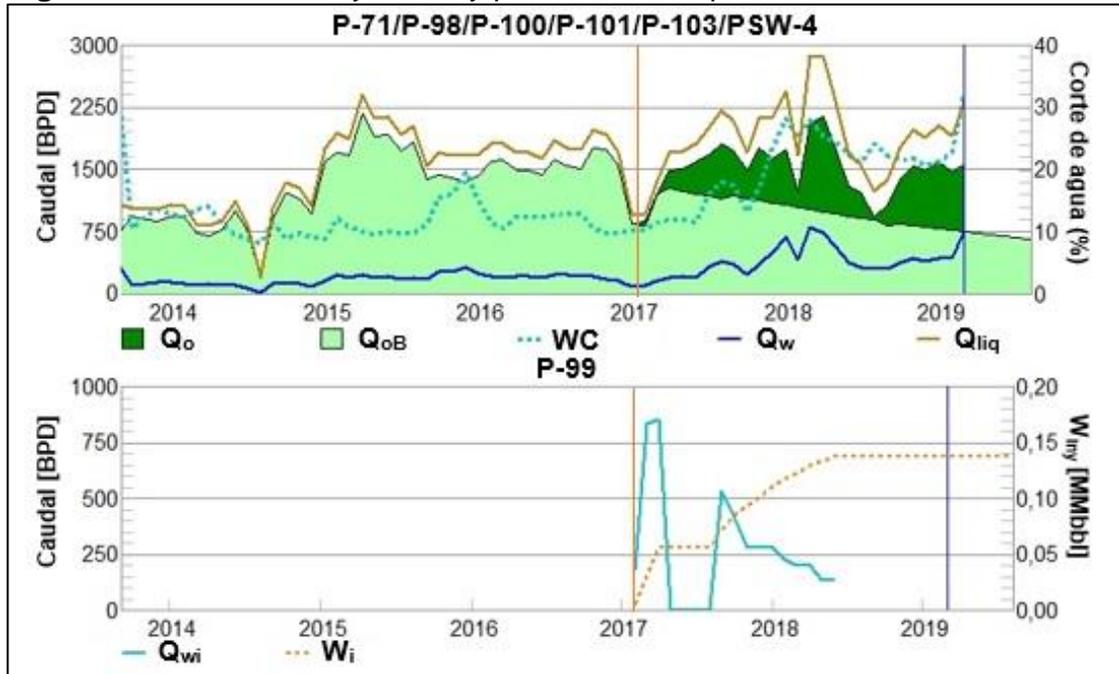


Fuente: ECOPETROL S.A, Informe de cierre del piloto de inyección de agua para recobro en el campo de estudio. 2018. p. 104.

En la **Figura 90** se evidenció un incremento en la producción de petróleo con relación a la línea base del patrón P-99 a partir de 2017, que pudo estar asociado a la puesta en marcha de la inyección en el pozo P-99, sin embargo, algunos de los

pozos de primera línea de producción de este patrón han estado influenciados por los pozos inyectoros P-68 y PSW-4.

Figura 90. Historia de inyección y producción del patrón P-99.



Fuente: ECOPETROL S.A, Informe de cierre del piloto de inyección de agua para recobro en el campo de estudio. 2018. p. 106.

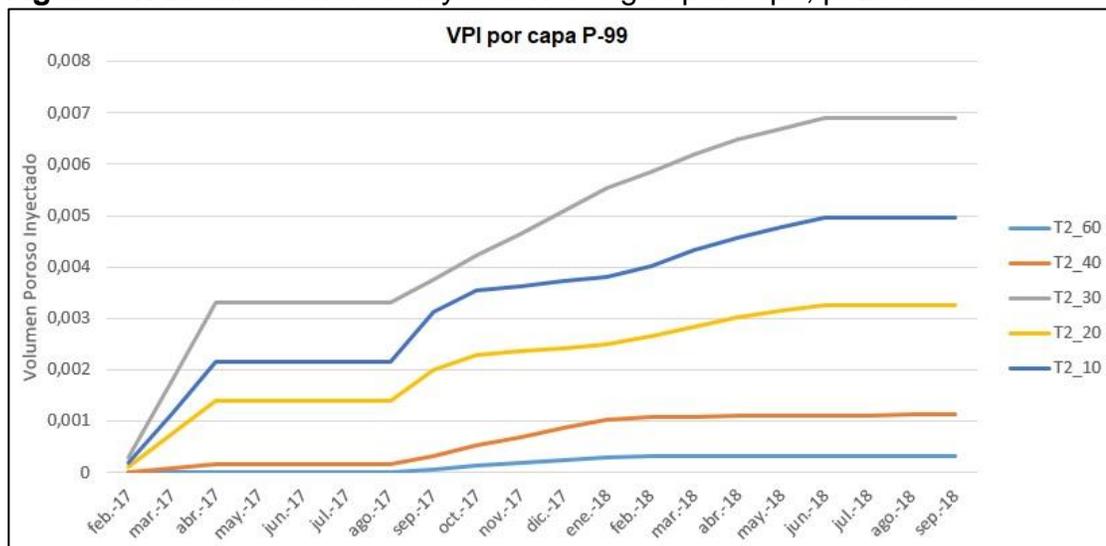
Tabla 14. Volúmenes de agua inyectada por capa en el pozo P-99.

Capa	VP (MMbbls)	W_{inj} (MMBWI)	VPI (Fr)
T2_60	3.635	0.001	0.0003
T2_40	16.616	0.019	0.0011
T2_30	10.636	0.074	0.0069
T2_20	8.306	0.027	0.0033
T2_10	3.328	0.016	0.0050

Fuente: ECOPETROL S.A, Informe de cierre del piloto de inyección de agua para recobro en el campo de estudio. 2018. p. 106.

En la **Tabla 14** se relaciona el volumen acumulado de barriles de agua inyectados por capa hasta agosto de 2018, cuyo valor es cercano a los 130,000 barriles. De igual forma, la **Figura 91** muestra el comportamiento de la inyección de agua en función del tiempo.

Figura 91. Distribución de la inyección de agua por capa, pozo P-99.



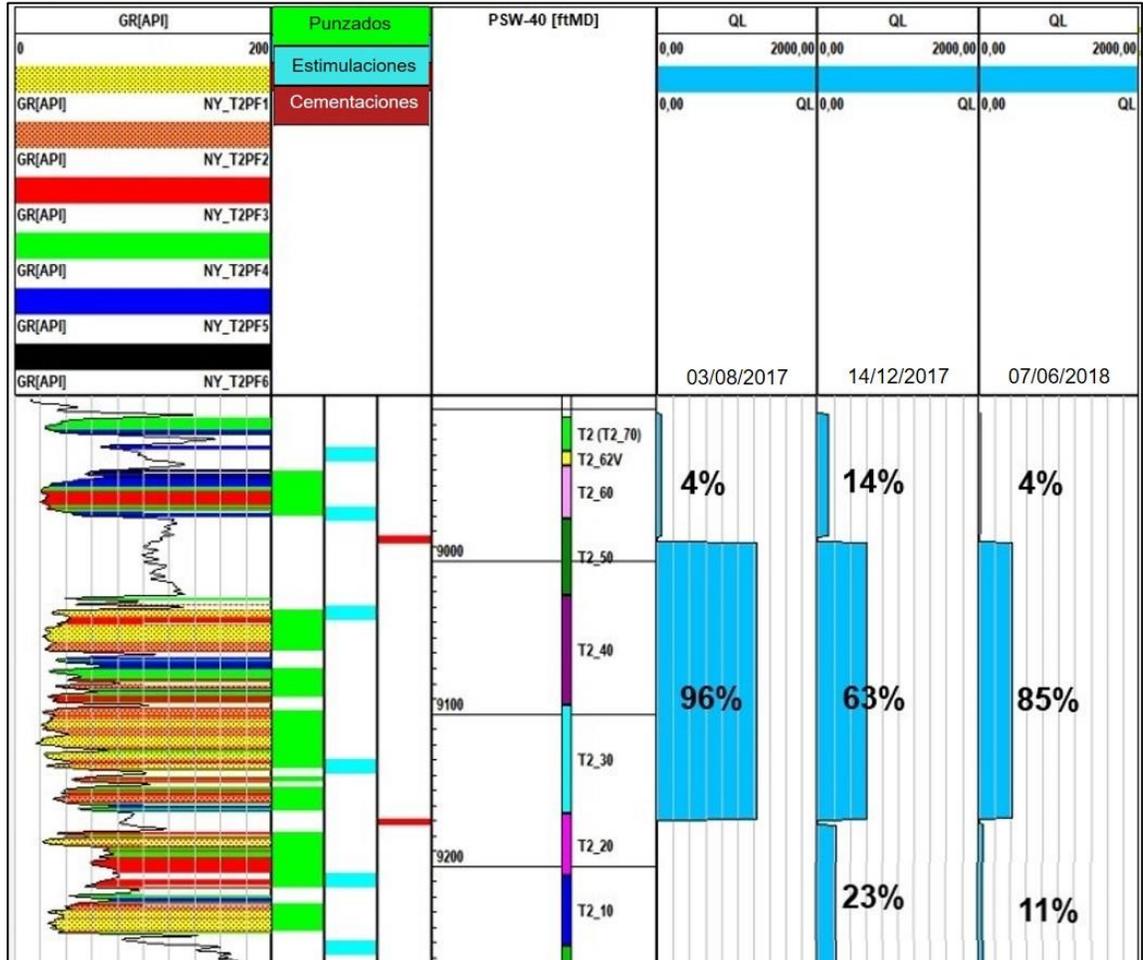
Fuente: ECOPETROL S.A, Informe de cierre del piloto de inyección de agua para recobro en el campo de estudio. 2018. p. 90.

✓ **Patrón PSW-40:** el patrón de inyección PSW-40, ubicado en la zona sur oeste del campo de estudio, está conformado por cuatro pozos productores de primera línea: P-71, P-72, P-101 y PSW-39, de los cuales dos de ellos están influenciados por el patrón P-99 (véase **Figura 85**). Por otra parte, este patrón cuenta con un espaciamiento de 40 acres entre pozos y un área de 158 acres.

El proceso de inyección de agua en el pozo PSW-40 comenzó en mayo de 2017, mediante la conversión de pozo productor a inyector. Su completamiento se realizó tipo “Dump Flood” con sarta selectiva y sin bomba de fondo, para inyectar el agua producida de la unidad K2 en la unidad T2. Los registros de monitoreo y seguimiento tomados en agosto de ese mismo año reportaron una admisibilidad del 96% del agua inyectada en las capas T2_30, T2_40 y T2_50 a través de la válvula ubicada para ese intervalo. Sin embargo, se obtuvieron valores muy pequeños de admisibilidad para las otras capas, por lo que fue necesario realizar un ajuste en los caudales inyectados para obtener mejores valores de distribución del agua inyectada.

En el registro ILT realizado en diciembre de 2017, se presentó una mejoría en la admisibilidad de las capas, aunque no fue lo suficiente para cumplir con los requisitos de la inyección. Para agosto de 2018 el pozo continuó reportando caudales de inyección bajos, así que fue necesario realizar operaciones de mantenimiento a la sarta de inyección, **Figura 92**.

Figura 92. Perfiles de inyección del pozo PSW-40 a partir de registro ILT.

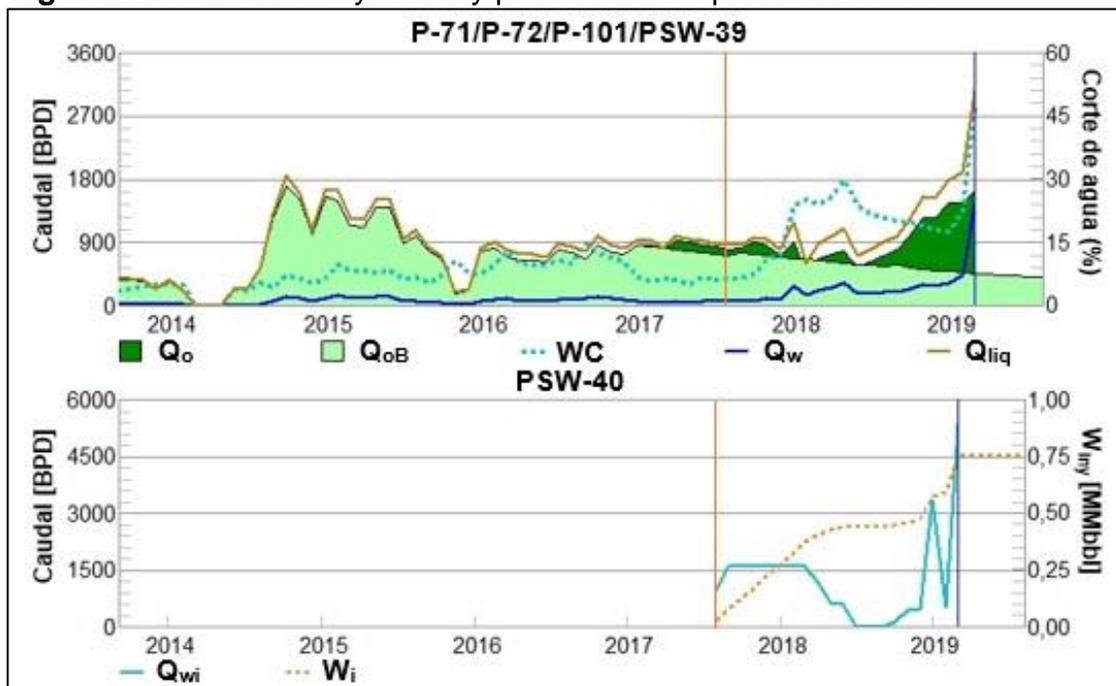


Fuente: ECOPEPETROL S.A, Informe de cierre del piloto de inyección de agua para recobro en el campo de estudio. 2018. p. 108.

A partir de los registros de inyección corridos se determinó que el volumen de inyección estaba presentando un desplazamiento a velocidades muy bajas con tendencia a ser estático y, con esto, no se alcanzaba el umbral de caudal requerido para estimular la recuperación de petróleo. Por tal motivo, el pozo entró a plan de espera de líneas de facilidades para comenzar con el proceso de inyección desde superficie.

La historia de inyección del pozo evidencia un incremento en la producción asociada directamente a la inyección del pozo inyector del patrón, aunque se considera también el efecto que tiene el patrón P-99 sobre dos de los pozos productores de primera línea, el P-71 y P-101, **Figura 93**. Como se observa, aunque el efecto del pozo inyector sobre los productores no ha sido muy significativo si se evidencia una respuesta positiva sobre la producción de petróleo.

Figura 93. Historia de inyección y producción del patrón PSW-40.



Fuente: ECOPETROL S.A, Informe de cierre del piloto de inyección de agua para recobro en el campo de estudio. 2018. p. 109.

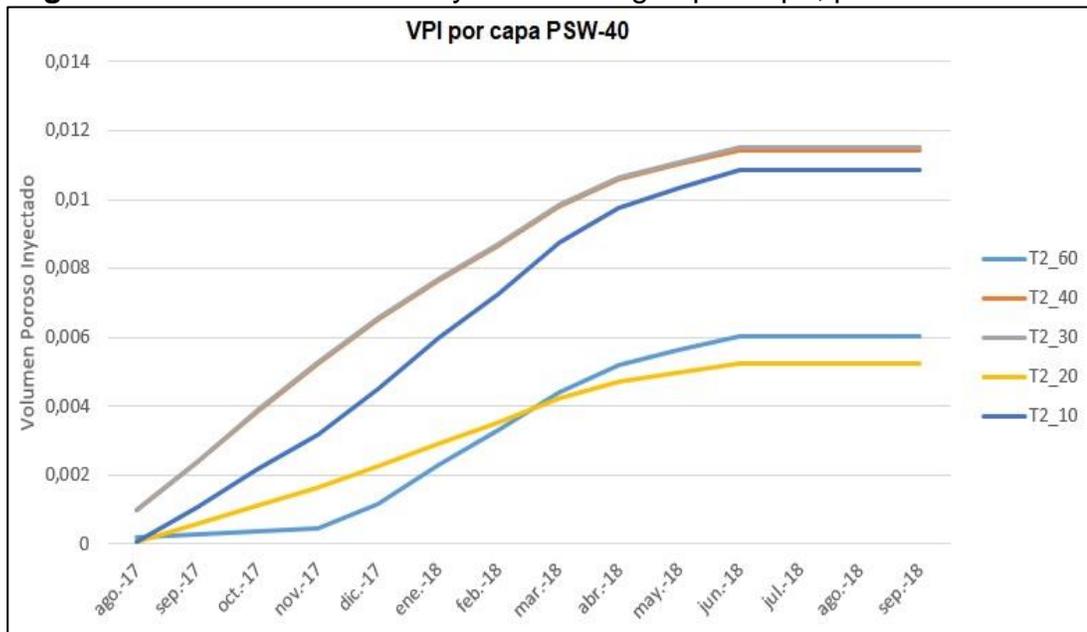
Para agosto de 2018, se reportó una tasa de inyección de 0 BWIPD debido a modificaciones en la sarta de inyección, adicionalmente se registró un volumen acumulado de agua inyectada de 435,224 barriles. En la **Tabla 15** se muestran los volúmenes inyectados por capa y los volúmenes porosos desplazados. Además, en la **Figura 94** se presenta el comportamiento de la inyección de agua en función del tiempo.

Tabla 15. Volúmenes de agua inyectada por capa en el pozo PSW-40.

Capa	VP (MMbbls)	Winj (MMBWI)	VPI (Fr)
T2_60	6.131	0.037	0.0060
T2_40	14.848	0.170	0.0114
T2_30	12.818	0.147	0.0115
T2_20	6.534	0.034	0.0052
T2_10	4.973	0.054	0.0109

Fuente: ECOPETROL S.A, Informe de cierre del piloto de inyección de agua para recobro en el campo de estudio. 2018. p. 110.

Figura 94. Distribución de la inyección de agua por capa, pozo PSW-40.



Fuente: ECOPETROL S.A, Informe de cierre del piloto de inyección de agua para recobro en el campo de estudio. 2018. p. 110.

✓ **Patrón PSW-23:** ubicado en la zona sur oeste del campo de estudio, está compuesto por los pozos productores de primera línea PSW-7, PSW-22, PSW-24, PSW-31 y PSW-71, de los cuales el PSW-24 y PSW-31 se ven influenciados por la inyección del patrón PSW-30. este patrón cuenta con un espaciamiento de 40 acres entre pozos y un área de 125 acres, **Figura 95.**

La inyección de agua en el pozo PSW-23 comenzó en enero de 2016 mediante completamiento “Dump Flood” con bomba de fondo y sin sarta selectiva. En los meses de marzo y octubre de 2016, se corrieron registros de monitoreo de la inyección en los cuales se determinaron caudales de 4,798 y 2,231 BWIPD, sin embargo, no fue posible obtener la distribución vertical de la inyección debido al tipo de sarta.

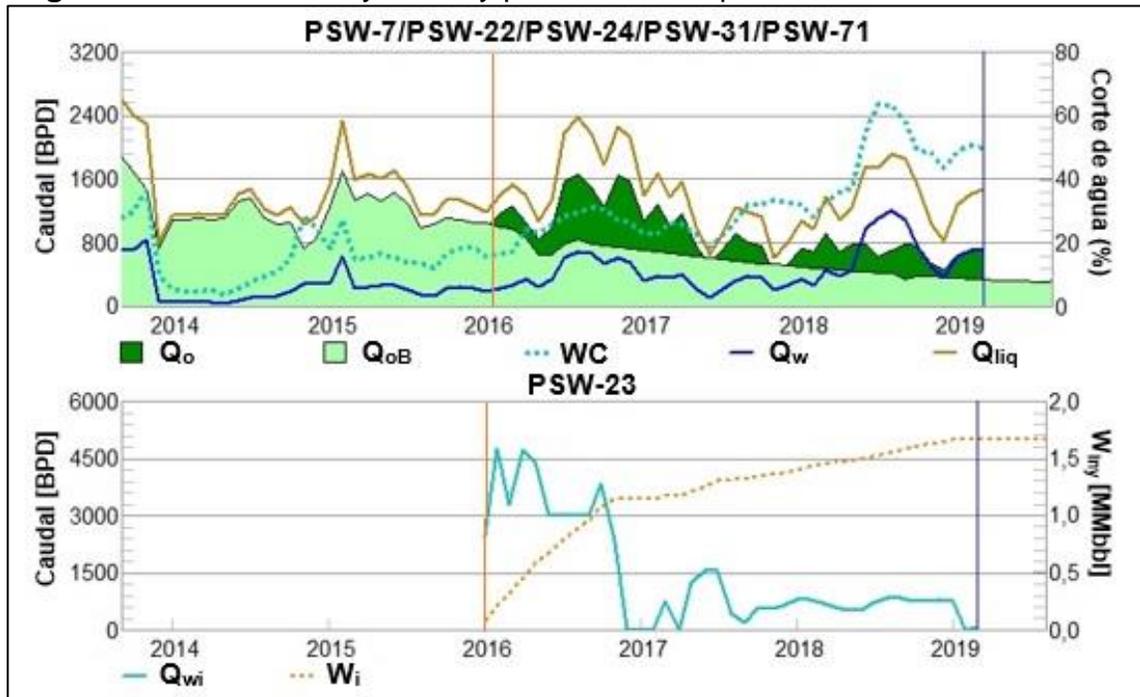
Ambos registros presentaron una admisibilidad del 100% en capas específicas de la unidad T2 debido al completamiento del pozo, ya que, al emplearse una sarta sencilla para la inyección, resultan ser poco confiables las mediciones de admisibilidad, **Figura 96.**

Con base a los resultados obtenidos por los registros ILT llevados a cabo, se decidió cambiar para diciembre de 2016 el completamiento del pozo a sarta selectiva, lo que mejoró significativamente la distribución de los caudales inyectados en las capas de la formación.

En diciembre de 2016, después del inicio de la instalación del completamiento “Dump Flood” con sarta selectiva y bomba de fondo, se presentaron problemas operativos que llevaron a la ejecución de un plan de pesca, lo que retrasó la instalación de la sarta hasta febrero de 2017. El pozo estuvo operando de esta manera durante 8 meses y en septiembre de 2017 fue intervenido para bajar sarta selectiva convencional. A la fecha, el pozo se encuentra inyectando con este completamiento.

El histórico de inyección y producción del patrón PSW-23 muestra un incremento en la producción de petróleo que coincide con el inicio de la inyección en el pozo PSW-23, **Figura 97**. Es importante tener en cuenta que los pozos productores PSW-24 y PSW-31 hacen parte también de la primera línea del patrón de inyección PSW-30.

Figura 97. Historia de inyección y producción del patrón PSW-23.



Fuente: ECOPETROL S.A, Informe de cierre del piloto de inyección de agua para recobro en el campo de estudio. 2018. p. 114.

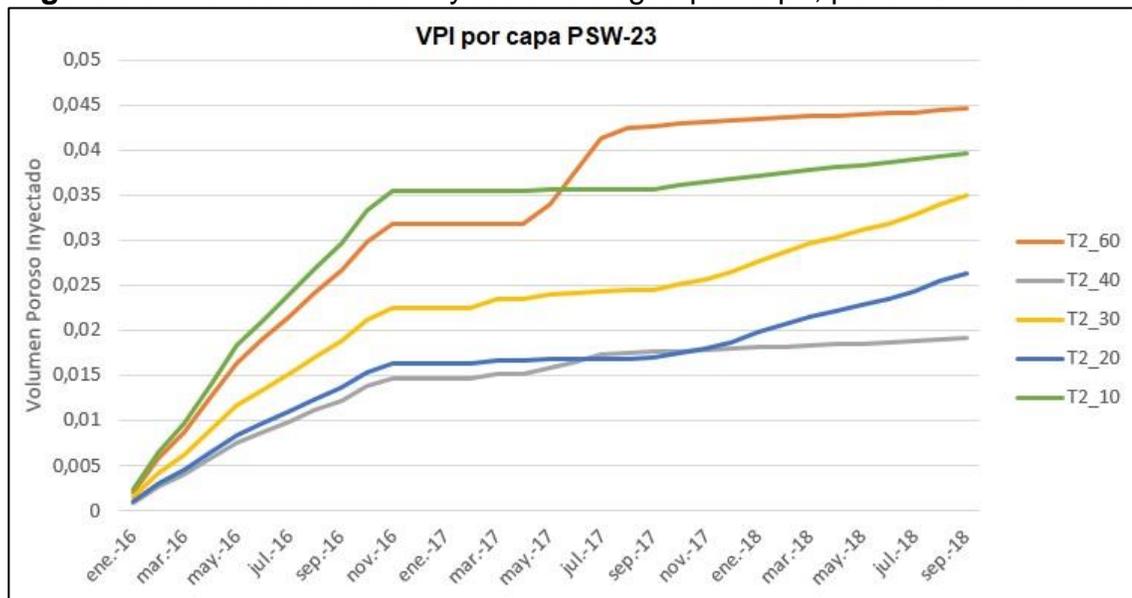
Para agosto de 2018, se reportó una tasa de inyección de 847,3 BWIPD y un volumen de inyección acumulado de aproximadamente 1.55 millones de barriles de agua. En la **Tabla 16** se relacionan los volúmenes acumulados de agua inyectada por capa, mientras que en la **Figura 98**, se presenta el comportamiento de los volúmenes porosos inyectados por cada capa en función del tiempo.

Tabla 16. Volúmenes de agua inyectada por capa en el pozo PSW-23.

Capa	VP (MMbbls)	Winj (MMBWI)	VPI (Fr)
T2_60	7.856	0.348	0.0191
T2_40	14.390	0.273	0.0350
T2_30	15.300	0.519	0.0264
T2_20	2.079	0.053	0.0396
T2_10	7.285	0.286	0.1202

Fuente: ECOPETROL S.A, Informe de cierre del piloto de inyección de agua para recobro en el campo de estudio. 2018. p. 114.

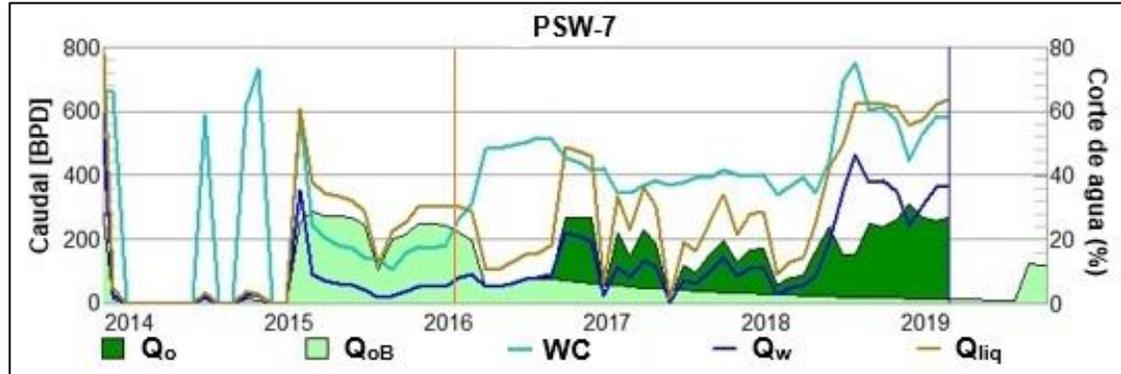
Figura 98. Distribución de la inyección de agua por capa, pozo PSW-23.



Fuente: ECOPETROL S.A, Informe de cierre del piloto de inyección de agua para recobro en el campo de estudio. 2018. p. 114.

El pozo PSW-7, productor de primera línea del patrón, ha presentado un comportamiento favorable en la producción debido a la inyección de agua del pozo PSW-23, pues ha presentado un incremental en la producción de petróleo con respecto a la línea base (Q_{oB}), **Figura 99**.

Figura 99. Historia de producción PSW-7



Fuente: ECOPETROL S.A, Informe de cierre del piloto de inyección de agua para recobro en el campo de estudio. 2018. p. 120.

En un inicio el pozo parece no mostrar una respuesta a la inyección lo que pudo relacionarse a condiciones anormales de operación en su sistema de levantamiento. Una vez se obtiene respuesta es posible observar un incremental en la producción de crudo y en el corte de agua, pasando este último de valores del 10% al 48%. Actualmente el pozo sigue presentando una tendencia positiva como respuesta a los pozos inyectoros.

