

**DISEÑO DE UNA METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE LA INYECCIÓN
DE AGUA POR PULSOS PARA EL CAMPO CHICHIMENE**

**ALEJANDRO DUVÁN LÓPEZ ROJAS
NATALIA ALEJANDRA URICOCHEA NARVÁEZ**

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

2019

**DISEÑO DE UNA METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE LA INYECCIÓN
DE AGUA POR PULSOS PARA EL CAMPO CHICHIMENE**

**ALEJANDRO DUVÁN LÓPEZ ROJAS
NATALIA ALEJANDRA URICOCHEA NARVÁEZ**

**Proyecto Integral de Grado para optar el título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Director
ING. PEDRO LUIS SOLÓRZANO REYES
Ingeniero de Petróleos**

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

2019

NOTA DE ACEPTACIÓN

Ing. Fernando Wilson Londoño

Jurado 1

Ing. Angie Tatiana Ortega

Jurado 2

Bogotá, D.C., Agosto de 2019

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente Institucional de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. MARIO POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectora Académica y de Posgrados

Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Decano de la Facultad de Ingenierías

Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director General de Investigación y Proyección Social

Dr. MANUEL CANCELADO JIMÉNEZ

Director Programa Ingeniería de Petróleos

ING. JUAN CARLOS RODRIGUEZ ESPARZA

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

DEDICATORIA

Dedico este trabajo a Dios quien siempre me ha brindado fuerzas en los momentos más difíciles de mi vida.

A mis padres quienes me han apoyado a lo largo de toda mi vida y sin quienes la culminación de este pre-grado no sería posible.

Al director del trabajo de grado, el ingeniero Pedro Luis Solórzano quien me acogió durante mi temporada de prácticas y creyó en mi trabajo.

A mi compañera de tesis Natalia Uricocha, de quien he aprendido mucho y cuyo esfuerzo y trabajo permite culminar este trabajo.

A los ingenieros que han sido mis profesores, en especial profesores de yacimientos John Pinto y simulación Jorge Ramos, los cuales en sus clases me enseñaron parte de sus conocimientos y me ayudaron en parte del camino.

A las personas del convenio ICP-FUA quienes estuvieron en el nacimiento de este trabajo y a lo largo de su desarrollo.

A mis amigos que con quienes he compartido a lo largo de estos años y me han hecho crecer como profesional y como persona.

Alejandro Duván López Rojas

DEDICATORIA

Dedicado a Dios quien me guió por el camino, para dar lo mejor de mi para finalizar este proyecto.

A mi madre Marcela Narváez, en la que siempre vi fortaleza para afrontar la vida, trabajo duro, paciencia y mucho amor. A mi padre Arith Uricochea, quien me acompaña cada día haciéndome aprender nuevas cosas y apoyándome. A mi hermano que me hace ver todo el tiempo que de vez en cuando no está mal salir de lo “convencional”.

Al directo de trabajo el ingeniero Pedro Luis Solorzano, el cual siempre estuvo con total disposición de ayudarnos y enseñarnos durante el proceso.

A todas las personas que conforman el convenio ICP-FUA, con las que aprendí el proceso de investigación y la disciplina.

A la Universidad de América por haberme brindado con cada uno de sus docentes los conocimientos necesarios para empezar esta nueva etapa. A mis amigos y compañeros de la Universidad por aquellos momentos buenos.

Natalia Alejandra Uricochea Narváez

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus más sinceros agradecimientos por su apoyo incondicional a:

La Fundación Universidad de América y todos sus docentes por permitirnos formarnos como personas y sobre todo como profesionales íntegros a lo largo del desarrollo de nuestra carrera.

A cada uno de los miembros del convenio FUA -ICP en el cual desarrollamos nuestro proyecto de grado.

A Ecopetrol S.A por permitirnos desarrollar este proyecto en conjunto con el conocimiento de sus profesionales y por brindarnos la información necesaria.

Al ingeniero Pedro Luis Solorzano Reyes por brindarnos su tiempo, información y asesoramiento para la ejecución exitosa del proyecto a desarrollar.

A los docentes Eliana Mesa y Andrés Suarez por su constante acompañamiento y asesoramiento en cada etapa de la realización del proyecto.

A todas aquellas personas que durante este camino nos acompañaron y nos apoyaron.

TABLA DE CONTENIDO

	pág.
RESUMEN	34
INTRODUCCIÓN	35
OBJETIVOS	36
OBJETIVO GENERAL	36
OBJETIVOS ESPECÍFICOS	36
1. GENERALIDADES GEOLÓGICAS Y PETROFÍSICAS	37
1.1 HISTORIA DEL CAMPO	38
1.2 LOCALIZACIÓN	38
1.3 MARCO GEOLÓGICO	39
1.3.1 Evolución geológica	39
1.3.2 Estratigrafía	40
1.3.2.1 Columna estratigráfica	41
1.3.3 Geología estructural	45
1.3.4 Geología del petróleo	47
1.3.4.1 Rocas generadoras	47
1.3.4.2 Rocas reservorio	48
1.3.4.3 Rocas sellos	48
1.3.4.4 Trampas	49
1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO	49
1.4.1 Mecanismos de producción	49
1.4.2 Levantamiento artificial	49
1.4.3 Pozos	49
1.4.4 Historia de producción	49
1.5 PROPIEDADES PETROFÍSICAS ARENA T2	50
1.5.1 Sedimentología unidad t2	50
1.5.2 Naturaleza litológica formación t2	51
1.5.3 Determinación de intervalos arena y arcilla	53
1.5.4 Porosidad	53
1.5.5 Permeabilidad	53
1.5.6 Relación kv/kh	55
1.5.7 Calidad de la roca	55
1.5.8 Curvas capilares representativas de cada roca	57
1.5.9 Productividad de los diferentes tipos de roca	58
1.5.10 Curvas de permeabilidad relativa	58

2. GENERALIDADES DE LA INYECCIÓN DE AGUA POR PULSOS	61
2.1 RECOBRO MEJORADO	62
2.2 CONCEPTOS DE LA INYECCIÓN DE AGUA	62
2.2.1 Desplazamiento de fluidos inmiscibles	62
2.2.2 Movilidad y relación de Movilidad	65
2.2.3 Fenómeno de fingering	66
2.2.4 Transición de presión	66
2.2.5 Patrones de inyección	68
2.2.6 Eficiencia de recobro	68
2.2.6.1 Eficiencia de desplazamiento	69
2.2.6.2 Eficiencia de barrido areal	70
2.2.6.3 Eficiencia de barrido vertical	72
2.3. ETAPAS DE LA INYECCIÓN DE AGUA POR PULSOS	76
2.4 FLUJO CRUZADO	77
2.4.1 Flujo cruzado natural	78
2.4.2 Flujo cruzado forzado	78
2.5 PROPIEDADES DEL YACIMIENTO INVOLUCRADAS EN LA TÉCNICA DE INYECCIÓN DE AGUA POR PULSOS	79
2.5.1 Permeabilidad	80
2.5.2 Efectos de la mojabilidad, presión capilar y saturación	80
2.5.3 Fuerza gravitacional	84
2.5.4 Compresibilidad de la roca y los fluidos	84
2.6 OPTIMIZACIÓN DEL PROCESO DE INYECCIÓN DE AGUA POR PULSOS	85
2.7 PARÁMETROS OPERATIVOS	86
2.7.1 Frecuencia de los ciclos de presurización	86
2.7.2 Rango de amplitud de la velocidad de inyección o presión en los pulsos	86
2.7.3 Inicio de la inyección por pulsos	87
2.7.4 Selección de las capas con contraste de permeabilidad	88
2.7.5 Selección de patrón de inyección	88
3. GENERACIÓN DEL MODELO	89
3.1 SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS	89
3.2 APLICACIÓN DE LA SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS	90
3.3 LIMITACIONES DE LA SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS	90
3.4 PLANTEAMIENTO DE UN ESTUDIO DE SIMULACIÓN	90
3.4.1 Identificación del problema	90
3.4.2 Revisión de información	90
3.4.3 Selección del enfoque	90
3.4.4 Diseño de modelo	90
3.4.5 Cotejo histórico	91
3.4.6 Análisis de resultados	91
3.4.7 Generación de reporte	91

3.5 CONSTRUCCIÓN DEL MODELO	91
3.5.1 Modelo estático	91
3.5.1.1 Modelo estructural	92
3.5.1.1.1 Ubicación de las fallas	93
3.5.1.2 Modelo de ambientes deposito	97
3.5.1.3 Modelo petrofísico	111
3.5.2 Modelo dinámico	114
3.5.2.1 Sección de encabezado	115
3.5.2.2 Sección de geometría del modelo y propiedades estáticas	115
3.5.2.3 Sección reservorio	116
3.5.2.4 Sección Edición	120
3.5.2.5 Sección de propiedades de los fluidos	120
3.5.2.6 Sección de interacción roca-fluido	130
3.5.2.7 Sección de condiciones iniciales	133
3.5.2.8 Sección de métodos numéricos	135
3.5.2.9 Sección de información de pozos y datos recurrentes	135
3.6 CUANTIFICACIÓN DE INCERTIDUMBRE	135
3.7 COTEJO HISTÓRICO	138
4. ESCENARIOS DE INYECCIÓN DE AGUA POR PULSOS	151
4.1 PARÁMETROS DE LOS ESCENARIOS DE INYECCIÓN	151
4.1.1 Configuración de patrón	151
4.1.2 Trayectoria y Completamiento de los pozos	152
4.1.3 Condiciones iniciales	153
4.1.4 Producción de líquido	153
4.1.5 Presiones de fondo de pozo	153
4.1.6 Análisis de inyección de agua	153
4.2 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DEL TAMAÑO DE LOS PERIODOS DE INYECCIÓN Y CIERRE	154
4.2.1 Variación en el periodo de cierre	154
4.2.2 Variación en el periodo de inyección	155
4.2.3 Variación de los periodos en esquemas 1 a 1	156
4.2.4 Variación de los periodos en esquemas 2 a 1	157
4.2.5. Variación de los periodos en esquemas 3 a 1	158
4.3 DESCRIPCIÓN DE LOS ESQUEMAS DE INYECCIÓN	160
4.3.1 Caso base: Inyección convencional	160
4.3.2 Escenarios de inyección de agua por pulsos con sarta simple.	160
4.3.3 Escenarios de inyección de agua por pulsos con sarta selectiva.	162
4.3.3.1 Caso 1	163
4.3.3.2 Caso 2	165
4.3.3.3 Caso 3	167
4.3.3.4 Caso 4	169

4.3.3.5 Caso 5	171
4.3.3.6 Caso 6	172
4.3.3.7 Caso 7	175
4.3.3.8 Caso 8	177
4.3.3.9 Caso 9	179
4.3.4 Escenarios de inyección de agua por pulsos con sarta selectiva con variación lateral	180
4.3.4.1 Caso 10	181
4.3.4.2 Caso 11	182
4.4 RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN NUMÉRICA DE LA INYECCIÓN DE AGUA POR PULSOS	183
4.4.1 Comparación de resultados	183
4.4.1.1 Comparación del factor de recobro de los casos con sarta simple.	186
4.4.1.2 Comparación del factor de recobro de los casos con sarta Selectiva.	186
4.4.1.3 Comparación del factor de recobro de los casos con actividad lateral de los pozos	188
4.4.1.4 Comparación global de escenarios.	188
4.4.2 Comparación de la actividad por pozo.	189
4.4.2.1 Comparación del factor de recobro por tipo de sarta con esquema de inyección/cierre 3-1.	189
4.4.2.2 Comparación por variación de tasa con casos de igual frecuencia de pulsación	191
4.4.2.3 Comparación por variación de tamaño de periodo de inyección/cierre con esquema 2-1 para el sector 2	191
4.4.2.4 Comparación por variación de caudal con esquema de inyección/cierre 1-1 para el sector 2	192
4.4.2.5 Comparación por variación de actividad de pozos para escenario de inyección/cierre de 3-1	192
4.4.2.6 Comparación de factor de recobro por variación de actividad de pozo para escenario de inyección/cierre de 1-1	193
4.4.3 Estudio de resultados a nivel global	193
4.4.3.1 A nivel de factor de recobro	193
4.4.3.2 A nivel de eficiencia de inyección	194
4.4.3.3 A nivel de WOR	195
4.4.3.4 A nivel de inyección de agua	196
4.4.3.5 A nivel de eficiencia de uso de agua	196
4.4.4 Análisis de sensibilidad de escenarios	197
5. SISTEMA DE COMPLETAMIENTO	201
5.1 COMPONENTES DE UN COMPLETAMIENTO	202
5.1.1 Sarta de producción o tubing	202
5.1.2 Empaques	203

5.1.2.1 Partes de los empaques	203
5.1.2.2 Tipos de empaaduras	204
5.1.2.3 Selección de empaaduras	204
5.1.3 Equipos de subsuelo	204
5.2 TIPOS DE COMPLETAMIENTO	205
5.2.1 Completamiento sencillo	206
5.2.2 Completamiento múltiple	208
5.2.2.1 Flujo mezclado	208
5.2.2.2 Flujo sin mezcla	213
5.2.3 Completamiento a hueco abierto	213
5.2.4 Hueco revestido	214
5.3 SISTEMAS DE COMPLETAMIENTO PRESENTES EN EL CAMPO CHICHIMENE	215
5.3.1 Métodos implementados	216
5.3.2 Comparación de la inyección de agua variando el tipo de sarta	217
5.4 INSTRUMENTOS Y TÉCNICAS DE RECOLECCIÓN DE INFORMACIÓN	218
5.4.1 Niveles a analizar	218
5.4.2 Fuentes bibliográficas	218
5.5 TABLAS DE REFERENCIA PARA EL DISEÑO DEL DIAGRAMA DE FLUJO DE IDENTIFICACIÓN DE SISTEMA DE COMPLETAMIENTO	219
5.5.1 Estadísticas de uso de completamientos en Colombia.	219
5.5.2 Características heterogéneas del reservorio	223
5.5.3 Características técnicas de los sistemas	223
5.5.4 Integración del factor económico	225
5.6 IDENTIFICACIÓN DE UN SISTEMA DE COMPLETAMIENTO	226
5.6.1 Diagrama de flujo para la identificación de completamiento	227
5.6.2 Aplicación del diagrama de flujo para la identificación del mejor sistema de completamiento	229
5.6.2.1 Evaluación financiera según modelo de Gai. Se procede a hacer estructuradamente los pasos de esta metodología	232
6. DISEÑO DE LA METODOLOGÍA DE INTEGRACIÓN	237
6.1 PONDERACIÓN ADITIVA SIMPLE	237
6.1.1 Parámetros de evaluación	238
6.1.2 Clasificación de parámetros por importancia	238
6.1.3 Desarrollo matemático de la jerarquización de las variables	240
6.1.4 Cambio de fracción de influencia	240
6.1.5 Asignar un valor de importancia individual por parámetro	241
6.1.6 Ponderación de valores de importancia individual y por clasificación	243
6.1.7 Normalización de los valores de cada parámetro	244
6.1.7.1 Normalización por regresión lineal	244

6.1.8 Sumatoria de ponderaciones	245
6.2 GENERACIÓN DE MATRIZ	245
6.3 EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS	246
6.3.1 Ordenación de alternativas según el puntaje más alto	247
6.3.2 Recomendación de esquema de pulsación	247
7. CONCLUSIONES	249
8. RECOMENDACIONES	251
9. BIBLIOGRAFÍA	252
ANEXOS	259

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Mapa de localización del campo Chichimene	39
Figura 2. Evolución geológica de la Cuenca de los Llanos orientales.	40
Figura 3. Columna estratigráfica de la Cuenca de los Llanos Orientales	41
Figura 4. Geología estructural de la Cuenca de los Llanos Orientales	46
Figura 5. Estructura del campo que favorece el entrapamiento.	46
Figura 6. Ambientes sedimentarios de cada subunidad de la Arena T2	51
Figura 7. Triángulo composicional	52
Figura 8. Cortes de muestras y composición porcentual de minerales	52
Figura 9. Efecto de fingering visto en una prueba de laboratorio	66
Figura 10. Líneas Isobáricas en un área de inyección y producción	67
Figura 11. Diferencia de presión entre las capas	68
Figura 12. Barrido areal con inyección tradicional	71
Figura 13. Mejora de eficiencia areal	71
Figura 14. Eficiencia de barrido vertical	72
Figura 15. Selectivización	73
Figura 16. Procedimiento de inyección de agua por pulsos	77
Figura 17. Mojabilidad del agua a una superficie	81
Figura 18. Flujo de construcción de modelo estático	92
Figura 19. Contorno de tope	93
Figura 20. Contorno base	93
Figura 21. Fallas presentes en la geología de Chichimene	94
Figura 22. Límites del sistema, mapas estructurales e información de pozos	95
Figura 23. Arreglo de profundidades por zona.	96
Figura 24. Grid formado	97
Figura 25. Upscaling de registro de Facies	98
Figura 26. Digitalización de contornos de arena neta 10	99
Figura 27. Digitalización de contornos de arena neta 20	100
Figura 28. Digitalización de contornos de arena neta 30	101
Figura 29. Digitalización de contornos de arena neta 40	102
Figura 30. Digitalización de contornos de arena neta 50	103
Figura 31. Digitalización de contornos de arena neta 60	104
Figura 32. Digitalización de contornos de arena neta 70	105
Figura 33. Composición sedimentológica Zona T70	106
Figura 34. Composición sedimentológica Zona T60	107
Figura 35. Composición sedimentológica Zona T50	107
Figura 36. Composición sedimentológica Zona T40	108
Figura 37. Composición sedimentológica Zona T30	108
Figura 38. Composición sedimentológica Zona T20	109

Figura 39. Composición sedimentológica Zona T10	109
Figura 40. Unificación de facies	110
Figura 41. Comparación de corte transversal del modelo y dibujo geológico.	110
Figura 42. Incorporación de registros.	111
Figura 43. Pasos SGS	112
Figura 44. Procedimiento para análisis de resultados	113
Figura 45. Variograma	113
Figura 46. Secciones de incorporación de la información	114
Figura 47. Importación de propiedades	115
Figura 48. Cuadro de asignación de propiedades indefinidas	116
Figura 49. Constantes para ecuación de compresibilidad	118
Figura 50. Ecuación de Compresibilidad de formación	118
Figura 51. Gráfico de los valores de la relación de Poisson según el tipo de roca	122
Figura 52. Correlaciones para gas con sus respectivos errores	127
Figura 53. Propiedades de los fluidos	128
Figura 54. Tabla PVT saturados	129
Figura 55. Tabla PVT subsaturados	129
Figura 56. Cuadro de condiciones iniciales en Builder	134
Figura 57. Valores de fluidos iniciales en los modelos	135
Figura 58. Estado mecánico de pozo del Campo Chichimene	139
Figura 59. Ejemplificación de cañoneo	139
Figura 60. Patrón de inyección para simulación	152
Figura 61. Esquema de escenarios de pulsos con sarta simple	161
Figura 62. Esquema de caso 1	163
Figura 63. Esquema caso 2	165
Figura 64. Esquema caso 3	167
Figura 65. Esquema caso 4	169
Figura 66. Esquema caso 5	171
Figura 67. Esquema caso 6	173
Figura 68. Esquema caso 7	175
Figura 69. Esquema caso 8	177
Figura 70. Esquema caso 9	179
Figura 71. Agrupación de pozos inyectoros	181
Figura 72. Esquema caso 10	182
Figura 73. Esquema caso 11	183
Figura 74. Sarta de producción.	202
Figura 75. Empaques	203
Figura 76. Clasificación de equipos de subsuelo	204
Figura 77. Clasificación de los tipos de completamiento	206
Figura 78. Completamiento sencillo	207

Figura 79. Completamiento múltiple selectivo	209
Figura 80. Completamiento en hueco abierto	214
Figura 81. Completamiento con huevo revestido	215
Figura 82. Canalización de la inyección continua	216
Figura 83. Mejoras con la inyección selectiva en el problema de fingering	217
Figura 84. Comparación entre ambas gráficas	217
Figura 85. Incorporación del diagrama de flujo en la toma de decisiones	228
Figura 86. Selección entre sarta selectiva o inteligente	228
Figura 87. Modelo económico de Gai	229
Figura 88. Seguimiento del diagrama de flujo para el esquema de pulsos (1)	230
Figura 89. Seguimiento del diagrama de flujo para el esquema de pulsos (2)	231
Figura 90. Seguimiento del diagrama de flujo para el esquema de pulsos (continuación)	232
Figura 91. Desarrollo matemático para obtener fracción de importancia de las variables	240
Figura 92. Ordenación de alternativas	247

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1. Histograma de producción del campo	37
Gráfica 2. Historia de producción del Campo Chichimene	50
Gráfica 3. Registros de porosidad Unidad T2	53
Gráfica 4. Registros de permeabilidad Unidad T2	54
Gráfica 5. Calidades de las rocas	56
Gráfica 6. Curvas de presión capilar para las petrofacies 1, 2 y 3	57
Gráfica 7. Curvas de presión capilar para la petrofacie 4	57
Gráfica 8. Curvas de presión capilar para la petrofacie 5	58
Gráfica 9. Curvas k_r para petrofacie 1	59
Gráfica 10. Curvas k_r para petrofacie 2	59
Gráfica 11. Curvas k_r para petrofacie 3	59
Gráfica 12. Curvas k_r para petrofacie 4	60
Gráfica 13. Comparación de la inyección tradicional (roja) y la inyección por pulsos (azul). Figura 22.a Producción de petróleo acumulada; Figura 22.b Corte de agua	61
Gráfica 14. Gráfica tipo para el coeficiente de Dykstra Parsons	74
Gráfica 15. Ejemplo Dykstra-Parsons 1	75
Gráfica 16. Ejemplo Dykstra- Parsons 2	76
Gráfica 17. Rango de amplitud de la velocidad de los pulsos de presión	87
Gráfica 18. Histogramas de los modelos de registros	114
Gráfica 19. Comparación de curvas PVT para Chichimene	123
Gráfica 20. Viscosidad dinámica del petróleo	125
Gráfica 21. Factor volumétrico del petróleo	126
Gráfica 22. Solubilidad del gas	126
Gráfica 23. Compresibilidad del gas	127
Gráfica 24. Viscosidad del gas	128
Gráfica 25. Comparación de Curvas obtenidas Vs oficiales de K_r para sistema agua-petróleo del Campo Chichimene	132
Gráfica 26. Producción de líquido Pozo A	143
Gráfica 27. Producción de petróleo Pozo A	143
Gráfica 28. Producción de líquido Pozo B	144
Gráfica 29. Producción de petróleo Pozo B	144
Gráfica 30. Producción de líquido Pozo C	145
Gráfica 31. Producción de petróleo Pozo C	145
Gráfica 32. Presión de fondo fluyente Pozo A sin ajustar	146
Gráfica 33. Presión de fondo fluyente Pozo B sin ajustar	146
Gráfica 34. Presión de fondo fluyente Pozo C sin ajustar	147
Gráfica 35. Sensibilización de valor de daño para el Pozo A	149

Gráfica 36. Sensibilización de valor de daño para el Pozo B	149
Gráfica 37. Sensibilización de valor de daño para el Pozo C	150
Gráfica 38. Efecto de la variación del periodo de cierre	155
Gráfica 39. Efectos de variación del periodo de inyección	156
Gráfica 40. Variación por variación de tiempo en periodos inyección/cierre 1 a 1	157
Gráfica 41. Resultados de variar el largo de los ciclos 2/1	158
Gráfica 42. Resultados de variar la longitus en ciclos 3-1	159
Gráfica 43. Caudal de inyección Caso base.	160
Gráfica 44. Caudal de inyección Caso Simple 1, 2 y 3	162
Gráfica 45. Caudal de inyección Caso 1 en los cuatro sectores	164
Gráfica 46. Caudal de inyección Caso 2 en los cuatro sectores	166
Gráfica 47. Caudal de inyección Caso 3 en los cuatro sectores.	168
Gráfica 48. Caudal de inyección Caso 4 en los cuatro sectores	170
Gráfica 49. Caudal de inyección Caso 5 en los cuatro sectores	172
Gráfica 50. Caudal de inyección Caso 6 en los cuatro sectores	174
Gráfica 51. Caudal de inyección Caso 7 en los cuatro sectores	176
Gráfica 52. Caudal de inyección Caso 8 en los cuatro sectores	178
Gráfica 53. Caudal de inyección Caso 9 en los cuatro sectores	180
Gráfica 54. Comparación del factor de recobro de los casos con sarta Simple	186
Gráfica 55. Comparación del factor de recobro de los casos con sarta Selectiva	187
Gráfica 56. Ampliación de comparación del factor de recobro de los casos con sarta simple	187
Gráfica 57. Comparación del factor de recobro por escenarios de actividad de pozo	188
Gráfica 58. Comparación del factor de recobro global de escenarios	188
Gráfica 59. Comparación del Factor de recobro por tipo de sarta	189
Gráfica 60. Comparación de producción de petróleo caso sarta simple 1 vs Caso 5	190
Gráfica 61. Amplificación para ver diferencia de tasas en el caso simple 1 y caso 5	190
Gráfica 62. Comparación de factor de recobro por variación de tasa	191
Gráfica 63. Comparación por variación de tamaño de periodo de inyección / cierre con esquema 2-1 para el sector 2	191
Gráfica 64. Comparación por variación de caudal con esquema de inyección/cierre 1-1 sector 2	192
Gráfica 65. Comparación de por variación de actividad de pozo para escenario de inyección cierre de 3-1	192
Gráfica 66. Comparación de factor de recobro por variación de actividad de pozo para escenario de inyección/cierre de 1-1	193

Gráfica 67. Diagrama de Pareto factor de recobro	194
Gráfica 68. Pareto eficiencia de inyección	195
Gráfica 69. Pareto WOR	195
Gráfica 70. Pareto inyección de agua acumulada	196
Gráfica 71. Pareto eficiencia de uso de agua	197
Gráfica 72. Porcentaje de variación en función agua inyectada	198
Gráfica 73. Porcentaje de variación en función agua inyectada (continuación)	198
Gráfica 74. Comparación de sensibilidad de casos mediante pendiente	200
Gráfica 75. Estadísticas de Completamiento	220
Gráfica 76. Estadísticas de los tipos de completamiento selectivo por cuenca	222
Gráfica 77. Procedimiento para el cálculo del coeficiente Dykstra-Parson para el sector a evaluar	231

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Ecuación básica de Darcy del movimiento de los fluidos en un medio poroso	63
Ecuación 2. Ecuación de Flujo fraccional	63
Ecuación 3. Ecuación de avance frontal	64
Ecuación 4. Movilidad	65
Ecuación 5. Razón de movilidad	65
Ecuación 6. Radio de drenaje de un pozo	66
Ecuación 7. Factor de recobro en términos de eficiencias	69
Ecuación 8. Eficiencia de desplazamiento	69
Ecuación 9. Dykstra-Parsons	74
Ecuación 10. Difusividad entre capas	78
Ecuación 11. Ecuación de Flujo cruzado	79
Ecuación 12. Efecto de la presión capilar en 3 dimensiones	80
Ecuación 13. Flujo cruzado	81
Ecuación 14. Presión capilar dentro de un reservorio con dos fluidos inmiscibles	82
Ecuación 15. Presión capilar en un medio poroso	82
Ecuación 16. Saturación de una fase en el medio poroso	83
Ecuación 17. Compresibilidad	84
Ecuación 18. Cálculo de la frecuencia de pulsación	86
Ecuación 19. Rango de amplitud de los pulsos de presión	87
Ecuación 20. Selección de capas	88
Ecuación 21. Cálculo espesor total	95
Ecuación 22. Topes de las zonas	96
Ecuación 23. Ecuación para crear un registro de facies	97
Ecuación 24. Permeabilidad vertical	117
Ecuación 25. Presión máxima	120
Ecuación 26. Correlación para la viscosidad	124
Ecuación 27. Factor volumétrico a la presión de burbuja	124
Ecuación 28. Correlación gas disuelto petróleo	124
Ecuación 29. Permeabilidad relativa del petróleo en sistema agua-petróleo	130
Ecuación 30. Permeabilidad relativa del agua en sistema agua-petróleo	130
Ecuación 31. Permeabilidad relativa del petróleo en sistema gas-petróleo	130
Ecuación 32. Permeabilidad relativa del gas en sistema gas-petróleo	130
Ecuación 33. Skin promedio	138
Ecuación 34. Ecuación de flujo de Darcy para Estado pseudoestable	147
Ecuación 35. Voidage Replacement Ratio, Relación caudal de inyección/producción	153

Ecuación 36	Relación caudal de inyección/producción en función de lapsos	153
Ecuación 37	Tiempo medio de los ciclos de presurización	154
Ecuación 38	Ecuación de eficiencia de inyección	184
Ecuación 39	Ecuación de eficiencia de inyección del uso del agua	184
Ecuación 40	Ecuación de incremento de variable	197
Ecuación 41	Cálculo de valor presente neto	229
Ecuación 42	Sistema de ecuaciones para definir la ponderación	240
Ecuación 43	Fracción de importancia individual	243
Ecuación 44	Ponderado	243
Ecuación 45	Normalización mediante ecuación de la recta	244
Ecuación 46	Sumatoria de ponderaciones por escenario	245

LISTA DE CUADROS

	pág.
Cuadro 1. Potencial de las formaciones como rocas generadoras	47
Cuadro 2. Propiedades de las rocas reservorio T2, K1 y K2.	48
Cuadro 3. Clasificación de las Petrofacies según rangos de permeabilidad	55
Cuadro 4. Características de las petrofacies	55
Cuadro 5. Aspectos litológicos para cada petrofacies según su localización en diferentes subunidades	56
Cuadro 6. Escenarios de Relación de Movilidad	65
Cuadro 7. Selección del patrón de inyección	88
Cuadro 8. Clasificación de fallas para la simulación de yacimientos	94
Cuadro 9. Zonas del modelo	95
Cuadro 10. Valores de orientación de facies, ancho y espesor de canal.	106
Cuadro 11. Sección encabezado	115
Cuadro 12. Condicionales para propiedades estáticas	116
Cuadro 13. Cálculo de compresibilidad de la formación	119
Cuadro 14. Métodos para calcular la presión de fractura.	121
Cuadro 15. Propiedades del agua	122
Cuadro 16. Propiedades del petróleo	123
Cuadro 17. Constantes para Rs	125
Cuadro 18. Resultados para las permeabilidades relativas	131
Cuadro 19. Presión capilar para el modelo	133
Cuadro 20. Métodos numéricos	135
Cuadro 21. Valores de facies, porosidad y permeabilidad por modelo	136
Cuadro 22. Descripción de escenario de comparación	137
Cuadro 23. Valores de factor de recobro por modelo	138
Cuadro 24. Historia de producción pozo A	140
Cuadro 25. Historia de producción pozo B	141
Cuadro 26. Historia de producción pozo C	142
Cuadro 27. Nivel de incertidumbre de las variables involucradas a la presión de fondo	148
Cuadro 28. Porcentaje de incremento del factor de recobro según sectores.	155
Cuadro 29. Porcentaje de variación del factor de recobro según el sector	156
Cuadro 30. Porcentaje de variación según sector por variación en esquemas 1-1	157
Cuadro 31. Porcentaje de variación por variación de largo de ciclos 2-1	158
Cuadro 32. Porcentaje de variación de factor de recobro por variación en ciclos 3-1	159
Cuadro 33. Descripción de escenarios de inyección de agua por pulsos con sarta simple	160

Cuadro 34. Descripción de Caso 1 con sarta de inyección selectiva	163
Cuadro 35. Descripción de Caso 2 con sarta de inyección selectiva	165
Cuadro 36. Descripción de Caso 3 con sarta de inyección selectiva	167
Cuadro 37. Descripción de Caso 4 con sarta de inyección selectiva	169
Cuadro 38. Descripción de Caso 5 con sarta de inyección selectiva	171
Cuadro 39. Descripción de Caso 6 con sarta de inyección selectiva	173
Cuadro 40. Descripción de Caso 7 con sarta de inyección selectiva	175
Cuadro 41. Descripción de Caso 8 con sarta de inyección selectiva	177
Cuadro 42. Descripción de Caso 9 con sarta de inyección selectiva	179
Cuadro 43. Descripción de Caso 10 con sarta de inyección selectiva	181
Cuadro 44. Descripción de Caso 11 con sarta de inyección selectiva	182
Cuadro 45. Factores a tener en cuenta para la selección del completamiento	201
Cuadro 46. Ventajas del sistema de inyección a diferentes niveles	210
Cuadro 47. Características del sistema inteligente	211
Cuadro 48. Áreas de trabajo del completamiento inteligente	211
Cuadro 49. Tablas comparativas de casos base de inyección con un caso de optimización con sarta inteligente	212
Cuadro 50. Fuentes bibliográficas para la formulación de la identificación del completamiento	218
Cuadro 51. Estadística de completamientos múltiples instalados en los campos de ECOPETROL S.A. entre 2005 y 2015	220
Cuadro 52. Estadística de completamiento múltiple instalado durante 2005 a 2015, en cuatro cuencas por ECOPETROL S.A.	221
Cuadro 53. Clasificación de yacimiento según coeficiente de Dykstra-Parson	223
Cuadro 54. Comparación de propiedades de completamiento simple y selectivo	223
Cuadro 55. Sistemas de selectivización	225
Cuadro 56. Tabla de costos sarta convencional, inteligente y operaciones	225
Cuadro 57. Valores de CAPEX	233
Cuadro 58. Valores de OPEX	234
Cuadro 59. Costos de operación traídos al presente.	234
Cuadro 60. Valor real de ganancia por barril	235
Cuadro 61. Ingresos netos por año	236
Cuadro 62. Asignación de variables	239
Cuadro 63. Factores de influencia por variación de clasificación	241
Cuadro 64. Escala de referencia de importancia de variable	242
Cuadro 65. Criterio individual de asignación establecido para cada variable.	243
Cuadro 66. Ponderación por parámetro	244
Cuadro 67. Descripción de Caso 3 con sarta de inyección selectiva (2)	248

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Resultados de la simulación de escenarios	185
Tabla 2. % de variación de producción frente al volumen de agua inyectada	199
Tabla 3. Matriz de evaluación de escenarios de inyección de agua por pulsos	246
Tabla 4. Resultados CASO 3	248
Tabla 5. Resultados CASO 3	248

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Mapas	260
Anexo B. Gráficas de comparación de escenarios	261
Anexo C. Tabla de normalización de datos para la metodología	276

ABREVIATURAS

%	Por ciento
API	Grados API (American Petroleum Institute)
Bbl(s)	Barril o barriles
Bo	Factor volumétrico
BOPD	Barriles de petróleo por día
BS&W	Porcentaje de agua y sedimentos
Cm2	Centímetros cuadrados
Cp	Centipoise
d	Día
EOR	Enhanced oil recovery
Ft	Pies
Fw	Flujo fraccional
GOR	Relación gas-petróleo
K	Permeabilidad
Km2	Kilómetros cuadrados
Kro	Permeabilidad relativa al petróleo
Krw	Permeabilidad relativa al agua
mD	Milidarcy
mm	Milímetros
Mo	Viscosidad del petróleo
NTG	Net to Gross
Np	Producción de petróleo acumulada
Pc	Presión capilar
PF	Petrofacie
psi	Unidad de presión (Lb/in ²)
ppg	Libras por galón
Qg	Caudal gas
Qo	Caudal de petróleo
Qw	Caudal de agua
RGP	Relación gas-petróleo
S	Skin
Sw	Saturación de agua
Swirr	Saturación de agua de irreducible
TVD	Profundidad vertical verdadera
WOC	Contacto agua-petróleo
WOR	Relación agua-petróleo
VPN	Valor presente neto

GLOSARIO

ACUÍFERO: acumulación de agua en el subsuelo que se da por procesos de infiltración que puede estar estática o puede fluir a través de las formaciones.

ANISOTROPÍA: es el cambio de las propiedades de la roca o del medio poroso con respecto a la dirección en la que se considere.

ARCILLA: partícula mineral de grano menor a 1/256 mm. También puede tomarse como un tipo de mineral dentro del grupo de los filosilicatos.

ARENISCA: roca sedimentaria consolidada de origen Clástico y textura detrítica en la que el tamaño de grano varía entre 0.062-2 mm. Al ser la sílice el material más perdurable por su resistencia mecánica y química, la mayor parte de ellas están mayoritariamente compuestas por granos silíceos. Se compone principalmente de Feldespatos y cuarzo.

BSW: se refiere al porcentaje de agua y sedimentos que están contenidos en los hidrocarburos.

CALIBRACIÓN: proceso que permite que el simulador represente los hechos históricos, para poder representar eventos futuros.

CANALIZACIÓN: generación de caminos preferenciales de agua que no ayudan a un buen desplazamiento del petróleo, llegando de manera temprana al pozo productor.

CAPILARIDAD: se relaciona con conceptos como tensión interfacial y se debe a las fuerzas intermoleculares dentro de los fluidos que se encuentran en el medio poroso.

COLUMNA ESTRATIGRÁFICA: es una representación utilizada en geología para mostrar la ubicación vertical de unidades de roca en un área específica.

COMPLETAMIENTO: es el diseño, la selección y la instalación de tuberías, empaques y demás herramientas para producir de una manera controlada, segura y rentable. Ejemplos de completamiento es hueco abierto, tubería ranurada, hoyo revestido y cañoneado y pozo con empaque grava.

COMPRESIBILIDAD: la relación entre el cambio en volumen y el cambio en la presión aplicada a un fluido o una roca.

CORRELACIONES: fórmulas que integran los datos obtenidos en pruebas de laboratorio dentro de un rango de variables.

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

DAÑO (SKIN): reducción de la capacidad que tiene naturalmente un yacimiento para producir los fluidos presentes en él, puede generarse por una disminución de la porosidad o de la permeabilidad, o de ambos. Puede presentarse cerca de la cara del pozo o ser profundo en la roca.

DENSIDAD: masa por unidad de volumen. La densidad se expresa normalmente en ppg en un campo petrolero.

DRENAJE: el proceso de penetración de una fase no mojante en una roca porosa. El petróleo migra hacia la mayoría de los yacimientos como la fase no mojante, por lo cual el proceso inicial en un yacimiento es drenaje. Consiste en un proceso de aumento de la saturación de la fase no mojante.

EFICIENCIA DE BARRIDO AREAL: según Cobb, es la fracción del área del yacimiento que el agua contactará. Su valor depende de las propiedades relativas de flujo del petróleo y del agua.

EFICIENCIA DE BARRIDO VERTICAL: según Cobb, es la fracción del yacimiento verticalmente en el cual el agua contactará. Esta depende de la estratificación vertical.

EFICIENCIAS DE DESPLAZAMIENTO: fracción de petróleo que es desplazado por el contacto con un fluido desplazante.

ESQUEMA DE INYECCIÓN: refiere a la forma de inyectar el agua, contando parámetros como caudales y configuración de pozos.

ESTRATIGRAFÍA: ciencia derivada de la geología que trata de la descripción de los estratos que forman la corteza terrestre y su organización en unidades distintivas, útiles y reconocibles, sobre la base de sus propiedades o atributos inherentes.

FACTOR DE RECOBRO: la cantidad de petróleo que se ha extraído del yacimiento en relación con el petróleo original in situ.

FALLA INVERSA: tipo de falla formada cuando existen esfuerzos de tipo compresional, donde el bloque se desplaza en forma ascendente a lo largo de una

superficie de falla. Dicho movimiento puede producirse en zonas en las que la corteza terrestre se encuentra comprimida.

FALLA NORMAL: tipo de falla en la que el bloque elevado se desplaza hacia abajo respecto del bloque hundido, y la superficie de falla se inclina en forma abrupta, normalmente de 50° a 90°.

FUERZAS CAPILARES: engloban los conceptos de mojabilidad, tensión inter-facial y presión capilar, los cuales se asocia con la interacción entre fases de agua e hidrocarburo con la estructura interna del poro que los contiene en la roca almacén.

FUERZAS VISCOSAS: son cuantificadas mediante la diferencia de presión que ocurre cuando un fluido atraviesa el medio.

FZI: Es un parámetro que indica las características de flujo de un sector mediante la consideración de propiedades petrofísicas. Proporciona la identificación de zonas de flujo a través de un área superficial y el efecto de la tortuosidad.

GRAVEDAD API: escala de gravedad específica desarrollada por el Instituto Estadounidense del Petróleo (American Petroleum Institute, API) para medir la densidad relativa de diversos líquidos de petróleo, expresada en grados.

HETEROGÉNEO: cambio en las propiedades de las rocas según la posición en un yacimiento o formación. Parámetro importante para la simulación de yacimientos.

IMBIBICIÓN: consiste en un aumento en la saturación de la fase mojante que desplaza un fluido viscoso inmiscible dentro de un sistema.

ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD: es una expresión matemática para analizar la capacidad productiva de un yacimiento y relaciona el volumen que se produce teniendo en cuenta el tiempo con la reducción de presión en la formación (bbl/d/psi).

INMISCIBLE: existencia de fuerzas moleculares que no permiten que dos fluidos se mezclen entre sí. Se genera así una interface llamada menisco. Por ejemplo, el petróleo y el agua son inmiscibles.

INYECCIÓN DE AGUA POR PULSOS: la inyección cíclica consiste en un proceso de recobro en el cual se inyecta agua en ciclos, con hemiciclos de presurización o inyección y hemiciclos de despresurización o detención de la inyección que conlleva beneficios en cuanto a interacción de fuerzas capilares y viscosas dentro del yacimiento, en su preferencia heterogéneo.

INYECTIVIDAD: tasa y presión a la cual se puede inyectar un fluido en la zona de interés sin dañarla, para movilizar el hidrocarburo.

LIMOLITA: roca sedimentaria, su textura es de grano muy fino de diversos minerales. El tamaño del grano esta entre 0.0086-0.0036 mm. Se compone principalmente de óxido de hierro, cuarzo, calcita entre otros. Este tipo de rocas son

el producto de la compactación de sedimentos compuestos por partículas, que, por su tamaño, se encuentra en un rango intermedio entre las arcillas y las arenas.

LITOLOGÍA: es toda la naturaleza macroscópica del contenido mineral, la granulometría, la textura y el color de las rocas.

LUTITA: es una roca sedimentaria de origen detrítico compuesta por partículas del tamaño de la arcilla tienden a ser plásticas y el tamaño de grano es menor a 1/256 mm. Se compone de feldespatos y mica principalmente.

MALLA DE SIMULACIÓN: es una aproximación numérica que consiste en dividir en un número finito de unidades de volumen discretas (celdas) un yacimiento, lo cual permite modelar las estructuras y propiedades presentes en el mismo.

MODELO DINÁMICO: encierra el análisis de propiedades físico-químicas de los fluidos.

MODELO ESTÁTICO: es la representación del yacimiento en tres dimensiones, integra la información geológica, sísmica y estratigráfica.

MOJABILIDAD: capacidad de una fase para dispersarse sobre una superficie sólida. Las rocas pueden ser humectadas con agua, con petróleo o tener una mojabilidad neutra. En un medio poroso donde hay gas, el petróleo y el agua siguen siendo las fases que cubren las superficies de los granos preferencialmente.

MOVILIDAD: relación entre la permeabilidad efectiva y la viscosidad de una fase. Es una medida de la facilidad a fluir que tiene una fase.

OPEX: son los gastos en que se incurre para que funcione una actividad. Puede traducirse como gasto de funcionamiento, gastos operativos o gastos operacionales.

PERMEABILIDAD: indica la habilidad del aceite y del agua a fluir en un medio poroso. Los diferentes tipos de permeabilidad son: Absoluta que considera una sola fase, efectiva que expresa la de cada fase cuando hay más de dos componentes y relativa que guarda la relación entre la efectiva y la absoluta.

POES: petróleo original en sitio o las reservas iniciales en un yacimiento.

POROSIDAD: es la relación que hay entre el volumen donde se pueden acumular fluidos (volumen poroso) con respecto al volumen total de la roca. Existen diferentes tipos de porosidad, entre ellas porosidad efectiva y absoluta.

POZO: perforación para el proceso de búsqueda o producción de petróleo crudo gas natural o para proporcionar servicios relacionados con los mismos. Los pozos se clasifican de acuerdo a su objetivo y resultado como: pozos de aceite y gas asociado, pozos de gas seco y pozos inyectores.

PRESION CAPILAR: es la diferencia de presión entre la interface fase mojante-fase no mojante. Depende de variables como el tamaño de poros, la permeabilidad y la variación de saturación en el medio poroso.

PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE: es la energía para mantener fluyendo un pozo. Puede ser de origen del yacimiento o de un sistema de levantamiento artificial.

PRESIÓN DE PORO: es aquella presión que tienen los fluidos dentro del medio poroso. Al momento de perforar puede clasificarse en diferentes tipos; presión de poro subnormal, normal y anormal.

PVT: es el conjunto de propiedades que se calculan para el petróleo en el subsuelo. Se observa la variabilidad de estas con respecto a la presión. Consiste en caracterizar el crudo presente. Algunas de estas son la viscosidad, el factor volumétrico, la compresibilidad y la relación gas disuelto.

RAZON DE MOVILIDAD: movilidad del fluido desplazante dividida por la del fluido desplazado. Es un parámetro importante en el momento de determinar las eficiencias para un proyecto (areal, vertical y volumétrica).

RECOBRO MEJORADO (EOR): son mecanismos utilizados para aumentar la energía del yacimiento y así tener una mayor producción. Podemos encontrar mecanismos que utilizan agentes químicos, fuentes de calor o inyección de gases con la finalidad de mejorar el desplazamiento del petróleo.

ROCA GENERADORA: es una roca rica en contenido de materia orgánica que, si se somete a altas temperaturas, a condiciones específicas de presión y por un periodo de tiempo determinado, generará petróleo o gas. Las rocas generadoras típicas (normalmente lutitas o calizas, contienen aproximadamente un 1% de materia orgánica y al menos 0,5% de carbono orgánico total (TOC)).

ROCA RESERVORIO: es una roca que exhibe un grado suficiente de porosidad y permeabilidad para almacenar y transmitir fluidos. Las rocas sedimentarias son las rocas reservorio más comunes ya que poseen más porosidad que la mayoría de las rocas.

ROCA SELLO: roca relativamente impermeable, normalmente lutita, anhidrita o sal, que forma una barrera o una cubierta sobre y alrededor de la roca reservorio, de manera que los fluidos no pueden migrar.

RQI: es un índice que discriminará petrofacies según el tamaño de los poros y las gargantas de poro. Es la raíz de la relación entre porosidad del medio poroso y permeabilidad.

RUPTURA: momento en el que el agua inyectada llega al pozo productor incrementando el WOR.

SATURACIÓN: relación entre el volumen de una fase con el volumen poroso de una roca, usualmente como un porcentaje del volumen.

SIMULADOR DE FLUJO: es la simulación dinámica de los fluidos a través de un modelo del yacimiento con el transcurso del tiempo. Es de importancia introducir todos los datos idóneamente para recrear la situación del yacimiento y nos arroje resultados coherentes y acercados a la situación real.

TENSIÓN INTERFACIAL: fuerza que actúa en el plano de superficie por unidad de longitud. Se origina por un desbalance de fuerzas intermoleculares, las moléculas localizadas en la superficie del líquido están sometidas a una fuerza dirigida hacia el líquido y se tiende a formar la mínima superficie llamada menisco en la interface.

TRAMPA: es la configuración de rocas adecuada para contener hidrocarburos, mediante un sello por una formación relativamente impermeable a través de la cual los hidrocarburos no migrarán.

VISCOSIDAD: propiedad de los fluidos que da una muestra de la resistencia que pone el fluido al flujo, relación entre el esfuerzo cortante y la velocidad de corte. Generalmente medida en la industria como cP.

YACIMIENTO: un cuerpo de roca que se caracteriza por tener porosidad para almacenar fluidos y una magnitud de permeabilidad que permite o no el flujo de fluidos fácilmente, requiere de un sistema con una roca generadora y un proceso migratorio.

RESUMEN

El diseño de una metodología que permita evaluar diferentes patrones de la técnica de inyección de agua por pulsos, bajo unas características geológicas indicadas ayuda en la determinación de la forma en la que se debe hacer el proceso de inyección.

El presente trabajo se inicia haciendo una amplia investigación teórica acerca de las generalidades geológicas, como también de los ambientes de depositación y la estratigrafía. Esta parte es complementa con un análisis de las propiedades petrofísicas para caracterizar el yacimiento. Posteriormente se habla de los fundamentos matemáticos que explican el proceso de inyección de agua por pulsos y los fenómenos que se encuentran involucrados.

Una vez obtenidas las bases teóricas se diseña el modelo de simulación de tipo académico, donde se empieza elaborando un modelo estático estructuralmente representativo y en segunda instancia se incorpora a éste el modelo dinámico, con el fin de construir diferentes escenarios de simulación que estudian la técnica de inyección por pulsos, donde los parámetros principales a variar serán caudales inyectados y frecuencia de los pulsos.

Para lograr mayor comprensión de los resultados obtenidos se diseñó un análisis de sensibilidad mediante el cual se observa el cambio en los resultados de salida al variar el esquema planteado. Finalmente, se agrupan los resultados en una matriz multicriterio basada en el establecimiento de evaluaciones ponderadas para cada variable de salida, para así poder seleccionar el caso de mayor puntaje.

El resultado es que ciclos de 21 días, con hemiciclos de presurización de 14 días y 7 días de despresurización, con fecha de inicio alternada entre sectores y caudal de inyección para cada sector de 650 bbl/día, son los mejores.

Palabras clave: Análisis sarta inyección, Campo Chichimene, Eficiencia volumétrica barrido, Inyección cíclica agua, Petróleo pesado, Simulación numérica.

INTRODUCCIÓN

La inyección de agua por pulsos, también conocida como inyección de agua no estacionaria o inyección por ciclos, consiste en un cambio de la actividad del manejo de agua en un pozo inyector con el fin de generar disturbios de presión que movilizan el petróleo de capas de baja permeabilidad a alta permeabilidad, además de cambiar los caminos de flujo dentro de un yacimiento, lo que incrementa el factor de recobro, al mejorar la eficiencia de barrido volumétrico¹. Esta técnica de recobro cobra importancia en yacimientos con alta estratificación debido a la relación costo beneficio frente a un proceso de inyección de agua tradicional, el cual se ve afectado por las canalizaciones del agua inyectada².

La inyección de agua por pulsos empieza a ser empleada en la década de los 60's en campos de Estados Unidos, Rusia y China, mientras que, a nivel de Latino América, se empieza a estudiar en la última década en Argentina, Ecuador y Venezuela para yacimientos con alta heterogeneidad.

El Campo Chichimene es un campo de crudo pesado en el cual destacan las arenas T2, K1 y K2. El presente trabajo se centrará en la arena T2, la cual es un yacimiento de tipo fluvial de lecho simple con una alta heterogeneidad en sus propiedades, lo que lo hace idóneo para implementar la técnica de inyección por pulsos.

El desarrollo de una metodología de evaluación parte del hecho de que en Colombia no se han realizado estudios acerca del tema, lo que hace necesario realizar un análisis de sensibilidad de la tecnología en el campo de estudio, además de tener en consideración diferentes criterios de evaluación.

Para el desarrollo de este trabajo fue necesario la construcción de un modelo estático y dinámico de tipo académico que se asemejara al comportamiento del campo real para realizar las simulaciones, que posteriormente serían evaluadas en la metodología construida.

¹ PEREZ. Diego, SALICIONI. Federico, UCAN. Sezai. Cyclic Water Injection in San Jorge Gulf Basin, Argentina. En: SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Maracaibo, Venezuela, Mayo, 2014. SPE-169403-MS, p. 3

² AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. History of Petroleum Engineering. New York. 1961.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

DISEÑAR UNA METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DE LA INYECCIÓN DE AGUA POR PULSOS PARA EL CAMPO CHICHIMENE

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

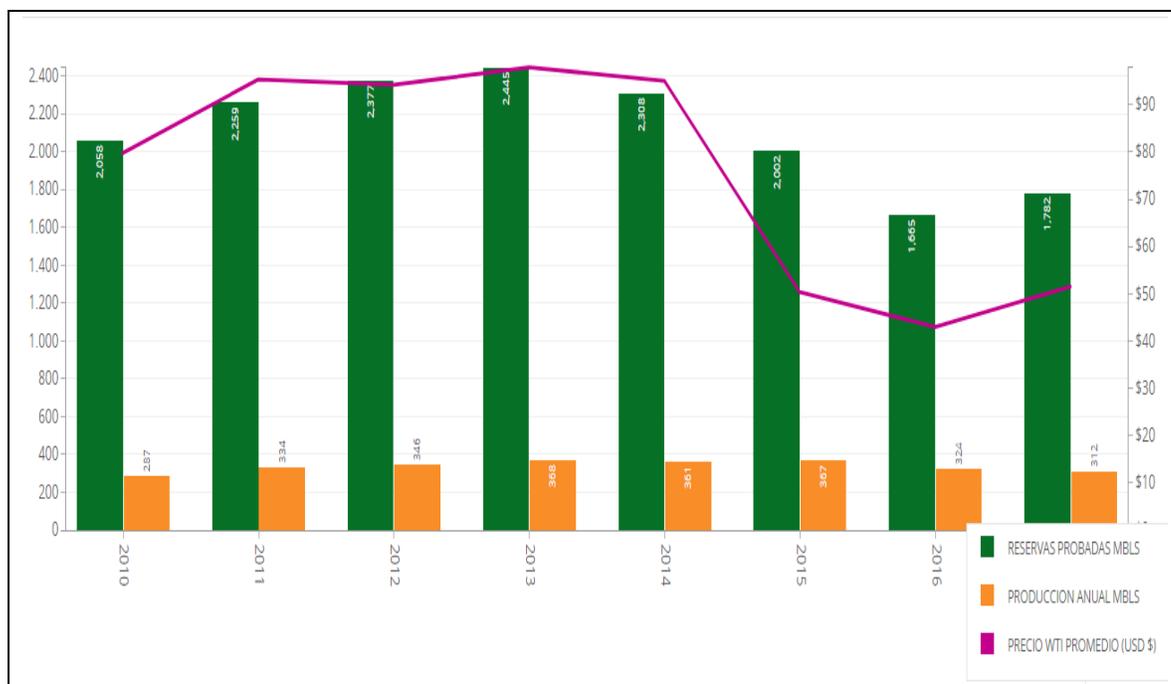
1. Describir las características geológicas y petrofísicas de un sector del Campo Chichimene.
2. Describir el proceso de inyección cíclica de agua.
3. Generar un modelo referencial con propiedades semejantes al campo, que sirva como módulo de pruebas de simulación.
4. Simular diferentes escenarios de inyección de agua por pulsos según las bases teóricas.
5. Identificar el sistema de completamiento (sarta: simple; selectivo; inteligente) que beneficie el esquema de inyección planteado.
6. Construir la metodología con base a los resultados de escenarios de sensibilidad.

1. GENERALIDADES GEOLÓGICAS Y PETROFÍSICAS

En este capítulo se desarrollarán conceptos del marco geológico que enmarca el campo Chichimene, como también una breve reseña de su historia, de la producción a lo largo de los años y un resumen de la petrofísica asociada.

El continuo incremento de la demanda energética nacional ha causado una reducción de la autosuficiencia petrolera, la cual ha presentado una tendencia a la baja como se muestra en la primera **gráfica 1** y para el 2017 se tenían reservas probadas de alrededor de 1782 MMBLS³. Estos recursos energéticos convencionalmente se extraen de yacimientos con un alto volumen de petróleo y cuya producción resulta simple con métodos establecidos.

Gráfica 1. Histograma de producción del campo



Fuente: Ministerio de minas y energía. República de Colombia. Histórico de reservas probadas y producción de petróleo 2010-2018. En: [//www.datos.gov.co/Minas-y-Energia/Hist-rico-Reservas-Probadas-y-Produccion-de-Petrol/ha9p-fkzn](http://www.datos.gov.co/Minas-y-Energia/Hist-rico-Reservas-Probadas-y-Produccion-de-Petrol/ha9p-fkzn). Bogotá, Colombia. 2018.

En este contexto, la implementación de nuevas tecnologías se hace una labor importante para permitir un incremento de producción en campos de petróleo pesado, los cuales son abundantes en las Cuencas de Colombia, en especial en la de los Llanos Orientales.

³ MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. República de Colombia. Histórico de reservas probadas y producción de petróleo 2010-2018. Disponible en: [//www.datos.gov.co/Minas-y-Energia/Hist-rico-Reservas-Probadas-y-Produccion-de-Petrol/ha9p-fkzn](http://www.datos.gov.co/Minas-y-Energia/Hist-rico-Reservas-Probadas-y-Produccion-de-Petrol/ha9p-fkzn). Bogotá, Colombia. 2018.

1.1 HISTORIA DEL CAMPO

Hacia el 1968 se firma el contrato de concesión Cubarral número 1820 entre las empresas Chevron Oil Company y Ecopetrol S. A⁴. En el 1969 Chevron descubre el campo a partir del pozo CH-1, los pozos durante los primeros años de historia fueron perforados en intervalos de tiempo prolongados y el tipo de crudo era pesado (alrededor de 9.6 y 16° API). El contrato incluía los Campos Chichimene y Castilla.

Años más tarde, a partir del año 1973, el contrato pasó a ser manejado por el ministerio de Minas, como una asociación 50-50% con las mismas partes denominado también Cubarral, este contrato terminó en el año 2000⁵. El inicio de la producción se sitúa en el año 1985 después de haber perforado un número de pozos adecuados⁶. Hacia el año 1998 una evaluación por Ecopetrol es realizada cuando Chevron iba a entregar el campo con informes de sísmica y registros de pozos. El contrato termina el 30 de enero del año 2000 y Ecopetrol pasó a tomar el campo firmando un contrato a 6 meses, después de este periodo dicha compañía operará desde el año 2000⁷ a la actualidad en el área perteneciente al bloque Cubarral. Para el año 2019 se encuentra en estado de producción.

1.2 LOCALIZACIÓN

Ubicado en Colombia en el Departamento del Meta, específicamente está en la parte suroccidental de la Cuenca de los Llanos a 25 km del sistema de fallas del pie de monte llanero. Dicha Cuenca se encuentra ubicada en el oriente de Colombia a partir del sistema de fallas de la cordillera oriental, cuyos límites son: Al norte con la frontera con Venezuela y al sur con la serranía de la Macarena y Vaupés. Consta de los departamentos de Arauca, Casanare, Meta y Vichada.

Chichimene se encuentra a 30 km de la ciudad de Villavicencio comprendido entre las jurisdicciones de Acacias, Guaimaral y Castilla La Nueva. Cuenta con un área de 7.5 Km² y con un área del yacimiento de 374 hectáreas⁸.

Para el acceso desde Bogotá como se puede ver en la **figura 1** se requiere llegar hasta la ciudad de Villavicencio ya sea por vía terrestre o aérea, luego tomar la carretera intermunicipal número 65 en sentido suroccidental hasta llegar a Acacias, posteriormente se tomará la calle 18 en sentido suroriental hasta llegar a la vía Acacias- San Isidro por alrededor de 11 km hasta encontrar la entrada.

⁴ Revista Dinero. Disponible en: <http://www.dinero.com/imprimir/199766>. Bogotá, Colombia. 2010.

⁵ EL TIEMPO. Castilla y Chichimene pasaran a Ecopetrol. Disponible en: <http://www.eltiempo.com/archivo/documento/MAM-1240507>. Colombia. 2000.

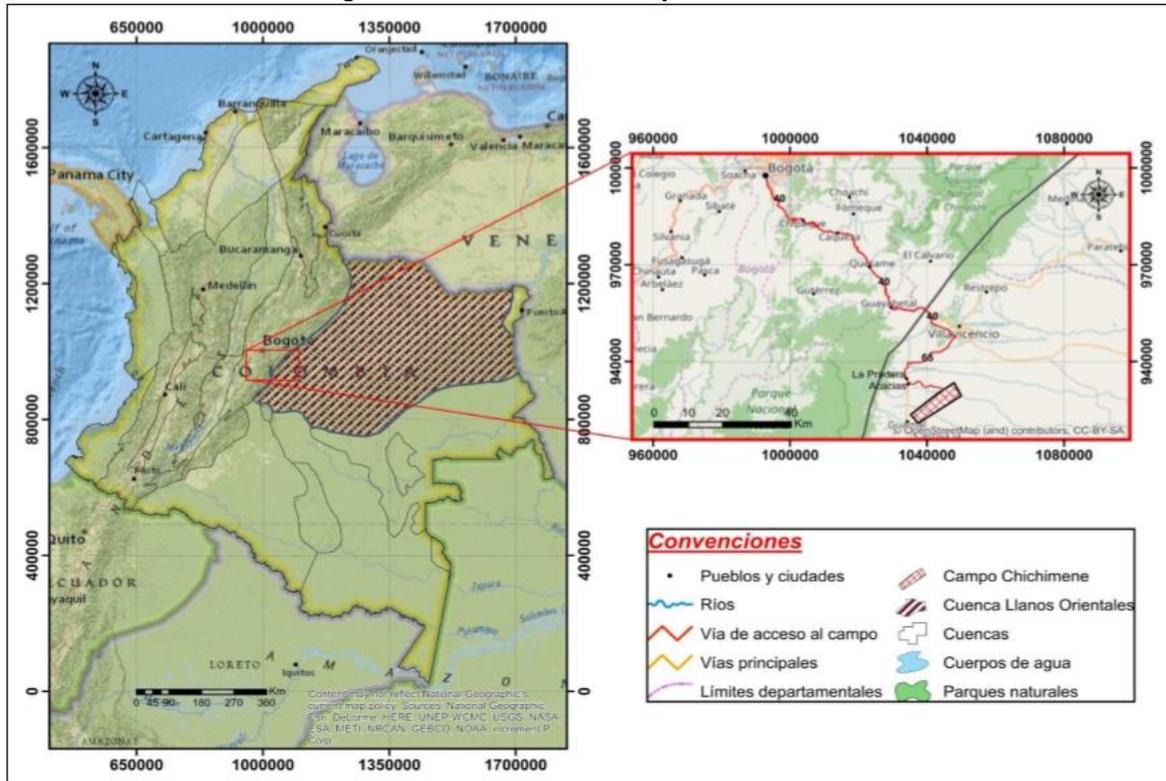
⁶ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). Información geológica y geofísica. Disponible en internet: <http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos-Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Campos.pdf>.

⁷ ECOPETROL. Plan de desarrollo integrado Campo Chichimene, desarrollo de campos, vicepresidencia regional Orinoquia, p.12

⁸ EL TIEMPO. Castilla y Chichimene pasarán a Ecopetrol. 2000. Disponible en: <http://www.eltiempo.com/archivo/documento/MAM-1240507>

Hay 3 peajes en la ruta 40, peaje Boquerón en el kilómetro 4, Peaje Puente Quetame en el kilómetro 45 y Peaje Pipiral en el kilómetro 726⁹.

Figura 1. Mapa de localización del campo Chichimene



Fuente: Elaboración propia con base en: INSTITUTO NACIONAL DE VÍAS – INVIAS. Mapa de carreteras del Meta. Disponible en <<http://www.gifex.com/fullsize2/2011-08-24-14477/Mapa-de-carreteras-del-Meta.html>>.

1.3 MARCO GEOLÓGICO

Para esta sección se hace un estudio del marco geológico de la cuenca en la que se enmarca el estudio.

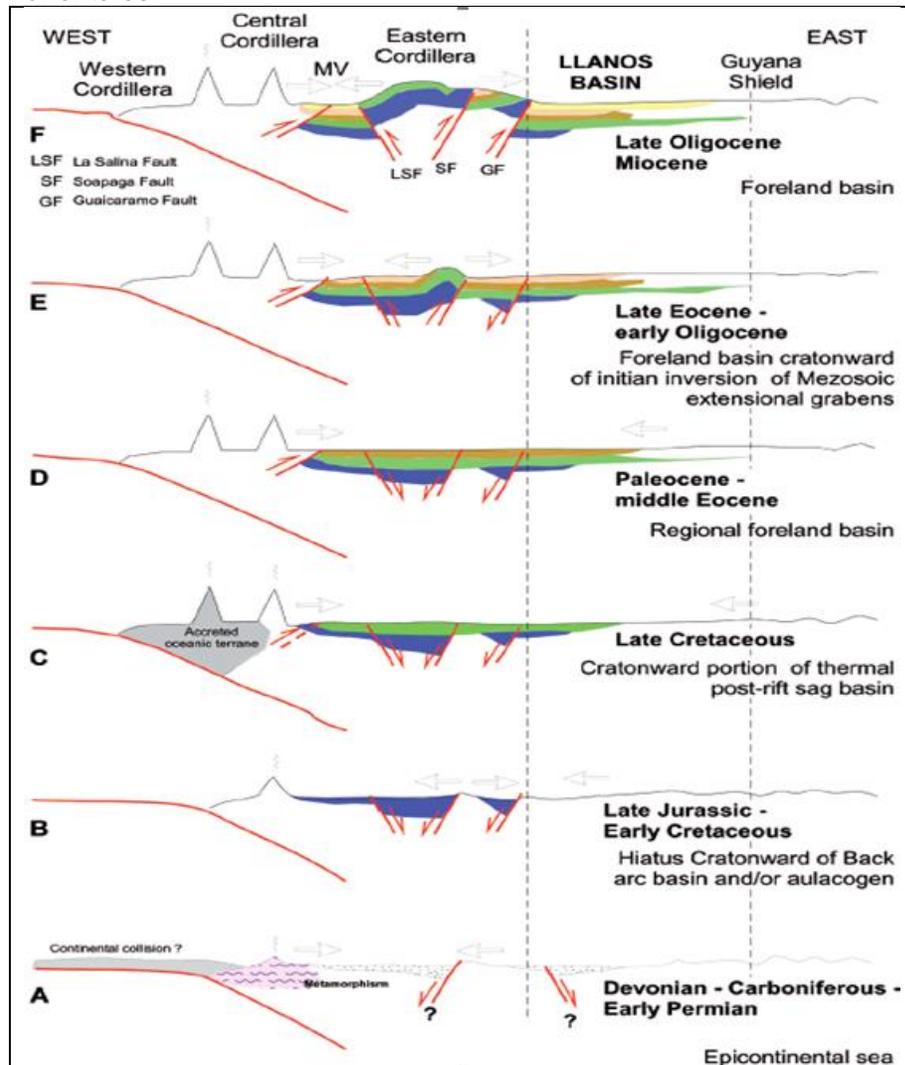
1.3.1 Evolución geológica¹⁰. La época en la que tuvo origen fue en el Paleozoico, en una cuenca de apertura con un fallamiento normal que permitió la depositación de sedimentos del Cretácico. Como se puede ver en la **figura 2**, en el Devoniano-Carbonífero correspondía a un graben que terminó evolucionando en el Jurásico tardío y Cretáceo en una Cuenca de ante-arco con depósitos de rift. Una extensión de la Cuenca ocurrió posteriormente en el cretáceo tardío con una sedimentación marina.

⁹ INSTITUTO NACIONAL DE VÍAS – INVIAS. Mapa de carreteras del Meta. Disponible en: <http://www.invias.gov.co/index.php/informacion-institucional/2494-peajes2>.

¹⁰ ROJAS, Nelson. Desarrollo de campos, Gerencia de estrategia de yacimientos. Geología del campo Chichimene. Colombia. Agosto 2017.

Ya en el Paleoceno-Eoceno empezó un levantamiento de la cordillera Oriental, finalmente dando como resultado una depresión estructural con sentido nor-este desarrollada entre el escudo de La Guyana y la Cordillera Oriental al Occidente. Para el Paleógeno se formó entonces, la cordillera Oriental que sería la fuente de sedimentos para la cuenca ante-arco de los Llanos. Gracias a la orogenia de la cordillera oriental una serie de fallas formarían las deformaciones que permitirían la acumulación de hidrocarburo.

Figura 2. Evolución geológica de la Cuenca de los Llanos orientales.

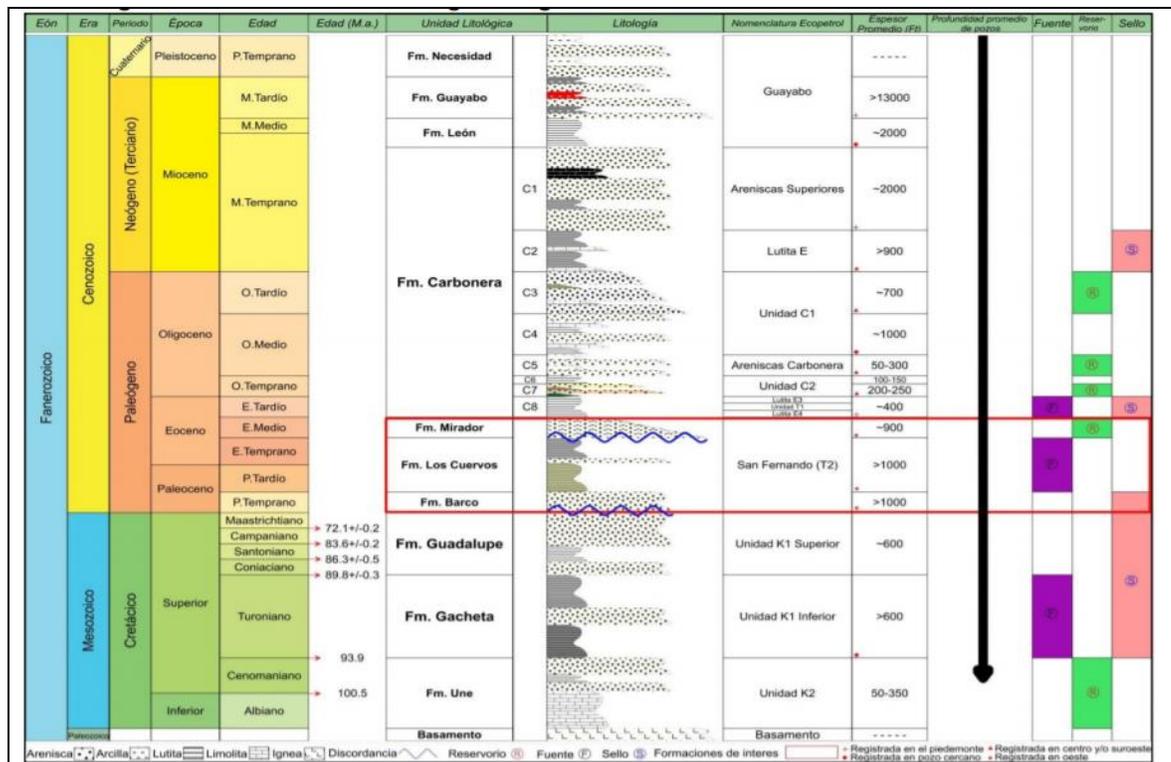


Fuente: Rojas Avella, Nelson. Desarrollo de campos, Gerencia de estrategia de yacimientos. Geología del campo Chichimene. Agosto 2017.

1.3.2 Estratigrafía. Comprende edades desde el pre-Cretáceo hasta la actualidad. Las formaciones involucradas inician con la Formación Guayabo (la más somera),

le sigue la formación León, posteriormente la Formación Carbonera (subdividida en Areniscas Superiores, Lutita E, C1, Areniscas de Carbonera, C2, Lutita E3, T1 y E4), luego siguen las unidades T2 (Formaciones Mirador, Cuervos y Barco), K1 y K2 (pertenecientes a la Formación Guadalupe) y finalmente en lo más profundo un basamento posiblemente de edad paleozoico como se puede observar en la **figura 3**. Las unidades principales para la producción son K2, K1 Y T2 (Formación san Fernando).

Figura 3. Columna estratigráfica de la Cuenca de los Llanos Orientales



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. Bucaramanga. Diciembre, 2012. 46 p. Modificada por los autores.

La Cuenca de los Llanos es una cuenca de antepaís formada por tres secuencias tectónicas sedimentarias principales. La serie paleozoica conformada por fallas, pliegues y erosionada durante la orogenia; la secuencia de rift y postrift del Cretácico inferior y Jurásico; y finalmente, las secuencias de peri-orógenos a antepaís desde el Cretácico superior y durante el cenozoico.

1.3.2.1 Columna estratigráfica. Las rocas perforadas hacen parte de una secuencia entre los periodos de cretáceo superior hasta el cuaternario. Según

Rojas¹¹, la estratigrafía de la cuenca de los llanos orientales se encuentra distribuida con la siguiente ordenación:

- **Basamento.** Se ubica en la Edad Precámbrica, consiste en rocas ígneas plutónicas y rocas metamórficas. Sobre él, se depositaron en forma discordante los sedimentos paleozoicos. Puede llegar a profundidades de 27887 pies¹².

- **Formación Une.** Su edad es el Cretáceo-Albiano¹³; contiene rocas de areniscas cuarzosas con intercalaciones de lutitas y de limolitas carbonosas. El espesor tiene máximo 650 pies. El ambiente donde se origina es de tipo marino¹⁴. Está en contacto concordante con la Formación Gachetá que la suprayace. Esta Formación es denominada operacionalmente como Unidad - K2.

- **Formación Gachetá.** Del Cretácico Superior, concretamente del Turoniano¹⁵. Esta Formación es denominada operacionalmente como Unidad K1 inferior. Tiene un espesor total entre 200 y 400 pies. Se identifica un ambiente de depositación marino. Se encuentra en contacto concordante tanto con la Formación Une que le infrayace, como con la formación Guadalupe que le suprayace.

Está formada por una secuencia de lutitas, con pequeñas cantidades de areniscas y rocas calcáreas con un espesor incremental en dirección suroccidental a noroccidente. Esta formación representa la mayor transgresión del cretácico en el escudo de Guyana.

- **Formación Guadalupe (Unidad K1 superior).** Edad Cretácico Superior (Coniaciano¹⁶ a Maastrichtiano), su espesor es del orden de 500 ft. La Unidad K1 se depositó en un ambiente estuarino de dominio mareal, en donde se identifica un nivel arcilloso. Corresponden a depósitos de bahía restringida y planicies de marea.