✓ **Patrón PSW-30:** se encuentra ubicado en la zona sur oeste de campo de estudio. Tiene un espaciado de 10 acres entre pozos y un área de 58 acres, y está compuesto por los pozos productores de primera línea PSW-24, PSW-29 y PSW-31, de los cuales dos de ellos son compartidos también con el patrón PSW-23 (véase **Figura 95**).

En julio de 2017 inició la inyección de agua del pozo PSW-30 en la unidad T2, mediante el completamiento tipo “Dump Flood” con sarta selectiva y bomba de fondo. Esta configuración permitió aprovechar el potencial de las aguas producidas de la unidad K2.

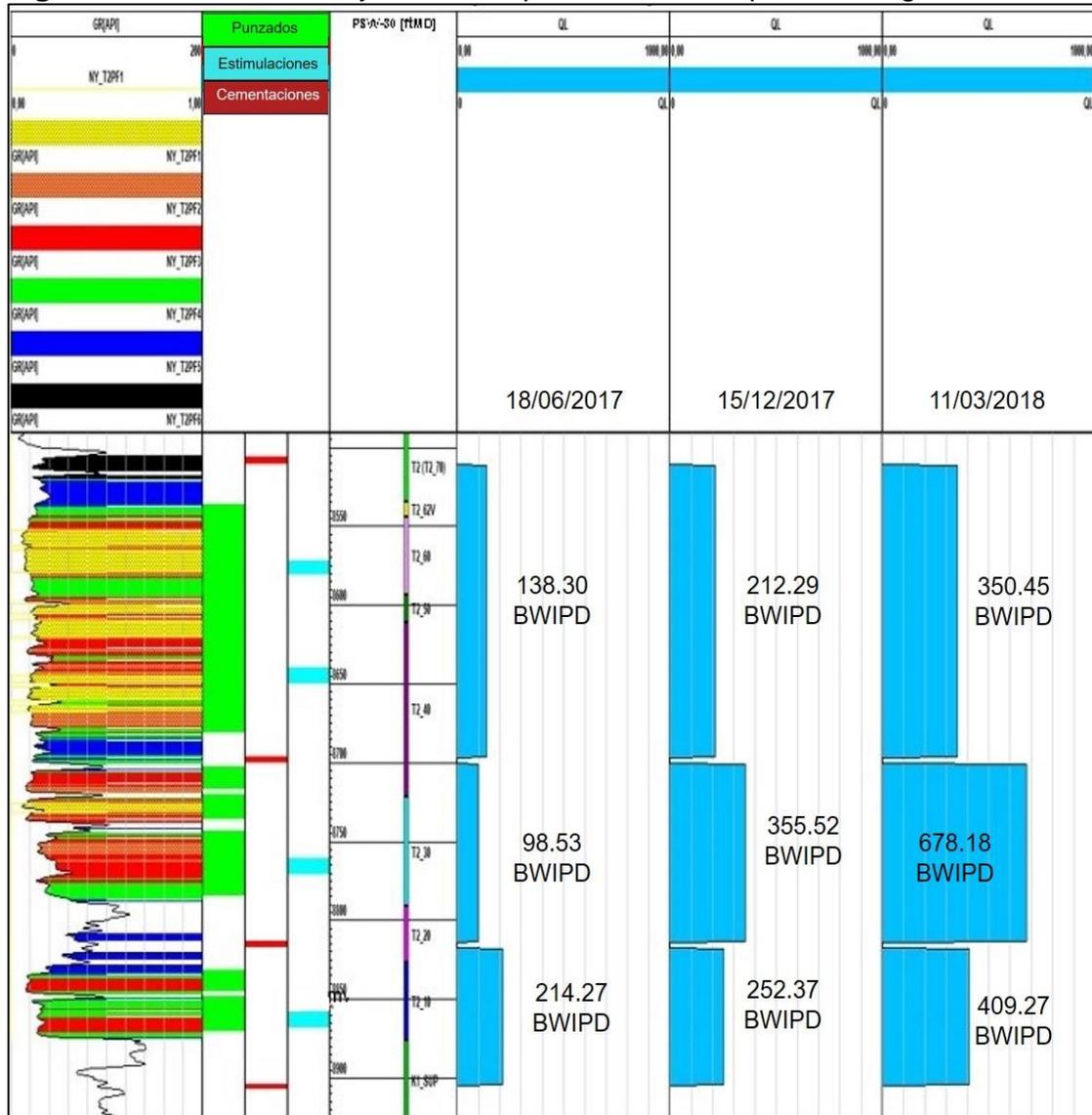
En agosto de ese mismo año se realizaron actividades de monitoreo y seguimiento de la inyección, reportando un caudal de 451 BWIPD, de los cuales la mayor cantidad de volumen de agua fue admitida por la capa T2_10 con un caudal de 214.27 BWPD, aproximadamente un 48%. Para los meses siguientes se realizaron ajustes y calibraciones a las válvulas de inyección, buscando una mayor admisibilidad y una mejor distribución vertical en las capas, obteniendo mayor admisibilidad en la capa T2_30 con un caudal de 355.52 BWPD, **Figura 100**.

En un registro ILT realizado en marzo de 2018, el pozo presentó una admisibilidad de 1,438 BWIPD, cuyo valor no era el esperado para el diseño de la sarta, la cual debía inyectar un aproximado de 4,779 BWIPD. Este comportamiento llevó a

realizar la intervención del pozo para realizar el cambio de la sarta de inyección “Dump Flood”, sin embargo, durante la operación se vio la necesidad de suspender actividades debido a que se presentaron problemas en el asentamiento de los paquetes.

Para finales de 2018 el pozo entró en plan para intervención con completamiento “Dump Flood” sin bomba, y en espera para una futura conversión a inyección desde superficie.

Figura 100. Perfiles de inyección del pozo PSW-30 a partir de registro ILT.

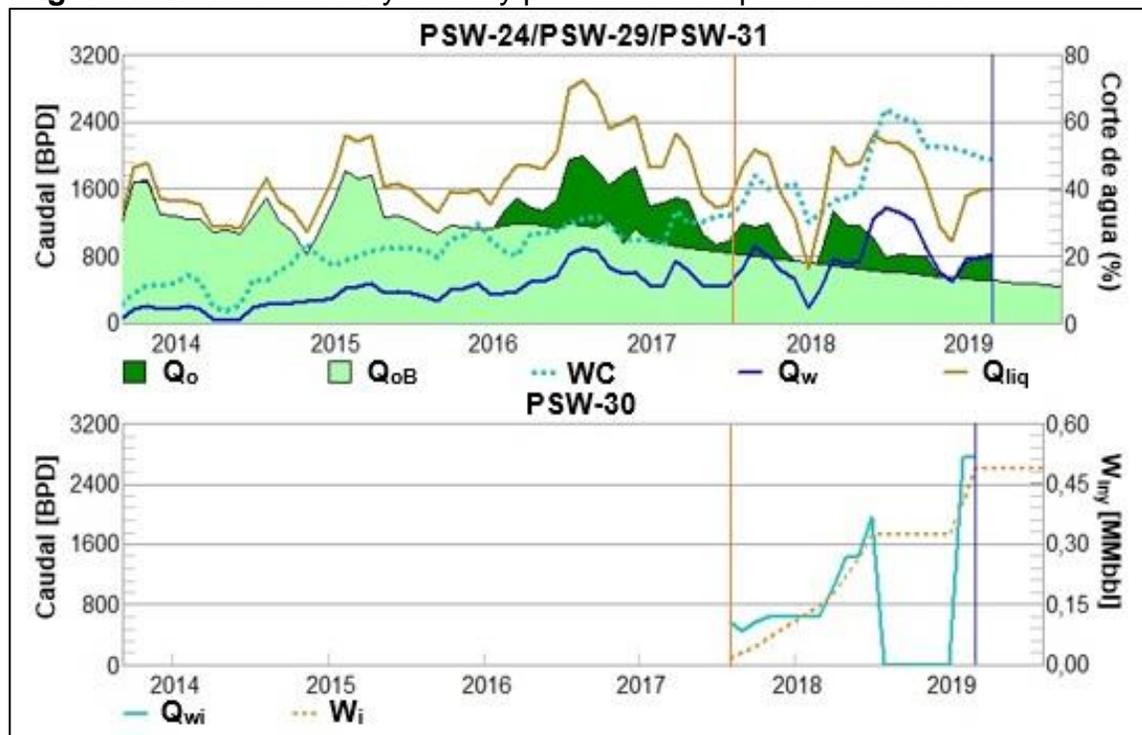


Fuente: ECOPEPETROL S.A, Informe de cierre del piloto de inyección de agua para recobro en el campo de estudio. 2018. p. 116.

La historia de inyección y producción del patrón PSW-30 muestra un incremental en la producción de petróleo con respecto a la línea base, el cual está directamente asociado al inicio de la inyección en el pozo PSW-30, **Figura 101**. Es importante tener en cuenta que dos de los pozos productores de la primera línea del patrón también son afectados por la inyección de agua en el patrón PSW-23.

El incremental observado a partir del primer semestre de 2016 está relacionado con el proceso de inyección del patrón vecino, sin embargo, una vez se pone en marcha la inyección de agua en el patrón PSW-30 (a mediados de 2017) se observa un incremento en la producción de petróleo de aproximadamente 600 BOPD y un corte de agua cercano al 40%.

Figura 101. Historia de inyección y producción del patrón PSW-30.



Fuente: ECOPETROL S.A, Informe de cierre del piloto de inyección de agua para recobro en el campo de estudio. 2018. p. 118.

A 31 de agosto de 2018 se reportó una tasa de inyección de 0 BWIPD debido a la intervención que se realizó en el pozo para su conversión a inyección desde superficie. En la **Tabla 17** se relacionan los volúmenes acumulados por cada una de las capas de la unidad T2 y los volúmenes de agua inyectada acumulada a la fecha de corte.

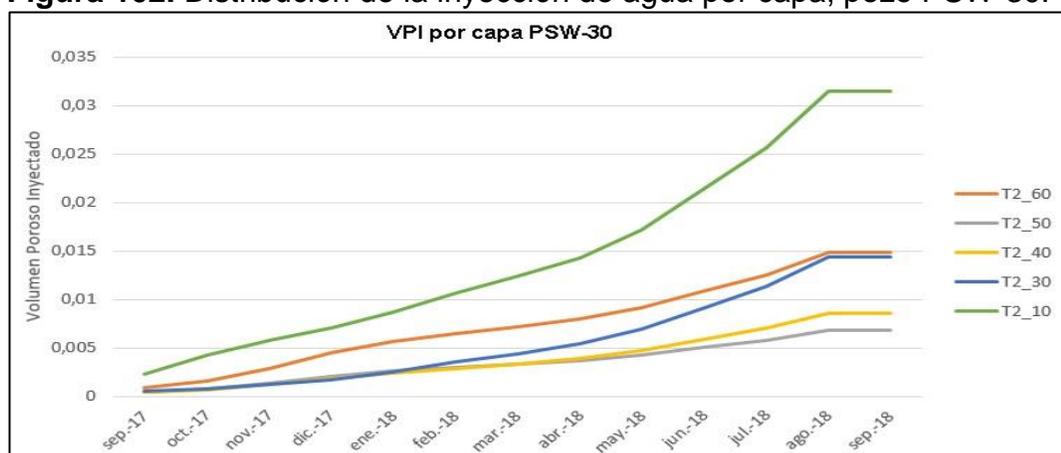
Tabla 17. Volúmenes de agua inyectada por capa en el pozo PSW-30.

Capa	VP (MMbbls)	Winj (MMBWI)	VPI (Fr)
T2_60	3.620	0.054	0.0149
T2_50	1.385	0.010	0.0069
T2_40	8.634	0.074	0.0086
T2_30	5.978	0.086	0.0144
T2_10	3.204	0.101	0.0315

Fuente: ECOPETROL S.A, Informe de cierre del piloto de inyección de agua para recobro en el campo de estudio. 2018. p. 118.

Por otra parte, la **Figura 102** permite apreciar el comportamiento de la inyección del agua por cada capa en función del tiempo, la cual permitió evidenciar que para el caso del PSW-30, la capa que ha presentado mayor eficiencia a la inyección desde sus inicios ha sido la T2_10.

Figura 102. Distribución de la inyección de agua por capa, pozo PSW-30.

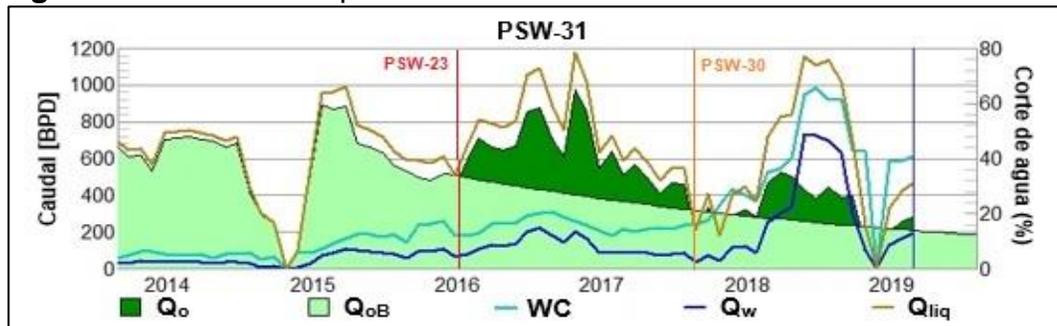


Fuente: ECOPETROL S.A, Informe de cierre del piloto de inyección de agua para recobro en el campo de estudio. 2018. p. 118.

El pozo PSW-31, productor de primera línea de los patrones PSW-23 y PSW-30, presentó inicialmente una respuesta positiva a la influencia de inyección del PSW-23, generándose un incremento en la producción de petróleo, **Figura 103**. Posteriormente presentó respuesta a la inyección de agua del PSW-30 cuando inició a mediados de 2017, sin embargo, debido a la baja admisibilidad del pozo inyector en su periodo histórico de inyección, fue necesario ejecutar un cierre en el segundo semestre de 2018 para realizar la calibración de las válvulas. Al entrar nuevamente en operación en enero de 2019 se evidenció nuevamente un efecto positivo sobre la producción, lo que confirma la conectividad entre el pozo inyector y el productor.

Para agosto de 2018 se reportó una producción total de petróleo de 442 BOPD, de los cuales 95 BOPD (aproximadamente el 43%) corresponden a la producción incremental asociada a la inyección del PSW-30. A la fecha el pozo sigue en espera para conversión a inyección desde superficie.

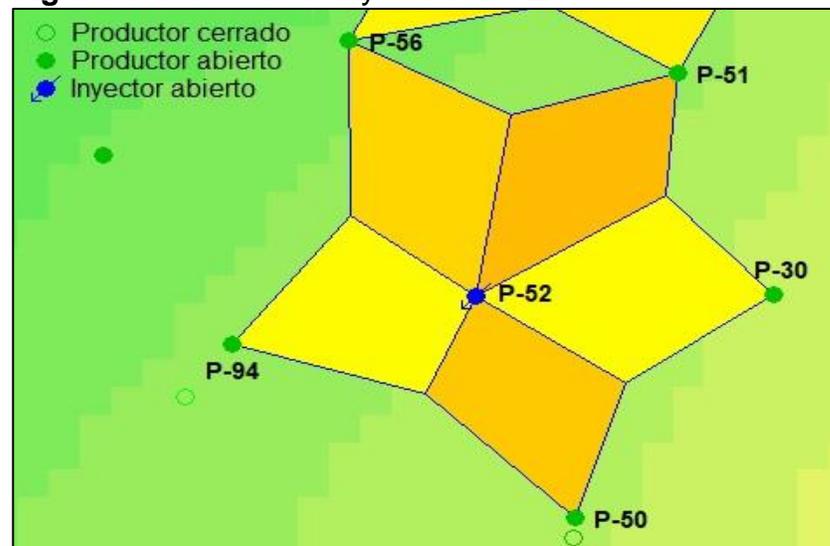
Figura 103. Historia de producción PSW-31.



Fuente: ECOPETROL S.A, Informe de cierre del piloto de inyección de agua para recobro en el campo de estudio. 2018. p. 121.

✓ **Patrón P-52:** caracterizado por ser el primero de los pozos inyectoros de polímero del campo de estudio, se encuentra ubicado en la zona centro del campo con un espaciamiento de 40 acres y conformado inicialmente por los pozos productores de primera línea P-30, P-50, P-51, P-56 y P-94, donde el P-51 y P-56 son compartidos con el pozo inyector de agua P-29, **Figura 104.**

Figura 104. Patrón de inyección P-52.

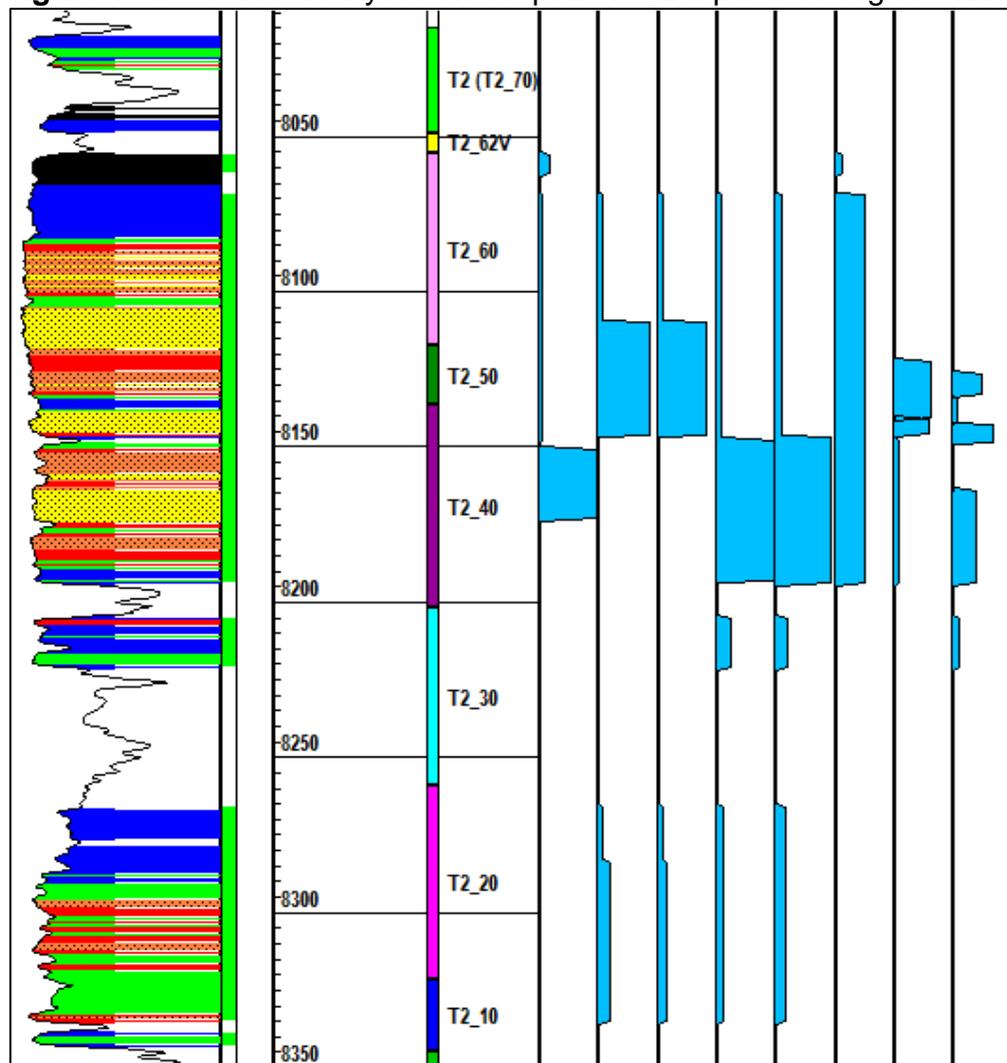


Fuente: Sahara®, 2019.

Las operaciones de inyección de agua mejorada o polímero en el pozo P-52 iniciaron a mediados de 2015 con un patrón de 6 puntos invertido y completamiento de sarta sencilla, sin embargo, debido a problemas operacionales en el pozo productor P-94 que impidieron la producción de petróleo en ese punto, fue necesario recalcular el volumen poroso, pasando de 38 a 58 MMbbls aproximadamente y tomando los pozos P-91H y P-110 como parte de los pozos de primera línea.

El monitoreo realizado con pruebas de inyección en las unidades de la formación T2 muestran que existe una inyección preferencial en las arenas T2_40 y T2_50, las cuales de acuerdo a la interpretación de los registros eléctricos tienen buen desarrollo lateral y buenas propiedades petrofísicas, **Figura 105**.

Figura 105. Perfiles de inyección del pozo P-52 a partir de registro ILT.



Fuente: Sahara®, 2019.

3.6 RELACIÓN ENTRE EL VOLUMEN INCREMENTAL DE PETRÓLEO Y EL VOLUMEN POROSO INYECTADO

A partir de los resultados obtenidos por cada uno de los patrones, se generaron una serie de gráficos que permiten comparar a grandes rasgos el comportamiento de cada patrón en función de los volúmenes porosos inyectados por cada capa y su relación con el volumen incremental de petróleo.

A continuación, se presenta una línea de tiempo de cada uno de los pozos inyectoros relacionados al piloto, donde se puede apreciar el tipo de inyección realizada y el tiempo que cada pozo ha estado inyectando en su respectivo patrón. Adicionalmente, se pueden identificar aquellos pozos que han sido convertidos de “Dump Flood” a inyección desde superficie, **Figura 106**.

La mayoría de los pozos del piloto fueron convertidos durante diferentes periodos de tiempo de configuración tipo “Dump Flood” a inyección desde superficie, debido a que la baja presión de la unidad K2 no era lo suficientemente alta para obtener el caudal de admisión deseado en la unidad T2 y, por lo tanto, la eficiencia del proceso disminuía notablemente.

Figura 106. Línea de tiempo de los pozos inyectoros asociados al piloto de inyección de agua.

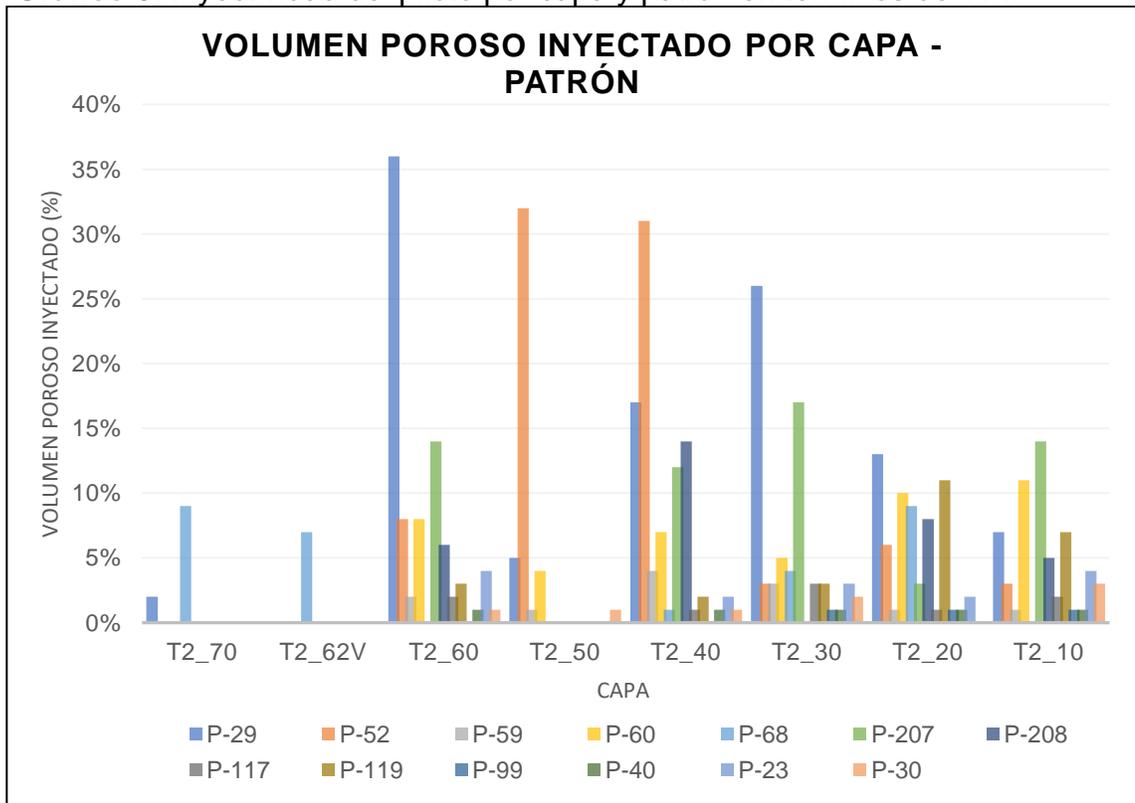


Fuente: ECOPETROL S.A, Informe de cierre del piloto de inyección de agua para recobro en el campo de estudio. 2018. p. 50.

De acuerdo al **Gráfico 3**, el patrón que mayor cantidad de volúmenes porosos ha inyectado es el P-29 con un 36%, seguido por el patrón P-207, con un 14%.

Por otra parte, capas como la T2_70 y la T2_62V han mostrado una respuesta deficiente para la inyección de agua, ya que presentaron los menores valores de admisibilidad según los registros ILT desarrollados en el monitoreo y seguimiento de los patrones.

Gráfico 3. Inyectividad del piloto por capa y patrón en términos de VPI.



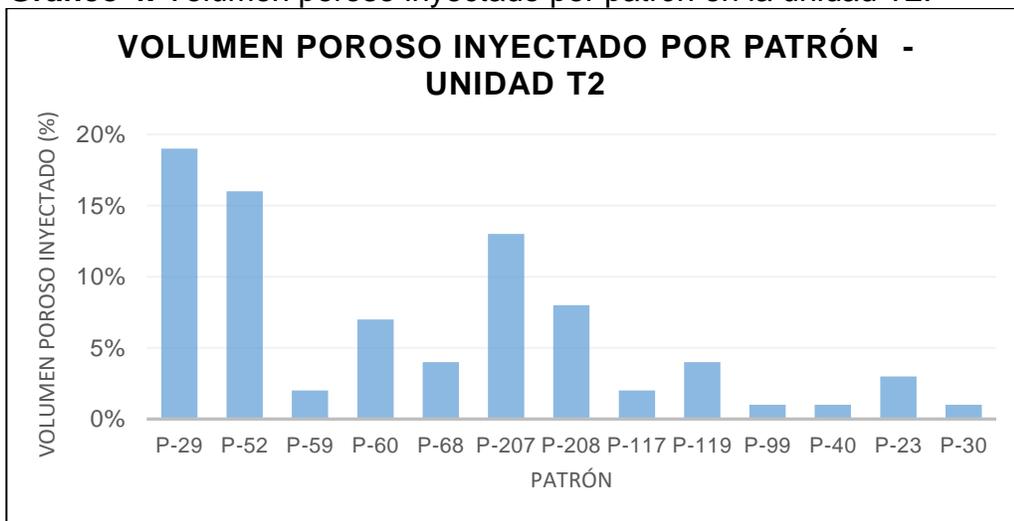
Fuente: ECOPETROL S.A, Informe de cierre del piloto de inyección de agua para recobro en el campo de estudio. 2018. p. 122.

El **Gráfico 4** presenta el volumen poroso inyectado por cada pozo en la unidad T2, donde se evidencia que el pozo P-29 ha inyectado mayor cantidad de agua en comparación a sus homólogos, esto se debe a que ha tenido un periodo de inyección mayor en dicha unidad, en comparación a otros patrones como el P-52, P-60, P-207, entre otros.

Finalmente, la **Figura 107** presenta la relación entre el incremental de petróleo y el caudal de agua inyectado en cada uno de los patrones de acuerdo a la zona del campo en la que se encuentran. Con base en lo ilustrado por dicha figura, la zona

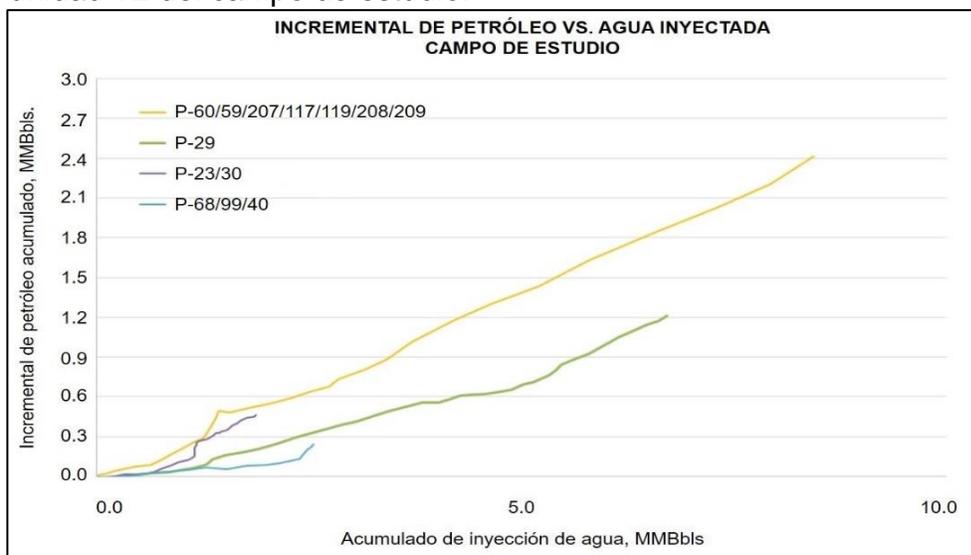
centro norte ha obtenido la mayor cantidad de petróleo incremental. En esta zona se encuentran los patrones P-60, P-59, P-117, P-119, P-207, P-208 y P-209. Cabe resaltar que el patrón P-29 ha aportado la mayor cantidad de petróleo incremental a lo largo del desarrollo del piloto, aportando cerca del 1.2 millones de barriles de petróleo adicionales.

Gráfico 4. Volumen poroso inyectado por patrón en la unidad T2.



Fuente: elaboración propia.

Figura 107. Relación incremental de petróleo y agua inyectada en la unidad T2 del campo de estudio.



Fuente: ECOPETROL S.A, Informe de cierre del piloto de inyección de agua para recobro en el campo de estudio. 2018. p. 123.

4. IDENTIFICACIÓN DE FACTORES QUE DISMINUYEN LA EFICIENCIA DEL PROCESO DE INYECCIÓN DE AGUA EN EL CAMPO DE ESTUDIO Y DESARROLLO DE ESTRATEGIAS DE OPTIMIZACIÓN DEL PROCESO

A continuación, se presenta un análisis detallado del comportamiento de los patrones asociados al piloto de inyección de agua bajo la metodología de variables adimensionales propuesta por Simmons y Falls y el software TIBCO Spotfire. El uso de dicha metodología permitirá identificar aquellos factores que disminuyen la eficiencia del piloto de inyección de agua, de modo que se puedan desarrollar estrategias de optimización para el desarrollo y monitoreo de la fase de expansión de la tecnología en otras zonas del campo.

4.1 TIBCO SPOTFIRE

Spotfire es una plataforma de análisis rápido que permite obtener información valiosa mediante la exploración y visualización de datos. La interfaz inteligente de Spotfire permite identificar valores irregulares en los datos, al igual que inconsistencias y deficiencias, para poder limpiarlos o transformarlos, según se requiera. Adicionalmente, las funciones de análisis integran también métodos predictivos en los cuales los datos de entrada y salida pueden visualizarse en gráficos interactivos.

Por otro lado, el análisis de mapas en Spotfire se realiza mediante imágenes multicapa que a través de geo-referenciación proporcionan un contexto geográfico a los análisis. Estos mapas ayudan al reconocimiento de información importante que no sería fácil de observar utilizando tablas o diagramas. A partir de los recursos que brinda la herramienta, se hará el análisis de los factores que influyen en la eficiencia de los patrones al igual que se evaluará el comportamiento que los mismos han presentado desde el inicio de la inyección.

4.2 METODOLOGÍA DE VARIABLES ADIMENSIONALES

Esta metodología de análisis fue desarrollada por Simmons y Falls con el objetivo de describir el rendimiento de un proceso de recuperación a partir de parámetros adimensionales, sin la influencia de las operaciones realizadas durante el periodo de evaluación. Aunque el desarrollo de esta metodología fue definido inicialmente para proyectos de recuperación terciaria, también puede ser utilizado para procesos de inyección de CO₂ y agua. Los resultados obtenidos tras la implementación de dicha metodología en el campo La Cira Infantas¹⁰⁹ brindaron nuevas oportunidades de mejora entre las cuales destacan procesos de estimulación de pozos, identificación de canalización prematura en pozos productores, trabajos de

¹⁰⁹ MORALES, Víctor et al. Surveillance Using Dimensionless Variables in the Mature Oil Field La Cira Infantas. 2018. SPE-190314-MS.

optimización de equipos de bombeo, entre otros. Por tal motivo, se busca implementar esta metodología en el campo de estudio.

Esta metodología fue desarrollada con base al volumen poroso ocupado por el petróleo (HCPV), por sus siglas en inglés, ya que es el parámetro que permite convertir datos de inyección y producción acumulados en magnitudes adimensionales. En la siguiente tabla se presentan los volúmenes de producción e inyección acumulados para cada uno de los patrones con corte a diciembre de 2018.

Tabla 18. Datos de producción e inyección acumulada por patrón.

Patrón	HCPV (MMbbls)	Np Total (MMBO)	Np Sec (MMBO)	Winj (MMBWI)
P-117	32.607	0.641	0.263	1.381
P-119	23.642	0.994	0.445	2.304
P-207	6.010	0.610	0.099	1.130
P-208	5.725	0.384	0.082	0.787
P-209	6.070	0.551	0.153	0.227
P-29	27.735	2.645	0.904	7.032
P-52	43.351	2.909	0.778	6.525
P-59	43.177	2.558	0.541	1.302
P-60	22.852	1.475	0.549	3.405
P-68	41.707	1.193	0.122	2.225
P-99	48.987	0.812	0.037	0.137
PSW-23	30.408	0.412	0.168	1.646
PSW-30	16.979	0.380	0.090	0.325
PSW-40	46.707	0.353	0.047	0.471

Fuente: elaboración propia.

Para enriquecer el contenido de la evaluación del piloto de inyección de agua, se decidió incluir el patrón P-52, el cual hace parte del piloto de inyección de polímero del campo de estudio. El objetivo de incluir este patrón en el estudio es poder comparar su rendimiento con el patrón P-29, el cual ha mostrado un rendimiento significativamente bueno. Esta comparación será de gran utilidad para identificar el tipo de fluido que presentó mayor eficiencia durante el periodo de implementación de piloto.

A partir de los valores presentados en la **Tabla 18**, se calcularán los valores de la mayoría de las variables adimensionales propuestas por Simmons y Falls para cada uno de los patrones que conforman el piloto implementado en el campo de estudio. A continuación, se explica brevemente cada uno de los parámetros adimensionales que hacen parte de la metodología de análisis:

4.2.1 Inyección de Agua Adimensional (DWI). Definida como la relación entre el volumen acumulado de agua inyectada y el volumen poroso saturado con hidrocarburo (HCPV), **Ecuación 15**. Para su análisis es importante considerar que la eficiencia de la inyección cambia a medida que el proceso madura, por lo que el DWI permite evaluar el comportamiento de diversos parámetros como el factor de recobro o la utilidad a través de cualquier punto de madurez.

Ecuación 15. Inyección de agua adimensional (DWI).

$$DWI = \frac{\text{Inyección de Agua Acumulada} \times B_w}{HCPV}$$

Fuente: MORALES, Víctor et al. Surveillance Using Dimensionless Variables in the Mature Oil Field La Cira Infantas. 2018. SPE-190314-MS. p. 4.

Donde:

B_w = Factor volumétrico del agua

En la **Tabla 20** se presentan los valores de DWI para cada uno de los patrones relacionados, calculados a partir de la ecuación anterior. El valor de factor volumétrico del agua utilizado para el cálculo es 1.010 RB/STBW.

4.2.2 Factor de Recobro Adimensional (RF). Esta variable es sin duda el parámetro de producción adimensional más importante pues permite monitorear el comportamiento del factor de recobro una vez inicia el proceso de inyección. A medida que el proceso madura o el DWI incrementa, el factor de recobro adimensional (RF) aumenta.

Ecuación 16. Factor de recobro (RF).

$$RF = \frac{\text{Producción Acumulada de Petróleo} \times B_o}{HCPV} \times 100$$

Fuente: MORALES, Víctor et al. Surveillance Using Dimensionless Variables in the Mature Oil Field La Cira Infantas. 2018. SPE-190314-MS. p. 5.

Donde:

B_o = Factor volumétrico del petróleo

Cuando se grafica el comportamiento del RF vs DWI, la forma de la curva caracteriza la eficiencia que se obtiene en el proceso de inyección y la que se tuvo en cualquier punto del proceso, es decir, si la curva describe una pendiente pronunciada la inyección de agua ha sido eficiente, pero si por el contrario presenta una pendiente suave se habla de un proceso ineficiente y de un bajo recobro.

En la **Tabla 21** se presentan los valores de factor de recobro total (RF) y secundario (RF sec) para cada uno de los patrones relacionados, calculados a partir de la ecuación anterior. El valor del factor volumétrico del petróleo utilizado para el cálculo es 1.040 RB/STBO.

4.2.3 Tasa Efectiva de Inyección (Inj. Th) y Producción (Prod. Th). La tasa efectiva de inyección es calculada como la fracción o porcentaje del volumen poroso saturado de hidrocarburos que fue inyectado en un año, **Ecuación 17**.

Ecuación 17. Tasa efectiva de inyección (Inj. Th).

$$\text{Inj. Th} = \frac{\text{Agua Inyectada (12 meses)}}{\text{HCPV}} \times 100; \left(\frac{\% \text{HCPV}}{\text{año}} \right)$$

Fuente: MORALES, Víctor. et al. Surveillance Using Dimensionless Variables in the Mature Oil Field La Cira Infantas. 2018. SPE-190314-MS. p. 6.

Este parámetro expresa la velocidad de la inyección, por lo cual debe ser monitoreada constantemente para garantizar la correcta ejecución de las técnicas de inyección a tasas económicamente viables.

Por otro lado, la tasa efectiva de producción se refiere a la fracción de HCPV producido en un año, **Ecuación 18**. Su valor proporciona una idea de la velocidad de extracción y al compararse con la tasa efectiva de inyección (Inj. Th) permite validar el balance del patrón.

Ecuación 18. Tasa efectiva de producción (Prod. Th).

$$\text{Prod. Th} = \frac{\text{Fluidos Totales Producidos (12 meses)}}{\text{HCPV}} \times 100; \left(\frac{\% \text{HCPV}}{\text{año}} \right)$$

Fuente: MORALES, Víctor. et al. Surveillance Using Dimensionless Variables in the Mature Oil Field La Cira Infantas. 2018. SPE-190314-MS. p. 7.

A continuación, se presentan los volúmenes de petróleo y agua inyectada acumulados para el cálculo de la tasa efectiva de inyección y producción, **Tabla 19**.

Tabla 19. Datos de producción e inyección acumulados por patrón en un año.

Patrón	Np total 2018 (MMBO)	Np sec 2018 (MMBO)	Lp 2018 (MMBF)	Winj 2018 (MMBWI)	Winj 2017 (MMBWI)
P-117	0.532	0.242	1.244	1.231	0.151
P-119	0.800	0.385	1.399	2.018	0.287
P-207	0.253	0.109	0.518	0.632	0.182
P-208	0.237	0.085	0.481	0.717	0.069
P-209	0.297	0.117	0.446	0.220	0.007
P-29	0.469	0.250	2.351	1.264	1.489
P-52	0.662	0.295	2.078	1.939	1.968
P-59	0.948	0.462	1.728	0.957	0.331
P-60	0.612	0.376	1.409	1.694	0.706
P-68	0.600	0.089	1.039	0.777	1.448
P-99	0.418	0.073	0.507	0.035	0.102
PSW-23	0.114	0.069	0.218	0.266	0.232
PSW-30	0.270	0.066	0.556	0.237	0.088
PSW-40	0.264	0.046	0.412	0.246	0.225

Fuente: elaboración propia.

En la **Tabla 20** y **Tabla 21** se presentan los valores de tasa efectiva de inyección y producción para los patrones asociados al piloto de inyección, calculados mediante las **ecuaciones 17 y 18**, y algunos datos de la **Tabla 19**.

4.2.4 Relación inyección – producción (IWR) y utilización (Útil). El IWR es calculado como la razón entre la tasa efectiva de inyección y la tasa efectiva de producción, **Ecuación 19**.

Ecuación 19. Relación inyección-producción (IWR).

$$IWR = \frac{Inj. Th}{Prod. Th}$$

Fuente: MORALES, Víctor. et al. Surveillance Using Dimensionless Variables in the Mature Oil Field La Cira Infantas. 2018. SPE-190314-MS. p. 7.

Uno de los parámetros analizados más importante en la metodología de Simmons y Falls es la utilidad del agua, considerada como la medida de la eficiencia de inyección de agua en la vida de un patrón para sus diferentes estados de madurez, **Ecuación 20**:

Ecuación 20. Utilización (Útil).

$$\text{Util} = \frac{\text{Agua Inyectada (a X meses)}}{\text{Petróleo Producido (a X meses)}}; \left(\frac{B_w}{B_o}\right)$$

Fuente: MORALES, Víctor. et al. Surveillance Using Dimensionless Variables in the Mature Oil Field La Cira Infantas. 2018. SPE-190314-MS. p. 8.

Para efectos de monitoreo, la utilidad se estima generalmente en un periodo por encima de los tres meses a un año dependiendo del tiempo de respuesta a la inyección que muestre el campo evaluado. Este parámetro también puede ser calculado como el inverso de la pendiente en la curva RF vs. DWI. En la **Tabla 20** aparecen los valores de relación inyección-producción y utilización para los patrones asociados al piloto de inyección, calculados a partir de la ecuación anterior.

4.2.5 Razón de Producción de Petróleo (OPR). La razón de producción de petróleo (OPR) es la relación entre el factor de recobro de un patrón a una madurez dada sobre el factor de recobro esperado, con base a un comportamiento ideal en el mismo estado de madurez. La expresión matemática que describe esta relación se presenta a continuación:

Ecuación 21. Razón de producción de petróleo (OPR).

$$\text{OPR} = \frac{\text{RF sec del patrón}}{\text{RF sec pronóstico}} @ \text{DWI}$$

Fuente: MORALES, Víctor. et al. Surveillance Using Dimensionless Variables in the Mature Oil Field La Cira Infantas. 2018. SPE-190314-MS. p. 8.

De acuerdo a la ecuación anterior, valores de OPR mayores a 1 indican que el patrón ha excedido el factor de recobro esperado, lo que se entiende como comportamiento eficiente a la inyección.

Tabla 20. Variables adimensionales asociadas a la inyección por patrón.

Patrón	DWI	Inj. Th 2018 (%HCPV/año)	Inj. Th 2017 (%HCPV/año)	IWR	Útil (BW/BO)
P-117	0.043	3.81%	0.47%	0.976	2.315
P-119	0.098	8.62%	1.23%	1.418	2.523
P-207	0.190	10.62%	3.05%	1.201	2.501
P-208	0.139	12.65%	1.23%	1.469	3.021
P-209	0.038	3.66%	0.12%	0.484	0.740
P-29	0.256	4.60%	5.42%	0.534	2.697
P-52	0.152	4.52%	4.59%	0.924	2.927
P-59	0.030	2.24%	0.77%	0.545	1.010
P-60	0.150	7.49%	3.12%	1.187	2.769
P-68	0.054	1.88%	3.51%	0.735	1.294
P-99	0.003	0.07%	0.21%	0.067	0.084
PSW-23	0.055	0.88%	0.77%	1.203	2.331
PSW-30	0.019	1.41%	0.53%	0.420	0.878
PSW-40	0.010	0.53%	0.49%	0.587	0.933

Fuente: elaboración propia.

En la **Tabla 21** se relacionan los valores de OPR de cada uno de los patrones asociados al piloto de inyección, calculados a partir de la ecuación anterior.

A partir de las variables adimensionales presentadas anteriormente, se construyeron las siguientes tablas que relacionan los valores de las variables adimensionales para cada uno de los patrones, **Tabla 20** y **Tabla 21**. Con base a los datos calculados se puede generar una serie de gráficos de monitoreo que permitirán comparar los patrones de inyección pertenecientes al piloto implementado. Estos gráficos se presentan en la sección 4.3 de este capítulo.

Tabla 21. Variables adimensionales asociadas a la producción por patrón.

Patrón	RF (%)	RF SEC (%)	Prod. Th 2018 (%HCPV/año)	RF pronóstico (%)	OPR @ DWI
P-117	2.04%	0.84%	3.90%	0.27%	3.054
P-119	4.37%	1.96%	6.08%	1.53%	1.276
P-207	10.55%	1.71%	8.84%	4.73%	0.360
P-208	6.97%	1.48%	8.61%	4.11%	0.361
P-209	9.43%	2.61%	7.57%	4.42%	0.592
P-29	9.92%	3.39%	8.61%	5.17%	0.665
P-52	6.98%	1.87%	4.89%	5.00%	0.373
P-59	6.16%	1.30%	4.11%	1.91%	0.681
P-60	6.71%	2.50%	6.31%	5.22%	0.478
P-68	2.98%	0.30%	2.56%	1.11%	0.275
P-99	1.72%	0.08%	1.07%	0.08%	1.021
PSW-23	1.41%	0.57%	0.74%	1.06%	0.544
PSW-30	2.33%	0.55%	3.36%	0.22%	2.498
PSW-40	0.79%	0.10%	0.91%	0.16%	0.629

Fuente: elaboración propia.

4.3 RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN DEL PILOTO DE INYECCIÓN DE AGUA MEDIANTE LA METODOLOGÍA DE VARIABLES ADIMENSIONALES

A continuación, se presentan los resultados de la evaluación de los patrones de inyección asociados al piloto de inyección mediante el uso de gráficos de monitoreo, realizados a partir de las variables adimensionales propuestas por Simmons y Falls. Cabe resaltar que el análisis conjunto de los gráficos propuestos será de gran utilidad para la identificación de factores que disminuyan la eficiencia del proceso.

4.3.1 Factor de recobro secundario vs. Inyección de agua adimensional. El gráfico RF sec vs. DWI permite comparar el factor de recobro secundario obtenido en cada patrón con su correspondiente estado de madurez o, dicho de otra manera, en función del HCPV inyectado, **Figura 108**.

Cuando un patrón presenta un DWI alto y un RF sec bajo, el proceso de inyección es deficiente pues se requiere inyectar una alta cantidad de volúmenes porosos para poder obtener una respuesta positiva en la producción. Por otro lado, el proceso se considera eficiente cuando existe una buena respuesta en la producción sin la necesidad de inyectar una cantidad significativamente alta de agua para desplazar el petróleo.

4.3.2 Utilización vs. Inyección de agua adimensional. La utilización es un parámetro que permite conocer la cantidad de barriles de agua necesarios para producir un barril de petróleo. En términos ideales, se busca llegar a un valor de utilización igual o menor a 1, sin embargo, dadas las condiciones de operación y la heterogeneidad del yacimiento, pueden alcanzarse valores de utilización por encima de dicho valor.

Tal y como menciona Morales¹¹⁰, la utilización alcanza su máximo valor al inicio de la inyección durante el proceso de llenado (fill up), donde el agua pasa a ocupar el volumen de gas libre en el yacimiento. Una vez el agua comienza a desplazar petróleo hacia los pozos productores, la utilización disminuye rápidamente alcanzando su mínimo valor justo antes de la ruptura en los productores. Una vez ocurre la ruptura, el corte de agua aumenta gradualmente, incrementando la utilización y disminuyendo la eficiencia de la inyección.

En el caso de los patrones de inyección del campo de estudio, después de alcanzada la ruptura, los mejores comportamientos lo tienen aquellos patrones que están por debajo de la línea promedio de utilización y DWI, **Figura 109**.

4.3.3 Utilización vs. Tasa efectiva de inyección. Este grafico permite observar la relación entre la eficiencia actual del proceso de inyección de agua y la velocidad de inyección del proceso en el año 2018. Un buen desempeño del proceso de inyección de agua está caracterizado por una baja utilización a la mayor tasa de inyección posible.

Los patrones que se encuentran por debajo de una tasa efectiva de inyección del 5% de HCPV/año y una utilización de 2 BW/BO son considerados patrones de buen rendimiento, sin embargo, patrones como el P-99 y el PSW-40 han tenido una serie de problemas operativos, por lo que no deben ser tenidos en cuenta dentro del análisis. De ser tenidos en cuenta, se pueden generar inconsistencias en las conjeturas realizadas, **Figura 110**.

4.3.4 Tasa efectiva de inyección 2018 vs. Tasa efectiva de inyección 2017. En la **Figura 111** se observa una comparación entre las velocidades de inyección en términos de porcentaje de HCPV inyectado por año para 2017 y 2018. Aquellos

¹¹⁰ MORALES, Victor, et al. Surveillance Using Dimensionless Variables in the Mature Oil Field La Cira Infantas. 2018. SPE-190314-MS. p. 9.

patrones que siguen un comportamiento constante a través del tiempo se encontraran ubicados a lo largo de la línea de tendencia. En este caso la mayoría de los patrones aumentaron sus caudales de inyección en el año 2018 y solo dos de ellos tuvieron que reducirla, ya sea por problemas operativos o con el fin de evitar aumentos en el corte de agua.

Es importante tener en cuenta que el aumento en la velocidad de inyección no siempre ofrece resultados positivos en la producción de los pozos productores asociados, pues tasas de inyección agresivas pueden generar canalizaciones prematuras en dichos pozos.

4.3.5 Tasa efectiva de inyección 2018 vs. Tasa efectiva de inyección 2017 para cada capa. Este gráfico es una variación de la que se muestra en la **Figura 109**, y su objetivo es identificar en términos generales la eficiencia vertical del proceso de inyección en cada una de las capas de la unidad T2.

Como lo muestra la **Figura 112**, gran parte de las capas recibieron inyección de agua en el 2018 a una velocidad mayor en comparación con el 2017. Las capas que no muestran un incremento significativo son la T2_62V y la T2_70, las cuales han empezado el proceso de inyección recientemente, por lo que las tasas de inyección asociadas son bajas en comparación a las demás capas.

4.3.6 Relación inyección-producción vs. Utilización. Este gráfico de monitoreo establece la relación entre la cantidad de agua inyectada y la cantidad de fluidos producidos, **Figura 113**.

En condiciones de sobre balance, cuando la cantidad de fluidos inyectados supera los producidos ($IWR > 1$), se asume que una porción del volumen inyectado se está perdiendo en las inmediaciones del patrón, aumentando la utilización de agua.

Por otra parte, en condiciones de bajo balance con un $IWR < 1$, la eficiencia de la inyección es mejor debido a que la producción de fluidos es mayor a la cantidad de agua inyectada. Sin embargo, es importante tener en cuenta que un valor de $IWR < 1$ no es garantía de una baja utilización, pues esta última dependerá de la cantidad de petróleo que se esté produciendo y no de la cantidad total de fluidos producidos.

Por ejemplo, pozos con alta producción de fluidos y altos cortes de agua posiblemente mostrarán un valor de IWR menor o cercano a 1, pero una utilización mucho mayor a 1.

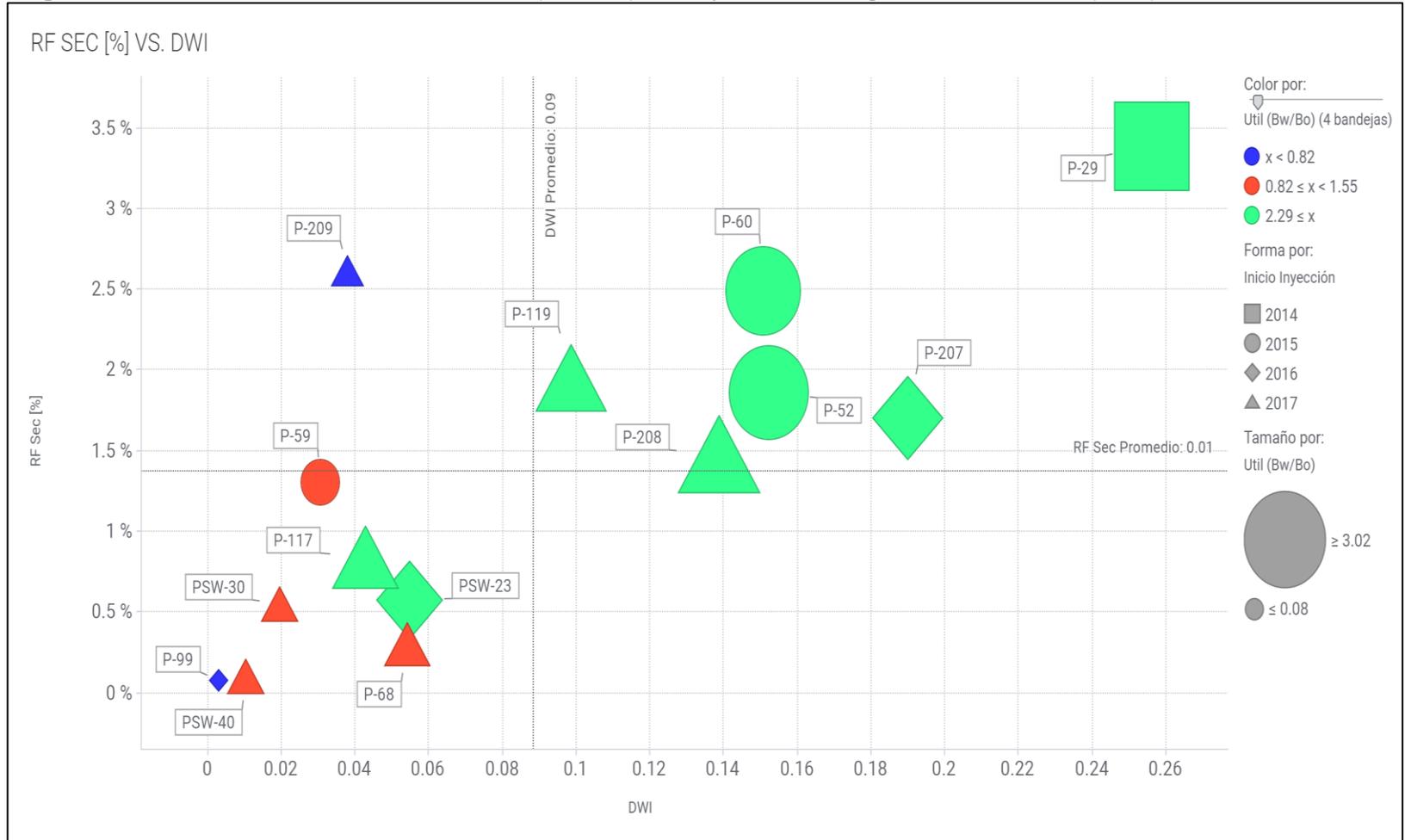
4.3.7 Razón de producción de petróleo vs. Inyección de agua adimensional. Aunque este gráfico no pertenece propiamente a la metodología desarrollada, se realizó con el objetivo de observar el comportamiento del OPR a medida que aumenta el volumen poroso inyectado.

Como se puede observar en la **Figura 114**, los patrones que presentan un DWI bajo tienden a mostrar un valor de OPR mayor a 1, es decir, que su rendimiento se encuentra por encima del esperado al inicio del proceso de inyección. Por otro lado, a medida que la inyección incrementa, el valor del OPR disminuye, indicando que el patrón se encuentra por debajo del rendimiento deseado.

4.3.8 Inyección de agua adimensional por patrón y capa – Unidad T2. Este gráfico permite observar en detalle la eficiencia vertical de barrido de cada una de las capas, correlacionando la inyección de una capa en particular con los patrones de inyección, **Figura 115**.