Contiene una sección de intercalaciones de areniscas y shales que cubre concordantemente las areniscas de la unidad K2 e infrayace discordantemente a la Unidad T2. Está constituida por paquetes entre 5 a 20 pies de arenisca de grano medio a muy fino, cuarzosa, cemento silíceo, ocasionalmente calcáreo, con laminación cruzada tangencial; intercalados con intervalos de shale negro, silíceo, duro, con laminación fina ligeramente ondulosa y ocasionalmente con lentes y nódulos de siderita. Hacia la base se presentan los mayores espesores y

¹¹ ROJAS, P. Justificación de la Perforación de los Pozos Castilla y Chichimene: "Estratigrafía General" Prognosis ECOPEPETROL S.A. Bogotá, Colombia. 1999.

¹² AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. Dic 2012. p. 41. Disponible en internet: <http://www.anh.gov.co/InformacionGeologicayGeofisica/Tesis/5.%20Informe%20Final%20Llanos.pdf>.

¹³ JULIVERT, M. Léxico estratigráfico. Capitulo Colombia. Volumen 5. Fascículo 4^a. 1968. p. 456.

¹⁴ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). Op. Cit., p. 48.

¹⁵ JULIVERT, M. Op. Cit., p. 251.

¹⁶ Ibid., p. 265.

propiedades como roca almacenadora y una sección progradacional que es debido a la depositación en un ambiente deltaico con influencia de mareas¹⁷.

• **Formación San Fernando (Unidad T2).** Edad Paleoceno al Eoceno Medio¹⁸. Su espesor es del orden de 340 ft, el ambiente de depositación es continental fluvial con canales entrelazados, esta formación está compuesta por las formaciones Mirador, Los Cuervos y Barco:

○ **Formación Barco.** Edad Paleoceno Temprano¹⁹. Hace parte de la Unidad operacional T2. Esta formación está compuesta por areniscas, lutitas y arcillolitas intercaladas con grano fino a medio. Su ambiente de depositación corresponden a areniscas fluviales con intervalos de lodolitas de llanura de inundación. El espesor promedio de esta formación es de 420 pies. Suprayace a la Formación Guadalupe discordantemente e infrayace a la Formación Los Cuervos concordantemente.

Las formaciones Barco y Los Cuervos se depositaron en un ambiente regresivo durante el Paleoceno tardío en el sector de occidental de la cuenca, mostrando variaciones en el tamaño de los granos

○ **Formación Los Cuervos.** Edad Paleoceno Tardío – Eoceno Temprano²⁰. Forma parte de la Unidad operacional T2. Esta formación consta litológicamente de arcillas carbonosas gris oscuras, arcillolitas intercaladas con limolitas micáceo-carbonosas, areniscas de grano fino y carbones. El espesor de la Formación los Cuervos varía entre los 803 y 1606 pies. Su ambiente de depositación es fluvial. Infrayace a la Formación Mirador discordantemente y suprayace a la Formación Barco concordantemente.

○ **Formación Mirador.** Edad Eoceno Medio²¹. Esta formación hace parte de la unidad operacional T2. En esta formación predominan las areniscas de grano fino a grueso, en parte conglomeráticas de color pardo claro a blanco. Su espesor varía entre los 534 a 1312 pies. Su ambiente de depositación es un ambiente marino somero a costero. Infrayace a la Formación Carbonera concordantemente y suprayace a la Formación Los Cuervos discordantemente.

• **Formación Carbonera.** Edad Eoceno Medio a Oligoceno Inferior²², esta consta de arcillolitas con areniscas y con algunos lechos de lignito. Su espesor es del orden

¹⁷ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. Colombia. Dic 2012. p. 48. Disponible en internet: <http://www.anh.gov.co/InformacionGeologicayGeofisica/Tesis/5.%20Informe%20Final%20Llanos.pdf>.

¹⁸ JULIVERT, M. Op. Cit., p. 85.

¹⁹ DE PORTA, J. Lexique Stratigraphique International. Amérique Latine, Colombie. Volume V fascicule 4b. París: 1974. p.80

²⁰ Ibid., p. 333.

²¹ De PORTA J. Léxico estratigráfico. Capitulo Colombia. Volumen 5. Fascículo 4ª. 1968. Pg 370.

²² Ibid., p. 1110.

de 2800 ft e infrayace a la Formación León y suprayace a la Formación San Fernando T2.

Es una serie de sedimentos de origen transgresivo y regresivos de poca profundidad de ambiente marino epicontinental. La formación está dividida en ocho unidades²³ (C1-C8), donde las secuencias pares son transgresivas, de grano fino y actuando como sello; mientras que las unidades impares son regresivos y arenosos lo que lo convierten en buenos almacenes de hidrocarburo. Debido a que las intercalaciones de C1 a C8 se vuelven arenosas en el sector del Meta siendo difíciles de identificar se identifican ahora como:

- **Formación Carbonera (Unidad Lutita E4).** Está caracterizada por una secuencia homogénea de lutitas gris verdosa, verde oscuro, con intercalaciones escasas de arcillolita y limolita marrón claro a pardo oscuro, acompañadas de pequeños lentes arenosos hacia la parte basal. Espesor de 450 ft.
- **Formación Carbonera (Unidad T1).** Presenta un paquete de intercalaciones de arenas sueltas, areniscas, limolita, lutita y arcillolitas; compuesta predominantemente por lutitas gris verdoso de fractura astillosa, donde en el tope de la Unidad aparecen lutitas carbonosas²⁴ mientras que en la base son menores niveles de arcillolitas grisáceas. Espesor del orden de 450 pies.
- **Formación Carbonera (Unidad Lutita E3).** Se encuentra constituida litológicamente por una secuencia homogénea de lutitas hacia la base, con algunas intercalaciones menores de arcillolitas, lutitas grises verdoso medio a oscuro, astillosa, laminar, no calcárea con trazas de arenisca cuarzosa, de grano muy fino, subredondeado. Espesor de alrededor de 150 pies.
- **Formación Carbonera (Unidad C2).** Se encuentra constituida litológicamente por arcillolitas con algunos paquetes arenosos y considerables intercalaciones de limolita. Esta Unidad se divide en tres intervalos de base a tope, el primero está compuesto por areniscas con intercalaciones de arcillolita de color gris oliva, gris verdoso y de limolita de un color gris verdoso claro. La segunda división está constituida por arcillolitas de color púrpura grisáceo y marrón rojizo, estas con intercalaciones de limolita y areniscas en una proporción menor. El último nivel está compuesto predominantemente por arenisca interestratificada con arcillolita de color gris claro y limolita. Espesor de 300 pies.
- **Formación Carbonera (Unidad Arenisca Carbonera).** Se caracteriza por tener importantes paquetes arenosos que van de grano fino a muy fino en su

²³ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. Op. Cit., p. 49.

²⁴ ROJAS, Pedro. Justificación de la Perforación de los Pozos Castilla y Chichimene: "Estratigrafía General" Prognosis ECOPETROL S.A. Bogotá, Colombia. 1999. p.4-5. 27

parte superior, y hacia la base se observa intercalaciones de arcillolitas y limolitas. Espesor del orden de 300 pies.

○ **Formación Carbonera (Unidad C1).** Está constituida predominantemente por arcillolita que varía su coloración, estando intercaladas con limolitas hacia el tope y con delgados niveles de arenisca que se van incrementando hacia la base de esta Unidad. Espesor de alrededor de 300 pies.

○ **Formación Carbonera (Unidad Lutita E).** Está definida por la presencia de niveles de lutitas verde claro, alternada con arcillolitas grisáceas, areniscas y esporádicos niveles de limolitas. Espesor de alrededor de 190 pies.

○ **Formación Carbonera (Unidad Areniscas Superiores).** Esta unidad se caracteriza por tener una variación de capas arenosas y arcillosas, en la parte superior predomina una secuencia de intercalaciones de areniscas y menores intercalaciones de arcillolitas en la cual predominan los tonos grisáceos; hacia la parte media presenta fragmentos carbonosos, chert y fragmentos de siderita y hacia la base la secuencia se hace más arcillosa, con menores intercalaciones de arenas y trazas de piritas. Espesor de alrededor de 600 pies.

● **Formación León²⁵.** Edad Oligoceno Superior a Mioceno. Cuenta con un espesor del orden de 345 ft. Su ambiente de deposición es fluvial²⁶, esta formación infrayace concordantemente a la Formación Guayabo y suprayace concordantemente a la Formación Carbonera. Está formada predominantemente por shales, con capas delgadas de areniscas con láminas carbonáceas. Tanto en la base como en la parte superior de la formación las lutitas tienden a pasar a limos.

● **Formación Guayabo.** Edad Mioceno²⁷. El espesor es del orden de 2635 ft²⁸, esta formación se depositó hacia la base con influencia marina y hacia el tope fluvial marino a continental. Esta formación suprayace concordantemente a la Formación León. Formación constituida hacia el tope por paquetes de arenas cuarzosas de grano fino a medio, angular a subredondeado y a medida que se avanza la profundidad se encuentran arenas que son intercaladas por menores niveles de arcillolitas de color marrón, rojizas y amorfas en menor proporción de fractura blocosa.

1.3.3 Geología estructural. Estructura caracterizada por gran cantidad de fallas de tipo compresional que reciben nombre de sistema de Piedemonte Llanero o Sistema de Fallas de Guaicaramo. Adicionalmente debido al ambiente compresional ha habido plegamiento por eso destaca los anticlinales y sinclinales que están

²⁵ DE PORTA, J. Op. Cit., P. 328.

²⁶ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). Op. Cit., p. 52

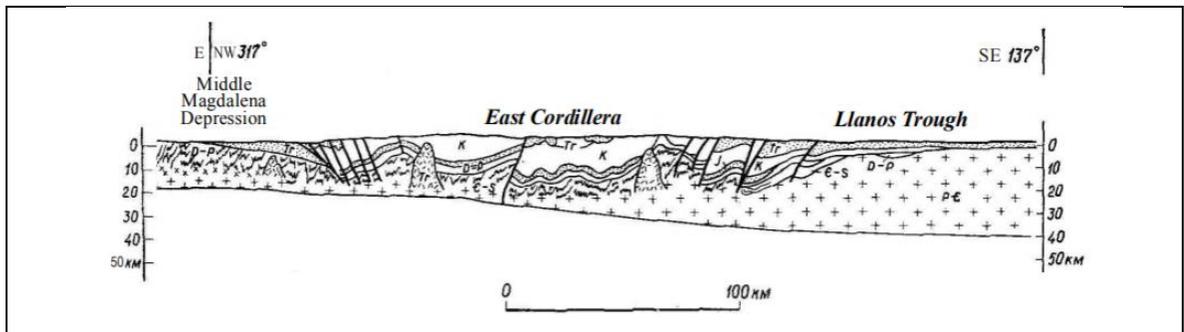
²⁷ DE PORTA, J. Op. Cit., p 258.

²⁸ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH), Op. Cit., p. 52

delimitados por fallas inversas con una orientación nor-este como se puede ver en la **figura 4**.

Fundamentalmente la estructura es un anticlinal en dirección N60°E con una longitud de 16 km y 3 km de ancho, con una pendiente de 4° grados en su flanco occidental y de 7° grados en su flanco oriental. La falla Chichimene limita el campo, cuenta con un desplazamiento de 400 pies y se inclina hacia el Noroccidente con un ángulo de 50°²⁹.

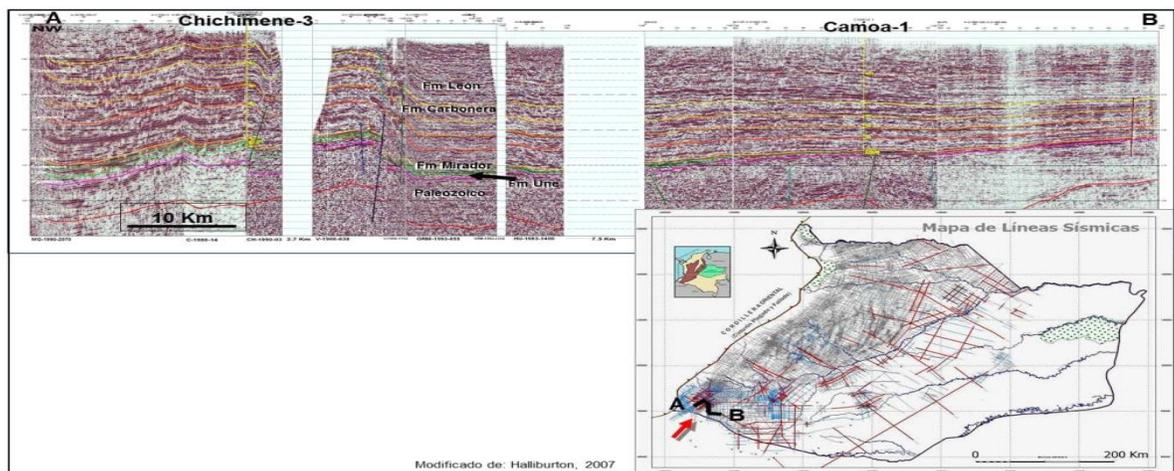
Figura 4. Geología estructural de la Cuenca de los Llanos Orientales



Fuente: ANH. Proyecto sísmico Llanos 2D. Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Tesis/SISMICA%20LLANOS%202D%202005.pdf>. Saratov, Rusia. 2007.

En el sector del Meta existe un sistema transpresional el cual formó una serie de fallas inversas, normales y pliegues, estructuras que generaron entrapamiento como se ve en la **figura 5**.

Figura 5. Estructura del campo que favorece el entrapamiento.



Fuente: Agencia nacional de hidrocarburos. Cuenca de Llanos Orientales. Integración geológica de la digitación y análisis de núcleos. Sección desde el pozo Chichimene-3 al

²⁹ ROJAS, Nelson. Desarrollo de campos, Gerencia de estrategia de yacimientos. Geología del campo Chichimene. Colombia. Agosto 2017.

pozo Camoa-1, cuenca Llanos Orientales. En: <http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Tesis/5.%20Informe%20Final%20Llanos.pdf>. 2012. p 83.

1.3.4 Geología del petróleo. Según la ANH³⁰:

1.3.4.1 Rocas generadoras. Principalmente la roca generadora del campo es la formación Gacheta³¹, con valores de TOC al este y sureste menores al 0,5% y al noroeste entre 1-4%. Hay un predominio de querógeno tipo III y aporte de querógeno tipo II como se ve en el **cuadro 1**, donde se ve los tipos de Kerógenos según las formaciones generadoras, también se puede observar que hay 6 formaciones principales para la generación de hidrocarburo. Las lutitas en el periodo Paleógeno en las Formaciones Barco y Los Cuervos también muestran buenas características de roca de origen³², como también las formaciones carbonera y León.

Cuadro 1. Potencial de las formaciones como rocas generadoras

Formation	% COT	III	KINETICS
Leon Shale	3.0	400	Kerog TypeII
Carbonera C6	2.0	300	Mixture TypeII and III
Cuervos	2.0	300	Mixture TypeII and III
Gacheta	2.5	300	Mixture TypeII and III
Fomeque	2.5	450	Kerog Type II
Paleozoic	3.0	550	Kerog Type II

Fuente: MORETTI I, MORA C, WILSON Z, VALENDIA M, MAYORGA M, RODRIGUEZ G. Variaciones en el sistema petrolífero en la cuenca de los llanos Cartagena, Colombia. 2009.

En cuanto a la madurez termal los valores de temperatura máxima se ubican por encima de 435 a 445° C³³. Los hidrocarburos presentes tienen una gran variedad de gravedad API, por lo que hay desde fluidos biodegradados hasta fluidos condensados. Esto es debido a que fueron generados a partir diferentes facies orgánicas presentes en cuatro formaciones (intervalos calcáreos marinos de la

³⁰ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). Cuenca de Llanos Orientales Integración geológica de la digitación y análisis de núcleo. En: <http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Tesis/5.%20Informe%20Final%20Llanos.pdf>. 2012. p. 180.

³¹ MORETTI I, MORA C, WILSON Z, VALENDIA M, MAYORGA M, RODRIGUEZ G. Variaciones en el sistema petrolífero en la cuenca de los llanos Cartagena, Colombia. 2009.

³² AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). Cuenca de Llanos Orientales, estudio integrado, crudos pesados. Campo Chichimene. Disponible en: <http://www.anh.gov.co/InformacionGeologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos> /Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Cuenca%20CaguanPutumayo%20Geol.%20Claudia%20Posada%20(pdf).pdf.

³³ ECOPEPETROL S.A Plan de desarrollo integrado Campo Chichimene. p.29.

formación Fόμεque, shales marinos de la formación Gacheta del Cretácico superior y la formación Cuervos, y silicatos marinos de la formación Chipaque).

1.3.4.2 Rocas reservorio. Las areniscas del Eoceno de la formación San Fernando³⁴ con características de 20-35 ft, con una porosidad promedio de 17%, permeabilidad de 400 mD y 23% desaturación de agua. Formaciones adicionales son: Unidad K1 y Unidad K2, la Formación Mirador, Barco, Gachetá y las Unidades C2, Arenisca de Carbonera, y C1 pertenecientes a la Formación Carbonera entre las épocas de Oligoceno-Mioceno.

Algunas propiedades resumen de las unidades más importantes como rocas reservorio se puede ver en el **cuadro 2**.

Cuadro 2. Propiedades de las rocas reservorio T2, K1 y K2.

FORMACIÓN	K1-K2	T2
Profundidad(ft)	7000	6000
Presión de reservorio(psi)	3200	3100
Salinidad(ppm)	300	200-1200
Temperatura del reservorio(F)	185	188-204
Gravedad API	16-20	7-10
Mecanismo de empuje	Acuífero activo	Gas en solución
Viscosidad(cP)	62	700
GOR(scF/STB)	0-500	50-300
Porosidad(%)	9-17%	17-18%
Permeabilidad(mD)	10-90	500-1600
Sw inicial	0.24	0.18

Fuente: LOPEZ URIBE J.E, CHAUSTRE RUIZ A.J y AYALA MARIN C.A. Producción de crudo extra-pesado proveniente de la Cuenca de los Llanos Orientales, Colombia, a través del bombeo electrosumergible: Caso estudiado en el Campo Chichimene. SPE-171041-MS, 2014, p.3

Se resalta que la presión del reservorio es de 3200, que las propiedades de K1 y K2 son semejantes por lo cual se pueden reunir unas únicas propiedades para ambas unidades. Entre las características más diferenciadoras entre K1 y K2 contra T2 se resalta la diferencia de gravedades API, la viscosidad siendo mucho más viscosos los fluidos en T2 y el rango de permeabilidades, siendo también más heterogénea T2.

1.3.4.3 Rocas sellos. Corresponde a las lutitas de la Formación León, que es de gran espesor, compuesta por arcilla tipo Illita, las cuales son medianamente inestables y expansibles, también se encuentran compuestas por Montmorillonita, que son altamente expansivas al contacto con agua. Otras unidades son: Lutita E3, Lutita E4 y Lutita E pertenecientes a la Formación Carbonera. Se marca adicionalmente la existencia de sellos locales con la Formación Gacheta y Cuervos.

³⁴ ECOPELROL. Prognosis Campo Chichimene. Bogotá: Colombia.2013. p.10.

1.3.4.4 Trampas. Los principales estilos de trampas son:

- ✓ Anticlinales con fallas inversas³⁵ (formaciones de Gachetá, Guadalupe, Barco, y Mirador situadas en la época media del Mioceno).
- ✓ Sistema de fallas en sentido NE-SO (periodos de Cretácico y Cenozoico en las Formaciones de Carbonera y Mirador).
- ✓ Fallas antitéticas (Formaciones Gachetá, Guadalupe, Mirador y Carbonera).
- ✓ Trampas estratigráficas (al oeste de la cuenca y relacionadas con la Formación Carbonera).

1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO³⁶

Al inicio del desarrollo del campo los pozos se perforaron con largos espaciamentos de tiempo y producían un tipo de crudo pesado. Las unidades operacionales que empezaron a producir en el 1985 fue K1 y K2, posteriormente en el 2002 se empezó a producir T2.

1.4.1 Mecanismos de producción. Los empujes son del tipo de acuífero activo, afectando a la unidad K2, sin embargo, esta influencia se ve disminuida en la unidad K1 al reducir la presión y aumentar drásticamente el BS&W. En cuanto la formación San Fernando T2, el mecanismo de gas en solución es el de mayor importancia. A partir del 2010, se presentó un aumento de producción de gas y se determinó que el mecanismo de producción primario es gas en solución.

1.4.2 Levantamiento artificial. El sistema de levantamiento artificial es el bombeo electro sumergible (BES). Se dispone de alrededor de 48 unidades que manejan crudos de carácter extrapesado (7-9 API).

1.4.3 Pozos. Un total de 254 pozos perforados con corte al 18 de febrero de 2016, todos estos completados entre las unidades K1, K2 y T2. En resumen 9 de los pozos son inyectores, otros 7 han sido abandonados y la mayor cantidad son productores teniendo un total de 234 productores, de estos 218 se manejan con sistema de levantamiento BES y 16 por PCP. Específicamente el crudo de la arena T2 con 9 API se produce por la mayoría de los pozos, llegando a casi el 80 %.

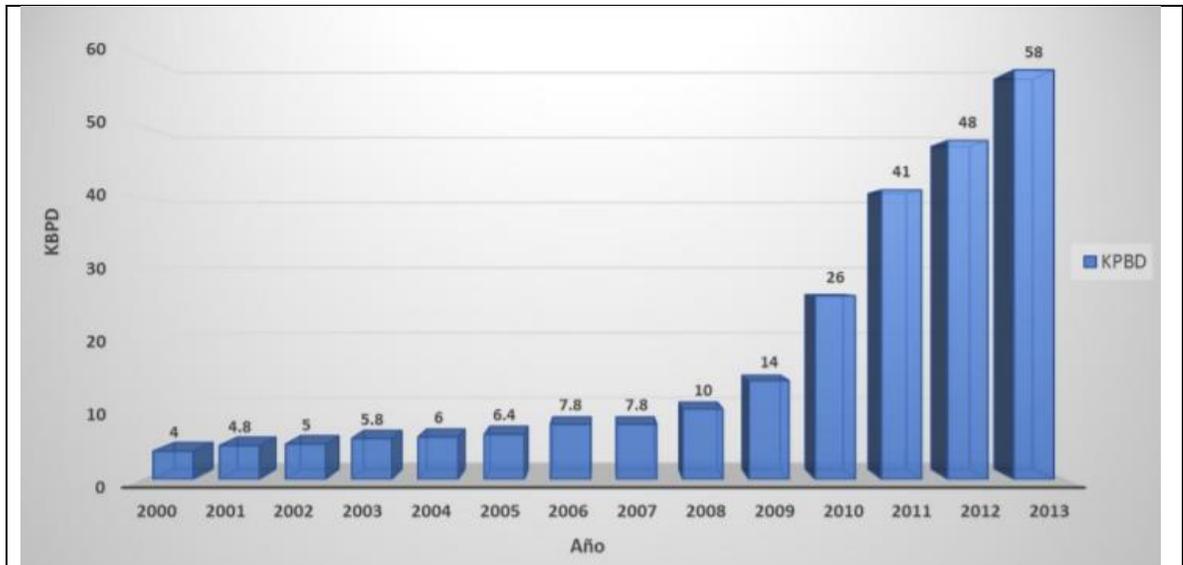
1.4.4 Historia de producción. El inicio de la producción es a partir del año 1985 con una cifra de 500 BPD. Años más tarde 1989 BPD se logran extrayendo petróleo de las formaciones K1 y K2. Por el año 1994 la producción siguió su continuo aumento hasta 10500 BPD, 4 años más tarde la producción ya era de 12000 BPD. Una disminución impactara en el 2003 llegando la producción a bajar en promedio la mitad hasta 5000 BPD.

³⁵AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). Cuenca de Llanos Orientales, estudio integrado, crudos pesados. Campo Chichimene. Disponible en: [http://www.anh.gov.co/InformacionGeologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-yModelamientos/Presen-taciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Cuenca%20CaguanPutumayo%20Geol.%20Claudia%20Posada%20\(pdf\).pdf](http://www.anh.gov.co/InformacionGeologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-yModelamientos/Presen-taciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Cuenca%20CaguanPutumayo%20Geol.%20Claudia%20Posada%20(pdf).pdf).

³⁶ECOPETROL S.A. Plan de desarrollo integrado Campo Chichimene. Desarrollo de Campos Vicepresidencia Técnica. 2014. p. 69

En el 2009 se estudió los proyectos de mecanismo de levantamiento artificial con electrosumergible, en ese año la producción era de 13500 BPD como se ve en la **gráfica 2**, con un corte de agua del 73% y hacia el 2010 la producción incremento a 26000 BPD, para lograr después hacia el 2015 un aumento de 78% con una producción de 86.389 BOPD. Ya en el 2015 la producción acumulada era de 85,14 MMBLS y la producción promedio para el mes de abril de 2016 fue de 51,439 BOPD³⁷.

Gráfica 2. Historia de producción del Campo Chichimene



Fuente: Ecopetrol S.A. Plan de desarrollo integrado Campo Chichimene. Desarrollo de Campos Vicepresidencia Técnica. 2014. p. 69

1.5 PROPIEDADES PETROFÍSICAS ARENA T2³⁸

Para el siguiente apartado se realiza un resumen completo para comprender las características petrofísicas de la arena T2.

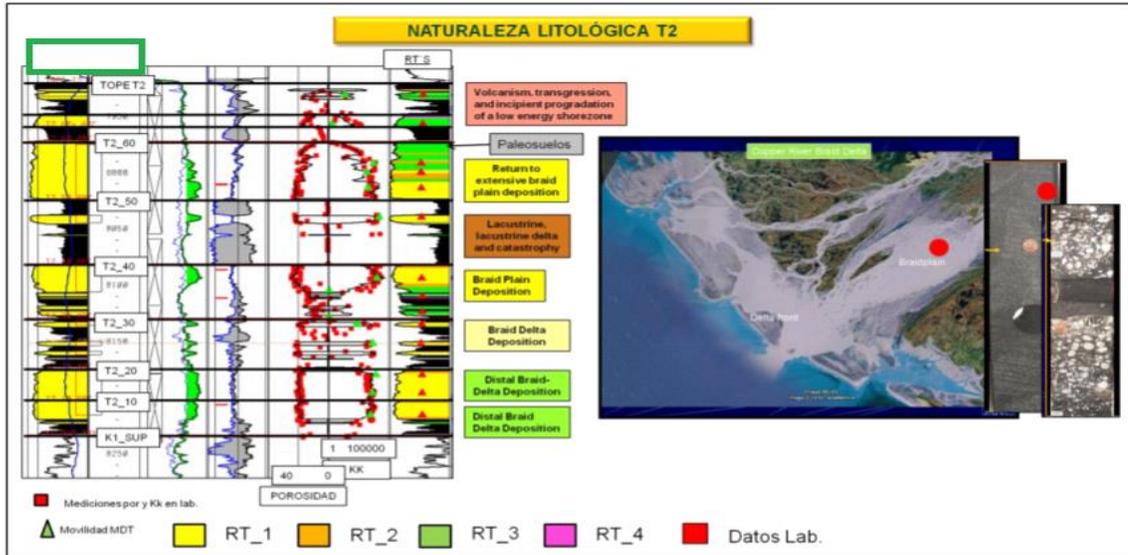
1.5.1 Sedimentología unidad T2. Compuesta por sedimentos tipo braided con cambios de éstos hacia el tope y base con influencia marina. Los sedimentos de carácter fluvial comprenden los tipos de rocas de mayor importancia. Sin embargo, en la zona de la subunidad t2-50 se incrementa los sedimentos de lago caracterizados por una discontinuidad entre las capas de shale que generan cambios de comunicación vertical. Posteriormente al proceso deposicional de esta subunidad retorno un ambiente fluvial que tiene continuidad a lo largo de todo el campo, con excepción de que presenta en su parte más superficial una marcada

³⁷ANH. Cuenca de Llanos Orientales, estudio integrado, crudos pesados. Campo Chichimene. Disponible en: [http://www.anh.gov.co/InformacionGeologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-yModelamientos/Presen-taciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Cuenca%20CaguanPutumayo%20Geol.%20Claudia%20Posada%20\(pdf\).pdf](http://www.anh.gov.co/InformacionGeologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-yModelamientos/Presen-taciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Cuenca%20CaguanPutumayo%20Geol.%20Claudia%20Posada%20(pdf).pdf).

³⁸ YEPES N, PIEDRAHITA J, ZAPATA J. Análisis técnico con miras a modelamiento y simulación. ECOPEPETROL S.A. Bogotá. 2016

disminución de permeabilidad, ésta es generada por la presencia de paleosuelos e influencia volcánica como se puede ver en la **figura 6**. Hacia la base de la unidad su característica común es un ambiente de tipo deltaico.

Figura 6. Ambientes sedimentarios de cada subunidad de la Arena T2

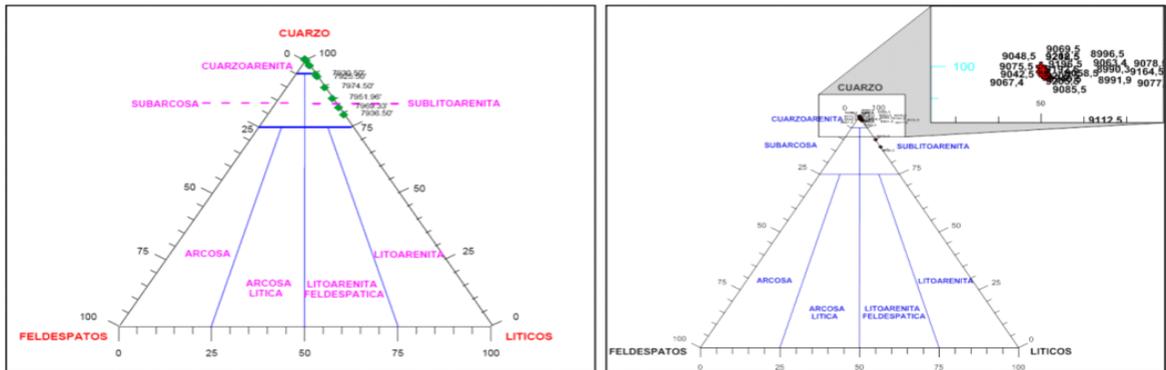


Fuente: Yepes N, Piedrahita J, Zapata J. Análisis técnico con miras a modelamiento y simulación. ECOPEPETROL S.A. 2016

En la figura adicionalmente se caracteriza cada subunidad dependiendo el tipo de roca (RT1/RT2/RT3/RT4), donde hay una mayor predominancia de roca de buena calidad como lo es el tipo de roca 1, como es de esperar cuando se disminuye la permeabilidad como por ejemplo en la subunidad t2-60 por la presencia de paleosuelos y el tipo de roca disminuye a 3.

1.5.2 Naturaleza litológica formación T2. Formado por rocas cuyos componentes son cuarzo arenitas, además de bajos contenidos de sub-lito arenitas como se puede observar en la **figura 7**. El tamaño de grano oscila de mediano a grueso con una baja proporción de elementos arcillosos (constituidos básicamente por caolinita e illita en zonas altas). Además, se encuentran otros minerales como piritita, rutilio, hierro, detritos micáceos, vanadio, titanio, zircón, leucoxeno, turmalina, carbonato de calcio, sulfato de bario y contenidos orgánicos.

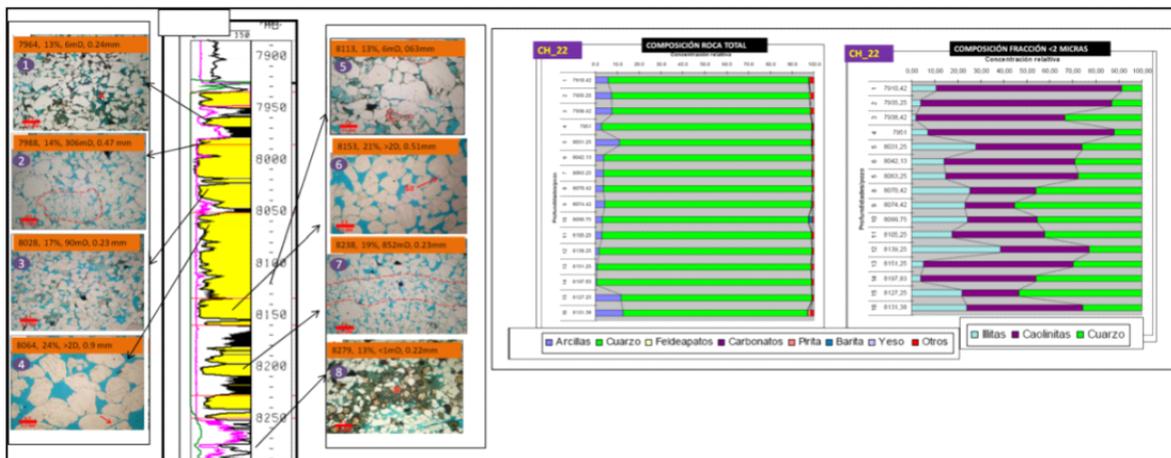
Figura 7. Triángulo composicional



Fuente: Yepes N, Piedrahita J, Zapata J. Análisis técnico con miras a modelamiento y simulación. ECOPEPETROL S.A. 2016

A mayor profundidad en la columna estratigráfica se incluyen en cada sección cambios tanto de composición, como de la mineralogía y cambios texturales como se puede ver en la **figura 8**, donde se analiza muestras a diferentes profundidades y su composición porcentual. A lo largo de las subunidades es común la presencia de cuarzo microcristalino y en cuanto al cemento se encuentra en menor cantidad y está compuesto de sílice y caolinita. En las subunidades más superiores es frecuente la presencia de siderita.

Figura 8. Cortes de muestras y composición porcentual de minerales



Fuente: Yepes N, Piedrahita J, Zapata J. Análisis técnico con miras a modelamiento y simulación. ECOPEPETROL S.A. 2016

Análisis detallados exponen un detrimento en el tamaño de los granos a medida que disminuye la calidad de la roca y paralelamente un aumento en la cementación. A nivel de paleosuelos también se presentan características conglomeráticas.

Consideraciones como fracturamiento inducido y cambios en laminación en t2-50 y t2-40 respectivamente se presentan y, hacia la base hay algunos intervalos de

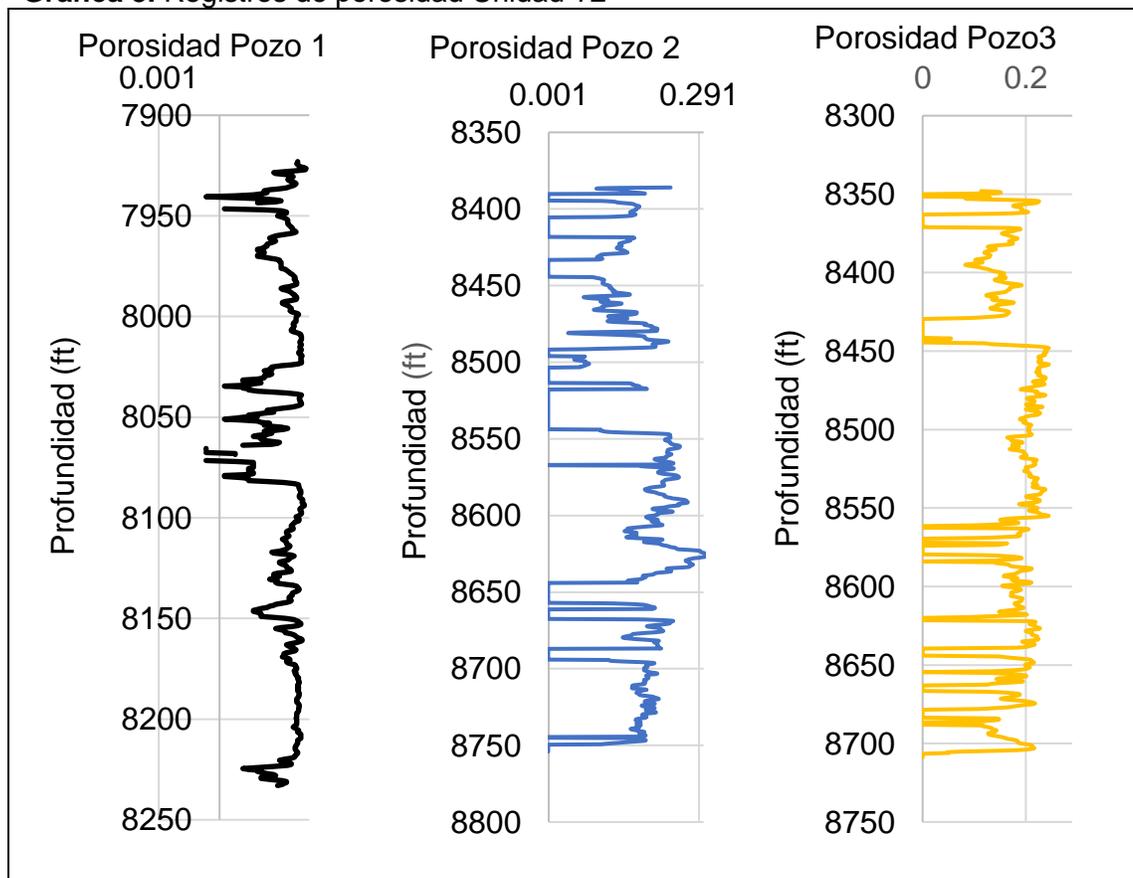
fracturas y fallas. Además, según muestreo se puede determinar la alta calidad de la roca de intervalos o subunidades como la t2-40.

1.5.3 Determinación de intervalos arena y arcilla. Con el uso del registro GR, más otra herramienta como lo es la cromatografía de gases, se logra hacer la discriminación de los intervalos. Adicionalmente, con el uso de las curvas densidad y neutrón se hizo posible la determinación de intervalos potenciales.

Básicamente la unidad T2 está constituida por 4 capas de arenas con 3 sellos principales (pueden ser en algunas zonas discontinuos), estas arenas son de diferentes espesores cada una a lo largo del campo y tienen diferentes petrofacies que conllevan a diferentes permeabilidades y por esto presenta esta heterogeneidad característica.

1.5.4 Porosidad. La porosidad es de naturaleza primaria y en menor cantidad secundaria y además existe microporosidad asociada a descomposición de algunos fragmentos de origen lítico y caolinita. Como se puede observar en la **gráfica 3** hay una alta estratificación y variación de la porosidad verticalmente lo que nos indica que es un reservorio altamente heterogéneo.

Gráfica 3. Registros de porosidad Unidad T2



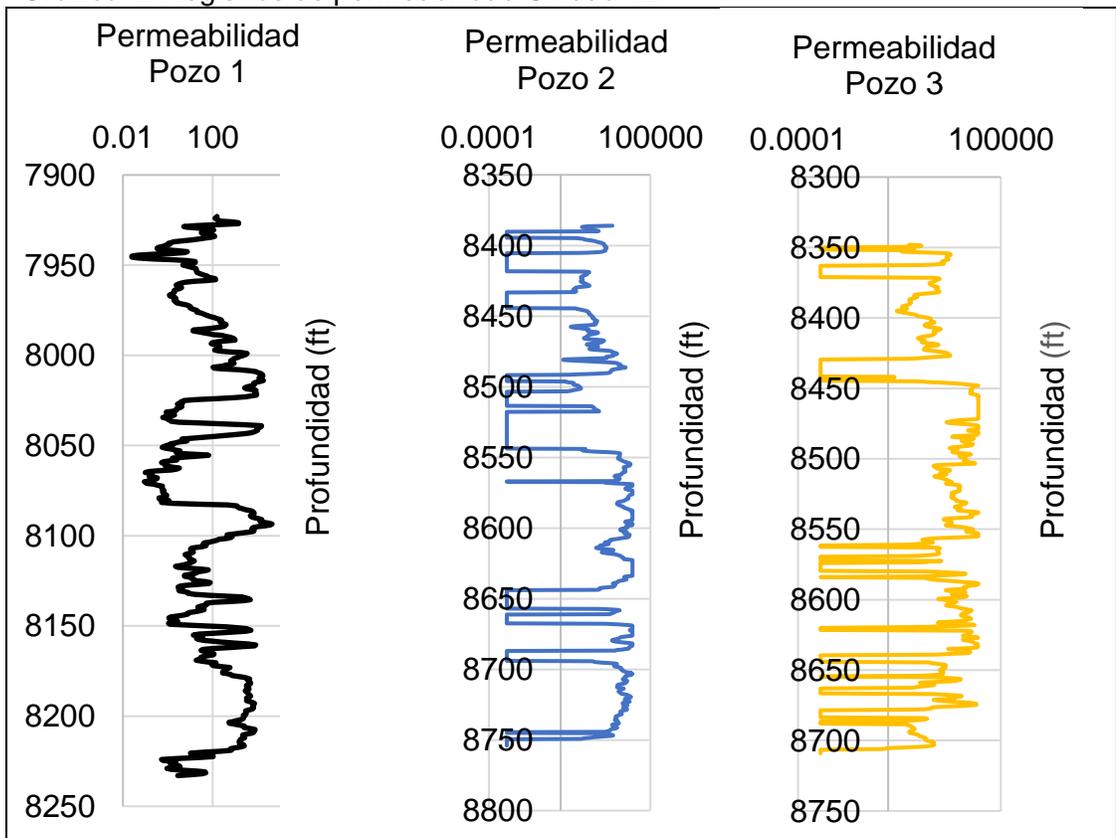
Fuente: Información suministrada por ECOPETROL.S.A.

1.5.5 Permeabilidad. Esta propiedad se encuentra determinada por factores como el tamaño, selección de granos y concentración de caolinitas, claramente estableciendo que hay casos en los que una mayor porosidad no indica una mayor permeabilidad.

Como ejemplo claro de estos conceptos de distribución de permeabilidad se toma en cuenta pozos, donde a 8015 ft hay una porosidad de 17% y permeabilidad de 4 D, y para una profundidad cercana a 8030 ft se tiene una porosidad de 18% y una permeabilidad de 180 mD. Se refleja el enorme contraste entre permeabilidades en unos cuantos pies que contribuyen en darle una mayor heterogeneidad al yacimiento.

Los notorios contrastes de permeabilidad nos señalan como consecuencia directa un alto nivel de heterogeneidad. Como dato mínimo de permeabilidad se tiene hasta de 0,1 mD a profundidades de 8070 ft (caso de un pozo) y en algunos casos de arenas de altísima calidad (subunidades T2_30 Y T2_40) se llegará a permeabilidades que oscilan entre los 37083 Md a 8093 ft (para el mismo pozo), como se puede observar en la **gráfica 4**. Estos valores tendrán un impacto directo en lo que es una movilidad desfavorable.

Gráfica 4. Registros de permeabilidad Unidad T2



Fuente: Información suministrada por ECOPETROL.S.A.

1.5.6 Relación kv/kh. Esta razón entre permeabilidades no es baja, puesto que las permeabilidades verticales no lo son, en comparación a las permeabilidades horizontales. La relación es proporcional y cuando se construye la gráfica de kv vs kh se evidencia este efecto.

1.5.7 Calidad de la roca. La discriminación en petrofacies es fundamental y se aborda en forma de rangos de permeabilidad como se puede ver en el **cuadro 3**.

Cuadro 3. Clasificación de las Petrofacies según rangos de permeabilidad

PETROFACIE	RANGO DE K(mD)
1	>5000
2	(2000-5000)
3	(700-2000)
4	(100-700)
5	(5-100)

Fuente: Elaboración propia

Al analizar la información contenida en la tabla se toma en cuenta que las petrofacies 1, 2 y 3 serán las de mejor calidad y por otro lado las 4 y 5 serán las de baja calidad. Para cada una de estas petrofacies, debido a sus cambios en sus propiedades, se le va a asociar unas curvas de presión capilar y de permeabilidad relativa que representará sus características, donde a medida que se disminuye la calidad, éstas cambian.

Las características más relevantes para cada petrofacie se muestran en el **cuadro 4**.

Cuadro 4. Características de las petrofacies

PF	CARACTERÍSTICAS
1	Rocas limpias con un contenido local de caolinita. Tamaño de grano superior a 1 mm, selección textural alta, contacto de granos lineal corto, cóncavo-convexo, baja compactación de granos.
2	Tamaño de grano entre 0.5 y 1 mm, selección textural media a alta.
3	Tamaño de grano entre 0.3 y 0.5 mm, selección textural media a media-alta.
4	Tamaño de grano del orden de 0.3 mm, selección textural baja-media. Adicional a la caolinita, se observan algunos parches localizados de calcita.
5	Presencia de minerales pesados de hierro tipo pirita.

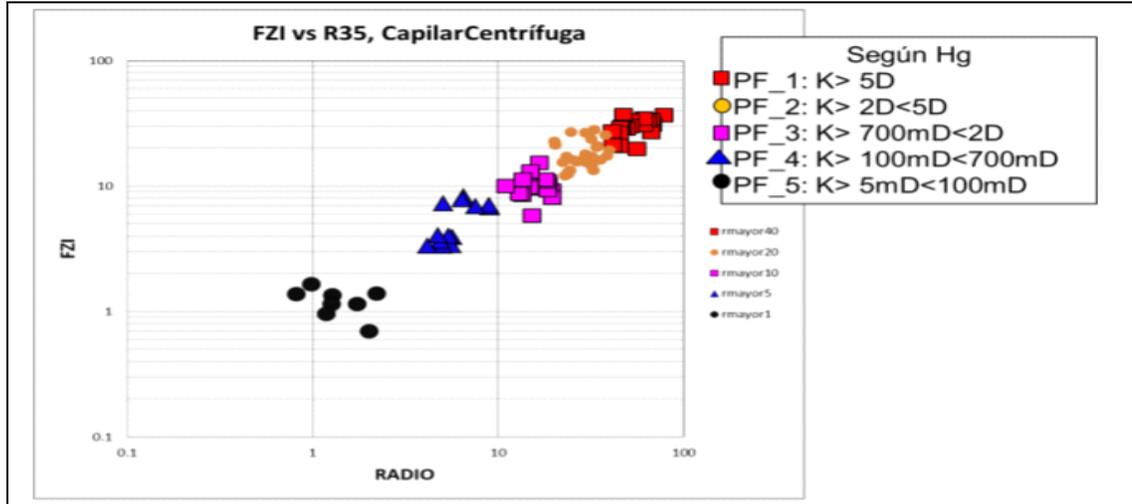
Fuente: Elaboración propia

Adicionalmente como se puede ver en la **gráfica 5**, a medida que se mejora la calidad de la petrofacie aumentará por ende el tamaño de garganta poral³⁹ y a su

³⁹ Montagna A, Zardo E, Celentano M. Caracterización petrofísica a partir de la integración de registros eléctricos y datos de roca de la Fm. Mulichinco del yacimiento Rincón del Mangrullo, Neuquén, Argentina. Argentina. 2010. p 90.

vez habrá una relación directamente proporcional con el indicador FZI (Flow zone indicator) que muestra la capacidad de flujo de cada una de las petrofacies, por otra parte ayuda a comprender el término de índice de calidad del reservorio (RQI), ya que el RQI es igual a la multiplicación de FZI por la relación de volumen poral y volumen de grano.

Gráfica 5. Calidades de las rocas



Fuente: YEPES N, PIEDRAHITA J, ZAPATA J. Análisis técnico con miras a modelamiento y simulación. ECOPETROL S.A. 2016

Gran relación guarda cada una de las petrofacies con aspectos litológicos con y las subunidades en las que las que se pueden localizar. Ver **cuadro 5**.

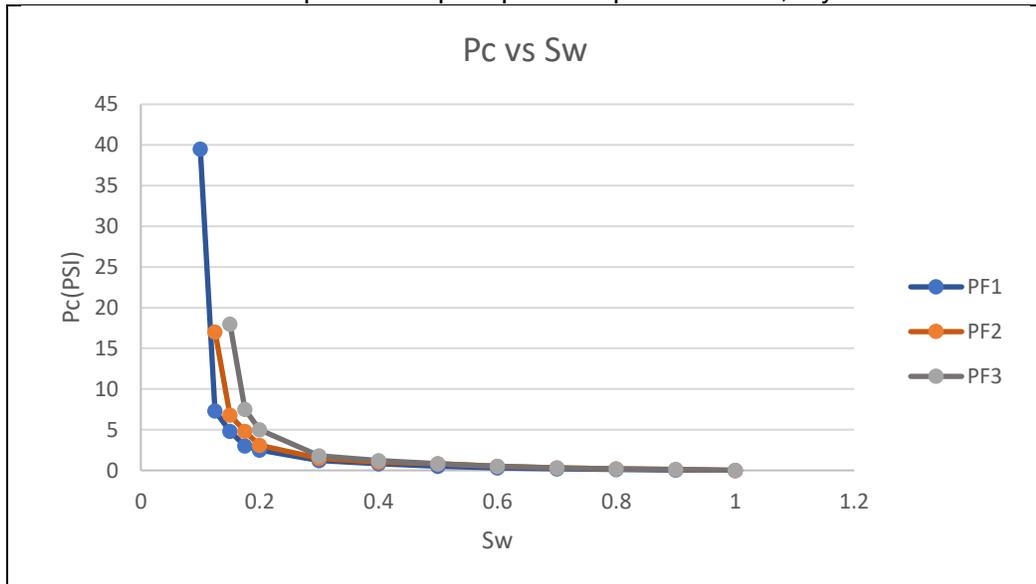
Cuadro 5. Aspectos litológicos para cada petrofacies según su localización en diferentes subunidades

PF	Subunidad	Aspecto litológico
5	Tope T2_60	Perdida de permeabilidad.
5	Tope T2_60	Paleosuelos, Litología expuesta que resto calidad a la roca, se incrementó la presencia de caolinita.
1	T2_60	Canales. Excelente calidad de roca.
1	T2_50	Canales. Excelente calidad de roca.
-	T2_50	Sedimentos de lago, no son continuos en el área.
1	T2_40	Excelente calidad de roca
1	T2_30	Excelente calidad de roca

Fuente: Elaboración propia

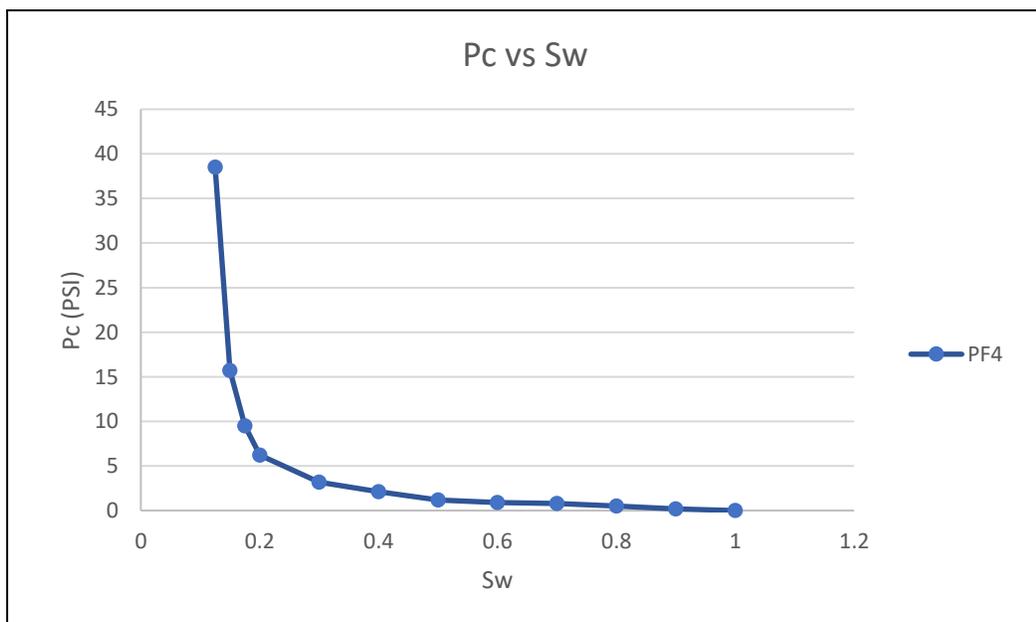
1.5.8 Curvas capilares representativas de cada roca. Para cada petrofacie se incluye las curvas de presión capilar. La Sw_{irr} para las petrofacies 1, 2 y 3 fue de 10%, 13% y 15%, respectivamente. De la **gráfica 6** a la **8** se muestran estas curvas.

Gráfica 6. Curvas de presión capilar para las petrofacies 1, 2 y 3



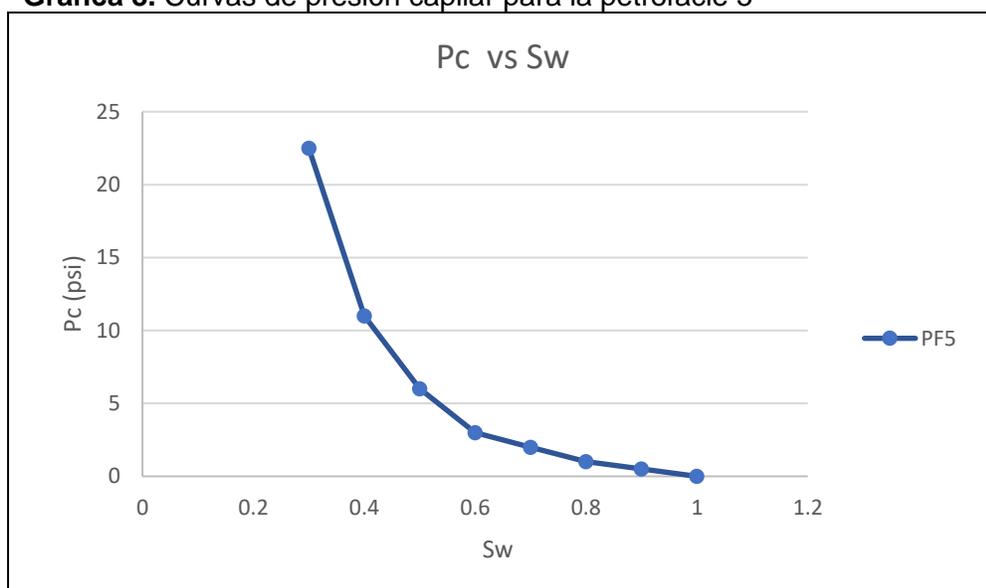
Fuente: Elaboración propia

Gráfica 7. Curvas de presión capilar para la petrofacie 4



Fuente: Elaboración propia

Gráfica 8. Curvas de presión capilar para la petrofacies 5



Fuente: Elaboración propia

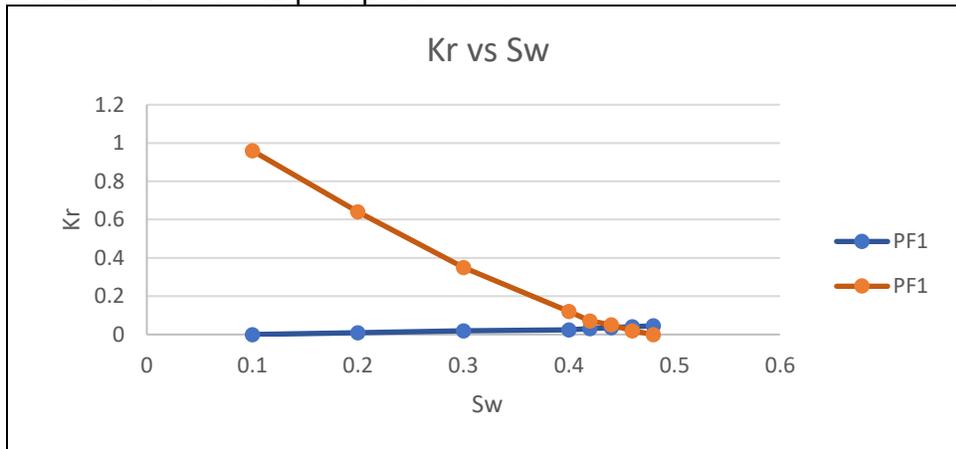
En las anteriores figuras se ve que cuando disminuye la calidad de la roca la curva de presión capilar adquiere una caída más suavizada, es decir, que a medida que se aumenta la saturación de agua en éstas petrofacies (como por ejemplo la número 5) la disminución de la presión capilar se hace más lenta⁴⁰, al contrario de casos de calidades de roca mejores donde esta caída se hace más acelerada. Por otra parte, la saturación de agua irreducible se hace más pequeña en un medio de permeabilidades más altas. Adicionalmente se observa que casi es inexistente la zona de transición y se sabe que el nivel de agua libre es muy profundo por lo cual no se considerará en el proceso de simulación.

1.5.9 Productividad de los diferentes tipos de roca. Esencialmente la arena T2 tiene unas características buenas para producir, sin embargo, la petrofacies 5 no alcanza a tener los requerimientos de movilidad necesarios y las de más alto potencial que son las que apoyarían a la producción son las PF1, PF2 Y PF3 con radios de garganta de 30-40, 25 y 15 micrones respectivamente.

1.5.10 Curvas de permeabilidad relativa. Son curvas que dan información acerca de cómo va a ser el flujo en el medio poroso y adicionalmente nos indican el tipo de mojabilidad. En las **gráficas 9 a 12** se observan las curvas de permeabilidad relativa por cada tipo de roca.

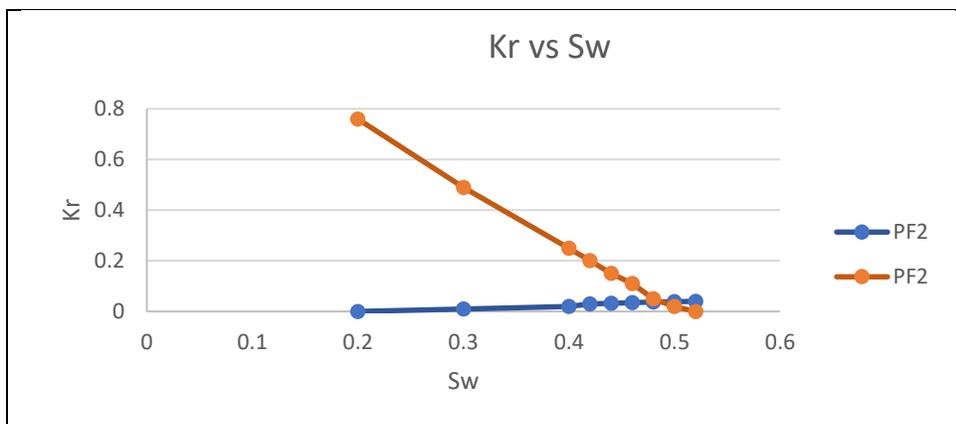
⁴⁰ FERRER, Magdalena. Fundamentos de la ingeniería de yacimientos. Maracaibo, Venezuela. 2009. p. 275.

Gráfica 9. Curvas kr para petrofacies 1



Fuente: Elaboración propia

Gráfica 10. Curvas kr para petrofacies 2



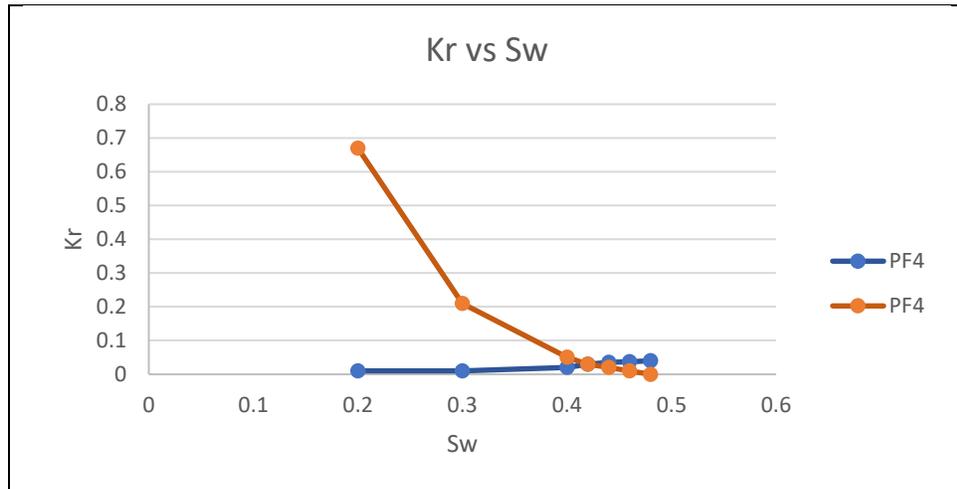
Fuente: Elaboración propia

Gráfica 11. Curvas kr para petrofacies 3



Fuente: Elaboración propia

Gráfica 12. Curvas kr para petrofacie 4



Fuente: Elaboración propia

Características a tener en cuenta en estas curvas son:

- ✓ Tienen una variación muy poco representativa de petrofacie a petrofacie.
- ✓ A medida que hay una disminución de calidad de la roca empiezan a estar mojadas por la fase de petróleo.
- ✓ Las saturaciones de agua irreducible, al igual que en las curvas de presión capilar, cambian al cambiar la roca, presentando un aumento de saturación a peor calidad.

Según los datos de las curvas de permeabilidad relativa vistos en la sección anterior y teniendo presente el análisis curvas tipo de permeabilidad relativa propuesto por Magdalena Paris de Ferrer⁴¹ en el capítulo 6 del libro “Fundamentos de la ingeniería de Yacimientos”, las cuatro petrofacies corresponden a una roca mojada al agua, es decir, que en el espacio poral será el agua la fase que este en contacto con la roca y por ende ocupará menos espacio.

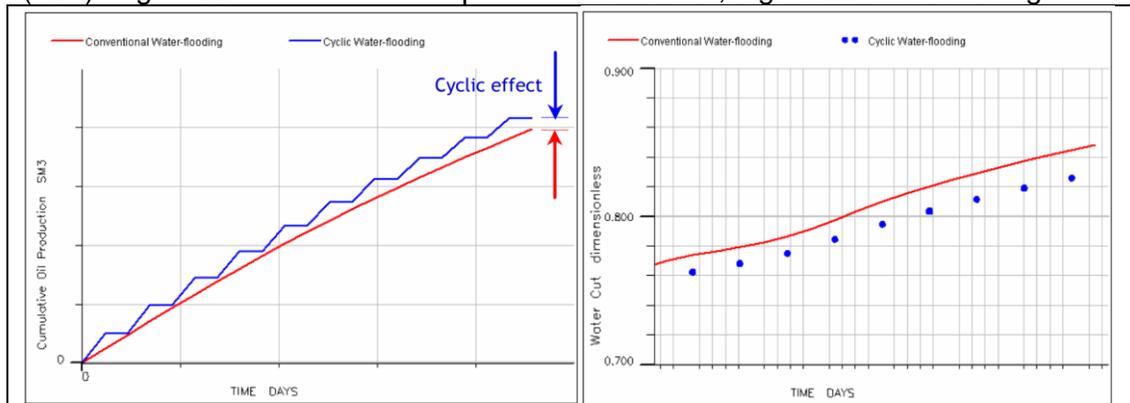
⁴¹ Ibid., p 311-312

2. GENERALIDADES DE LA INYECCIÓN DE AGUA POR PULSOS

En este capítulo se explican los temas asociados a la inyección de agua por pulsos, identificando los fundamentos teóricos y principales características de forma que facilita la comprensión de las ventajas y desventajas del proceso frente a la inyección de agua tradicional. A lo largo de los diferentes proyectos, la inyección por pulsos ha sido llamada inyección cíclica⁴², sin embargo, para este proyecto el nombre a emplear es **inyección de agua por pulsos**, con el fin de tener una mayor claridad en el texto.

La inyección de agua por pulsos se clasifica como un proceso de recobro mejorado, debido a que es una variación de la metodología tradicional de inyección, mostrando históricamente⁴³ un mayor factor de recobro y un menor corte de agua. Ver **gráfica 13**.

Gráfica 13. Comparación de la inyección tradicional (roja) y la inyección por pulsos (azul). Figura 22.a Producción de petróleo acumulada; Figura 22.b Corte de agua



Fuente: SHCHIPANOV A, SURGUCHEV L, JAKOBSEN S. "Improved Oil Recovery by Cyclic Injection and Production". Moscow, Rusia.2008 . SPE-116873-MS.

La técnica fue estudiada por primera vez a mediados de 1960 en los Campos:

- ✓ Spraberry y McCamey en Texas⁴⁴.
- ✓ Skaggs en Nuevo Mexico.

⁴² GROENENBOOM, Jeroen, et al. Pulsed Water Injection During Waterflooding. En: SPE International Improved Oil Recovery Conference in Asia Pacific, Kuala Lumpur, Malaysia, Octubre, 2003, SPE-84856-MS, p.1

⁴³ KOUNDIN, Alexander et al. Cyclic water injection: improved oil recovery at zero cost. En: Petroleum Geoscience 8 (1): 89-95. {En línea} (2002). p. 1 {consultado en diciembre de 2018}. Disponible en: <http://earthdoc.eage.org/publication/publicationdetails/?publication=37967>

⁴⁴ ELKINS, Lincoln, SKOV, Arlie. Cyclic Water Flooding the Spraberry Utilizes "End Effects" to Increase Oil Production Rate. En: Journal of Petroleum Technology. Agosto, 1963. SPE-545-PA. p.2

- ✓ Jablonev Ovrág y Kalinovskoye en Rusia⁴⁵ , donde se demostró un aumento en el factor de recobro de 5-11% en yacimientos heterogéneos y de crudo pesado respecto a la inyección de agua tradicional.

2.1 RECOBRO MEJORADO

Según Tarek⁴⁶ las técnicas de recobro mejorado son todos los procesos que permiten obtener una cantidad superior de hidrocarburo en superficie una vez que los mecanismos de producción primario se han reducido. Las técnicas de recobro se dividen en dos grupos: Recobro Secundario y recobro terciario.

Recobro Secundario: Procesos que tienen el objetivo de reactivar los mecanismos de empuje primarios que se encuentran en el yacimiento, aportando energía al este mediante la inyección de agua o gas.

Recobro Terciario: Se caracteriza por alterar las propiedades físicas y químicas del yacimiento y de sus fluidos, ocasionando un flujo más estable. Dentro de las técnicas que agrupa el recobro terciario se encuentran los procesos térmicos en los que se reduce la viscosidad del hidrocarburo, inyección de fluidos miscibles para reducir las fuerzas viscosas, aplicación de polímeros o surfactantes para mejorar el barrido, entre otras.

2.2. CONCEPTOS DE LA INYECCIÓN DE AGUA

Para poder analizar en más detalle la inyección de agua por pulsos, primero se debe describir conceptos importantes involucrados en ésta.

- ✓ Desplazamiento de fluidos inmiscibles.
- ✓ Relación de movilidad.
- ✓ Fenómeno de fingering.
- ✓ Transición de Presión.
- ✓ Patrones de inyección.
- ✓ Eficiencia de barrido.
- ✓ Caracterización de la heterogeneidad de un yacimiento.

2.2.1 Desplazamiento de fluidos inmiscibles. Debido a la naturaleza hidrófoba del petróleo al ser un fluido no polar, cuando se inyecta agua dentro de un sistema poroso abierto se presenta un fenómeno de desplazamiento⁴⁷. El movimiento de los fluidos en un medio poroso fue estudiado por Darcy en 1856, como se puede ver en la **ecuación 1**.

⁴⁵ SHARBATOVA, I.N., SURGUCHEV, M.L. Cyclic injection in heterogeneous reservoirs. Moscow, Nedra, 1988, p. 12

⁴⁶ AHMED, Tarek, Reservoir Engineering Handbook, Ed 4. Gulf Professional Publishing, Elsevier, 2010. p. 909.

⁴⁷ DAKE. Laurie, The Practical Reservoir Engineering. Ed. 3. ELSEVIER 2001. p. 324.

Ecuación 1. Ecuación básica de Darcy del movimiento de los fluidos en un medio poroso

$$q = -\frac{kA}{\mu} \left(\frac{dp}{dl} + \frac{g * \rho}{1.0133 * 10^6} \frac{dz}{dl} \right)$$

Fuente: Dake, L. P. "Fundamentals of Reservoir Engineering" Pag. 107

Donde:

A = El área seccional de la roca y el poro, en la dirección del flujo, cm².

dp / dl = Gradiente de presión sólo en la dirección del flujo, atm/cm.

dz / dl = Gradiente en la dirección vertical.

g = Aceleración de la gravedad, cm/seg² (980.7 cm/seg²).

k = Permeabilidad, darcies.

μ = Viscosidad del fluido, centipoises (cp).

ρ = Densidad del fluido, g/cm³.

q = Caudal, cm³/seg.

En la **ecuación 1** se expresa que el caudal de una fase dependerá proporcionalmente de la permeabilidad, el área transversal y el diferencial de presión, e inversamente proporcional de la viscosidad y la longitud.

Empleando como base la ecuación de Darcy, Leverett⁴⁸ en 1941 desarrolló la ecuación de flujo fraccional, la cual permite tener una idea de la cantidad de agua que llega al pozo productor y los valores de saturación promedio y de frente de invasión al relacionar el movimiento de un fluido en un medio poroso en el que existen dos fluidos inmiscibles. Ver la **ecuación 2**.

Ecuación 2. Ecuación de Flujo fraccional

$$f_w = \frac{1 + 0.001127 \frac{k_o A}{\mu_o l_w} \left[\frac{\partial p_c}{\partial S} - (\rho_w - \rho_o) \sin \alpha \right]}{1 + \frac{\mu_w k_o}{\mu_o k_w}}$$

Fuente: Dake, L. P. "Fundamentals of Reservoir Engineering". Pg 345.

Donde:

A = Área, pies².

f_w = Flujo fraccional de agua.

k = Permeabilidad absoluta, milidarcies.

K_{ro} = Permeabilidad relativa del aceite.

K_{rw} = Permeabilidad relativa del agua.

⁴⁸ AHMED.. Op. Cit., p. 932

μ_o = Viscosidad del aceite, cp.

μ_w = Viscosidad del agua, cp.

L = Distancia en la dirección del flujo, pies.

p_c = Presión capilar = $p_o - p_w$ psi.

q_t = Caudal total = $q_o - q_w$ Bpd.

$\Delta\rho$ = Diferencia de densidad agua – aceite = $\rho_w - \rho_o$, gm/cm³.

α = Ángulo de buzamiento de la formación, grados.

Se debe tener presente que para el desarrollo de la ecuación de flujo fraccional las fases son consideradas incompresibles, de esta forma se estima la existencia de un flujo estable en la cual por cada barril que es inyectado se produce un barril. La relación de volumen de fluido inyectado y producido es conocida como VRR (Voidage Replacement Ratio)⁴⁹.

Teniendo presente esta relación Buckley-Leverett⁵⁰ desarrollaron la teoría de avance frontal, en la cual la producción de agua y la posición del frente se debe a un cambio del flujo fraccional respecto a un cambio de saturación de agua en el yacimiento, como se puede ver en la **ecuación 3**. En esta teoría se considera una eficiencia vertical y areal del 100%.

Ecuación 3. Ecuación de avance frontal

$$x = \frac{5.615 * W_i}{\phi * A} * \frac{df_w}{dS_w}$$

Fuente: COBB, William. Waterflooding. William M. Cobb & Associates, Inc. p. 143

Donde:

x = longitud.

W_i = volumen de agua inyectada, barriles.

ϕ = Porosidad, fracción.

A = área, pies²

Dentro del proceso de inyección de agua por pulsos esta condición únicamente se cumple en el periodo de presurización cuando la cantidad de agua inyectada ha alcanzado un punto en que los fluidos del yacimiento y la roca no se pueden comprimir más comportándose como un proceso de inyección tradicional.

⁴⁹ SIBAWEIHI, Najmudeen, AWOTUNDE, Abeebe, Consideration of Voidage-Replacement Ratio in Well-Placement Optimization. En: SPE Kuwait International Petroleum Conference and Exhibition. Diciembre, 2012 2012, SPE 163354-MS. p.1.

⁵⁰ BUCKLEY, S.E. LVERETT, M.C. Mechanism of Fluid Displacement in Sands, Trans., AIME Diciembre 1942, p. 107-116

2.2.2 Movilidad y relación de Movilidad. La movilidad es la relación entre la permeabilidad relativa de un fluido y su viscosidad. Ver la **ecuación 4**. Por ende, la relación de movilidad es la relación entre movilidades del fluido desplazante sobre el fluido desplazado.

Ecuación 4. Movilidad

$$\lambda = \frac{K_r}{\mu}$$

Fuente: COBB, William. Waterflooding. William M. Cobb & Associates, Inc. p. 230

Las permeabilidades relativas son funciones de la saturación por lo que para la evaluación se emplean los valores más altos de permeabilidad, es decir la permeabilidad de petróleo a saturación de agua inicial y la permeabilidad del agua a saturación de agua a punto de ruptura como se puede ver en la **ecuación 5**.

Ecuación 5. Razón de movilidad

$$M = \frac{|K_{rw}|S_{wbt}}{|K_{ro}|S_{wi}} * \frac{\mu_o}{\mu_w}$$

Fuente: COBB, William. Waterflooding. William M. Cobb & Associates, Inc. p. 230

Donde:

M = Relación de movilidad.

K_{rw} = Permeabilidad relativa del agua.

K_{ro} = Permeabilidad relativa del aceite.

μ_o = Viscosidad del aceite, cp.

μ_w = Viscosidad del agua, cp.

S_{wbt} = saturación de agua promedio al breakthrough,

S_{wi} = saturación de agua inicial, fracción.

Según sea la relación de viscosidad de los fluidos se pueden presentar diferentes escenarios de razón de movilidad, debido a que la capacidad de desplazamiento dependerá de la viscosidad de las fases. Ver **cuadro 6**.

Cuadro 6. Escenarios de Relación de Movilidad

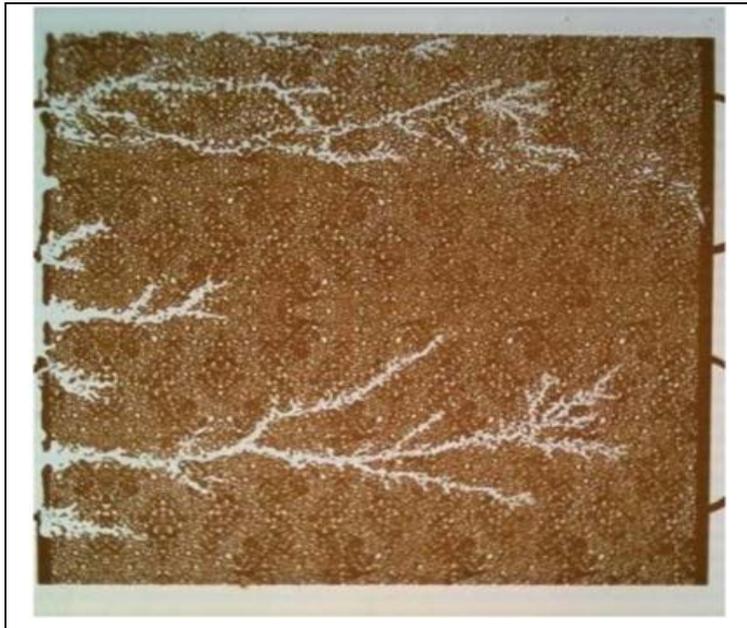
Escenarios de Relación de Movilidad	
Valor	Descripción en los procesos de inyección
M < 1	El petróleo tiene un mejor desplazamiento referente al agua, lo que facilita el empuje del petróleo por el agua.
M = 1	El agua y el petróleo se mueven a la misma velocidad.
M > 1	El agua tiene mayor movilidad que el petróleo, por lo que el agua inyectada tiende a producirse en mayor medida que el petróleo de la formación.

Fuente: Elaboración propia

El principal problema de la inyección de agua tradicional se encuentra en campos donde la relación de movilidad es mayor a la unidad, ya que el agua inyectada baipasea la zona de petróleo causando canalizaciones.

2.2.3 Fenómeno de fingering. El fenómeno de fingering es un perfil desigual dentro de la interface de fluidos inmiscibles causado por la diferencia de velocidad que tienen estos⁵¹. Esta condición es típica en yacimientos heterogéneos o de crudo pesado, donde el agua inyectada corta el cuerpo de hidrocarburo formando un camino en dirección al pozo productor. Ver **figura 9**.

Figura 9. Efecto de fingering visto en una prueba de laboratorio



Fuente: DOORWAR, Shashvat. Austin, USA. Understanding Unstable Immiscible Displacement in Porous Media. p. 121. The University of Texas at Austin.

2.2.4 Transición de presión. Cuando se inicia la producción de un yacimiento se genera una caída de presión, la cual tiene un comportamiento exponencial en las áreas cercanas del pozo generando lo que se conoce como área de drenaje del pozo. El radio de drenaje se expresa en los términos de la **ecuación 6**.

Ecuación 6. Radio de drenaje de un pozo

$$r_i = 0.029 * \left(\frac{k * t}{\phi * \mu * C_r} \right)^{0.5}$$

⁵¹ Schlumberger. Fingering. Oilfield Glossary [en línea], 20 de diciembre de 2018 Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/en/Terms/f/fingering.aspx>

Fuente: COBB, William. Waterflooding. William M. Cobb & Associates, Inc. p. 124

Donde:

r_i = radio de investigación, pies

k = Permeabilidad de flujo, mD

t = tiempo, horas

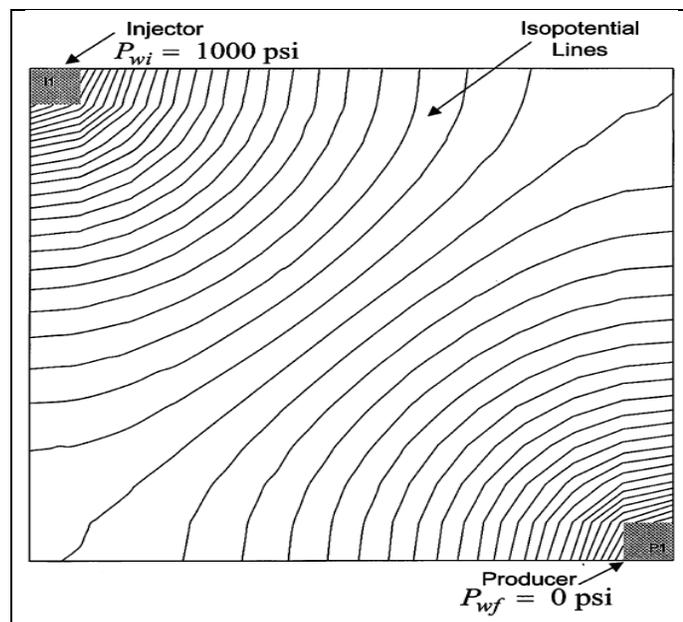
ϕ = porosidad, fracción

μ = viscosidad de fluido a producir o inyectar, cp

C_t = coeficiente isotérmico de compresibilidad del yacimiento, 1/psia

Al hablar de procesos de inyección igualmente se produce una zona donde la presión se incrementa hasta normalizarse. Ambos procesos, tanto el radio de drenaje con su disminución de presión, como la inyección y su aumento de presión respectivo se ven en la **figura 10**.

Figura 10. Líneas Isobáricas en un área de inyección y producción



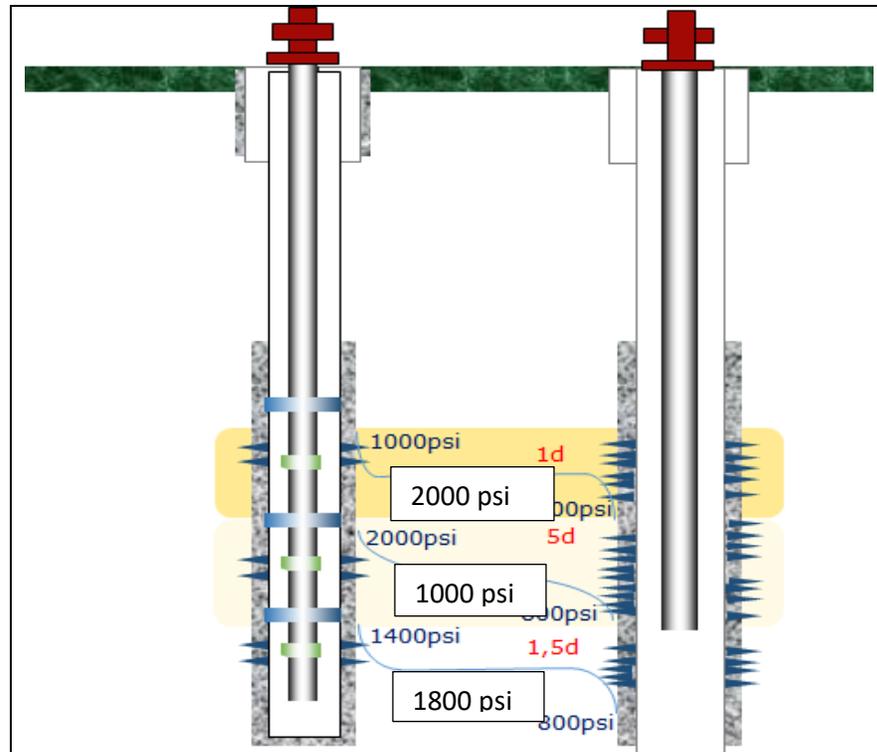
Fuente: COBB, William. Waterflooding. William M. Cobb & Associates, Inc. p. 245

Para mejorar el movimiento de los fluidos dentro del yacimiento se maneja los valores de presión de tal forma que los radios de influencia de un pozo productor y uno inyector se interfieran entre sí.

En un yacimiento con una amplia estratificación y heterogeneidad horizontal, cada capa individual presenta una respuesta diferente a la presión. En la inyección de

agua por pulsos la diferencia de respuesta en términos de presión es lo que permite mejorar la producción de petróleo. Como se puede ver en la **figura 11**.

Figura 11. Diferencia de presión entre las capas



Fuente: Elaboración propia

El hecho de que cada capa de roca presente una respuesta diferente en términos de presión por la diferencia en inyección realizada en los pulsos, hace que se genere cambios en los fenómenos físicos involucrados en el yacimiento.

2.2.5 Patrones de inyección. Los patrones son recurrencias geométricas en la distribución de pozos productores e inyectores de un campo. Generalmente, al descubrir un campo rara vez se plantea bajo un proyecto de recuperación secundaria o terciaria, por lo que los pozos perforados son distribuidos de forma irregular según las necesidades de producción del mismo. Los patrones se pueden clasificar en patrones periféricos y patrones regulares⁵² (línea directa, línea escalonada, patrón de cinco puntos, patrón de nueve puntos, patrón de siete puntos)

2.2.6 Eficiencia de recobro. Conocido como factor de recobro, es un valor que relaciona la cantidad de petróleo producido y el volumen inicial de hidrocarburo en el yacimiento. Igualmente se puede expresar como el producto de la multiplicación de la eficiencia volumétrica y la eficiencia de desplazamiento. Ver la **ecuación 7**.

⁵² FERRER, op. cit, p. 76

Ecuación 7. Factor de recobro en términos de eficiencias

$$FR = \frac{N_D}{N} = \underbrace{E_A * E_h}_{E_v} * E_D$$

Fuente: AHMED, Tarek, Reservoir Engineering Handbook, Ed 4. Gulf Professional Publishing, Elsevier, 2010. p. 932.

Donde:

FR = Factor de recobro, fracción.

N_p = Volumen de petróleo producido, bbls

N = Volumen de petróleo original insitu, bbls

E_D = Eficiencia de desplazamiento, fracción.

E_v = Eficiencia volumétrica, fracción.

E_A = Eficiencia de barrido areal, fracción.

E_i = Eficiencia de barrido vertical, fracción.

Cabe resaltar que la ecuación 7 no contempla por separado la eficiencia de desplazamiento macroscópica, es decir, el volumen de yacimiento contactado ni la eficiencia de barrido microscópica ocasionada por las propiedades del yacimiento como: fracturas, ángulo de buzamiento, saturaciones iniciales, relación de viscosidad, diferencial de gravedad, relación de permeabilidad relativa, presión capilar y tasas de inyección.

La inyección de agua por pulsos se considera como un recobro secundario mejorado⁵³, dado que el proceso tiene un control más estable del desplazamiento de fluidos a nivel microscópico y macroscópico mediante el flujo cruzado y los cambios en los patrones⁵⁴.

2.2.6.1 Eficiencia de desplazamiento. Es la cantidad de petróleo que es desplazado por el agua de inyección, por lo que su valor es calculado mediante la diferencia de saturaciones en pruebas de laboratorio, como se ve en la **ecuación 8**.

Ecuación 8. Eficiencia de desplazamiento

$$E_D = 1 - \frac{S_{or}}{S_{oi}}$$

Fuente: AHMED, Tarek, Reservoir Engineering Handbook, Ed 4. Gulf Professional Publishing, Elsevier, 2010. p. 934.

⁵³ RUBLEV, A. B. KHUZEEV, Yu. A. ISHIMOV. I. A. FEDOROV, Konstantin. Predictions of cyclic water injection on Urnsenskoe oil field. En SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition. Moscow, Rusia, Octubre 2012, SPE-162015-MS. p. 1-3.

⁵⁴ SHCHIPANOV. Anton, SURGUCHEV L, JAKOBSEN S. Improved Oil Recovery by Cyclic Injection and Production. En: SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition, Moscow, Russia, Octubre, 2008, SPE-116873-MS, p. 2-3

Donde:

Sor = saturación de petróleo residual del área invadida

Soi = saturación de petróleo inicial del área invadida

Para la inyección de agua por pulsos es necesario que todo el ciclo de inyección se complete para no subestimar el dato.

2.2.6.2 Eficiencia de barrido areal. Este factor representa el área contactada por el fluido inyectado dentro del yacimiento. Según Tarek⁵⁵ la eficiencia areal depende de factores como razón de movilidad, patrón de Inyección, agua inyectada acumulada, distribución de presión entre productores e inyectores y la tendencia de dirección de la permeabilidad.

Para la inyección de agua tradicional, Craig^{56, 57} determinó una estandarización de la eficiencia areal por patrón en función de la relación de movilidad.

La ventaja de la inyección de agua por pulsos radica en el control de la actividad de los pozos, es decir, que controla la distribución de presión entre un pozo inyector y un pozo productor causando un canal de flujo que permite barrer zonas que en la inyección tradicional de agua quedan intactas⁵⁸. En la **figura 12**, se puede apreciar como en un yacimiento con distribución de permeabilidad constante en las direcciones I y J, con un patrón de cinco puntos y una razón de movilidad superior a la unidad, los polígonos de color morado mantienen un valor de área constante a medida que avanza el tiempo y no se barre nuevo petróleo.

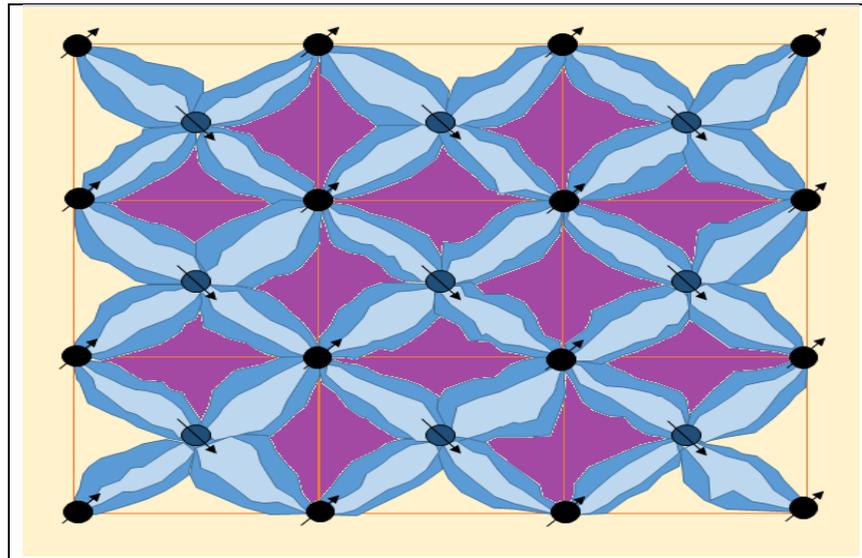
⁵⁵ AHMED. Op. Cit., p. 985

⁵⁶ CRAIG. F.F, GEFFEN. T. M, MORSE. R. A. Oil Recovery Performance of Pattern Gas or Water Injection Operations from Model Tests, En SPE Journal of Petroleum Technology. 1955 SPE-416-Genral -1955. p. 1-3.

⁵⁷ CRAIG, Forrest: The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding, SPE Monograph Series Vol. 3 1993. p. 15-18.

⁵⁸ PEREZ.et all. op. cit, p 1

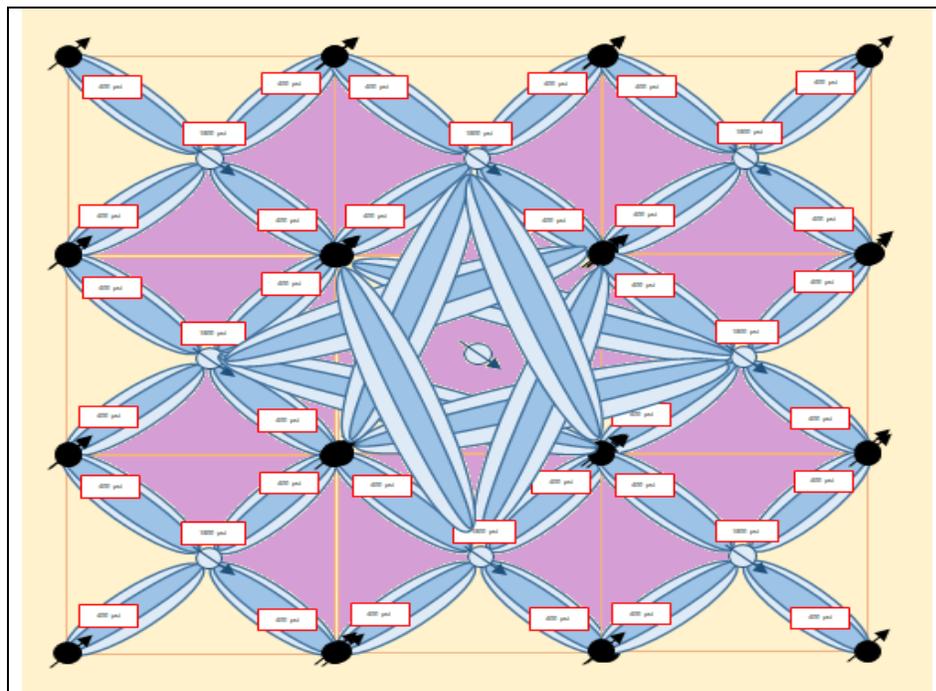
Figura 12. Barrido areal con inyección tradicional



Fuente: Elaboración propia

Durante el periodo de despresurización en la inyección de agua por pulsos se presenta un cambio en la distribución de presión, permitiendo que el agua de inyección encuentre nuevos caminos para moverse y desplazar petróleo a su paso. En la **figura 13**, se evidencia como al apagar un sector de un pozo, se reduce la presión y se forman canales que contactan zonas anteriormente no barridas.

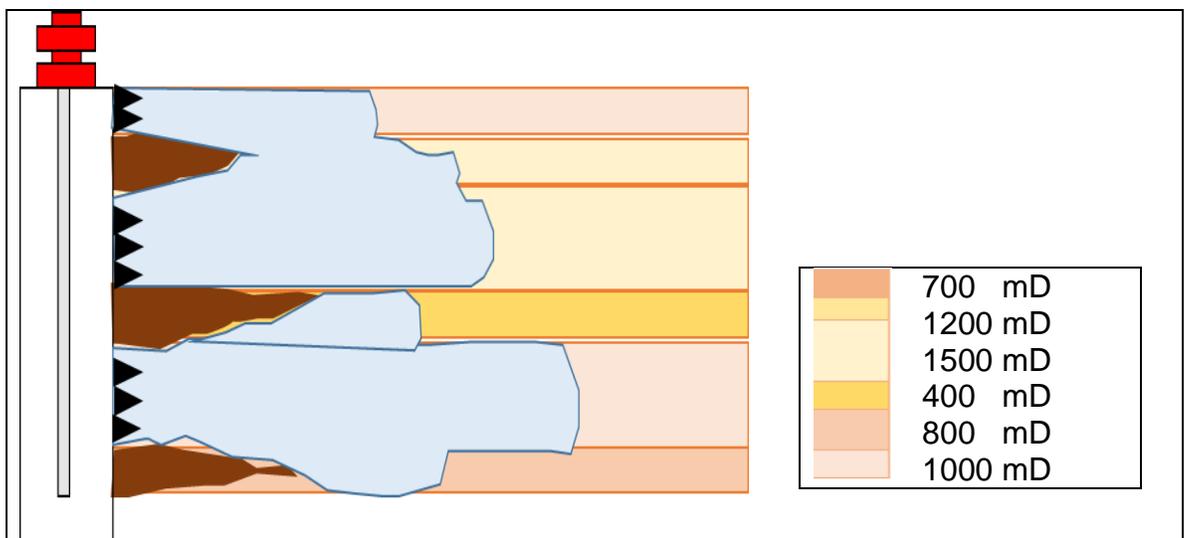
Figura 13. Mejora de eficiencia areal



Fuente: Elaboración propia

2.2.6.3 Eficiencia de barrido vertical. Tarek⁵⁹ define la eficiencia de barrido vertical como la sección vertical de yacimiento en la que el petróleo es desplazado. El factor que más afecta a la eficiencia de barrido vertical es la estratificación del yacimiento, ya que desde el comienzo de la inyección la diferencia de las permeabilidades impide una distribución uniforme del agua inyectada. En la **figura 14**, se evidencia como se distribuye el frente de inyección en un yacimiento con variación en la permeabilidad vertical.

Figura 14. Eficiencia de barrido vertical



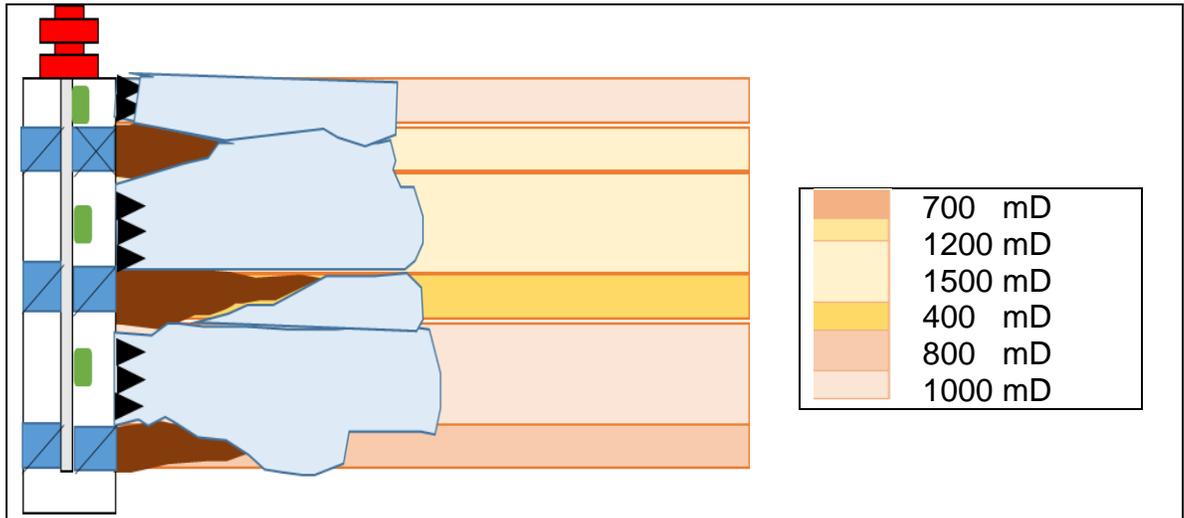
Fuente: Elaboración propia

Para mejorar la eficiencia de barrido vertical lo aplicado en diferentes campos con distintos cuerpos de arena como Cerro Dragon⁶⁰ es la separación de zonas con completamientos selectivo, según su valor de permeabilidad. Este proceso conocido como selectivización, permite que cada zona tome un valor cercano de agua manteniendo el frente de invasión homogéneo. En la **figura 15** se observa una representación del efecto de la selectivización sobre el frente de invasión.

⁵⁹ AHMED, Op. Cit., p.1041

⁶⁰ MASSAGLIA. Ezequiel et all. Injector-Well Completion Designs for Selectively Waterflooding Up to 18 Zones in a Multilayered Reservoir: Experiences in the Cerro Dragon Field. En: SPE/DOE Symposium on Improved Oil recovery, Oklahoma, USA, Abril, 2006, SPE-99997-MS, p. 2

Figura 15. Selectivización



Fuente: Elaboración propia

2.2.7 Caracterización de la heterogeneidad del yacimiento. Según Thomas⁶¹, la heterogeneidad de la litología y propiedades de la roca en el yacimiento es uno de los principales factores que generan fallas en la inyección de agua tradicional. En primer lugar, a nivel de área el cambio de las propiedades de la roca como la permeabilidad afecta la distribución de presión y la velocidad de flujo en el yacimiento. Adicionalmente, según Cobb⁶², los efectos que tiene la variación areal son mínimos en comparación con los cambios verticales puesto que las depositaciones geológicas en cada periodo tienden a presentar una alta uniformidad. Los mecanismos más comunes para cuantificar las variaciones de permeabilidad son:

- En 1950 Schmalz y Rahme introdujeron un parámetro único que describe el grado de heterogeneidad llamado coeficiente de Lorenz, el cual normaliza los valores de permeabilidad y porosidad. El rango de valores del coeficiente de Lorenz establece un valor de cero para un yacimiento homogéneo y valor de uno para una alta variación de propiedades.
- En 1950 Dykstra y Parsons presentaron el término de variación de permeabilidad para describir el grado de heterogeneidad de un yacimiento, en el cual un valor de cero describe un yacimiento completamente homogéneo y el valor de unidad determina un yacimiento infinitamente heterogéneo. La **ecuación 9** describe el cálculo:

⁶¹ C.E. Thomas, CARROLL F. Mahoney, and Winter, G. W., Petroleum Engineering Handbook. Dallas: Society of Petroleum Engineers, 1989. p. 86.

⁶² COBB, William. Waterflooding. William M. Cobb & Associates, Inc. p. 313.

Ecuación 9. Dykstra-Parsons

$$V = \frac{\bar{k} - k_{\sigma}}{\bar{k}}$$

Fuente: AHMED, Tarek, Reservoir Engineering Handbook, Ed 4. Gulf Professional Publishing, Elsevier, 2010. p. 1042.

Donde:

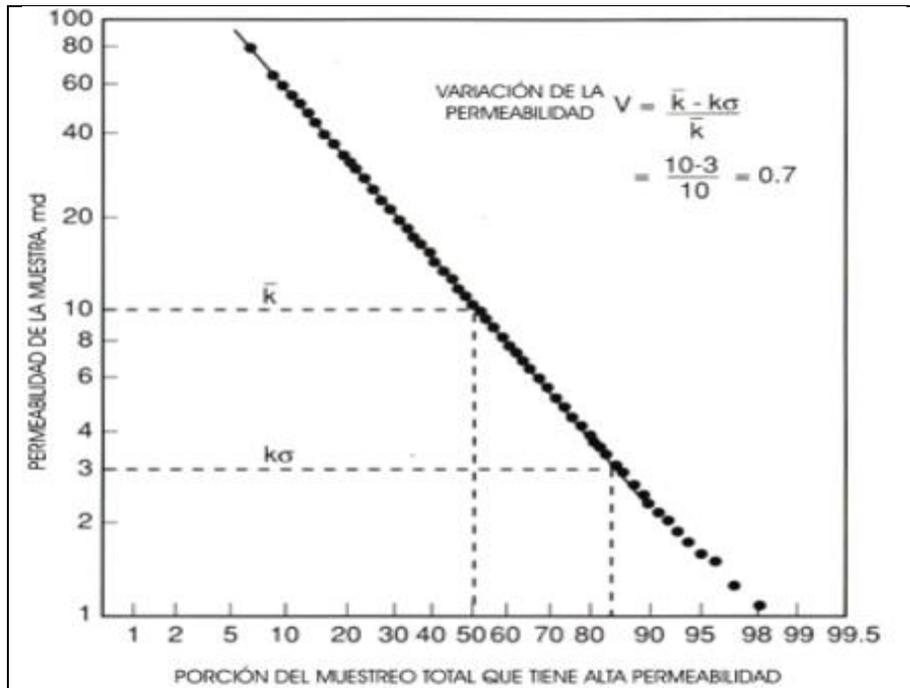
V = Factor de variación de la permeabilidad.

\bar{k} = Permeabilidad promedio, permeabilidad al 50% de probabilidad.

k_{σ} = Permeabilidad al 84.1% de la muestra acumulada.

La **gráfica 14** muestra la gráfica que se debe realizar en papel estadístico logarítmico para hacer el cálculo del coeficiente de heterogeneidad Dykstra Parsons, donde el eje y corresponde a la permeabilidad y el eje x a la porción del muestreo total.

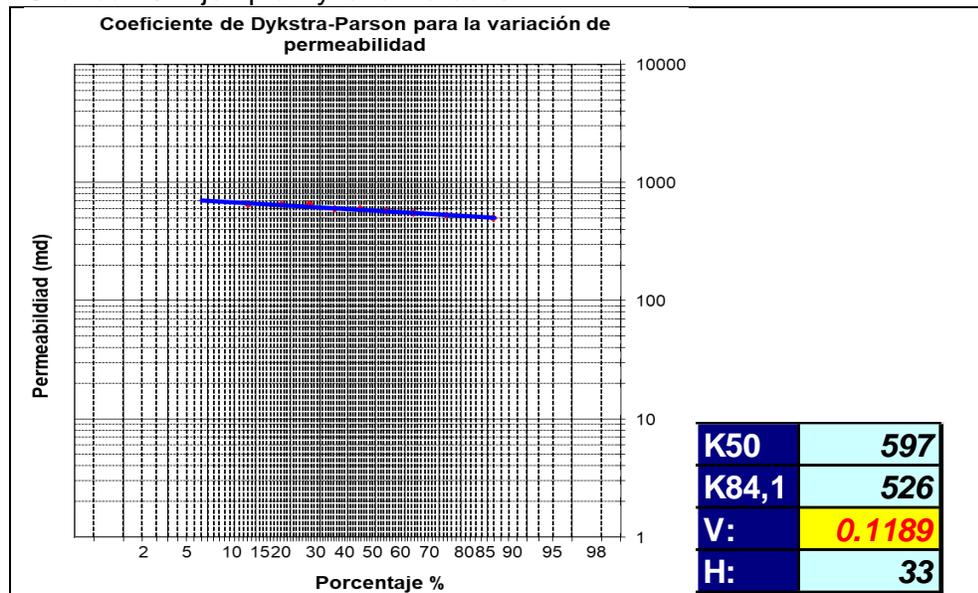
Gráfica 14. Gráfica tipo para el coeficiente de Dykstra Parsons



Fuente: AHMED, Tarek, Reservoir Engineering Handbook, Ed 4. Gulf Professional Publishing, Elsevier, 2010. p. 1044.

En la **gráfica 15**, se observa un ejemplo del coeficiente de Dykstra-Parson, para un yacimiento con en el que la intercalación de permeabilidad no es superior a 200mD. Muestra un comportamiento de los datos con una pendiente pequeña indicando que las capas del yacimiento tienen un valor próximo de permeabilidad.

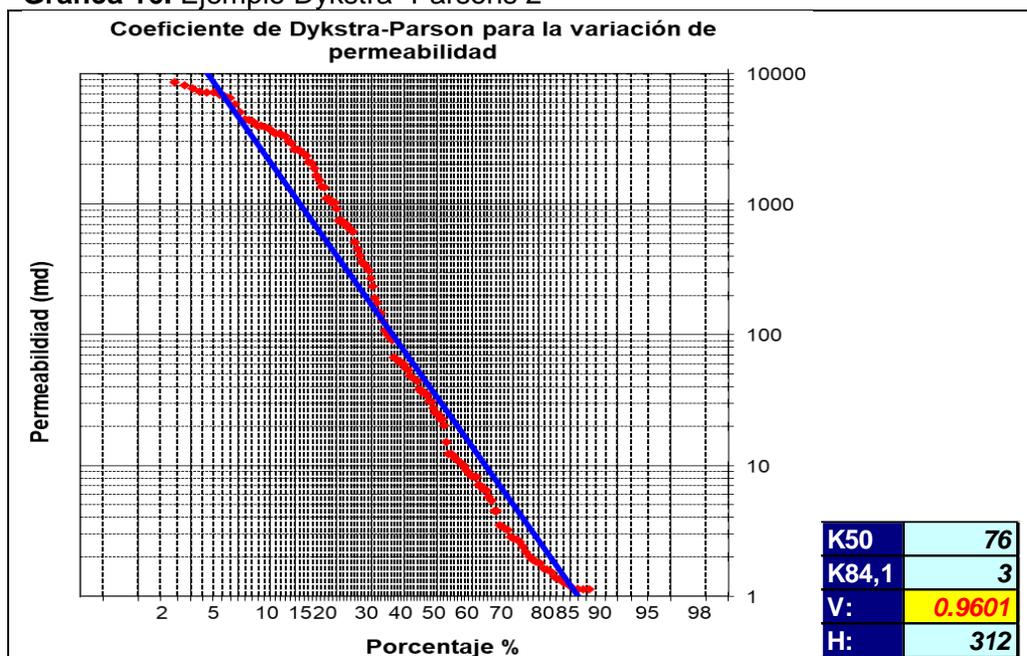
Gráfica 15. Ejemplo Dykstra-Parsons 1



Fuente: Elaboración propia

En la **gráfica 16** se presenta el comportamiento de los datos para un yacimiento con un rango de permeabilidad entre 0.001 a 32000mD. Se puede ver como en un yacimiento estratificado el comportamiento de los datos presenta un comportamiento irregular formando una línea de tendencia con una pendiente que supera el valor de la unidad.

Gráfica 16. Ejemplo Dykstra- Parsons 2



Fuente: Elaboración propia

2.3. ETAPAS DE LA INYECCIÓN DE AGUA POR PULSOS

La inyección de agua por pulsos consta de dos etapas en las que se genera el disturbio de presión y la producción de flujos cruzados en el yacimiento. El procedimiento de inyección se puede ver claramente en la **figura 16**. En la primera etapa (hemiciclo de presurización), el agua inyectada empuja rápidamente al petróleo por zonas con alta permeabilidad provocando un diferencial de saturación, además de presurizar las capas de menor permeabilidad por un proceso de imbibición forzada y cuya velocidad depende de la humectabilidad de la roca⁶³. En la segunda etapa (hemiciclo de despresurización), la reducción de caudal genera una zona de baja presión en la capa de alta permeabilidad lo que se traduce en un diferencial de presión entre las zonas con diferentes características y por ende se producen flujos cruzados (el hidrocarburo se moviliza de zonas de menor permeabilidad a mayor permeabilidad)⁶⁴.

El petróleo que no fue barrido en la primera etapa se mueve entonces a capas de mayor calidad, para ser desplazado posteriormente en un nuevo ciclo⁶⁵. Con una alta saturación de petróleo en una capa poco permeable y una saturación de agua comparativamente alta en la capa permeable la inyección de agua cíclica da como

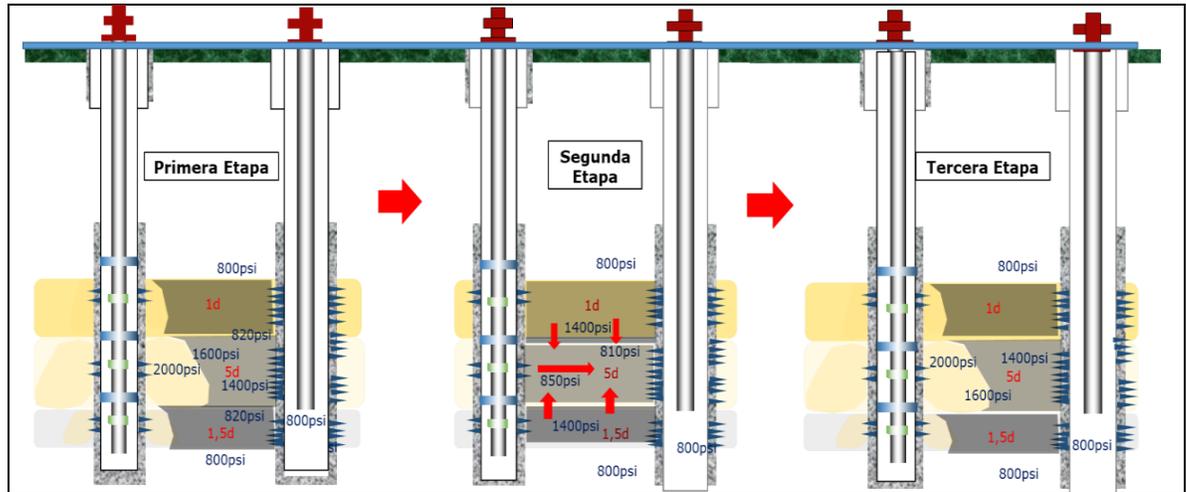
⁶³ PENG, C. P. YANOSIK, J. L. Pressure pulsing waterflooding in dual porosity naturally fractured reservoirs. En: SPE International Meeting on Petroleum Engineering, Tianjin, China. noviembre 1988 SPE-17587-MS. p. 3.

⁶⁴ LANGDALEN, Henrik. Cyclic water injection, A Simulation Study. Trondheim. Norwegian University of Science and Technology. Department of Petroleum engineering and Applied Geophysics. Noruega. 2014. p. 13.

⁶⁵ GORBUNOV A.T., SURGUCHEV M.L., TSINKOVA O.E. Cyclic Waterflooding of Oil Reservoirs VNIIOENG publication, Moscow. 1977 p. 64

resultado un drenaje de aceite adicional. Igualmente, las variaciones de presión pueden ser causadas por cambios en la producción o una combinación de cambios tanto en producción como en inyección.

Figura 16. Procedimiento de inyección de agua por pulsos



Fuente: Elaboración propia

En resumen, el incremento de la recuperación de petróleo se debe a una mayor eficiencia en el barrido areal y vertical. En el caso del barrido vertical, se mejora debido a que, cuando hay contacto de capas con diferentes características ocurre un proceso de imbibición forzada en la etapa de presurización (la cantidad de agua embebida depende de la humectabilidad⁶⁶, las tasas a la cuales se inyecta y la diferencia de presión entre capas) y en la de despresurización se generan flujos cruzados⁶⁷. Mientras que el barrido areal se debe a los cambios de flujo durante la migración de fluidos por gradientes de presión (cuando existe una buena comunicación entre las partes de un yacimiento), los cuales originan el incremento de producción. La interacción de diferentes mecanismos físicos, que se explicarán a mayor profundidad más adelante, son las causas de este aumento (fuerzas capilares y viscosas, segregación gravitacional y efecto de la compresibilidad)⁶⁸.

2.4 FLUJO CRUZADO

En un yacimiento estratificado sus diferentes capas están total o parcialmente comunicadas entre sí, esta conexión entre lechos permite que se dé un movimiento vertical de los fluidos entre las capas, causado por una diferencia de saturación y/o

⁶⁶ PENG, C. P. YANOSIK, J. L, Op. Cit., p. 2

⁶⁷ SURGUCHEV, Leonid, VIRNOVSKY, George, REICH, Eva-Maria, NORDEIDE, Lars Magnus, FRØYEN, JOHNNY. EVALUATION OF CYCLIC WATERFLOODING AND IOR SCREENING. Advances in Incremental Petroleum Production. Progress in Mining and Oilfield Chemistry (2005). p. 1

⁶⁸ MENG, Qingbang. LIU, Huiqing. WANG, Jing. PANG, Zhanxi. KANG, Botao. Experiential and numerical study on cyclic water injection in stress-sensitive reservoirs: A Case Study. En: Trinidad y Tobago Section Energy Reservoir Conference. Junio, 2016. SPE-180808-MS, p.2.

presión entre las mismas conocido como flujo cruzado⁶⁹. En la inyección de agua convencional se establece como premisa la exclusión de este fenómeno debido a que incrementa la complejidad de los modelos estudiados⁷⁰.

Existen dos tipos de flujo cruzado⁷¹:

2.4.1 Flujo cruzado natural: Este fenómeno es causado por la diferencia de difusividad entre capas cuando no existe flujo entre ellas y se encuentran en equilibrio de presión hidrostática. Ver la **ecuación 10**.

Ecuación 10. Difusividad entre capas

$$D = \frac{k}{\phi \mu_w C_t}$$

Fuente: JALALI M, EMBRY J, SANFILIPPO F, SANTARELLI F, DUSSEULT M. CROSS-Flow Analysis of Injection Wells in a Multilayered Reservoir. Petroleum. 2016.

Donde:

k : Permeabilidad

ϕ : Porosidad

μ_w : Viscosidad de agua

C_t : Compresibilidad total de yacimiento

Este coeficiente de difusividad depende de la permeabilidad en una forma directamente proporcional y de la porosidad, la viscosidad y la compresibilidad de forma inversamente proporcional.

2.4.2 Flujo cruzado forzado: Fenómeno que es ocasionado por la diferencia de presión debido a la inyección y producción de un campo. Algunos estudios de laboratorio⁷², han establecido que el flujo cruzado está en función del cambio de permeabilidad entre capas y la razón de movilidad.

Para comprender las etapas de la inyección por pulsos, en la cual los fluidos se desplazan verticalmente, Qingfeng, Bingyu y Jiping publicaron⁷³ en 1997 un trabajo en el que identificaron un diferencial de presión adicional ($\frac{\delta p_{wa}}{\delta Z}$) al proceso como se puede ver en la **ecuación 11**, el cual aparece entre las capas de alta y baja

⁶⁹ QINGFENG, Yuan et all. Mechanism of Cyclic in Waterflooding in Vertically Heterogeneous Reservoirs. En: SPE Advanced Technology Series. Mayo, 1997. SPE-30881-PA, p.3

⁷⁰ AHMED, Op. Cit., p.1049

⁷¹ JALALI. Mohammadreza, EMBRY. Jean, SANFILIPPO. Francesco, SANTARELLI. Frederic, DUSSEULT. Maurice. Cross-Flow Analysis of Injection Wells in a Multilayered Reservoir. Chinese Roots Globl Impact Petroleum. Volume 2, Issue 3, September 2016, p. 273-281

⁷² HUTCHINSON, JR. Reservoir inhomogeneity assessment and control. Petroleum Engineer. September. Vol. 31, no. 10. 1959. p.19-26.

⁷³ QINGFENG, Yuan. BINGYU, Ji, JIPING Yang. Mechanism of Cyclic in Waterflooding in Vertically Heterogeneous Reservoirs. En: SPE Advanced Technology Series. 1997. SPE 30881-PA. p.3

permeabilidad cuando la inyección se detiene. Las ecuaciones planteadas en estos estudios siguieron el planteamiento de Darcy.

Ecuación 11. Ecuación de Flujo cruzado

$$q_{wa} = \frac{A * \frac{k_z k_{rw}}{\mu_w} \frac{k_z k_{ro}}{\mu_o}}{\frac{k_z k_{rw}}{\mu_w} + \frac{k_z k_{ro}}{\mu_o}} * \left[\frac{\delta p_c}{\delta z} + \Delta \rho * g \right] - \frac{k_z k_{rw}}{\mu_w} * \frac{\delta p_{wa}}{\delta Z}$$

Fuente: Qingfeng, Yuan et all. "Mechanism of Cyclic in Waterflooding in Vertically Heterogeneous Reservoirs". USA. 1995. SPE-30881-PA

Donde:

q_{wa} = flujo vertical de agua

A= área transversal de flujo

k_z =permeabilidad vertical de capa de mayor presión

k_{rw} = permeabilidad relativa del agua

k_{ro} = permeabilidad relativa del petróleo

μ_w = viscosidad del agua

μ_o = viscosidad del petróleo

p_c =Presion capilar

δz =diferencial de altura

ρ =densidad

G=gravedad

$\frac{\delta p_{wa}}{\delta Z}$ = diferencial de presión adicional

La ecuación de Qingfeng determina que el control del flujo cruzado de cada fase depende de factores gravitacionales, de presión capilar y el efecto adicional de compresión.

2.5 PROPIEDADES DEL YACIMIENTO INVOLUCRADAS EN LA TÉCNICA DE INYECCIÓN DE AGUA POR PULSOS⁷⁴

La inyección de agua por pulsos se ve afectada por las propiedades petrofísicas del yacimiento, debido a que estas limitan el avance del agua y la acción de los flujos cruzados.

⁷⁴ LANGDALEN, op. cit., p. 13.

2.5.1 Permeabilidad. La permeabilidad relativa determina la capacidad de los fluidos para fluir en un sistema multifásico. Guarda relación con la distribución de saturación y los conceptos de drenaje e imbibición, que consisten en disminución y aumento de saturación de fase mojante, respectivamente. La magnitud del agua embebida dependerá de la tasa de inyección, la humectabilidad y la diferencia de presión entre las capas.

En un proceso de inyección de agua por pulsos la forma en la que se encuentra organizada la permeabilidad es primordial, debido a que, entre mayor heterogeneidad, mayor será el éxito de la técnica. Los cambios en la permeabilidad relativa ocurren por cambios en la saturación, en capas con menor saturación de agua la permeabilidad relativa del agua será baja y por ende el flujo será más restringido ⁷⁵ y adicionalmente la capilaridad ayudará a retener el agua y desplazar el petróleo.

2.5.2 Efectos de la mojabilidad, presión capilar y saturación. Para analizar el efecto de la presión capilar en la inyección de agua por pulsos Qingfeng⁷⁶ planteó una ecuación en la que se describe la presión capilar en función de la saturación de agua, el radio de poro y el ángulo de contacto de los fluidos inmiscibles, como se puede ver en la **ecuación 12**.

Ecuación 12. Efecto de la presión capilar en 3 dimensiones

$$\frac{\delta p_c}{\delta z} = \frac{\delta p_c}{\delta S_w} * \frac{\delta S_w}{\delta z} - \frac{2\sqrt{2}\sigma \cos \theta * J(S_w)}{r^2} * \frac{\delta r}{\delta z} + \frac{2\sqrt{2}\sigma \cos \theta * J(S_w)}{r} * \frac{\delta \cos \theta}{\delta z}$$

Fuente: QINGFENG, YUAN ET ALL. "Mechanism of Cyclic in Waterflooding in Vertically Heterogeneous Reservoirs". USA. 1995. SPE-30881-PA

Donde:

Pc = Presión capilar.

Sw = saturación de agua.

σ = tensión interfacial.

Θ = ángulo de contacto.

J(Sw) = función J Leverett's.

r = radio de poro.

z = dirección vertical.

⁷⁵ SHCHIPANOV et all. Op. Cit. p.1

⁷⁶ QINGFENG et all. Op. Cit., p.3

Tomando la anterior ecuación y sustituyéndola en la ecuación 12 se puede reconocer los efectos del cambio de mojabilidad, tamaño de radio de poro y la diferencia de saturación en el flujo cruzado. Ver la **ecuación 13**.

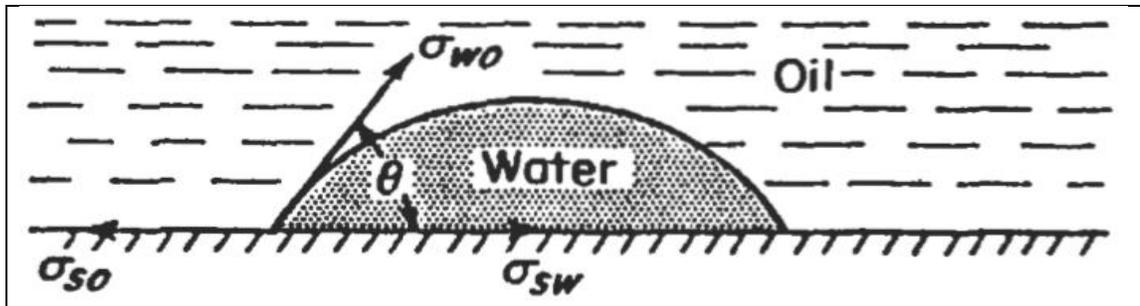
Ecuación 13. Flujo cruzado

$$q_{wa} = \frac{A * \frac{k_z k_{rw}}{\mu_w} \frac{k_z k_{ro}}{\mu_o}}{\frac{k_z k_{rw}}{\mu_w} + \frac{k_z k_{ro}}{\mu_o}} * \left[\frac{\delta p_c}{\delta S_w} * \frac{\delta S_w}{\delta z} - \frac{2\sqrt{2}\sigma \cos \theta * J_{(S_w)}}{r^2} * \frac{\delta r}{\delta z} + \frac{2\sqrt{2}\sigma \cos \theta * J_{(S_w)}}{r} * \frac{\delta \cos \theta}{\delta z} + \Delta \rho * g \right] - \frac{k_z k_{rw}}{\mu_w} * \frac{\delta p_{wa}}{\delta z}$$

Fuente: QINGFENG, YUAN ET ALL. "Mechanism of Cyclic in Waterflooding in Vertically Heterogeneous Reservoirs". USA. 1995. SPE-30881-PA

✓ **Mojabilidad:** se define como la afinidad que tienen los componentes de una superficie sólida de dejar que un fluido se esparza por ésta, cuando existe la presencia de otro fluido el cual es inmisible al primero, como se puede ver en la **figura 17** formando un ángulo de contacto debido a la tensión interfacial entre los fluidos.

Figura 17. Mojabilidad del agua a una superficie



Fuente: TIAB D DONALDSON E. Petrophysics. Cuarta edición. 2015

Para que una roca sea mojada al petróleo, el hidrocarburo debe depositar en la superficie de la roca componentes apolares que interfieran con la afinidad química que tiene la roca al agua. Para la inyección de agua el conocer el tipo de mojabilidad del yacimiento permite tener una idea de la distribución de los fluidos, además que determina que fluido es más favorable al movimiento.

La humectabilidad es importante para controlar la distribución de los fluidos y su flujo. Está ampliamente influenciada por la permeabilidad relativa y según sea el tipo de mojamiento el avance del agua será más temprano o más tardío.

La fase humectante ocupa poros pequeños y la fase no humectante los poros grandes⁷⁷. La imbibición en un sistema mojado al agua se genera en poros pequeños y medianos y desplaza al hidrocarburo⁷⁸. La técnica de inyección de agua por pulsos utiliza la imbibición espontánea como mecanismo que mejora la producción. Al igual que se puede producir flujos cruzados adicionales por diferencia de saturaciones, se puede generar imbibición adicional por la diferencia de humectabilidad dentro del medio poroso.

✓ **Presión capilar:** Esta propiedad es indirectamente un resultado de la mojabilidad ya que para que dos fluidos inmiscibles permanezcan dentro del yacimiento, el fluido que no tiene afinidad con las paredes del sistema debe tener una presión mayor a la del otro. Ver la **ecuación 14**. Esta diferencia de presión es conocida como presión capilar y es la encargada de la distribución vertical de los fluidos en el yacimiento.

Ecuación 14. Presión capilar dentro de un reservorio con dos fluidos inmiscibles

$$p_c = p_{nw} - p_w$$

Fuente: Ferrer M, Fundamentos de la ingeniería de yacimientos. Maracaibo, Venezuela. 2009.

Donde:

p_c =presión capilar

p_{nw} = presión fase no mojante

p_w = presión fase mojante

Igualmente, la presión capilar puede ser definida como función del radio de poro, la tensión interfacial y el ángulo de contacto entre las fases, de tal forma como se ve en la **ecuación 15**.

Ecuación 15. Presión capilar en un medio poroso

$$p_c = \frac{2 * \sigma * \cos \theta}{r}$$

Fuente: Ferrer M, Fundamentos de la ingeniería de yacimientos. Maracaibo, Venezuela. 2009.

Donde:

σ = tensión interfacial

θ = ángulo de Contacto

r = radio de poro

⁷⁷ LANGDALEN, Op cit., p. 15

⁷⁸ LANGDALEN, Op cit., p. 15

El comportamiento de la presión capilar depende de las tensiones interfaciales, estructura y tamaño de los poros y de la mojabilidad en el reservorio⁷⁹. Puede ocurrir que los fluidos que se encuentran en el yacimiento cambien entre estar embebidos o drenados por fenómenos de histéresis capilar y por las curvas de permeabilidad relativa cuando se altera la presión.

Adicionalmente, la entrada de agua en el proceso de inyección por pulsos en las zonas de menor permeabilidad se mejora debido a la interacción de las fuerzas capilares, al permitir expulsar el petróleo atrapado y retener el agua para así mejorar la producción y reducir el corte de agua⁸⁰.

El incremento de producción relacionado con los flujos cruzados tanto capilares como inducidos, serían una explicación al aumento de producción después del primer ciclo, según el estudio de la inyección por pulsos en una roca carbonatada realizado por Surguchev⁸¹. En un proceso de inyección por pulsos durante el hemicycle de despresurización la presión capilar se convertirá en la principal fuerza, además en esta misma etapa al dejar de inyectar existirá una expansión de la roca y los fluidos y el hidrocarburo será expulsado.

✓ **Saturación:** Es la medida del espacio poral que es ocupado por un fluido específico, por ende, la expresión matemática relaciona el volumen de una fase con el volumen poroso como se puede ver en la **ecuación 16**.

Ecuación 16. Saturación de una fase en el medio poroso

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

Fuente: Ferrer M, Fundamentos de la ingeniería de yacimientos. Maracaibo, Venezuela. 2009.

Donde:

S_i = Saturación de fluido i

V_i = Volumen de fluido i

V_p = Volumen de poro

Según la ecuación 13, el cambio de saturación tiene un efecto inversamente proporcional al flujo cruzado, de tal manera que el agua se desplaza de una zona de mayor saturación a otra de menor saturación. Las diferencias de saturación en

⁷⁹ AHMED. Op. Cit., p.203

⁸⁰ RUBLEV, A. KHUZEEV, Yu. ISHIMOV, I. FEDOROV, K. Predictions of cyclic water injection on Urnenskoe oil field. En: SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition. Moscow, Rusia, Octubre, 2012. SPE-162015-MS. p.1

⁸¹ SHCHIPANOV A.A., SURGUCHEV L.M., VIRNOVSKY G.A., BERENBLYUM R. Improved Waterflooding - Analytical Screening of Cyclic Parameters. paper E046 presented at the 70th EAGE Conference & Exhibition, Rome, Italy. 2008. p.2

diferentes puntos generan también flujos cruzados⁸², lo que hace el proceso es intentar igualar las diferencias de saturación.

2.5.3 Fuerza gravitacional. Este parámetro influencia en cómo se organizan los fluidos en el yacimiento. El aumento de la transmisibilidad vertical debería conducir a un mayor efecto de la fuerza gravitacional y beneficiar el barrido vertical.

Sin embargo, para la parte de inyección por pulsos se ha estudiado mediante simulaciones que este parámetro tiene un efecto pequeño, comparándolo con el que si tiene la presión capilar⁸³.

La gravedad juega un papel relativamente menor en el proceso de flujo cruzado, aunque la diferencia de densidades permite que en el periodo de pausa de inyección el agua se desplace a la sección inferior del yacimiento. El efecto de la gravedad no tiende a apreciarse debido a que los tiempos no son lo suficientemente prolongados.

2.5.4 Compresibilidad de la roca y los fluidos. La compresibilidad de la roca y los fluidos dentro de una formación debido al cambio de presión se considera como una característica que fundamenta la inyección de agua por pulsos. La compresibilidad representa un cambio de volumen en función de la presión y está relacionada por la **ecuación 17**.

Ecuación 17. Compresibilidad

$$C = \frac{1}{V} \left(\frac{\delta V}{\delta p} \right)_T$$

Fuente: Ferrer M, Fundamentos de la ingeniería de yacimientos. Maracaibo, Venezuela. 2009.

Donde:

C=Compresibilidad

V=Volumen

P= presión

T= temperatura

Los parámetros de gravedad y capilaridad afectarán en el aumento de flujos cruzados, pero este impacto es lento⁸⁴. Es por esto que la compresibilidad, afectada por los cambios de presión originados en la inyección por pulsos, dominará la generación de los flujos cruzados. Estos cambios de presión se generan por la diferencia en la piezoconductividad entre las capas, es decir que una capa de alta

⁸² QINGFENG, et all. Op. Cit. 3

⁸³ YUNXIAN W, MING L, QUINGHONG Y, XIN F, TIYAO Z, LIRONG W, TINGLI L, JIANMIN Z, LAN Z, YOUNG H, GUANGFU Z, PENG L, FENGHUI L. The Pulse Water Injection Research and Application in Offshore Oilfield. En: International Petroleum Technology Conference. 2011. IPTC/1493-MS. P.2

⁸⁴ SHCHIPANOV et all. Op. Cit., p. 6

permeabilidad cambia más rápidamente de presión que una capa de permeabilidad baja.

El fenómeno de descompresión se tiene en cuenta como uno de los aspectos vitales que generan los flujos cruzados⁸⁵. Por otra parte, en la compresibilidad también se encuentra la explicación de la velocidad en la cual se sienten los diferentes pulsos de presión en el tiempo⁸⁶. Diferentes estudios^{87,88,89} han demostrado que una parte de los flujos cruzados está relacionado con la compresibilidad.

2.6 OPTIMIZACIÓN DEL PROCESO DE INYECCIÓN DE AGUA POR PULSOS

Según Yaozhong et al⁹⁰. Condiciones que se deben considerar para la inyección de agua por pulsos son:

- ✓ Grandes diferencias en las eficiencias de desplazamiento vertical y horizontal y una alta heterogeneidad que genere que al inyectar ocurran contrastes entre las saturaciones de las zonas de mayor permeabilidad y menor permeabilidad.
- ✓ Se han marcado mayores beneficios en reservorios delgados. Durante este proceso el índice de productividad aumenta y el corte de agua disminuye.
- ✓ El tiempo de los hemiciclos de presurización y despresurización, en algunos estudios ha resultado más conveniente llevar un tiempo de cierre más largo y por otra parte en otros un tiempo de inyección más largo, esto depende de las características geológicas del sector a analizar.
- ✓ El momento de inicio de este mecanismo de IOR es una de las características que más afecta el proceso. El punto de corte de agua en el que se empiece en un yacimiento maduro ayudará.

Según estudios de simulación existen parámetros sensibles que ayudan a mejorar la eficiencia del proceso⁹¹ como:

- ✓ **Patrón de inundamiento cíclico.** Bien sea inyección de agua intermitente o inyección y producción intermitente.
- ✓ **Longitud de los ciclos.** Refiere al tiempo de los hemiciclos de presurización y despresurización.
- ✓ **Relación producción-inyección.** Referente al VRR.

⁸⁵ RUBLEV. Op Cit. p. 1

⁸⁶ PEREZ. Op Cit. p. 2

⁸⁷ GORBUNOV A.T., SURGUCHEV M.L., TSINKOVA O.E. at al. "Cyclic Waterflooding of Oil Reservoirs" VNIIOENG publication, Moscow (1977). p.64.

⁸⁸ SURGUCHEV M.L. "Methods of Secondary and Tertiary Oil Recovery", Nedra Publishing House, Moscow (1985) p.308.

⁸⁹ SHARBATOVA I.N., SURGUCHEV M. "Cyclic Influence on Heterogeneous Oil Reservoirs", Nedra Publishing House, Moscow (1985) p.118.

⁹⁰ YAOZHONG, YANG. TAO, DAI. CHENGFENG, WANG. EN: The reservoir simulation research and extending application about cyclic water injection. En: International Oil & Gas Conference and Exhibition in China. 2006. SPE 104440-MS p. 2

⁹¹ Ibit., p. 3

✓ **Inicio de la inyección de agua cíclica.** El momento de inicio de este mecanismo de IOR es una de las características que más afecta el proceso. El punto de corte de agua en el que se empieza en un yacimiento maduro ayudará.

2.7 PARÁMETROS OPERATIVOS

La inyección de agua por pulsos se opera bajo los mismos parámetros que rige la inyección de agua convencional, los cuales son: tiempo de inyección; caudal de inyección y producción; presión de inyección y producción.

Según Surguchev⁹², los parámetros clave de la inyección por pulsos son:

2.7.1 Frecuencia de los ciclos de presurización. La frecuencia de cambio de periodos de presurización está en función de la compresibilidad de la roca y los fluidos, es decir que en un yacimiento con alta compresibilidad tomará un tiempo mayor presurizarse. Para el cálculo de la frecuencia de pulsación se emplea la **ecuación 18.**

Ecuación 18. Cálculo de la frecuencia de pulsación

$$\omega = \frac{2k}{L^2 \phi \mu C_t}$$

Fuente: SURGUCHEV L, VIRNOVSKY1 G, REICH E, NORDEIDE L, FRØYEN J. Evaluación del inundamiento cíclico y resumen IOR. Stavanger, Norway. A031

Donde:

ω = frecuencia angular de pulsos.

k = permeabilidad absoluta promedio.

L = longitud de zona frontal.

ϕ = porosidad.

μ = viscosidad.

C = Compresibilidad total.

Dicha frecuencia depende de la permeabilidad, porosidad, longitud y compresibilidad de la capa y además de la viscosidad del fluido.

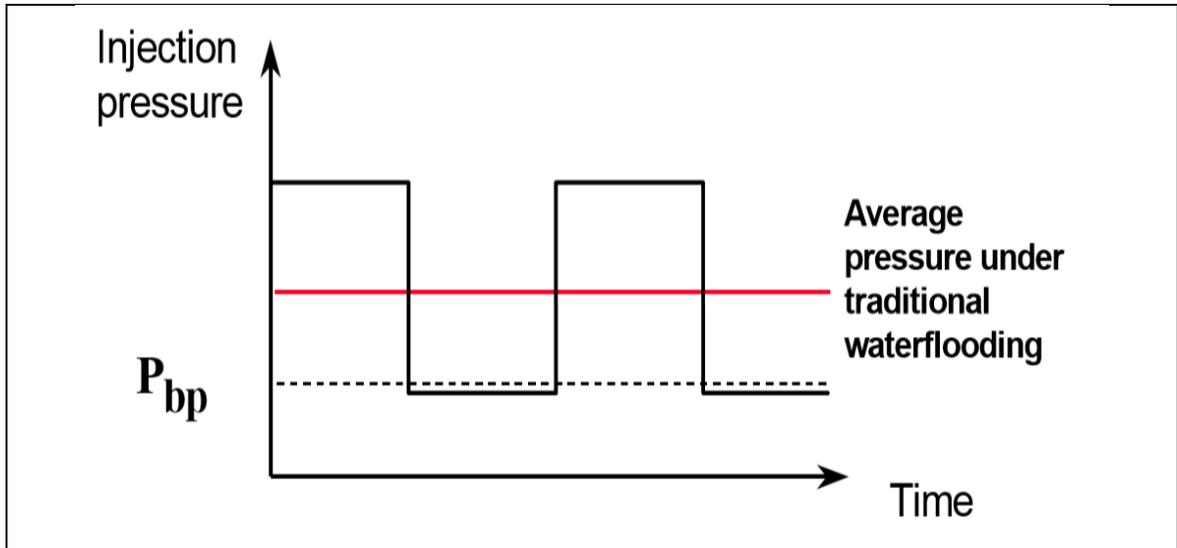
2.7.2 Rango de amplitud de la velocidad de inyección o presión en los pulsos.

El rango de presión se maneja entre la presión de burbuja y la presión máxima de seguridad para no generar fractura. Tradicionalmente, la presión promedio en los

⁹² SURGUCHEV, Leonid, et all, Op. Cit., p.4

pulsos es cercana a la manejada en inyección convencional, como se puede ver en la **gráfica 17**.

Gráfica 17. Rango de amplitud de la velocidad de los pulsos de presión



Fuente: SURGUCHEV L, VIRNOVSKY1 G, REICH E, NORDEIDE L, FRØYEN J. Evaluación del inundamiento cíclico y resumen IOR. Stavanger, Norway. A031

El cálculo de amplitud está dado por la **ecuación 19**, que toma en cuenta la presión máxima y la presión promedio.

Ecuación 19. Rango de amplitud de los pulsos de presión

$$B = \frac{|P_c - P_{av}|}{P_{av}} = \frac{|q_c - q_{av}|}{q_{av}}$$

Fuente: SURGUCHEV L, VIRNOVSKY1 G, REICH E, NORDEIDE L, FRØYEN J. Evaluación del inundamiento cíclico y resumen IOR. Stavanger, Norway. A031

Donde:

P_{av}, q_{av} = presión y tasa de inyección promedio

P_c, q_c = presión y tasa de inyección máxima o mínima

Igualmente, según Boldyreva et al⁹³, la intensidad del flujo aumenta al aumentar la presión y al disminuir el período de oscilaciones en el pozo de inyección.

2.7.3 Inicio de la inyección por pulsos. Según Perez⁹⁴, la inyección por pulsos presenta un mayor efecto en las etapas tardías de la inyección de agua

⁹³ UDC 532.546, 622.276 Estudio de la intensidad del intercambio de fluidos entre capas de diferente permeabilidad Bajo impacto cíclico en reservorio de petróleo.

⁹⁴ PEREZ. Op cit. p. 4

convencional, cuando existe un mayor contraste de saturación de petróleo entre las capas de baja y alta permeabilidad.

2.7.4 Selección de las capas con contraste de permeabilidad. La inyección de agua por pulsos presenta incremento de factor de recobro en relación a la inyección convencional en yacimientos altamente estratificados. Para la selección del grupo de capas a implementar se emplea la permeabilidad promedio, la máxima y la mínima de las capas seleccionadas, como se ve en la **ecuación 20**. Esta relación permitiría identificar, si se presenta mayor contraste de permeabilidad, que zonas serían más indicadas para la implementación.

Ecuación 20. Selección de capas

$$\nabla = \left(1 - \frac{K_{Max\ av}}{K_{av}}\right) \left(1 - \frac{K_{Min\ av}}{K_{av}}\right)$$

Fuente: SURGUCHEV L, VIRNOVSKY1 G, REICH E, NORDEIDE L, FRØYEN J. Evaluación del inundamiento cíclico y resumen IOR. Stavanger, Norway. A031

Donde:

K_{av} = permeabilidad promedio del yacimiento

$K_{Max\ av}$ = permeabilidad promedio de n capas con permeabilidad mayor a K_{av}

$K_{Min\ av}$ = permeabilidad promedio de n-1 capas con permeabilidad menor a K_{av}

2.7.5 Selección de patrón de inyección. La organización de los pozos determina la eficiencia areal del agua inyectada al estar directamente relacionada con la distribución de presión entre estos. Para la implementación de la inyección por pulsos cualquier patrón es aplicable. Aunque, en términos comparativos según Bollyrev et all el patrón de cinco puntos es el que presenta mayor efecto, como se ve en el **cuadro 7**.

Cuadro 7. Selección del patrón de inyección

Patrones de pozos	Velocidad de intercambio de fluidos (m/s)
5 puntos	$1.19 \cdot 10^{-6}$
7 puntos	$1.15 \cdot 10^{-6}$
2 filas	$1.05 \cdot 10^{-6}$
3 filas	$1.03 \cdot 10^{-6}$

Fuente: UDC 532.546, 622.276 Estudio de la intensidad del intercambio de fluidos entre capas de diferente permeabilidad Bajo impacto cíclico en reservorio de petróleo.

Se identifica del anterior cuadro, la velocidad de intercambio de fluidos para diferentes patrones, siendo la más alta la de un esquema de 5 puntos

3. GENERACIÓN DEL MODELO

En el presente capítulo se describen generalidades de la simulación de yacimientos, además se realiza el proceso de construcción del modelo estático y dinámico que fue necesario para analizar cómo se comporta la inyección de agua por pulsos en la geología del Campo Chichimene. Finalmente, para reducir la incertidumbre del modelo, se realiza una comparación del factor de recobro obtenido para un patrón de cinco puntos, en cinco modelos petrofísicos. De los resultados obtenidos en la comparación se tomó el modelo con el valor medio y se realizó el ajuste por cotejo histórico para así obtener la mejor representación del reservorio posible.

El modelo desarrollado en este capítulo es de tipo académico, donde se empleó la información publicada en el trabajo de grado “Posibles métodos de control de conificación de agua en la unidad K2 inferior del Campo Chichimene” desarrollado por Mireya Rubio Acero y Laedy Lorena Ulloa Mayorga en el año 2004, al igual que información suministrada por la empresa soporte correspondiente a información de registros y datos de producción de los pozos A, B y C.

3.1. SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS

Con el objetivo de producir hidrocarburos de forma eficiente, la ingeniería de yacimientos emplea la simulación numérica como una herramienta computacional para predecir la distribución de los fluidos en este, para cualquier esquema de explotación⁹⁵.

De forma general, la simulación refiere a la representación de procesos por medio de modelos teóricos o físicos los cuales mediante ecuaciones diferenciales parciales y métodos numéricos generan una respuesta aproximada a la real. Ahora bien, se debe tener presente que dentro de un yacimiento los procesos de transferencia de masa y flujo son los que predominan, al igual que de forma simultánea fluyen tres fases inmiscibles afectadas por las fuerzas viscosas, la gravedad y la capilaridad⁹⁶. Para obtener una predicción acertada durante la construcción del modelo requiere que los datos geológicos y la producción histórica del sector a estudiar sean los más cercanos posibles.

Los simuladores pueden estar una gran variedad de presentaciones, las cuales dependen de: el tipo de malla empleada para discretizar el yacimiento a evaluar; el tipo de procesos a representar (movimiento de fluidos simple, cambios de temperatura, transferencia de masa, etc.) y el tipo de desarrollo matemático empleado para resolver las ecuaciones (Implícito o explícito).

⁹⁵ WATSON, C. B.; KING, G. A.; SHUCK, E.L. BREITENBACH, E. A. MCFARLANE, R. C. system for monitoring the changes in fluid content of a petroleum reservoir. US Paten No 4969130. USA. P. 14

⁹⁶ PEACEMAN, D. W. Fundamental of numerical reservoir simulation. Elsevier scientific Publishing Company, New York. p.176

3.2 APLICACIÓN DE LA SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS

Los beneficios principales del uso de un simulador se pueden clasificar en:

- ✓ El aumento de la credibilidad y confiabilidad para los planes de explotación.
- ✓ Tener un incremento de la producción sin declinar de forma precoz el yacimiento.
- ✓ Establecer indicadores para la perforación de nuevos pozos.
- ✓ Comparar estrategias de manejo de yacimientos para análisis económico.

3.3 LIMITACIONES DE LA SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS

Pese a los beneficios del uso de los simuladores, estas herramientas presentan las siguientes limitantes:

- ✓ Los resultados obtenidos son aproximados, puesto que las ecuaciones son modelos teóricos del mundo real.
- ✓ La fiabilidad de los datos obtenidos depende de la certeza de la información ingresada para construir el modelo.

3.4 PLANTEAMIENTO DE UN ESTUDIO DE SIMULACIÓN

Para el desarrollo de una actividad de simulación se ha establecido que se deben seguir los siguientes pasos⁹⁷:

3.4.1 Identificación del problema. Para comenzar con el estudio de simulación se debe tener un entendimiento amplio del yacimiento a trabajar, de esta forma se plantea de forma clara los objetivos que se quieren alcanzar. El estudio del yacimiento ayuda a determinar el nivel de complejidad necesitada para la construcción del modelo.

3.4.2 Revisión de información. La información recolectada en el paso anterior debe ser organizada y se debe establecer si es suficiente para poder ser implementada en el estudio de simulación.

3.4.3 Selección del enfoque. A partir de la información recolectada, se establece el modelo de simulación adecuado. Los factores que influyen en la selección del enfoque son: simuladores disponibles que permiten resolver los problemas de simulación; cambios de programación que se debe realizar en el simulador para modelar pozos y facilidades; el tipo y corridas de simulación necesarias para el desarrollo de los objetivos; el tiempo de calendario, capacidades del personal y de los equipos a emplear, al igual que los recursos financieros para el estudio.

3.4.4 Diseño de modelo. Al momento de diseñar un modelo de simulación se debe tener presente la cantidad y calidad de información que se tiene para cumplir los objetivos del estudio, de manera que se pueda dar credibilidad a los resultados.

⁹⁷ MATTAX, Calvin; DALTON, Robert. Reservoir Simulation. SPE Monograph Volumen 13. p.2

3.4.5 Cotejo Histórico. El proceso consiste en replicar el comportamiento del yacimiento, validando su semejanza mediante un histórico de producción e inyección con la meta de generar una calibración aceptable de los parámetros. Los parámetros que generalmente se alteran son: daño del pozo, la permeabilidad y porosidad del yacimiento, el gradiente de presión, la extensión areal de las arcillas, la relación de saturación y la presencia de acuífero.

3.4.6 Análisis de resultados. Esta parte requiere criterio de decisión por parte de los ingenieros de yacimientos para validar la veracidad de los resultados obtenidos. Se debe tener presente que el simulador corre de forma indeterminada una serie de ecuaciones según los datos suministrados al comienzo, por lo cual el análisis de datos confirma o refuta el correcto ingreso de los datos de entrada.

3.4.7 Generación de reporte. Se finaliza con la redacción de conclusiones.

3.5 CONSTRUCCIÓN DEL MODELO

Un modelo de simulación está constituido por un modelo estático en el que se representa las características de la roca y un modelo dinámico que representa el comportamiento de los fluidos. A continuación, se describe los pasos que se realizó para la construcción del modelo de simulación empleado en el presente trabajo.

3.5.1 Modelo estático. Según el glosario de Schlumberger⁹⁸, un modelo estático también llamado modelo geológico recibe su nombre ya que corresponde a una representación volumétrica que incorpora las características geológicas del yacimiento las cuales tienden a permanecer constantes. Para la construcción del modelo se requieren mapas estructurales, espesores, fallas, ambientes de depósito, límites, litologías y distribución de porosidad y permeabilidad. El detalle en los datos de entrada de este modelo da credibilidad a los resultados posteriores obtenidos en la simulación de yacimientos.

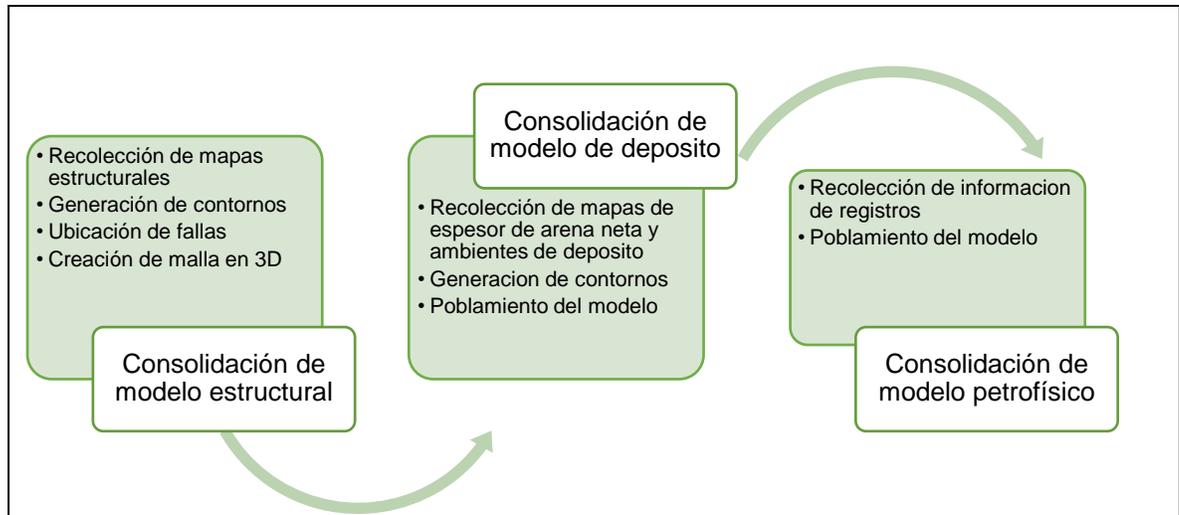
Para el modelo estático generado se emplearon las imágenes de los mapas estructurales dispuestos en el artículo de la ACGGP “Redescubriendo un gigante: yacimiento San Fernando Campo Chichimene-cuenca Llanos Orientales” y en la tesis “Posibles métodos de control de conificación de agua en la unidad k2 inferior del Campo Chichimene”, en donde se encuentra mapas estructurales. Igualmente, se empleó información geológica suministrada por la empresa ECOPETROL S.A. de los registros interpretados de porosidad y permeabilidad de los pozos A, B y C.