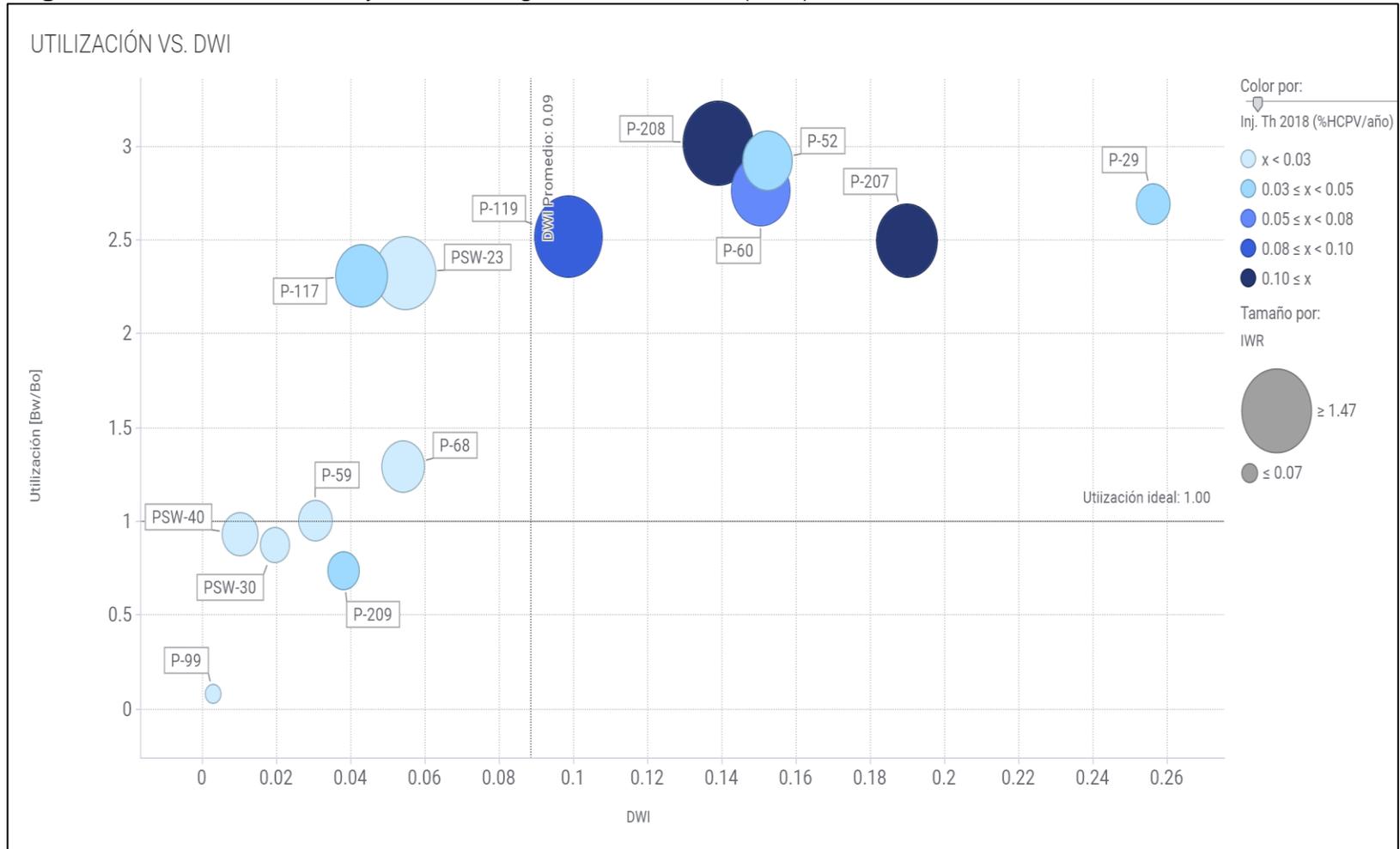
A continuación, se presentan los resultados del análisis gráfico realizado en Spotfire a partir de las variables adimensionales calculadas para cada uno de los patrones. La información presentada en estos gráficos se encuentra relacionada en la **Tabla 20** y **Tabla 21**.

Figura 108. Factor de recobro secundario (RF sec) vs. Inyección de agua adimensional (DWI).



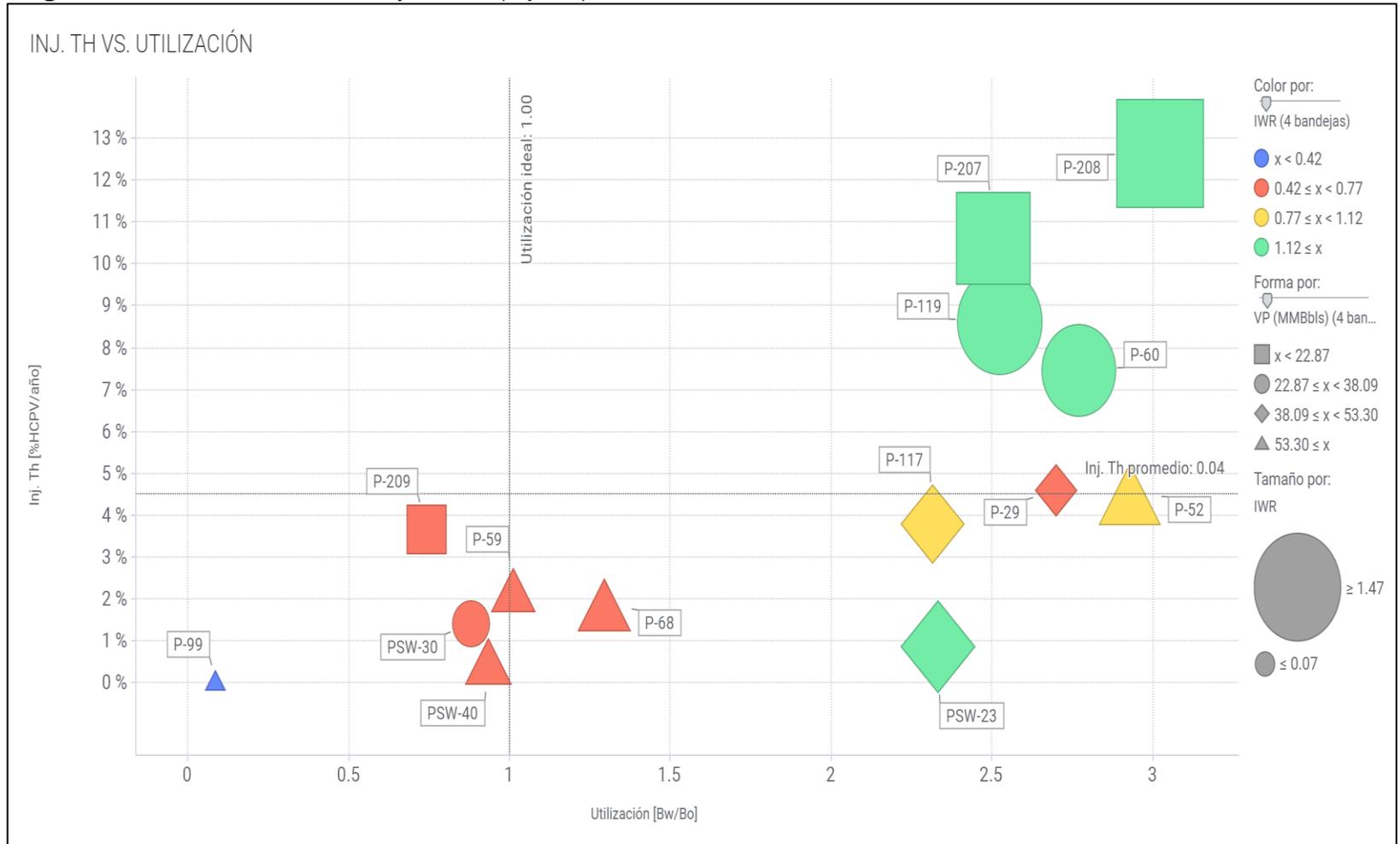
Fuente: Spotfire®, 2019.

Figura 109. Utilización vs. Inyección de agua adimensional (DWI).



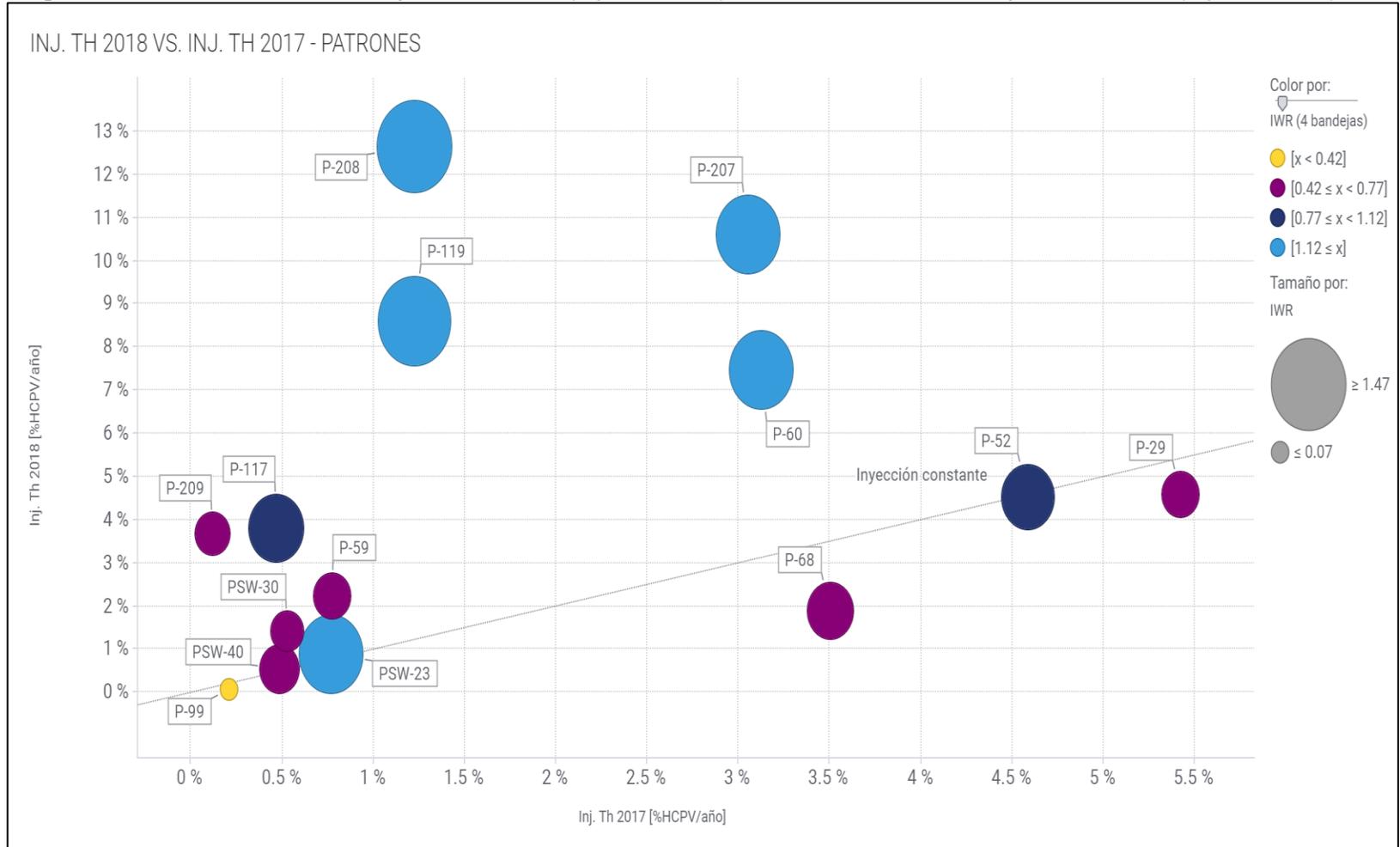
Fuente: Spotfire®, 2019.

Figura 110. Tasa efectiva de inyección (Inj. Th) vs. Utilización.



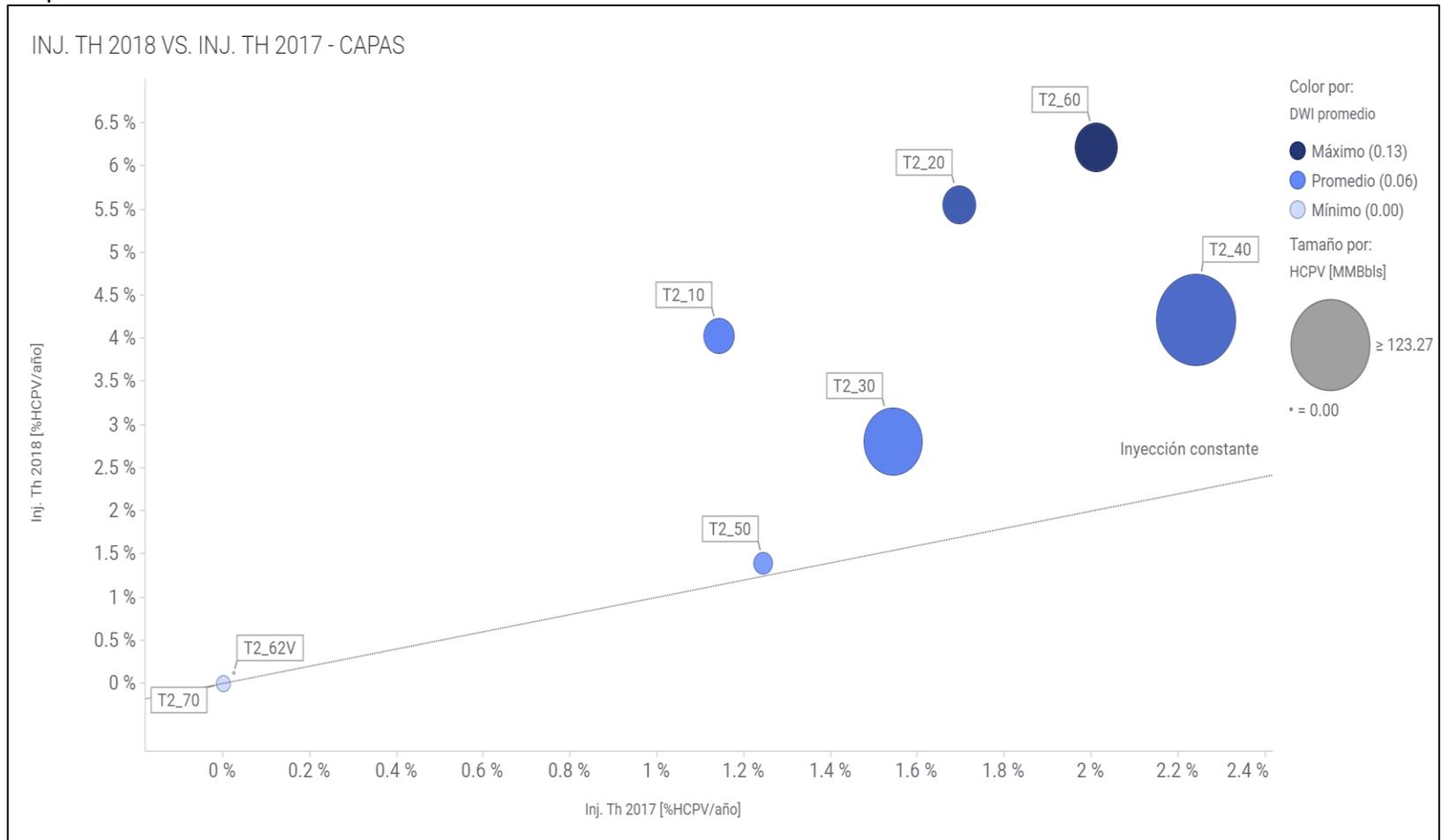
Fuente: Spotfire®, 2019.

Figura 111. Tasa efectiva de inyección 2018 (Inj. Th 2018) vs. Tasa efectiva de inyección 2017 (Inj. Th 2017).



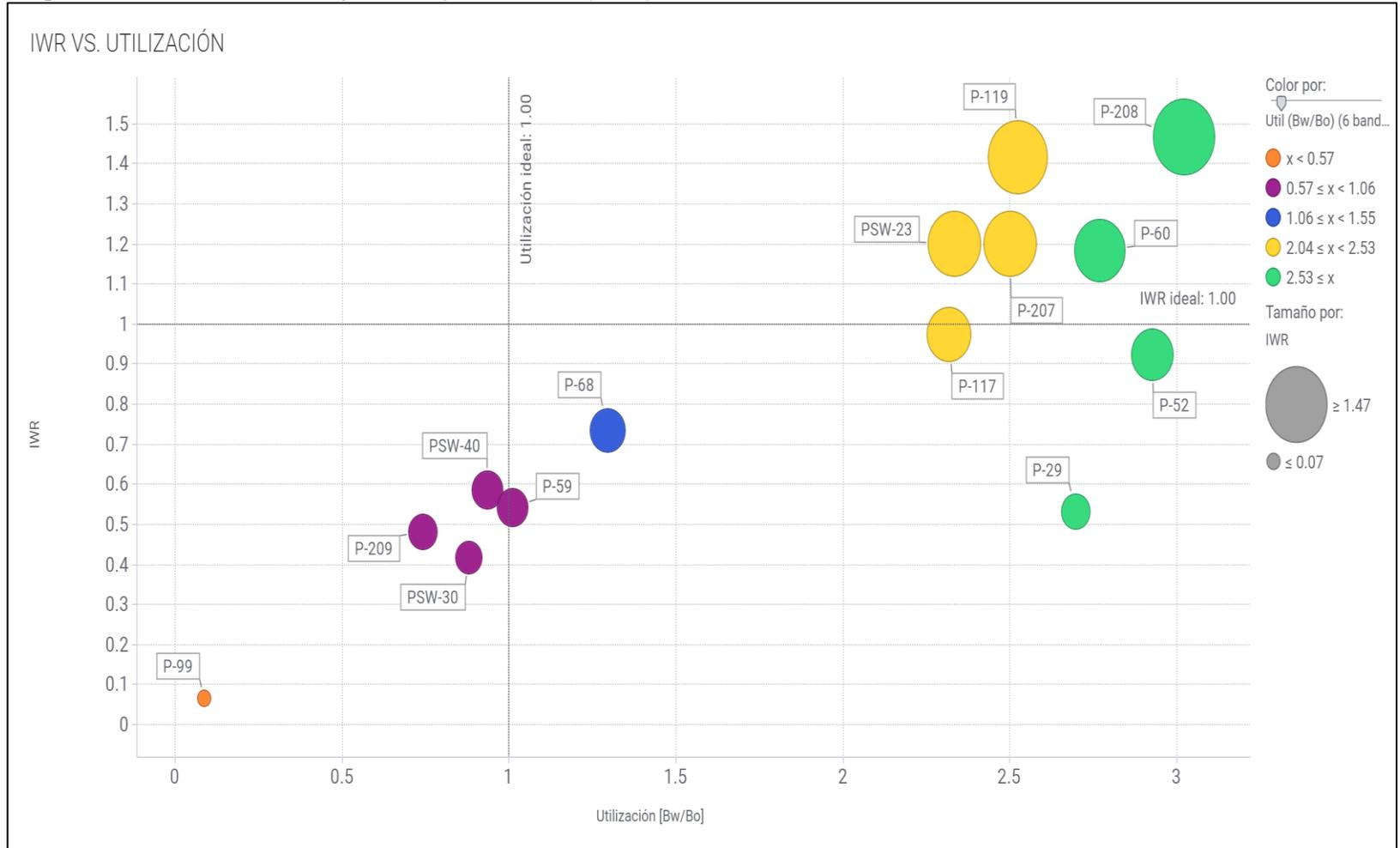
Fuente: Spotfire®, 2019.

Figura 112. Tasa efectiva de inyección 2018 (Inj. Th 2018) vs. Tasa efectiva de inyección 2017 (Inj. Th 2017) por capa - Unidad T2.



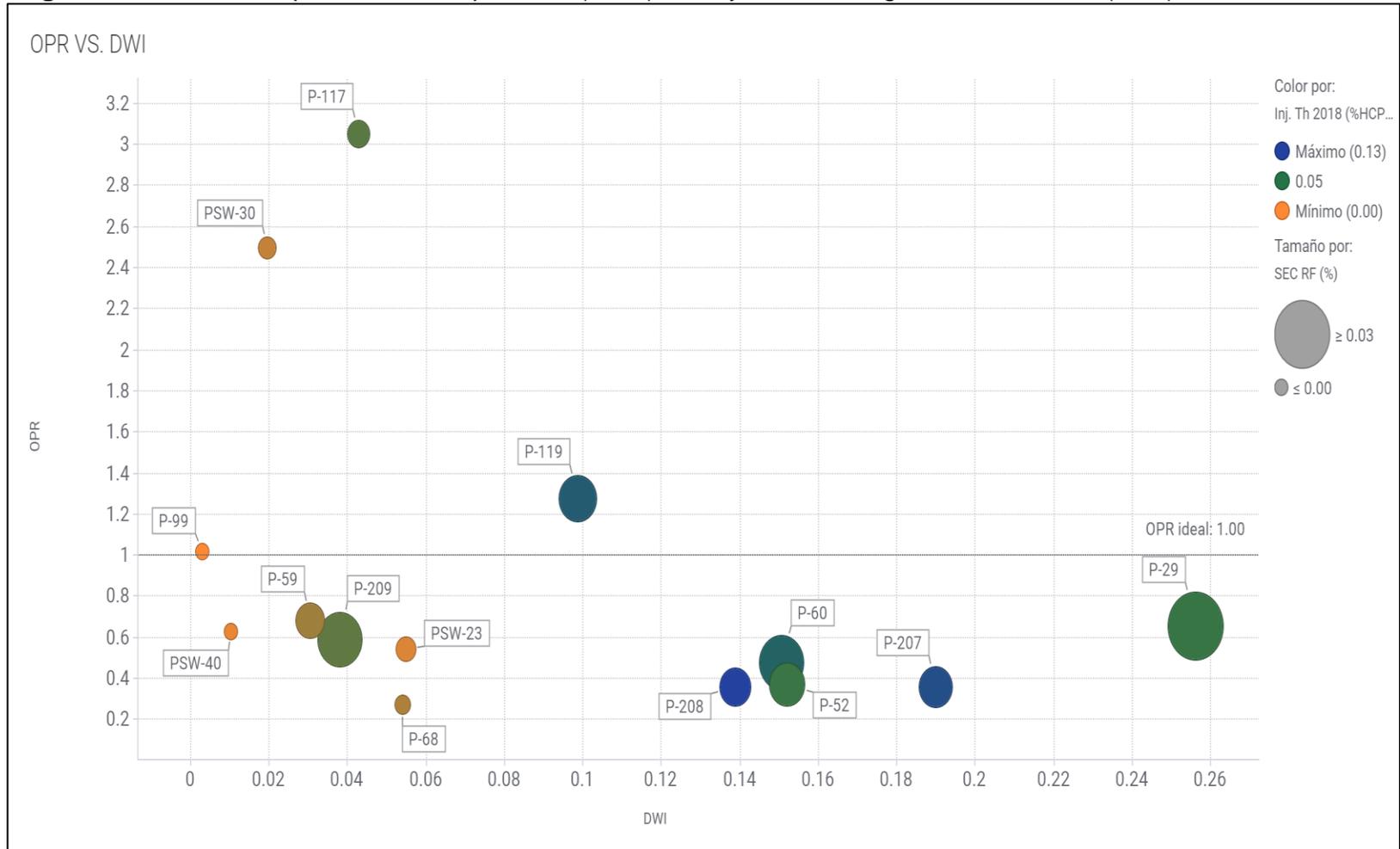
Fuente: Spotfire®, 2019.

Figura 113. Relación de inyección-producción (IWR) vs. Utilización.



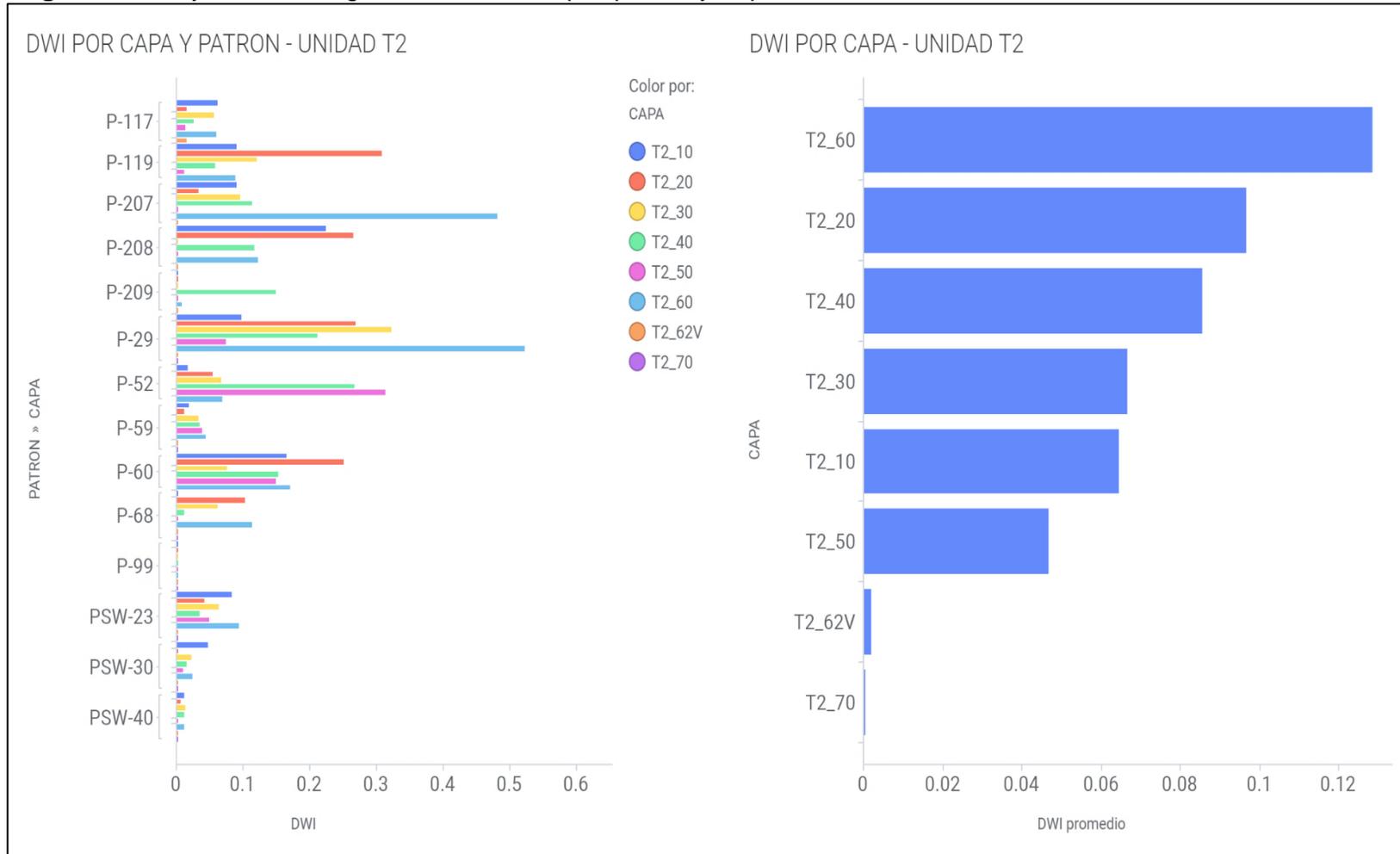
Fuente: Spotfire®, 2019.

Figura 114. Razón de producción de petróleo (OPR) vs. Inyección de agua adimensional (DWI).



Fuente: Spotfire®, 2019.

Figura 115. Inyección de agua adimensional por patrón y capa - Unidad T2.



Fuente: Spotfire®, 2019.

4.4 ANÁLISIS DE RESULTADOS

A partir de los gráficos generados en Spotfire y de la información disponible de inyección y producción de cada uno de los patrones, durante el periodo de tiempo comprendido entre enero de 2014 a diciembre de 2018, se identificaron los siguientes factores que disminuyen la eficiencia del proceso de inyección de agua en el campo de estudio.

4.4.1 Tasa de inyección de los patrones P-207 y P-208. Uno de los factores que afecta significativamente la eficiencia del piloto es la tasa de inyección, pues a partir del análisis realizado, se identificaron ciertas anomalías relacionadas con este factor en los patrones P-207 y P-208.

En primer lugar, el patrón P-207 presenta un factor de recobro secundario (RF sec) de 1.71% con 0.19 volúmenes porosos inyectados (DWI), y el patrón P-208 presentó un factor de recobro secundario (RF sec) de 1.48% con 0.14 volúmenes porosos inyectados (DWI) (véase **Figura 108**). Estos valores muestran un bajo rendimiento en comparación a patrones con un DWI similar de la misma zona del yacimiento como el P-119 y el P-60, cuyos factores de recobro secundario son similares (1.96% y 2.50% respectivamente) siendo estos últimos patrones de 40 acres. De acuerdo a esto, se esperaría que patrones con un espaciamiento 4 veces menor (10 acres) como el P-207 y P-208 mostraran un factor de recobro secundario significativamente mayor a 0.15 volúmenes porosos inyectados.

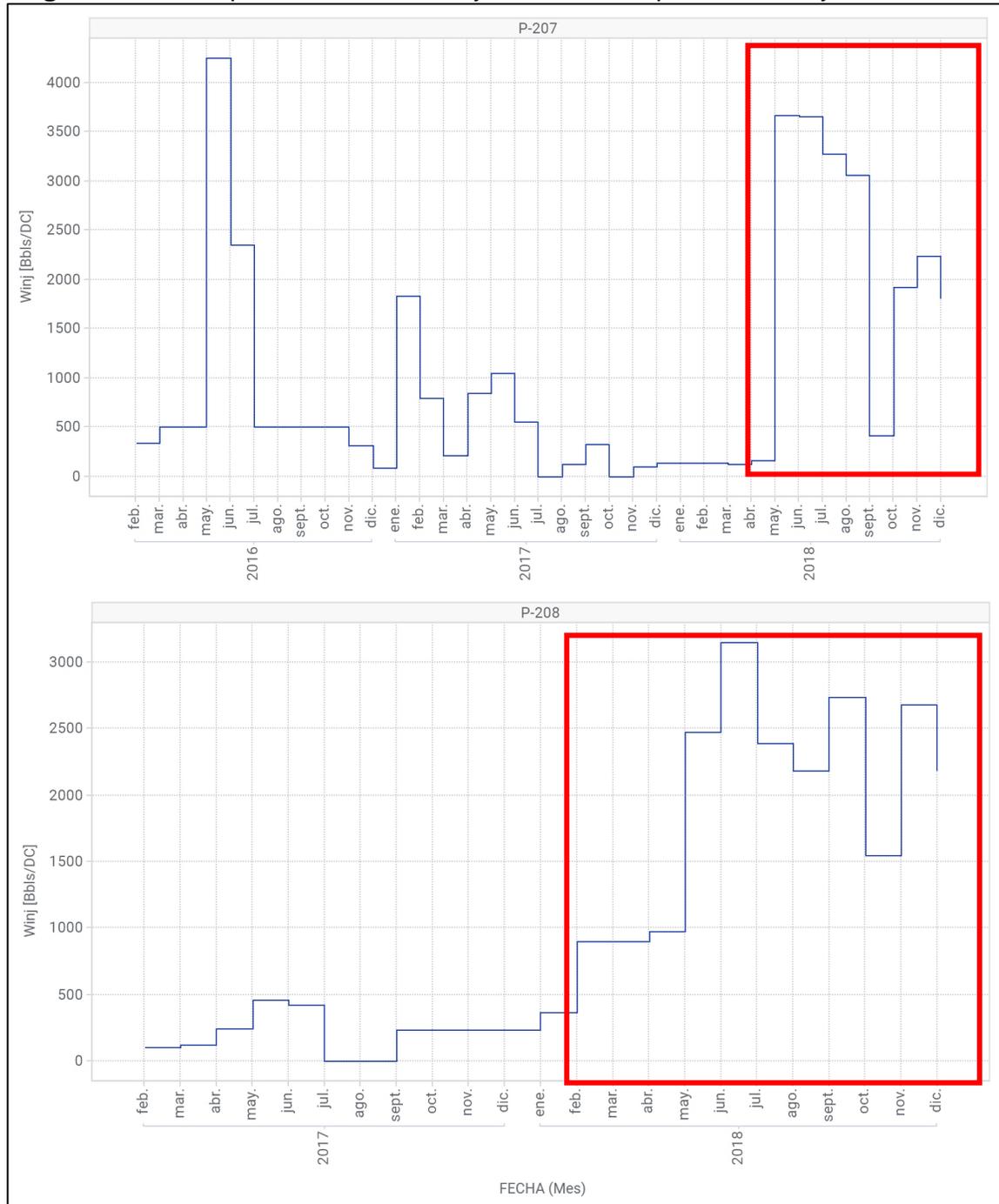
Por otra parte, los patrones P-207 y P-208 son dos de los patrones con mayor utilización de agua, pues inyectan 2.50 y 3.02 veces el volumen de petróleo incremental producido (véase **Figura 109**). Tras realizar un análisis detallado del comportamiento de producción e inyección de estos patrones, se identificaron canalizaciones prematuras en los pozos productores de primera línea de cada patrón.

En la **Figura 116**, se muestra el comportamiento de la tasa de inyección de los pozos P-207 y P-208, donde se observa con claridad el aumento en la tasa de inyección para el año 2018 (recuadro rojo en la figura), alcanzando un valor entre 2,000 a 3,500 BWIPD.

En ese mismo periodo de tiempo, se observa un incremento súbito en la producción de agua de todos los pozos asociados a estos patrones. Para ejemplificar dicha afirmación se muestra el comportamiento de la producción de los pozos P-212 y P-57 (véase **Figura 117**) y los pozos P-211 y P-58 (véase **Figura 118**), pozos que se encuentran a un espaciamiento de 10 acres de los pozos inyectoros y cuya producción de petróleo incremental está asociada únicamente a la inyección de estos pozos. La canalización temprana del agua en los pozos asociados a estos patrones puede estar directamente relacionada a un problema de digitación

viscosa, causado por las altas tasas de inyección en patrones con un espaciamento reducido.

Figura 116. Comportamiento de la inyección de los pozos P-207 y P-208.



Fuente: Spotfire®, 2019.

Figura 117. Comportamiento de producción de los pozos P-212 y P-57.



Fuente: Spotfire®, 2019.

Figura 118. Comportamiento de la producción de los pozos P-211 y P-58.



Fuente: Spotfire®, 2019.

La tasa de inyección es uno de los principales problemas que afrontan estos patrones, ya que son los que mayor velocidad de inyección manejan a la fecha; el P-207 con una inyección del 10.62% HCPV/año y el P-208 con 12.65% HCPV/año, valores muy por encima del promedio de inyección que está cercano al 4.50% HCPV/año (véase **Figura 110**). Teniendo en cuenta que el yacimiento es de crudo pesado, con viscosidades cercanas a los 250 cP en la zona central, no es nada extraño pensar que el caudal de producción de petróleo se encuentre rezagado frente a la inyección, de modo que esta tasa de inyección justifica notoriamente los altos valores de utilización exhibidos.

De igual forma, los patrones P-207 y P-208 presentan valores altos de relación inyección-producción en comparación a los demás patrones asociados al piloto; alcanzando valores de IWR cercanos a 1.2 y 1.5 (véase **Figura 113**). Esto claramente muestra que estos patrones están produciendo una cantidad de fluidos significativamente menor a la cantidad de agua que se inyecta. Además, del total de fluidos producidos cerca del 50% es agua.

Con base en el análisis realizado, se puede afirmar que tasas de inyección superiores a 2,000 BWIPD afectan el rendimiento de los patrones P-207 y P-208, ya que el espaciamiento entre pozos es muy pequeño (10 acres) y la respuesta de los pozos productores no es suficiente para que el desplazamiento de petróleo sea eficiente. Cabe resaltar que la mayoría de los pozos pertenecientes a estos patrones, se encuentran asociados a otros patrones como el P-59, P-117 y P-60. Este último ha visto perjudicado su rendimiento ya que los dos pozos que comparte con el patrón P-207 también se canalizaron (véase **Figura 118**).

4.4.2 Tipo de fluido inyectado en los patrones P-52 y P-29. Los patrones de inyección de agua empleados en el campo de estudio muestran comportamientos variables que van acorde a su espaciamiento, fecha de entrada en operación, caudales de inyección, tiempos operativos y tipo de fluido inyectado. Este último marca una diferencia importante en lo que a métodos de recobro secundario y terciario en campos de crudo pesado se refiere.

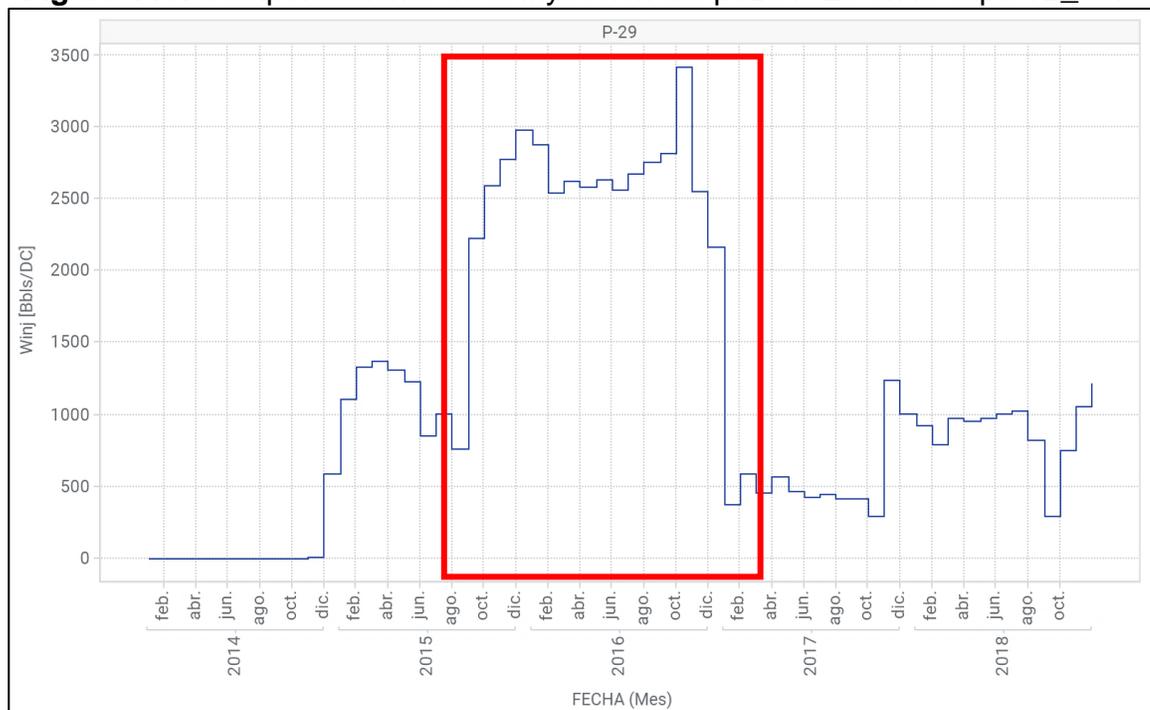
El propósito de la inyección de agua y la inyección de polímero es mejorar el barrido de petróleo en el medio poroso una vez que la recuperación primaria deja de ser eficiente. Para el caso del campo de estudio, los patrones P-29 y P-52 permiten evaluar y comparar la eficiencia de barrido que generan ambas tecnologías. A partir de los gráficos empleados en la metodología propuesta por Simmons y Falls se identificaron factores que influyen en el comportamiento de ambos patrones. Cabe resaltar que los patrones solo tienen una diferencia temporal de 4 meses desde su respectiva fecha de entrada, por lo que el tiempo de operación no genera una variabilidad representativa en el análisis.

Como se observa en la **Figura 108**, el patrón P-29 presenta un factor de recobro secundario (RF sec) de 3.39% con 0.256 volúmenes porosos inyectados (DWI),

mientras que el patrón P-52 apenas alcanza 1.87% de factor de recobro secundario con 0.152 volúmenes porosos inyectados (DWI). Si se realiza una extrapolación lineal al tiempo en el que ambos patrones alcancen 1 VPI, el patrón P-29 y el P-52 podrían alcanzar un factor de recobro secundario de 13.2% y 12.3% respectivamente. Con base en la tendencia mostrada en dicha figura, el rendimiento de ambos patrones es muy similar.

En términos de utilización, el patrón P-52 empleó 2.93 barriles de agua para movilizar un barril de petróleo hacia los productores, mientras que el P-29 requirió de 2.70 barriles de agua (véase **Figura 109**). Esto permite ver que la eficiencia de desplazamiento de petróleo entre ambos patrones es similar. Una de las principales razones para que se presenten altos valores de utilización es la ruptura del agua en los pozos productores asociados a cada patrón. Por ejemplo, a mediados de 2016 se presentó una canalización general del patrón P-29, tiempo en el que la tasa de inyección de agua en la capa T2_60 del pozo inyector aumento hasta alcanzar un valor mayor a los 2,500 BWIPD, **Figura 119** y **Figura 120**.

Figura 119. Comportamiento de la inyección del pozo P-29 en la capa T2_60.



Fuente: Spotfire®, 2019.

Figura 120. Comportamiento de producción del patrón P-29.



Fuente: Spotfire®, 2019.

A diferencia de los otros pozos señalados en la **Figura 120**, el pozo P-54 presentó un incremento en el corte de agua para el año 2015, como respuesta al proceso inicial del pozo P-29, sin embargo, tras el aumento en la tasa de inyección del pozo P-29, el corte de agua pasó de un 54% en el año 2015 a 83% en 2016, el cual se ha mantenido hasta la fecha. Por los motivos presentados anteriormente, el patrón P-29 disminuyó su tasa de producción de petróleo incremental, provocando un aumento en la utilización del patrón.

Con relación al patrón P-52, este patrón también vio afectada su producción de petróleo por el aumento en la tasa de inyección del pozo P-29, pues comparte uno de los pozos canalizados con el patrón (el pozo P-56). Adicionalmente, otros pozos de este patrón presentaron problemas de operación que hasta la fecha no han sido

solucionados. Sin embargo, la alta tasa de inyección de polímero (aproximadamente 5,000 BWIPD) y la buena respuesta de algunos pozos productores asociados, permitió mantener los caudales de producción de petróleo estables.

Por otra parte, se observa que la velocidad de inyección de ambos patrones es de aproximadamente 4.5% HCPV/año, sin embargo, como la relación de movilidad (M) es mayor cuando se inyecta agua en comparación a la inyección de polímero, la probabilidad de que ocurra una digitación viscosa a una misma tasa de inyección es mucho mayor (véase **Figura 110**). Lo anterior permite entender porque se presentó una canalización de los pozos en el patrón P-29 a diferencia del patrón P-52, si ambos patrones manejan velocidades de inyección similares.

Al observar el comportamiento de los patrones en relación a los fluidos inyectados y producidos (véase **Figura 113**), se puede apreciar que el valor de IWR de ambos patrones es menor a 1; el P-52 con un IWR de 0.924 y el P-29 con 0.534. Este comportamiento es bastante favorable para la inyección, pues idealmente, una relación de 1 implica un sistema balanceado en donde la misma cantidad de fluido que se inyecta equivale a la cantidad de fluido que se produce. Este resultado indica una buena conectividad entre los pozos inyectores y productores, lo que favorece también el barrido de las capas.

A pesar de tener valores de IWR menores a 1, la razón de producción de petróleo no cumple en su totalidad con las expectativas planteadas al inicio del proyecto (véase **Figura 114**). En primer lugar, la canalización del patrón P-29 generó una disminución en la recuperación de petróleo incremental, la cual no se tenía contemplada al inicio del proyecto, por lo que encuentra sentido el resultado mostrado en la figura. Por otra parte, el patrón P-52 no ha operado a las condiciones planteadas al inicio de la inyección, ya que el pozo P-94 no ha podido entrar en funcionamiento por problemas de producción de sólidos.

En la **Figura 115** se puede apreciar que el patrón P-29 ha inyectado principalmente en la capa T2_60 por lo que gran parte de la producción incremental se ve relacionada al barrido en esta capa, mientras que el P-52 realiza inyección de polímero en dos capas de la unidad T2: la T2_40 y T2_50. Por tal motivo, es factible que el factor de recobro del patrón P-52 este asociado a una buena admisibilidad del polímero en esas dos capas.

En la **Tabla 22** se presenta una comparación de los parámetros evaluados para cada uno de los patrones mencionados en esta sección. Los resultados marcaron evidenciaron un rendimiento similar del patrón P-52 (inyección de polímero) con relación al patrón P-29 (inyección de agua).

Tabla 22. Comparativo de los patrones P-29 y P-52 (Tipo de fluido inyectado).

Variable Adimensional	P-29 (Agua)	P-52 (Polímero)
RF sec.	3.39%	1.87%
DWI	0.256	0.152
RF sec. @ 1 DWI	0.132	0.123
Utilización	2.697	2.927
Inj. Th.	4.60%	4.52%
IWR*	0.534	0.924
OPR	0.655	0.373

Fuente: elaboración propia.

El IWR (*) del patrón P-29 es mejor en comparación al IWR del patrón P-52 porque el primero ha producido casi 2 millones de barriles de agua más que el último, de modo que es un factor engañoso si se utiliza como referencia para la evaluación del tipo de fluido inyectado.

Tras el análisis realizado, el rendimiento de ambas tecnologías es similar en cuanto a recuperación de petróleo se refiere, sin embargo, el polímero como fluido de inyección presenta algunos beneficios frente al agua de formación, pues permite postergar la canalización del agua en el yacimiento como consecuencia del aumento en la viscosidad del fluido, mejorando la relación de movilidad en el yacimiento y permitiendo un barrido uniforme en comparación al agua convencional, consiguiendo que la producción de agua asociada disminuya en un 40%.

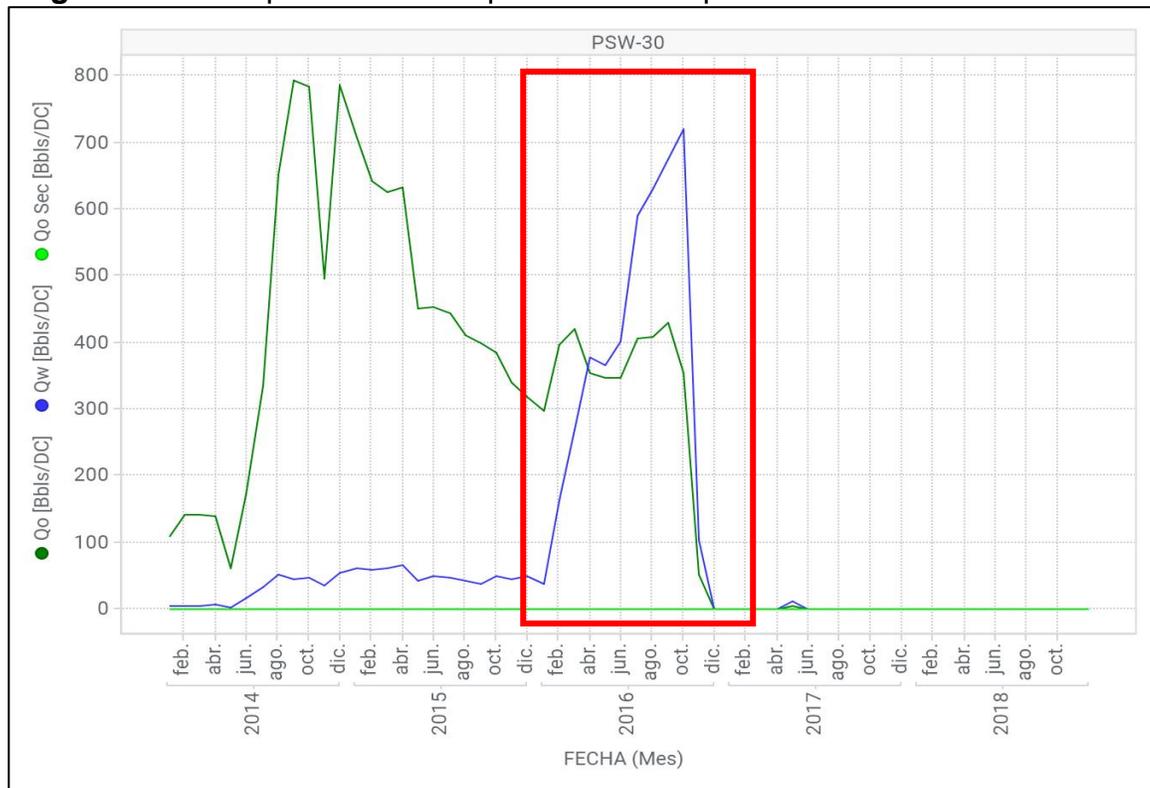
4.4.3 Espaciamiento en los patrones PSW-23 y PSW-30. El espaciamiento de los pozos en campos de crudo pesado resulta ser un factor determinante para el rendimiento de los mismos. Para la evaluación de este factor se tomará en consideración los dos patrones de inyección de agua ubicados en la zona suroeste del campo, el PSW-23 y PSW-30.

La principal diferencia entre estos dos patrones es el tiempo de inicio de la inyección y el volumen poroso asociado a cada uno. En primer lugar, el patrón PSW-23 inició el proceso de inyección en enero del año 2016 y su volumen poroso es de 44.125 MMbbls, por otra parte, el patrón PSW-30 inició la inyección en julio del año 2017 y su volumen poroso es de 23.923 MMbbls.

Es importante tener en cuenta que la viscosidad en la zona suroeste del campo (800 cP) es mucho mayor que en la zona centro (250 cP), sin embargo, como ambos patrones se encuentran en la misma zona, la viscosidad no será un factor que distorsione los resultados obtenidos para estos patrones.

Al inicio de la inyección del patrón PSW-23, el pozo PSW-30 hacía parte de la primera línea de pozos productores de ese patrón, sin embargo, este pozo presentó canalización en la etapa inicial de la inyección (véase **Figura 121**), Ya se tenía prevista la conversión de este pozo a inyector mucho antes de que esto ocurriera, sin embargo, la canalización apresuró este proceso.

Figura 121. Comportamiento de producción del pozo PSW-30.



Fuente: Spotfire®, 2019.

Ahora bien, entrando en el análisis de ambos patrones, el rendimiento del patrón PSW-30 es mejor en términos de factor de recobro secundario y de volúmenes porosos inyectados. Por un lado, el RF sec del patrón PSW-30 es 0.55% con apenas un 2% del volumen poroso inyectado, mientras que el patrón PSW-23 presenta un RF sec de 0.57% con un 5.5% del volumen poroso inyectado (véase **Figura 108**). De entrada, puede afirmarse que el PSW-30 ha recuperado una cantidad de petróleo asociado a la inyección similar al PSW-23 con una cantidad menor de agua inyectada, y aunque los volúmenes de inyección para ambos patrones son bastante pequeños, ya se empieza marcar una tendencia en cuanto al rendimiento de cada uno de ellos.

Por otro lado, existe una diferencia importante en la utilización del PSW-30 con respecto al PSW-23. El PSW-30 alcanza un valor de utilización cercano a 0.9, indicando que produce mayor cantidad de petróleo incremental en relación a la cantidad de agua inyectada, lo que se traduce en un rendimiento sobresaliente. A diferencia del PSW-30, el patrón PSW-23 presenta una utilización superior a 2, por lo que su rendimiento es mucho menor en cuanto al aprovechamiento de los volúmenes de agua inyectada (véase **Figura 109**).

En términos de velocidad de inyección, el patrón PSW-30 muestra un resultado sobresaliente en comparación al patrón PSW-23 (véase **Figura 110**). Como se puede observar en dicha gráfica, el PSW-30 se encuentra inyectando un poco más de 1% HCPV/año, manteniendo una utilización menor a 1. Debido a que la viscosidad del petróleo en esta zona es alta (800 cP), la tasa de inyección debe ser menor a las tasas de inyección manejadas en la zona centro del campo.

Contrario a los resultados del PSW-30, el patrón PSW-23 no muestra un rendimiento adecuado en relación a la velocidad de inyección de agua, ya que a pesar de que es menor a la tasa del PSW-30 (0.88% HCPV/año), su utilización es mucho más alta, es decir que, aunque la velocidad de inyección de agua es baja, la respuesta de los pozos productores asociados es pobre y no alcanza a equiparar el caudal de inyección. A continuación, se presenta la relación de inyección-producción de ambos patrones, tomando como referencia el pozo productor de mayor caudal en cada patrón, **Figura 122** y **Figura 123**.

El pozo PSW-29 presenta una respuesta favorable a la inyección, mostrando un incremento en la producción de petróleo, a pesar de que el corte de agua alcance un valor del 60%. Por el contrario, aunque en un inicio la respuesta del patrón PSW-24 era favorable, con el tiempo ha presentado una fuerte caída en la producción de petróleo, que no responde adecuadamente a la inyección continua del pozo PSW-23.

La distribución de volumen poroso asignado al patrón es una de las causas de la baja eficiencia del PSW-23, ya que en un área de patrón tan grande (40 acres), es posible que el agua encuentre canales de alta permeabilidad en direcciones arbitrarias dentro del patrón. Por otra parte, dado que el petróleo en esta zona es altamente viscoso, existe un riesgo potencial de una digitación viscosa. Con base en el análisis del patrón PSW-30, implementar patrones que no superen un volumen poroso de 25 MMbbls permitiría realizar un seguimiento adecuado del desplazamiento del agua en el medio poroso, asegurando una respuesta efectiva en los pozos productores y optimizando el rendimiento del patrón.

Figura 122. Comparativo de respuesta del patrón PSW-30.



Fuente: Spotfire®, 2019.

Figura 123. Comparativo de respuesta del patrón PSW-23.



Fuente: Spotfire®, 2019.

4.4.4 Selectividad de los pozos P-59 y P-60. Los patrones P-59 y P-60 presentan similitudes que permiten realizar una comparación a nivel de rendimiento. En primer lugar, cuentan con el mismo espaciamiento entre pozos (40 acres), comparten 2 pozos productores (P-162 y P-27), y se encuentran en el mismo bloque del campo, por lo que las propiedades petrofísicas y de fluidos no varían significativamente. Con base en el análisis de variables adimensionales, el patrón P-59 muestra un rendimiento mayor en comparación al P-60. A continuación, se exponen las razones que soportan dicha afirmación.

En primer lugar, el patrón P-59 presenta un factor de recobro secundario de 1.30% con apenas un 3% del volumen poroso inyectado. Mientras que el patrón P-60 tiene un factor de recobro de 2.50% con un 15% del volumen poroso inyectado (véase **Figura 108**). Con base en los resultados obtenidos, el patrón P-59 presenta una mayor eficiencia en el proceso de inyección en cuanto a la relación de petróleo recuperado y cantidad de volúmenes porosos inyectados.

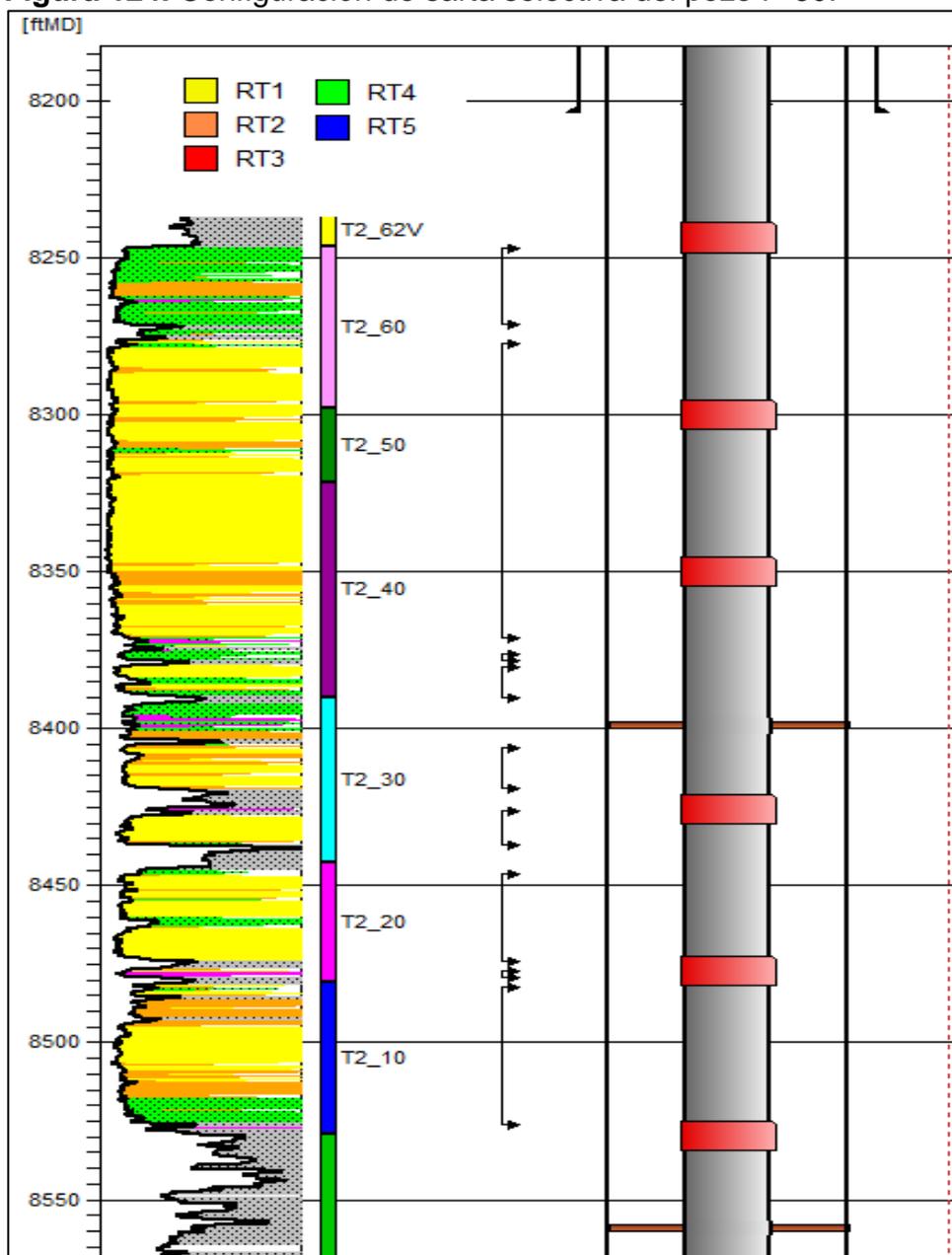
Por otra parte, la utilización del patrón P-60 es 2.7 veces mayor que la del P-59 (véase **Figura 109**), por lo que el primer patrón debe inyectar mayor cantidad de agua para producir la misma cantidad de petróleo. La alta utilización del patrón P-60 puede estar relacionada a la velocidad de inyección, ya que, mientras el P-59 maneja una velocidad cercana a 2.2% HCPV/año, el patrón P-60 supera el 7% HCPV/año (véase **Figura 110**). Adicionalmente, la canalización de los pozos P-58, P-211 y P-27 generó un aumento en el corte de agua del patrón, disminuyendo el caudal de petróleo producido.