La construcción del modelo se debe a la confidencialidad que tiene ECOPETROL S.A. con el modelo estático empleado en sus simulaciones oficiales. Para el desarrollo de este proyecto se implementó diversas características (estructurales,

⁹⁸ SCHLUMBERGER. Reservoir Characterization model. Oilfield Glossary [en línea] 27 de diciembre de 2018. Disponible en: https://www.glossary.oilfield.slb.com/en/Terms/r/reservoir_characterization_model.aspx

de facies y petrofísicas). En la **figura 18** se observa el flujo de trabajo para la construcción del modelo estático.

Figura 18. Flujo de construcción de modelo estático



Fuente: Elaboración propia.

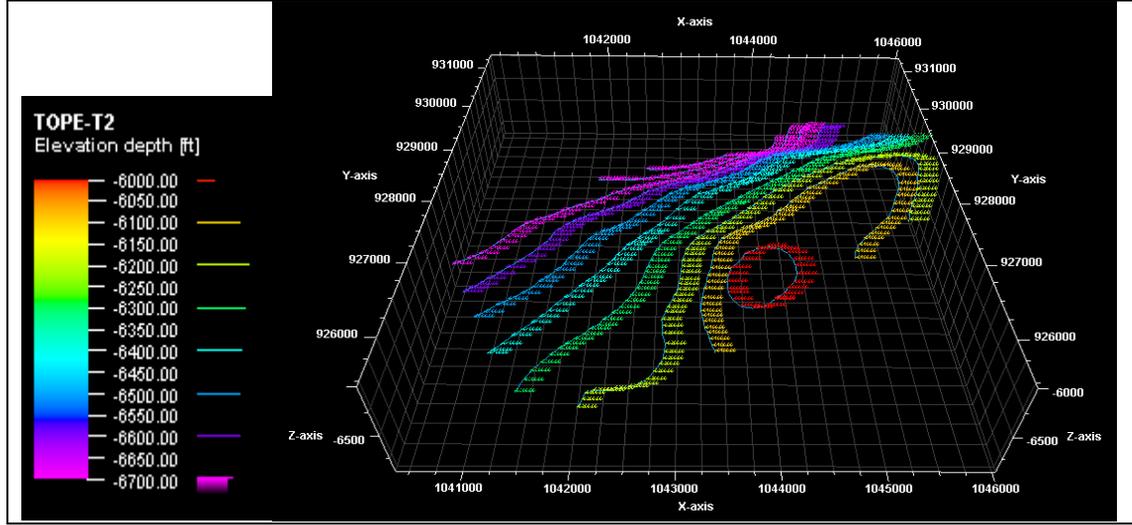
Se da inicio a la construcción del modelo de simulación con el modelo estructural condiciones estructurales puesto que es la base de la malla y determina el tamaño de las celdas en las cuales se incorporan las propiedades de la roca y los fluidos. Posteriormente, se incorpora el modelo de facies, en el que se establece la dirección de los tipos de roca y el porcentaje de cada una en el modelo. Finalmente, se introducen las propiedades de porosidad de y permeabilidad mediante un poblamiento secuencia Gaussiano.

3.5.1.1 Modelo estructural. El modelo estructural determina los límites inferiores y superiores del sistema. De manera estándar, los geólogos o petrofísicos generan el modelo estructural mediante interpretación sísmica, en donde se observan los topes y fallas de las formaciones.

Para este trabajo se contó con información de mapas. Se debe tener presente que se contó con el mapa estructural del tope de la unidad T2 y el tope de K2 por lo que se realizó un ajuste de los mapas por profundidades para obtener el mapa del tope de K1 (base de T2). A continuación, se muestra el procedimiento que se realizó para la digitalización de los contornos de los mapas estructurales.

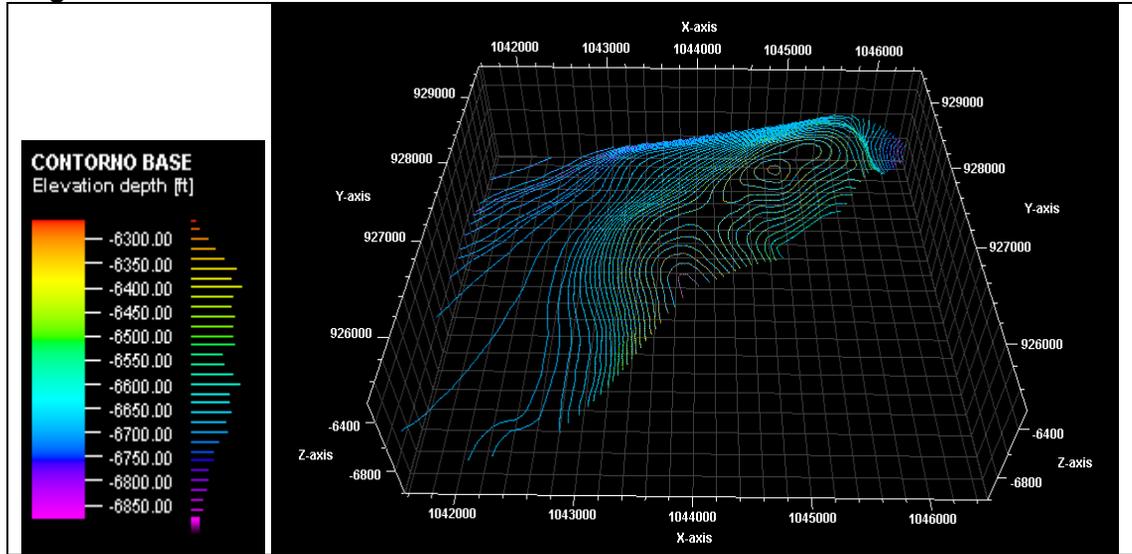
• **Generación de contornos.** Siguiendo el procedimiento del diagrama de flujo de la **figura 36**, se realizó la digitalización de los contornos de los mapas estructurales de unidad T2 y K2 mediante la opción de polígonos, los cuales se pueden ver en los **anexos A**. En las **figuras 19 y 20**, se puede ver el resultado de la digitalización de los mapas en una escala de profundidad.

Figura 19. Contorno de tope



Fuente: Elaboración propia.

Figura 20. Contorno base



Fuente. Elaboración propia.

• **Ubicación de las fallas.** Las fallas son elementos geológicos que marcan una tendencia significativa en la producción de un campo⁹⁹. Para la simulación de yacimientos, las fallas se pueden clasificar según su capacidad de almacenamiento y su valor único de permeabilidad¹⁰⁰. En el **cuadro 8** se encuentra la clasificación de las fallas.

⁹⁹ AGUILERA, Roberto. Naturally Fractured Reservoirs. 2. Ed. PennWell Publishing Company.p. 1

¹⁰⁰ TIAB, Djebbar and DONALDSON, Erle C. Petrophysics. 2. ed. Gulf Professional Publ., Elsevier, 2004. p. 488

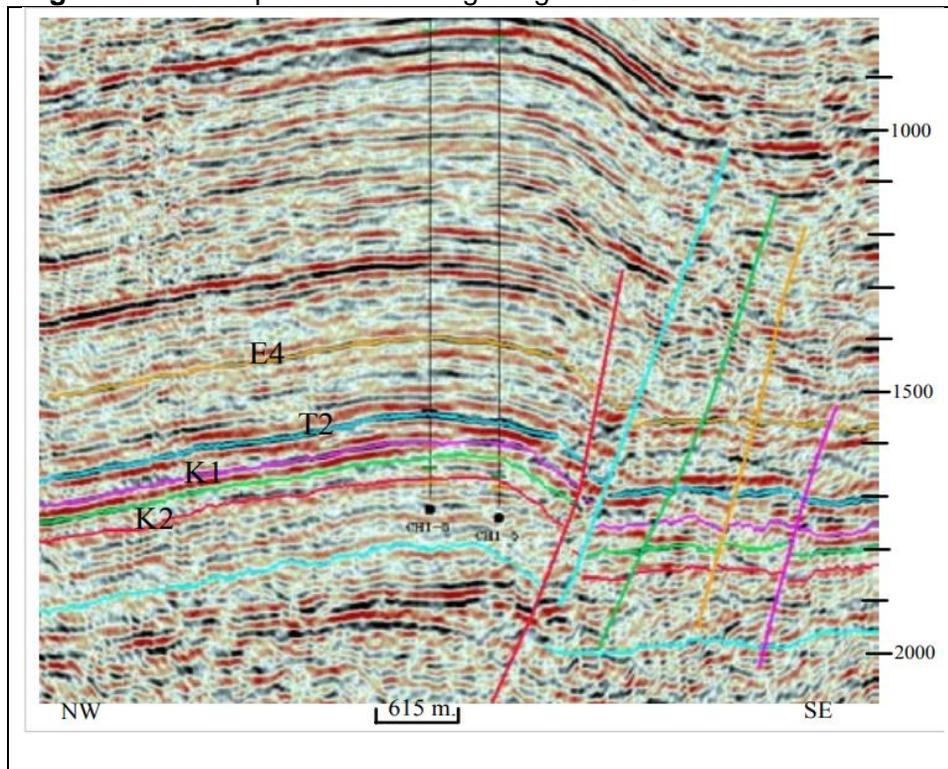
Cuadro 8. Clasificación de fallas para la simulación de yacimientos

Tipo de Falla	Descripción
Falla 1	Presentan valores más altos de almacenamiento y permeabilidad que la roca del yacimiento
Falla 2	Presentan una alta transmisibilidad, pero no presenta espacio para almacenar fluido
Falla 3	Presentan una permeabilidad inferior a la de la roca almacén
Falla 4	Son límites o sellos del sistema

Fuente: AGUILERA, Roberto. Naurally Fractured Reservoirs. 2. Ed. PennWell Publishing Company.p. 35

Para este modelo se decidió ignorar la presencia de fallas, las cuales se encuentran alejadas de la zona de interés como se puede ver en la **figura 21**. Igualmente, al no contar con información correspondiente a saltos de falla, buzamiento o dirección, la incorporación de las mismas incrementaría la incertidumbre del modelo planteado.

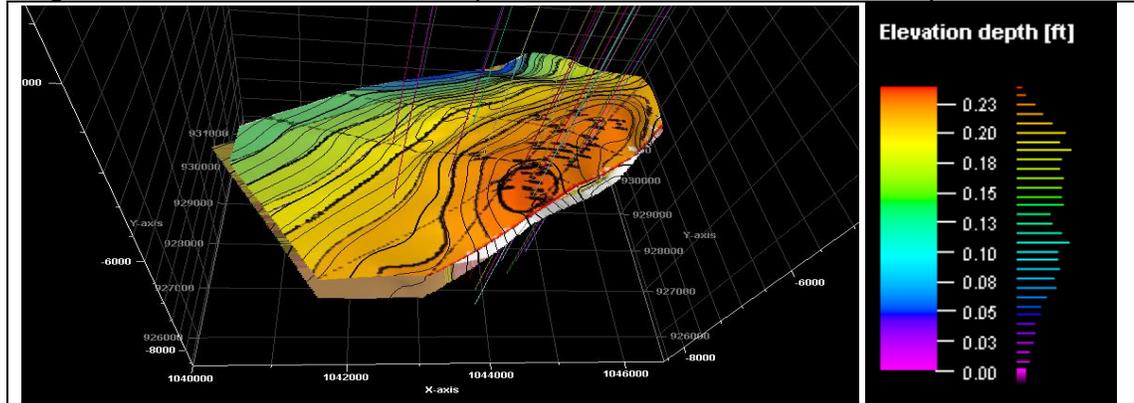
Figura 21. Fallas presentes en la geología de Chichimene



Fuente: ROJAS, Nelson A. Redescubriendo un Gigante: Yacimiento San Fernando Campo Chichimene-Cuenca Llanos Orientales. ACGGP

En la **figura 22**, se observa en conjunto la incorporación de los mapas estructurales y los pozos en una vista en tres dimensiones, con los respectivos límites del modelo.

Figura 22. Límites del sistema, mapas estructurales e información de pozos



Fuente: Elaboración propia.

- **Análisis de espesor total y zonas del modelo.** Se indicaron las profundidades verificando los valores de los registros Gamma Ray de los pozos disponibles, de esta forma se generó la grilla en 3D. Por otra parte, se empleó la diferencia de los valores de profundidad para construir el mapa de espesor. El espesor total del modelo se obtuvo mediante la resta de los mapas de profundidad de tope y base, como se puede ver en la **ecuación 21**.

Ecuación 21. Cálculo espesor total

$$\text{GROSS Total} = \text{Tope de estructura} - \text{Base de Estructura}$$

Fuente: Elaboración propia.

Adicionalmente, siguiendo el criterio de la empresa soporte se separó el modelo en siete zonas como se puede ver en el **cuadro 9**, para las cuales se digitalizaron los contornos de los mapas de arena neta presentes en el documento “Depositional Model of the T2 Reservoir Systems in Chichimene field” desarrollado por la empresa ARC Group y suministrado por ECOPEPETROL S.A.

Cuadro 9. Zonas del modelo

Nomenclatura de la empresa	Orden de depositación	Rango de espesores (ft)	% espesor respecto al total
T_70	Séptimo	15-30	9.67%
T_60	Sexto	30-60	16.13%
T_50	Quinto	5-25	8.602%
T_40	Cuarto	20-100	22.5%
T_30	Tercero	10-80	16.13%
T_20	Segundo	10-50	12.9%
T_10	Primero	10-60	13.9%

Fuente: ARC Group, Depositional Model of the T2 Reservoir Systems in Chichimene field. (Modificado por los autores)

Para obtener las divisiones de las zonas se utilizó como referencia el mapa de tope de la formación T2 restando el porcentaje del total de cada zona usando la **ecuación 22** y los valores del cuadro 10.

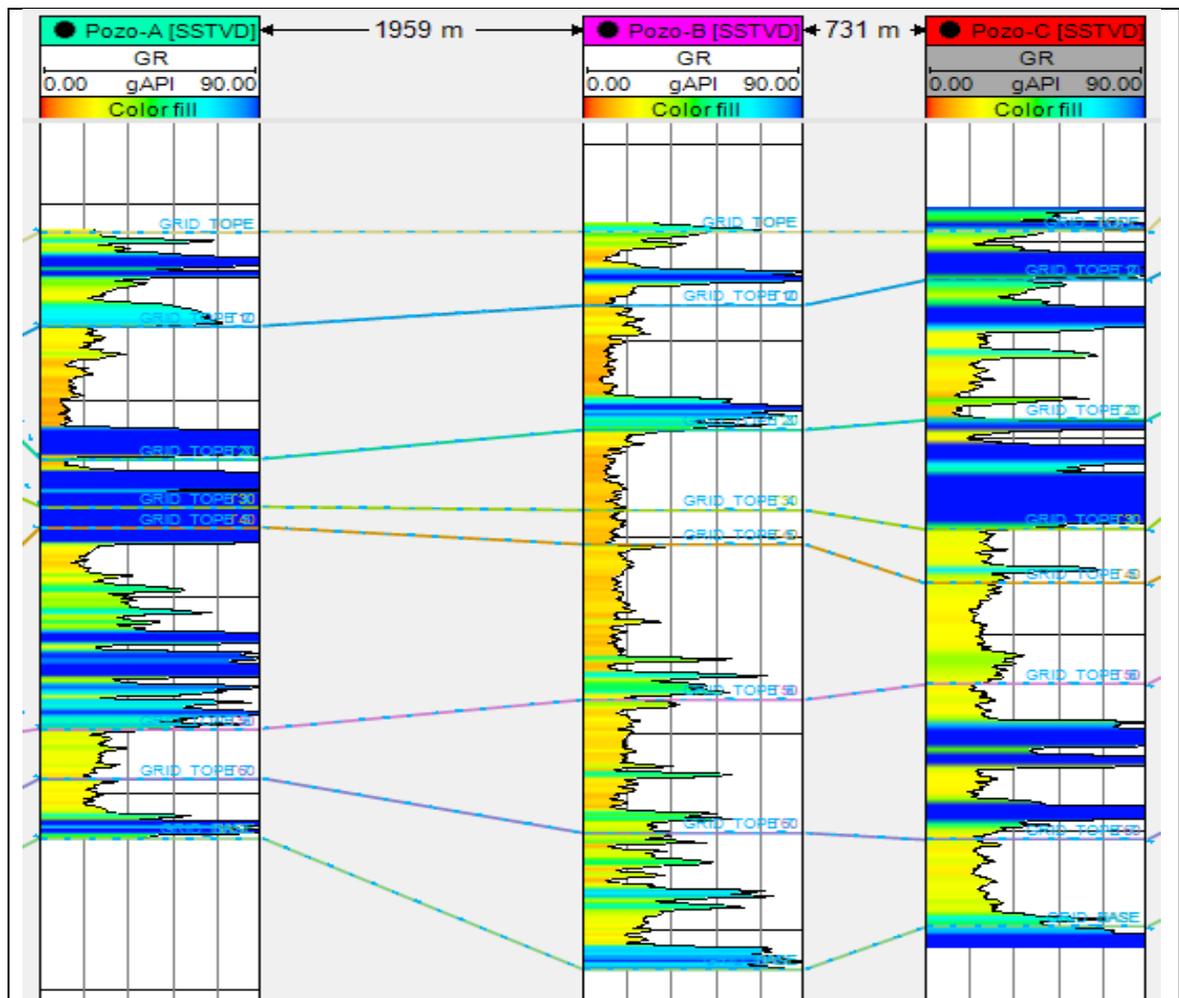
Ecuación 22. Topes de las zonas

$$\text{Tope Zona } \#n = \text{Tope de zona}_{n-1} - \text{Gross Total} * \% \text{de espesor Zona } \#n$$

Fuente: Elaboración propia.

Posteriormente, se procedió a incorporar el registro de Gamma Ray de los pozos A, B y C, para realizar un seguimiento de los topes de zonas por seguimiento de los cuerpos. En la **figura 23** se puede observar el arreglo de las profundidades por zona, las cuales son usadas para corregir las superficies.

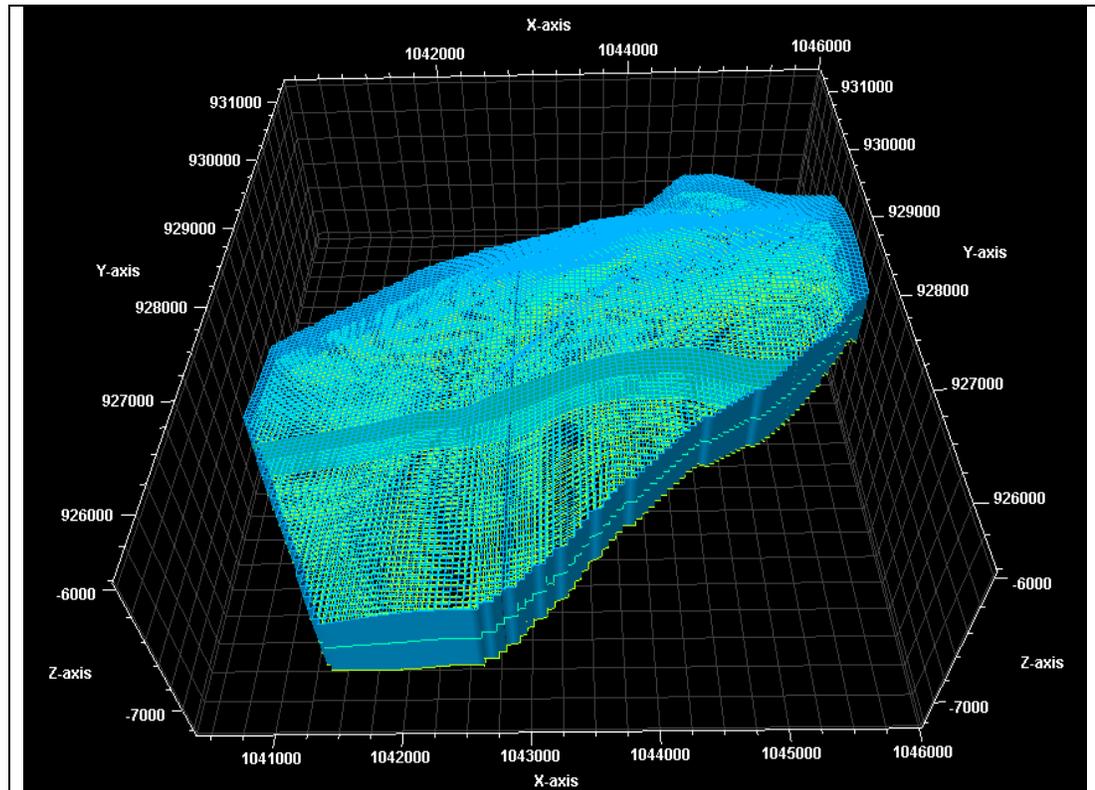
Figura 23. Arreglo de profundidades por zona.



Fuente: Elaboración propia.

Finalmente, se procedió a realizar la construcción del grid, en el cual se insertaron las superficies tope, base y divisiones de zonas, se ajustó el límite estructural del modelo dejando un tamaño de grid de 6700x6050, en la **figura 24** lo mencionado.

Figura 24. Grid formado



Fuente: Elaboración propia.

3.5.1.2 Modelo de ambientes deposito. Para la construcción del modelo de facies, se digitalizaron en forma de polígonos los mapas de arena neta, los cuales son empleados para formar mapas de probabilidad de cada una de las zonas. Igualmente, utilizando los datos de permeabilidad y gamma ray, se generó la **ecuación 23**, la cual fue empleada como condicional para formar un registro de facies, al cual se realizó un upscaling dividiendo las zonas en subsectores de 20 a 35 recortes.

Ecuación 23. Ecuación para crear un registro de facies

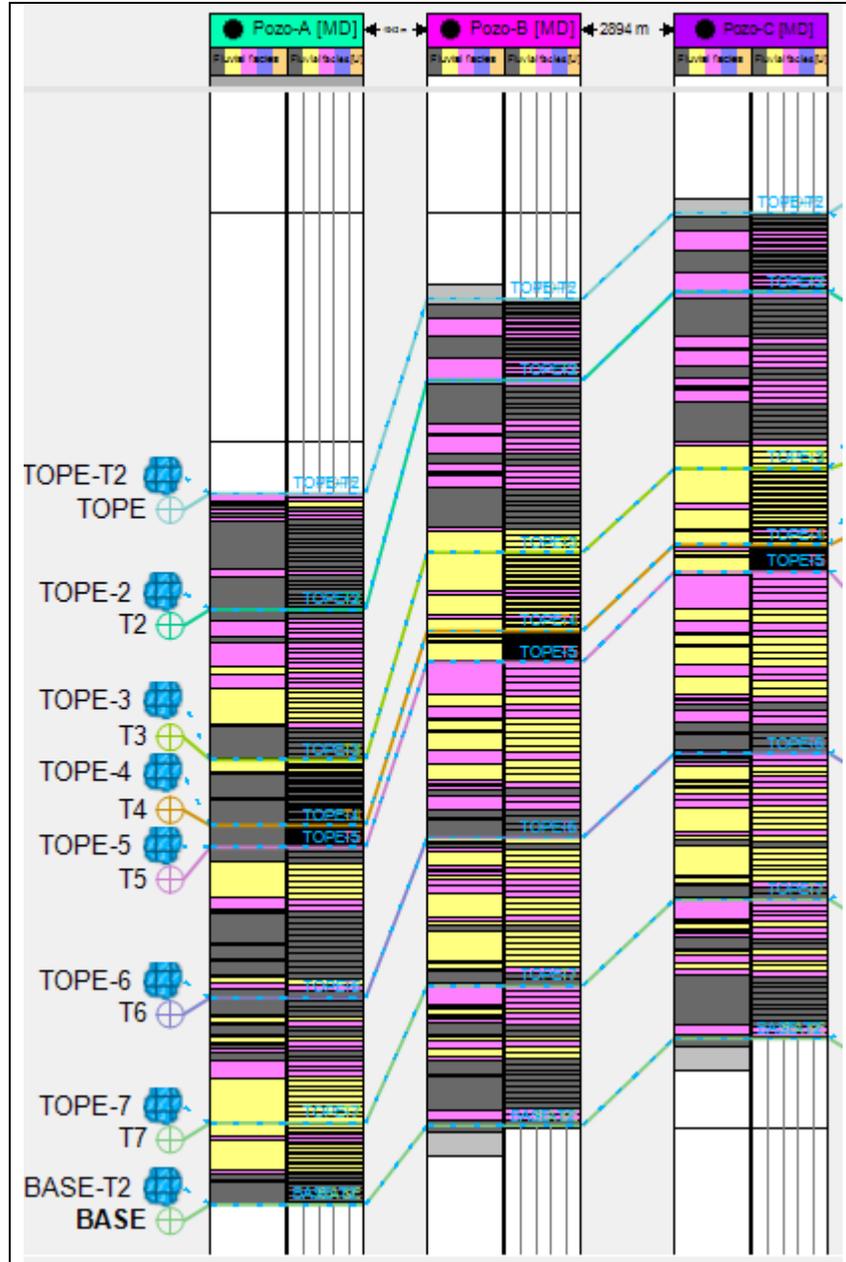
```

If (GR<=18 AND Perm >=100 then sand (1)
else If (GR>=54 AND Perm <=10 then shale (1)
      else levee sand end If
    
```

Fuente: Elaboración propia

En la **figura 25** se encuentran los registros de facies generados, a los cuales se les procedió a realizar un upscaling.

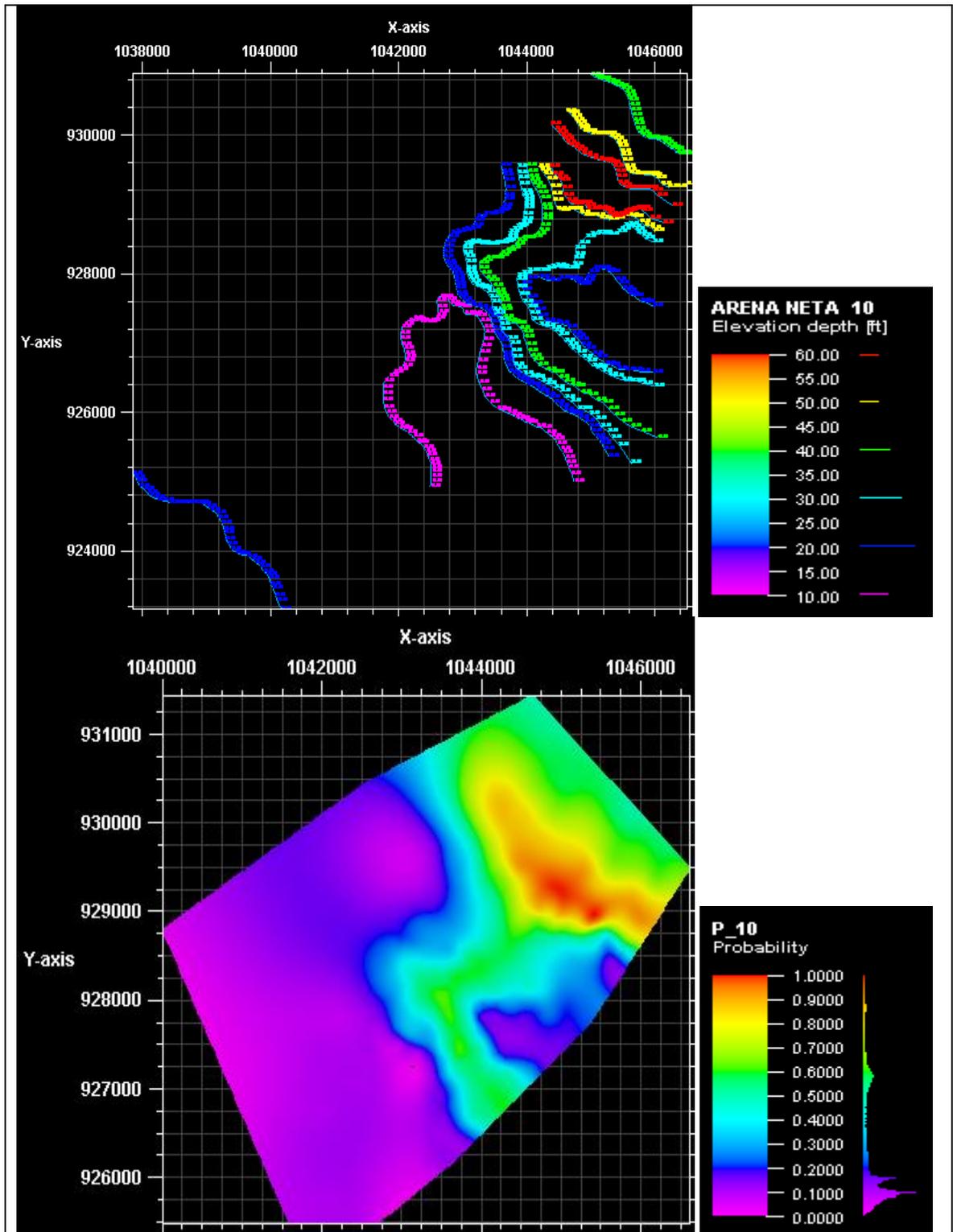
Figura 25. Upscaling de registro de Facies



Fuente: Elaboración propia.

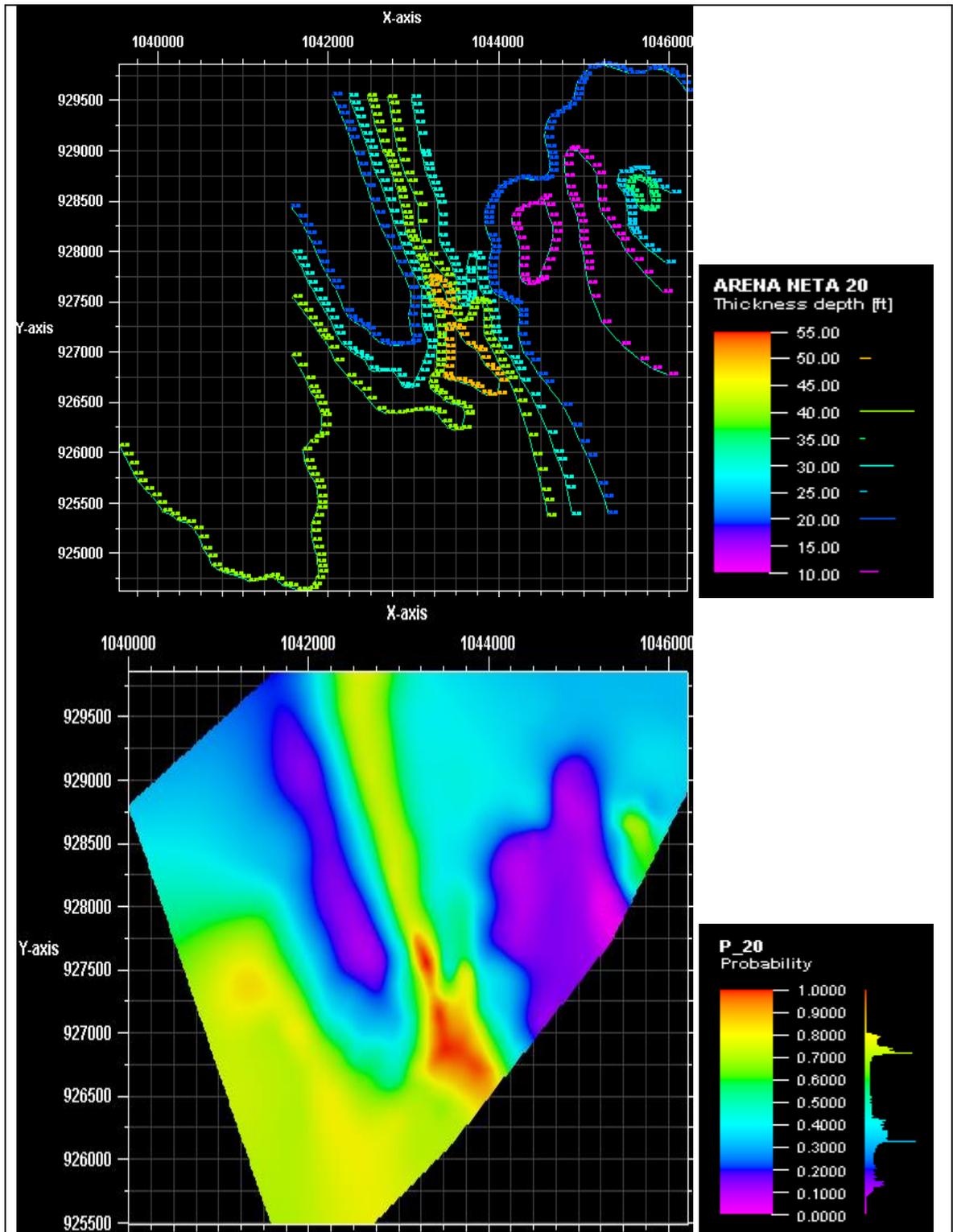
De las **figuras 25 a la 32**, se observa la digitalización de los contornos de las arenas netas y sus correspondientes valores en los mapas de probabilidad por cada zona.

Figura 26. Digitalización de contornos de arena neta 10



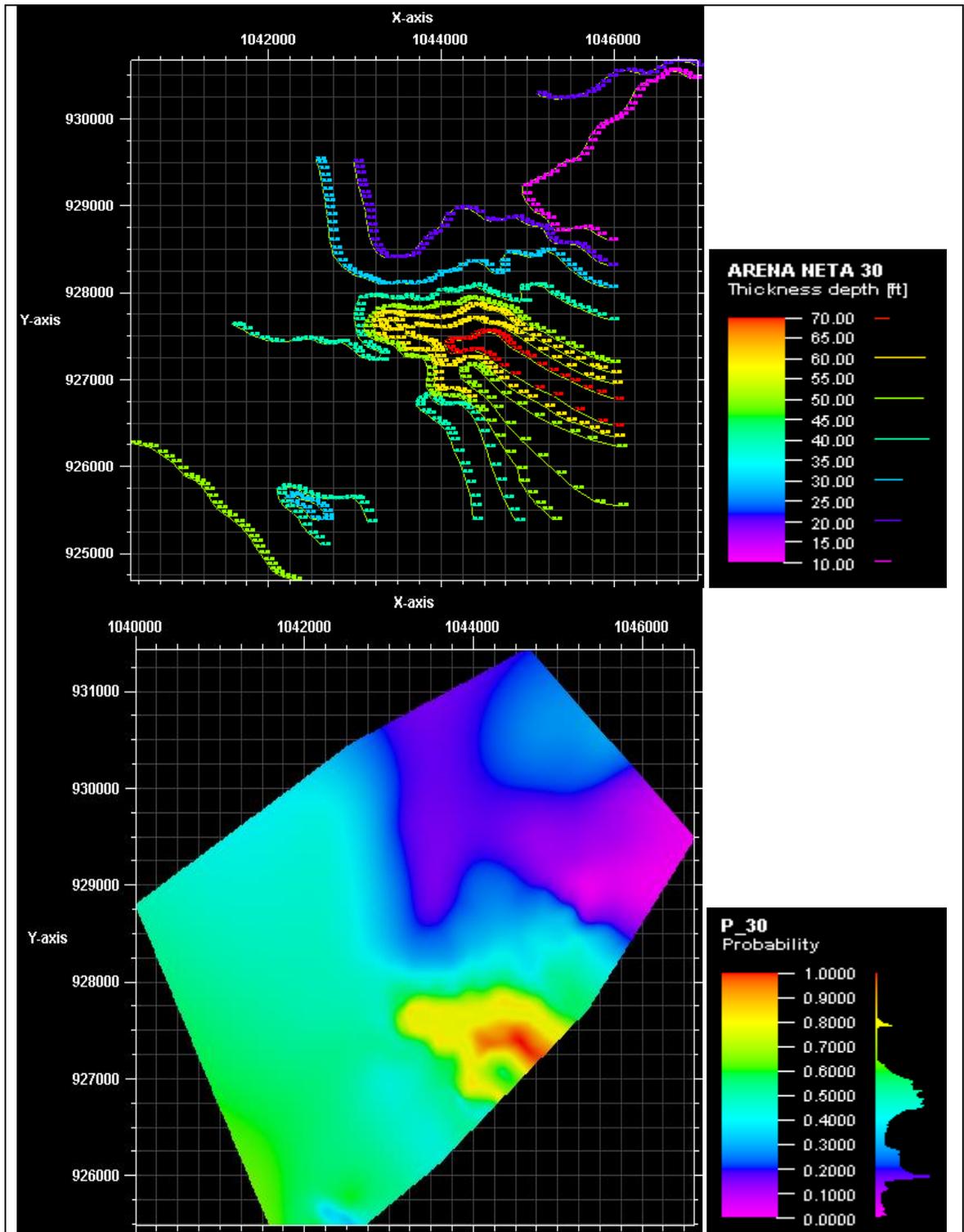
Fuente: Elaboración propia.

Figura 27. Digitalización de contornos de arena neta 20



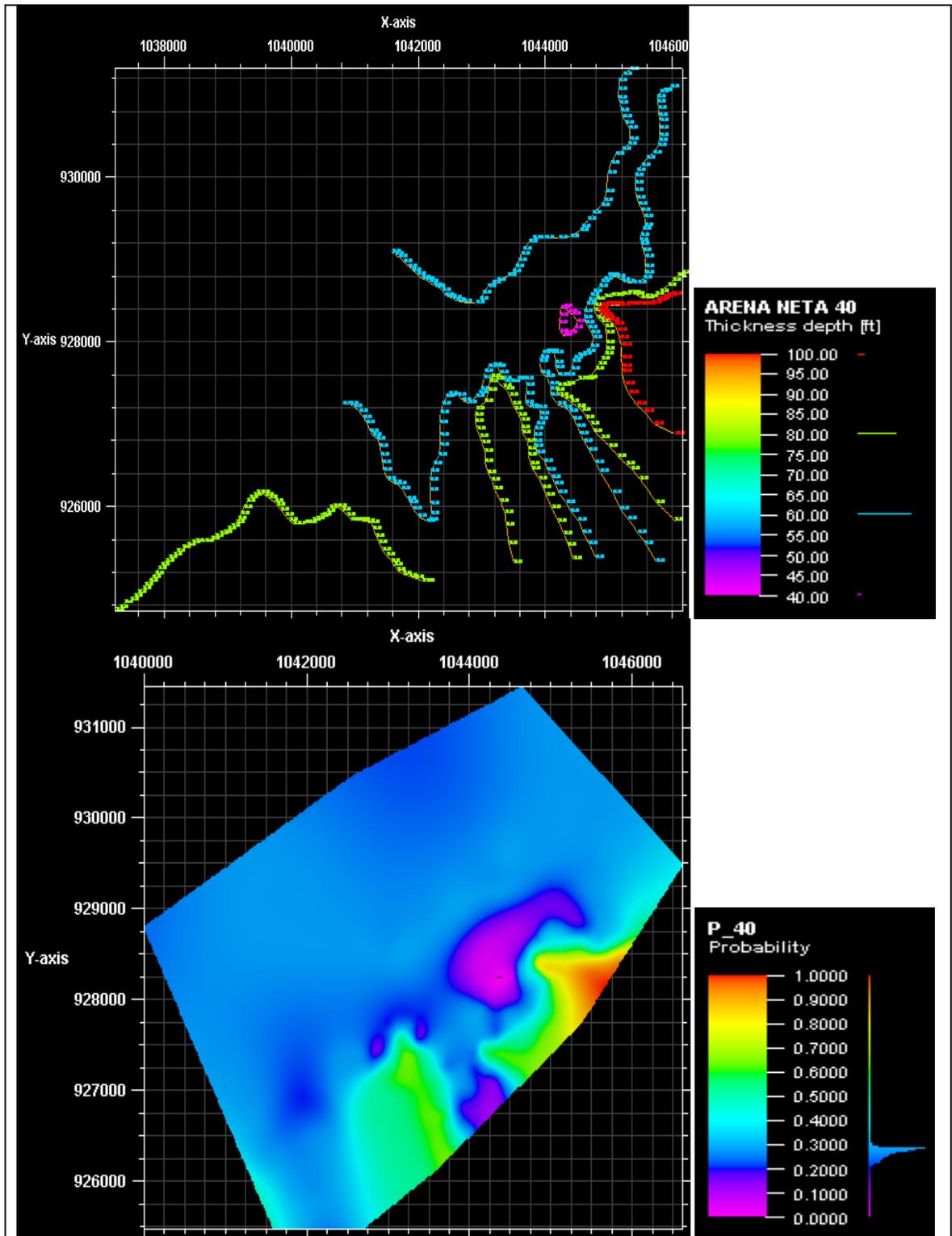
Fuente: Elaboración propia.

Figura 28. Digitalización de contornos de arena neta 30



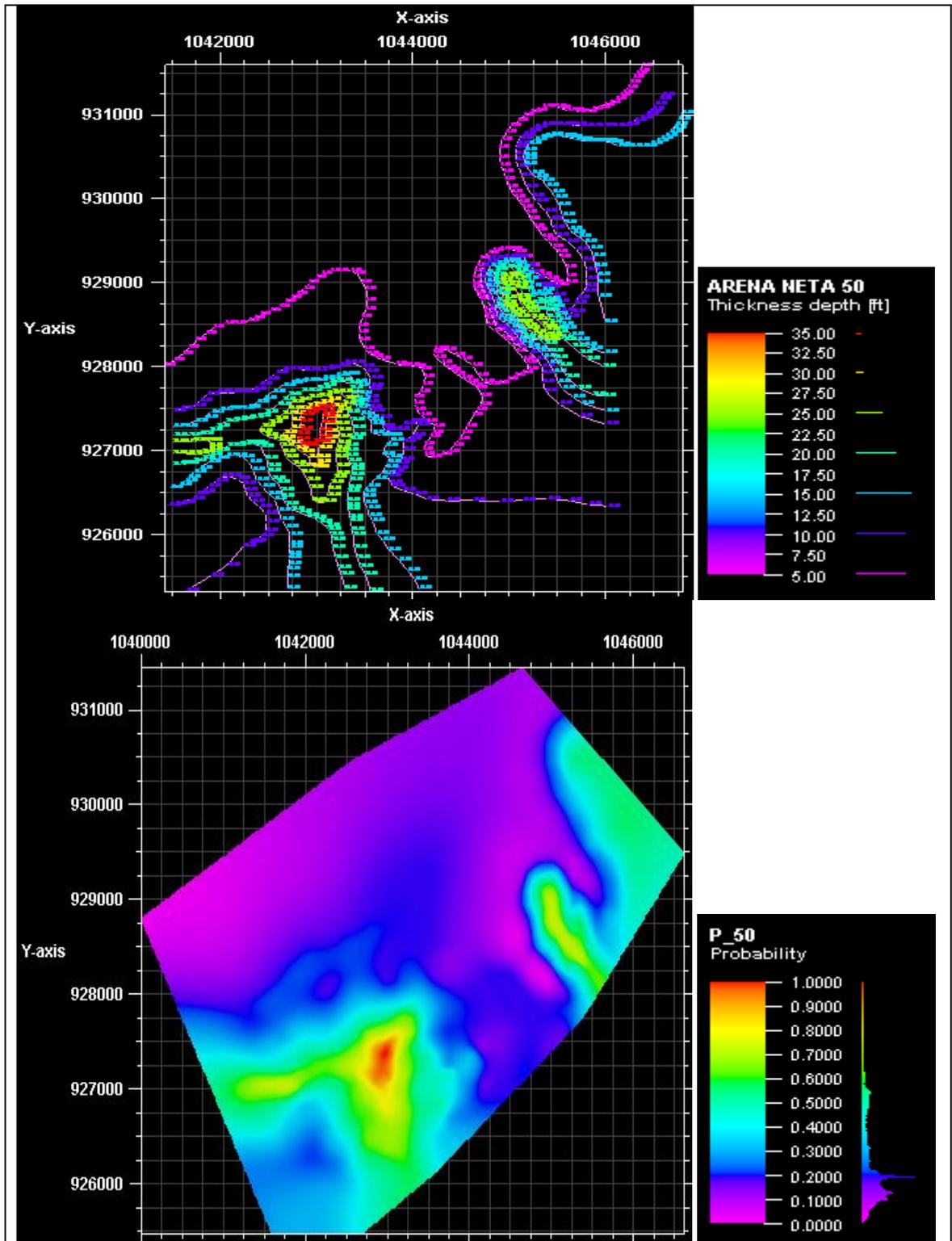
Fuente: Elaboración propia.

Figura 29. Digitalización de contornos de arena neta 40



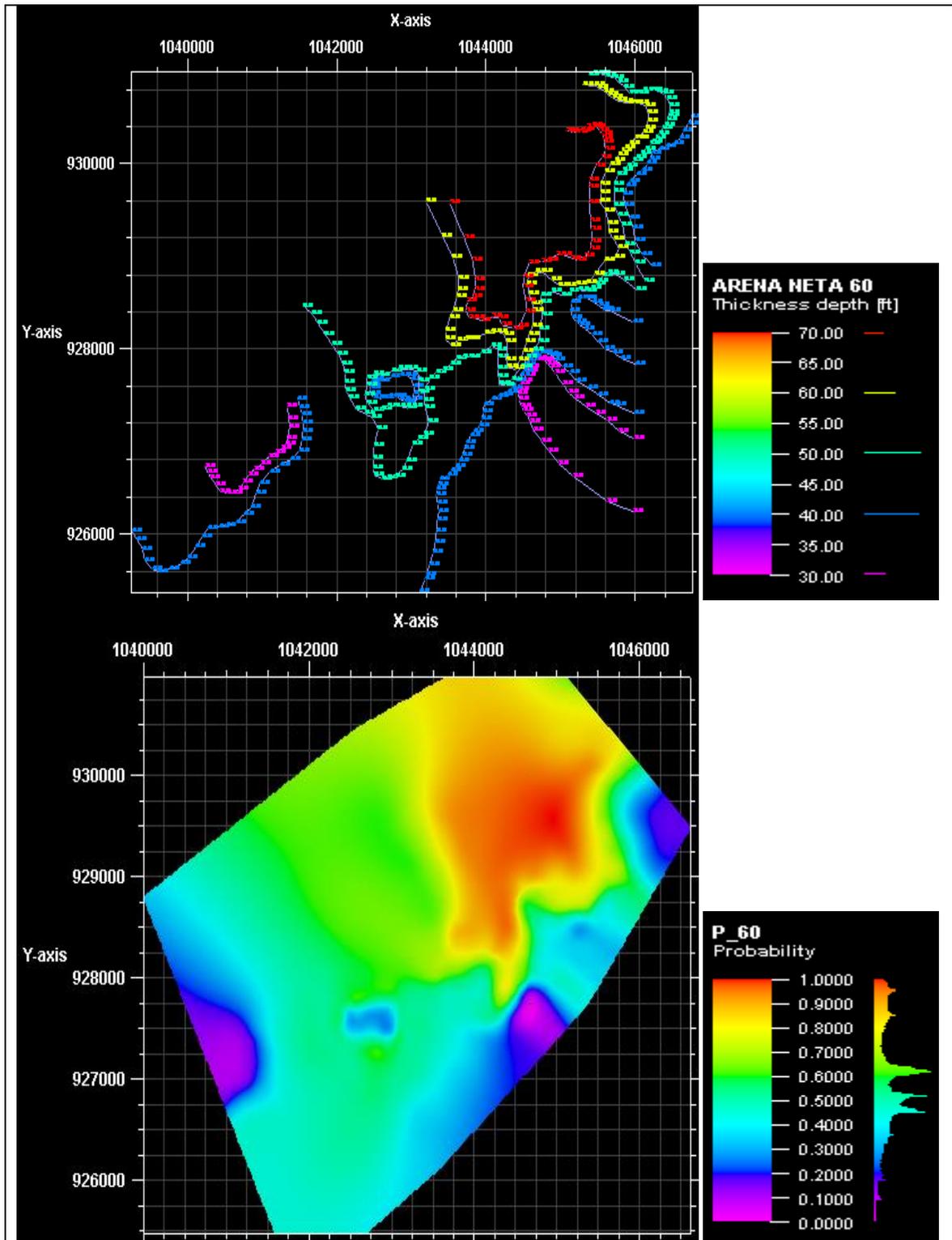
Fuente. Elaboración propia.

Figura 30. Digitalización de contornos de arena neta 50



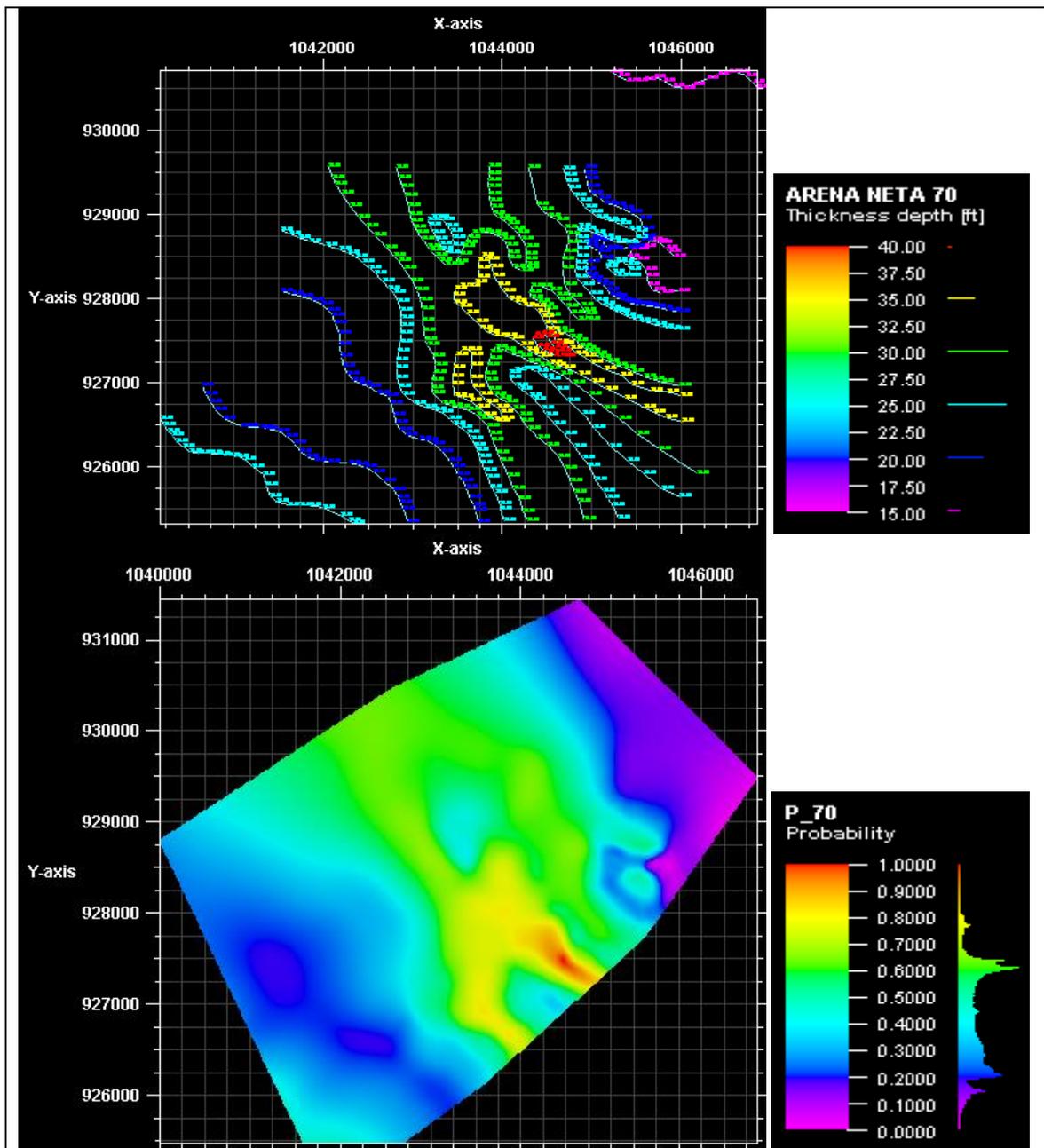
Fuente: Elaboración propia.

Figura 31. Digitalización de contornos de arena neta 60



Fuente. Elaboración propia.

Figura 32. Digitalización de contornos de arena neta 70



Fuente. Elaboración propia.

Con la finalidad de representar los ambientes de depósito, los cuales según la información bibliográfica ¹⁰¹ corresponde a canales fluviales, se empleó la

¹⁰¹ ROJAS, Nelson. Redescubriendo un Gigante: Yacimiento San Fernando Campo Chichimene-Cuenca Llanos Orientales. 2004. ACG, p. 4

herramienta de modelamiento estocástico de canal adaptivo ya que genera un modelado preliminar de los canales según información del upscaling, orientación, ancho y espesor de los canales. A su vez, se determinó la fracción de arena y de arena de levee de la proporción de facies realizadas en el análisis de datos, dejando como fondo arcilla.

Finalmente, se marcó la tendencia horizontal de los canales mediante los mapas de probabilidad vistos en las **figuras 25 a 32** manteniendo los valores predeterminados, pero alterando los datos de orientación, espesor y anchura, como se puede ver en el **cuadro 10**.

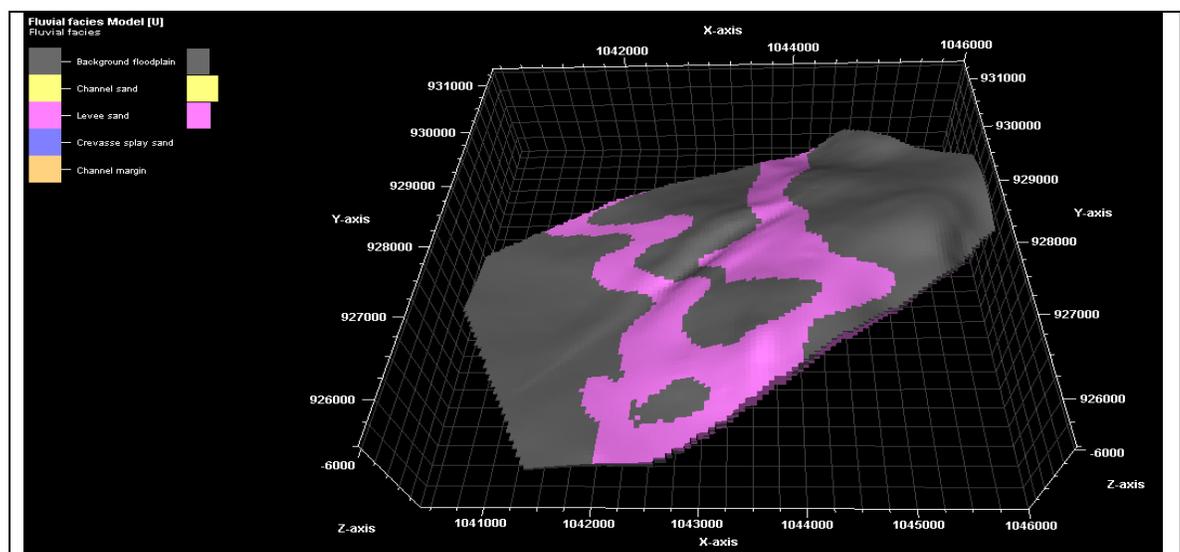
Cuadro 10. Valores de orientación de facies, ancho y espesor de canal.

Zona	Orientación (°)	Ancho de canal (m)	Espesor de canal (m)
T70	-46	530	25.43
T60	-40	3400	51.37
T50	-19.8	1680	10.2
T40	-45	2500	64.32
T30	-25	1200	33.5
T20	-40	1280	26.43
T10	-40	1200	22.95

Fuente. Elaboración propia

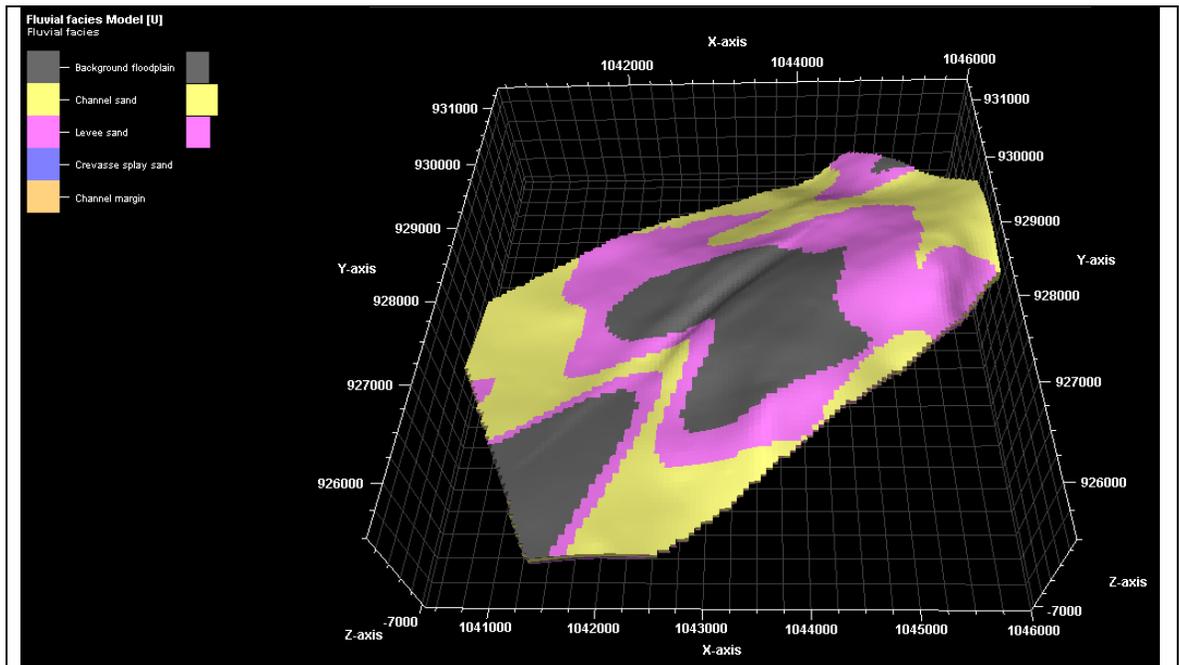
En las **figuras 33 a 39** se ven las facies formadas de cada una de las zonas, donde el color morado representa la arena de levee, el amarillo el canal y el gris oscuro arcilla.

Figura 33. Composición sedimentológica Zona T70



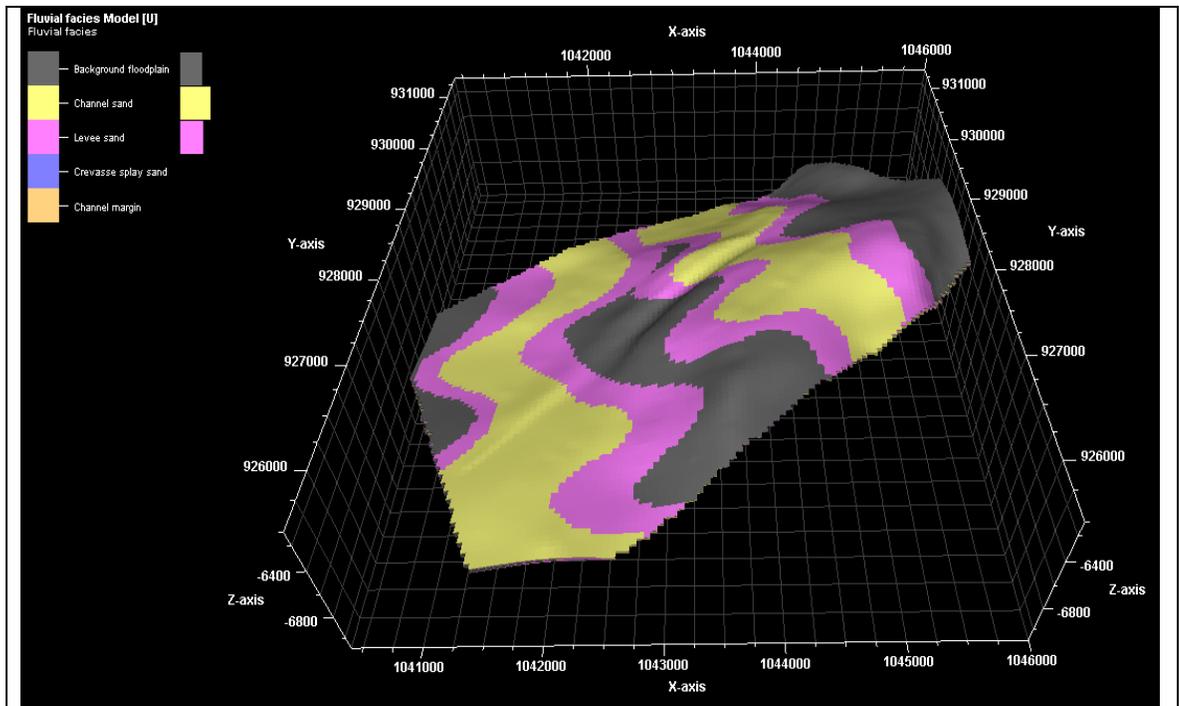
Fuente. Elaboración propia.

Figura 34. Composición sedimentológica Zona T60



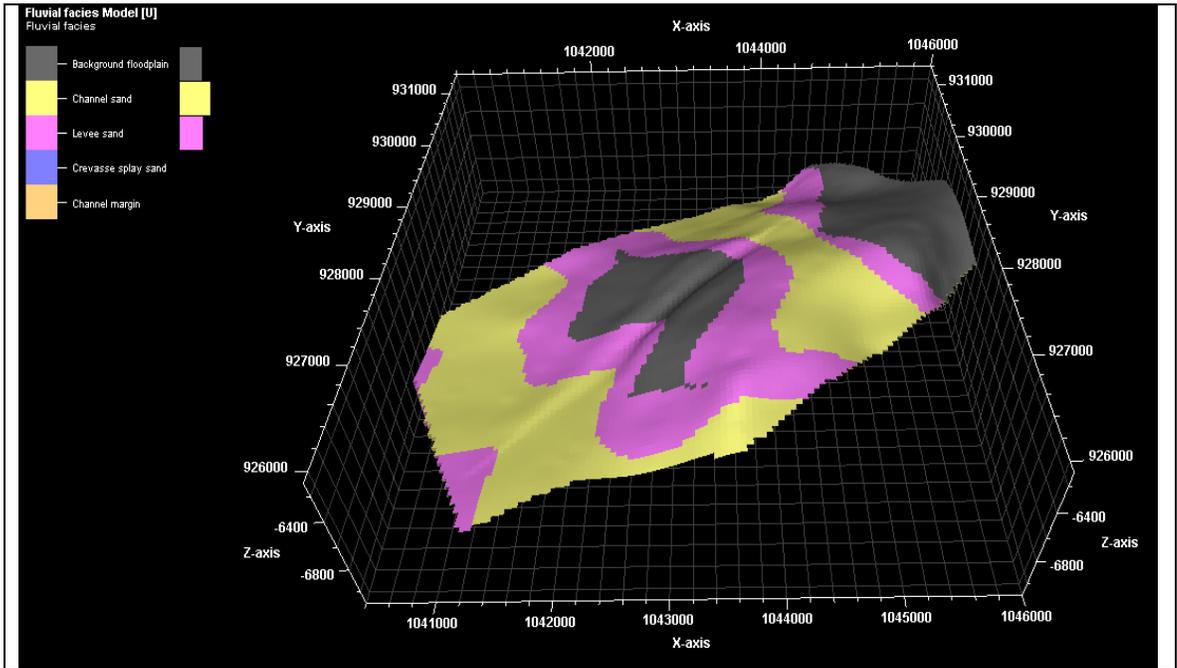
Fuente: Elaboración propia.

Figura 35. Composición sedimentológica Zona T50



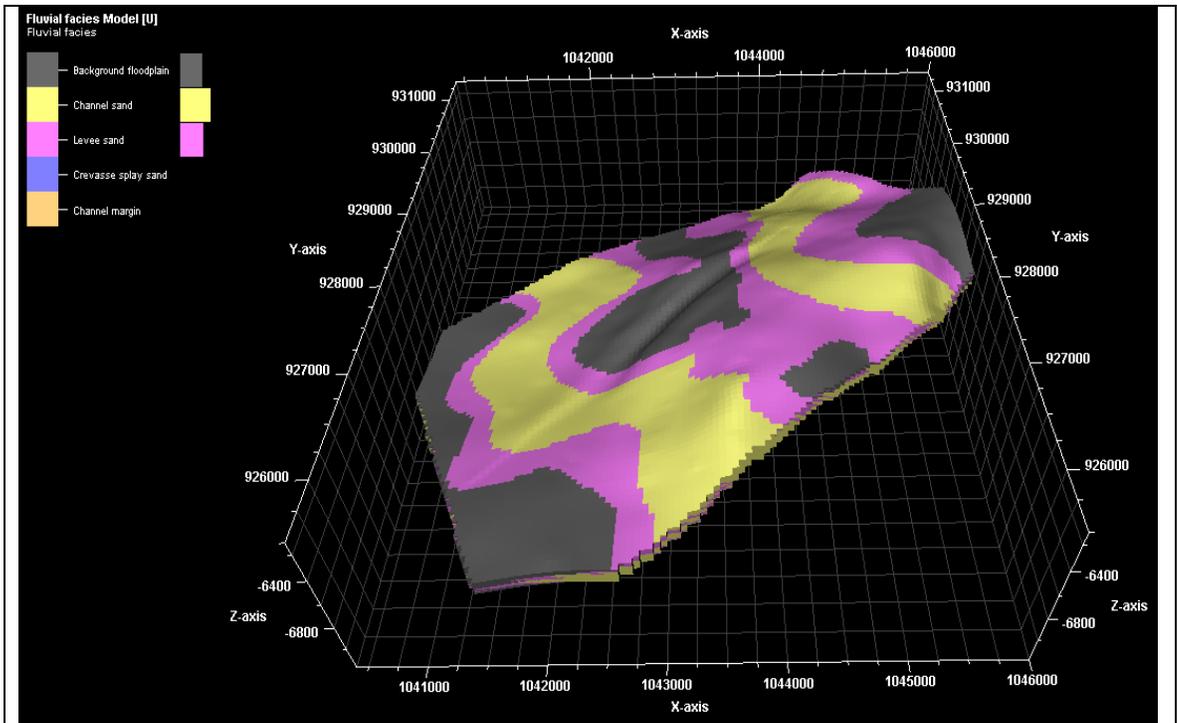
Fuente: Elaboración propia.

Figura 36. Composición sedimentológica Zona T40



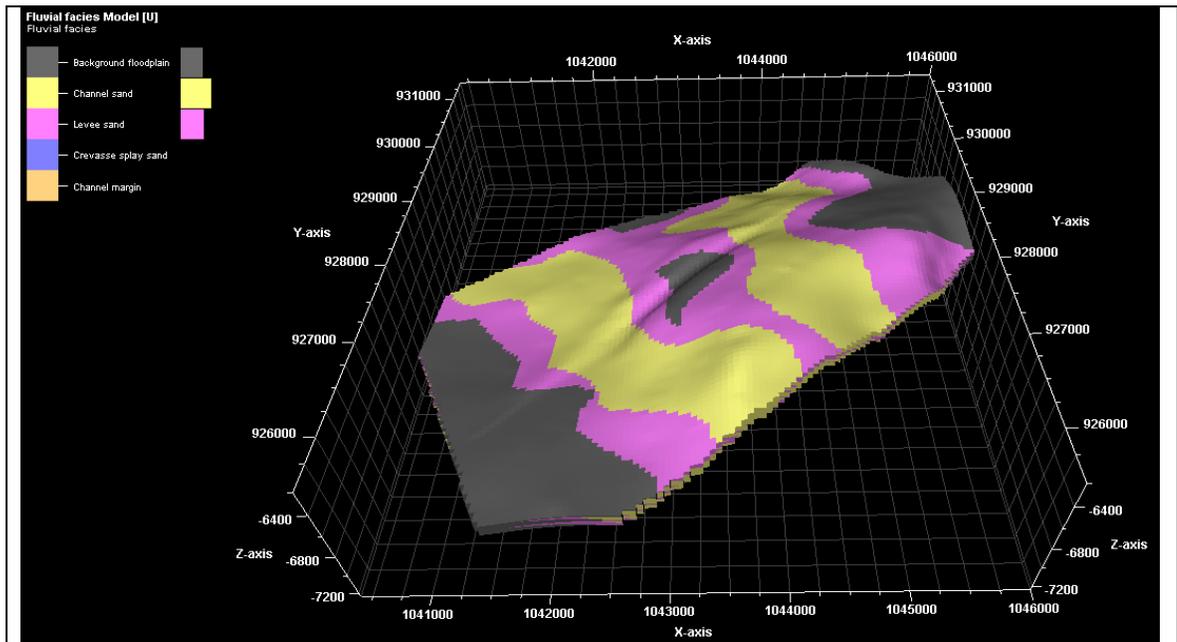
Fuente: Elaboración propia.

Figura 37. Composición sedimentológica Zona T30



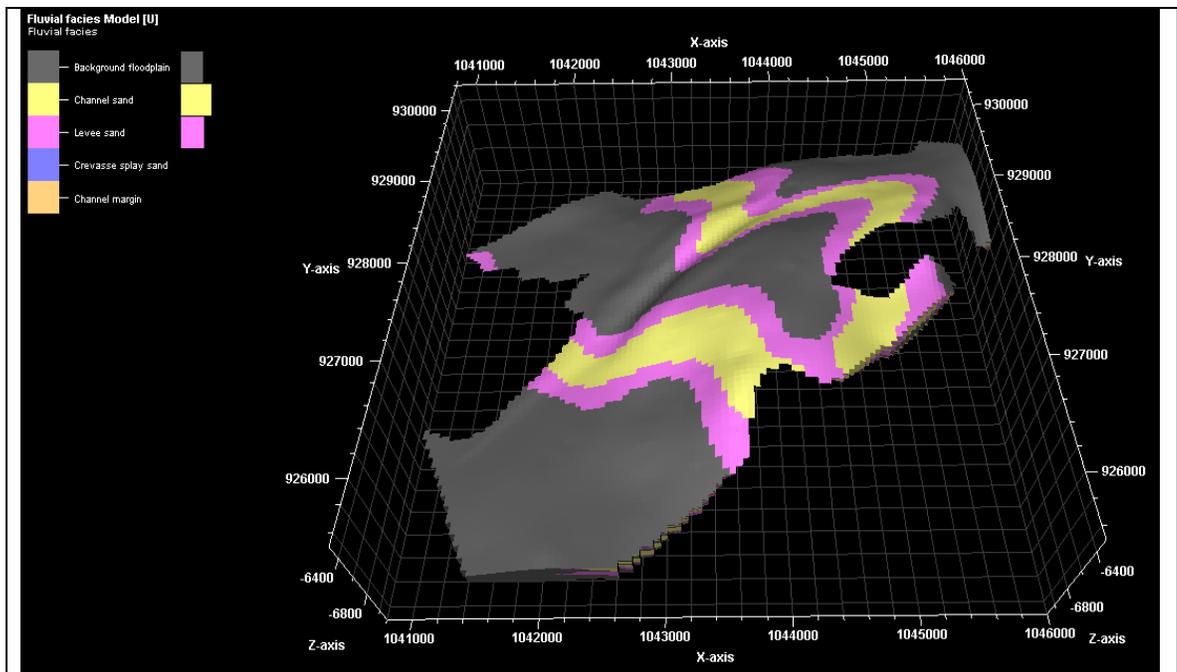
Fuente: Elaboración propia.

Figura 38. Composición sedimentológica Zona T20



Fuente: Elaboración propia.

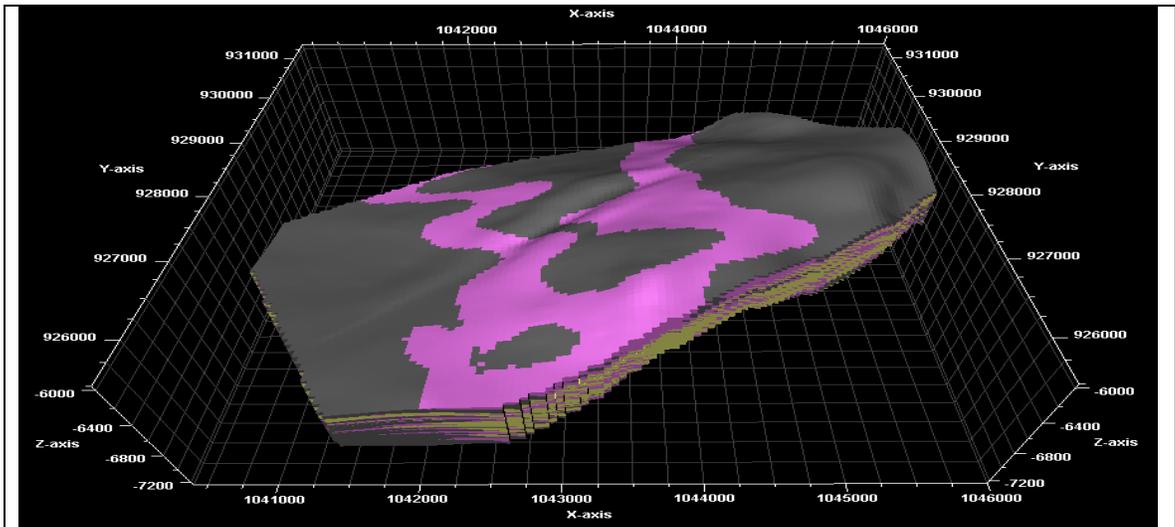
Figura 39. Composición sedimentológica Zona T10



Fuente: Elaboración propia.

De las anteriores figuras se puede extraer claramente una representación del tipo de ambiente de tipo fluvial con los canales. En la **figura 40** se observa la unificación de las facies de todas las zonas de la unidad T2.