Tras revisar la configuración de la sarta de los pozos inyectoras, se observa una baja selectividad en el pozo P-60, lo que puede estar afectando negativamente la eficiencia vertical de la inyección en las distintas capas de la unidad T2. **La Figura 124** presenta la configuración de la sarta de inyección del pozo P-60, donde se puede observar que las capas T2_60, T2_50 y T2_40 reciben agua de los mismos mandriles, con una tasa de inyección total de 2,500 BWIPD para finales de 2018.

En general, la distribución de agua por zonas está determinada por la apertura de dichos mandriles, sin embargo, la distribución de agua por capa dependerá de la transmisibilidad (kh) de cada una de estas. Dado que los tipos de roca predominantes en la capa T2_40 son RT1 ($k > 5$ Darcies) y RT2 (k entre 2 y 5 Darcies), una cantidad importante de agua inyectada fluye por esa capa.

En este sentido, se puede afirmar que la incertidumbre en la distribución de inyección por capa no permite tener un control adecuado de la eficiencia vertical. Adicionalmente, ya que no se cuenta con registros PLT de los pozos productores asociados, no es posible discriminar el aporte de producción de cada una de las capas, causando incertidumbre en la determinación del frente de avance del agua inyectada.

Figura 124. Configuración de sarta selectiva del pozo P-60.

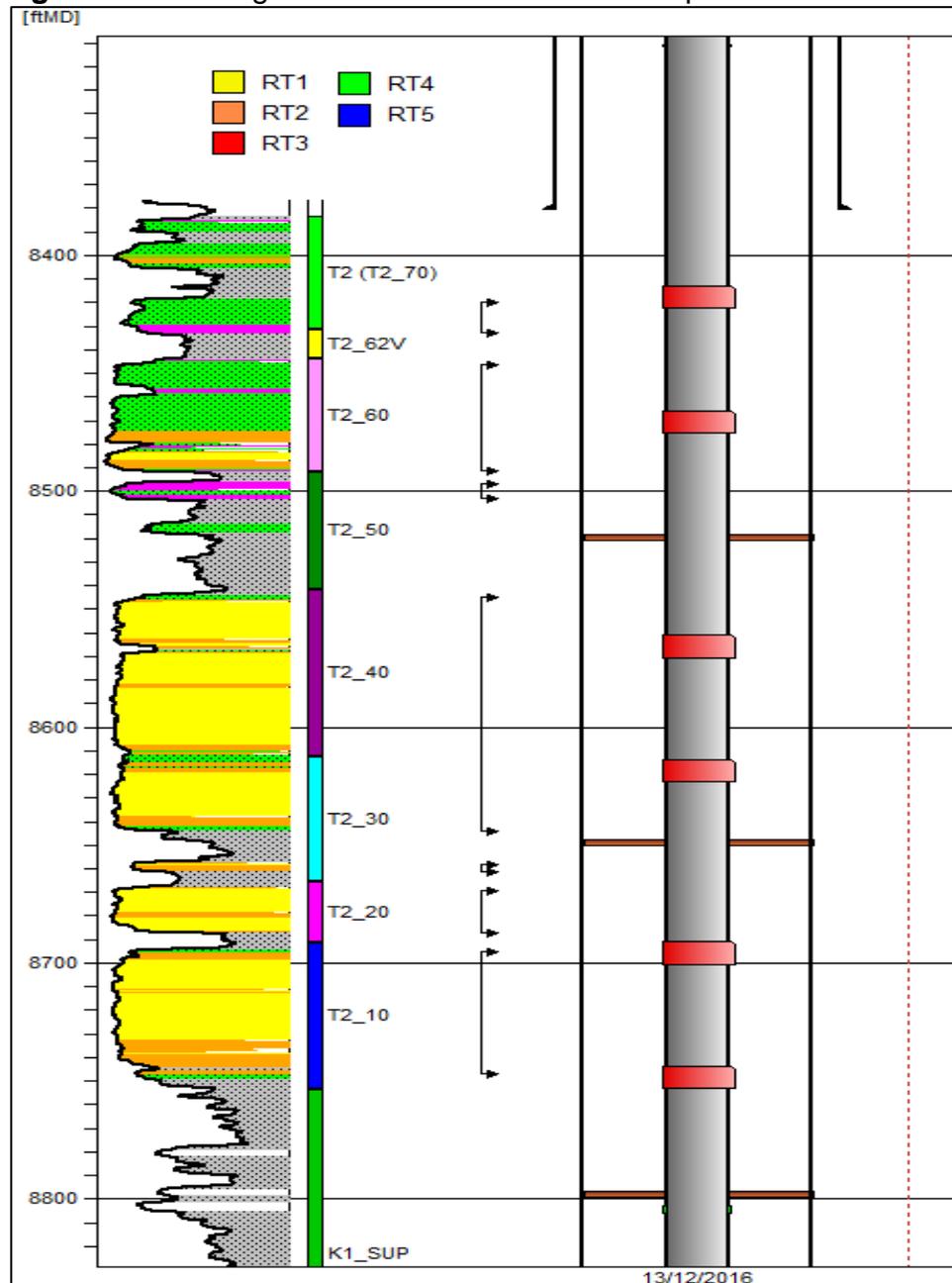


Fuente: Sahara®, 2019.

Por otra parte, la configuración de la sarta del pozo P-59 muestra una selectividad mayor, asociando capas con características petrofísicas similares, lo que en teoría permite obtener una distribución equitativa de los volúmenes de agua inyectados por los mandriles, **Figura 125**. Asimismo, el registro gamma ray (GR) muestra una sección de arena más homogénea en comparación al registro del pozo P-60, especialmente a la profundidad de las capas T2_30 y T2_40.

Lo anterior supone una baja eficiencia vertical en el pozo P-60, teniendo una mayor admisibilidad en la capa T2_40 en comparación a las capas T2_50 y T2_60. Quizás la capa más afectada sea la T2_50, ya que su distribución de facies presenta poca continuidad lateral, a diferencia de las capas T2_40 y T2_60, las cuales están constituidas principalmente por arenas masivas.

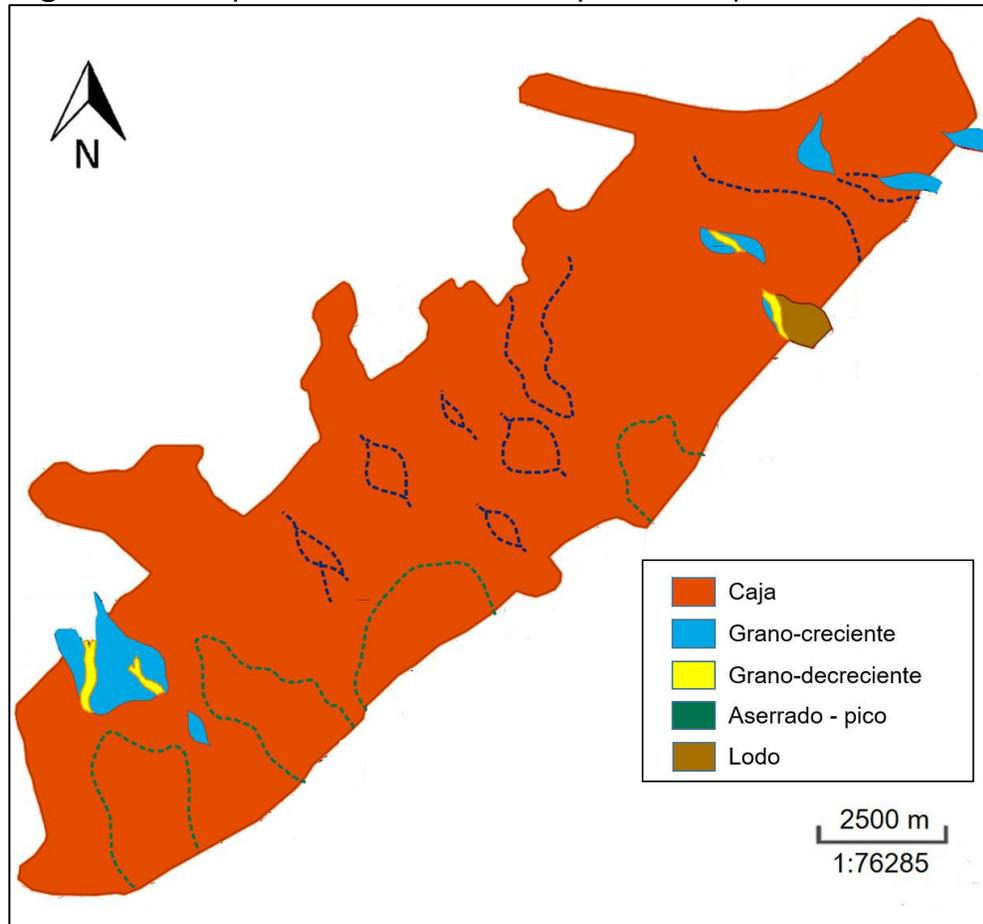
Figura 125. Configuración de sarta selectiva del pozo P-59.



Fuente: Sahara®, 2019.

A continuación, se presentan los mapas de electro facies de las capas previamente mencionadas, con el objetivo de apreciar la continuidad lateral de cada una. Cabe resaltar que los mapas de electro facies se obtienen mediante la correlación de los registros gamma ray (GR) de cada uno de los pozos ubicados en una zona determinada.

Figura 126. Mapa de electro facies al tope de la capa T2_40.



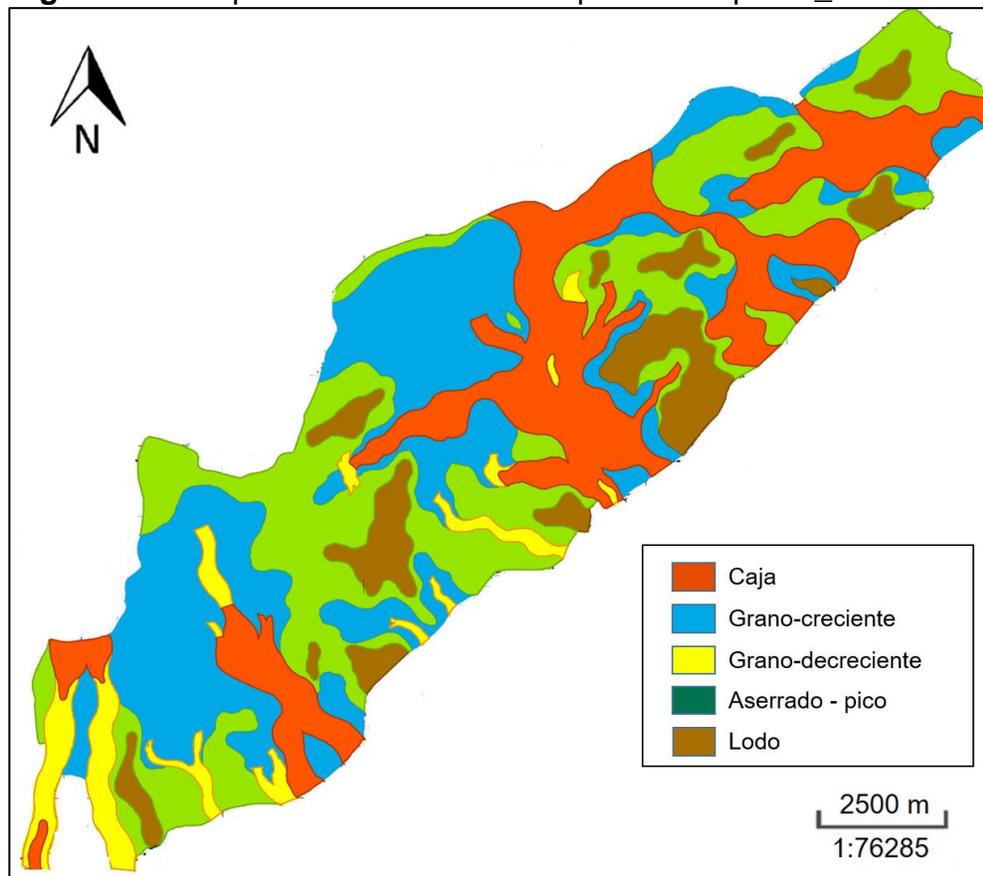
Fuente: ECOPETROL S.A, 2019.

De la **Figura 126**, los términos relacionados en la convención se definen a continuación:

- ✓ **Caja:** hace referencia a un paquete de arena limpia en el registro de gamma ray que presenta un alto grado de homogeneidad.

- ✓ **Grano-creciente:** secuencia de depositación caracterizada por un aumento en la velocidad de transporte de los sedimentos (gradación inversa), donde los sedimentos de mayor tamaño se depositan sobre los sedimentos más finos.
- ✓ **Grano-decreciente:** secuencia de depositación caracterizada por una disminución en la velocidad de transporte de los sedimentos (gradación normal), donde los sedimentos de menor tamaño se depositan sobre los de mayor tamaño.
- ✓ **Aserrado – pico:** es una secuencia de depositación caracterizada por la intercalación de sedimentos finos y gruesos.
- ✓ **Lodo:** secuencia de depositación de material de tamaño de grano fino (limo), el cual presenta un alto grado de homogeneidad. Esta secuencia actúa como sello entre las distintas facies.

Figura 127. Mapa de electro facies al tope de la capa T2_50.

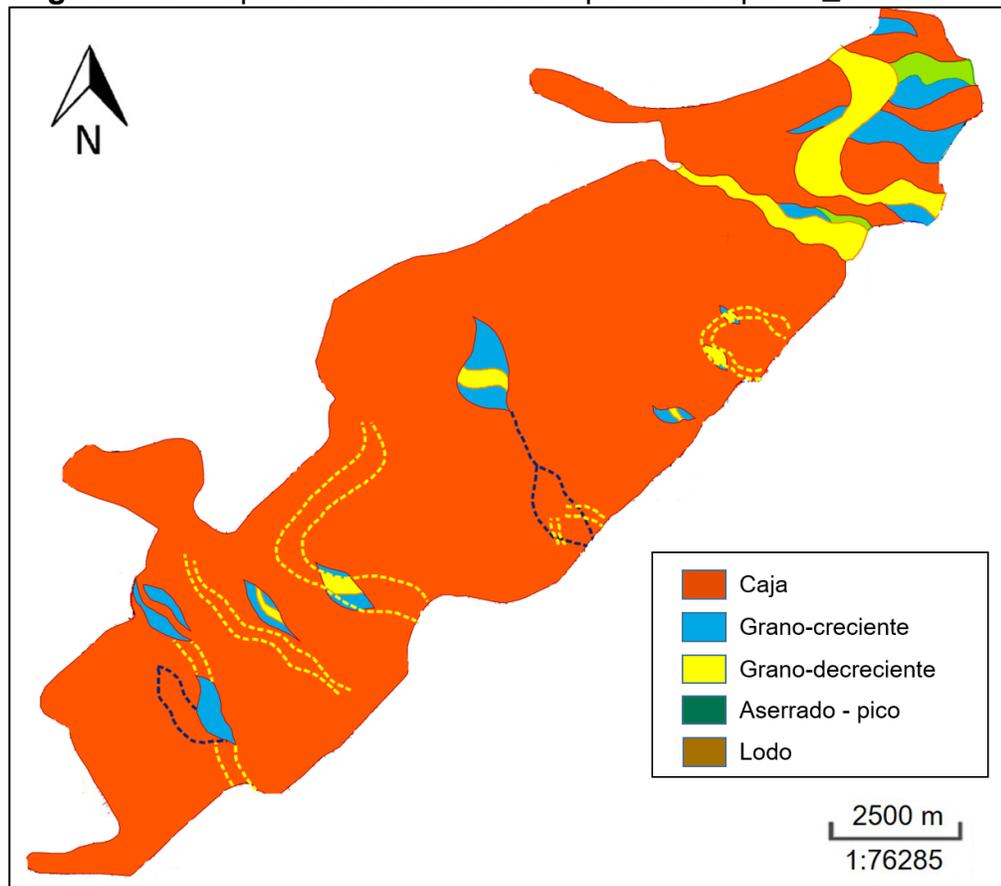


Fuente: ECOPETROL S.A, 2019.

La mayor parte del área de la capa T2_40 es un paquete de arena limpia, lo que permite que la conectividad entre los pozos productores e inyectores a lo largo de su extensión sea la adecuada, **Figura 126**. Adicionalmente, este paquete es ideal para el almacenamiento de petróleo, por lo que una gran cantidad de petróleo puede estar alojado en esta capa.

A diferencia de la capa T2_40, la T2_50 presenta una distribución de facies con grandes variaciones, lo que se relaciona a cambios fuertes en la energía del ambiente de depositación predominante. Esto dificulta la conectividad entre los pozos productores e inyectores, de modo que son pocos los patrones que logran sacar provecho de las acumulaciones de hidrocarburos que se encuentran en esta capa, **Figura 127**.

Figura 128. Mapa de electro facies al tope de la capa T2_60.



Fuente: ECOPETROL S.A, 2019.

La capa T2_60 posee una distribución de facies casi tan favorable como la capa T2_40, de modo que también es una capa favorable para la inyección de agua,

Figura 128. Sin embargo, como consecuencia de la fuerte variación en el tipo de roca, puede verse afectada por la admisibilidad de la capa T2_40, especialmente en pozos de inyección con completamiento similar al P-60.

Con base en lo descrito anteriormente, es posible indicar que la diferencia en el rendimiento de los patrones P-59 y P-60 está asociada principalmente a la selectividad de los pozos inyectoros, ya que entre menor control se tenga de la eficiencia vertical, la recuperación de petróleo será menor. De igual forma, la canalización de los pozos que comparte el patrón P-60 con los patrones P-207 y P-208 perjudica el rendimiento de este patrón.

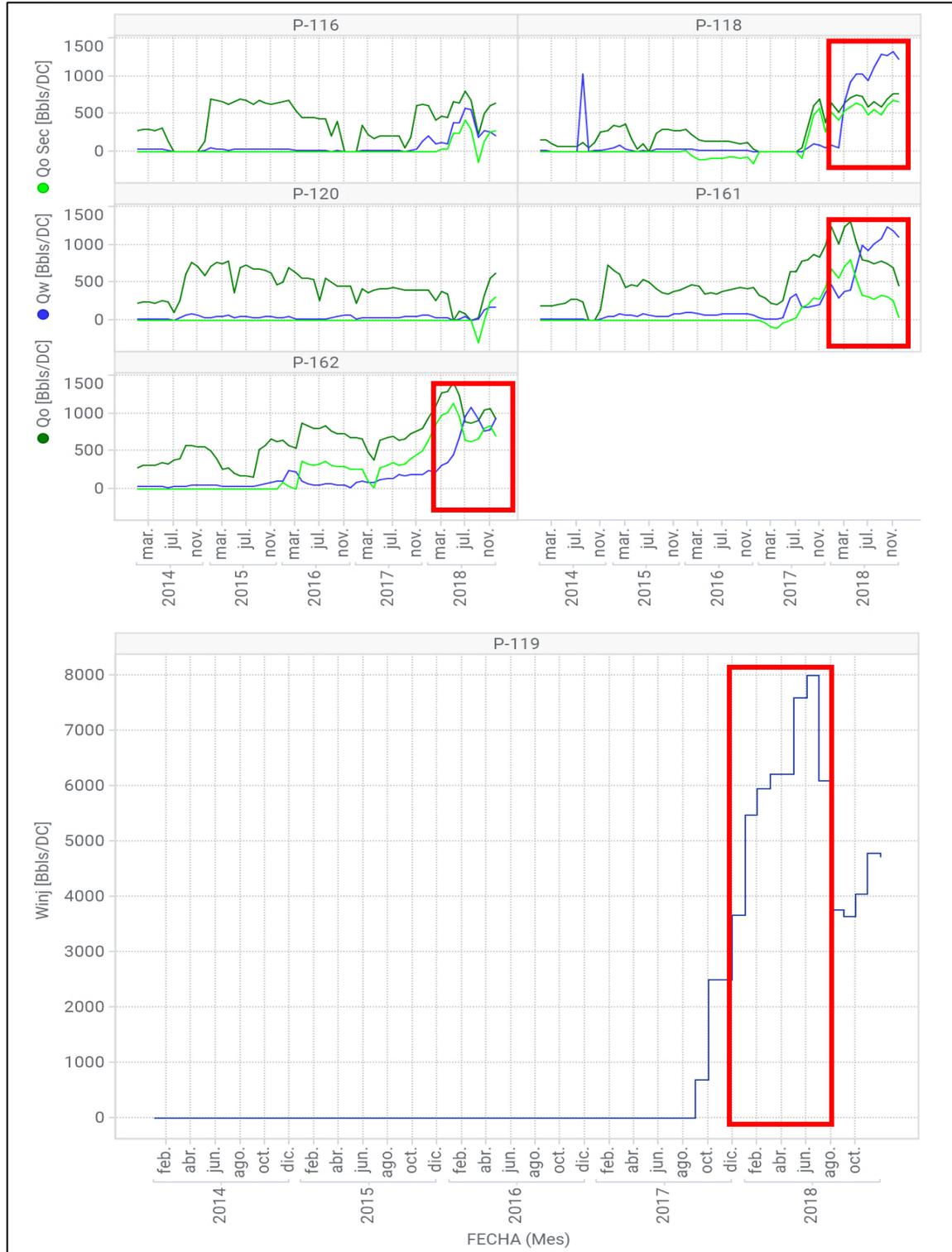
4.4.5 Análisis de selectividad de los patrones P-117 y P-119. Al igual que en el análisis de los patrones P-59 y P-60, los patrones P-117 y P-119 presentan características a nivel de espaciamento, propiedades petrofísicas y de fluidos, que permiten realizar una comparación de su rendimiento. Con base en dicha comparación, se puede afirmar que el patrón P-117 tiene un mejor rendimiento que el patrón P-119. A continuación, se exponen las razones que soportan esta idea.

El patrón P-117 presentó un factor de recobro secundario de 0.84%, menor en relación al recobro del P-119, que es de 1.96%. Aunque el recobro secundario del patrón P-117 es menor, la cantidad de agua inyectada por cada uno de los patrones juega un papel importante, pues mientras el patrón P-119 ha inyectado casi un 10% del volumen poroso asociado, el patrón P-117 apenas alcanza el 4%, por lo que se puede ver que la relación de recuperación e inyección es muy similar en ambos patrones, **Figura 108**.

El parámetro que mayor diferencia presenta entre estos dos patrones es la velocidad de inyección, pues el patrón P-117 maneja una velocidad cercana a 3.81% HCPV/año, mientras que el patrón P-60 alcanza un valor de 8.62% HCPV/año (véase **Figura 110**). Esta diferencia afecta en gran medida el rendimiento del patrón P-119, pues está causando canalizaciones prematuras de los pozos productores asociados. A continuación, se presenta la historia de producción de los pozos asociados al patrón P-119, donde se puede observar que los pozos P-118, P-161 y P-162 han tenido un aumento súbito en el corte de agua. De igual forma, se muestra la historia de inyección del pozo P-119, donde se observa con claridad que el aumento en la tasa de inyección es el causante de la canalización previamente mencionada (véase **Figura 129**).

En cuanto al IWR y la utilización, ambos patrones muestran valores dentro de lo esperado. La utilización de los patrones se encuentra por encima de 2, debido a la canalización de varios pozos productores de la zona. Ahora bien, el IWR presenta una diferencia importante, ya que el P-117 presenta un valor de 0.976 (ideal) comparado con el patrón P-119 que es de 1.418. Sin embargo, este último también debe su discrepancia a la canalización de los pozos.

Figura 129. Comportamiento producción-inyección del patrón P-119.



Fuente: Spotfire®, 2019.

Al evaluar el completamiento de los patrones P-117 y P-119, considerando la configuración de la sarta, se observa que la eficiencia de barrido vertical en ambos pozos está influenciada por la selectividad de la sarta y el tipo de roca en las capas de la unidad T2. En la **Figura 130** se relaciona el completamiento con sarta selectiva instalado en el pozo P-117 junto con el registro gamma ray (GR) de la zona de interés.

La primera zona de inyección cuenta con un mandril ubicado en los perforados que conectan con la capa T2_10, admitiendo el 17% del caudal total inyectado. La segunda zona realiza inyección de agua en la capa T2_30, tomando un 48% del caudal total inyectado. Por último, la tercera zona de inyección cuenta con tres mandriles sobre los cuales están ubicadas las válvulas que inyectan agua en las capas T2_40, T2_50 y T2_60, admitiendo un 35% del caudal total. La selectividad de la última zona no está bien definida debido a la variación en el tipo de roca.

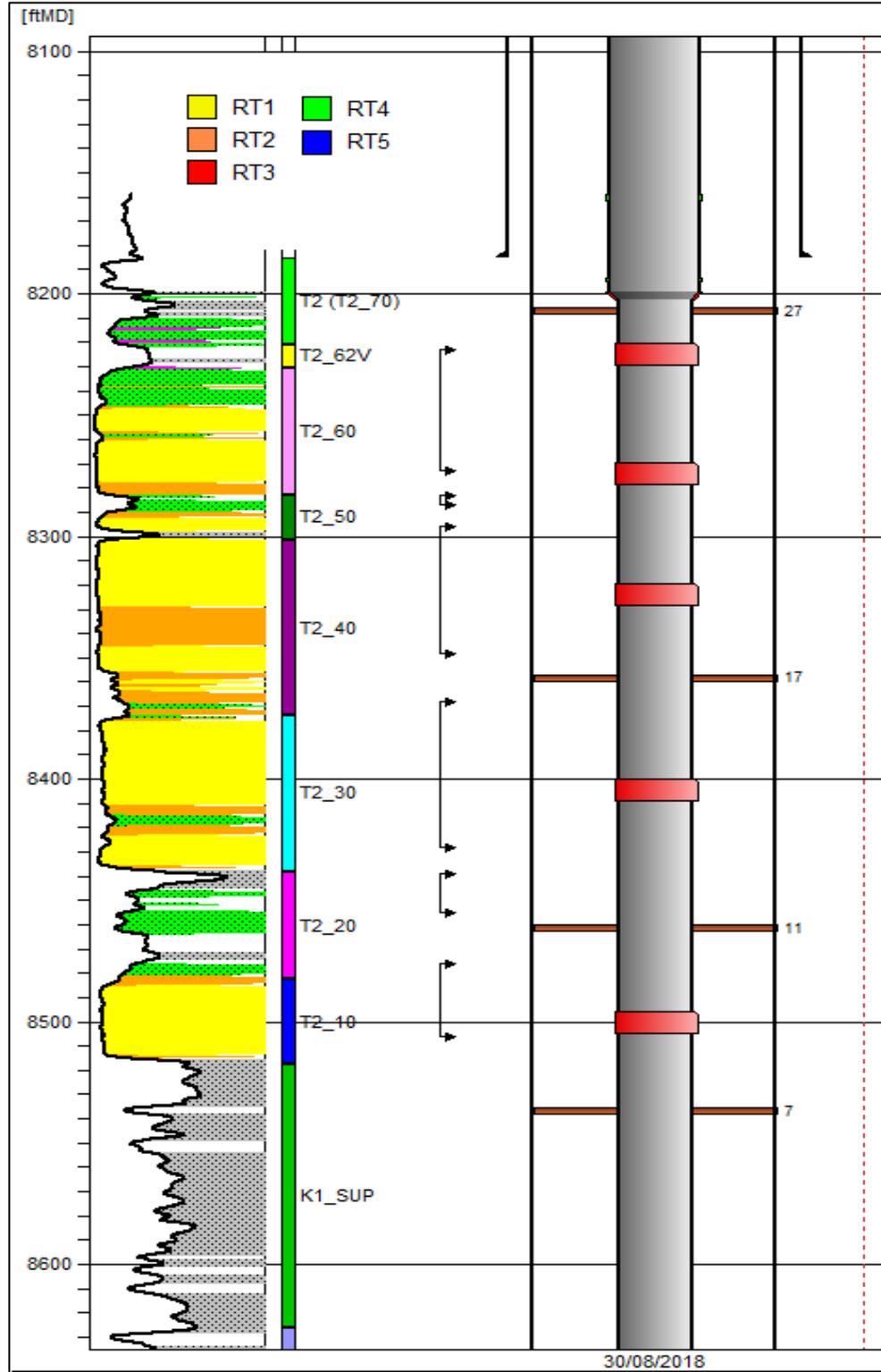
Para la última zona de inyección pudiese considerarse la instalación de un empaque a una profundidad de aproximadamente 8.280 ft MD, lo que permitiría tener mayor selectividad en la capa T2_30, sin embargo, no es posible realizar cambios en el completamiento ya que los empaques deben ser ubicados a una distancia mínima de 5 ft de los perforados.