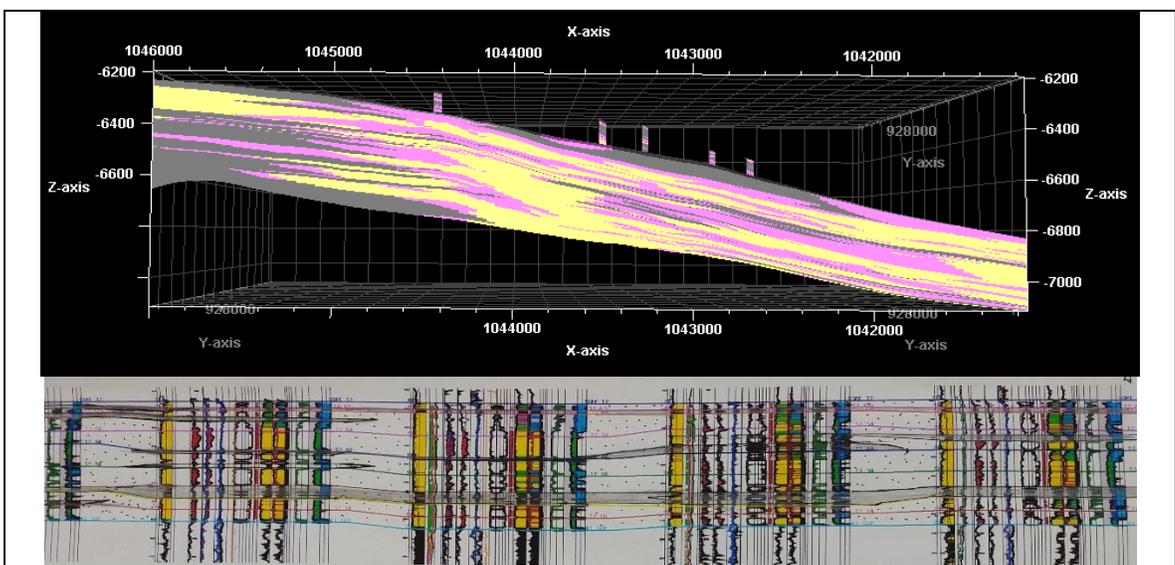
Figura 40. Unificación de facies



Fuente: Elaboración propia.

En la **figura 41** se observa la semejanza entre un corte transversal del modelo de tipo académico generado y un dibujo geológico de interpretación de cuerpos arcillosos de la arena T2 suministrado por ECOPETROL S.A. En esta comparación visual se resalta la comunicación entre paquetes de arena.

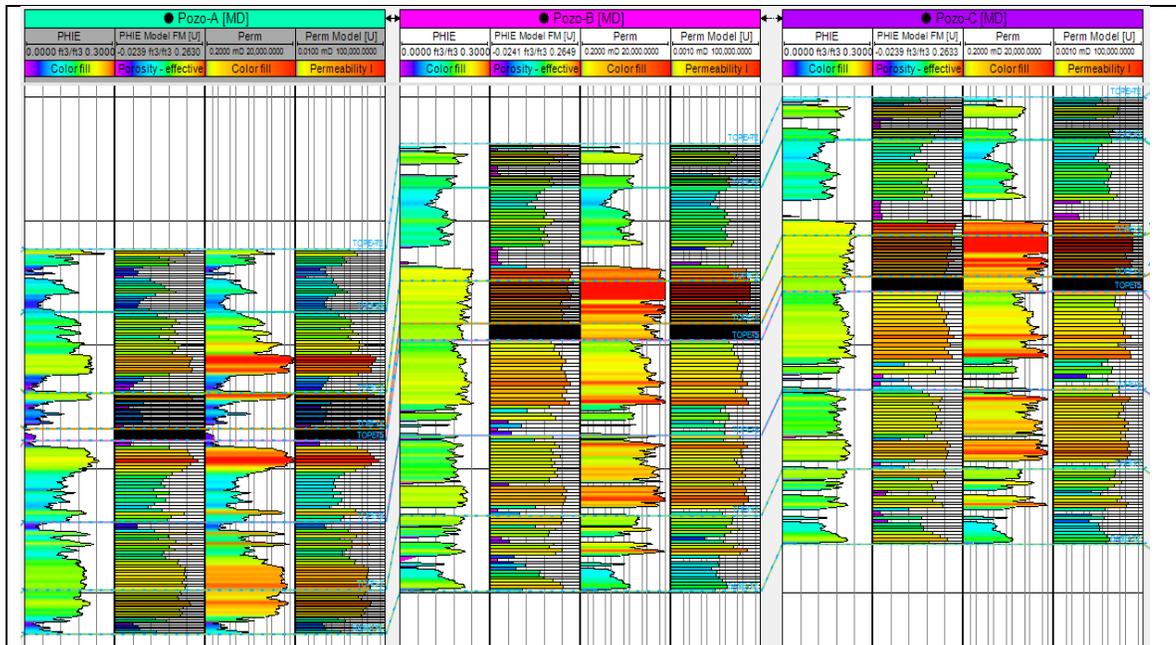
Figura 41. Comparación de corte transversal del modelo y dibujo geológico.



Fuente: Elaboración propia.

3.5.1.3 Modelo petrofísico. Para la construcción del modelo petrofísico se introdujeron los registros de Gamma Ray, Kmultivariable (permeabilidad) y PorRHOB (porosidad efectiva) en formato .LAS, de los pozos A, B y C, con el fin de realizar el mismo procedimiento que en la sección para la construcción del modelo de facies, en el que se realizó una homogenización de las propiedades por las subsecciones de cada zona, como se puede ver en la **figura 42**.

Figura 42. Incorporación de registros.



Fuente: Elaboración propia.

- **Registros de porosidad:** Los registros más utilizados para determinar la porosidad de una formación son: el sónico, el densidad y el de neutrones¹⁰², los cuales miden velocidad de respuesta (registro sónico) y magnitud de propiedades (registro de densidad y registro neutrón) que son afectadas por la porosidad y cantidad de fluidos en la formación.

- **Registros de permeabilidad:** Para obtener información de permeabilidad se emplean datos de núcleo, registros de resonancia magnética nuclear (RMN) y de análisis de incremento de presión (pre-test)¹⁰³

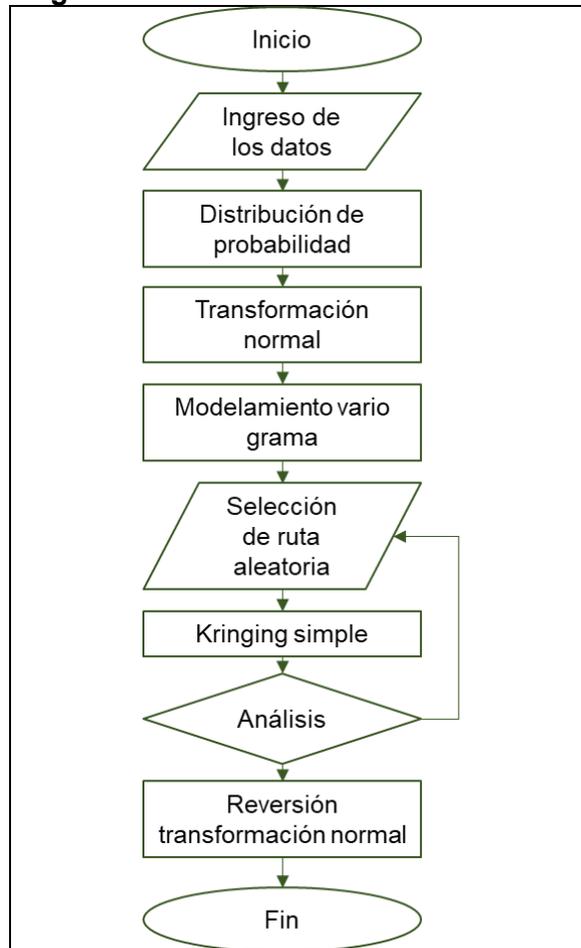
Para la asignación de las propiedades (porosidad y permeabilidad) del modelo se empleó la técnica de Simulación Gaussiana Secuencial (SGS), debido a que esta

¹⁰² MANRIQUE B. Jesus Antonio, KAIRUZ H. op. cit, p.71

¹⁰³ SCHLUMBERGER. Permeabilidad MDT Mediciones de anisotropía. [en línea] Fecha [13 de Marzo de 2019]. Disponible en: https://www.slb.com/~media/Files/evaluation/brochures/wireline_open_hole/insitu_fluid/mdt_%20brochure_spanish.pdf

técnica mantiene la representatividad de los datos siniestrados. Los pasos de la SGS se ejemplifican en la **figura 43**.

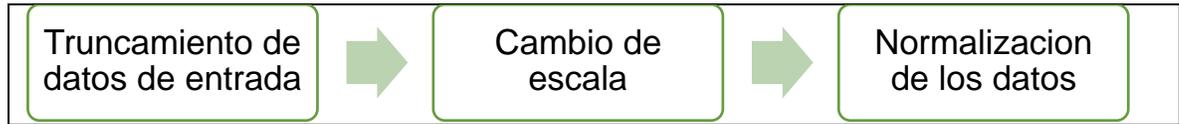
Figura 43. Pasos SGS



Fuente: MANTILLA. Jorge, IDROBO. Eduardo. Metodología para la cuantificación de la incertidumbre asociada en la predicción del Comportamiento de producción de un yacimiento altamente heterogéneo sometido a inyección de agua. 2003. CT&F- Ciencias, Tecnología y Futuro –Vol.2 Núm 4. P. 99

Por otra parte, se empleó la herramienta de análisis de datos para establecer la distribución estadística de la porosidad y la permeabilidad. En este caso se utilizaron los mapas de facies generados en la sección anterior como punto de referencia para distribuir los valores según el tipo de roca. El procedimiento realizado en el análisis de datos se ejemplifica en la **figura 44**.

Figura 44. Procedimiento para análisis de resultados

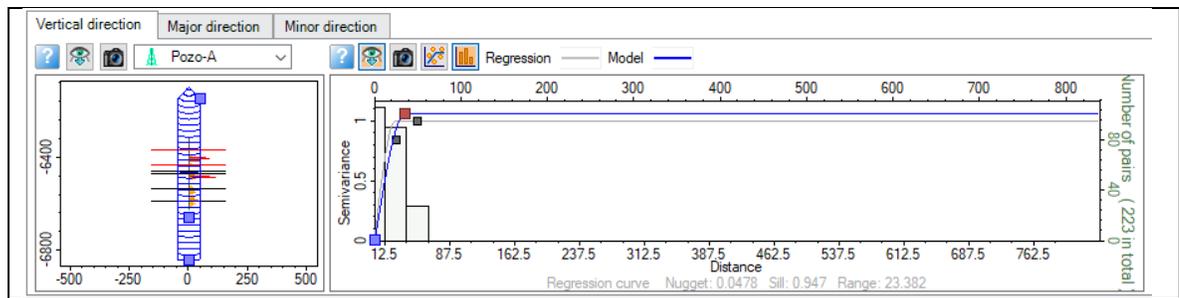


Fuente: Elaboración propia

✓ **Variograma.** Según Gringarte y Deutsch¹⁰⁴ un variograma es una herramienta estadística que establece la variabilidad dentro de una muestra de datos separados por una distancia.

Con los datos normalizados se procedió a verificar la información en los variogramas ampliando los radios de búsqueda, arreglando la regresión y posicionando el grafico en la dirección de los canales para la mayor dirección, tal como se puede ver en la **figura 45.**

Figura 45. Variograma



Fuente: Elaboración propia.

La **figura 45** representa una ejemplificación del trabajo hecho con los variogramas en el análisis de datos. En los cuales, se orientó la posición de los datos en la dirección de las facies.

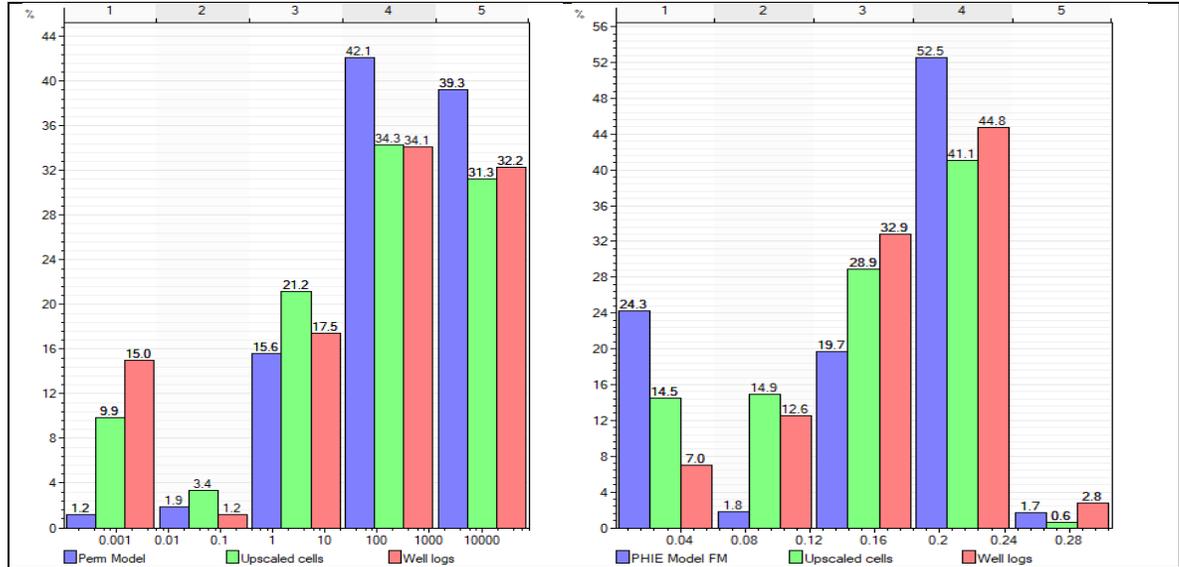
Por lo cual, se realizó la construcción de los modelos de porosidad y permeabilidad mediante el método de simulación Gaussiana Secuencial debido a que reduce la presencia de errores por métodos iterativos. Se empleó el análisis por variograma, los valores de desviación estándar y promedio calculados en la transformación de escala en datos. En el caso de la permeabilidad, se usó el modelo de porosidad para evitar la existencia de zonas de zonas de alta porosidad con baja permeabilidad.

Para validar que los datos presentados en el modelo sean representativos a los presentes en los registros se realizó la comparación mediante histogramas de las

¹⁰⁴ GRINGARTEN. E, DEUTSH. C.V. Methodology for Variogram Interpretation and Modeling for Improved Reservoir characterization. En: SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Houston, USA. Octubre, 1999. SPE-56654-MS, p.3

propiedades. En la **gráfica 18**, se ven los histogramas por registro, por upscaling y por el modelo.

Gráfica 18. Histogramas de los modelos de registros

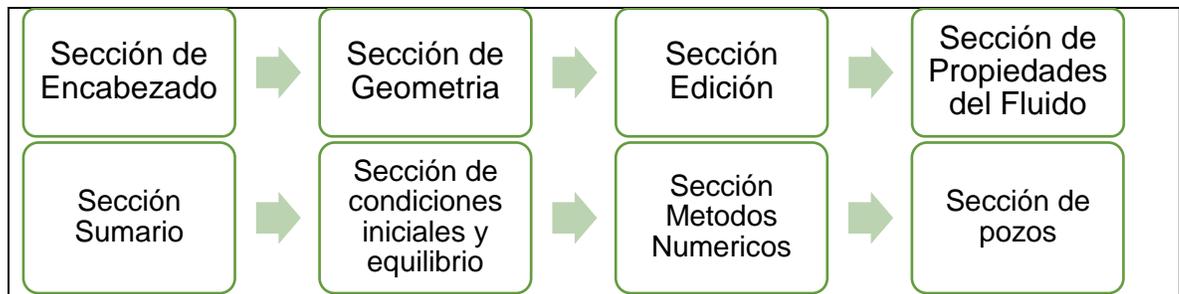


Fuente: Elaboración propia.

Esta confirmación viene dada debido a la similitud del comportamiento de los tres análisis, tanto de los registros, como del upscaling y del modelo.

3.5.2 Modelo dinámico. El modelo dinámico corresponde a los datos que representan el comportamiento de los fluidos¹⁰⁵. A continuación, se describe el paso a paso realizado para el cargue de la información en el preprocesador de CMG – Builder. En la **figura 46**, se observa las secciones en las que se incorporó información.

Figura 46. Secciones de incorporación de la información



Fuente: Elaboración propia

¹⁰⁵ SCHLUMBERGER. [en línea] Fecha [13 de Marzo de 2019]. Disponible en: https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/r/reservoir_characterization_model.aspx

3.5.2.1 Sección de encabezado. En esta sección se ingresó la información que describe la naturaleza de la simulación. En el **cuadro 11**, se presenta esta información de manera detallada.

Cuadro 11. Sección encabezado

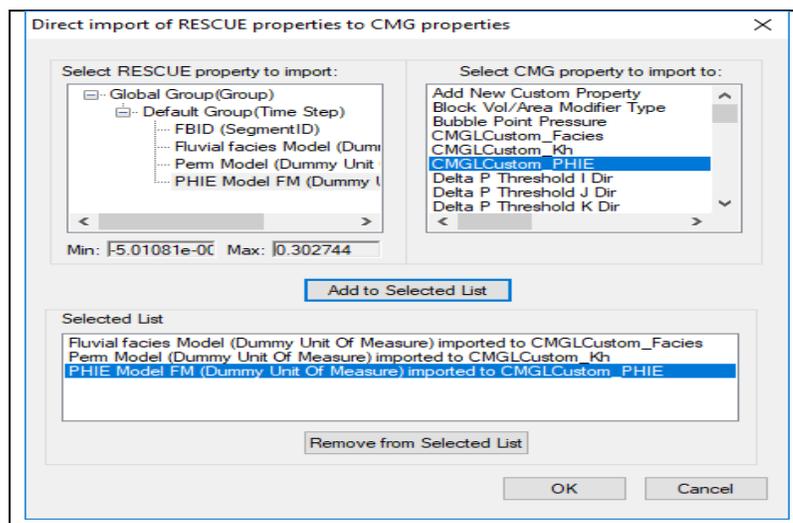
Ítem	Datos ingresados	Descripción
Fecha de Inicio modelo	01/04/2009 (dd/mm/aa)	Fecha más antigua de la que se tenga información de producción
Unidades de trabajo	Campo (Bbl/ft3/°F)	Unidades en las que se quiere presentar los resultados
Tipo de Simulador (Modelo de fluido)	IMEX	Modelo de fluido tipo Black Oil
Permeabilidad	Permeabilidad Doble	Se tiene en cuenta la permeabilidad de la falla

Fuente: Elaboración propia

3.5.2.2 Sección de geometría del modelo y propiedades estáticas. En esta sección se importó la malla construida anteriormente en Petrel junto con sus propiedades estáticas, es decir, valores de tope y base, porosidad efectiva, permeabilidad horizontal y facies.

Hay que tomar en cuenta que para evitar error en la asignación de valores las propiedades no fueron importadas directamente, sino que en su lugar se asignaron subvariables para posteriormente trabajar con las mismas. En la **figura 47** se observa el cargue de las propiedades.

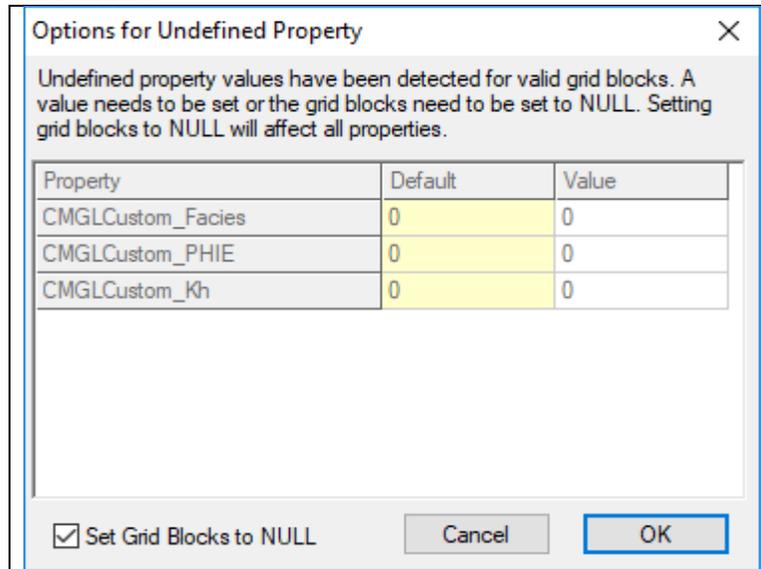
Figura 47. Importación de propiedades



Fuente: Elaboración propia

Adicionalmente, se establecieron como celdas nulas a las celdas con propiedades indefinidas, como se ve en la **figura 48**.

Figura 48. Cuadro de asignación de propiedades indefinidas



Fuente: Elaboración propia

Posteriormente, se incorporó la trayectoria de los pozos A, B y C, necesaria para realizar el History Match mediante la herramienta de “Import Well Trajectory Wizard” del archivo Rescue del cual se importó el grid.

3.5.2.3 Sección reservorio. Se utilizó la función de “Formula Manager” para ordenar las propiedades de porosidad, permeabilidad en las direcciones I, J, K y Net to Gross. En el **cuadro 12** se observa las fórmulas empleadas que son condicionales para establecer límites en el comportamiento de los datos al importarlos.

Cuadro 12. Condicionales para propiedades estáticas

Variable a asignar	Nombre de Fórmula	Variable	Fórmula
Net to Gross Ratio	NTG_EQ	CMGLCustom Facies (X0)	IF (X0 == 0) THEN (0) ELSE (1) ENDIF
Permeability I	Kh_corr_EQ	CMGLCustom Kh (X0) Net to Gross Ratio (X1)	IF (X1 > 0) THEN (X0) ELSE (0.005) ENDIF

Fuente: Elaboración propia

Cuadro 12. Continuación

Variable a asignar	Nombre de Fórmula	Variable	Fórmula
Permeability J	Equal I	Permeability I	Equal I
Kv_Coates	Kv_coates Denoo_EQ	Permeability I (X0) Porosity (X1) Net to Gross Ratio (X2)	IF (X2 > 0) THEN (0.0535 * (SQRT (X0 / X1)) ** 2.1675) ELSE (0) ENDIF
Permeability K	Kv_Corr_EQ	CMGLCustom Kv_Coates (X0) CMGLCustom_Kh (X1) Net to Gross Ratio (X2)	IF (X2 > 0 AND X0 <= X1) THEN (X0) ELSEIF (X2 > 0 AND X0 > X1) THEN (X1) ELSE (0) ENDIF

Fuente: Elaboración propia

Para el cálculo de la permeabilidad vertical se tiene presente la composición de la arena en el yacimiento. Con el uso de la **ecuación 24** se calculará, para un porcentaje igual de Kaolinita e Illita.

Ecuación 24. Permeabilidad vertical

$$K_v = 0.0535 * \left(\sqrt{\frac{K_H}{\phi}} \right)^{2.1675}$$

Fuente: TIAB, Djebbar and DONALDSON, Erle C. Petrophysics. 2. ed. Gulf Professional Publ., Elsevier, 2004. 509 p.

Para culminar esta sección, se calculó el valor del Datum mediante la opción de Property Statistics, el cual hace referencia a la profundidad a la que el yacimiento puede ser dividido en dos partes hidráulicamente iguales, con este valor y una hoja de cálculo de Excel se usó las ecuaciones publicadas por la SPE en el artículo científico con número SPE-26647 llamado “Application of variable formation compressibility for improved reservoir analysis” para calcular la compresibilidad. En las **figuras 49 y 50** se presentan los datos de entrada necesarios y el valor de compresibilidad obtenido que es de 2.974 E-06 1/psi.

Figura 49. Constantes para ecuación de compresibilidad

TABLE 1			
CONSTANTS FOR EFFECTIVE STRESS EQUATION			
<u>Rock Type</u>	<u>K₁</u>	<u>K₂</u>	<u>K₃</u>
Consolidated Sandstones*	0.85	0.80	0.45
Friable Sandstones	0.90	0.90	0.60
Unconsolidated Sands	0.95	0.95	0.75
Carbonates*	0.85	0.85	0.55

*These K₂ constants for are valid for many consolidated sandstones and carbonates. For well cemented formations with porosities lower than 15%, the K₂ factor can be between 0.4 and 0.8 due to the formation's low bulk compressibility (see Equation 3b).

Fuente: Application of Variable Formation Compressibility for Improved Reservoir Analysis. SPE-26647-M

Figura 50. Ecuación de Compresibilidad de formación

TABLE 2			
TYPE CURVES-FORMATION COMPRESSIBILITY CLASTIC RESERVOIRS			
$C_f = A(\sigma - B)^C + D$			
The type curves in Figure 6 are defined by the above equation where:			
$\sigma = K_1 * (\text{overburden stress}) - K_2 * p_i + K_3 * (p_i - p)$ (psi) and			
A, B, C, D are constants depending on rock type as described below.			
	<u>Unconsolidated</u> (poorly sorted)	<u>Friable</u> (& well sorted unconsol.)	<u>Consolidated</u>
A	-2.805 X 10 ⁻⁵	1.054 X 10 ⁻⁴	-2.399 x 10 ⁻⁵
B	300	500	300
C	0.1395	-0.2250	0.06230
D	1.183 X 10 ⁻⁴	-1.103 X 10 ⁻⁵	4.308 X 10 ⁻⁵

Fuente: Application of Variable Formation Compressibility for Improved Reservoir Analysis. SPE-26647-M

En el **cuadro 13**, se presentan los resultados obtenidos en Excel para el cálculo de compresibilidad tomando en cuenta las ecuaciones y datos presentes en las **figuras 68 y 69**.

Cuadro 13. Cálculo de compresibilidad de la formación

Compresibilidad				
Nombre del Campo	Chichimene			
PHIT	0.254333			
Pi (psia)	3420	psia		
P (psia)	3420	psia		
Método de variación de Compresibilidad				
Tipo de Roca	(1) Arena Consolidada	(2) Arenas Friables	(3) Arenas Inconsolidadas	Carbonatos
K1	0.85	0.9	0.95	0.85
K2	0.8	0.9	0.95	0.85
K3	0.45	0.6	0.75	0.55
Stress Lab	4123.230054	4184.714175	4417.198296	3952.230054
A	-0.00002399	1.05E-04	-0.00002805	
B	300	500	300	
C	0.0623	-0.225	0.1395	
D	4.308E-05	-0.00001103	1.183E-04	
Stress Overburden	8069.682416			
Profundidad TVD	8069.682416	ft		
Gradoiente de Sobrecarga	1			
Tipo de Roca	1			
Stress Lab	4123.230054			
Biot	0.8			
Esfuerzo Vertical Efectivo	1387.230054			
Compresibilidad	2.97342E-06	1/psia		

Fuente: Elaboración propia

3.5.2.4 Sección Edición. En esta sección se especifica usar los valores estándar usados para los modificadores de parámetros como los multiplicadores de volúmenes porosos y de transmisibilidad.

3.5.2.5 Sección de propiedades de los fluidos. En esta sección se incorporó las propiedades de los fluidos que determina su comportamiento en el yacimiento. Se seleccionó un modelo Black Oil debido a que la inyección de agua por pulsos depende principalmente del cambio de presión sin necesidad de un análisis composicional.

- **Rangos de presión en las tablas PVT.** El rango de presiones es un dato inicial para la construcción de las tablas de propiedades de los fluidos, ya que tiene la función de evitar que el simulador extrapole las propiedades reduciendo el error de cálculo de los resultados, además el simulador no se encuentra equipado para analizar el comportamiento de los fluidos al generar canales por fractura miento inducido.

- **Límite inferior.** En la actualidad, este valor es establecido como la presión atmosférica debido a que, dentro de un campo, la presión mínima a la que se puede llegar es a la atmosférica.

- **Límite superior.** La presión máxima de trabajo está en función de la presión de fractura con una reducción del 20% como margen de seguridad. La presión máxima fue calculada usando la ecuación de Hubbert y Willis¹⁰⁶. Ver la **ecuación 25**.

Ecuación 25. Presión máxima

$$P_{max} = FG * D * (1 - A)$$

Fuente: Hubbert, M. K. and Willis, D. G. "Mechanics of hydraulic fracturing." Trans. Vol. 201, 1957, pag 153-166

Donde:

P_{max} : Presión máxima, psi

FG: Gradiente de fractura, psi/ft

D: Profundad en TVDss, ft

A: Fracción de margen de seguridad

Para el cálculo del gradiente de fractura se usó el compendio de ecuaciones del **cuadro 14**, dando como resultado una presión máxima de 4408.68 psia mediante un promedio de los valores obtenidos.

¹⁰⁶ HUBBERT, M. King. AND WILLIS, David. G. Mechanics of hydraulic fracturing. En: Society of Petroleum Engineers. 1957, SPE-686-G p. 3

Cuadro 14. Métodos para calcular la presión de fractura.

Método	Ecuación	Razón de Stress efectivo	Gradiente de Fractura (psia/ft)	Presión Máxima (psia)
Hubbert y Willis (1957)	$FG = \frac{1}{D} * [0.3 * (\sigma_{OB} - P) + P]$	$\frac{\sigma_{hmin}}{\sigma_v} = 0.3$	0.5966	3851.92
Eaton (1969)	$FG = \frac{1}{D} * [(\sigma_{OB} - P) \frac{v}{1-v} + P]$	$\frac{\sigma_{hmin}}{\sigma_v} = \frac{v}{1-v}$	0.6158	3975.9173
Breackels y van Eekelen (1981)	$FG = \frac{1}{D} * [0.197 * D^{1.145} + 0.46 * (P - P_D)]$ Para D < 11500ft $FG = \frac{1}{D} * [1.167 * D - 4596 + 0.46 * (P - P_D)]$ Para D > 11500ft		0.72603	4687.13
Zoback y Healy (1984)	$FG = \frac{1}{D} * \left[\frac{\sigma_{OB} - P}{[(1 + \mu^2)^{0.5} + \mu]^2} + P \right]$	$\frac{\sigma_{hmin}}{\sigma_v} = \frac{1}{[(1 + \mu^2)^{0.5} + \mu]^2}$	0.6085	3928.44
Holbrook (1990)	$FG = \frac{1}{D} * [(1 - \phi) * (\sigma_{OB} - P) + P]$	$\frac{\sigma_{hmin}}{\sigma_v} = (1 - \phi)$	0.8674	5600.2

Fuente. ZOBACK, Mark D. Reservoir Geomechanics. Cambridge University Press, New York. 2007. P. 126 (Elaboracion propia)

Donde:

σ_{OB} : Presión overburden, psi

FG : Gradiente de fractura, psi/ft

D : Profundidad en TVDss, ft

v : Razon de Poisson

P : Presion de yacimiento, psia

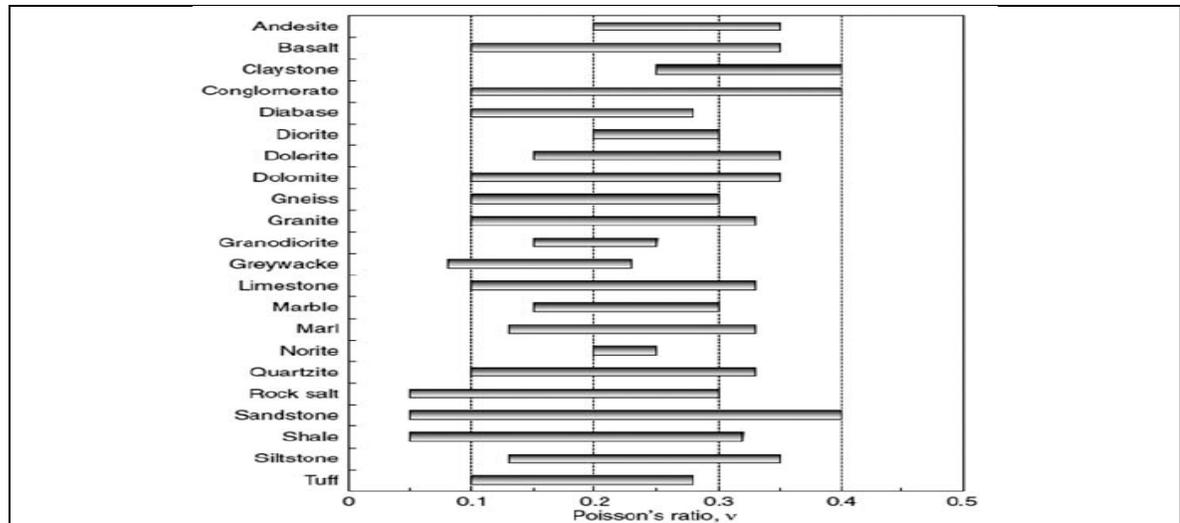
ϕ : Porosidad

μ : Coeficiente de fricción interna

La presión de overburden fue calculada multiplicando la profundidad al datum por una gradiente de sobrecarga de 1 psi/ft. Mientras que la relación de Poisson fue tomada de la **figura 51** con un valor de 0.25 que corresponde al valor medio del

rango. El valor del coeficiente de fricción interna fue determinado como 0.6 según la ley de Byerlee¹⁰⁷.

Figura 51. Gráfico de los valores de la relación de Poisson según el tipo de roca



Fuente: VÁSÁRHELYI. B, A possible method for estimating the poisson's rate values of the rock masses. Acta Geod. Geoph. Hung., Vol. 44(3), pp. 313–322 (2009) DOI: 10.1556/AGeod.44.2009.3.4. P. 314

• **Propiedades del agua.** Para las propiedades del agua se emplearon las ecuaciones internas con las que cuenta el software Builder de CMG obteniendo los resultados que se pueden ver en el **cuadro 15**.

Cuadro 15. Propiedades del agua

Propiedades del agua de formación	
Densidad del agua (lb/ft ³)	62.4
Factor Volumétrico de Formación	1.02823
Compresibilidad (1/psi)	3.06331E-6
Viscosidad de agua @ Pyac y T°yac (cP)	0.321247
Presión de burbuja (psia)	552
Salinidad (ppm)	10000

Fuente: Elaboración propia

• **Propiedades del petróleo.** Para la construcción de las tablas PVT se usaron datos base publicados por ECOPETROL S.A. como se puede ver en el **cuadro 16** y se siguieron las recomendaciones de las correlaciones para crudos pesados que están presente en el paper SPE 138934-MS.

¹⁰⁷ ZOBACK, Mark D. Reservoir Geomechanics. Cambridge University Press, New York. 2007. p. 126

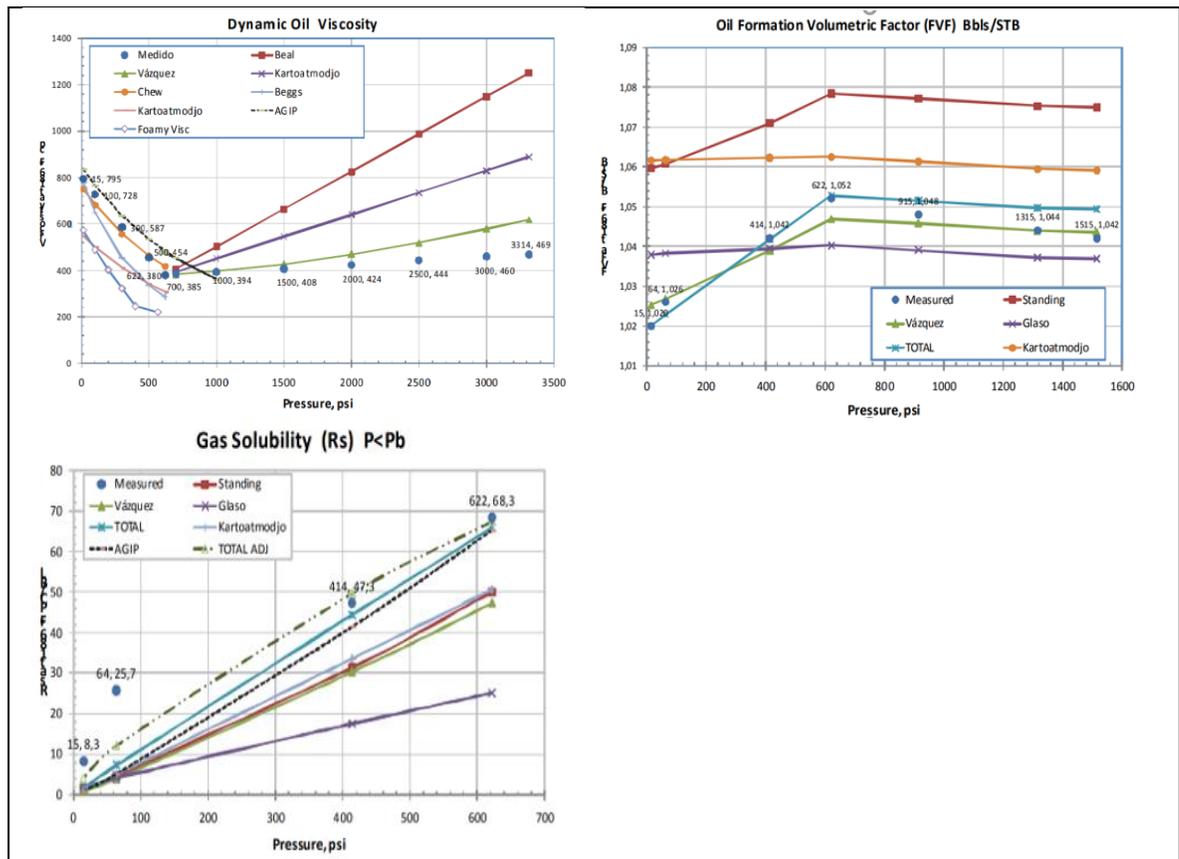
Cuadro 16. Propiedades del petróleo

Propiedades del petróleo	
Gravedad Especifica (°API)	14
Viscosidad cruda @ Pyac y T°yac (cP)	468
Gravedad Especifica del Gas	0.705
Solubilidad del gas en solución (ft3/bbl)	50.65
Presión de burbuja (psia)	552
Factor volumétrico de petróleo a Pb	1.043

Fuente: Información suministrada por la empresa soporte

En la **gráfica 19**, se muestra la comparación de las diferentes correlaciones y su ajuste a datos reales del Campo Chichimene para la selección de las correlaciones presentes en el paper SPE-138934-MS.

Gráfica 19. Comparación de curvas PVT para Chichimene



Fuente: GUARIN ARENAS, Flaminio. A New Inflow Model for Extra –Heavy Crude Oils: Case Study Chichimene Field, Colombia, En: SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference. Lima, Peru, Diciembre, 2010. SPE-138964-MS

Tradicionalmente, los valores de propiedades PVT son suministrados de informes de laboratorio en donde se verifican los datos para un tipo específico de yacimiento. Sin embargo, para el desarrollo de este trabajo se usaron las correlaciones de

TOTAL, C.F.P. para el factor volumétrico del petróleo y el gas en solución; las correlaciones de Vázquez para la viscosidad, la correlación de Begg y Brill para el factor de compresibilidad y la correlación de Lee et al para la viscosidad del gas, recomendadas por el artículo científico SPE-138934-MS “A New Inflow Model for Extra –Heavy Crude Oils: Case Study Chichimene Field, Colombia” y por la revista de la Universidad Industrial de Santander, El Reventon Energetico, “Ajuste Fino de correlaciones PVT para algunos Crudos Colombianos”. Todas las ecuaciones y curvas implementadas se presentan a continuación. Las correlaciones anteriormente mencionadas se pueden ver en las **ecuaciones 26 a 28**.

Ecuación 26. Correlación para la viscosidad

$$\mu_o = \mu_{ob} \left(\frac{P}{P_b} \right)^m$$

$$m = 2.6P^{1.187} e^{(-11.513 - 8.98E-5 * P)}$$

Fuente: BANZER, Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T., pág. 105

Donde:

μ_o : Viscosidad del petróleo, cP

μ_{ob} : Viscosidad del petróleo a P_b , cP

P : Presión, psia

P_b : Presión de burbuja

Ecuación 27. Factor volumétrico a la presión de burbuja

$$B_{ob} = 1.022 + 4.857 * 10^{-4} * R_{sb} - 2.009 * 10^{-6} (T - 60) \left(\frac{API}{\gamma_g} \right) + 17.569$$

$$* 10^{-9} R_{sb} * (T - 60) \left(\frac{API}{\gamma_g} \right)$$

Fuente: BANZER, Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T., pág. 75

Donde:

B_{ob} : Factor volumétrico del petróleo a P_b , RB/STB

R_{sb} : Razón de gas disuelto a $P \geq P_b$, RB/STB

T : Temperatura, °F

γ_g : Gravedad específica del gas, (aire=1)

API : Gravedad del petróleo, °API

Ecuación 28. Correlación gas disuelto petróleo

$$R_s = \gamma_g * \left[\frac{P}{C_1} 10^{(C_2 * API - C_3 * T)} \right]^{C_4}$$

Fuente: BANZER, Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T., pág. 66-67

Donde:

R_g : Razon de gas disuelto en el petroleo a $P < P_b$, STB/RB

P: Presión, psia

T: Temperatura de yacimiento, °F

γ_g : Gravedad especifica del gas, (aire=1)

API: Gravedad del petróleo, °API

El **cuadro 17** contiene las constantes necesarias para el cálculo del gas disuelto en el petróleo.

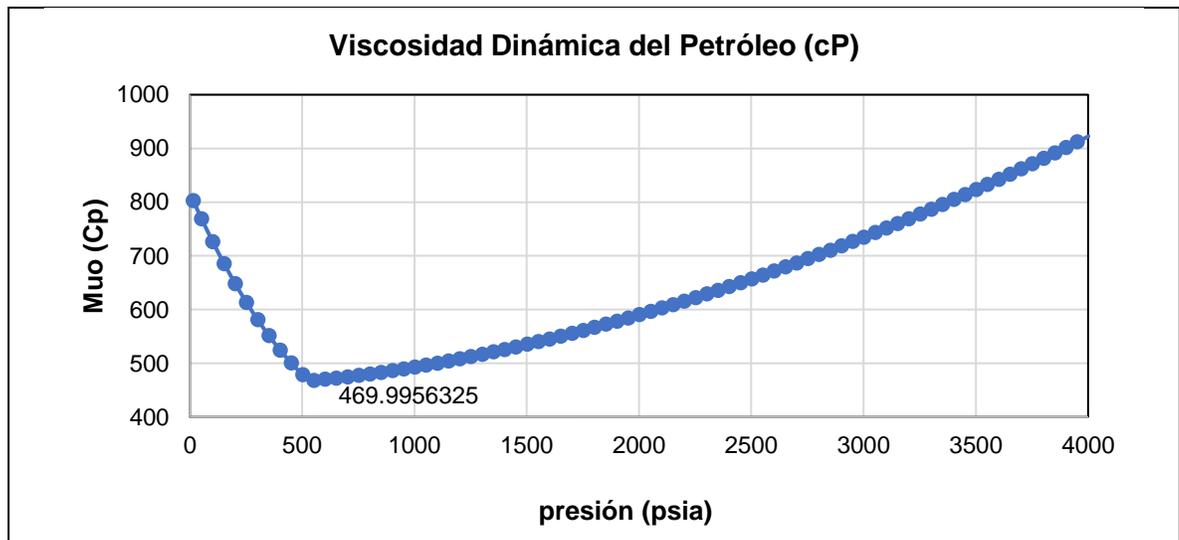
Cuadro 17. Constantes para R_s

	C₁	C₂	C₃	C₄
API ≤ 10	12.2651	0.030405	0	0.9669
10 < API ≤ 35	15.0057	0.0152	4.484E-4	1.095
35 < API ≤ 45	112.925	0.0248	-1.469E-3	1.129

Fuente: BANZER, Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T., pág. 67

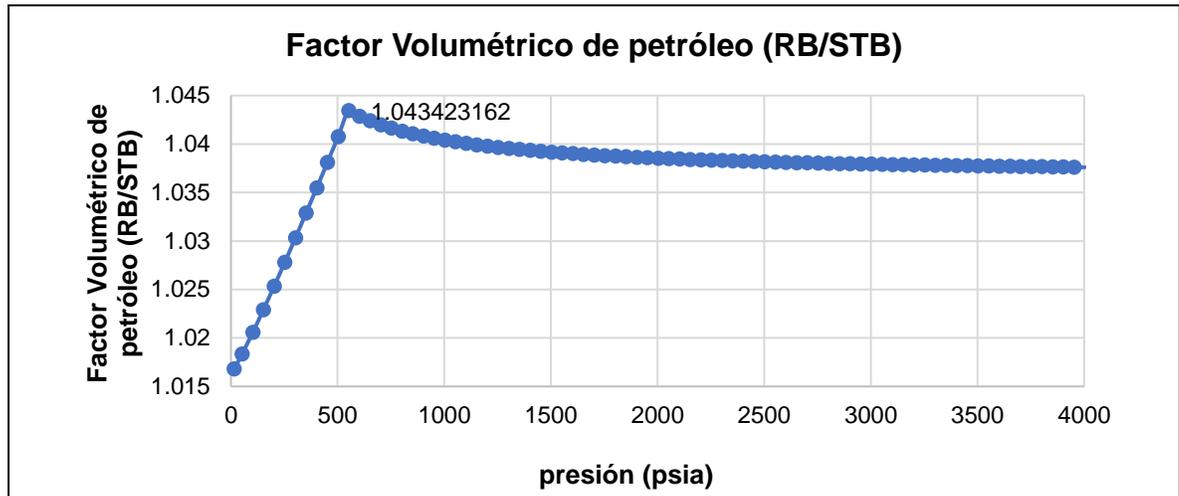
De las **gráficas 20 a 22** se presentan los resultados de los valores de las correlaciones.

Gráfica 20. Viscosidad dinámica del petróleo



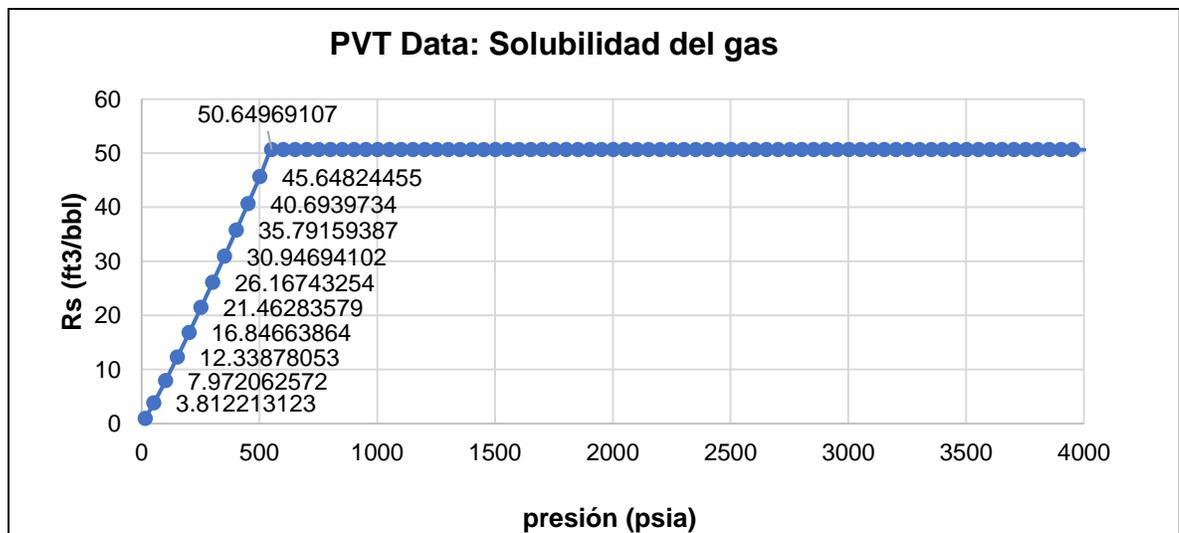
Fuente: Elaboración propia

Gráfica 21. Factor volumétrico del petróleo



Fuente: Elaboración propia

Gráfica 22. Solubilidad del gas



Fuente: Elaboración propia

En estas curvas se ve la similitud que hay a las curvas planteadas por el paper de la SPE, en las cuales destaca un crudo de alta viscosidad que presenta una relación de gas disuelto baja.

• **Propiedades del Gas.** Para las correlaciones de las propiedades del gas se tuvieron en cuenta los rangos de aplicabilidad de las ecuaciones recopiladas en libro de “Correlaciones Numéricas P.V.T.” de Carlos Bánzer. Como se puede ver en la **figura 52**, se seleccionan las correlaciones de Begg y Brill para el factor de compresibilidad y la correlación de Lee para la viscosidad del gas debido a que presentan un menor error absoluto y desviación estándar frente a los otros autores.

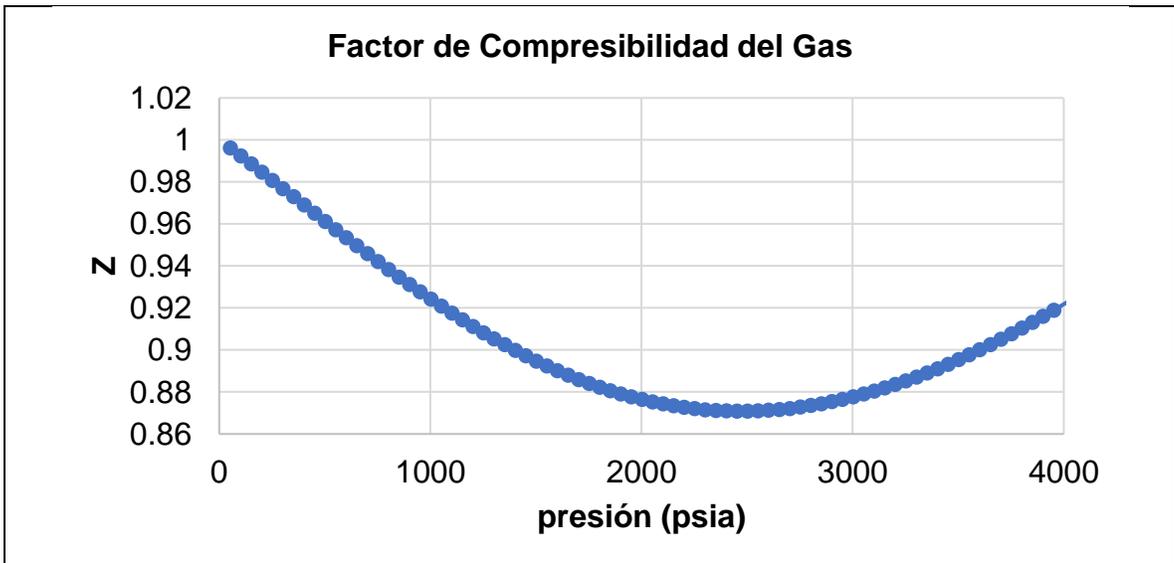
Figura 52. Correlaciones para gas con sus respectivos errores

Correlaciones estaticas para Gas													
Datos a ingresar													
T	199				°F				659		°R		
P	3420				psia								
GG	0.705												
Tsc	378.812				°R								
Psc	662.892				psia								
Tsr	1.739649219												
Psr	5.159211455												
Correlaciones de Z													
Autor	Rango de Tsr			Rango de Psr				Error Absoluto		Desviacion Estandar	Aplicabilidad	Comentarios	
Dranchuk Puvis y Robinson	1.05-3.0	1.05	3	0	0.2-30.0	0.2	30	0.54%		0.45%	Aplica		
Dranchuk y Abou-Kassem	1.0-3.0	1	3	0	0.2-30.0	0.2	30	0.31%		0.38%	Aplica	NO aplica si Tsr=1 y Psr >=1	
Beggs and Brill	1.2-2.4	1.2	2.4	0	0.0-13	0	13	0.02%		1.18%	Aplica		
Hall - Yarborough	1.2-3.0	1.2	3	0	0.1-24.0	0.1	24	0.52%			Aplica		
Standing	1.05-3.0	1.05	3	0	0.0-15	0	15	0.30%			Aplica		
Correlaciones de Viscosidad de gas													
Autor	Rango de T (°F)			Rango de presion (psia)			Rango de GG			Error Absoluto	Desviacion Est	Aplicabilidad	
Lee	100-340	100	340	0	100-8000	100	8000	0	0	0	0.38%	2.69%	Aplica
Carr	100-300	100	300	0	"No aplica"	0	0	0.55-1.55	0.6	1.55	8.99%	0.46%	Aplica

Fuente: Elaboración propia

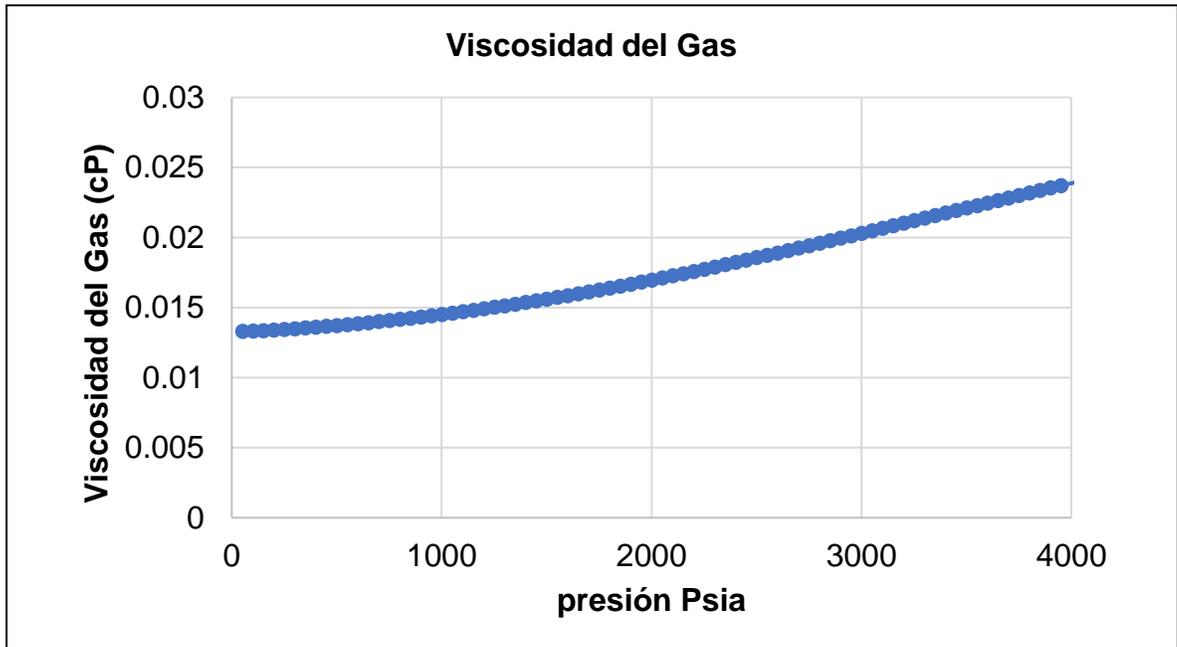
Los datos fueron generados con tablas de cálculo de Excel y los resultados se pueden ver en las **gráficas 23 y 24**.

Gráfica 23. Compresibilidad del gas



Fuente: Elaboración propia

Gráfica 24. Viscosidad del gas



Fuente: Elaboración propia

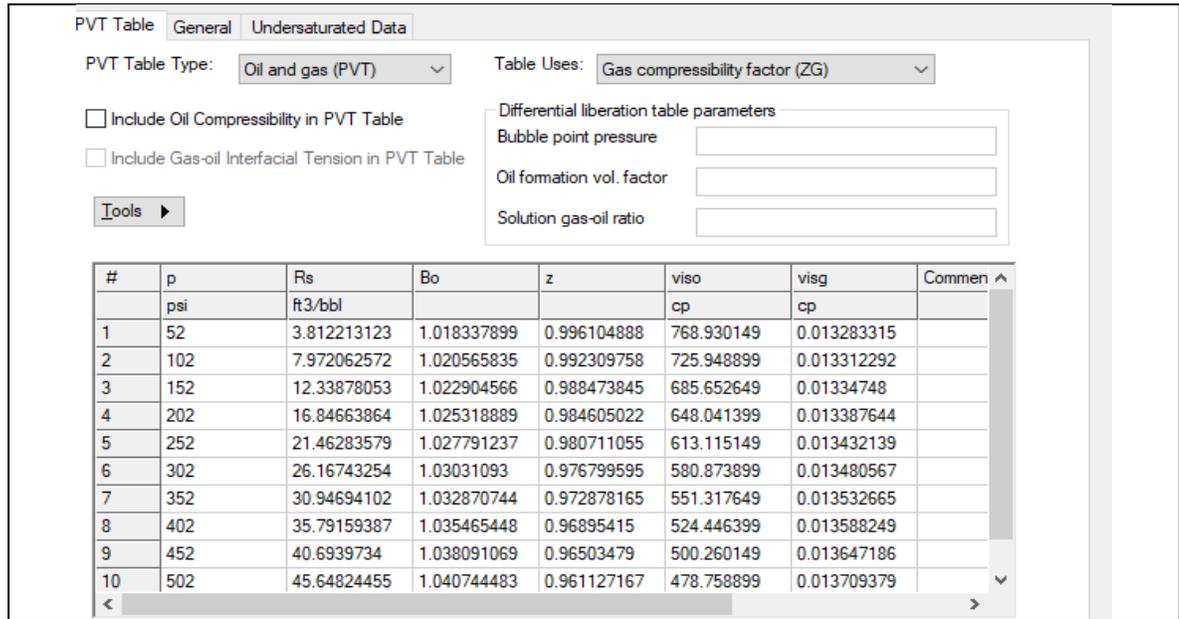
Destaca la alta viscosidad del gas por los componentes con los que cuenta. En las **figuras 53 a 55** se puede ver las tablas para el ingreso de la información de propiedades de los fluidos al simulador.

Figura 53. Propiedades de los fluidos

#	Description	Option	Default	Value
1	Reservoir temperature (TRES)			199 F
2	DENSITIES			
3	Oil density (DENSITY OIL)	Stock tank oil density		60.651 lb/ft3
4	Gas density/gravity (DENSIT...)	Gas gravity (Air=1)		0.705
5	Water phase density (DENSI...)			62.4 lb/ft3
6	Undersaturated Co (CO)			
7	Vo pressure dependence (CVO)		0 cp/psi	
8	Water properties			
9	Formation Volume Factor (BWI)			1.02823
10	Compressibility (CW)			3.06331e-006 1/psi
11	Reference pressure for FVF (...)			3420 psi
12	Viscosity (VWI)		1 cp	0.321247 cp
13	Pressure dependence of visc...		0 cp/psi	0 cp/psi

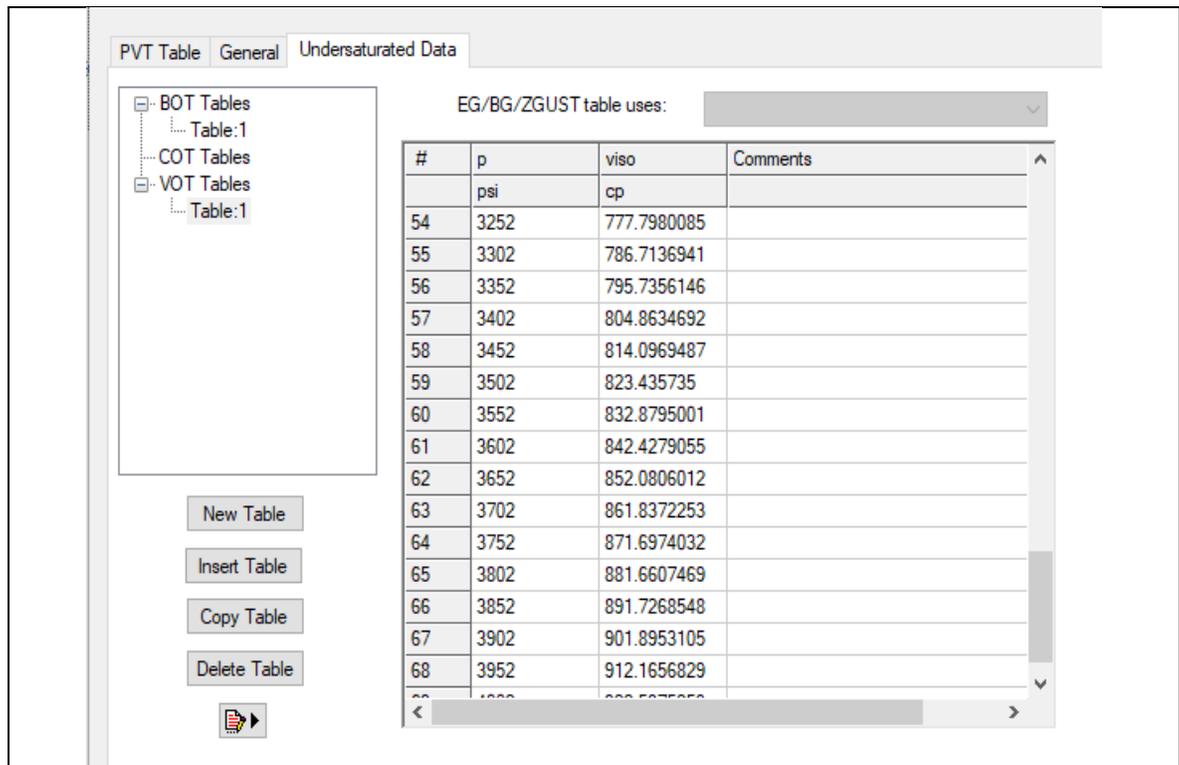
Fuente: Elaboracion Propia

Figura 54. Tabla PVT saturados



Fuente: Elaboración propia

Figura 55. Tabla PVT subsaturados



Fuente: Elaboración propia

3.5.2.6 Sección de interacción roca-fluido. En esta sección se incorpora los valores correspondientes a la permeabilidad relativa y de presión capilar.

Para obtener los valores de las permeabilidades relativas se usaron las **ecuaciones 29 y 30** para un sistema petróleo-agua y las **ecuaciones 31 y 32** para un sistema gas-petróleo, las cuales son las ecuaciones de Corey para permeabilidades relativas. Los datos de entrada de las ecuaciones fueron suministrados por ECOPETROL S.A. teniendo como referencia los valores de permeabilidad por petrofacie vistos en el capítulo 1.

Ecuación 29. Permeabilidad relativa del petróleo en sistema agua-petróleo

$$k_{ro} = (k_{ro})_{swc} \left[\frac{1 - S_w - S_{orw}}{1 - S_{wc} - S_{orw}} \right]^{no}$$

Fuente: AHMED. Tarek. Reservoir Engineering Handbook. P 304

Ecuación 30. Permeabilidad relativa del agua en sistema agua-petróleo

$$k_{rw} = (k_{rw})_{sorw} \left[\frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc} - S_{orw}} \right]^{nw}$$

Fuente: AHMED. Tarek. Reservoir Engineering Handbook. P 304

Ecuación 31. Permeabilidad relativa del petróleo en sistema gas-petróleo

$$k_{ro} = (k_{ro})_{sgc} \left[\frac{1 - S_g - S_{lc}}{1 - S_{gc} - S_{lc}} \right]^{ngo}$$

Fuente: AHMED. Tarek. Reservoir Engineering Handbook. P 305

Ecuación 32. Permeabilidad relativa del gas en sistema gas-petróleo

$$k_{rg} = (k_{rg})_{swc} \left[\frac{S_g - S_{gc}}{1 - S_{lc} - S_{gc}} \right]^{ng}$$

Fuente: AHMED. Tarek. Reservoir Engineering Handbook. P 305

Donde:

Slc: Saturación crítica total de líquido

(kro)Swc: Permeabilidad relativa de petróleo saturación de agua crítica

(kro)Sgc: Permeabilidad relativa de petróleo saturación de gas crítica

Sorw: Saturación residual de petróleo en un Sistema agua-petróleo

Sorg: Saturación residual de petróleo en un Sistema gas-petróleo

Sgc: Saturación crítica de gas

(krw)Sorw: Permeabilidad relativa del agua a saturación residual de petróleo

no, nw, ng, ngo: Exponentes de curvas de permeabilidad relativa

Se usó una hoja de cálculo de Excel para obtener los valores de permeabilidad relativa. Los valores se pueden ver en el **cuadro 18**.

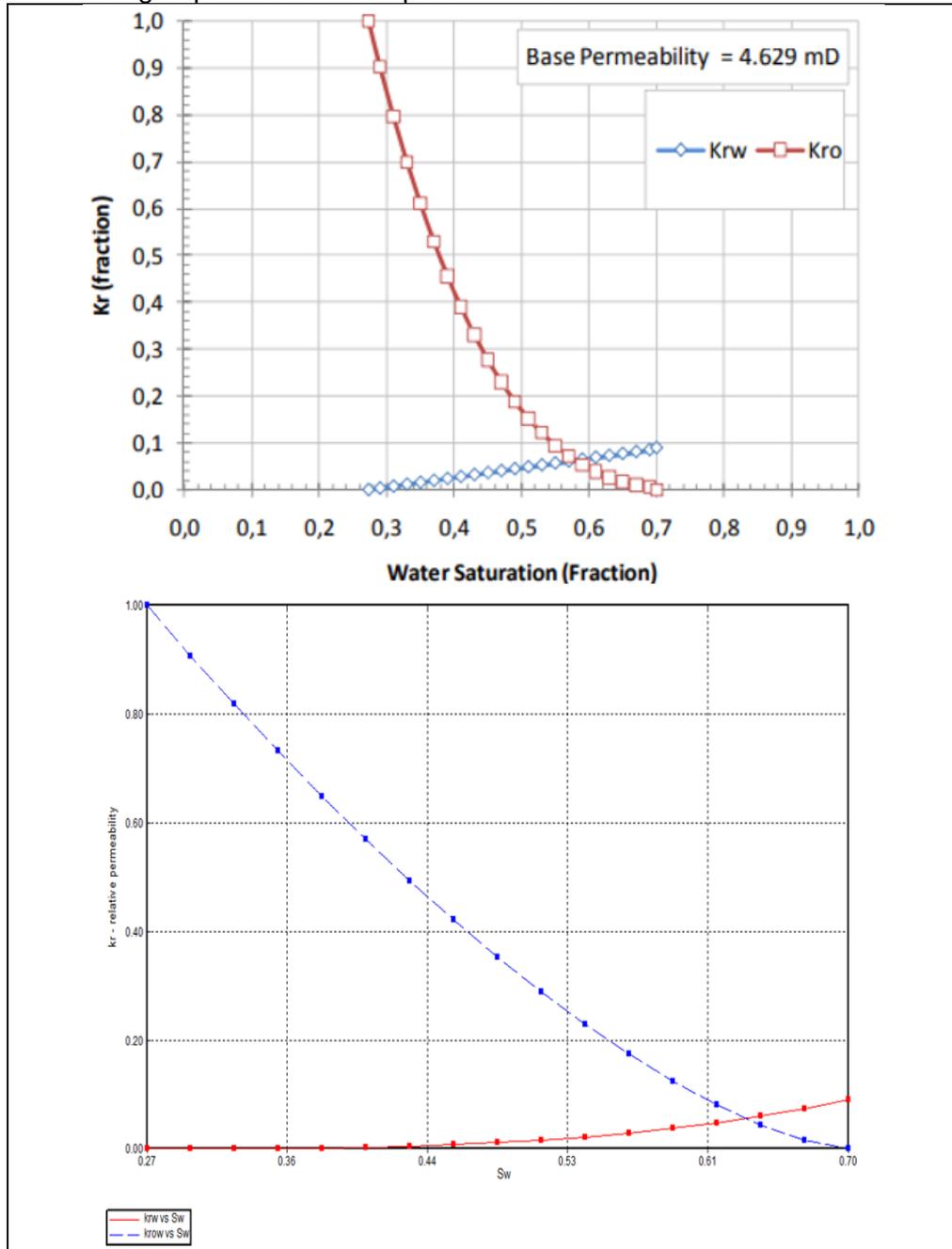
Cuadro 18. Resultados para las permeabilidades relativas

Saturación de agua (Sw)	Permeabilidad relativa del agua (Krw)	Permeabilidad relativa del petróleo (Krow)	Saturación de líquido (Sl)	Permeabilidad relativa del gas (Krg)	Permeabilidad relativa del petróleo (Krog)
0.27	0	1	0.57	0.5	0
0.296875	2.20E-05	0.90773	0.584375	0.411987	0.015625
0.32375	0.00017578	0.818488	0.59875	0.334961	0.0441942
0.350625	0.00059326	0.732378	0.613125	0.268188	0.0811899
0.3775	0.00140625	0.649519	0.6275	0.210937	0.125
0.404375	0.00274658	0.570045	0.641875	0.162476	0.174693
0.43125	0.00474609	0.494106	0.65625	0.12207	0.22964
0.458125	0.00753662	0.421875	0.670625	0.0889893	0.289379
0.485	0.01125	0.353553	0.685	0.0625	0.353553
0.511875	0.0160181	0.289379	0.699375	0.0418701	0.421875
0.53875	0.0219727	0.22964	0.71375	0.0263672	0.494106
0.565625	0.0292456	0.174693	0.728125	0.0152588	0.570045
0.5925	0.0379688	0.125	0.7425	0.0078125	0.649519
0.619375	0.0482739	0.0811899	0.756875	0.0032959	0.732378
0.64625	0.060293	0.0441942	0.77125	0.00097656	0.818488
0.673125	0.0741577	0.015625	0.785625	0.00012207	0.90773
0.7	0.09	0	0.8	0	1
1	1	0	1	0	1

Fuente: Elaboración propia

Para darle representatividad a los valores de permeabilidad relativa se comparó el gráfico generado de permeabilidad relativa en sistema agua-petróleo con la versión presentada en el artículo científico SPE-138934-MS “A New Inflow Model for Extra-Heavy Crude Oils: Case Study Chichimene Field, Colombia”. Esta comparación se puede ver en la **gráfica 25**.

Gráfica 25. Comparación de Curvas obtenidas Vs oficiales de Kr para sistema agua-petróleo del Campo Chichimene



Fuente: SPE-138934-MS “A New Inflow Model for Extra –Heavy Crude Oils: Case Study Chichimene Field, Colombia”,

Los valores de presión capilar fueron suministrados por ECOPETROL S.A. y se pueden ver en el **cuadro 19**.

Cuadro 19. Presión capilar para el modelo

Saturación de agua (Sw)	Presión capilar (psi)
0.27	4.647933
0.296875	3.903871
0.32375	3.328904
0.350625	2.874937
0.3775	2.509921
0.404375	2.211815
0.43125	1.965044
0.458125	1.758339
0.485	1.583381
0.511875	1.433916
0.53875	1.305167
0.565625	1.193432
0.5925	1.095807
0.619375	1.009984
0.64625	0.934114
0.673125	0.866697
0.7	0.806508
1	0.418621

Fuente: ECOPETROL S.A.

3.5.2.7 Sección de condiciones iniciales. El simulador fue inicializado mediante equilibrio, por lo que se tienen presentes las siguientes consideraciones.

- ✓ Se considera equilibrio Hidrostático
- ✓ Para la profundidad de WOC, se adiciono 1500ft a la profundidad de la base.

- ✓ Teniendo presente que la presión actual del yacimiento es de 3420 psia y la presión de burbuja es de 552 psia el equilibrio del sistema es únicamente de Agua y Petróleo.
- ✓ La profundidad del Datum fue calculada como la mitad del volumen poroso acumulado y se tomó como presión al Datum a la presión del yacimiento.

Debido a la presión en la que se encuentra el yacimiento, no se consideró una capa inicial de gas, igualmente la presencia del acuífero es lo suficientemente profunda como para no considerarse como un mecanismo de producción. Ver **figura 56**.

Figura 56. Cuadro de condiciones iniciales en Builder

Fuente: Elaboración propia

- ✓ **Inicialización.** Hasta este punto se han incorporado los datos necesarios para que el simulador pueda ser inicializado. Por lo que se procede a determinar los valores de volumen de petróleo, agua y gas, los cuales se pueden ver en la **figura 57**.

Figura 57. Valores de fluidos iniciales en los modelos

#	Item	Units	Value
1	Total oil in place	STB	0.14257E+10
2	Total water in place	STB	0.47989E+09
3	Total gas in place	SCF	0.72211E+11
#	Item	Units	SECTOR-0

Fuente: Elaboración propia

3.5.2.8 Sección de métodos numéricos. En esta sección se introducen los valores correspondientes a los procedimientos de métodos numéricos necesarios para la obtención de resultados de la simulación para el presente trabajo. En el **cuadro 20** se presentan los valores de métodos numéricos utilizados.

Cuadro 20. Métodos numéricos

Variables	Valores	Unidades
Tamaño de corte de tiempo máximo	365	Día
Tamaño de corte de tiempo mínimo	0.001	Día
Máximo número de Iteraciones	10	N
Máximo número de cortes por escalón de tiempo	4	N

Fuente: Elaboración propia

3.5.2.9 Sección de información de pozos y datos recurrentes. En esta sección se introdujo los valores de radio de pozo, zonas cañoneadas, daño de formación por pozo, historia de producción y fecha de parada de la simulación.

3.6 CUANTIFICACIÓN DE INCERTIDUMBRE.

Con el objetivo de respaldar los resultados de simulación presentes en el siguiente capítulo, se siguió la metodología planteada por Mantilla e Idrobo en el paper “Metodología para la cuantificación de la incertidumbre asociada en la predicción del comportamiento de producción de un yacimiento altamente heterogéneo sometido a inyección de agua”, la cual establece que para yacimientos estratificados se deben plantear diferentes modelos de los cuales se debe escoger un único modelo correspondiente al percentil 50 de una variable de jerarquización.

Tomando en cuenta ya la metodología de Mantilla e Idrobo¹⁰⁸, se construyeron cuatro modelos más tomando como base el generado en las secciones anteriores. Los modelos generados corresponden a variaciones de distribución normal del valor medio de poblamiento de las facies y datos asociados a los canales. En el **cuadro 21** se presentan los valores que se cambiaron para la construcción de los modelos.

Cuadro 21. Valores de facies, porosidad y permeabilidad por modelo

Modelo 1 (Modelo inicial)					
Porosidad	Permeabilidad	Zona	Orientación (°)	Ancho de canal (m)	Espesor de canal (m)
Shale	Shale	T70	-46	530	25.43
0.01	1mD	T60	-40	3400	51.37
Leeve Sand	Leeve Sand	T50	-19.8	1680	10.2
0.13	100mD	T40	-45	2500	64.32
Arena	Arena	T30	-25	1200	33.5
0.2	700mD	T20	-40	1280	26.43
		T10	-40	1200	22.95
Modelo 2					
Porosidad	Permeabilidad	Zona	Orientación (°)	Ancho de canal (m)	Espesor de canal (m)
Shale	Shale	T70	-42	520	24.3
0.02	0.1mD	T60	-41	3375	53.7
Leeve Sand	Leeve Sand	T50	-18	1670	12
0.14	75mD	T40	-42	2510	66
Arena	Arena	T30	-22	1215	35
0.21	800mD	T20	-38	1285	25
		T10	-37	1210	23
Modelo 3					
Porosidad	Permeabilidad	Zona	Orientación (°)	Ancho de canal (m)	Espesor de canal (m)
Shale	Shale	T70	-47	535	25
0.005	1mD	T60	-42	3452	52
Leeve Sand	Leeve Sand	T50	-21	1685	10
0.13	200mD	T40	-47	2505	64
Arena	Arena	T30	-26	1210	33
0.22	1000mD	T20	-42	1275	26
		T10	-42	1215	24

Fuente: Elaboración propia

¹⁰⁸ MANTILLA. Jorge, IDROBO. Eduardo. Metodología para la cuantificación de la incertidumbre asociada en la predicción del comportamiento de producción de un yacimiento altamente heterogéneo sometido a inyección de agua. ct&f - Ciencia, Tecnología y Futuro - Vol. 2 Núm. 4 Dic. 2003. P. 104

Cuadro 21. Continuación

Modelo 4					
Porosidad	Permeabilidad	Zona	Orientación (°)	Ancho de canal (m)	Espesor de canal (m)
Shale	Shale	T70	-48	533	26.73
0.01	2mD	T60	-43	3412	53.87
Leeve Sand	Leeve Sand	T50	-21	1695	12.3
0.15	700mD	T40	-47	2535	65.62
Arena	Arena	T30	-28	1210	34.9
0.4	1100mD	T20	-42	1278	25.9
		T10	-43	1203	24.5
Modelo 5					
Valor medio de Porosidad	Valor medio de Permeabilidad	Zona	Orientación (°)	Ancho de canal (m)	Espesor de canal (m)
Shale	Shale	T70	-49	536	25.43
0.03	1mD	T60	-43	3396	51.37
Leeve Sand	Leeve Sand	T50	-22	1669	10.2
0.134	600mD	T40	-46	2495	64.32
Arena	Arena	T30	-24	1213	33.5
0.22	1200mD	T20	-45	1285	26.43
		T10	-36	1210	22.95

Fuente: Elaboración propia

Los modelos construidos anteriormente fueron evaluados mediante un mismo escenario de explotación, el cual se encuentra descrito en el **cuadro 22**. Para la jerarquización de los modelos se utilizó como variable el factor de recobro el cual es una modificación del parámetro de jerarquización propuesto por Idrobo en el paper "Swept volumen calculations and ranking of geostatistical reservoir model using streamline simulation" SPE-62557.

Cuadro 22. Descripción de escenario de comparación

Patrón de inyección	5 puntos
Distancia de pozos productores	500m
Skin de pozos productores	3
Skin de pozo inyector	7
Presión máxima de inyección (psia)	3900
Presión mínima de producción (psia)	342
Caudal de producción por pozo (bbl/día)	1000
Caudal de inyección (bbl/día)	4000

Fuente: Elaboración propia

A continuación, se presentan los resultados de la comparación de los modelos. En el **cuadro 23** se observa los valores de factor de recobro por simulación, mostrando una varianza en el factor de recobro de 0.0005241, con un promedio de 0.93146 para un tiempo de 3650 días.

Cuadro 23. Valores de factor de recobro por modelo

Simulación	Factor de recobro	Valores Estadísticos	
Modelo_1	0.9303	Varianza	0.0005241
Modelo_2	0.8988	Media Aritmética	0.93146
Modelo_3	0.9588		
Modelo_4	0.9233		
Modelo_5	0.9461		

Fuente: Elaboración propia

En función de estos resultados se seleccionó el modelo_1 debido a que es el valor más cercano al valor de la media aritmética.

3.7 COTEJO HISTÓRICO

En esta sección se procedió a realizar el cotejo histórico al modelo 1 seleccionado en la sección anterior. Se empleó la producción de los pozos A, B y C de la información suministrada en la sección de pozos y datos recurrentes. La fecha límite fue establecida para el 01/04/2019, manteniendo la producción de la última fecha. Se debe mencionar que el realizar el history match únicamente corresponde a una validación de la representatividad del modelo construido puesto que para la aplicación de inyección de agua por pulsos no se consideró la producción de estos pozos.

En la **figura 58** se observa un estado mecánico del Pozo_A identificando un radio de pozo de 0.35ft y un daño promedio de 5 calculado de la **ecuación 33** usando un ajuste a los datos del paper SPE-10649 "The effect of Perforating Conditions on Well Performance".

Ecuación 33. Skin promedio

$$\begin{aligned}
 S &= S_p + S_d \\
 S_p &= 0.45 \\
 S_d &= \left(\frac{k_R}{k_d} - 1 \right) \ln \left(\frac{r_d}{r_w} \right)
 \end{aligned}$$

Fuente: MC LEOD. Harry. The Effect of Perforating Conditions on Well Performance SPE-10649

Donde

S: Daño

S_p : Perforación geométrica

S_d : Daño por perforación

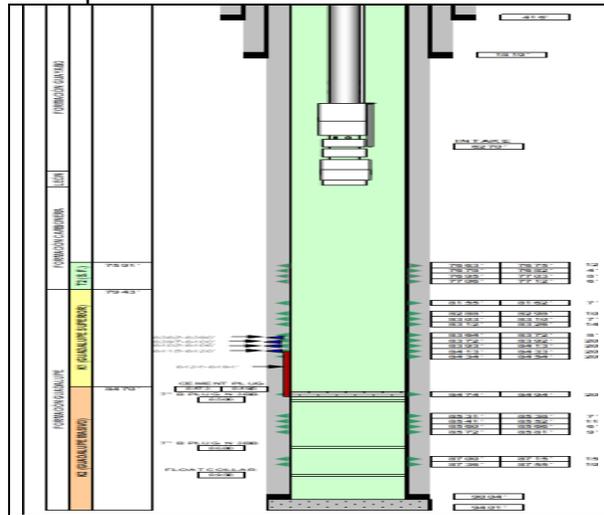
k_R : Permeabilidad de formación

k_d : Permeabilidad de zona dañada

r_w : Radio de pozo

r_d : Radio de daño

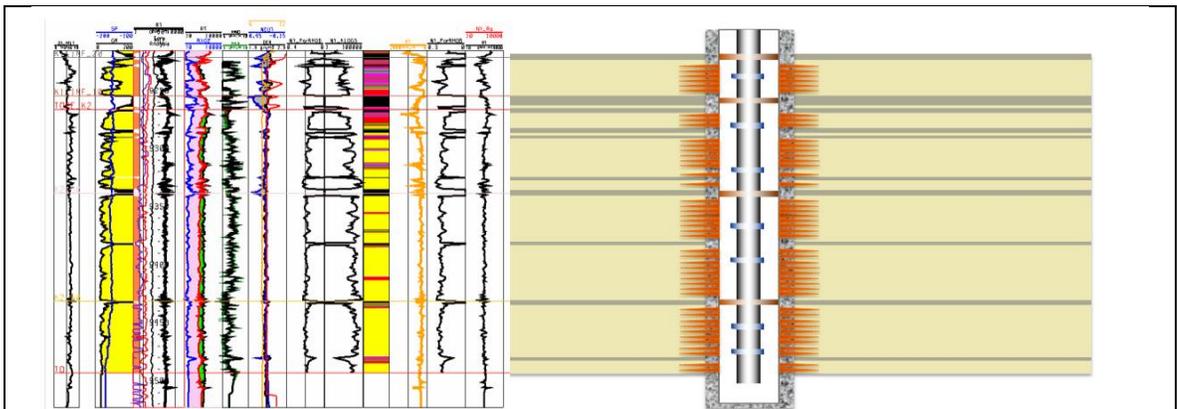
Figura 58. Estado mecánico de pozo del Campo Chichimene



Fuente: ECOPETROL. S.A.

Referente a las zonas cañoneadas, en la **figura 59** se muestra una ejemplificación de los cañoneos en las zonas con valores de permeabilidad superiores a 100mD.

Figura 59. Ejemplificación de cañoneo



Fuente. SOLORZANO, Pedro. Selectivizing A Singled Bed Reservoir, A seccessfully Application To increase The Vertical Displacement Efficiency In A Heavy Oil Water flooding Project. SPE-191170

En los cuadros 24, 25 y 26 se muestra la información correspondiente a la historia de producción de petróleo que ha tenido los Pozos: A, B y C respectivamente.

Cuadro 24. Historia de producción pozo A

Pozo_A							
Fecha	Tasa (BPPD)						
4/1/2009	751.3	1/1/2012	452.6	5/1/2014	642.5	9/1/2016	489.6
5/1/2009	765.3	2/1/2012	459.3	6/1/2014	647.6	10/1/2016	497.5
6/1/2009	691.4	3/1/2012	475.9	7/1/2014	658.7	11/1/2016	511.5
7/1/2009	773.2	4/1/2012	375.1	8/1/2014	752.3	12/1/2016	298.2
8/1/2009	873.4	5/1/2012	379.5	9/1/2014	705.5	1/1/2017	484
9/1/2009	872.6	6/1/2012	361.4	10/1/2014	654.3	2/1/2017	708.9
10/1/2009	890.4	7/1/2012	392.8	11/1/2014	622.6	3/1/2017	683
11/1/2009	824.1	8/1/2012	278.3	12/1/2014	693.9	4/1/2017	832.3
5/1/2010	827.8	9/1/2012	385.2	1/1/2015	775.8	5/1/2017	588
6/1/2010	909.4	10/1/2012	371.1	2/1/2015	780.3	6/1/2017	579.6
7/1/2010	905.6	11/1/2012	360.8	3/1/2015	774.7	7/1/2017	458.1
8/1/2010	875.9	12/1/2012	351.7	4/1/2015	717.5	8/1/2017	587.7
9/1/2010	868.9	1/1/2013	372.6	5/1/2015	715.9	9/1/2017	530.1
10/1/2010	812.2	2/1/2013	360	6/1/2015	811.4	10/1/2017	59.1
11/1/2010	858	3/1/2013	383.5	7/1/2015	823.7	11/1/2017	184
12/1/2010	558	4/1/2013	345.6	8/1/2015	553.3	12/1/2017	377.4
1/1/2011	703.8	5/1/2013	181	9/1/2015	791.1	1/1/2018	415.9
2/1/2011	683.3	6/1/2013	275.9	10/1/2015	538.5	2/1/2018	207.5
3/1/2011	386.2	7/1/2013	405	11/1/2015	605.7	3/1/2018	547.9
4/1/2011	444.1	8/1/2013	406.5	12/1/2015	535	4/1/2018	572.8
5/1/2011	527.9	9/1/2013	627.1	1/1/2016	546.1	5/1/2018	557.9

Fuente: ECOPETROL. S.A.

Cuadro 24. Continuación

Fecha	Tasa (BPPD)	Fecha	Tasa (BPPD)	Fecha	Tasa (BPPD)	Fecha	Tasa (BPPD)
6/1/2011	333.4	10/1/2013	691.7	2/1/2016	488.2	6/1/2018	564.2
7/1/2011	630.6	11/1/2013	662.7	3/1/2016	415.3	7/1/2018	541.3
8/1/2011	580.7	12/1/2013	605.8	4/1/2016	395.3	8/1/2018	533
9/1/2011	511.8	1/1/2014	672.5	5/1/2016	529.1	9/1/2018	346.1
10/1/2011	515	2/1/2014	686.1	6/1/2016	439.1	10/1/2018	523.8
11/1/2011	485.4	3/1/2014	697	7/1/2016	469.9		

Fuente: ECOPETROL. S.A.

Cuadro 25. Historia de producción pozo B

Pozo_B					
Fecha	Tasa (BPPD)	Fecha	Tasa (BPPD)	Fecha	Tasa (BPPD)
11/1/2010	252.2	6/1/2012	260.8	5/1/2014	222.2
12/1/2010	365.3	11/1/2012	70.2	6/1/2014	143.6
1/1/2011	293.7	12/1/2012	453.4	7/1/2014	164.8
2/1/2011	25.9	1/1/2013	286.6	8/1/2014	51
3/1/2011	447.3	2/1/2013	282.1	10/1/2014	174.8
4/1/2011	550.4	3/1/2013	258.5	11/1/2014	335.7
5/1/2011	444.4	4/1/2013	229.7	12/1/2014	185.7
6/1/2011	300.9	5/1/2013	235.9	1/1/2015	346.9
7/1/2011	627.5	6/1/2013	153.2	2/1/2015	326.7
8/1/2011	634.8	7/1/2013	167.8	3/1/2015	300.6
9/1/2011	505.2	8/1/2013	180.6	4/1/2015	313.5
10/1/2011	453.2	9/1/2013	150.2	5/1/2015	302.9
11/1/2011	456.4	10/1/2013	158.7	6/1/2015	235.8
12/1/2011	107.8	11/1/2013	152	7/1/2015	144.9

Fuente: ECOPETROL. S.A.

Cuadro 25. Continuación

Fecha	Tasa (BPPD)	Fecha	Tasa (BPPD)	Fecha	Tasa (BPPD)
1/1/2012	484.8	12/1/2013	164.9	8/1/2015	119.1
2/1/2012	468.9	1/1/2014	64.3	9/1/2015	121.1
3/1/2012	523.4	2/1/2014	4.2	10/1/2015	54.1
4/1/2012	525.5	3/1/2014	4.2	12/1/2015	26.7
5/1/2012	518.1	4/1/2014	4.2		

Fuente: ECOPETROL. S.A.

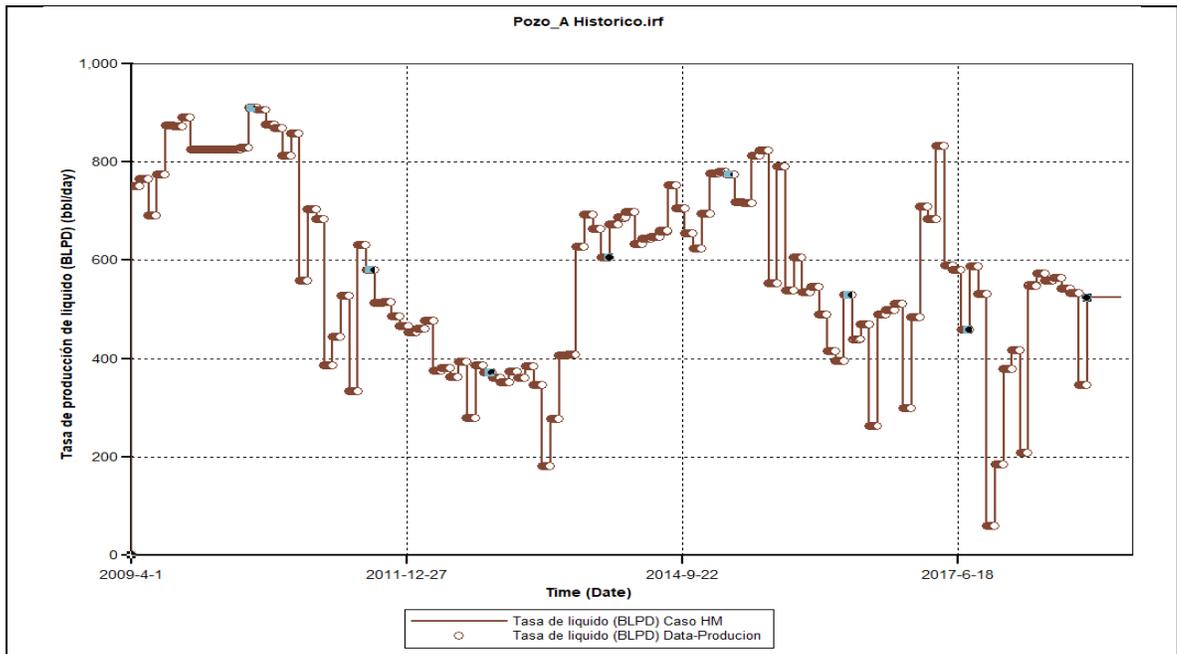
Cuadro 26. Historia de producción pozo C

Pozo_C					
Fecha	Tasa (BPPD)	Fecha	Tasa (BPPD)	Fecha	Tasa (BPPD)
7/1/2013	143.7	5/1/2016	733.4	1/1/2018	1949.5
8/1/2013	364.6	6/1/2016	718.4	2/1/2018	1309
9/1/2013	82.2	7/1/2016	809.7	3/1/2018	1037.6
10/1/2013	1.1	8/1/2016	834.1	4/1/2018	1505.2
6/1/2014	20.5	9/1/2016	874.7	5/1/2018	1312
11/1/2014	30.4	10/1/2016	889.8	6/1/2018	1317.8
12/1/2014	219	11/1/2016	872.7	7/1/2018	1230.7
1/1/2015	448.4	12/1/2016	1053.9	8/1/2018	1322
2/1/2015	461.7	1/1/2017	1658.4	9/1/2018	1226.9
3/1/2015	450.7	2/1/2017	1652.5	10/1/2018	1073.3
4/1/2015	460.5	3/1/2017	1473.8		
5/1/2015	242.8	4/1/2017	1670.1		
6/1/2015	314.9	5/1/2017	1642		
7/1/2015	373.9	6/1/2017	1654.5		
8/1/2015	47.6	7/1/2017	1486.8		
12/1/2015	78.9	8/1/2017	1695.8		
1/1/2016	989.7	9/1/2017	1623.9		

Fuente: ECOPETROL.S.A.

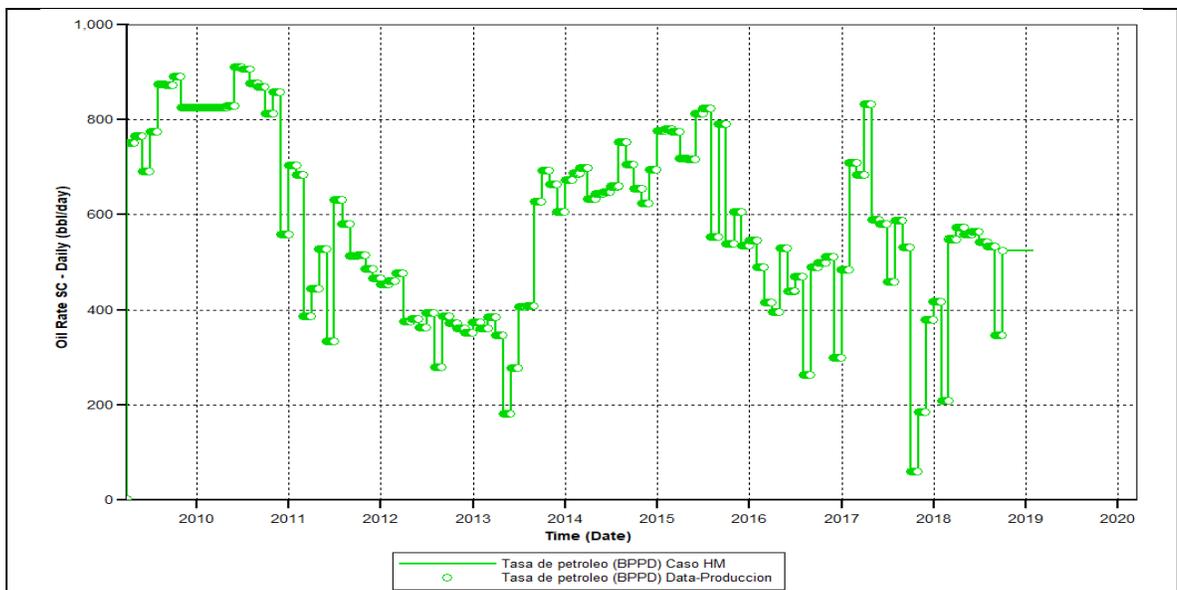
Se empleó el programa Builder para generar los archivos históricos de presión y producción (.FHF). Una vez cargados en el programa Results, se procedió a comparar el desajuste de los resultados de la simulación con la información anteriormente mencionada, como se puede ver en las **gráficas 26 a 31**.

Gráfica 26. Producción de líquido Pozo A



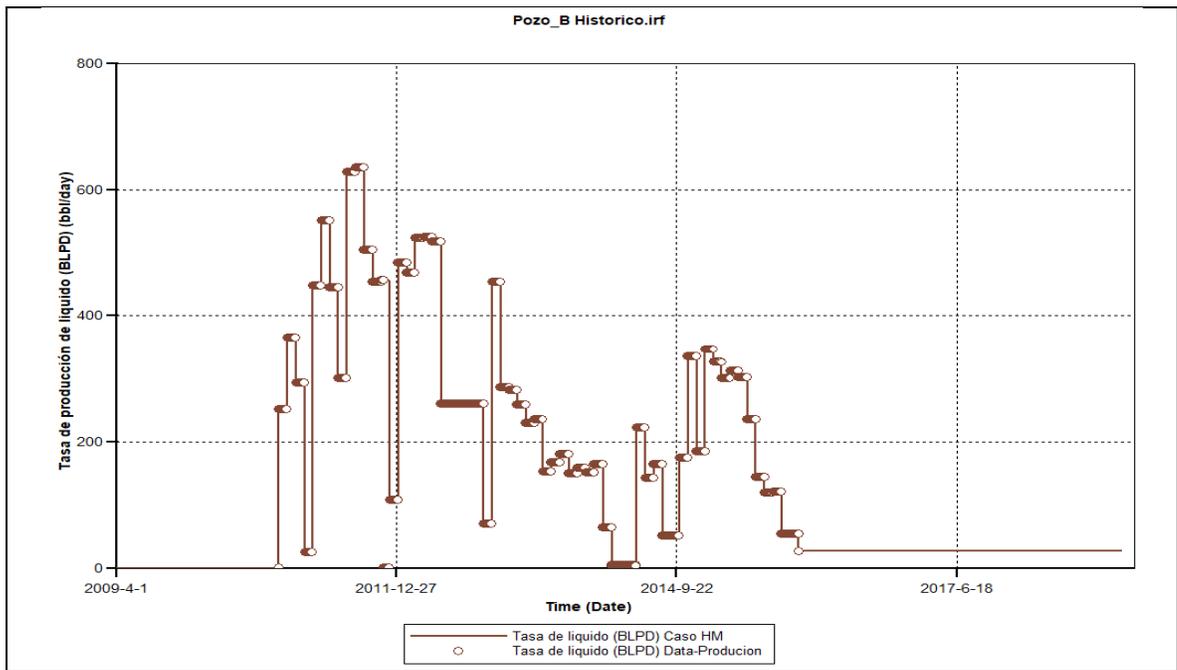
Fuente: Elaboración propia

Gráfica 27. Producción de petróleo Pozo A



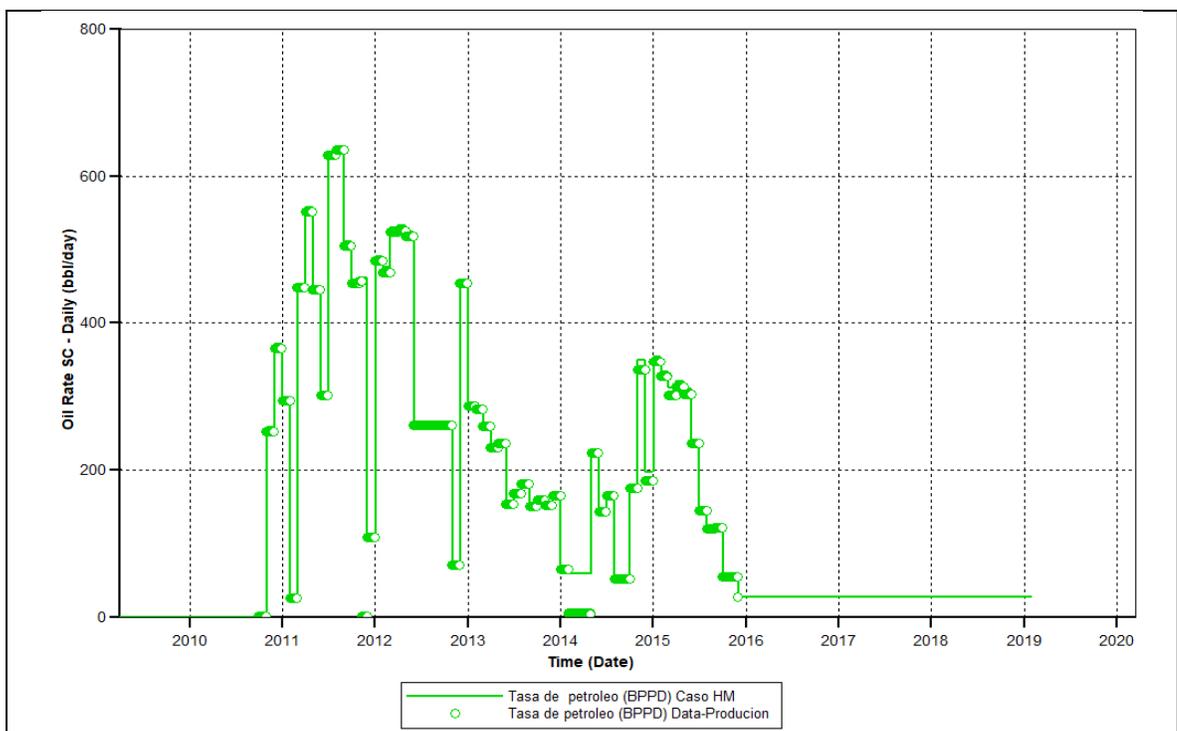
Fuente: Elaboración propia

Gráfica 28. Producción de líquido Pozo B



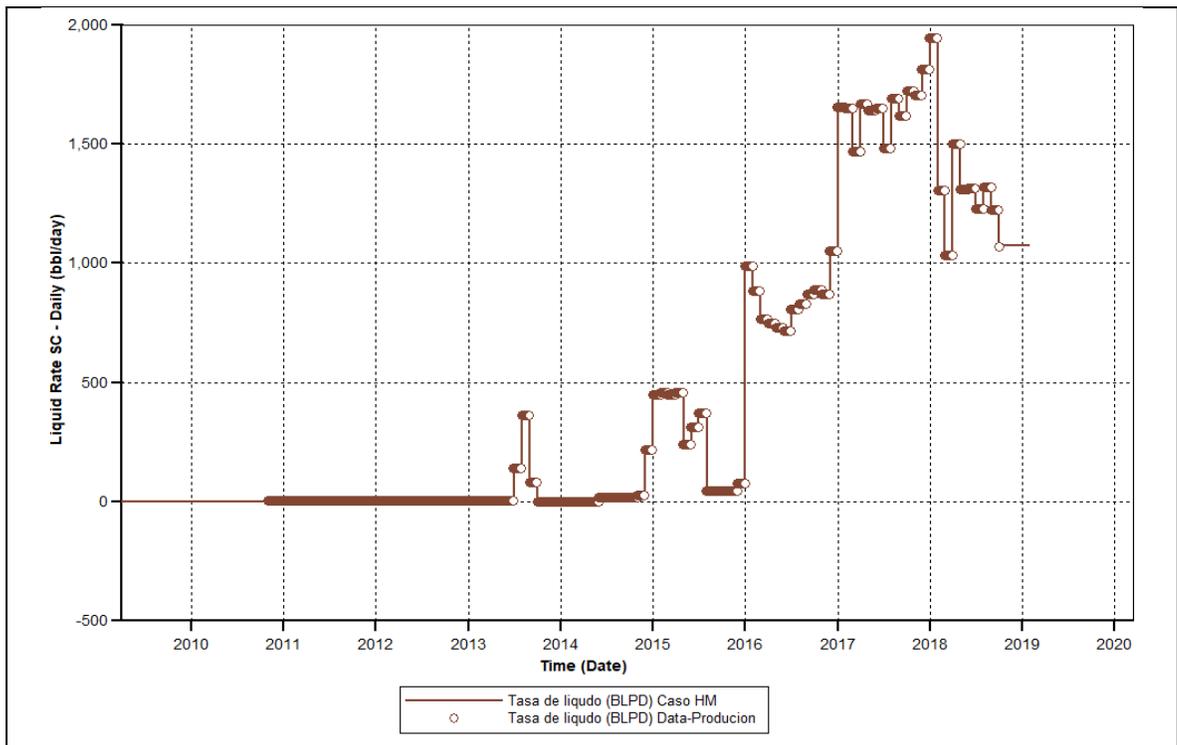
Fuente: Elaboración propia

Gráfica 29. Producción de petróleo Pozo B



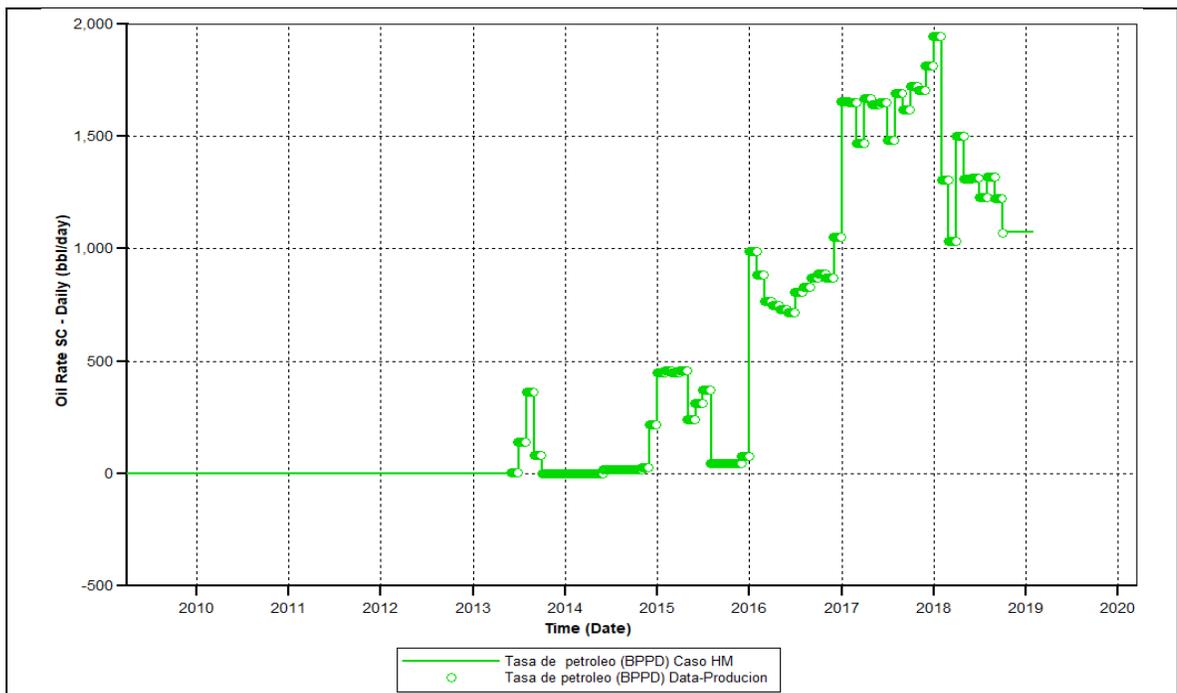
Fuente: Elaboración propia

Gráfica 30. Producción de líquido Pozo C



Fuente: Elaboración propia

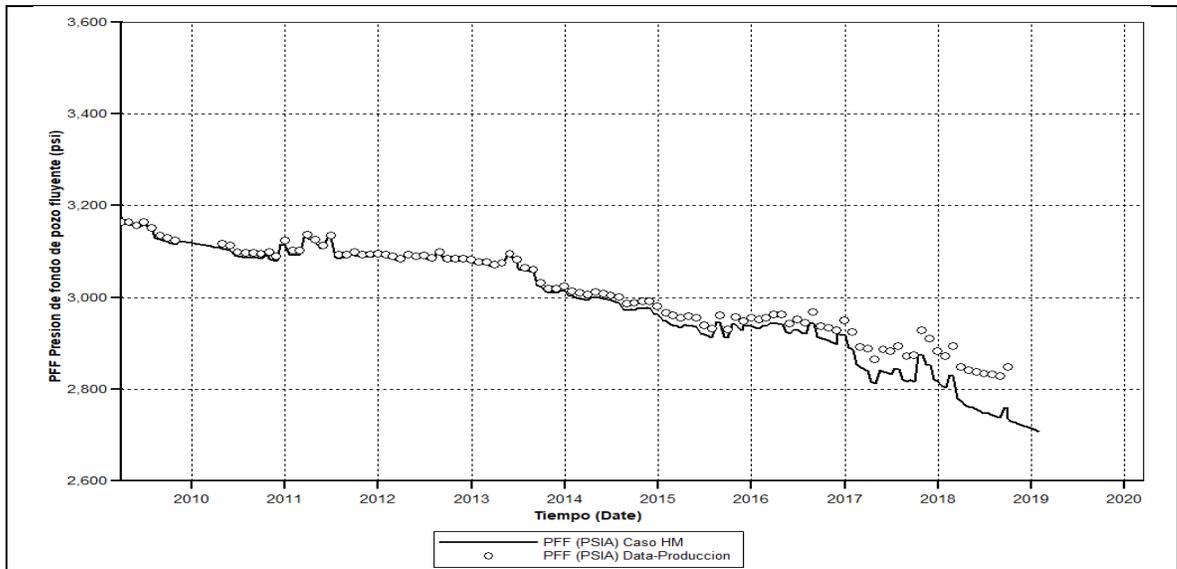
Gráfica 31. Producción de petróleo Pozo C



Fuente: Elaboración propia

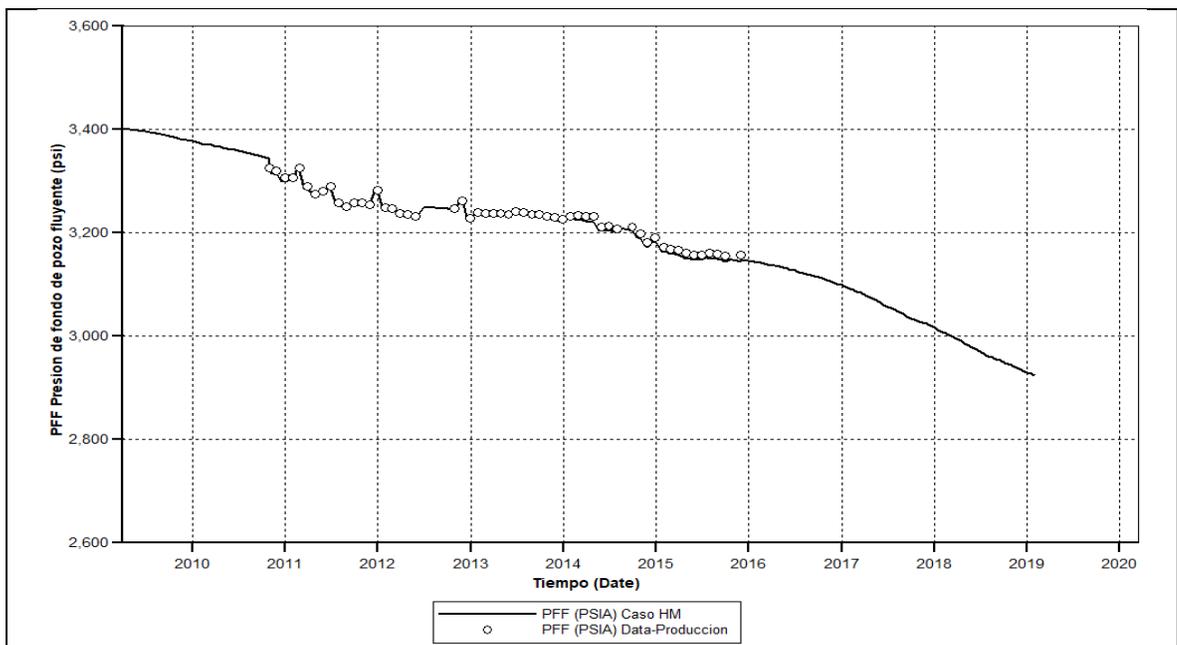
Para el caso de la producción de petróleo y líquido al existir coincidencia entre los valores simulados y los datos de producción no fue necesario alterar el modelo. No obstante, para la presión de fondo fluyente existe una diferencia entre los valores obtenidos por la simulación y los datos históricos, como se puede ver en las **gráficas 32 a 34**.

Gráfica 32. Presión de fondo fluyente Pozo A sin ajustar



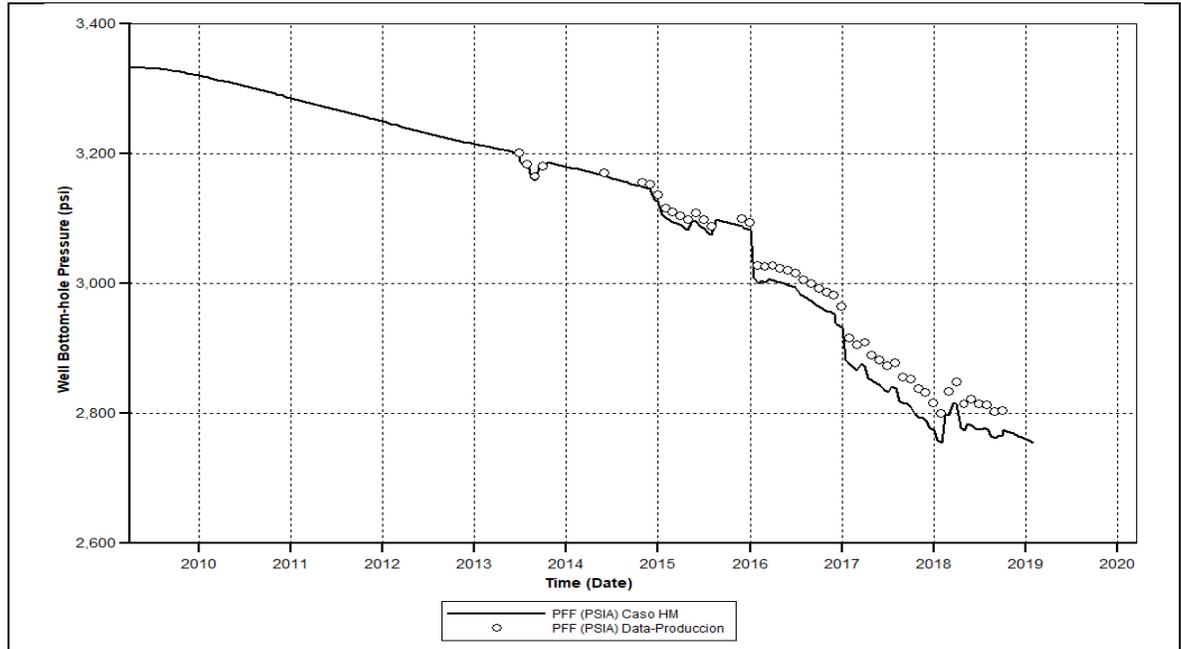
Fuente: Elaboración propia

Gráfica 33. Presión de fondo fluyente Pozo B sin ajustar



Fuente: Elaboración propia

Gráfica 34. Presión de fondo fluyente Pozo C sin ajustar



Fuente: Elaboración propia

Con el objetivo de encajar los datos históricos con los resultados de simulación, se examinó que valores dentro del modelo alteran la respuesta de la presión de fondo mediante la **ecuación 34**, la cual es la ecuación de flujo de Darcy para estado pseudoestable.

Como se puede ver en la **ecuación 34**, la presión de fondo fluyente está en función de: el caudal de petróleo, las permeabilidades, el espesor de yacimiento, los caudales de petróleo, Net to Gross, la presión de yacimiento, el daño, el radio de pozo y el factor volumétrico.

Ecuación 34. Ecuación de flujo de Darcy para Estado pseudoestable

$$Q_o = \frac{0.00708 * k * h * NTG * (\overline{P}_{yac} + P_{wf})}{\mu_o * B_o * \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + s \right]}$$

Fuente. AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. EISEVIER. 2010 P.436

Donde:

k: Permeabilidad

h: Espesor de la formación

NTG: Net to Gross

P_{yac} : Presión de yacimiento

P_{wf} : Presión de fondo fluyente

μ_o : Viscosidad del petróleo

B_o : Factor volumétrico de petróleo

r_e : Radio de yacimiento

r_w : Radio de pozo

s: Daño

Posteriormente, se estableció un rango de incertidumbre en función del origen de los valores de estas variables como se puede ver en el **cuadro 27**.

Cuadro 27. Nivel de incertidumbre de las variables involucradas a la presión de fondo

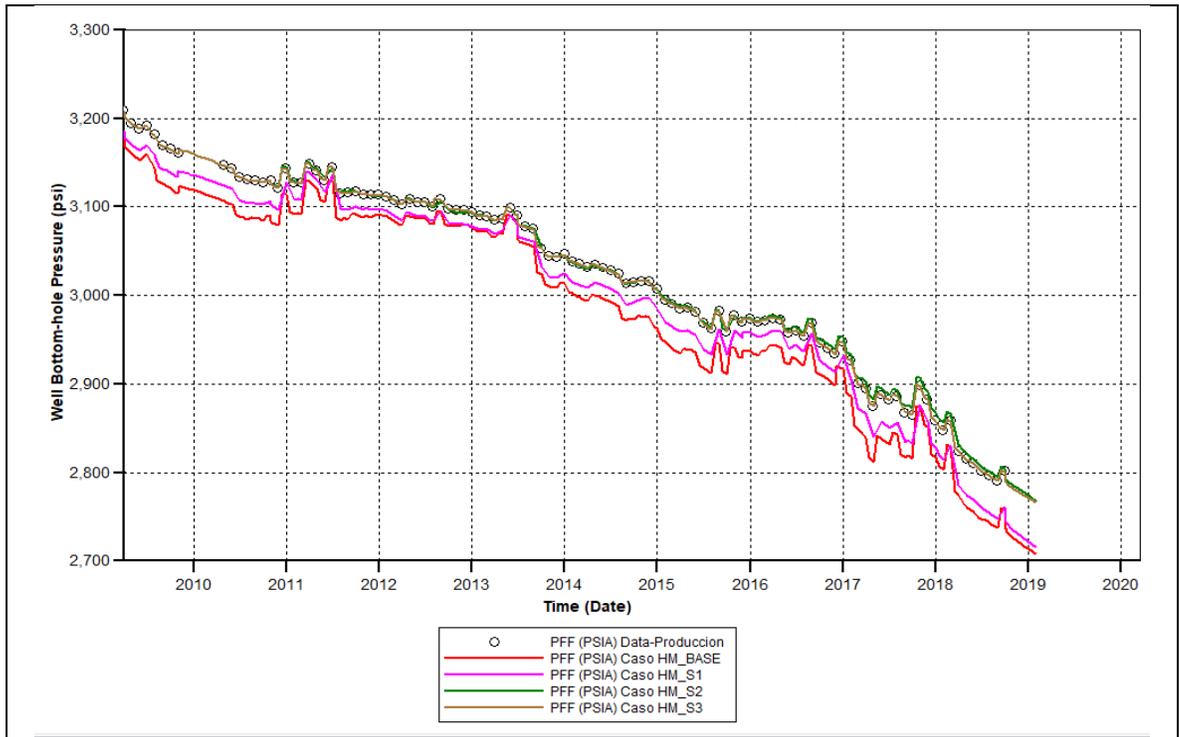
Variable a analizar	Origen	BHP
Variables independientes		Nivel de Incertidumbre
Pyac (Presión de yacimiento) h (espesor de yacimiento) NTG (relación de arena neta) Qo (Caudal de petróleo)	Información suministrada por ECOPETROL	Bajo
Datos de PVT Kv	Información encontrada en artículos o calculada por correlaciones	Medio
S (Daño de formación)	Información asumida según estadística general	Alto

Fuente: Elaboración Propia

Se estableció que el daño (S) es la variable con mayor cantidad de incertidumbre por lo que se decide cambiar el dato. Para determinar el valor real del daño se procedió a cambiar los valores con un salto de -1, debido a que los valores reales de presión son mayores a los valores simulados indicando que el daño se reduce¹⁰⁹. Los resultados del ajuste se pueden ver en las **gráficas 35 a 37**.

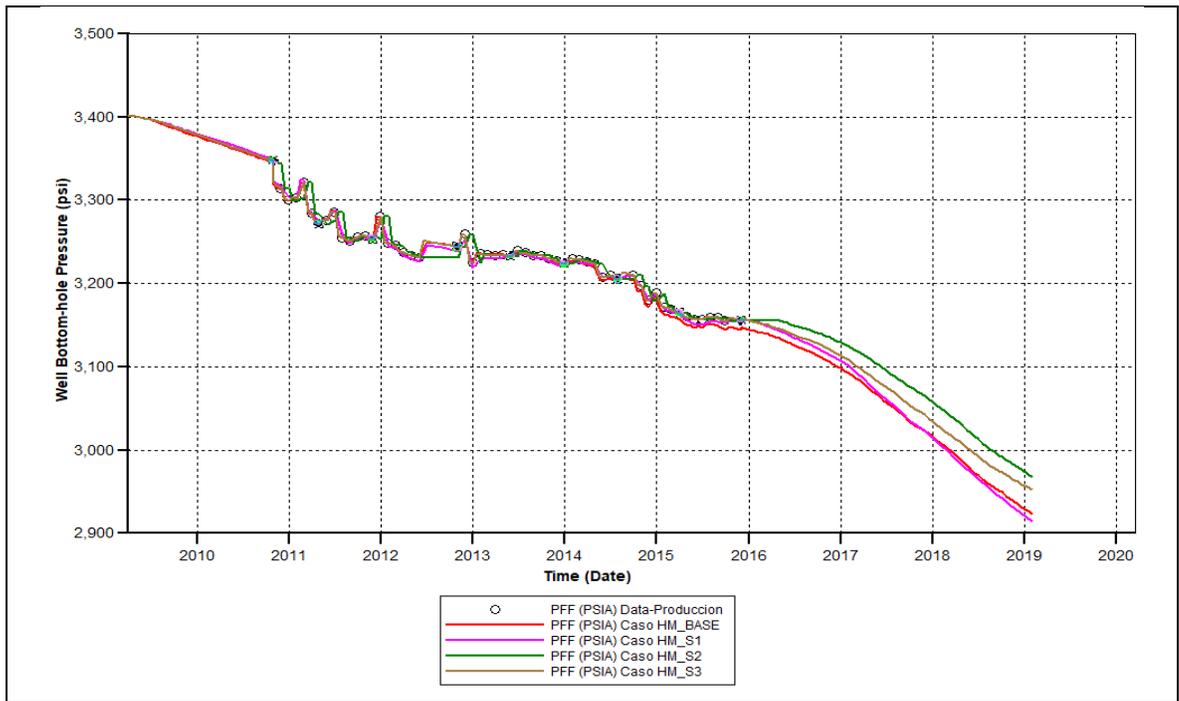
¹⁰⁹ AHMED. Op cit. P 432

Gráfica 35. Sensibilización de valor de daño para el Pozo A



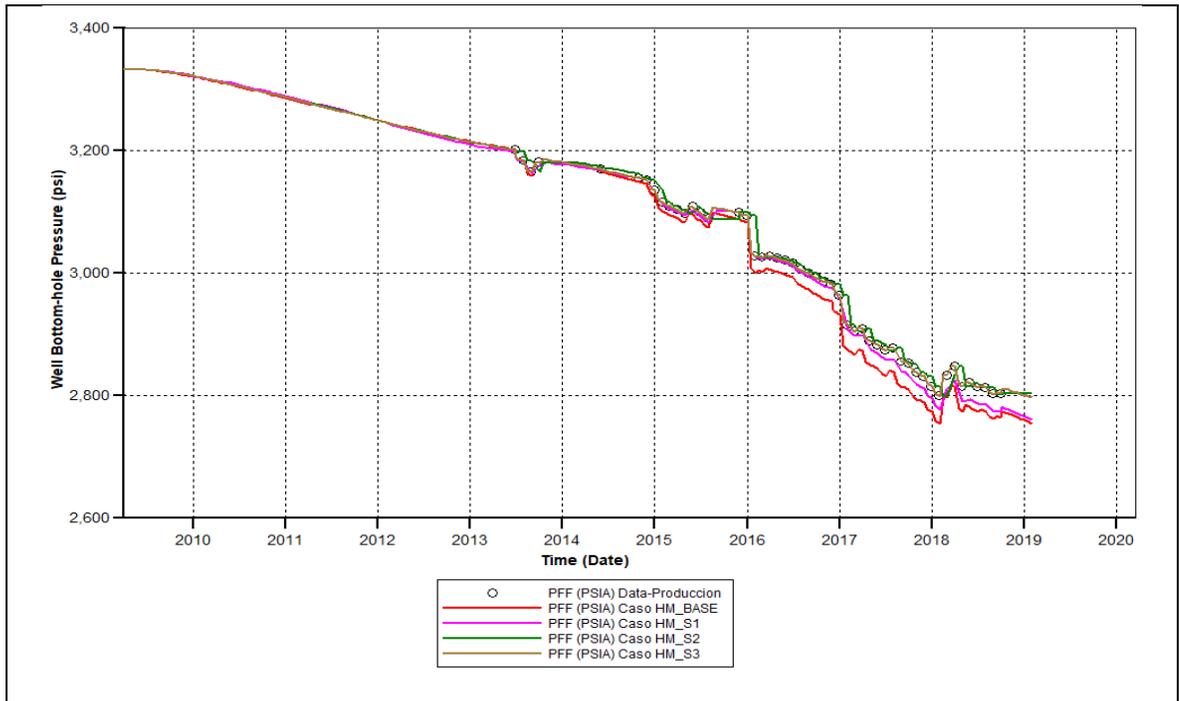
Fuente: Elaboración propia

Gráfica 36. Sensibilización de valor de daño para el Pozo B



Fuente: Elaboración propia

Gráfica 37. Sensibilización de valor de daño para el Pozo C



Fuente: Elaboración propia

Ajustando a estos nuevos valores de skin se obtiene que el caso PFF(PSIA) Caso HM_S3 es el que más se ajusta a la información histórica (correspondiente a skin= 3), por lo que este será el archivo base empleado en los casos de simulación planteados para estudiar la técnica de inyección por pulsos en el siguiente capítulo.

4. ESCENARIOS DE INYECCIÓN DE AGUA POR PULSOS

En este capítulo se describe como del tamaño de los periodos de inyección, cierre y esquemas de inyección y cierre en cómo estos afectan la producción de petróleo. En función de los resultados obtenidos en la sensibilización, se procedió a plantear una serie de escenarios propuestos para determinar la efectividad de la inyección de agua por pulsos. Igualmente, se hace un respectivo análisis de sensibilidad para observar ventajas y desventajas de los esquemas de inyección.

Para tener mayor precisión en el comportamiento de los escenarios se procede a delimitar en un polígono los patrones de inyección y a dividir el modelo en cuatro sectores de 92ft.

4.1 PARÁMETROS DE LOS ESCENARIOS DE INYECCIÓN

A continuación, se describen los parámetros fundamentales que son necesarios para evaluar la inyección de agua por pulsos. Éstos son:

- ✓ Configuración de patrón
- ✓ Trayectoria y completamiento de los pozos
- ✓ Tasa de Producción de liquido
- ✓ Tasa de inyección de agua
- ✓ Tiempo de inyección
- ✓ Tiempo de cierre
- ✓ Definición de sectores

4.1.1 Configuración de patrón. Se seleccionó un patrón de cinco puntos debido a que según Boldyreva, Filimonova y Sokoliuk¹¹⁰ este tipo de patrón presenta un incremento en el flujo entre de zonas de alta y baja permeabilidad del 15% frente a otros patrones. Igualmente, la decisión concuerda con las necesidades que presenta el campo, ya que como se menciona en el segundo capítulo este patrón permite mantener una distribución igual del flujo en el momento de la inyección.

Por otra parte, el número de patrones mínimo se estableció como 9 y se agruparon en enjambre por las siguientes razones:

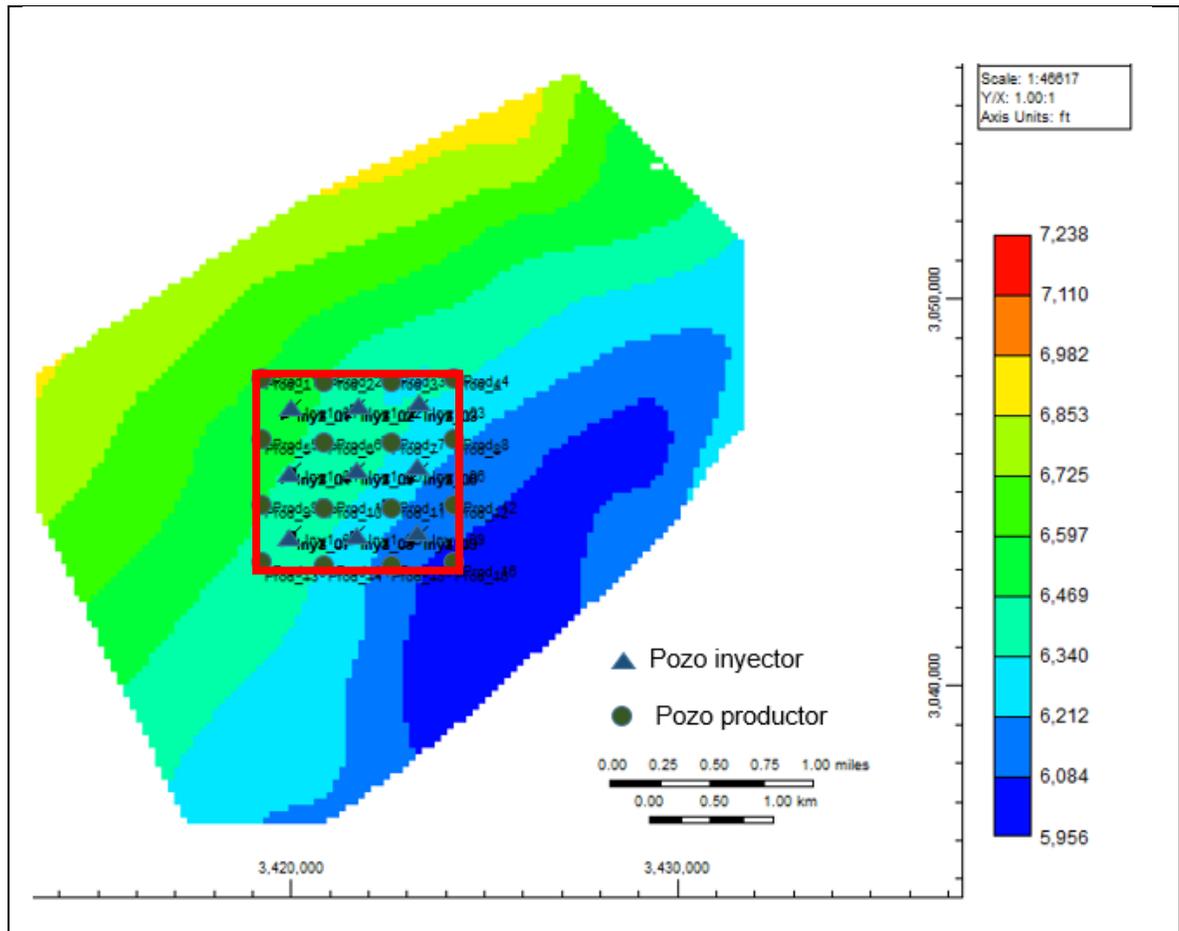
- ✓ Reducir efectos secundarios causados en los patrones limite¹¹¹.
- ✓ Permitir la variación de la actividad de los pozos

¹¹⁰ OLGA YU. BOLDYREVA, LYUBOV N. SOKOLIUK, LYUDMILA N. Filimonova Intensity investigation of fluid exchange between the layers of different permeability at cyclic impact on oil reservoir. Releases Archive. Вестник ТюмГУ. Физико-математические науки. Информатика (№7, 2014). P. 3.

¹¹¹ COBB, William. Op Cit, p. 5-46

En la **figura 60** se observa el arreglo de los pozos usados para los escenarios de inyección. Además, para determinar el valor de producción del volumen en cerrado de los patrones se empleó la función de polígono para que los resultados se sean afectados por las condiciones de frontera.

Figura 60. Patrón de inyección para simulación



Fuente: Elaboración propia con base CMG IMEX

4.1.2 Trayectoria y Completamiento de los pozos. Los pozos fueron perforados con una trayectoria vertical, con una separación de 500m entre pozos para dar semejanza a los pozos del Campo Chichimene.

Por otra parte, los pozos fueron cañoneados en zonas de arena con permeabilidad superior a 100 mD, con un radio de pozos de 0.35ft, igual que los pozos base a los cuales se les realizó el history match. Para el daño se utilizó una distribución normal con un valor medio de 3, utilizando los valores obtenidos en el history match en el capítulo anterior.

4.1.3 Condiciones iniciales. Para mantener una presión de trabajo baja, el modelo fue llevado a una presión de 1000 psi para comenzar el proceso de inyección por pulsos.

4.1.4 Producción de líquido. Debido a que los pozos planteados son teóricos, se tomó el promedio del valor máximo de los pozos A, B y C, obteniendo un valor cercano a 1000bbl/día, el cual fue tomado como valor general para la producción de los nuevos pozos.

4.1.5 Presiones de fondo de pozo. Para evitar que la tasa inyectada genere fracturas en el yacimiento, se tomó como restricción el valor de la presión máxima calculado en el capítulo anterior. Para la presión mínima de producción, se tomó el 10% de la presión del yacimiento.

4.1.6 Análisis de inyección de agua. Teniendo presente el valor de producción de líquido para los pozos productos, se definieron las tasas de inyección tomando como criterio principal la tasa de remplazo (VRR-Voidage Replacement Ratio) con un rango entre 0.8 y 1.25, definido por las consideraciones para el manejo de crudos pesados¹¹². La **ecuación 35** se empleó como base para el cálculo de la tasa de inyección por pozo. Al tener pulsaciones, es decir, hemiciclos donde no hay flujo, se tiene que hacer una relación entre los días que se produce y los días que se inyecta para un ciclo completo, para así poder calcular la tasa de inyección por pozo, manteniendo el rango mencionado. Ver la **ecuación 36**.

Ecuación 35 Voidage Replacement Ratio, Relación caudal de inyección/producción

$$VRR = \frac{\#I * (B_w * i_w)}{(B_o * Q_o + B_w * Q_w + (Q_o * (GOR - R_s) * Q_g)) * \#P}$$

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

Ecuación 36 Relación caudal de inyección/producción en función de lapsos

$$VRR = \frac{\#I * (B_w * i_w) * \#ni}{(B_o * Q_o + B_w * Q_w + (Q_o * (GOR - R_s) * Q_g)) * \#P * \#np}$$

Fuente. Modificada por los autores con base en BAKER, Richard. Reservoir management for waterfloods – Part II, Volume 37, No. 1, 1998, p. 15.

Donde:

#I: Número de pozos inyectoros activos

¹¹² EUTHIMIOS VITTORATOS, BRADLEY W. BRICE. Method for recovering heavy/viscous oils from a subterranean formation. Bp Corporation North America Inc. United States Patent Vitoratos et al. 2013. P. 12

#P: Número de pozos productores activos

B_w : Factor de volumétrico de agua

B_o : Factor de volumétrico de petróleo

i_w : Tasa de inyección de agua

Q_o : Tasa de petróleo producido

Q_w : Tasa de agua producido

#ni: Número de días inyectando en un ciclo

#np: Número de días produciendo en un ciclo

La **ecuación 37** es una modificación del tiempo de estabilización usado en pruebas de producción, la cual establece un tiempo medio para observar el cambio de presión en un pozo debido a un cambio de caudal.

Ecuación 37. Tiempo medio de los ciclos de presurización

$$tiempo\ medio\ de\ ciclo = \frac{L^2 \phi \mu C_t}{2k}$$

Fuente: Modificado por los autores con base en SURGUCHEV L, VIRNOVSKY1 G, REICH E, NORDEIDE L, FRØYEN J. Evaluación del inundamiento cíclico y resumen IOR. Stavanger, Norway. A031

Se empleó como distancia un valor de 1641ft, un valor de 20% para la porosidad una viscosidad de petróleo de 420cP, una compresibilidad total de $1.5 \cdot 10^{-4} \text{psi}^{-1}$, y valores de permeabilidad que van desde los 2500mD hasta los 10000mD, lo que genera un rango de tiempos de ciclo desde los 7 a los 60 días.

4.1.7 Delimitación de sectores. El modelo fue dividido en cuatro sectores de igual espesor a lo largo de todo el yacimiento para ver el efecto que se tenía en cada uno de ellos de los diferentes resultados, según el planteamiento de diferentes esquemas. Siendo el 1 el de menor profundidad y el 4 el de mayor.

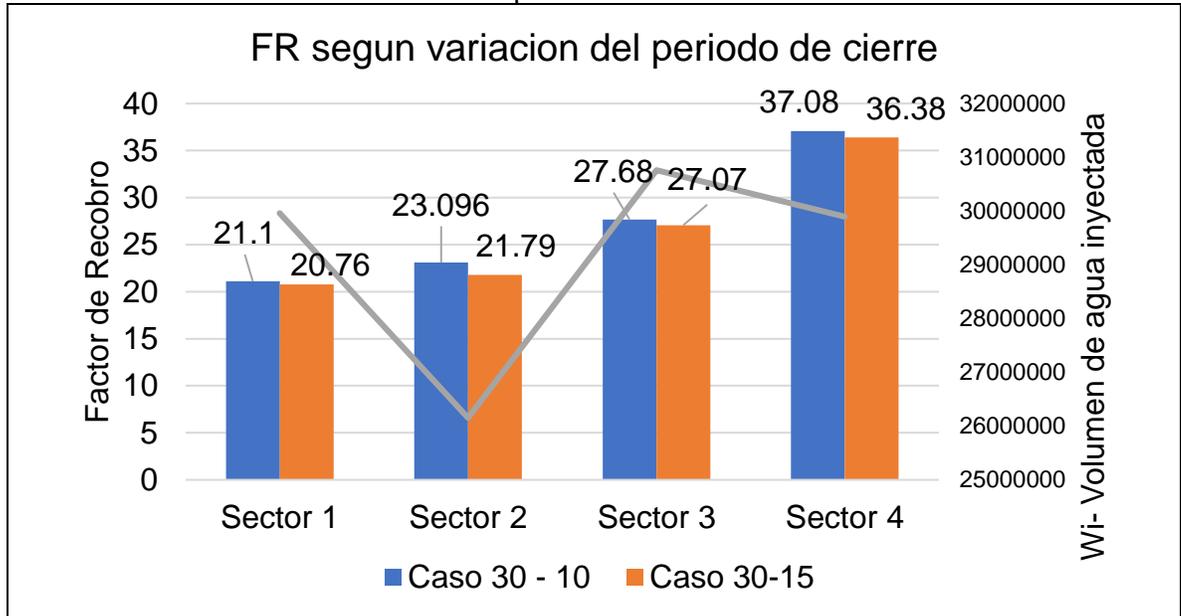
4.2 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DEL TAMAÑO DE LOS PERIODOS DE INYECCIÓN Y CIERRE

En esta sección se procedió a comparar el efecto que tiene el largo de un periodo de inyección y cierre con el factor de recobro a un mismo volumen de agua inyectada y manejando un VRR de 1.025 en el modelo de simulación construido en el capítulo 3. Se manejó el patrón de inyección presente en la **figura 99** y el mismo proceso de inyección para las cuatro capas.

4.2.1. Variación en el periodo de cierre. Para esta comparación se empleó como referencia un periodo de inyección de 30 días en los cuatro sectores del modelo. En la **gráfica 38** se observa que en una reducción de 5 días del periodo de cierre o

detención de inyección el factor de recobro se incrementa para cada uno de los sectores.

Gráfica 38. Efecto de la variación del periodo de cierre



Fuente: Elaboración propia

Por otra parte, en el **cuadro 28** se observa el porcentaje de incremento del factor de recobro, en el cual en los sectores 2 y 4 se presentan una mayor sensibilidad frente a la reducción del periodo de cierre.

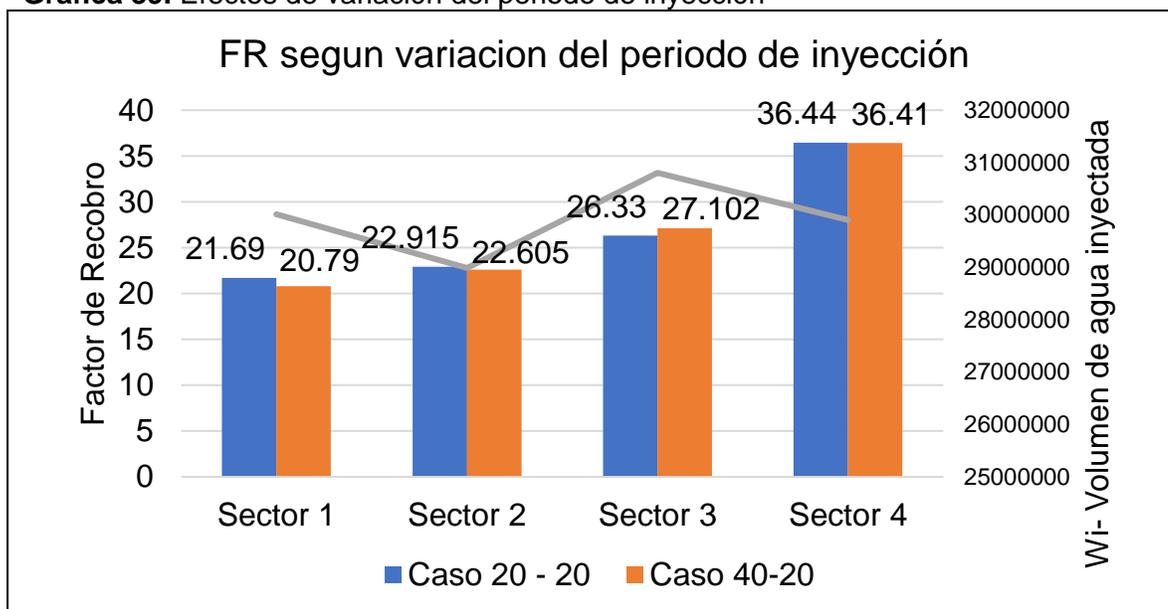
Cuadro 28. Porcentaje de incremento del factor de recobro según sectores.

Escenarios	Sector 1	Sector 2	Sector 3	Sector 4
Caso 30 - 10	21.1	23.096	27.68	37.08
Caso 30 - 15	20.76	21.79	27.07	36.38
% de incremento	1.6113	5.6546	2.2037	1.8878

Fuente: Elaboración propia

4.2.2 Variación en el periodo de inyección. Para esta comparación se empleó como referencia un periodo de cierre de 20 días para los cuatro sectores del modelo. En la **gráfica 39** se ve que, en una reducción de 20 días del periodo de inyección, el factor de recobro se incrementa para todos los sectores menos para el tercero.

Gráfica 39. Efectos de variación del periodo de inyección



Fuente: Elaboración propia

En el **cuadro 29** se observa el porcentaje de incremento del factor de recobro, en el cual se observa que en los sectores 1 y 2 se presentan una mayor sensibilidad frente a la reducción del periodo de inyección. Mientras que en el sector 3 se observa un incremento en el factor de recobro al incrementar el tiempo de inyección.

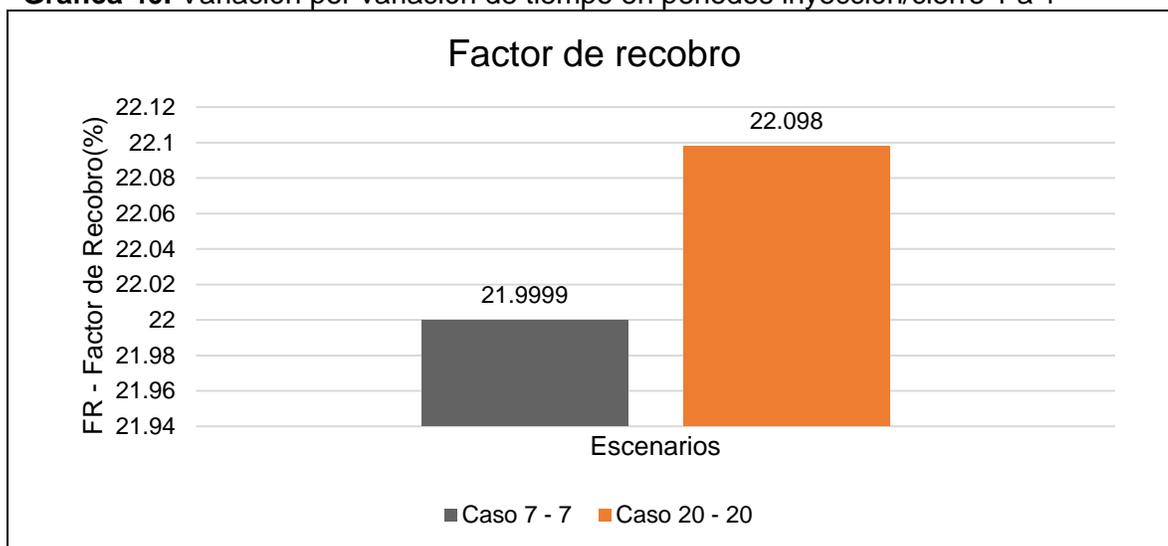
Cuadro 29. Porcentaje de variación del factor de recobro según el sector

Escenarios	Sector 1	Sector 2	Sector 3	Sector 4
Caso 20 - 20	21.69	22.915	26.33	36.44
Caso 40 - 20	20.8	22.605	27.102	36.41
% de incremento	4.1032	1.3528	-(2.8484)	0.0823

Fuente: Elaboración propia

4.2.3 Variación de los periodos en esquemas 1 a 1. Se generaron dos escenarios en los que se cambió el periodo de inyección y de cierre de 7 a 20 días. En la **gráfica 40** se observa un incremento del factor de recobro al incrementar el tiempo base en esquemas 1 a 1, es decir, que al incrementar el periodo de inyección y cierre en 13 días se incrementa producción de petróleo en 0.4439%.

Gráfica 40. Variación por variación de tiempo en periodos inyección/cierre 1 a 1



Fuente: Elaboración propia

En el **cuadro 30** se observa el porcentaje de incremento del factor de recobro al incrementar en 13 días el tiempo base para el esquema de inyección y cierre. De acuerdo a la información presente en la tabla el sector 4 es el lugar en el cual mayor sensibilidad se presenta llegando a un % de incremento de 0.7409.

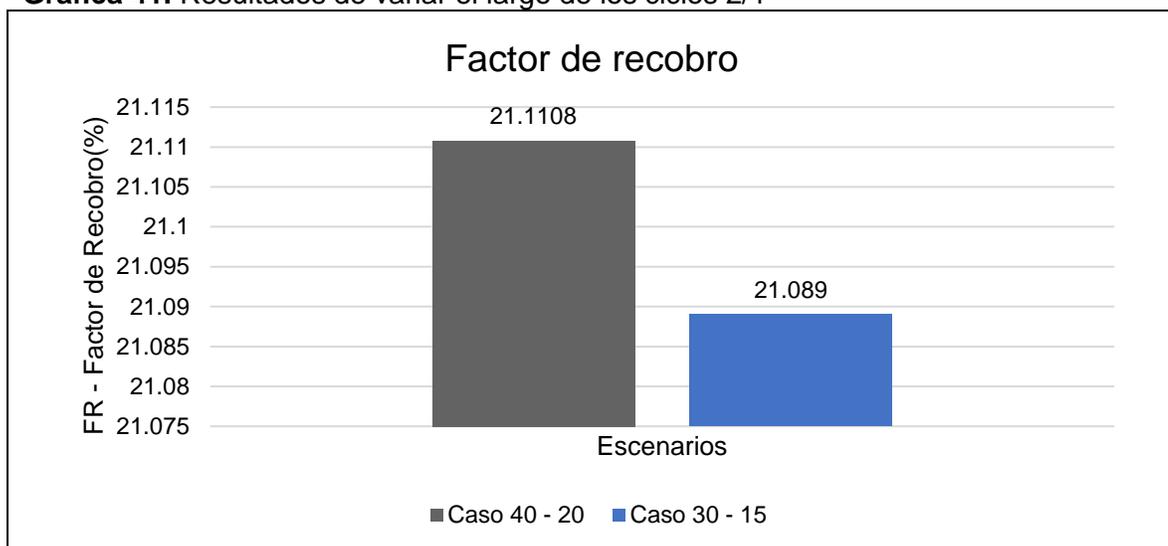
Cuadro 30. Porcentaje de variación según sector por variación en esquemas 1-1

Escenarios	Sector 1	Sector 2	Sector 3	Sector 4
Caso 20 - 20	20.95	22.915	26.8	36.44
Caso 7 -7	20.83	22.8	26.75	36.17
% de incremento	0.5727	0.5018	0.1865	0.7409

Fuente: Elaboración propia

4.2.4. Variación de los periodos en esquemas 2 a 1. Variando el periodo base de inyección y cierre de 15 a 20 días, se observa un incremento en el factor de recobro en 0.1032%, como se puede ver en la **gráfica 41**.

Gráfica 41. Resultados de variar el largo de los ciclos 2/1



Fuente: Elaboración propia

En el **cuadro 31** se observa el porcentaje de incremento del factor de recobro en cada sector al incrementar en 5 días el tiempo base para el esquema de inyección y cierre. De acuerdo a la información presente en la tabla el sector 1 y 2 presentan la mayor sensibilidad.