En ese orden de ideas, es necesario realizar un monitoreo continuo en las zonas cañoneadas donde se tiene mayor variación en el tipo de roca, tratando de evitar que el caudal inyectado ingrese únicamente en las capas de mayor admisibilidad.

En el pozo P-119 se presenta un caso similar, pues la inyección se realiza preferencialmente con una válvula sobre las capas T2_10 y T2_20, las cuales muestran una mejor distribución del tipo de roca (principalmente RT1). Por otra parte, la zona con mayor cantidad de mandriles realiza un barrido sobre las capas T2_30, T2_40, T2_50 y T2_60. Esta zona tiene una distribución poco uniforme del tipo de roca, por lo que se esperaría que gran parte del volumen de agua inyectada sea admitida por las capas T2_40 y T2_60, las cuales presentan un porcentaje mayor de RT1. Aun así, no se tiene certeza sobre la distribución del agua inyectada en cada capa (véase **Figura 131**).

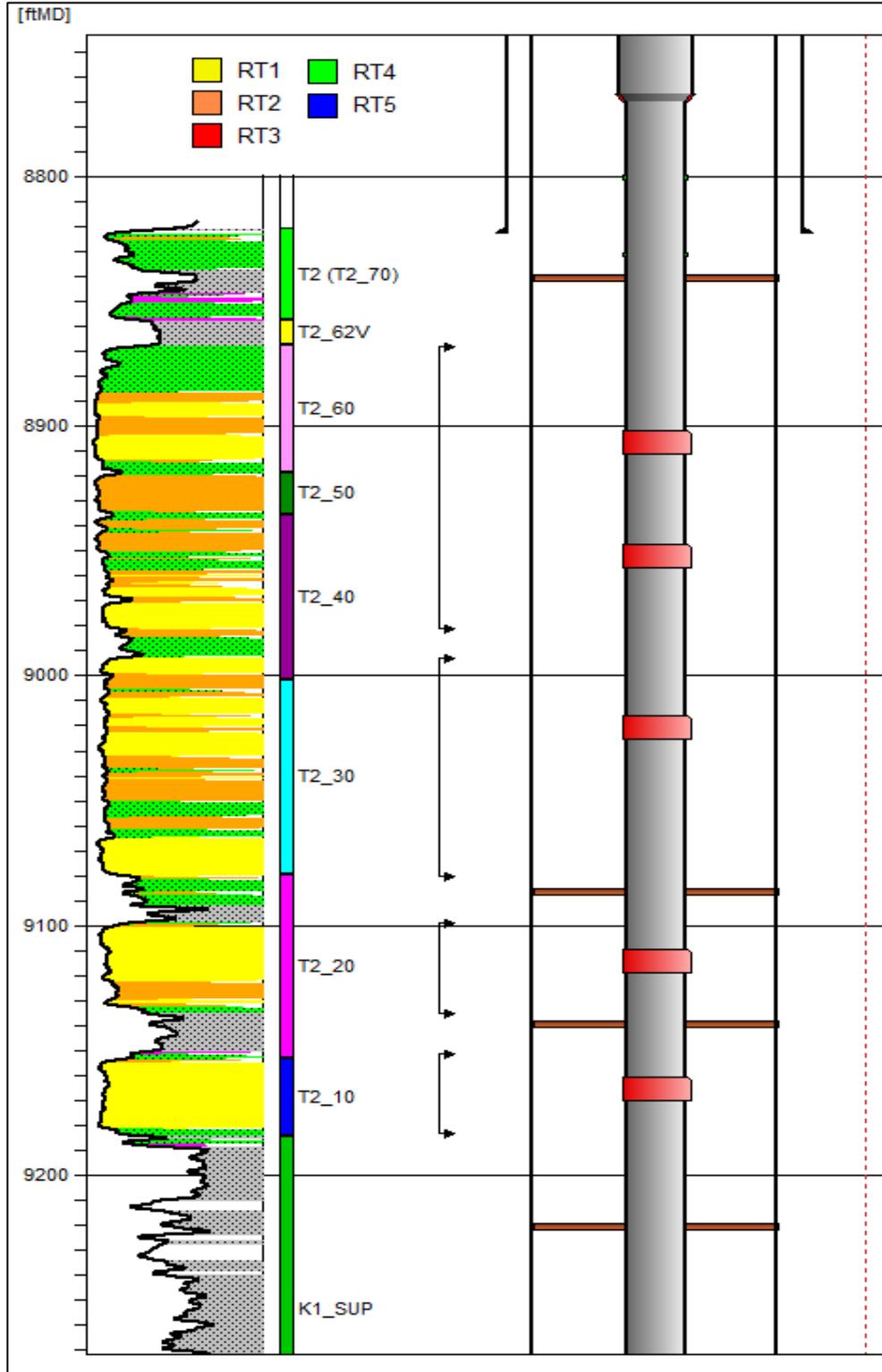
Es importante aclarar que los patrones P-99, PSW-40 y P-209 no se tuvieron en cuenta dentro del análisis por problemas operativos durante el tiempo de desarrollo el piloto, y por lo tanto no cuentan con datos suficientes para realizar un diagnóstico adecuado de su estado de rendimiento.

Figura 130. Configuración de sarta selectiva del pozo P-117.



Fuente: Sahara®, 2019.

Figura 131. Configuración de la sarta selectiva del pozo P-119.



Fuente: Sahara®, 2019.

4.5 ESTRATEGIAS DE OPTIMIZACIÓN DEL PILOTO

Con base en el análisis realizado y los resultados obtenidos, se presentan las siguientes estrategias de optimización, enfocadas principalmente en la ejecución y el monitoreo del proceso de inyección de agua en el campo de estudio:

1. Regulación de la tasa de inyección de los pozos P-60, P-207 y P-208 mediante un proceso de conformance químico profundo, que permita disminuir la permeabilidad en las capas de mayor admisibilidad, aumentando la eficiencia vertical de la inyección y evitando canalizaciones prematuras en los pozos productores.
2. Asignación de una nueva zona de inyección para el pozo P-119. Esta zona de inyección se encontraría en el intervalo 8,985 ft – 9,088 ft MD, buscando obtener mayor control de la inyección de agua en la capa T2_30, pues dadas sus características petrofísicas, puede verse afectada por la presencia de las capas T2_40, T2_50 y T2_60.
3. Realizar prueba de trazadores entre pozos para determinar la influencia de los pozos inyectoros sobre los pozos productores, especialmente aquellos que hacen parte de 2 o más patrones de inyección. A pesar de que este procedimiento no representa directamente un beneficio en términos de volúmenes incrementales, si permite disminuir la incertidumbre asociada a la distribución de inyección-producción de los patrones, aumentando el entendimiento de la dinámica de los fluidos en el yacimiento.

Existen otra serie de estrategias planteadas a partir del análisis realizado, las cuales requieren de estudios complementarios que respalden su factibilidad técnica y económica, de modo que, no entrarán en el análisis económico:

1. Integración de los mapas de distribución de tipo de roca y de electro facies en el desarrollo de patrones de inyección de agua, logrando obtener un mayor rendimiento del proceso mediante el aprovechamiento de las condiciones petrofísicas y sedimentarias del campo.
2. Ajuste de las tasas de inyección entre 5% y 6% de HCPV/año en la zona suroeste con patrones que no superen un espaciamiento de 20 acres, con el fin de acelerar el proceso de recuperación de petróleo sin provocar canalizaciones prematuras o pérdidas del agua inyectada a través de canales de alta permeabilidad.
3. Implementación del completamiento “Dump flood” como método de inyección temporal, en casos donde aún no se cuente con las facilidades en superficie para realizar la inyección. Es importante aclarar que este tipo de completamiento fue implementado en el campo de estudio como respuesta a la caída de presión que

se estaba presentando en el yacimiento, sin embargo, esta tecnología no permitía tener control de la inyección y por lo tanto no era uniforme. A pesar de esto, esta tecnología puede ser una apuesta importante de cara al futuro de los procesos de inyección de agua.

4. Para la fase de expansión en zonas de baja eficiencia vertical, considerar la puesta en marcha de patrones de inyección de polímero, ya sea mediante la conversión de pozos productores, el cambio de fluido en patrones inyectoras de agua o la perforación de nuevos pozos. A diferencia del agua, el polímero puede ofrecer un barrido uniforme del área y evitar el efecto de digitación viscosa en el medio poroso.
5. Con base en el análisis de los patrones PSW-23 y PSW-30 se recomienda la configuración de patrones con un espaciamiento entre 10 y 20 acres en la zona suroeste del campo, pues el rendimiento es superior en cuanto a la respuesta de los pozos productores a la inyección y a la eficiencia de barrido.
6. Se sugiere llevar a cabo una distribución de la producción mediante un estudio de geoquímica, que permita asociar la producción de cada pozo con sus respectivas capas productoras. De modo que, se pueda establecer una relación directa con el proceso de inyección del patrón, mejorando las condiciones de monitoreo de la eficiencia vertical y disminuyendo el grado de incertidumbre asociado a la producción.

A continuación, se realiza una breve explicación acerca de las pruebas y procesos mencionados en las estrategias que serán evaluadas.

4.5.1 Prueba de trazadores entre pozos (IWTT). La prueba de trazador se realiza mediante la inyección de una sustancia química característica (trazador) disuelta en el fluido de inyección, la cual alcanza el pozo productor tras un periodo de inyección continua. De acuerdo a la concentración que se obtenga del trazador en el pozo productor se podrá correlacionar el grado de influencia que tiene el pozo inyector sobre el pozo productor. En caso de tener más de un pozo inyector en cercanías al productor evaluado, se debe tener un trazador con composición diferente para cada uno. Al conocer con mayor detalle la influencia de la inyección sobre un pozo productor, se puede estimar de manera precisa la distribución de producción del patrón y generar estrategias adicionales de optimización.

En el campo de estudio, la distribución de producción de un pozo que se encuentra asociado a más de un patrón se realiza de acuerdo a la geometría de cada patrón, al volumen poroso asociado, y a la relación angular del pozo productor con el pozo inyector. Sin embargo, teniendo en cuenta la heterogeneidad del yacimiento y las condiciones petrofísicas del mismo, esta distribución puede estar bastante alejada de la que realmente se tiene en el yacimiento, por lo que la implementación de esta

prueba puede ser importante para el entendimiento de los canales de comunicación de los pozos y la influencia de la inyección en cada uno de los pozos productores.

Aunque la prueba de trazadores entre pozos no represente un beneficio cuantificable en volúmenes incrementales de petróleo, permiten disminuir el grado de incertidumbre asociado a la influencia de un pozo inyector sobre un productor, mejorando las condiciones de monitoreo de procesos de recobro secundario y terciario.

4.5.2 Proceso de conformance químico. A diferencia de la prueba de trazadores entre pozos (IWTT), el proceso de conformance químico genera un beneficio cuantificable, ya que este proceso reduce el tamaño de los canales de alta permeabilidad, aumentando la eficiencia vertical de la inyección y por consiguiente el recobro de petróleo.

Dado que el rango de permeabilidades en el yacimiento de interés varía entre 50 mD y 10D, casi toda el agua inyectada fluye únicamente por aquellas capas donde predominan los tipos de roca de mayor permeabilidad (RT1, RT2 e incluso RT3). Esta condición hace necesaria la implementación del proceso de conformance, con el objetivo de evitar la canalización temprana de las capas con mejores condiciones petrofísicas y potenciar aquellas capas por donde no está fluyendo el agua inyectada.

El proceso de conformance químico es llevado a cabo mediante un tratamiento con geles a través de los pozos inyectores, el gel se ubica en zonas de alta permeabilidad y se adhiere a las paredes de la roca, reduciendo el espacio de flujo y permitiendo que el agua inyectada fluya a través de zonas con menor permeabilidad. El tratamiento con geles es una herramienta útil para aumentar la eficiencia de un proceso de inyección de agua en yacimiento con problemas de recirculación de agua¹¹¹.

El desarrollo del conformance químico involucra una serie de etapas, que van desde la toma de registro ILT, pasando por el programa de bombeo de geles y cierre del pozo para su maduración en el yacimiento, hasta el reinicio de la inyección convencional.

La estimación del volumen del canal para cada patrón puede realizarse a partir de la cantidad de líquidos producidos desde la respuesta de sus pozos productores a la inyección hasta la ruptura¹¹².

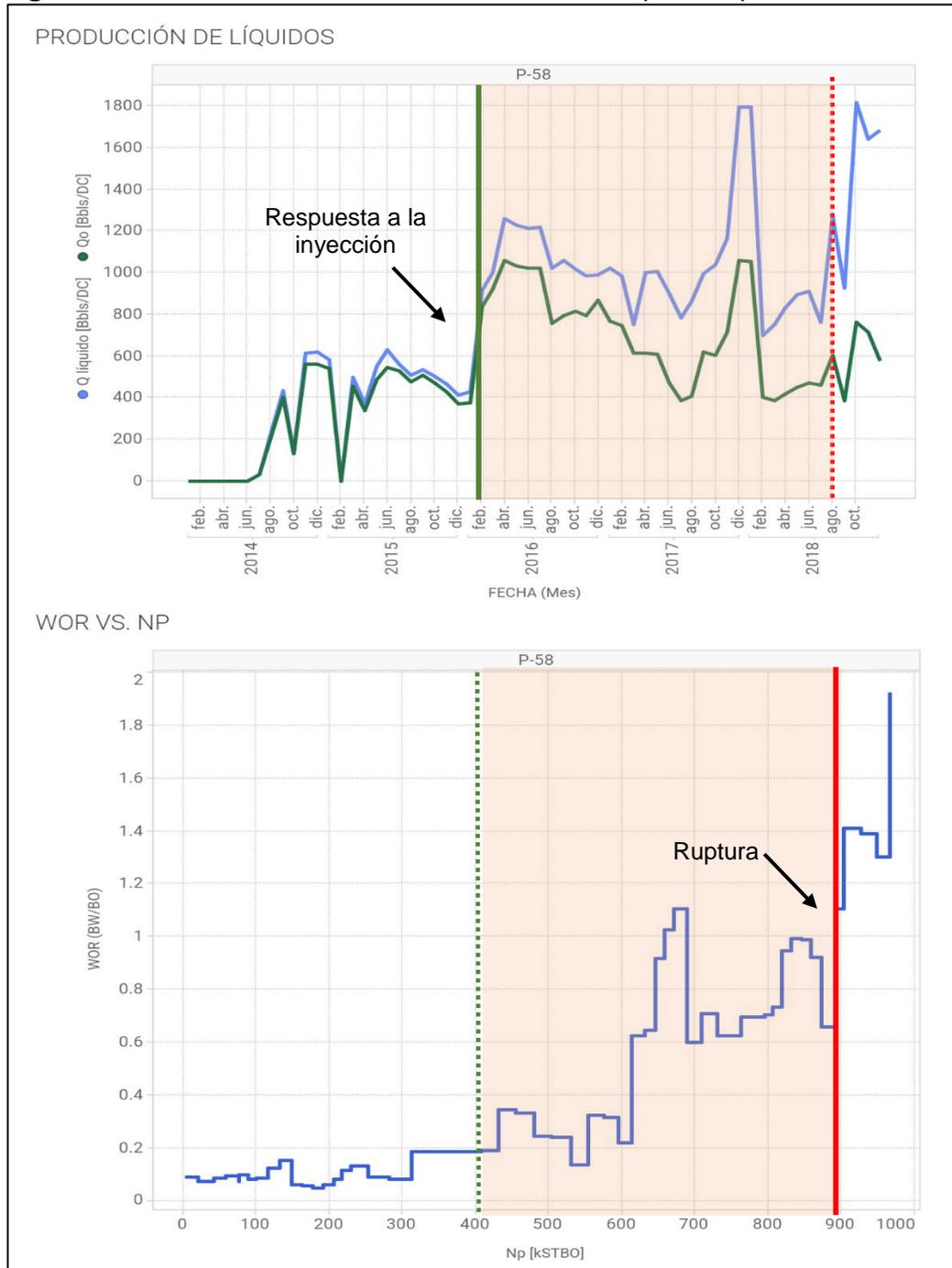
En primer lugar, la respuesta a la inyección se puede identificar a partir del incremento en la producción de líquidos del pozo. En la **Figura 132**, la línea verde

¹¹¹ SMITH, J. E., Practical Issues with Filed Injection Well Gel Treatments. 1999. SPE 55631. p. 1

¹¹² Ibid., p. 2.

indica el momento en el cual el pozo presentó un incremento significativo en la producción, pasando de una tasa aproximada de 400 BFPD hasta alcanzar 1,200 BFPD.

Figura 132. Determinación de volumen del canal para el pozo P-58.



Fuente: Spotfire®, 2019.

Por otra parte, el momento de la ruptura se caracteriza por un aumento súbito en el valor del WOR, como consecuencia del aumento en el corte de agua y la disminución acelerada de la producción de petróleo. Este incremento se encuentra señalado con la línea roja en el gráfico WOR vs. NP, **Figura 132**.

De esa manera, el volumen de canal será entonces la producción acumulada desde la identificación de la respuesta a la inyección (línea verde) hasta la ruptura (línea roja); este periodo de tiempo se encuentra sombreado con un tenue color rojo. De acuerdo a trabajos realizados por Ecopetrol S.A, el volumen de gel recomendado para que el tratamiento sea eficiente se encuentra entre el 5 y 15% del volumen del canal.

5. ANALISIS FINANCIERO

A continuación, se presenta la evaluación económica de las estrategias propuestas en el capítulo anterior. Inicialmente se presentarán los costos asociados a la implementación de cada una y el beneficio generado. Posteriormente, se validará su viabilidad mediante el indicador económico relación beneficio-costos.

5.1 ANÁLISIS DE COSTOS OPERATIVOS (OPEX)

Los costos operativos, conocidos también como Operational Expenditures (OPEX por sus siglas en inglés), hacen referencia a todos los gastos relacionados con las operaciones, incluyendo los gastos que realiza la empresa en servicios requeridos para mantener o mejorar sus activos.

Para el desarrollo del presente análisis se emplean las variables económicas relacionadas en la **Tabla 23**, que sirven como punto de partida para determinar los correspondientes costos y beneficios que traerían consigo las estrategias anteriormente mencionadas. Es necesario tener en cuenta que, aunque el petróleo producido en el campo de estudio se fiscaliza bajo el crudo de referencia Brent, se penaliza su valor de acuerdo a su calidad y al proceso de dilución al que se ve sometido por ser un crudo altamente viscoso.

Tabla 23. Variables económicas.

VARIABLE	VALOR
Precio del barril de crudo	35 USD/Bbl
Tasa Representativa del Mercado (TRM)	3,200 COP/USD
Tasa de interés de oportunidad (TIO)	11% EA

Fuente: elaboración propia.

5.1.1 Costos de prueba de trazadores entre pozos (IWTT). Con base en la información suministrada por Ecopetrol S.A, en la **Tabla 24** se presenta el costo de los trazadores que pueden ser empleados en la prueba para un patrón del campo de estudio.

Cada una de las abreviaturas presentadas en la **Tabla 24** corresponde a un tipo de trazador orgánico. A continuación, se presentan el nombre de cada uno:

- ✓ **4 TFMB:** 4 - Ácido Trifluorometilbenzoico.
- ✓ **2.3.4 TFBA:** 2,3,4 - Ácido Trifluorobenzoico.

✓ **4 CBA:** 4 - Carboxibenzaldehído.

✓ **2 FBA:** 2 – Fluoro benzaldehído.

La elección de estos trazadores para el proceso está relacionado a un tema económico y de disponibilidad.

Tabla 24. Costos de los trazadores requeridos.

Ítem	Tipo trazador	Unidad (kg)	Valor total (\$USD)
1	4 TFMBA	9	\$ 417.43
2	2.3.4 TFBA	9	\$ 704.11
3	4 CBA	9	\$ 101.69
4	2 FBA	9	\$ 169.28
TOTAL		36	\$ 1,392.51

Fuente: ECOPETROL S.A, 2019.

Los costos relacionados a los equipos y personal de operación se relacionan en la **Tabla 25**, incluyendo el costo total de los trazadores.

Tabla 25. Costos de servicio IWTT.

Descripción	Unidad (día/hora/ otros)	Valor unitario (\$USD)	Valor total (\$USD)
Alquiler de equipos	3	\$ 1,136.71	\$ 3,410.14
Personal de inyección	3	\$ 1,745.52	\$ 5,236.55
Monitoreo y toma de muestras	130	\$ 455.08	\$ 59,160.74
Análisis de muestras	276.8	\$ 318.88	\$ 88,266.76
Informes de resultados e interpretación	1	\$ 3,793.13	\$ 3,793.13
Movilización de equipos	1	\$ 1,642.57	\$ 1,642.57
Desmovilización de equipos	1	\$ 1,380.59	\$ 1,380.59
Trazadores	36	\$ 38.68	\$ 1,392.51
Registro ILT monitoreo	4	\$ 5,000.00	\$ 20,000.00
COSTO TOTAL SERVICIO IWTT		\$ 10,511.16	\$ 184,282.99

Fuente: ECOPETROL S.A, 2019.

El beneficio de la implementación de la prueba de trazadores entre pozos radica en el entendimiento de la comunicación existente entre pozos inyectoros – productores y demás información que se pueda obtener para mejorar las condiciones del proceso. Para el campo de estudio, el costo total por cada patrón es de 184.283 USD, con un año de monitoreo. La decisión de implementarlo dependerá exclusivamente del presupuesto disponible por Ecopetrol S.A para la optimización del monitoreo del proceso de inyección.

5.1.2 Costos del conformance químico. En las **Tablas 26, 27 y 28** se presentan los valores de la producción acumulada de cada patrón, de acuerdo al tiempo de respuesta y de ruptura de los pozos productores asociados. Dado que hay varios pozos productores que hacen parte de más de un patrón de inyección, se realizó la distribución de la producción de cada pozo productor de acuerdo a la información suministrada por Ecopetrol S.A.

Tabla 26. Determinación del volumen de canal para el patrón P-207.

P-207				
Pozos	Respuesta	Ruptura	Asignación (%)	Líquidos producidos (MMbbls)
P-210	ago-16	oct-18	50%	0.140
P-58	feb-16	ago-18	27%	0.255
P-211	sep-16	nov-18	25%	0.318
P-57	ene-16	may-18	56%	0.215
TOTAL				0.928

Fuente: elaboración propia.

Tabla 27. Determinación del volumen de canal para el patrón P-208.

P-208				
Pozos	Respuesta	Ruptura	Asignación (%)	Líquidos producidos (MMbbls)
P-27	mar-17	jun-18	17%	0.008
P-211	sep-16	oct-18	20%	0.253
P-57	ene-16	may-18	44%	0.170
TOTAL				0.431

Fuente: elaboración propia.

Tabla 28. Determinación del volumen de canal para el patrón P-60.

P-60				
Pozos	Respuesta	Ruptura	Asignación (%)	Líquidos producidos (MMbbls)
P-27	dic-15	jun-16	50%	0.007
P-58	ene-16	ago-18	48%	0.471
P-211	sep-16	oct-18	55%	0.687
P-118	ene-16	feb-18	48%	0.077
P-162	mar-16	may-18	44%	0.332
TOTAL				1.574

Fuente: elaboración propia.

Para efectos del cálculo de los costos del proceso, se tomará como referencia la inyección del 10% del volumen de canal de los pozos candidatos a una tasa de referencia de 4,000 BWIPD. Adicionalmente, el fluido de inyección debe contar con una concentración de 6,000 ppm de polímero y 150 ppm de entrecruzador.

A continuación, se presentan los costos del proceso de conformance químico para los pozos P-207, P-208 y P-60, **Tabla 29**.

Tabla 29. Costos del proceso de conformance químico para los pozos P-207, P-208 y P-60.

Detalle	Precio unidad (\$USD)	Pozo P-207		Pozo P-208		Pozo P-60	
		Cantidad	Total (\$USD)	Cantidad	Total (\$USD)	Cantidad	Total (\$USD)
Polímero (kg)	\$ 7.95	87,763	\$ 697,716	44,482	\$ 353,632	150,403	\$ 1,195,704
Entrecruzador (kg)	\$ 6.04	2,194	\$ 13,252	1,112	\$ 6,716	3,760	\$ 22,710
Unidad 60 HP (días)	\$ 455.63	23	\$ 10,479	12	\$ 5,468	39.4	\$ 17,952
Medidor de atmósferas (días)	\$ 40.63	23	\$ 934	12	\$ 488	39.4	\$ 1,601
Tanque de almacenamiento de agua (días)	\$ 99.06	23	\$ 2,278	12	\$ 1,189	39.4	\$ 3,903
Instalación y conexonado (otro)	\$ 171.88	1	\$ 172	1	\$ 172	1	\$ 172
Generador eléctrico (días)	\$ 178.75	23	\$ 4,111	12	\$ 2,145	39.4	\$ 7,043
Tanque de combustible (días)	\$ 29.22	23	\$ 672	12	\$ 351	39.4	\$ 1,151
Diques de contención (otros)	\$ 275.79	1	\$ 276	1	\$ 276	1	\$ 276
Muestreo y seguimiento (días)	\$ 1,749.14	23	\$ 40,230	12	\$ 20,990	39.4	\$ 68,916
Transporte de combustible (otros)	\$ 233.13	2	\$ 466	2	\$ 466	2	\$ 466
Transporte tanque de combustible (otros)	\$ 745.31	1	\$ 745	1	\$ 745	1	\$ 745
Movilización del generador (otros)	\$ 545.63	1	\$ 546	1	\$ 546	1	\$ 546
Movilización inicial (otros)	\$ 6,168.75	1	\$ 6,169	1	\$ 6,169	1	\$ 6,169
Desmovilización final (otros)	\$ 6,168.75	1	\$ 6,169	1	\$ 6,169	1	\$ 6,169
TOTAL (USD)			\$ 784,216		\$ 399,351		\$ 1,333,522

Fuente: ECOPEL S.A, 2019.

5.1.3 Costos del cambio en la configuración de la sarta del pozo P-119. El cambio que se desea realizar en la sarta es la adición de un mandril de inyección al nivel de la capa T2_30, ubicando un empaque a 8,895 ft MD. Esto permitirá tener mayor selectividad en la inyección y aumentará la eficiencia vertical del pozo. El aumento en la eficiencia vertical se traduce directamente en un aumento en el factor de recobro del patrón. A continuación, se presentan los costos de lo que se necesita para realizar el trabajo de cambio de configuración de sarta del pozo P-119.

Tabla 30. Costos de cambio en la configuración de la sarta pozo P-119.