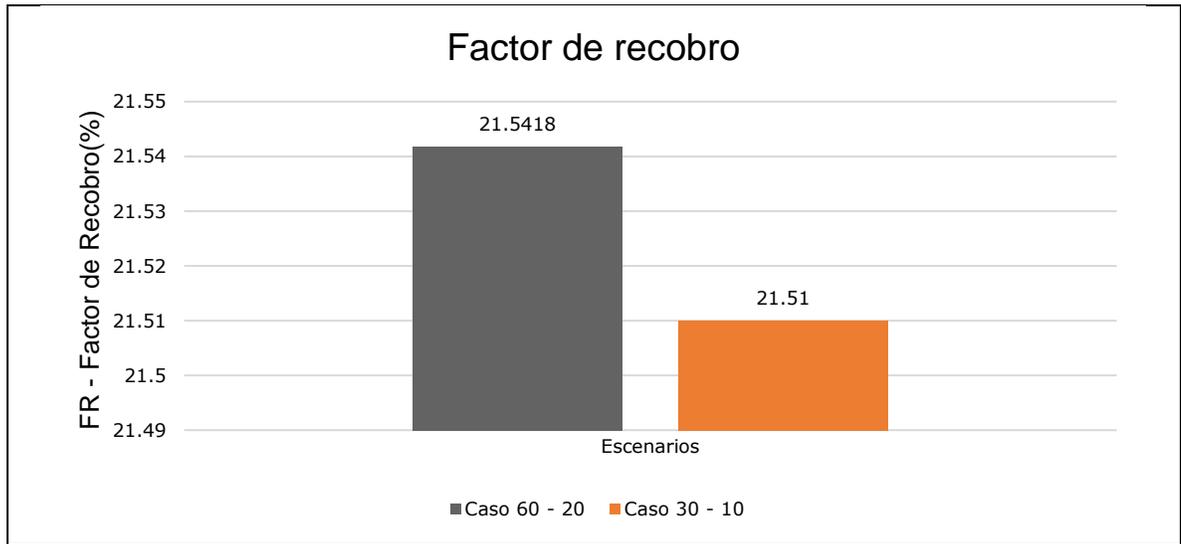
Cuadro 31. Porcentaje de variación por variación de largo de ciclos 2-1

Escenarios	Sector 1	Sector 2	Sector 3	Sector 4
Caso 40 - 20	20.8	22.87	27.102	36.43
Caso 30 - 15	20.76	22.83	27.07	36.38
% de incremento	0.1923	0.1749	0.1180	0.1372

Fuente: Elaboración propia

4.2.5. Variación de los periodos en esquemas 3 a 1. Se generaron dos escenarios en los que se cambió el periodo base de inyección y de cierre de 10 a 20 días. En la **gráfica 42** se observa el comportamiento en el cual hay un incremento del factor de recobro de 0.1476%, al incrementar el tiempo base en esquemas 3 a 1.

Gráfica 42. Resultados de variar la longitus en ciclos 3-1



Fuente: Elaboración propia

En el **cuadro 30** se observa el porcentaje de incremento del factor de recobro al incrementar en 10 días el tiempo base para el esquema de inyección y cierre. De acuerdo a la información presente en el **cuadro 32** el sector 2 presenta la mayor sensibilidad, mientras que los sectores 3 y 4 manejan un incremento similar.

Cuadro 32. Porcentaje de variación de factor de recobro por variación en ciclos 3-1

Escenarios	Sector 1	Sector 2	Sector 3	Sector 4
Caso 60 - 20	21.13	23.147	27.73	37.15
Caso 30 - 10	21.1	23.096	27.68	37.08
% de incremento	0.1419	0.2203	0.1803	0.1884

Fuente: Elaboración propia

4.2.6. Síntesis de la sensibilidad del tamaño de los periodos. De la comparación de los escenarios de las secciones anteriores se identifica a grandes rasgos las siguientes tendencias.

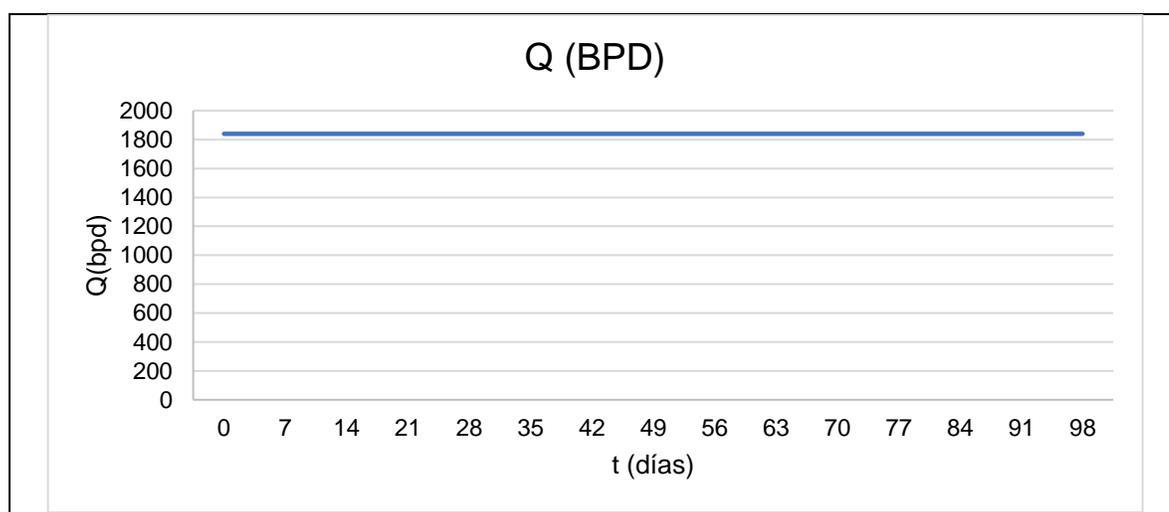
- Reducir el tiempo de cierre incrementa la producción de hidrocarburo.
- Incrementar el periodo de inyección incrementa la producción de agua para todos los sectores, sin contar el sector 3.
- Incrementar el periodo base de inyección y cierre en esquemas 3 a 1, 2 a 1 y 1 a 1, incrementa el factor de recobro para el modelo.
- El esquema de inyección y cierre de periodos 1 a 1 es el más sensible al incremento o reducción del tiempo de inyección.

4.3 DESCRIPCIÓN DE LOS ESQUEMAS DE INYECCIÓN

Como se mencionó anteriormente, se plantearon diferentes esquemas de inyección, en los cuales se varía la frecuencia de pulsación en el tiempo y el caudal. A continuación, se describen los diferentes escenarios que se simularon.

4.3.1 Caso base: Inyección convencional. En este caso únicamente se realizó el proceso de inyección de forma tradicional con una sarta simple, manejando una tasa de inyección de 1840bbl/día por pozo durante un periodo de inyección de 7300 días. En la **gráfica 43** se ejemplifica el proceso de inyección.

Gráfica 43. Caudal de inyección Caso base.



Fuente: Elaboración propia

4.3.2 Escenarios de inyección de agua por pulsos con sarta simple. En el **cuadro 33**, se describen tres escenarios en los cuales se empleó una sarta simple para evaluar la inyección de agua por pulsos.

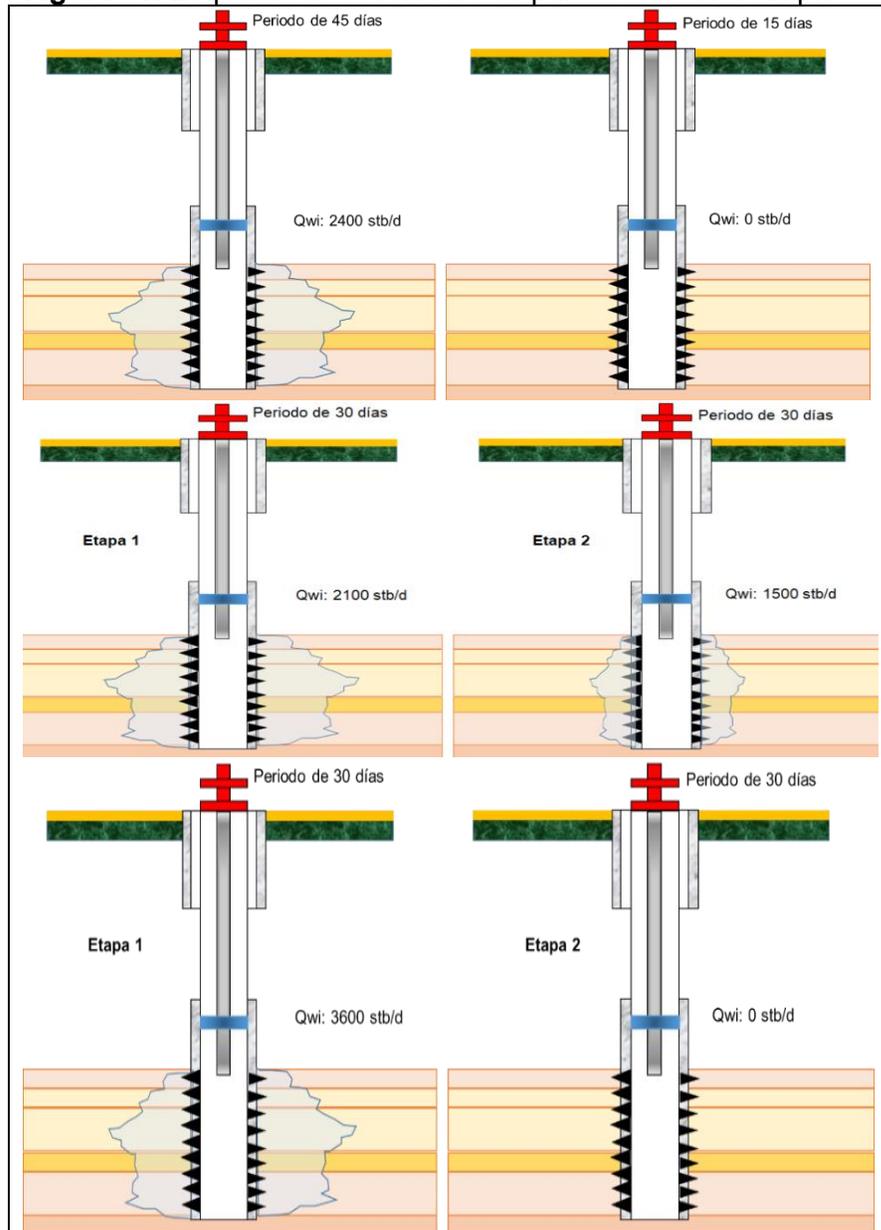
Cuadro 33. Descripción de escenarios de inyección de agua por pulsos con sarta simple

Escenario	Periodo de inyección		Periodo de detención	
	Tiempo (día)	Tasa (bbl/día)	Tiempo (día)	Tasa (bbl/día)
Caso simple 1	45	2400	15	0
Caso simple 2	30	2100	30	1500
Caso simple 3	30	3600	30	0

Fuente: Elaboración propia

En la **figura 61** se esquematiza los escenarios con sarta simple de pulsos.

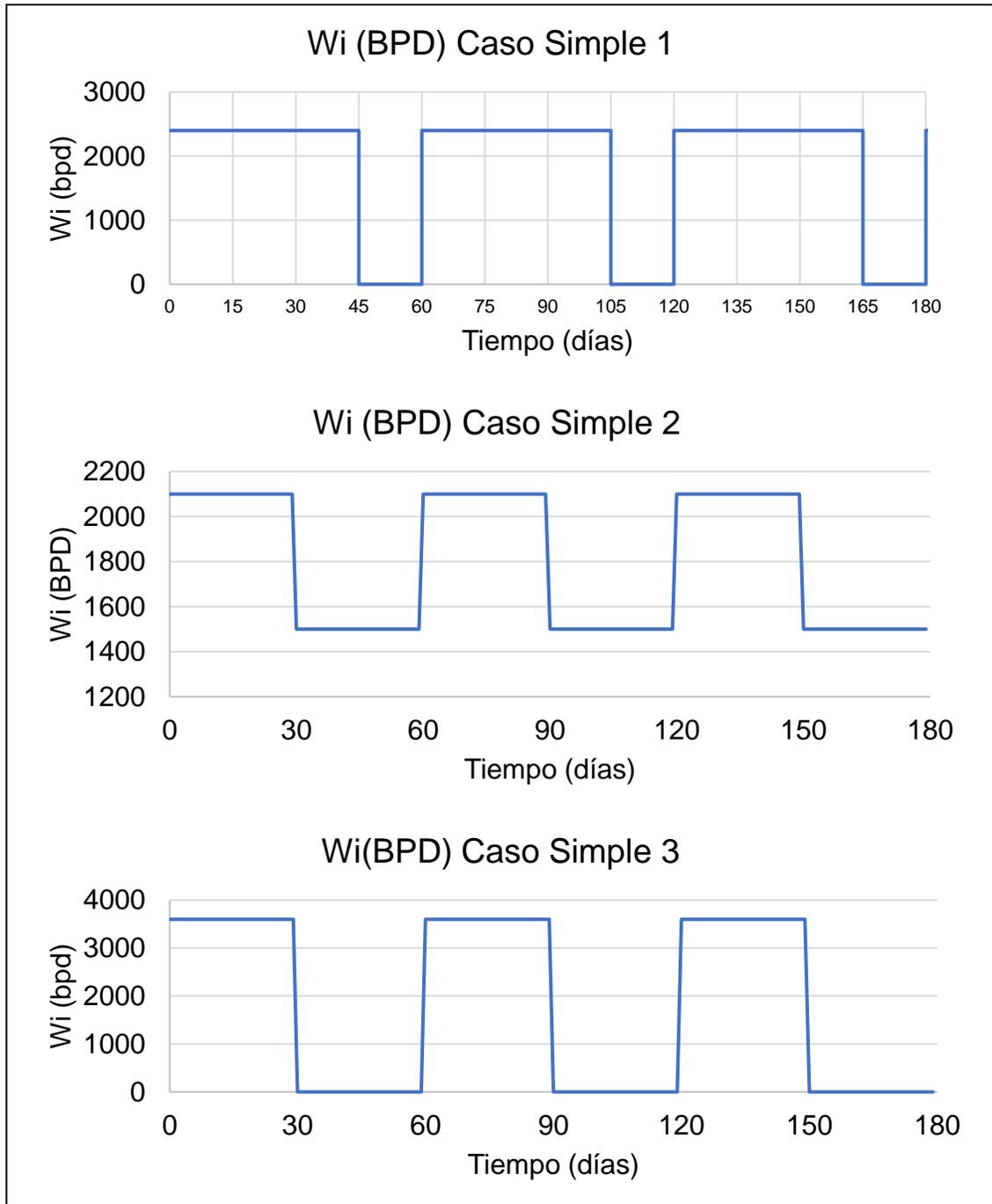
Figura 61. Esquema de escenarios de pulsos con sarta simple



Fuente: Elaboración propia

En la **gráfica 44** se ejemplifica el proceso de inyección.

Gráfica 44. Caudal de inyección Caso Simple 1, 2 y 3



Fuente: Elaboración propia

4.3.3 Escenarios de inyección de agua por pulsos con sarta selectiva. A continuación, se describe diferentes escenarios en los que se dividió el yacimiento en cuatro sectores para el control de la inyección por zona, recreando condiciones de sargas selectivas. El espesor de cada sector era constante e igual para los cuatro

e igualmente en los diferentes casos se varió la frecuencia de pulsación y las tasas de inyección, esta vez por cada zona.

4.3.3.1 Caso 1. En este caso se inyectó el sector 1 y el sector 2 con una tasa de 800 bbl/día con una relación de inyección/cierre de 2 a 1 con periodos base de 20 días, mientras que en el sector 3 y 4 se inyectó con una tasa de 700bbl/día con una relación de inyección/cierre de 1 a 1 con periodos base de 30 días. En el **cuadro 34** se puede ver la configuración y cómo el índice de remplazo varía entre 0.85-1.29.

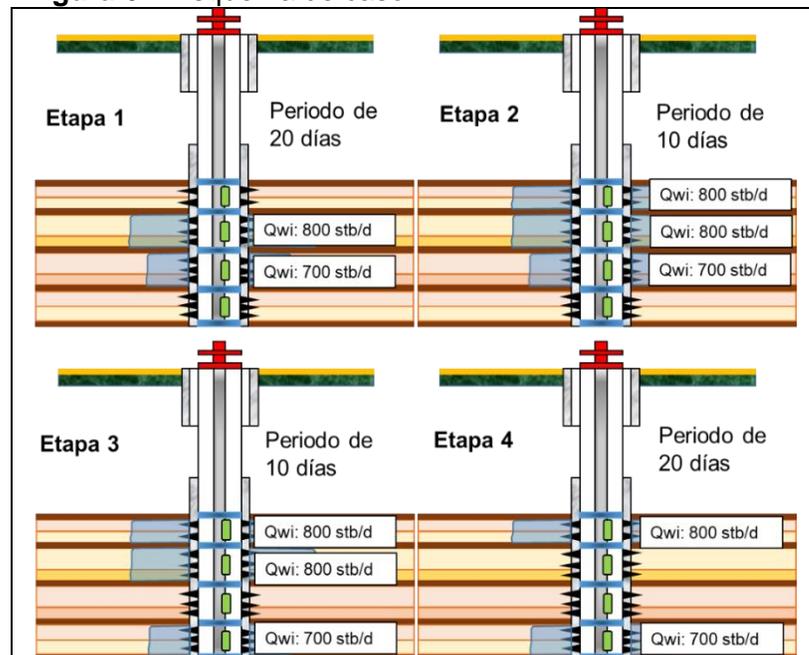
Cuadro 34. Descripción de Caso 1 con sarta de inyección selectiva

Caso 1	Tasa de inyección (bbl/día)	periodos de inyección/ cierre para todos los pozos												valor de X (días)			
Sector 1	800	x	x	x	x			x	x	x	x			x	x	10	
Sector 2	800	x	x			x	x	x	x				x	x	x	x	10
Sector 3	700	x				x	x	x					x	x	x		10
Sector 4	700		x	x	x					x	x	x				x	10

Fuente: Elaboración propia

En la **figura 62** se esquematiza el escenario de caso 1.

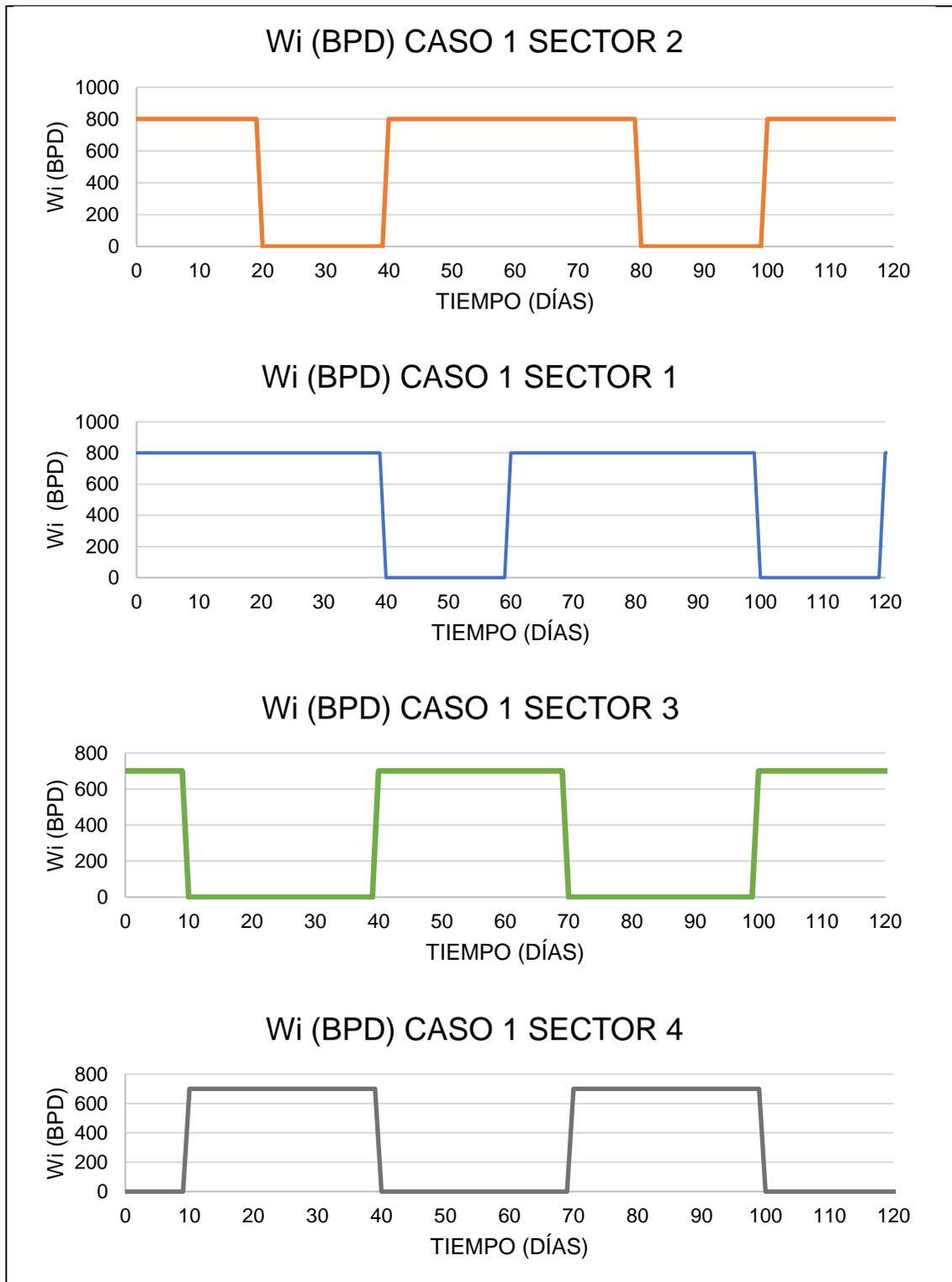
Figura 62. Esquema de caso 1



Fuente: Elaboración propia

En la **gráfica 45** se ejemplifica el proceso de inyección.

Gráfica 45. Caudal de inyección Caso 1 en los cuatro sectores



Fuente: Elaboración propia

4.3.3.2 Caso 2. En este caso se inyectó el sector 1 y el sector 3 con una tasa de 890bbl/día con una relación de inyección/cierre de 1 a 1 con periodos base de 15 días, mientras que en el sector 2 y 4 se inyecta con una tasa de 670bbl/día con una relación de inyección/cierre de 3 a 1 con periodos base de 15 días. En el **cuadro 35** se puede ver la configuración y cómo el índice de remplazo varía entre 0.75-1.37.

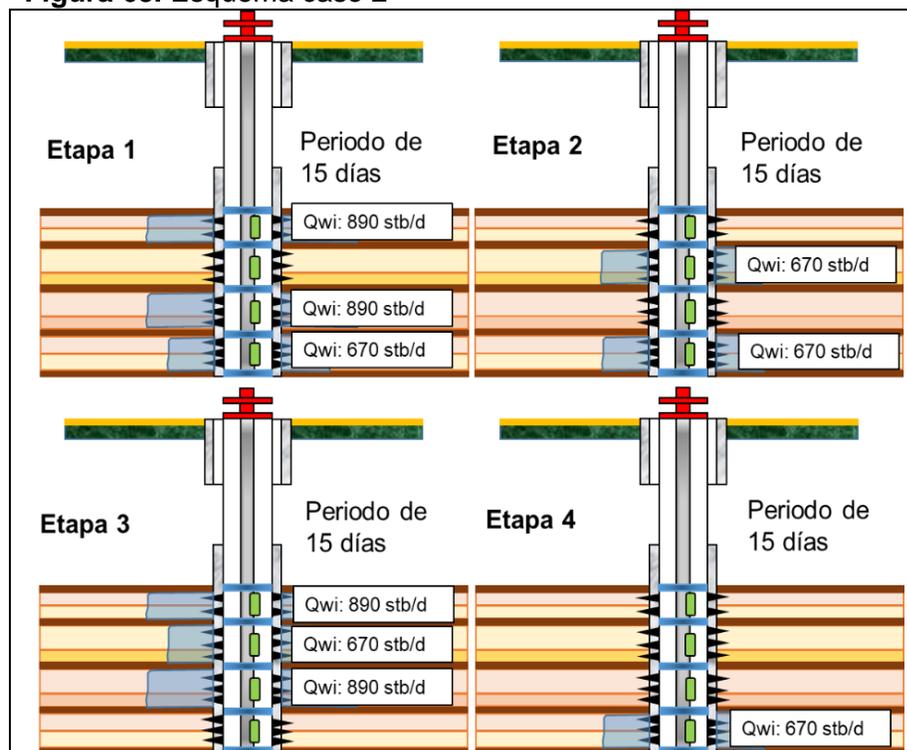
Cuadro 35. Descripción de Caso 2 con sarta de inyección selectiva

Caso 2	Tasa de inyección (bbl/día)	periodos de inyección/ cierre para todos los pozos												valor de X (días)	
Sector 1	890	x		x		x		x		x		x		x	15
Sector 2	670		x	x	x		x	x	x		x	x	x		x
Sector 3	890	x		x		x		x		x		x		x	15
Sector 4	670	x	x		x	x	x		x	x	x		x	x	x

Fuente: Elaboración propia

En la **figura 63** se esquematiza el escenario de caso 2.

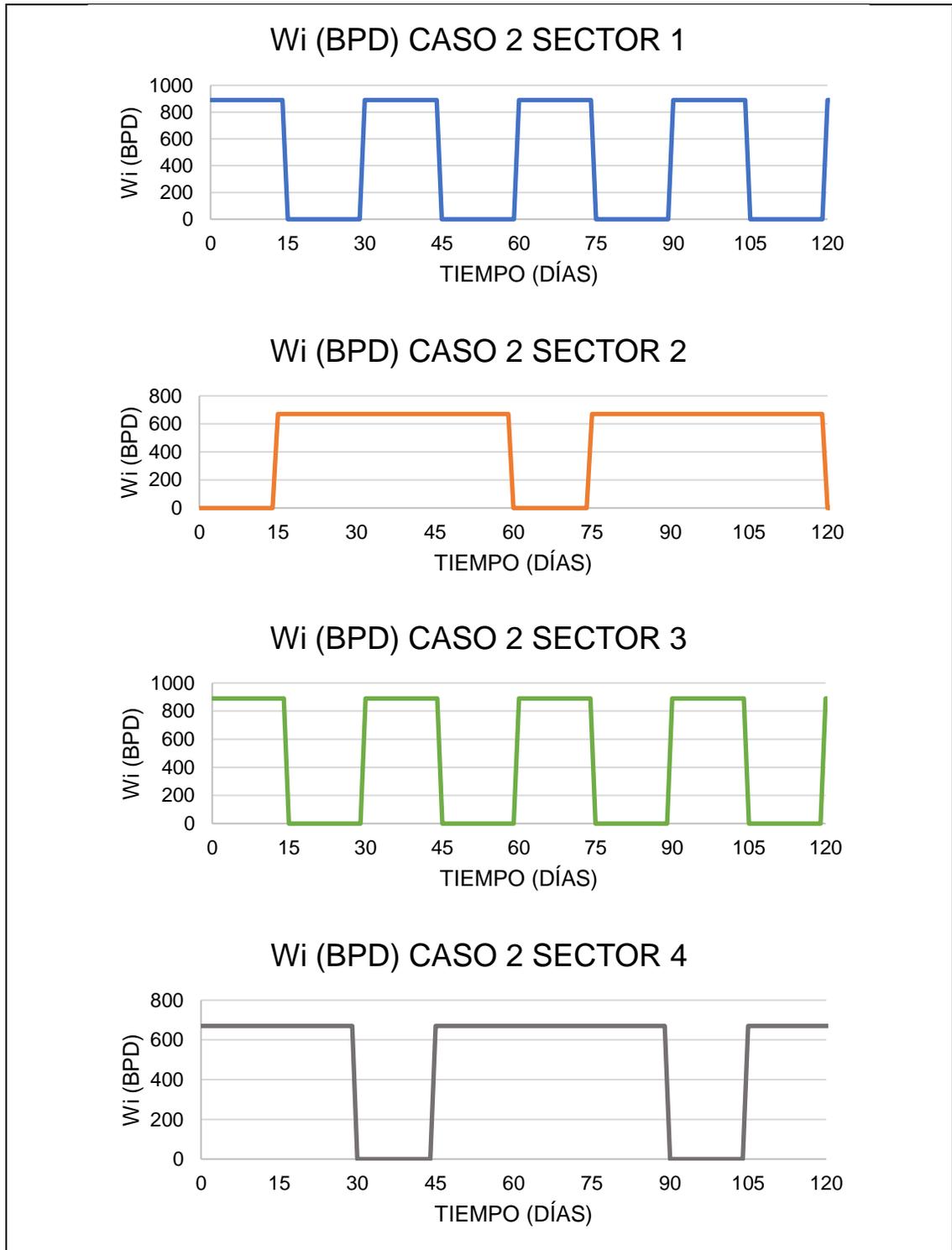
Figura 63. Esquema caso 2



Fuente: Elaboración propia

En la **gráfica 46** se ejemplifica el proceso de inyección.

Gráfica 46. Caudal de inyección Caso 2 en los cuatro sectores



Fuente: Elaboración propia

4.3.3.3 Caso 3. En este caso se inyectó en todos los sectores bajo la misma tasa de 650 bbl/día, manejando un cambio en el cronograma de inyección por sector con una relación inyección/cierre de 2 a 1 (periodos base de 7 días) con alteraciones iguales en los sectores 1-3 y 2-4, respectivamente. En el **cuadro 36** se puede ver la configuración y cómo el índice de remplazo varía entre 0.73-1.46.

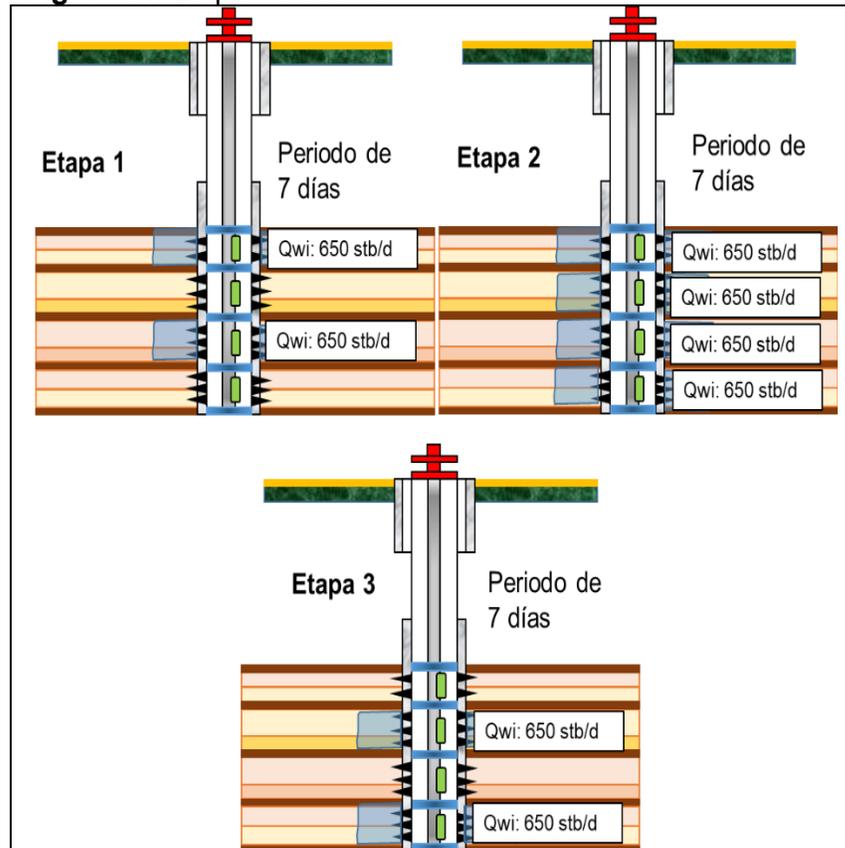
Cuadro 36. Descripción de Caso 3 con sarta de inyección selectiva

Caso 3	Tasa de inyección (bbl/día)	periodos de inyección/ cierre para todos los pozos												valor de X (días)		
Sector 1	650	x	x		x	x		x	x		x	x		x	x	7
Sector 2	650		x	x		x	x		x	x		x	x		x	7
Sector 3	650	x	x		x	x		x	x		x	x		x	x	7
Sector 4	650		x	x		x	x		x	x		x	x		x	7

Fuente: Elaboración propia

En la **figura 64** se esquematiza el escenario de caso 3.

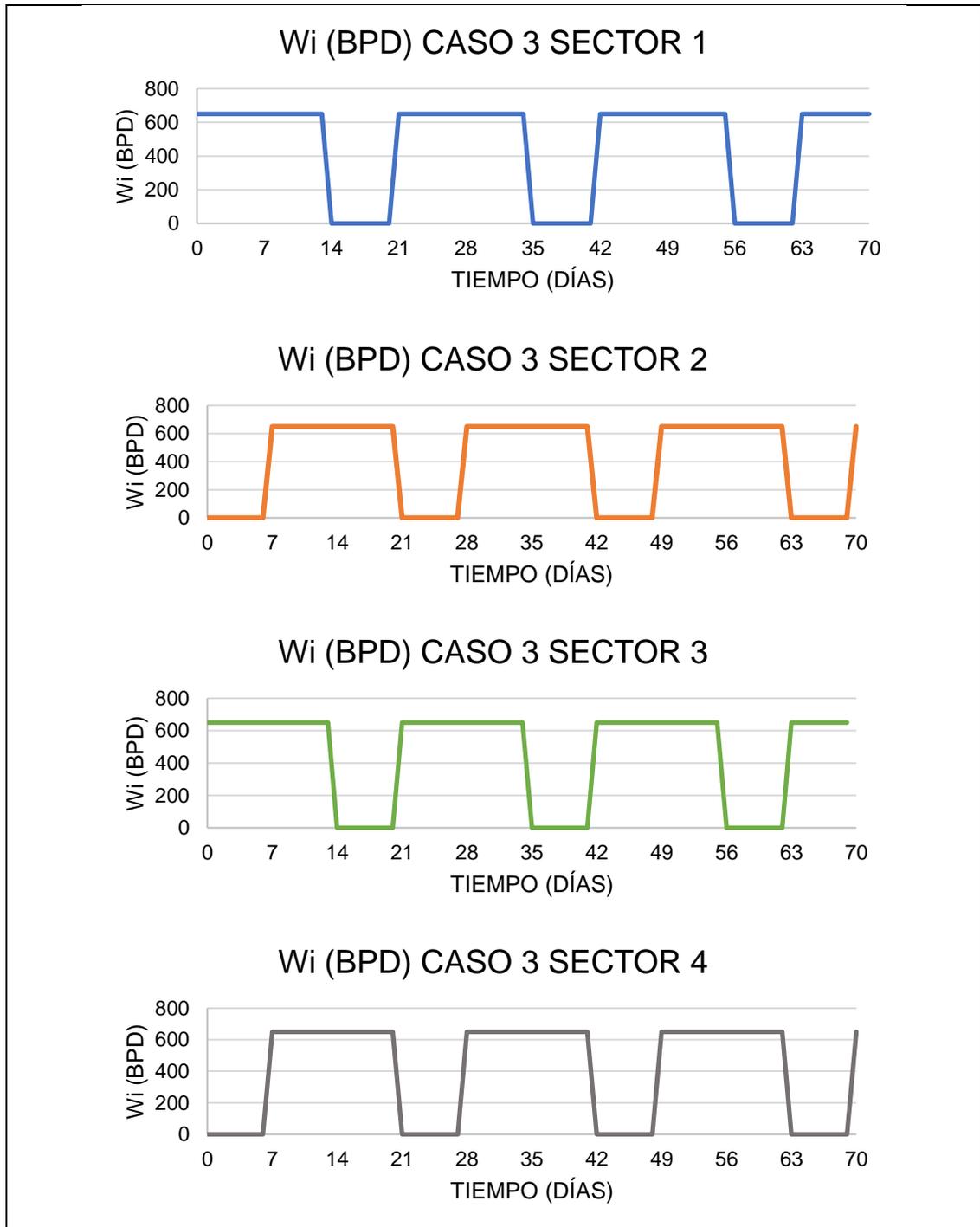
Figura 64. Esquema caso 3



Fuente: Elaboración propia

En la **gráfica 47** se ejemplifica el proceso de inyección.

Gráfica 47. Caudal de inyección Caso 3 en los cuatro sectores.



Fuente: Elaboración propia

4.3.3.4 Caso 4. En este caso se inyectó el sector 1 y el sector 3 con una tasa de 580bbl/día con una relación de inyección/cierre de 3.5 a 1 con periodos base de 10 días, mientras que en el sector 2 y 4 se inyecta con una tasa de 900bbl/día con una relación de inyección/cierre de 1 a 1 con periodos base de 21 días. En el **cuadro 37** se puede ver la configuración y cómo el índice de remplazo varía entre 0.65-1.66.

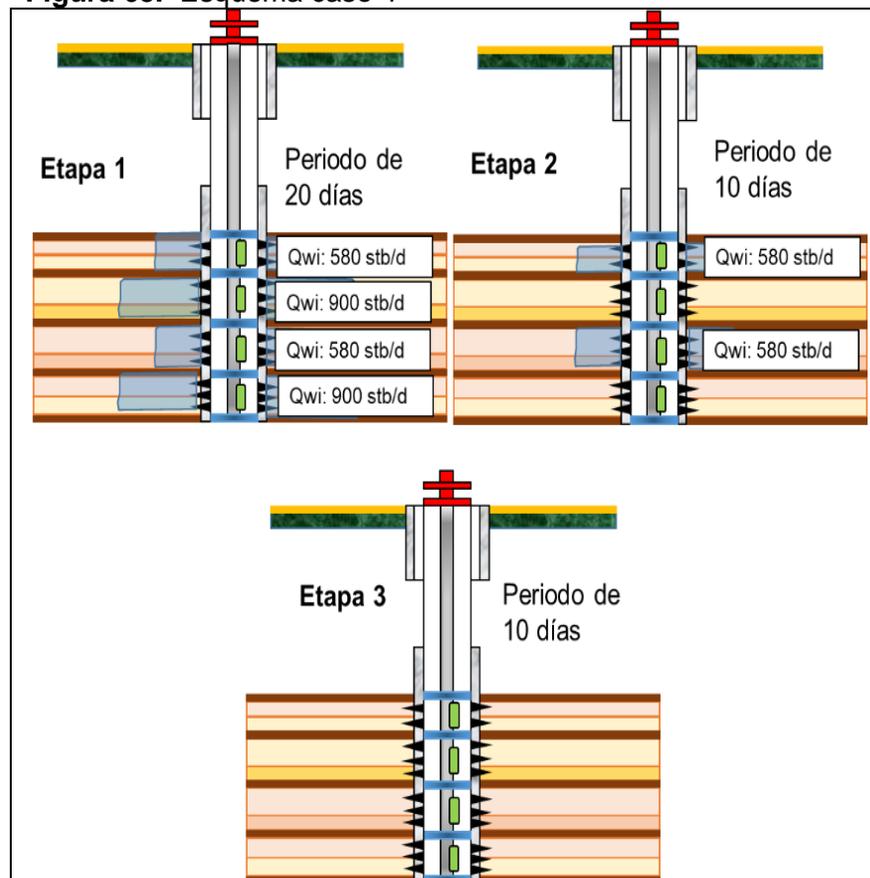
Cuadro 37. Descripción de Caso 4 con sarta de inyección selectiva

Caso 4	Tasa de inyección (bbl/día)	periodos de inyección/ cierre para todos los pozos										valor de X (días)					
Sector 1	580	x	x	x	x	x	x	x	x			x	x	x	x	x	5
Sector 2	900			x	x	x	x					x	x	x	x		5
Sector 3	580	x	x	x	x	x	x	x				x	x	x	x	x	5
Sector 4	900		x	x	x	x						x	x	x	x		5

Fuente: Elaboración propia

En la **figura 65** se esquematiza el escenario de caso 4.

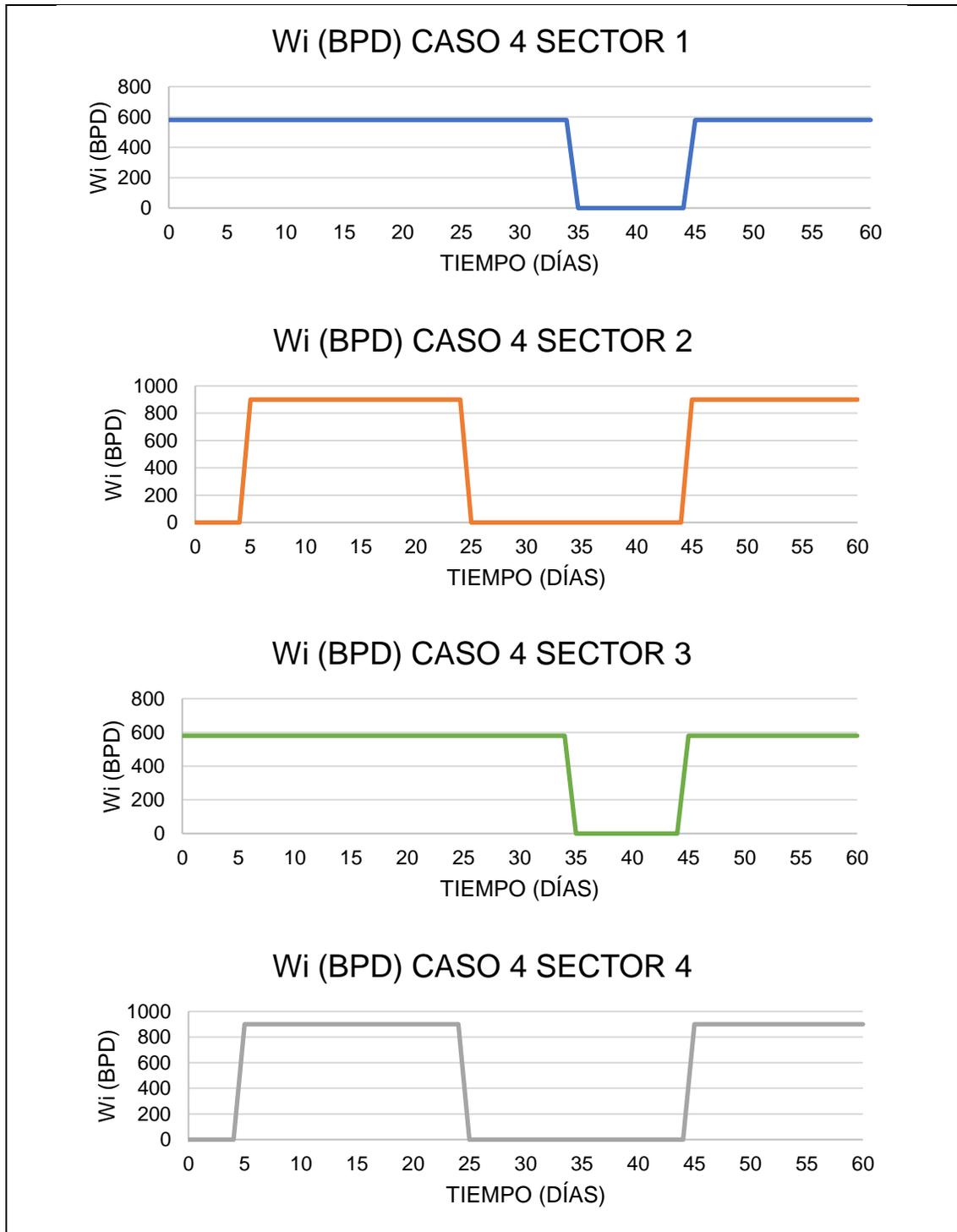
Figura 65. Esquema caso 4



Fuente: Elaboración propia

En la **gráfica 48** se ejemplifica el proceso de inyección.

Gráfica 48. Caudal de inyección Caso 4 en los cuatro sectores



Fuente: Elaboración propia

4.3.3.5 Caso 5. En este caso se inyectó en todos los sectores bajo la misma tasa de 620bbl/día, manejando un cambio en el cronograma de inyección por sector con una relación inyección/cierre de 3 a 1 con periodos base (15 días) de parada secuencial, es decir, cuando un periodo de cierre finaliza comienza otro. En el **cuadro 38** se puede ver la configuración y cómo el índice de remplazo es de 1.046.

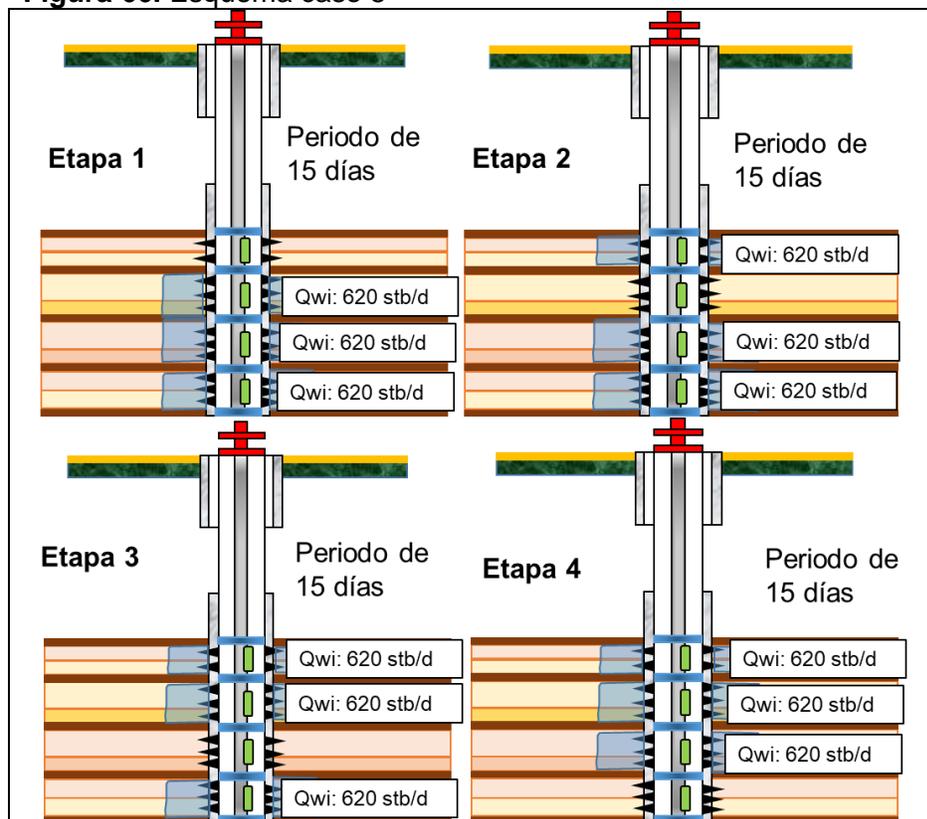
Cuadro 38. Descripción de Caso 5 con sarta de inyección selectiva

Caso 5	Tasa de inyección (bbl/día)	periodos de inyección/ cierre para todos los pozos												valor de X (días)		
Sector 1	620		x	x	x		x	x	x		x	x	x		x	15
Sector 2	620	x		x	x	x		x	x	x		x	x	x		15
Sector 3	620	x	x		x	x	x		x	x	x		x	x	x	15
Sector 4	620	x	x	x		x	x	x		x	x	x		x	x	15

Fuente: Elaboración propia

En la **figura 66** se esquematiza el escenario de caso 5.

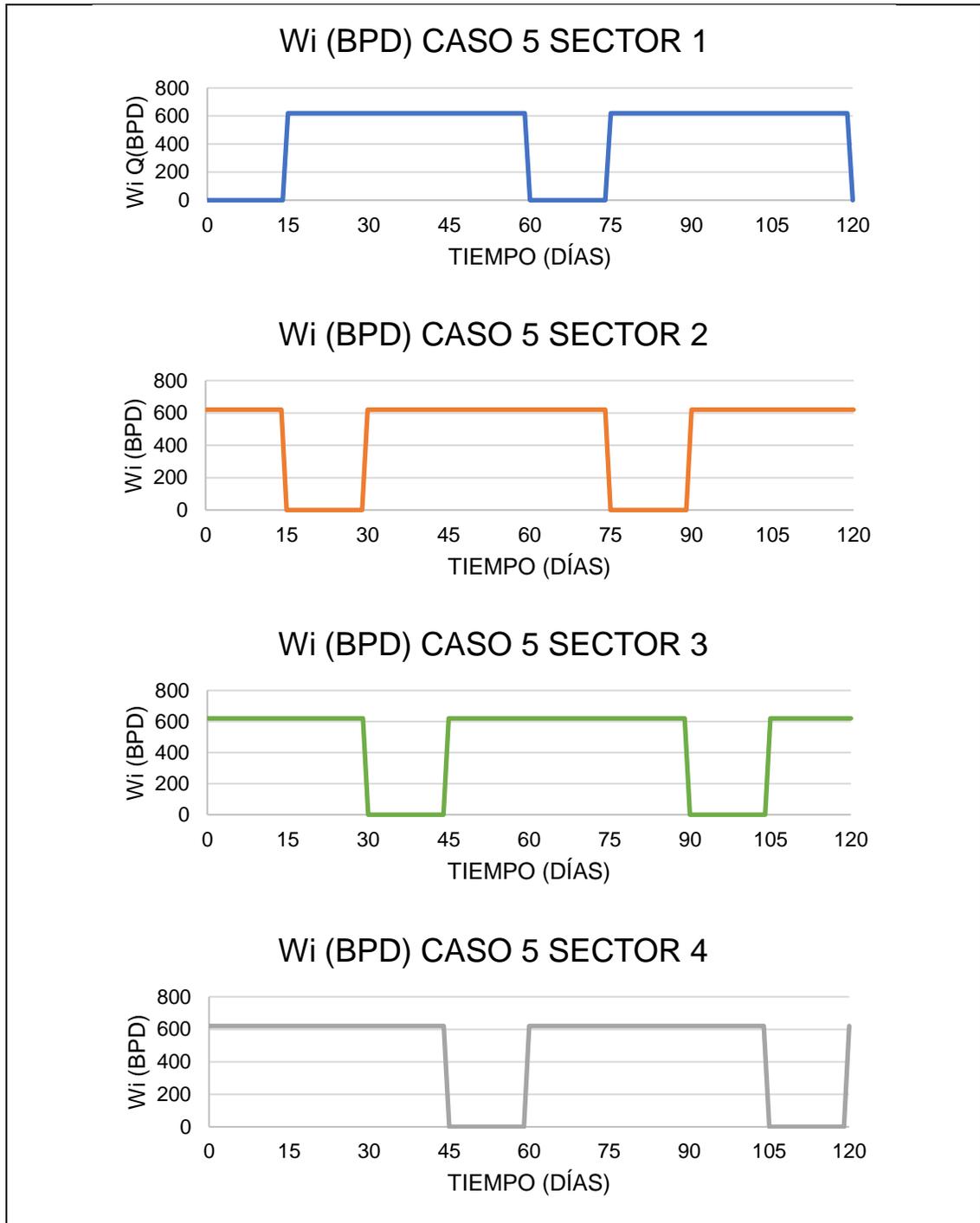
Figura 66. Esquema caso 5



Fuente: Elaboración propia

En la **gráfica 49** se ejemplifica el proceso de inyección.

Gráfica 49. Caudal de inyección Caso 5 en los cuatro sectores



Fuente: Elaboración propia

4.3.3.6 Caso 6. En este caso se inyectó en todos los sectores bajo la misma tasa de 930bbl/día, manejando un cambio en el cronograma de inyección por sector con

una relación inyección/cierre de 1 a 1 con alteraciones iguales en los sectores 1-4 y 2-3 respectivamente. Los periodos base son de 15 días. En el **cuadro 39** se puede ver la configuración y cómo el índice de remplazo es de 1.046.

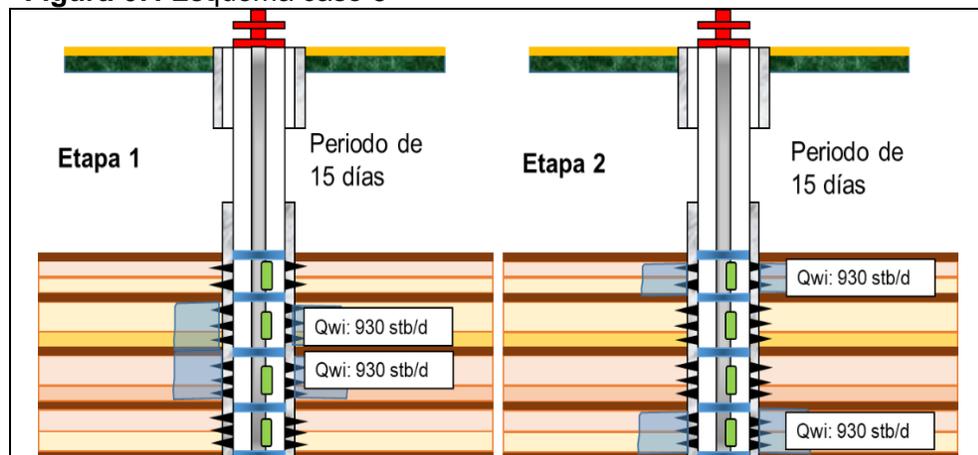
Cuadro 39. Descripción de Caso 6 con sarta de inyección selectiva

Caso 6	Tasa de inyección (bbl/día)	periodos de inyección/ cierre para todos los pozos										valor de X (días)		
Sector 1	930		x		x		x		x		x		x	15
Sector 2	930	x		x		x		x		x		x		15
Sector 3	930	x		x		x		x		x		x		15
Sector 4	930		x		x		x		x		x		x	15

Fuente: Elaboración propia

En la **figura 67** se esquematiza el escenario de caso 6.

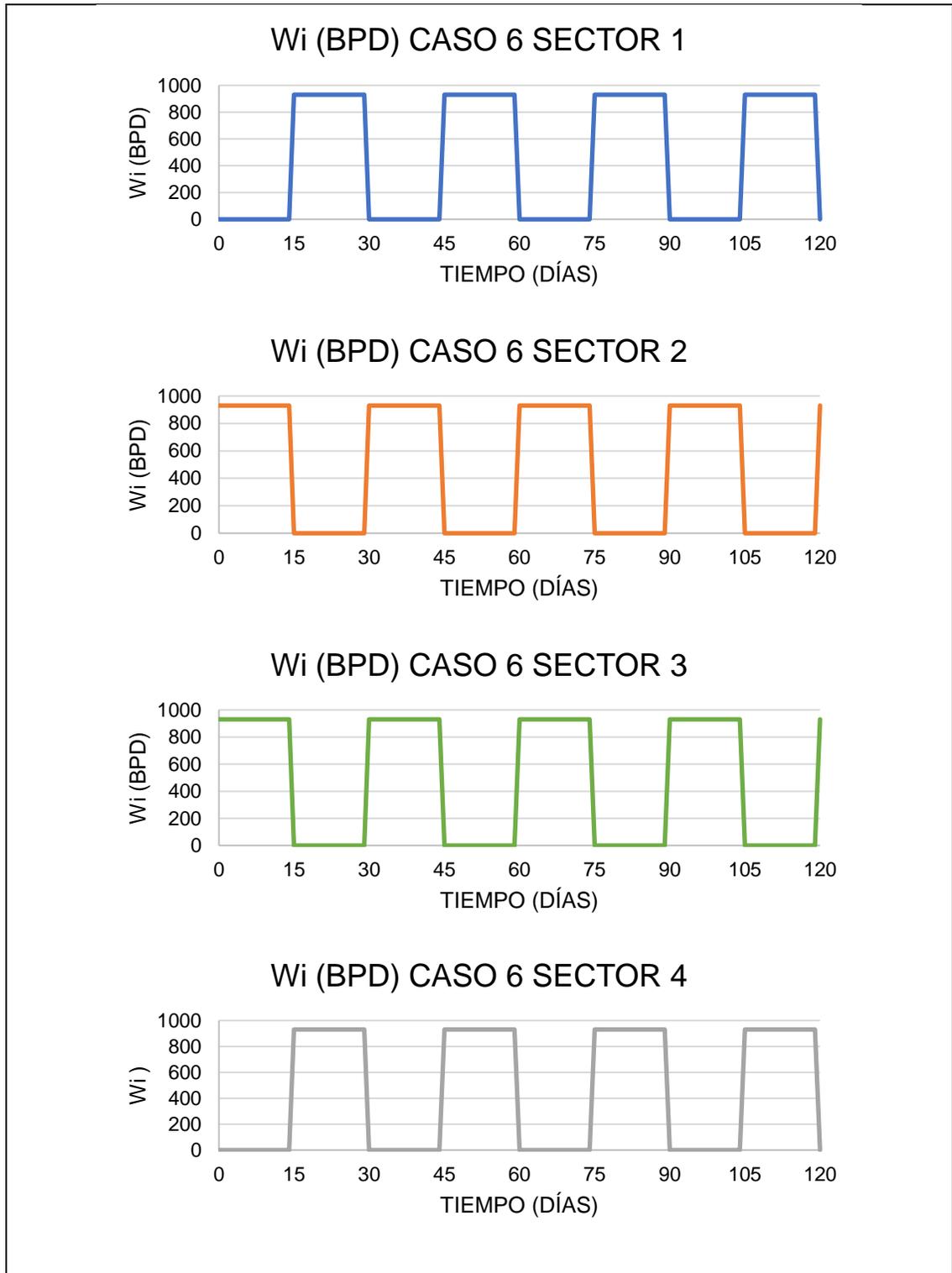
Figura 67. Esquema caso 6



Fuente: Elaboración propia

En la **gráfica 50** se ejemplifica el proceso de inyección.

Gráfica 50. Caudal de inyección Caso 6 en los cuatro sectores



Fuente: Elaboración propia

4.3.3.7 Caso 7. En este caso se inyectó en todos los sectores bajo la misma tasa de 930bbl/día, manejando un cambio en el cronograma de inyección por sector con una relación inyección/cierre de 1 a 1 con alteraciones iguales en los sectores 1-2 y 3-4 respectivamente. Los periodos base son de 15 días. En el **cuadro 40** se puede ver la configuración y cómo el índice de remplazo es de 1.046.

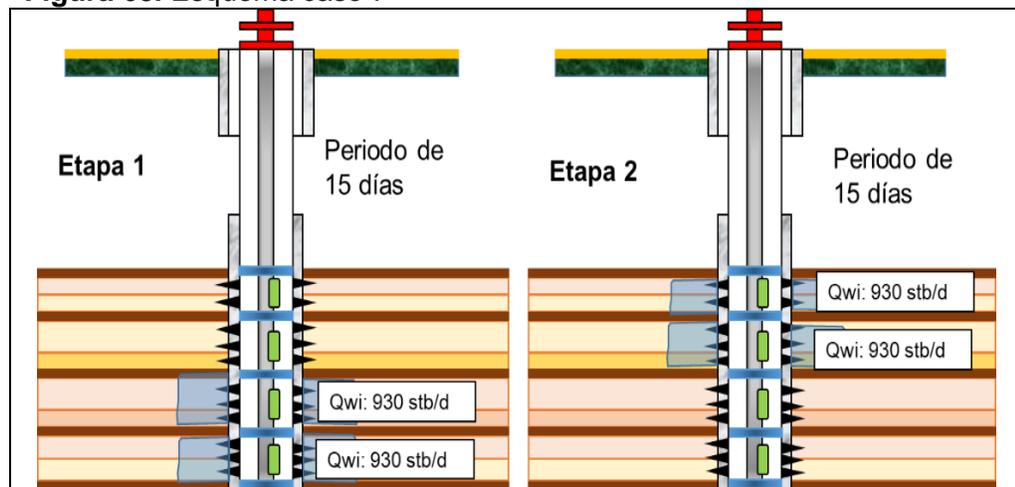
Cuadro 40. Descripción de Caso 7 con sarta de inyección selectiva

Caso 7	Tasa de inyección (bbl/día)	periodos de inyección/ cierre para todos los pozos										valor de periodos (días)	
Sector 1	930		x		x		x		x		x		15
Sector 2	930		x		x		x		x		x		15
Sector 3	930	x		x		x		x		x		x	15
Sector 4	930	x		x		x		x		x		x	15

Fuente: Elaboración propia

En la **figura 68** se esquematiza el escenario de caso 7.

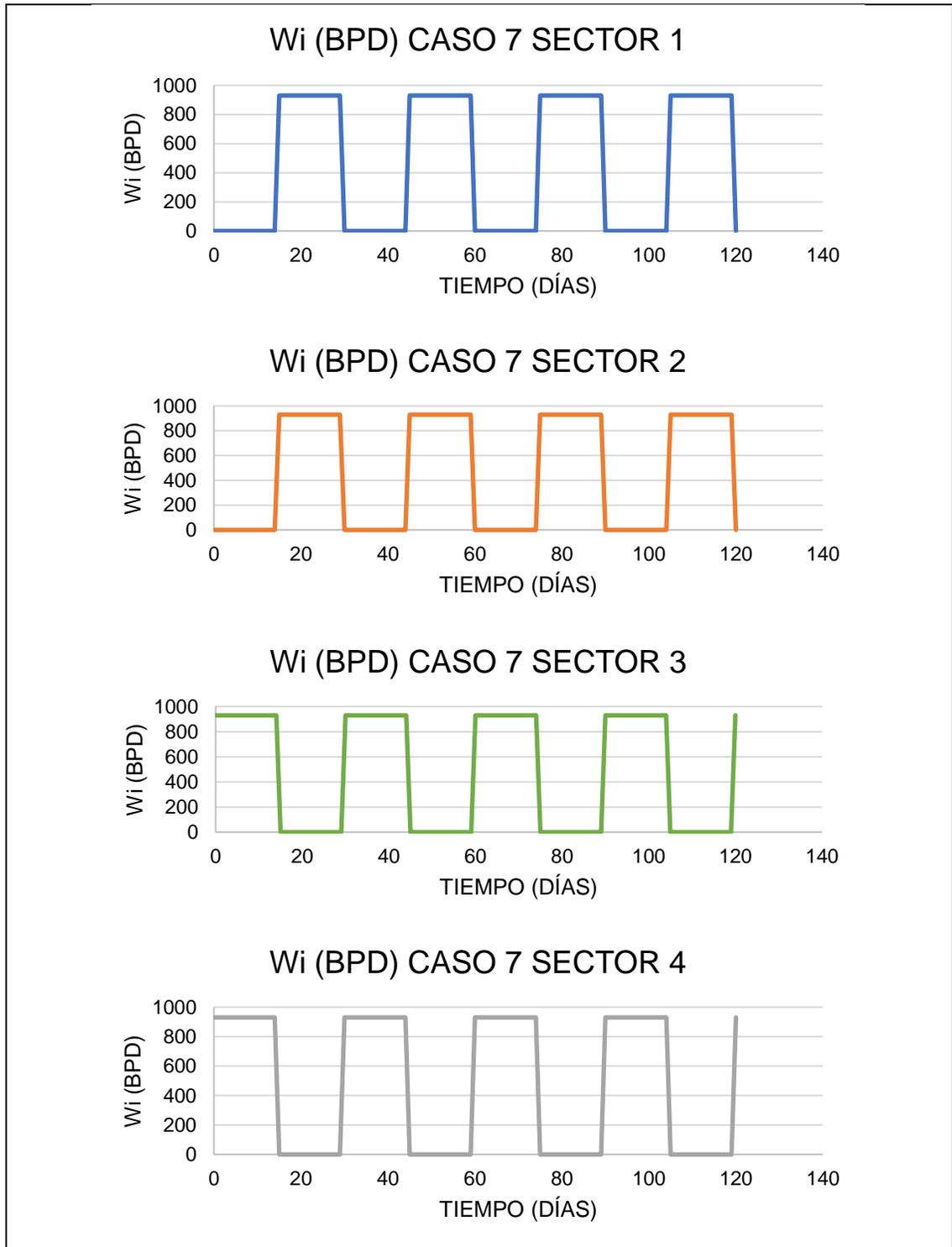
Figura 68. Esquema caso 7



Fuente: Elaboración propia

En la **gráfica 51** se ejemplifica el proceso de inyección.

Gráfica 51. Caudal de inyección Caso 7 en los cuatro sectores



Fuente: Elaboración propia

4.3.3.8 Caso 8. En este caso se inyectó en todos los sectores bajo la misma tasa de 890 bbl/día, manejando un cambio en el cronograma de inyección por sector, con una relación inyección/cierre de 1 a 1, variando el tamaño de los periodos base de 7 días a 21 días para los sectores 1-2 y 3-4 respectivamente. En el **cuadro 41** se puede ver la configuración y cómo el índice de remplazo es de 1.00125.

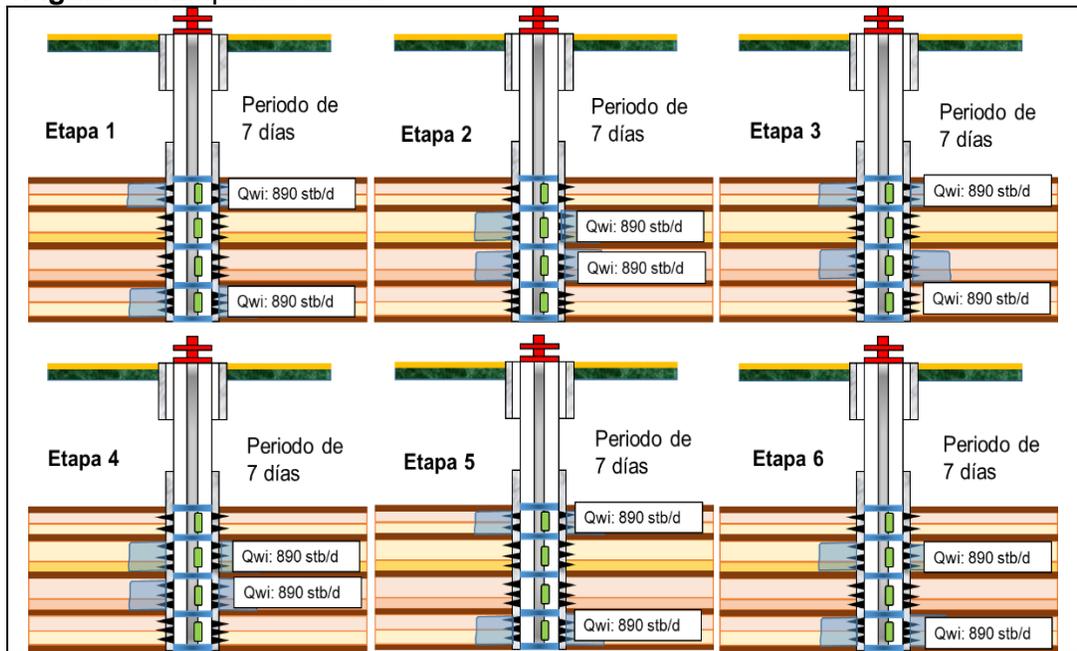
Cuadro 41. Descripción de Caso 8 con sarta de inyección selectiva

Caso 8	Tasa de inyección (bbl/día)	periodos de inyección/ cierre para todos los pozos										valor de X (días)		
Sector 1	890	x		x		x		x		x		x		7
Sector 2	890		x		x		x		x		x		x	7
Sector 3	890		x	x	x				x	x	x			7
Sector 4	890	x				x	x	x				x	x	7

Fuente: Elaboración propia

En la **figura 69** se esquematiza el escenario de caso 8.

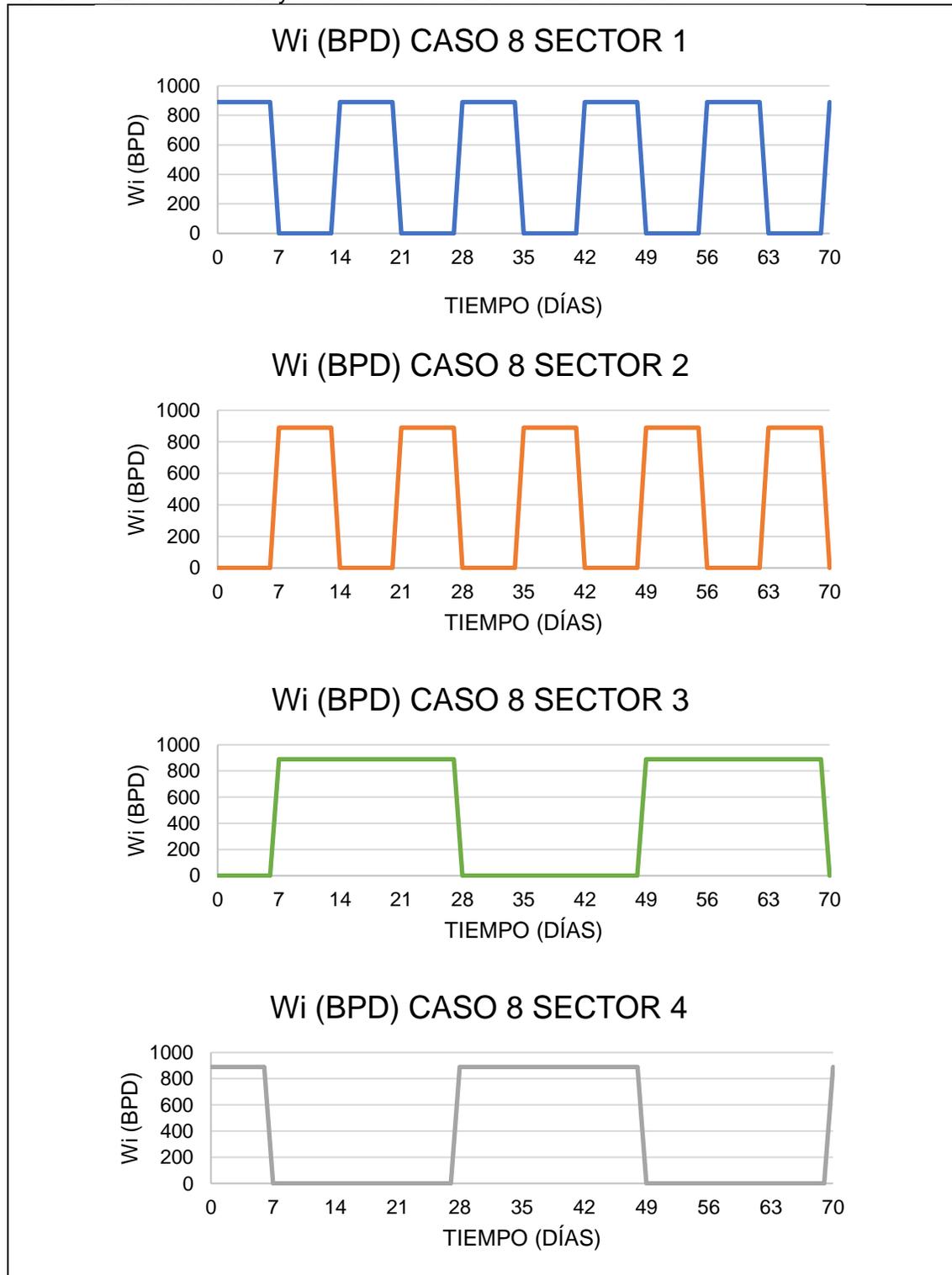
Figura 69. Esquema caso 8



Fuente: Elaboración propia

En la **gráfica 52** se ejemplifica el proceso de inyección.

Gráfica 52. Caudal de inyección Caso 8 en los cuatro sectores



Fuente: Elaboración propia

4.3.3.9 Caso 9. En este caso se inyectó en todos los sectores bajo la misma tasa de 900bbl/día, manejando un cambio en el cronograma de inyección por sector con una relación inyección/cierre de 1 a 1 variando el tamaño de los periodos base de 3 días a 6 días de forma igual en los sectores 1-3 y 2-4 respectivamente. En el **cuadro 42** se puede ver la configuración y cómo el índice de remplazo varía entre 1.0125-2.025.

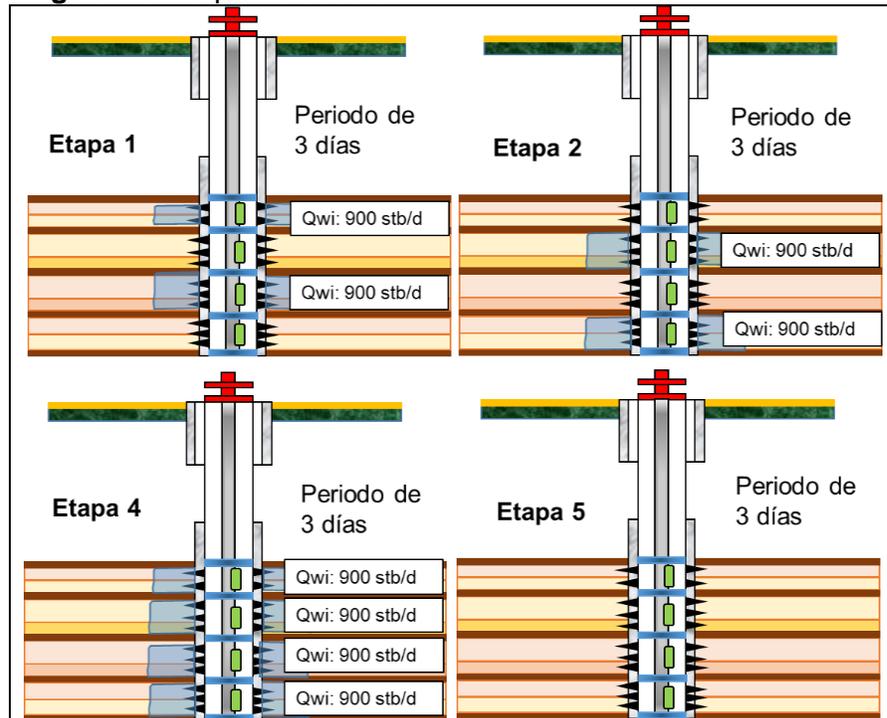
Cuadro 42. Descripción de Caso 9 con sarta de inyección selectiva

Caso 9	Tasa de inyección (bbl/día)	periodos de inyección/ cierre para todos los pozos										valor de X (días)	
Sector 1	900	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	3	
Sector 2	900		x	x		x	x		x	x		x	3
Sector 3	900	x		x		x		x		x		x	3
Sector 4	900		x	x			x	x			x	x	3

Fuente: Elaboración propia

En la **figura 70** se esquematiza el escenario de caso 9.