Descripción	Valor unitario (\$USD)	Cant.	Valor total (\$USD)
Servicio workover			\$ 199,074.38
Supervisor de workover en campo (día)	\$ 451.61	24	\$ 10,838.71
Servicio de transporte personal a pozo	\$ 293.87	1	\$ 293.87
Alimentación (día)	\$ 11.29	24	\$ 270.97
Cargo básico por operación de registro y cañoneo	\$ 5,956.00	1	\$ 5,956.00
Cargo por registro ultrasónico GR-CBL-VDL (ft)			\$ 48,000.00
Cargo por correlación	\$ 10,925.00	3	\$ 32,775.00
Movilización unidad de bombeo 650 HP	\$ 4,000.00	1	\$ 4,000.00
Movilización carga adicional	\$ 1,000.00	2	\$ 2,000.00
Operación unidad de bombeo (3 días)	\$ 16,000.00	2	\$ 32,000.00
Tarifa de personal operativo (día)	\$ 1,050.00	6	\$ 6,300.00
Cargo frac tank (día)	\$ 210.00	6	\$ 1,260.00
Sistema de pickling sin acido	\$ 20,000.00	1	\$ 20,000.00
Servicio de iluminación tipo estadio (día)	\$ 280.00	6	\$ 1,680.00
Transporte de equipos	\$ 1,300.00	1	\$ 1,300.00
Unidad Slick-line en operación incluida la movilización (día)	\$ 5,300.00	3	\$ 15,900.00
Mantenimiento y lubricación de árbol de navidad 4-1/16 x 3.000	\$ 450.00	3	\$ 1,350.00
Empaque mecánico de tensión para casing de 7" - presión diferencial 10K, conexión 2 7/8" o 3 1/2"	\$ 5,923.55	1	\$ 5,923.55

Fuente: ECOPETROL S.A, 2019.

Tabla 30. Costos de cambio en la configuración de la sarta pozo P-119. (continuación).

Descripción	Valor unitario (\$USD)	Cant.	Valor total (\$USD)
Empaque mecánico doble agarre para casing de 7" (todos los pesos) - presión diferencial 10K, Conexión 2 7/8" o 3 1/2"	\$ 6,318.45	1	\$ 6,318.45
Cargo operador de empaque retrievamatic 7" y 9 5/8" (día)	\$ 1,131.00	6	\$ 6,786.00
Transporte de herramientas base de operaciones (Tractomula). Ida - Vuelta	\$ 3,000.00	1	\$ 3,000.00
Estimulación (Incluye equipos de CT, Personal, Materiales, Química, Bomba de Nitrógeno, Frac Tank y Cash Tank)	\$ 140,000.00	1	\$ 140,000.00
Servicio Sarta Inteligente	\$ 36,800.00	1	\$ 36,800.00
Herramientas limpieza 7" y 9 5/8"	\$ 30,000.00	1	\$ 30,000.00
Maquina Torque	\$ 9,000.00	1	\$ 9,000.00
Tubería de producción con costura, fabricada bajo la norma API 5CT, de 3 1/2" EUE N-80 9.3 de lbs/ft, rango 2 (ft)	\$ 8.46	1000	\$ 8,460.00
Crossover 2-7/8"eue pin x 3-1/2"eue box	\$ 390.00	2	\$ 780.00
Pup Joint 2 7/8" N80 x 6 Ft	\$ 842.00	12	\$ 10,104.00
Pup Joint 3 1/2" N80 x 6 Ft	\$ 501.33	2	\$ 1,002.66
Blanking Plug	\$ 1,200.00	1	\$ 1,200.00
Fluidos de control de pozos (Bbl)	\$ 5,000.00	1	\$ 5,000.00
CD-6000 Sliding sleeve 2.312 BX profile 275 °F WK temperature 6,000 PSI Rating 2.875 in 6.50 LB/FT EU 8RD Box up 2.875 IN 6.50 LB/FT EU 8RD pin down	\$ 5,262.60	5	\$ 26,313.00
Mandril 3 1/2" con bolsillo lateral para válvulas de 1 1/2" con discriminador	\$ 4,513.00	1	\$ 4,513.00
Empaque Hidráulico de 7" x 3 1/2" EUE Box * Pin. Mordaza con doble agarre para Casing de 23 - 29 #/	\$ 9,526.00	2	\$ 19,052.00
Otros costos asociados			\$ 17,192.44
COSTO TOTAL			\$ 714,444.03

Fuente: ECOPEL S.A, 2019.

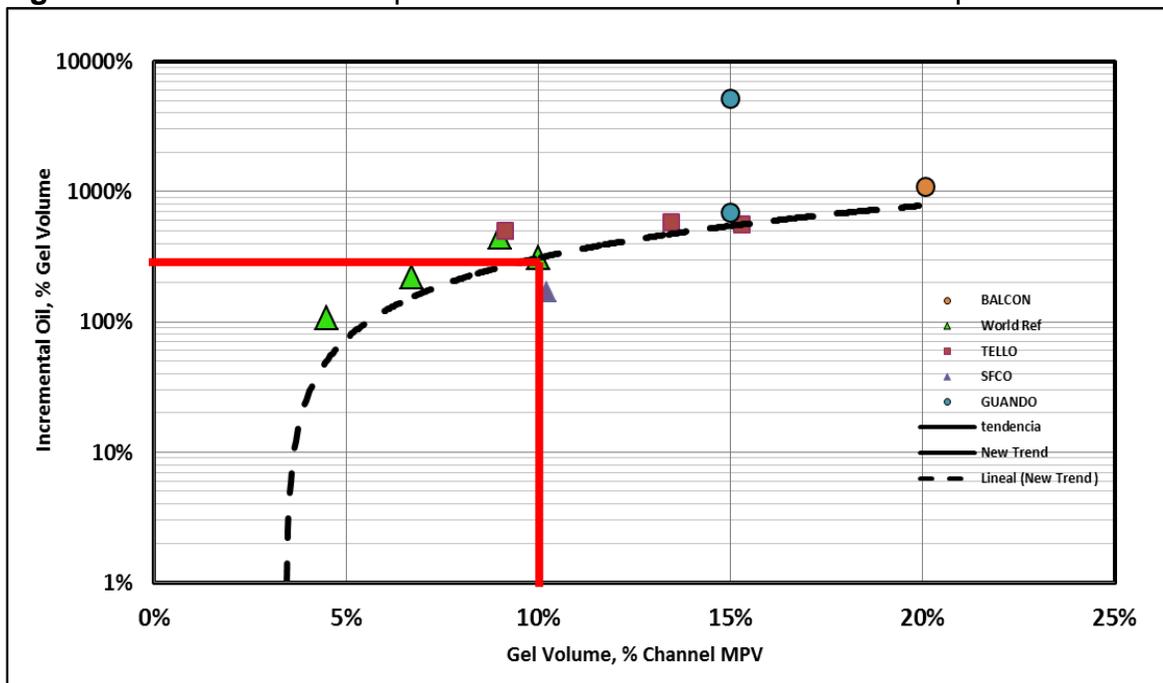
5.2 BENEFICIO ECONÓMICO DE LAS ESTRATEGIAS PROPUESTAS

A continuación, se presenta el beneficio económico para el proceso de conformance químico de los pozos P-207, P-208 y P-60 y el cambio en la configuración de la sarta del pozo P-119.

5.2.1 Beneficio económico del conformance químico. Existe una correlación empírica desarrollada por Ecopetrol S.A a partir de los trabajos de conformance realizados en otros activos de la compañía. Con base en esto, se puede obtener un volumen incremental de petróleo a partir de la cantidad de volumen de gel que sea inyectado durante el proceso

De acuerdo a la **Figura 133**, al inyectar el 10% del volumen del canal, se puede obtener un volumen incremental de petróleo equivalente al 300% del volumen de gel inyectado.

Figura 133. Correlación empírica de rendimiento del conformance químico.



Fuente: LEÓN, Juan; ZAPATA, José. Lessons learned in implementation and design of chemical conformance treatments in waterflooding fields in Upper Magdalena Valley Basin, Colombia. ECOPETROL S.A. 2013. p. 25.

En la **Tabla 31** se presentan los valores de volumen de canal, el volumen de gel que se desea inyectar y el volumen de petróleo incremental que se puede llegar a obtener de acuerdo a la correlación presentada anteriormente.

Tabla 31. Cálculo del volumen incremental de petróleo para cada patrón.

Patrón	Volumen canal (MMbbls)	Volumen gel (10% vc)	Volumen de petróleo incremental (MMbbls)	Beneficio en 5 años (\$MMUSD)
P-207	0.928	0.093	0.278	\$ 9.744
P-208	0.431	0.043	0.129	\$ 4.527
P-60	1.574	0.157	0.472	\$ 16.530
TOTAL	2.933	0.293	0.880	\$ 30.800

Fuente: elaboración propia.

Es importante aclarar que el volumen incremental de petróleo presentado para cada pozo será recuperado en un periodo de 5 años, de modo que el beneficio presentado en la tabla anterior se obtendrá en ese mismo periodo.

5.2.2 Beneficio del cambio en la configuración de la sarta del pozo P-119. El aumento en la selectividad del pozo P-119 trae consigo un incremento en la eficiencia vertical del pozo. Para calcular este incremento es necesario determinar su eficiencia vertical antes y después de la adición del empaque. A continuación, se presenta la estimación de la eficiencia vertical (EV) actual.

Tabla 32. Estimación de EV (%) en la zona 1 de inyección del pozo P-119 (Actual).

Pozo P-119						Cut off
Configuración actual de sarta						RT1-RT3
Zona 1	Espesor bruto				Cut off	
Capa	Tope (ft MD)	Base (ft MD)	Espesor (ft)	Perforados (ft)	Espesor cut off (ft)	Ev (%)
T2_60	8,868	8,919	51	51	17	9%
T2_50	8,919	8,936	17	17	2	1%
T2_40	8,936	9,002	66	54	17	9%
T2_30	9,002	9,079	77	77	38	19%
TOTAL			211	199	74	37%

Fuente: elaboración propia.

La determinación de los intervalos de cada una de las capas y el espesor de los perforados se obtuvo del registro del pozo P-119, el cual fue presentado en el capítulo anterior (véase **Figura 131**). En la **Tabla 33** se muestra la estimación de la eficiencia vertical del pozo con el aumento en la selectividad del pozo.

Tabla 33. Estimación de EV (%) en la zona 1 de inyección del pozo P-119 (nueva).

Pozo P-119						Cut off
Nueva configuración de sarta						RT1-RT3
Zona 1		Espesor bruto			Cut off	
Capa	Tope (ft MD)	Base (ft MD)	Espesor (ft)	Perforados (ft)	Espesor cut off (h)	Ev (%)
T2_60	8,868	8,919	51	51	17	15%
T2_50	8,919	8,936	17	17	2	2%
T2_40	8,936	8,985	49	45	12	11%
TOTAL			117	113	31	27%
Nueva zona		Espesor bruto			Cut off	
Capa	Tope (ft MD)	Base (ft MD)	Espesor (ft)	Perforados (ft)	Espesor cut off (h)	Ev (%)
T2_40	8,985	9,002	17	9	5	6%
T2_30	9,002	9,079	77	77	38	44%
TOTAL			94	86	43	50%

Fuente: elaboración propia.

Como era de esperarse, se presenta un aumento significativo en la eficiencia vertical de cada una de las capas tras el cambio en la configuración de la sarta. Este aumento ocurre como consecuencia del aumento en la selectividad, ya que entre mayor cantidad de capas ocupen una misma zona de inyección, la competencia por el agua inyectada será mayor y las capas con menor permeabilidad se verán afectadas. A continuación, se presenta una tabla resumen con los valores de eficiencia vertical (EV) de cada una de las capas de la unidad T2 para este pozo, **Tabla 34**.

Tabla 34. Comparación de EV configuración actual vs. nueva configuración de sarta.

Capa	Ev (%) actual	Ev (%) nuevo diseño
T2_60	9%	15%
T2_50	1%	2%
T2_40	9%	16%
T2_30	19%	44%
T2_20	61%	61%
T2_10	63%	63%
TOTAL	27%	34%

Fuente: elaboración propia.

De la tabla anterior se puede observar que la eficiencia vertical del pozo aumentó en un 7%, pasando de 27% al 34%. Este aumento en la eficiencia vertical afecta directamente el factor de recobro y, por lo tanto, está asociado a un incremental de petróleo.

Para determinar el beneficio, se empleó el factor de recobro de 3 escenarios de producción del patrón P-119 hasta el límite técnico (31 de diciembre de 2050) desarrollados por Ecopetrol S.A, **Tabla 35**. Este factor de recobro hace referencia a la producción acumulada de petróleo desde el 1 de enero de 2020 hasta el límite técnico sobre el volumen de petróleo remanente.

La relación entre la eficiencia vertical de barrido y el factor de recobro es directamente proporcional (véase **Ecuación 9**), es decir, que un incremento del 7% en la eficiencia vertical, provocará un aumento en el factor de recobro, asumiendo que la eficiencia areal se mantiene constante. En la **Tabla 35** se presenta el factor de recobro que considera el 7% de incremento en la eficiencia vertical (EV).

Tabla 35. Pronósticos de factor de recobro al límite técnico.

Escenario	RF (%) actual	RF (%) nuevo diseño
Conservador	13%	14%
Medio	17%	18%
Optimista	20%	21%

Fuente: elaboración propia.

El volumen incremental de petróleo que se desea conocer se puede obtener del cambio en el factor de recobro, es decir, de la diferencia entre esos dos valores. Esa diferencia representa el porcentaje del volumen remanente de petróleo equivalente al incremental. En la **Tabla 36** se presenta el factor de recobro incremental y el volumen incremental de petróleo para el patrón P-119.

Tabla 36. Determinación del beneficio del cambio en la configuración de la sarta del pozo P-119.

Escenario	RF Incremental (%)	Volumen de petróleo (MMbbls)	Beneficio en 5 años (\$MMUSD)
Conservador	0.937%	0.184	\$ 6.435
Medio	1.158%	0.227	\$ 7.953
Optimista	1.395%	0.274	\$ 9.585

Fuente: elaboración propia.

Es importante aclarar que el volumen incremental de petróleo presentado para el pozo se espera que sea recuperado en un periodo de 5 años, de modo que el beneficio presentado en la tabla anterior se obtendrá en ese mismo periodo de tiempo. Sin embargo, se debe presentar un incremento en la producción de petróleo del patrón entre 85 BOPD a 125 BOPD para obtener el incremental de 200,000 BO en el periodo indicado para todos escenarios del pronóstico.

5.3 EVALUACIÓN FINANCIERA DE LAS ESTRATEGIAS PROPUESTAS

A partir de los valores presentados para cada una de las estrategias propuestas, se realizará el flujo de caja de cada una y se evaluará financieramente mediante el uso del indicador relación beneficio-costos.

Antes de entrar a evaluar las estrategias propuestas, es necesario realizar el cálculo de la liquidación de las regalías para los volúmenes incrementales de petróleo obtenidos por los procesos descritos anteriormente.

Las regalías son una contraprestación económica pagada al Estado Colombiano a causa de la explotación de recursos no renovables¹¹³, y ya que el petróleo extraído se encuentra en el subsuelo colombiano, debe pagarse un porcentaje de los ingresos obtenidos por la producción de ese petróleo.

¹¹³ Constitución política de Colombia. 1991. Artículo 360.

El cálculo de la liquidación de regalías está definido a partir de la cantidad de petróleo incremental que se espera producir. La asignación del porcentaje liquidado se relaciona en la **Tabla 37**.

Tabla 37. Cálculo de liquidación de regalías.

Producción (BPD)	Porcentaje de liquidación de regalías (%)
Hasta 5000	8
De 5,000 a 125,000	$8 + (\text{producción} - 5,000) * 0.10$
De 125,000 a 400,000	20
De 400,000 a 600,000	$20 + (\text{producción} - 400,000) * 0.25$
Más de 600,000	25%

Fuente: Colombia. CONGRESO DE LA REPUBLICA. Ley 756. (23, Julio, 2002). Diario oficial, D.C., 2002. p 20.

5.3.1 Relación beneficio-costo. Es la relación entre el valor presente (VP) de todos los ingresos y egresos del proyecto, y cuyo objetivo es determinar la rentabilidad del proyecto, **Ecuación 22**.

Ecuación 22. Relación beneficio-costo.

$$\frac{B}{C} = \frac{\text{Valor presente de ingresos}}{\text{Valor presente de egresos}}$$

Fuente: BACA CURREA, Guillermo. INGENIERIA ECONOMICA. Fondo Educativo Panamericano. 263 p.

El resultado de esta relación puede ser interpretado de la siguiente manera:

- **B/C > 1:** el beneficio total del proyecto es superior al costo total, por lo que el proyecto es viable, generando aportes económicos.
- **B/C = 1:** el beneficio total del proyecto es igual al costo total, por lo que es indiferente realizar o no la inversión desde el punto de vista financiero. También se puede afirmar que el proyecto es autosostenible, cuando el proyecto cuenta con un impacto adicional, bien sea social o ambiental.

- **B/C < 1:** el beneficio total del proyecto es inferior al costo total, por lo que el proyecto es inviable, generando pérdidas económicas a la compañía.

5.3.1.1 Relación beneficio-costo del conformance químico. A continuación, se relaciona el valor presente del beneficio (incluyendo el descuento por regalías) y el costo asociado para cada pozo inyector con su respectivo valor de relación beneficio-costo.

Tabla 38. Relación beneficio-costo para el proceso de conformance químico.

Patrón	Costo total conformance (\$MMUSD)	Beneficio en 5 años (\$MMUSD)	Vp del beneficio (\$MMUSD)	Beneficio neto (\$MMUSD)	B/C
P-207	\$ 0.784	\$ 9.744	\$ 5.782	\$ 4.626	5.899
P-208	\$ 0.399	\$ 4.527	\$ 2.686	\$ 2.149	5.382
P-60	\$ 1.334	\$ 16.530	\$ 9.810	\$ 7.773	5.829

Fuente: elaboración propia.

La relación beneficio-costo del proceso de conformance químico para cada uno de los pozos productores es mayor a 1, por lo que el proyecto es viable para su ejecución, ya que permitirá obtener ganancias de más de 5 veces lo invertido, además de los beneficios a nivel de eficiencia vertical, **Tabla 38**.

El cálculo del beneficio como valor presente se realizó a partir de la siguiente expresión:

$$P = \frac{F}{(1 + i)^n}$$

Donde:

- P = Valor presente.
- F = Valor futuro.
- i = Tasa de interés.
- n = número de periodos.

Por otra parte, la determinación del descuento de regalías se realizó de acuerdo a la producción incremental del proceso (véase **Tabla 31**). El beneficio entonces será

el valor presente del beneficio menos el porcentaje correspondiente al pago de regalías.

5.3.1.2 Relación beneficio-costo del cambio en la configuración de la sarta del pozo P-119. Para la determinación de este indicador, se tendrán en cuenta los tres escenarios de producción del patrón. A continuación, se relaciona el valor presente del beneficio (incluyendo descuento por regalías) y el costo asociado al pozo P-119 con su respectivo valor de relación beneficio-costo.

Tabla 39. Relación beneficio-costo para el cambio de configuración de sarta del pozo P-119.

Escenario	Costo total servicio (\$MMUSD)	Beneficio en 5 años (\$MMUSD)	VP del Beneficio (\$MMUSD)	Beneficio neto (\$MMUSD)	B/C
Conservador	\$ 0.714	\$ 6.435	\$ 3.819	\$ 3.055	4.276
Medio	\$ 0.714	\$ 7.953	\$ 4.720	\$ 3.776	5.285
Optimista	\$ 0.714	\$ 9.585	\$ 5.688	\$ 4.551	6.369

Fuente: elaboración propia.

La relación beneficio-costo del cambio en la configuración de la sarta del pozo P-119 para cada uno de los escenarios propuestos presentó un valor superior a 1, es decir que la ejecución del proyecto generará una rentabilidad entre 4 a 6 veces el capital invertido.

De acuerdo con los resultados obtenidos tanto para el proceso de conformance químico como el cambio en la configuración de la sarta, se puede afirmar que estas estrategias son viables para su implementación en el campo de estudio, pues permitirán optimizar el monitoreo de la inyección de agua (registro IWTT), aumentar la eficiencia vertical e incrementar la cantidad de petróleo que puede recuperarse del yacimiento (conformance químico y cambio de configuración de sarta).

6. CONCLUSIONES

- ✓ La metodología de variables adimensionales propuesta por Simmons y Falls permitió identificar los factores de proceso de inyección con mayor incidencia en la disminución de la eficiencia del proceso como lo son la tasa de inyección, el tipo de fluido inyectado, el espaciamiento entre pozos, la cantidad de volúmenes porosos inyectados y la configuración en la sarta de los pozos inyectoros.
- ✓ Con base en el análisis realizado en la zona suroeste del campo, sería adecuado desarrollar patrones con una reducción de espaciamiento de 20 acres o incluso menor, permitiendo obtener una respuesta favorable entre los pozos productores e inyectoros, ajustando la tasa de inyección entre 5% y 10% HCPV/año.
- ✓ La inyección de agua en campos de crudo pesado ha tenido una evolución significativa a lo largo de los años, logrando obtener factores de recobro superiores al 5%. Además, se han logrado desarrollar alternativas para la implementación de dicha tecnología como lo son la inyección “Dump Flood”, y la inyección mediante sarta selectiva desde superficie.
- ✓ De acuerdo al análisis de los patrones P-207 y P-208, es necesario disminuir la tasa de inyección de los patrones con espaciamiento entre pozos de 10 acres en un 50% para evitar canalizaciones prematuras en los pozos productores de primera línea. Adicionalmente, se recomienda el uso de polímero para mejorar la relación de movilidad en estos patrones y obtener un barrido uniforme a lo largo del proceso.
- ✓ El uso de polímero permite mejorar la eficiencia de barrido de petróleo y disminuir la cantidad de agua producida en un 40%. Por tal motivo, se recomienda realizar un seguimiento detallado a la inyección de polímero, pues los resultados obtenidos permitirán definir el tipo de fluido indicado para la fase de expansión en el campo de estudio.
- ✓ La implementación del proceso de conformance químico produce un incremento en la eficiencia vertical, generando un beneficio de petróleo incremental de los pozos candidatos cercano a los 900 mil barriles de petróleo con una rentabilidad superior a 5 veces el costo total de su ejecución.
- ✓ El cambio en la configuración de la sarta del pozo P-119 permitirá incrementar en un 7% la eficiencia vertical del pozo, logrando obtener un aumento entre 185 mil y 275 mil barriles de petróleo con una rentabilidad de entre 4 a 6 veces la inversión realizada.

- ✓ Se determinó la viabilidad del proceso de conformance químico para los pozos P-207, P-208 y P-60, obteniendo una relación beneficio-costo mayor a 1 (B/C promedio de 5.703) para los tres pozos candidatos.
- ✓ Se determinó la viabilidad del cambio en la configuración de la sarta del pozo P-119 bajo los tres escenarios propuestos, obteniendo un valor de relación beneficio-costo superior a 1 (B/C promedio de 5.31).

7. RECOMENDACIONES

- ✓ Realizar un análisis del rendimiento de la inyección de agua en cada patrón en el momento que se alcance 1 volumen poroso inyectado, tiempo en el cual los patrones tendrán un grado de madurez aceptable que permita determinar una tendencia de valores como el factor de recobro secundario, la utilización, entre otros.
- ✓ Efectuar el análisis de variables adimensionales en la fase de expansión de la inyección de agua, ya que posiblemente se puedan identificar variaciones en el rendimiento en distintas zonas del campo. Los resultados obtenidos pueden servir para la optimización de los diseños de inyección actuales y como evaluación de procesos de recuperación secundaria en campos análogos.
- ✓ Integrar al análisis de variables adimensionales parámetros como la viscosidad y la presión, ya que son factores que afectan significativamente el comportamiento de los fluidos en el yacimiento.
- ✓ Realizar una comparación del rendimiento de la inyección de agua de diferentes campos alrededor de Colombia y el mundo, cuyos yacimientos presenten características similares (crudos altamente viscosos), con el objetivo de enriquecer el análisis de la inyección de agua en este tipo de yacimientos y generar curvas tipo de rendimiento para futuras aplicaciones.
- ✓ Llevar a cabo una evaluación económica detallada de las estrategias de optimización presentadas tras el análisis realizado, teniendo en cuenta factores externos que puedan afectar el rendimiento económico de las mismas, validando así la rentabilidad de su implementación.

BIBLIOGRAFÍA

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). Colombian Sedimentary Basins. Nomenclature Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal. 2007. 92 pág.

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. 2012. [Sitio WEB] Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Tesis/5.%20Informe%20Final%20Llanos.pdf>.

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). Open Round Colombia 2010, llanos orientales. [Sitio WEB] Disponible en: [http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Llanos%20\(pdf\)-Ronda%20Colombia%202010.pdf](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Llanos%20(pdf)-Ronda%20Colombia%202010.pdf).

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH), UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER (UIS). Evaluación del Potencial Hidrocarburífero de las Cuencas Colombianas, Informe Ejecutivo. 2009.

AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. Forth Edition. 2010. 1454 pág.

BELIVEAU, Dennis. Waterflooding Viscous Oil Reservoirs. 2008. SPE-113132-PA.

BLANCO, Johanna. DELGADILLO, Claudia. Metodología integrada para el diseño de un monitoreo de inyección de agua desarrollado en un campo petrolero. Universidad Industrial de Santander. 2006. 253 pág.

CABRERA, Jonathan, et al. Análisis y propuestas de mejora de proyectos de inyección de agua ejecutados en reservorios de diversas características. Escuela Superior Politécnica del Litoral. Ecuador, 2012. 162 pág.

COBB, William. M., SMITH, J. T. Waterflooding. Wyoming, USA. 1997. 1543 pág.

CRAIG, Forrest. The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding. 1971. 134 pág.

DE PORTA, J. Léxico Estratigráfico Internacional. 1974. 621 pág.

ECOPETROL S.A, Informe de cierre del piloto de inyección de agua para recobro en el campo de estudio. 2018. 169 pág.

FLÓREZ, Antonio. Colombia: Evolución de sus Relieves Y Modelados. Universidad Nacional de Colombia. 2003. 238 pág.

GIL, Layonel. et al. Inyección de agua por Dump flood: Una estrategia exitosa para implementar proyectos de inyección de agua en periodos de crisis. 2017. Acipet. TEC – 455.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Compendio de normas para trabajos escritos. NTC-1486-6166. Bogotá D.C.: El instituto, 2018. ISBN 9789538585673 153p.

JULIVERT, M. Léxico estratigráfico. Capítulo Colombia. Volumen 5. Fascículo 4ª. 1968. 572 pág.

LEÓN, Juan; ZAPATA, José. Lessons learned in implementation and design of chemical conformance treatments in waterflooding fields in Upper Magdalena Valley Basin, Colombia. ECOPETROL S.A. 2013. 46 pág.

MIRANDA, Jordy. MOLINA, Daniel. Evaluación técnico-financiera de la inyección continua solvente-polímero mediante simulación numérica para un área piloto del Campo Chichimene. Fundación Universidad de América. 2017. 197 pág.

MORALES, Víctor et al. Surveillance Using Dimensionless Variables in the Mature Oil Field La Cira Infantas. 2018. SPE-190314-MS.

PACIFIC RUBIALES ENERGY, Informe Técnico Anual Bloque CPO-14. 2010.

PARIS DE FERRER, Magdalena. Fundamentos de ingeniería de yacimientos. Venezuela, 2009. 561 pág.

PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Venezuela, 2001. 390 pág.

SATIZABAL, Mónica. ZAMORA, Carlos. Viabilidad Técnica del Uso del Desecante Sílica Gel para el Tratamiento de los Cortes de Perforación Base Agua en un Campo de la Cuenca de los Llanos Orientales. Fundación Universidad de América. 2012. 138 pág.

SCHLUMMBERGER. Oilfield glossary. [En línea]. Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/f/fluid_compatibility_test.aspx> [Citado el 18 de febrero de 2019].

SMITH, J. E. Practical Issues with Field Injection Well Gel Treatments. TIORCO, INC. 1999. SPE 55631.

THAKUR, Ganesh. Integrated Waterflood Asset Management. PennWell. 1998.

VITTORATOS, Steven et al. Optimal Voidage Replacement Ratio for Communicating Heavy Oil Waterfloods Wells. SPE 150576. 2011.

WILLHITE, G. P. Waterflooding. SPE Textbook Series Vol. 3. Third Edition. Kansas, USA. 1986. 326 pág.