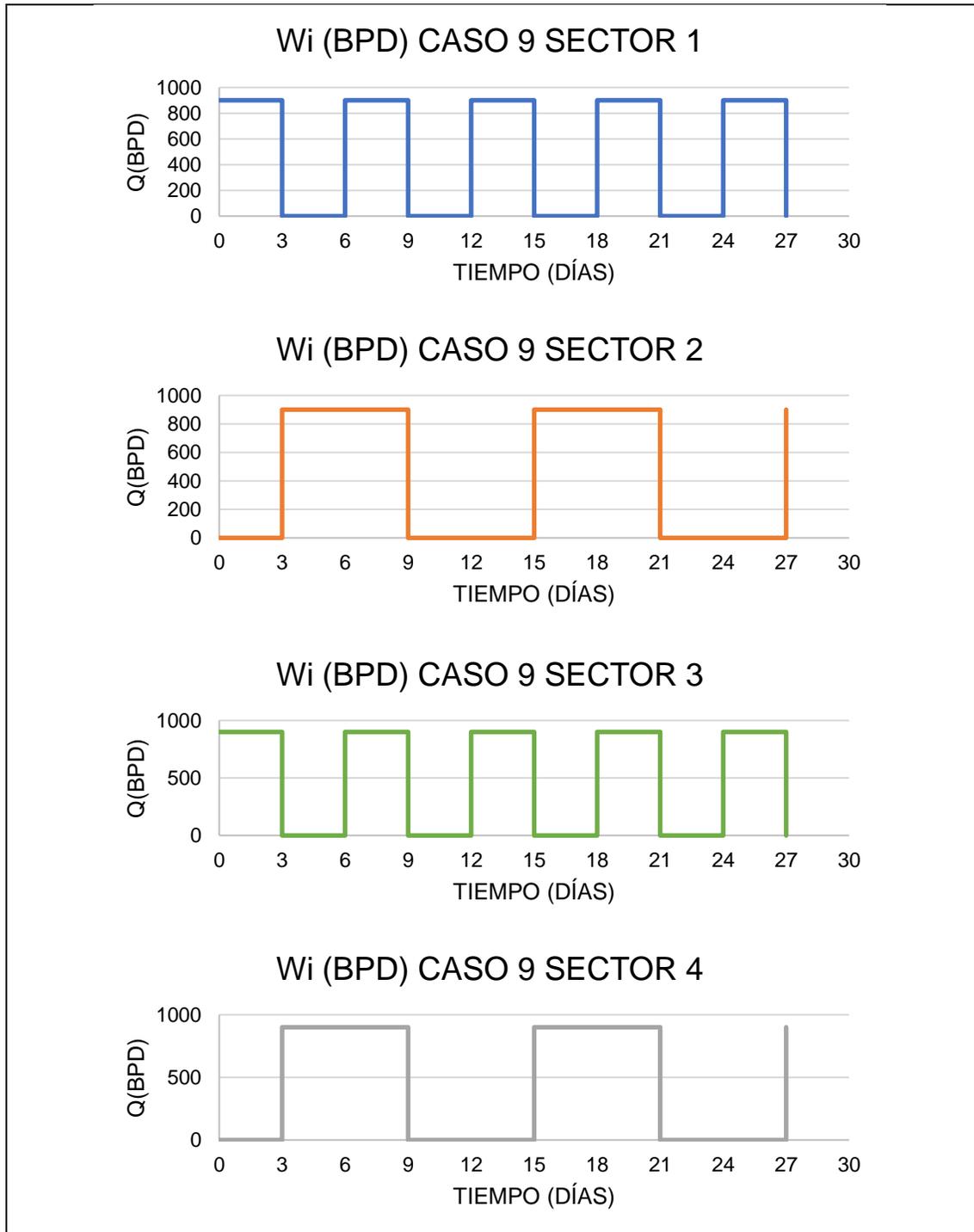
Figura 70. Esquema caso 9



Fuente: Elaboración propia

En la **gráfica 53** se ejemplifica el proceso de inyección.

Gráfica 53. Caudal de inyección Caso 9 en los cuatro sectores

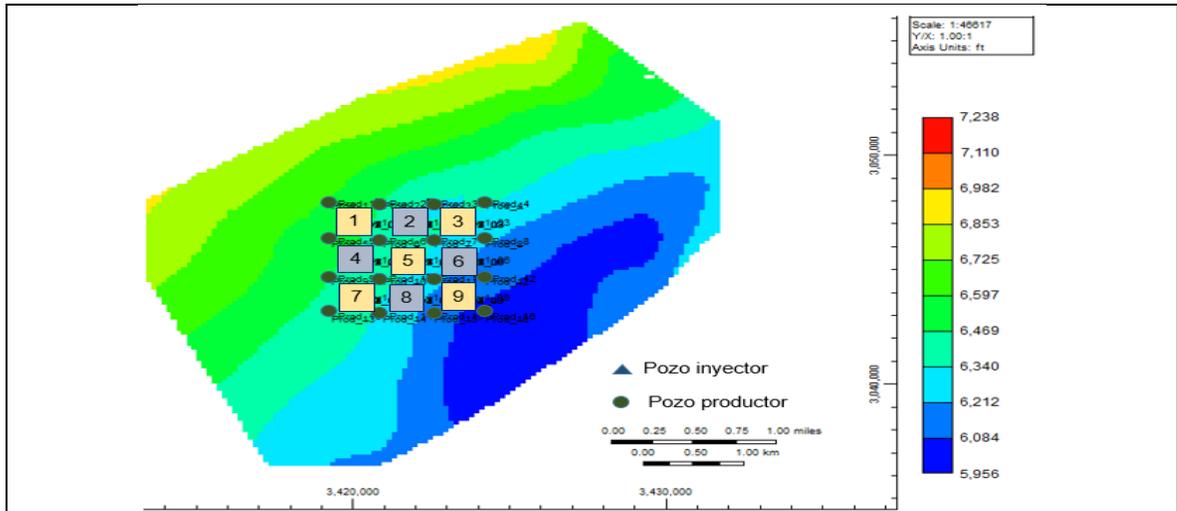


Fuente: Elaboración propia

4.3.4 Escenarios de inyección de agua por pulsos con sarta selectiva con variación lateral. En estos escenarios se numeraron los pozos inyectores, para

formar dos subgrupos (pozos pares e impares), dependiendo de la ubicación. En la **figura 71** se puede ver un mapa en el que se especifica la numeración de los pozos inyectoros.

Figura 71. Agrupación de pozos inyectoros



Fuente: CMG IMEX (Elaboración propia)

4.3.4.1 Caso 10. En este caso se inyectó en todos los sectores bajo la misma tasa de 930 bbl/día, manejando un cambio en el cronograma de inyección por sector con una relación inyección/cierre de 1 a 1 en periodos base de 15 días, presentando el mismo comportamiento en los sectores 1-2 y 3-4. Con el fin de alterar la actividad lateral de los pozos se alternó la actividad entre los pozos pares e impares. En el **cuadro 43** se puede ver la configuración y cómo el índice de remplazo es de 1.046.

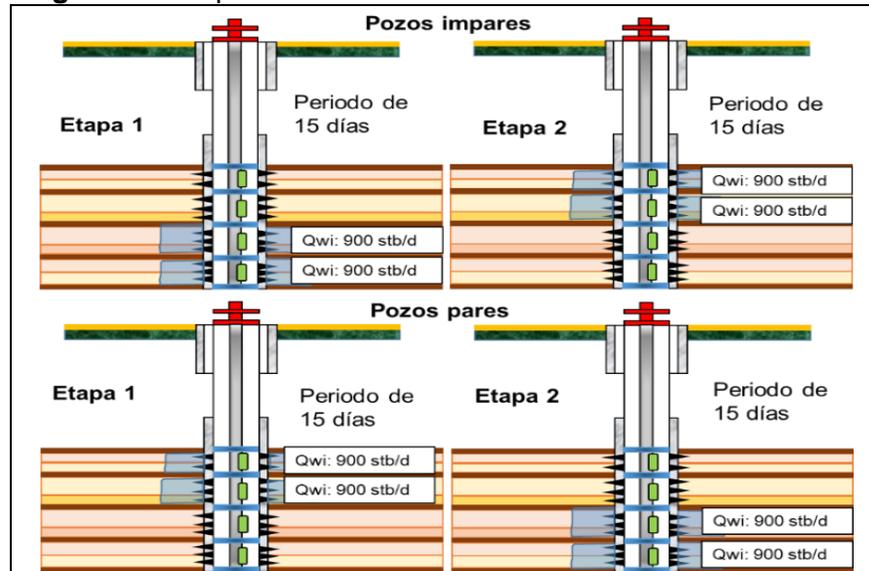
Cuadro 43. Descripción de Caso 10 con sarta de inyección selectiva

Caso 10	Tasa de inyección (bbl/día)	periodos de inyección/ cierre para todos los pozos impares										valor de X (días)
Sector 1	930	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	15
Sector 2	930	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	15
Sector 3	930	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	15
Sector 4	930	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	15
	Tasa de inyección (bbl/día)	periodos de inyección/ cierre para todos los pozos pares										valor de X(días)
Sector 1	930	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	15
Sector 2	930	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	15
Sector 3	930	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	15
Sector 4	930	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	15

Fuente: Elaboración propia

En la **figura 72** se esquematiza el escenario de caso 10.

Figura 72. Esquema caso 10



Fuente: Elaboración propia

4.3.4.2 Caso 11. En este caso se inyectó en todos los sectores bajo la misma tasa de 881 bbl/día, manejando un cambio en el cronograma de inyección por sector con una relación inyección/cierre de 3 a 1 en periodos base de 15 días de forma secuencial para los pozos impares, mientras que para los pozos pares la relación de inyección/cierre es de 1 a 3. En el **cuadro 44** se puede ver como el índice de remplazo es de 1.046.

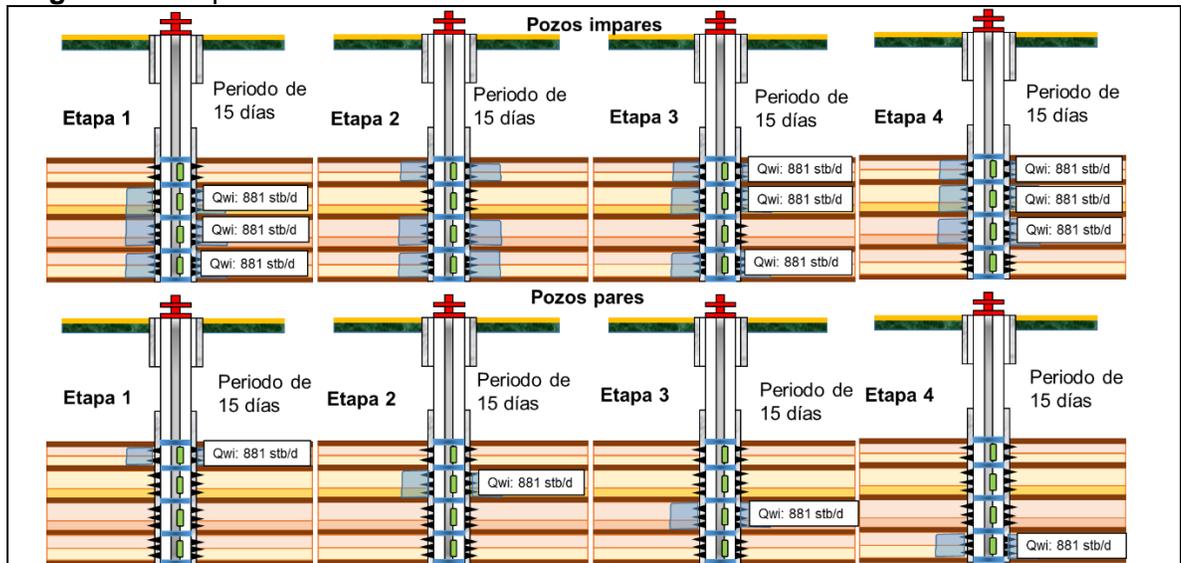
Cuadro 44. Descripción de Caso 11 con sarta de inyección selectiva

Caso 11	Tasa de inyección (bbl/día)	periodos de inyección/ cierre para todos los Pozos impares												valor de X (días)		
Sector 1	881		x	x	x		x	x	x		x	x	x		x	15
Sector 2	881	x		x	x	x		x	x	x		x	x	x		15
Sector 3	881	x	x		x	x	x		x	x	x		x	x	x	15
Sector 4	881	x	x	x		x	x	x		x	x	x		x	x	15
	Tasa de inyección (bbl/día)	periodos de inyección/ cierre para todos los Pozos pares												valor de X (días)		
Sector 1	881	x				x				x				x		15
Sector 2	881		x				x				x				x	15
Sector 3	881			x				x				x				15
Sector 4	881				x				x				x			15

Fuente: Elaboración propia

En la **figura 73** se esquematiza el escenario de caso 11.

Figura 73. Esquema caso 11



Fuente: Elaboración propia

4.4 RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN NUMÉRICA DE LA INYECCIÓN DE AGUA POR PULSOS

Con el fin de generar una metodología, después de realizar la simulación de varios escenarios de inyección de agua por pulsos planteados en la sección anterior, se observaron diferentes resultados los cuales fueron organizados. Los resultados son representados a nivel de campo y sectores, mostrando el factor de recobro, la eficiencia de la inyección y la relación de agua-petróleo producida en cada caso.

4.4.1 Comparación de resultados. Con el propósito de observar el efecto que tiene la inyección por pulsos en la tasa de producción de petróleo, se ve el efecto global del factor de recobro en función del volumen de agua inyectada. En **la tabla 1** se puede observar la recopilación de los resultados de los escenarios de inyección para un tiempo de 7300 días. Los valores presentes son los siguientes:

- ✓ Tasa de petróleo
- ✓ Relación agua petróleo producidas – WOR (Water Oil Rate)
- ✓ Tasa de líquido producido
- ✓ Factor de reobro - FR
- ✓ Petróleo producido acumulado – Np
- ✓ Agua inyectada acumulada – Wi
- ✓ Corte de agua
- ✓ Relación de agua inyectada sobre agua producida – Wi/Wp

- ✓ Eficiencia planeada de inyección
- ✓ Eficiencia de uso de agua

Los resultados anteriores, son en su mayoría, presentados por el post-procesador de CMG “results Graph”. Sin embargo, para el cálculo de la eficiencia de inyección se empleó la **ecuación 38**.

Ecuación 38. Ecuación de eficiencia de inyección

$$EI_{sector} = \frac{Q_{real\ sector}}{Q_{teórico\ sector}}$$

$$EI_{campo} = \frac{\sum_{sector\ 1}^n EI_{sector} * Q_{teórico\ sector}}{Q_{teórico\ campo}}$$

Fuente. SOLORZANO PEDRO et all. Selectivizing a singles bed Reservoir, a Successfully applicaion to Increase the Vertical Displaceent Efficiency in a Heavy Oil Waterflooding Project

Para la eficiencia de uso de agua se empleó la **ecuación 39**, la cual se refiere a un promedio de uso de agua por sector frente al agua inyectada en el campo.

Ecuación 39. Ecuación de eficiencia de inyección del uso del agua

$$Ewu_{sector} = 1 - \frac{|VP_{inj\ sector} - VP_{inj\ campo}|}{VP_{inj\ sector}}$$

$$Ewu_{campo} = \frac{\sum_{sector\ 1}^n Ewu_{sector}}{\# de\ sectores}$$

Fuente. Elaboración propia

Tabla 1. Resultados de la simulación de escenarios

Escenarios	Tasa de petróleo (bbl/día)	WOR (bbl/bbl)	FR %	Np – *10 [^] (7) (bbl)	Wi - 10 [^] (8) (bbl)	Corte de Agua (bbl/bbl)	Wi/Wp (bbl/bbl)	Eficiencia de plan	Eficiencia de uso de agua
Caso base	2396,47	5,69	18	2.4257	1,2	0,85	1,604278	0.7360	0.673
Caso simple 1	3191,27	5,28	18.89	2.5458	1,176	0,841	1,628808	0.7362	0.671
Caso simple 2	2644,86	5,35	18.50	2.4931	1,18	0,842	1,607629	0.7362	0.671
Caso simple 3	3389,06	5,49	19.37	2.61	1,176	0,845	1,663366	0.7370	0.673
Caso 1	3311,6	4,61	19.67	2.6507	1,1	0,819	1,724137	0,9574	0.708
Caso 2	3144,12	4,86	19.48	2.625	1,18	0,83	1,707670	0,9588	0.706
Caso 3	3507,21	3,94	20.08	2.7062	1,12	0,79	1,666666	0,9979	0.699
Caso 4	3174,12	4,81	19.76	2.6632	1,15	0,827	1,703703	0,9827	0.719
Caso 5	3211,97	4,6	19.20	2.5881	1,17	0,82	1,676217	0,9702	0.732
Caso 6	2869,55	4,66	18.81	2.5355	1,2	0,825	1,697312	0,9941	0.704
Caso 7	3257,28	5,37	18.91	2.5489	1,19	0,84	1,692745	0,9932	0.706
Caso 8	3468,22	3,78	20.25	2.7292	1,12	0,79	1,684210	0,9657	0.736
Caso 9	2976,77	5,24	19.09	2.5725	1,12	0,839	1,704718	0,9618	0.743
Caso 10	2865,75	4,73	18.62	2.5090	1,21	0,82	1,699438	1,0263	0.705
Caso 11	3048.	4.08	19.50	2.6279	1.1	0.81	1.713395	0.9548	0.738

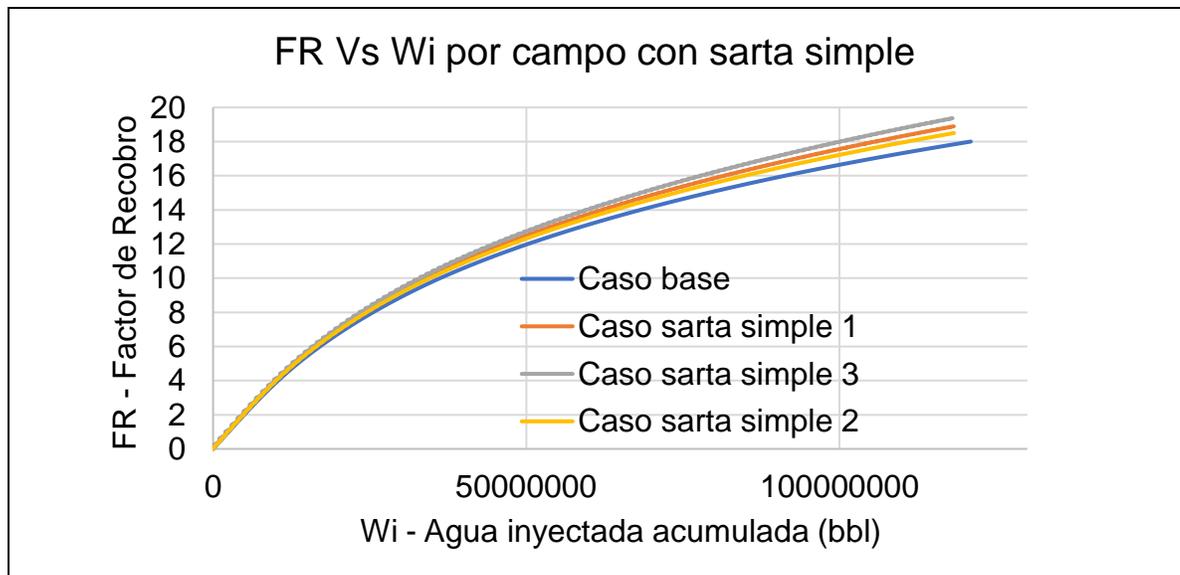
Fuente: Elaboración propia

El cuadro 43 muestra los resultados de los escenarios planteados anteriormente a un tiempo de 7300 días después de iniciar la inyección de agua en el modelo construido

En la próxima sección se puede observar la comparación de los diferentes escenarios, observando los cambios en el factor de recobro frente a un volumen inyectado igual. Se seleccionó este tipo de gráfico debido a que permite comparar los distintos escenarios sin importar que la tasa de inyección de agua varíe entre cada escenario.

4.4.1.1 Comparación del factor de recobro de los casos con sarta simple. Es posible observar en la **gráfica 54** el comportamiento del factor de recobro en los escenarios de sarta simple aplicando inyección de agua por pulsos frente al escenario de inyección tradicional, donde se destaca un incremento de 1.5 % en el factor de recobro para el mejor escenario frente al caso base.

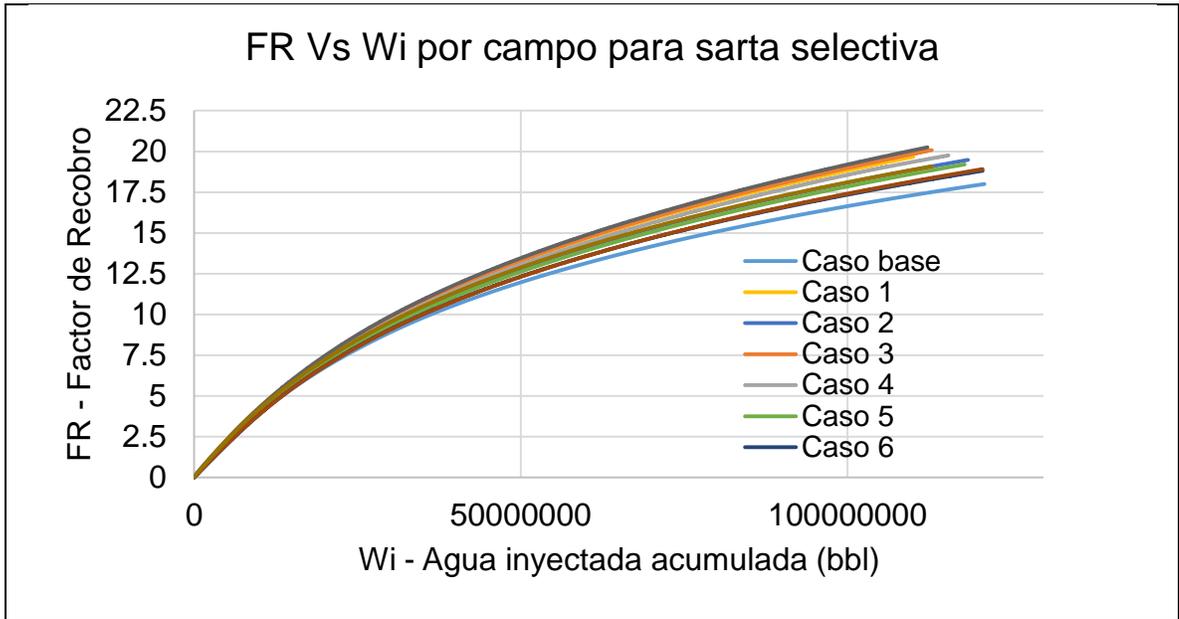
Gráfica 54. Comparación del factor de recobro de los casos con sarta Simple



Fuente: Elaboración propia

4.4.1.2 Comparación del factor de recobro de los casos con sarta Selectiva. Es posible observar en la **gráfica 55** el comportamiento del factor de recobro en los escenarios de sarta selectivas aplicando inyección de agua por pulsos frente al escenario de inyección tradicional, donde se destaca un incremento de 2.5 % en el factor de recobro para el mejor escenario frente al caso base.

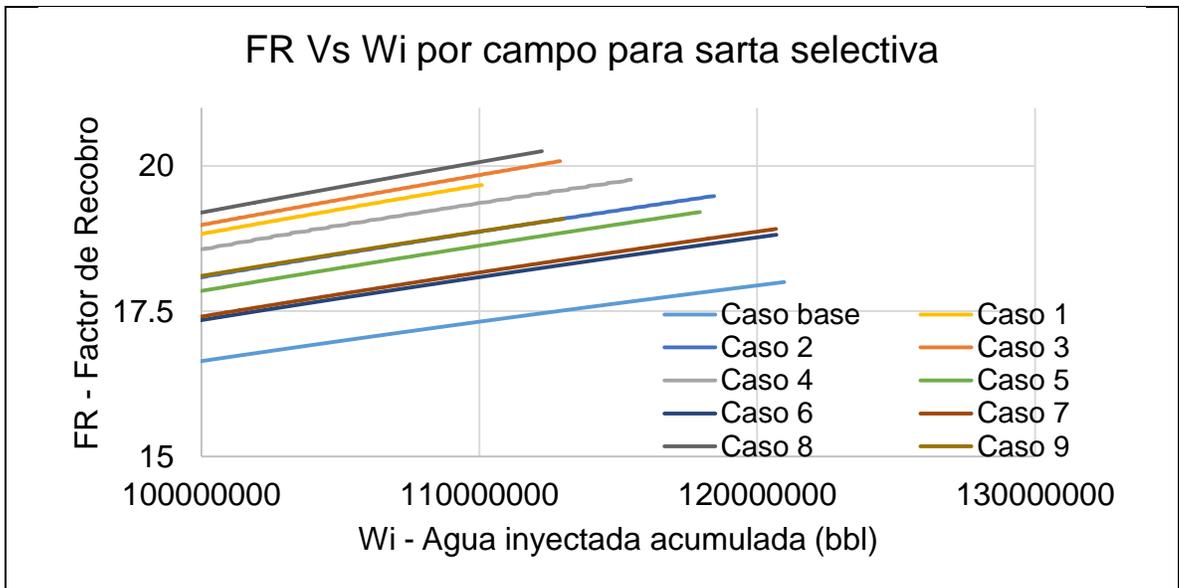
Gráfica 55. Comparación del factor de recobro de los casos con sarta Selectiva



Fuente: Elaboración propia

Debido a la saturación de curvas en la figura anterior, en la **gráfica 56** se puede apreciar un zoom de la comparación de los casos de sarta selectiva, para los cuales el mejor escenario fue el caso 8, ya que mantiene el valor de factor de recobro más alto con un volumen de agua inyectada menor.

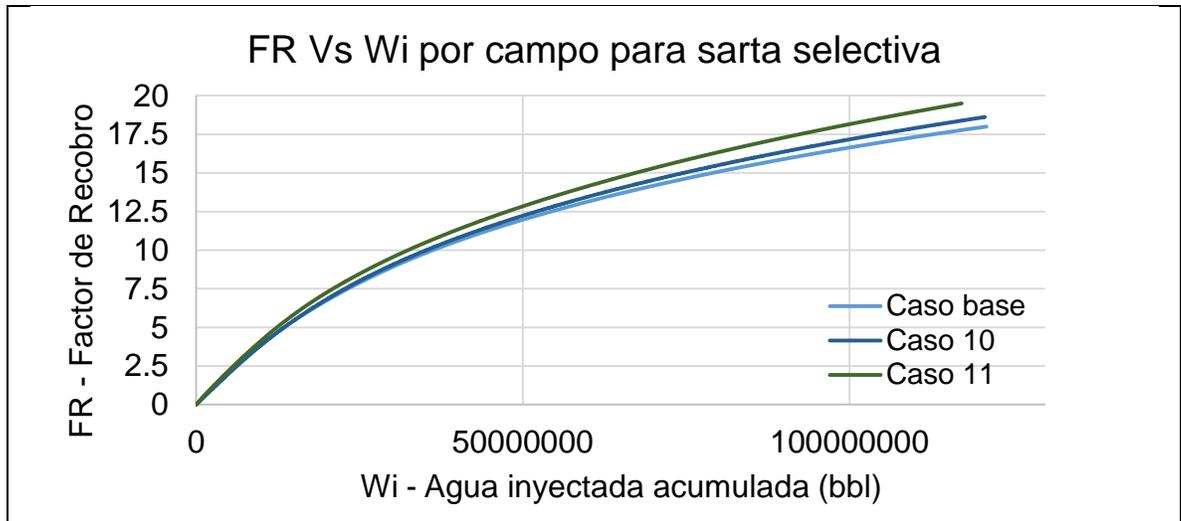
Gráfica 56. Ampliación de comparación del factor de recobro de los casos con sarta simple



Fuente: Elaboración propia

4.4.1.3 Comparación del factor de recobro de los casos con actividad lateral de los pozos. Es posible observar en la **gráfica 57** el comportamiento del factor de recobro en los escenarios en los que se varió la actividad de los pozos lateralmente, aplicando inyección de agua por pulsos frente al escenario de inyección tradicional, donde se destaca un incremento de 1.3 % en el factor de recobro para el mejor escenario frente al caso base, a un volumen igual de agua inyectada.

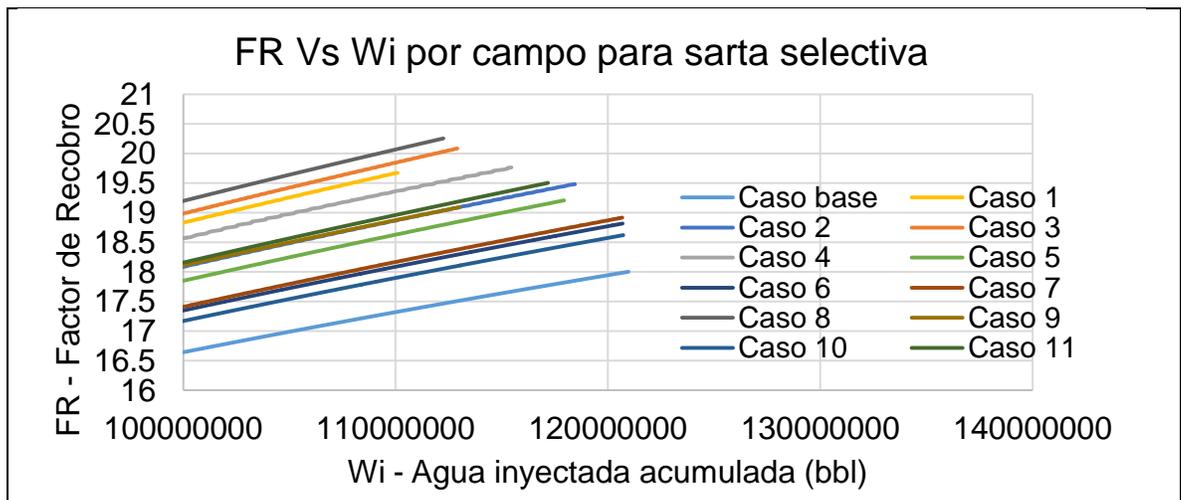
Gráfica 57. Comparación del factor de recobro por escenarios de actividad de pozo



Fuente: Elaboración propia

4.4.1.4 Comparación global de escenarios. En la **gráfica 58** se puede observar una comparación general de los diferentes escenarios, donde se destaca que para los 7300 días existen escenarios a los cuales se les inyectó un mayor volumen de agua.

Gráfica 58. Comparación del factor de recobro global de escenarios

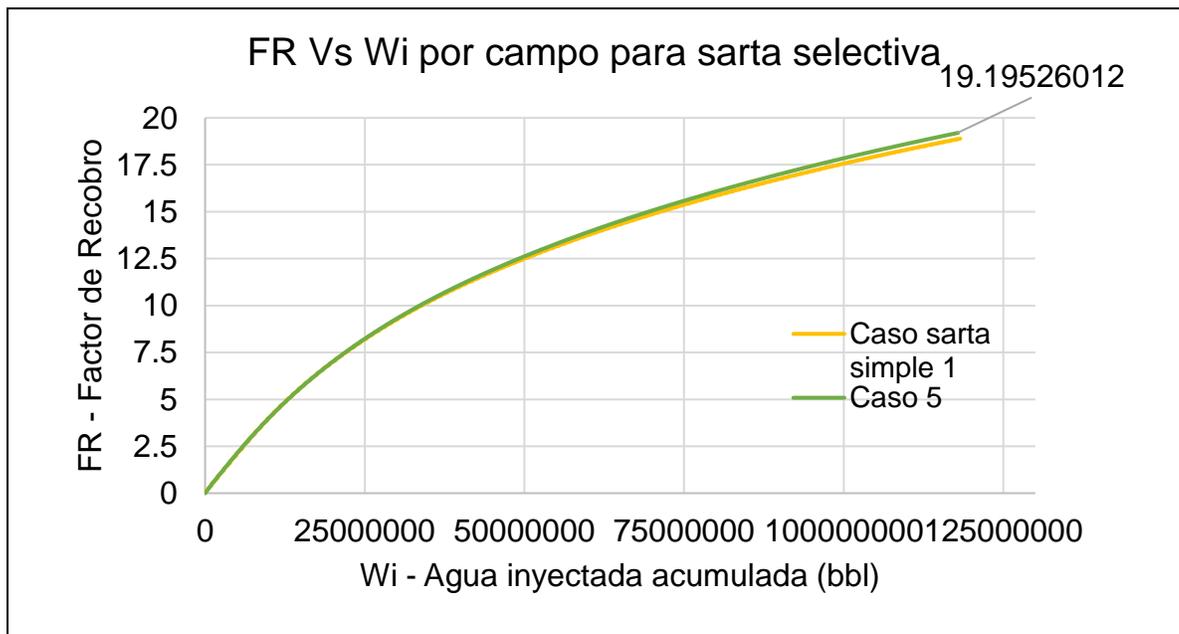


Fuente: Elaboración propia

4.4.2 Comparación de la actividad por pozo. En la siguiente sección se procede a comparar el efecto que tiene la variación del tamaño de los periodos, la variación de tasa y la actividad de pozo. Para esta comparación se tomaron como base datos a nivel de sector o nivel de campo.

4.4.2.1 Comparación del factor de recobro por tipo de sarta con esquema de inyección/cierre 3-1. En la **gráfica 59** se puede observar el incremento del factor de recobro de 0.31 % en el escenario en el que se emplea una sarta selectiva/inteligente.

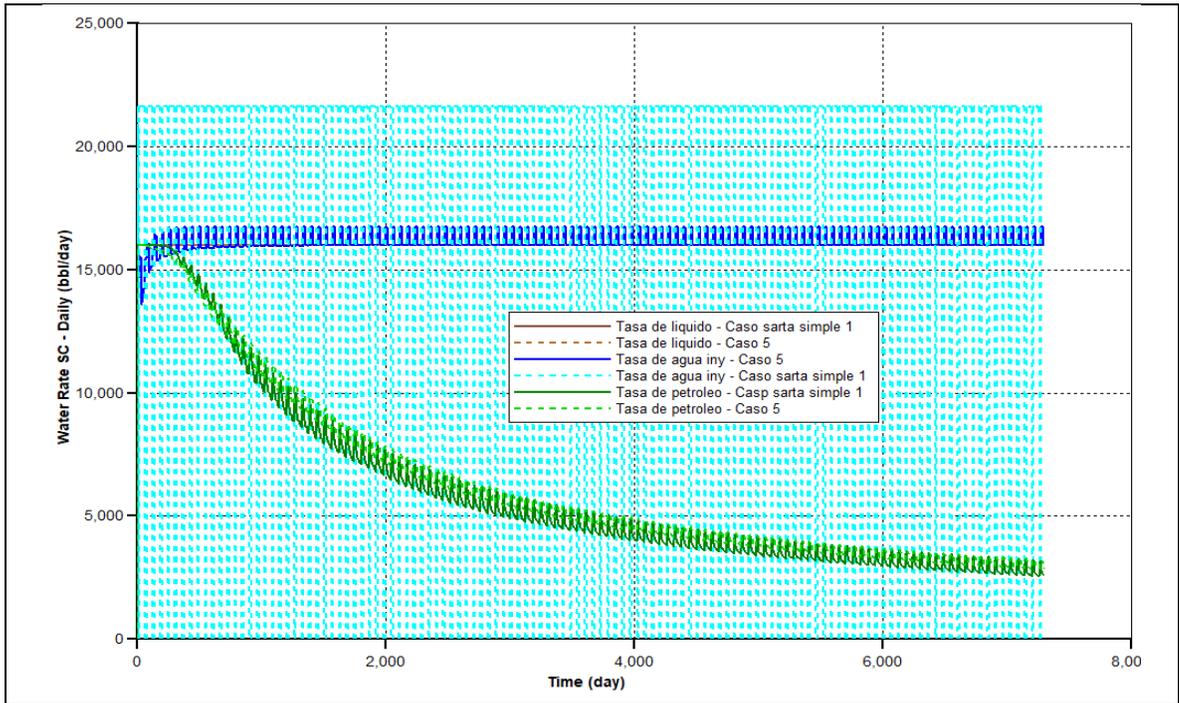
Gráfica 59. Comparación del Factor de recobro por tipo de sarta



Fuente: Elaboración propia

El incremento en el factor de recobro que se ve en la figura anterior se debe a que a los 800 días la tasa de producción del escenario con sarta simple cae e intercepta la tasa del caso 5, como se puede ver en la **gráfica 60**.

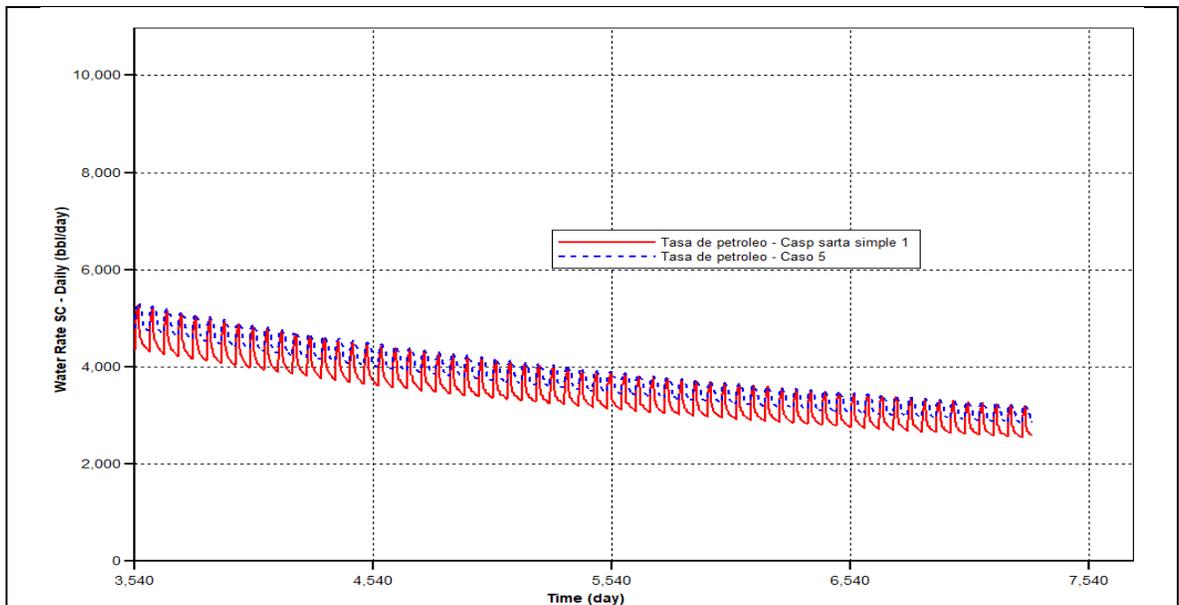
Gráfica 60. Comparación de producción de petróleo caso sarta simple 1 vs Caso 5



Fuente: CMG IMEX (Elaboración propia)

En la **gráfica 61** se presenta una ampliación de la diferencia de caudal de producción de petróleo para el caso 5 y el caso de sarta simple 1.

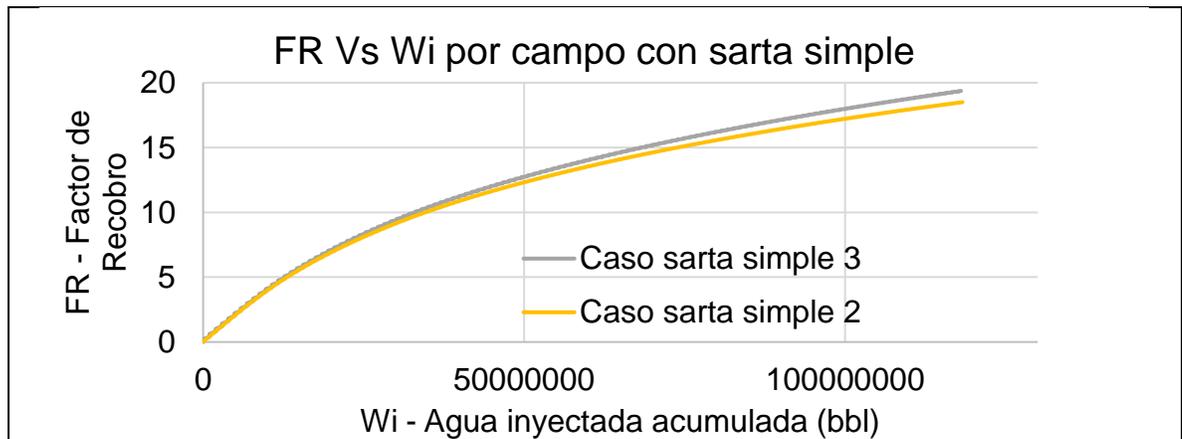
Gráfica 61. Amplificación para ver diferencia de tasas en el caso simple 1 y caso 5



Fuente: CMG IMEX (Elaboración propia)

4.4.2.2 Comparación por variación de tasa con casos de igual frecuencia de pulsación. En la **gráfica 62** se observa que al poner dos escenarios iguales alterando la diferencia de caudal entre los periodos de alta presión y baja presión, se obtendrá un mayor factor de recobro entre más grande sea la diferencia entre los caudales.

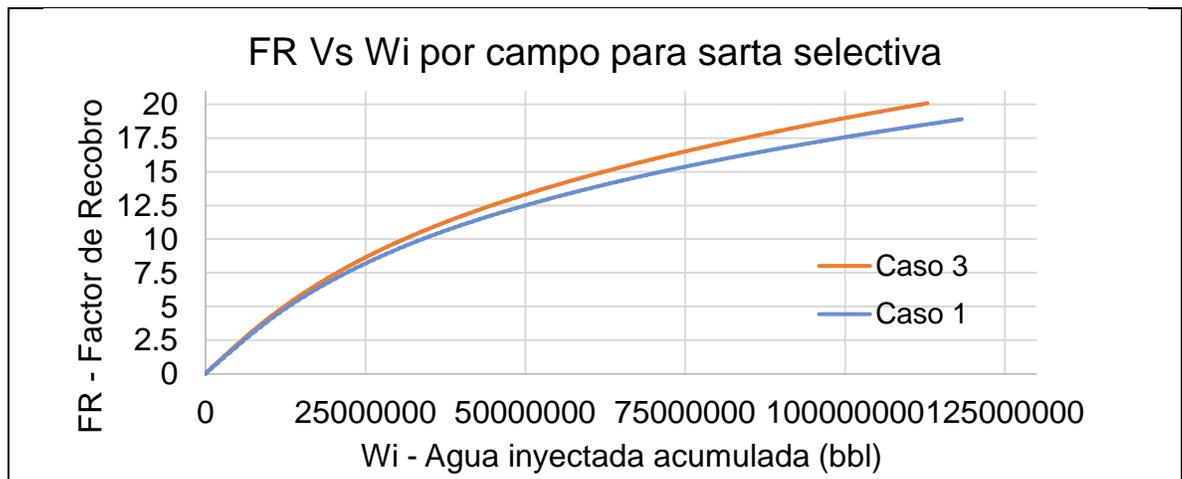
Gráfica 62. Comparación de factor de recobro por variación de tasa



Fuente: Elaboración propia

4.4.2.3 Comparación por variación de tamaño de periodo de inyección/cierre con esquema 2-1 para el sector 2. En la **gráfica 63** se observa que al poner dos escenarios de esquema de inyección/cierre 2-1 para el sector 2, alterando el valor de caudal, se obtiene un mayor factor de recobro para periodos de inyección y cierre más cortos. Para este caso un periodo de inyección/cierre de 7 días incrementó el factor de recobro en 1.5 % (para la misma cantidad de agua inyectada) frente al escenario de 20 días.

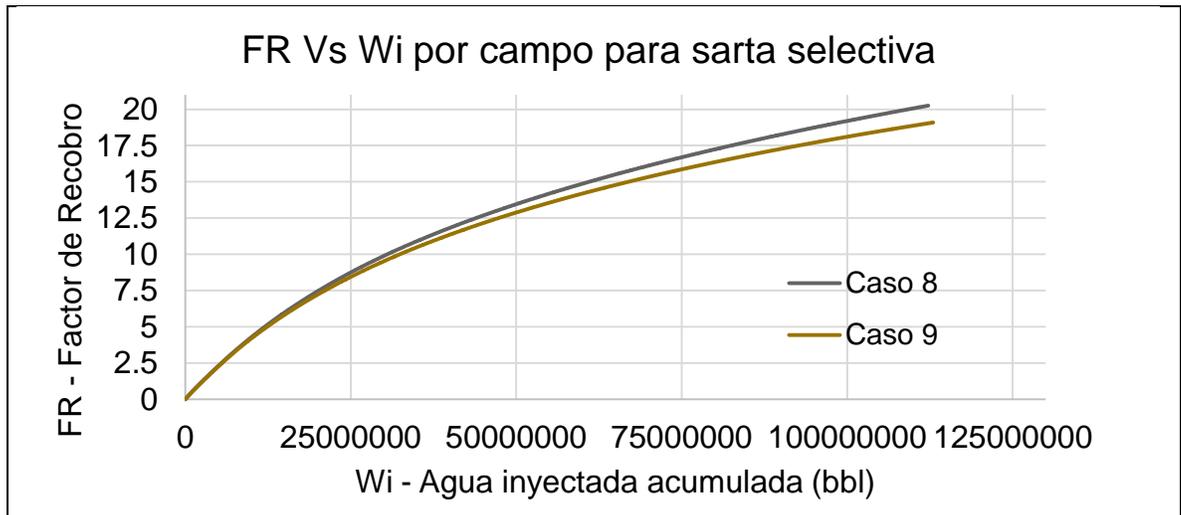
Gráfica 63. Comparación por variación de tamaño de periodo de inyección/cierre con esquema 2-1 para el sector 2



Fuente: Elaboración propia

4.4.2.4 Comparación por variación de caudal con esquema de inyección/cierre 1-1 para el sector 2. En la **gráfica 64** se observa que al poner dos escenarios iguales alterando la diferencia de caudal, presenta un incremento en el factor de recobro de un 1 % para una reducción en la tasa de 10 bbl.

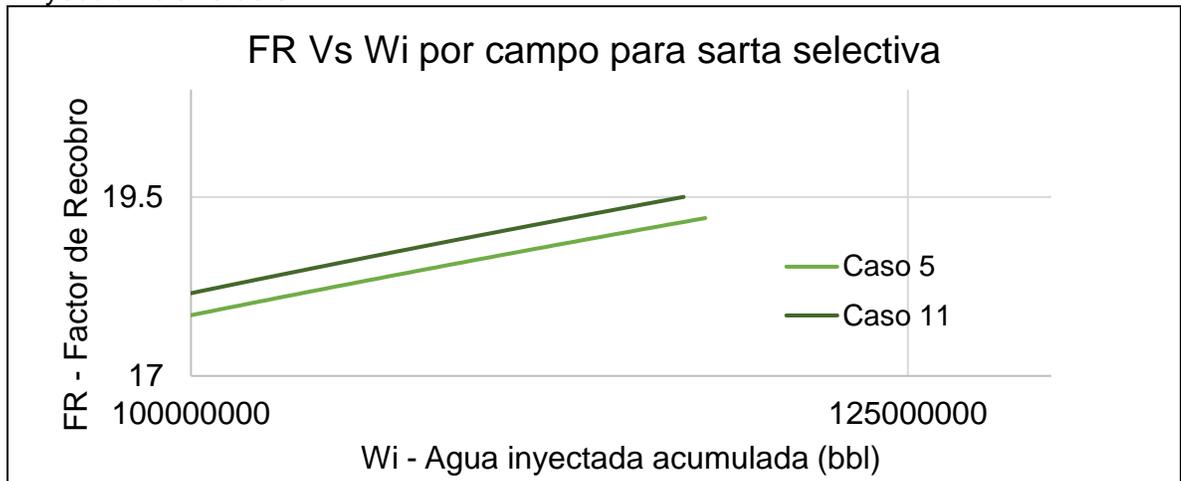
Gráfica 64. Comparación por variación de caudal con esquema de inyección/cierre 1-1 sector 2



Fuente: Elaboración propia

4.4.2.5 Comparación por variación de actividad de pozos para escenario de inyección/cierre de 3-1. En la **gráfica 65** se observa que al poner dos escenarios (5 y 11) en los que se alteró el esquema de inyección/cierre de 3-1 a 1-3 para los pozos pares, manteniendo los impares igual, el factor de recobro incrementó en 0.35% para un mismo volumen de agua inyectada.

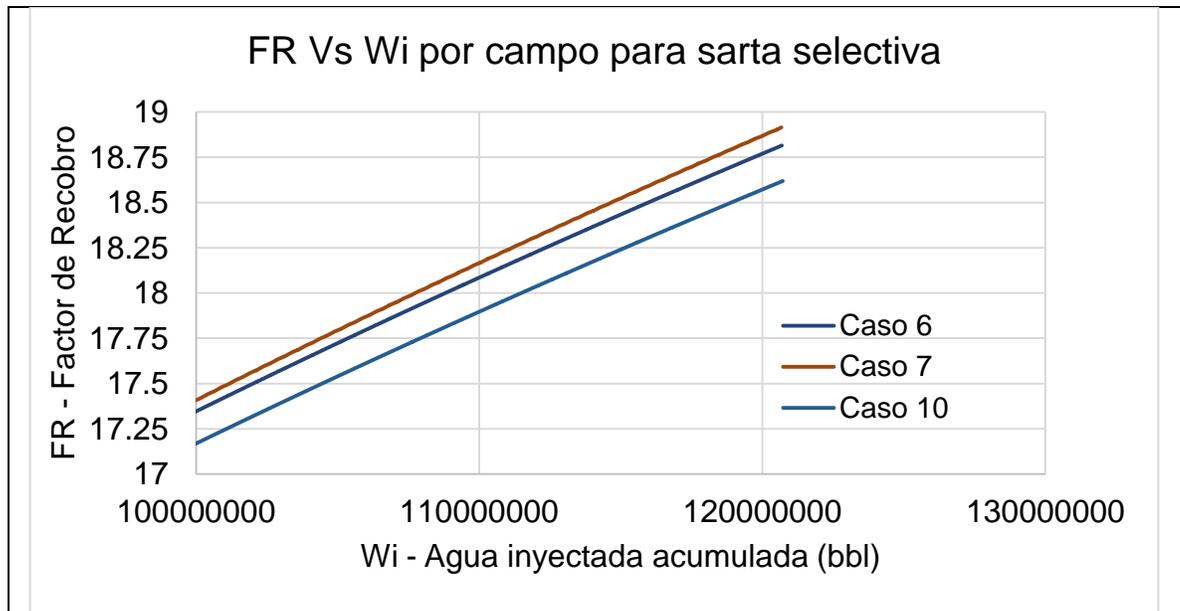
Gráfica 65. Comparación de por variación de actividad de pozo para escenario de inyección cierre de 3-1



Fuente: Elaboración propia

4.4.2.6 Comparación de factor de recobro por variación de actividad de pozo para escenario de inyección/cierre de 1-1. En la **gráfica 66** se observa que al poner escenarios en los que lo que se alteró fue la actividad de los sectores de forma cronológica, se obtiene mejores resultados estableciendo la misma secuencia para pozos impares y la misma para pozos pares.

Gráfica 66. Comparación de factor de recobro por variación de actividad de pozo para escenario de inyección/cierre de 1-1



Fuente: Elaboración propia

4.4.3 Estudio de resultados a nivel global. Tomando en cuenta los parámetros operativos (tasa de inyección y frecuencia de pulsación), que sirvieron como base mediante su cambio, para generar los diferentes casos, se analiza los diferentes resultados.

4.4.3.1 A nivel de factor de recobro. Parámetro de gran importancia, que tiene elevada influencia en la selección de una entre diferentes técnicas de recobro.

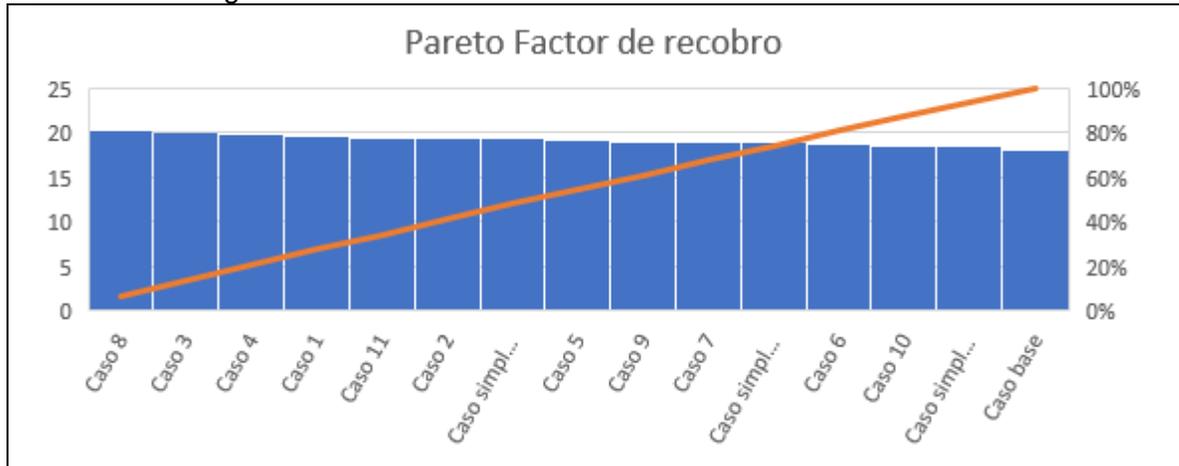
El comportamiento de este parámetro, sigue la tendencia generalmente directamente proporcional de que a mayor tiempo en el periodo de presurización o de inyección mayor va a ser el factor de recobro. Significa esto que no es bueno largos periodos sin inyectar debido a que la presión puede caer en el sistema.

El caso 8 se plantea como el de mejor resultado, los pulsos 1/1 beneficiaron en este caso en particular por la alternancia entre sectores de la longitud de ciclos (14 y 42 días), mejorando los flujos cruzados entre capas por las diferencias de presión ocasionadas. Además, la alta tasa de inyección por sector beneficia los resultados.

El siguiente caso fue el caso 3 donde se maneja para todos los sectores pulsos 2/1 en los que la longitud del ciclo se acerca a las condiciones operativas ideales y aunque la tasa de inyección por sector fue de casi 250 bbl/día menos que en el caso 8 el factor de recobro disminuyó sólo 0.17 %.

Por la parte de los casos 4 y 2 con factores de recobro respectivamente de 19.736 y 19.48, los esquemas de pulsos 3 a 1 alternados con los 1 a 1 entre sectores impactan de forma positiva en la producción de petróleo y se observa que a mayor longitud de los ciclos 3 a 1 el resultado mejorará. Finalmente, los casos de sartas simple en los cuales se maneja pulsación son los de peores resultados, a pesar de que ya presentan una mejoría con la inyección convencional, esto es por la peor distribución de agua inyectada entre los sectores. Un diagrama de Pareto para el factor de recobro muestra la tendencia del factor de recobro. Ver **gráfica 67**.

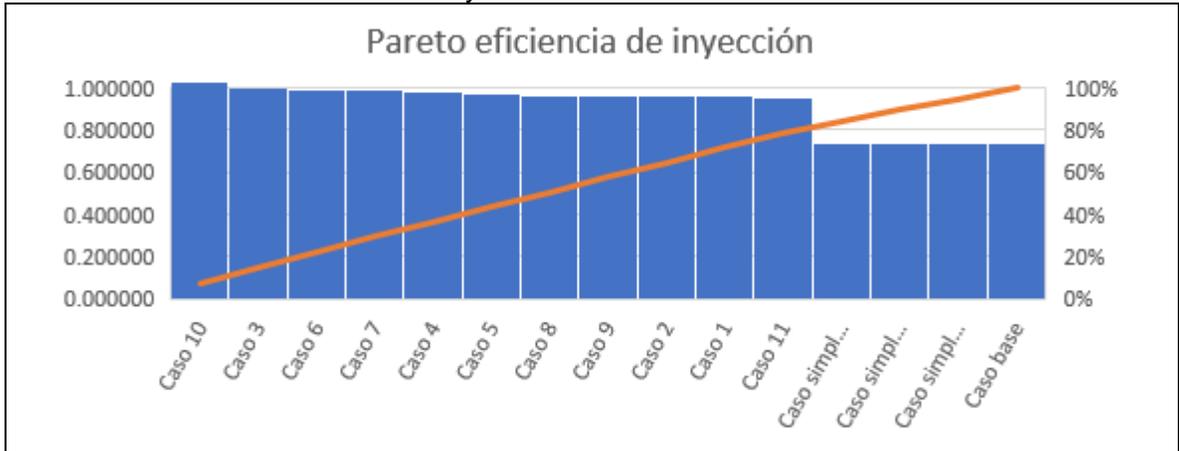
Gráfica 67. Diagrama de Pareto factor de recobro



Fuente. Elaboración propia

4.4.3.2 A nivel de eficiencia de inyección. La eficiencia de inyección presenta buenos resultados para los escenarios de pulsación que manejan sectorización, en los que destacan el caso 10, se cree que también la eficiencia puede estar asociada a la variación lateral de los esquemas de inyección que presenta este caso en particular. El caso 3, 6, 7 y 4 también manejan altas eficiencias de inyección, sin embargo, de estos casos los de mayor petróleo producido son los 3 y 4, por lo tanto, el caso 6 y 7 aunque reciben una cantidad de agua adecuada por zona, producirán menos petróleo y bajará el valor agregado de sus esquemas. Ver **gráfica 68**.

Gráfica 68. Pareto eficiencia de inyección

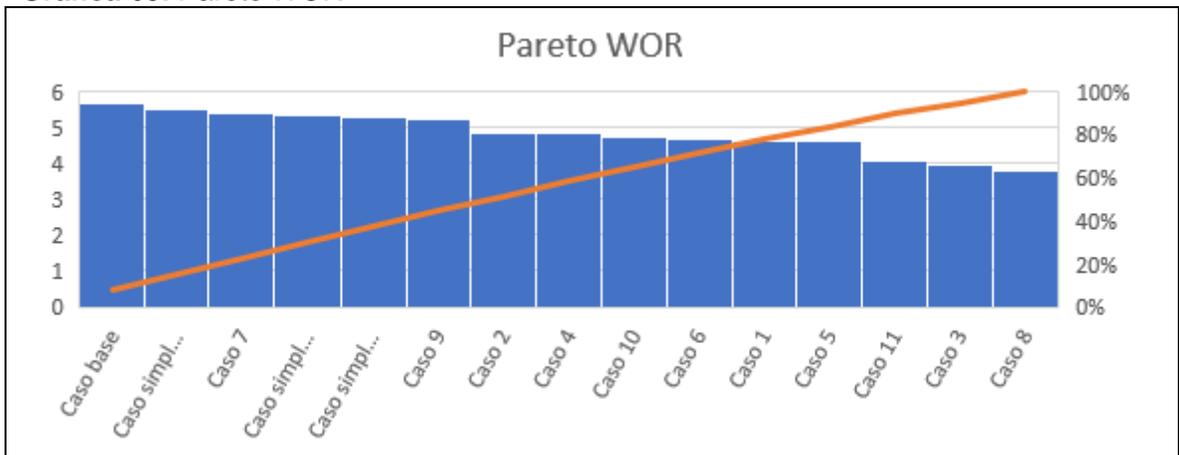


Fuente: Elaboración propia

La abrupta caída de eficiencia de inyección se obtiene cuando no se inyecta en un sistema sectorizado, sino se hace el proceso de pulsación e inyección convencional considerando una sarta convencional.

4.4.3.3 A nivel de WOR. La relación agua- petróleo es importante debido a el manejo del agua y el límite económico. Es por esto que entre menor corte de agua se obtenga más rentable y posible será el proyecto. El escenario que cumple con este requerimiento más satisfactoriamente es el caso 8, con el que se obtiene a través de su patrón de pulsos ya descrito una baja tasa de agua. Esto es por el aumento en las eficiencias de barrido tanto areales como verticales que ayudan que a nivel areal el agua inyectada genere nuevos caminos de flujo y de forma vertical el agua se incorpora a capas de menor permeabilidad durante la imbibición y es expulsado el hidrocarburo. Ver **gráfica 69**.

Gráfica 69. Pareto WOR

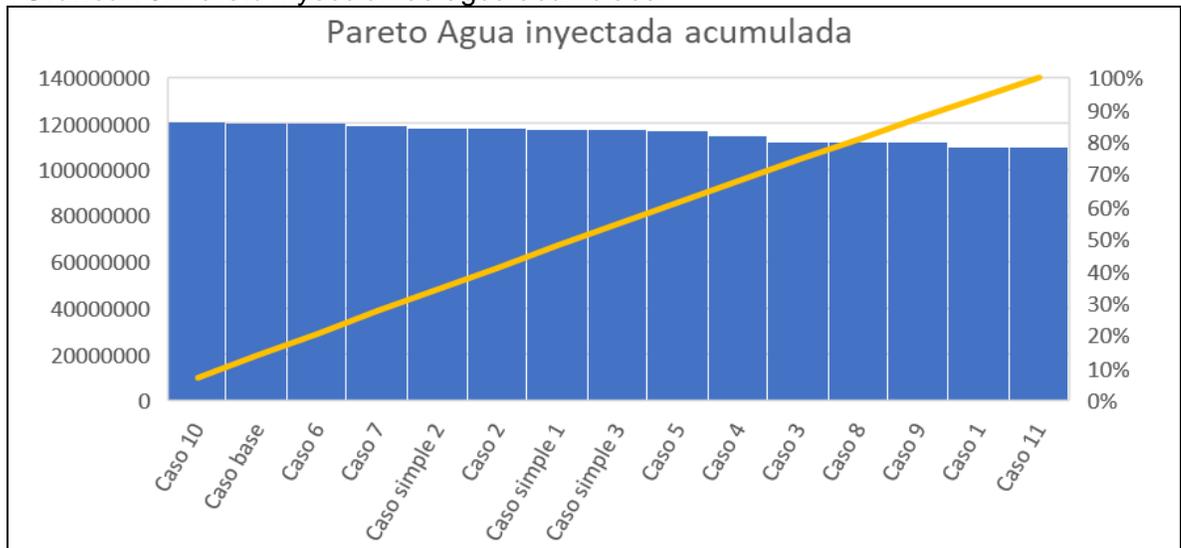


Fuente. Elaboración propia

De la misma forma el caso 3 y el caso 11 consiguen valores de WOR menores a 4. En contraste el caso base y los simples presentan las magnitudes más altas, esto asociado estrechamente con las bajas eficiencias de inyección por la presencia de caminos preferenciales.

4.4.3.4. A nivel de inyección de agua. Debido a que se tiene la misma producción en todos los escenarios y con ayuda del rango de VRR anteriormente mencionado, se intenta establecer cantidades de agua inyectada acumulada similares, pero debido a que existen variaciones con bajo nivel de control por la pulsación y por la alternancia de esquemas entre sectores estos valores no dan iguales. Aunque las diferencias no son tan significativas el peor escenario es el caso 10 con cantidad inyectada superior al caso base, y los casos 6, 7, 2 y los simples. Ver **gráfica 70**.

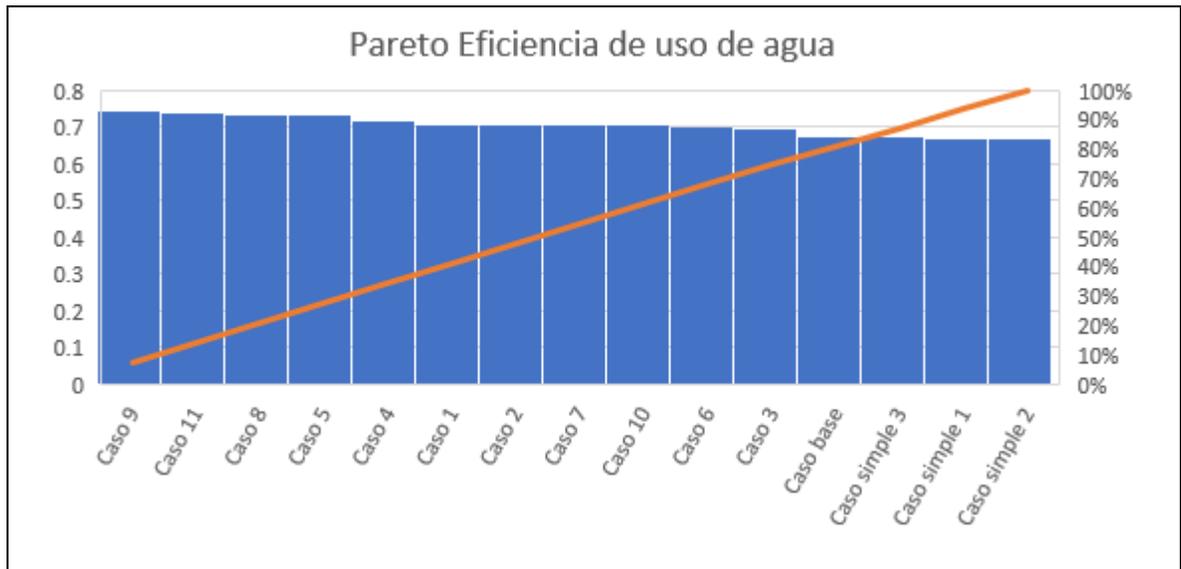
Gráfica 70. Pareto inyección de agua acumulada



Fuente. Elaboración propia

4.4.3.5 A nivel de eficiencia de uso de agua. Los casos de mejor uso del agua a nivel de volúmenes porosos inyectados son los casos 9, 11, 8 y 5. Ver la **gráfica 71**.

Gráfica 71. Pareto eficiencia de uso de agua



Fuente. Elaboración propia

4.4.4 Análisis de sensibilidad de escenarios. En esta sección se procede a analizar el grado de variación que tienen los distintos escenarios de simulación propuestos frente a una inyección convencional en la producción de petróleo. Con el fin de determinar el porcentaje de aporte de cada escenario se empleó la **ecuación 40**, la cual determina el porcentaje de incremento de la producción de petróleo.

Ecuación 40. Ecuación de incremento de variable

$$\% \text{ variacion} = \frac{\text{valor de escenario a evaluar} - \text{valor de escenario de inyeccion convencional}}{\text{valor de escenario de inyeccion convencional}} * 100\%$$

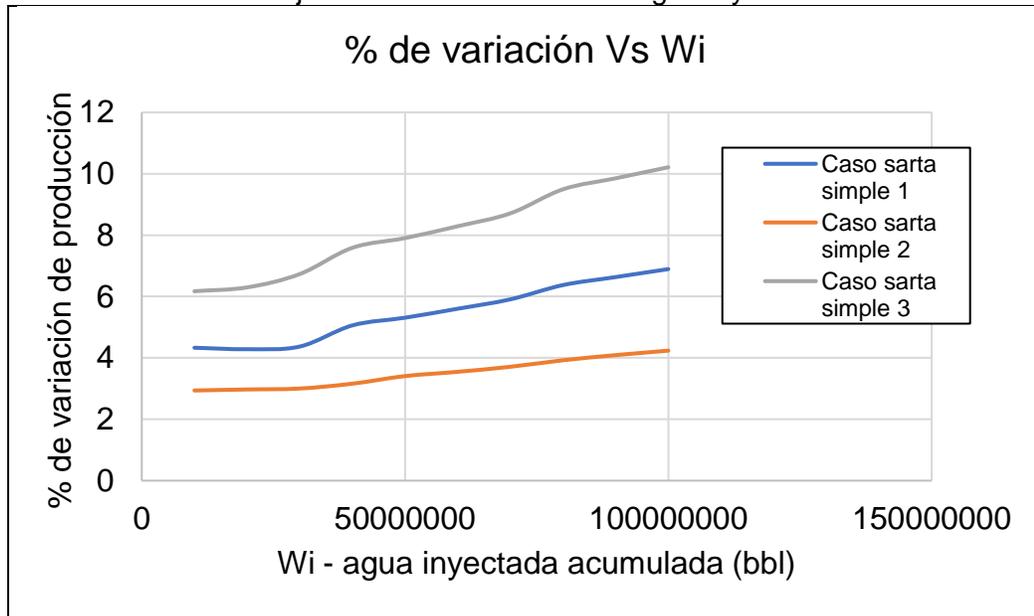
Fuente: Elaboración propia

Se debe tener en cuenta que para este análisis de sensibilidad se calculó el comportamiento de la variación a diferentes valores de agua inyecta acumulada con el fin de marcar una tendencia. Estos resultados se pueden ver en el **cuadro 44**.

Para la construcción de la **tabla 2**, se calculó el petróleo producido a un mismo valor de agua acumulada de los diferentes escenarios y se usó la ecuación 40 para obtener el porcentaje de variación respecto al caso de inyección convencional descrito en la sección anterior. Igualmente, se marcó con una gradación de color de verde a rojo para referenciar el cambio que presentan los porcentajes incremento o reducción de producción para cada escenario respectivamente. Los datos de la tabla 2 fueron usados para formar las **gráficas 72 y 73**, las cuales presentan el comportamiento del porcentaje de variación de producción de los diferentes

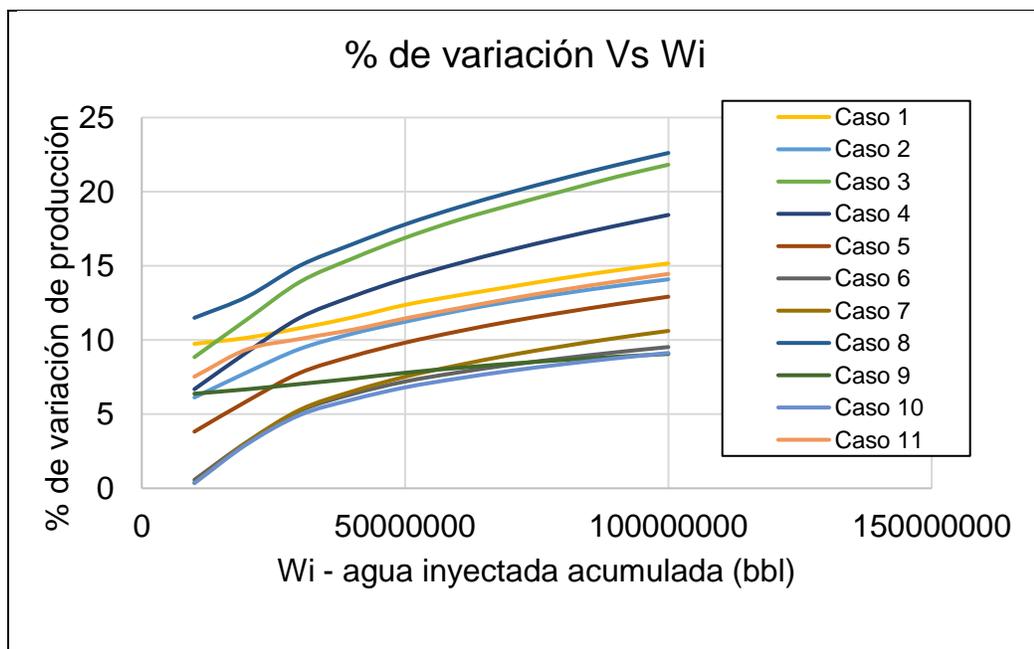
escenarios en función del volumen de agua inyectada. En los **ANEXOS B**, se presentan las curvas por cada caso por separado.

Gráfica 72. Porcentaje de variación en función agua inyectada



Fuente: Elaboración propia

Gráfica 73. Porcentaje de variación en función agua inyectada (continuación)



Fuente: Elaboración propia

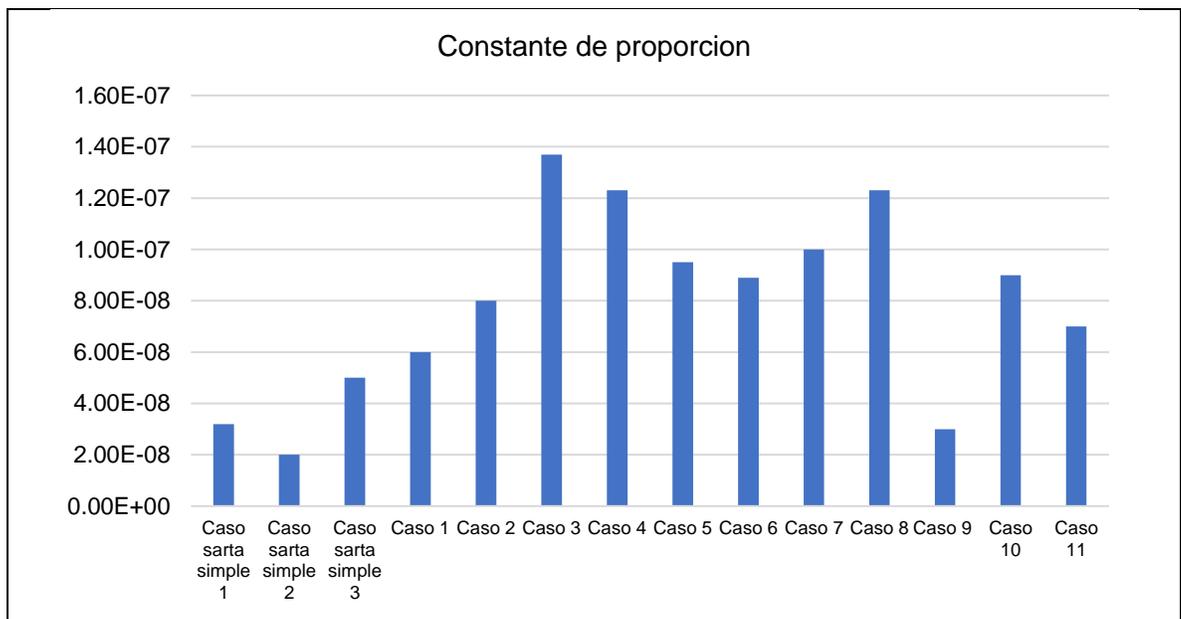
Tabla 2. % de variación de producción frente al volumen de agua inyectada

Escenario	Volumen de agua inyectada acumulada(bbl)									
	10000000	20000000	30000000	40000000	50000000	60000000	70000000	80000000	90000000	100000000
Caso Base	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Caso sarta simple 1	4.330336	4.282851	4.369173	5.059103	5.309723	5.601261	5.908496	6.373175	6.633308	6.8936378
Caso sarta simple 2	2.93776	2.971306	3.001554	3.159573	3.407051	3.546632	3.710638	3.922278	4.09025	4.2359052
Caso sarta simple 3	6.172132	6.296907	6.731342	7.588047	7.904242	8.290838	8.711421	9.494294	9.852858	10.212851
Caso 1	9.740076	10.15179	10.79752	11.52025	12.36398	13.00281	13.58842	14.16904	14.68814	15.165852
Caso 2	6.124958	7.820751	9.397126	10.4265	11.22623	11.95927	12.58825	13.13792	13.63747	14.088661
Caso 3	8.843226	11.39071	13.90829	15.48978	16.88576	18.07799	19.08938	20.04119	20.98404	21.817392
Caso 4	6.683542	9.181594	11.49531	12.92979	14.13683	15.1499	16.07469	16.91042	17.69469	18.429787
Caso 5	3.819849	5.884267	7.776353	8.905955	9.817022	10.57507	11.25736	11.85592	12.40849	12.9191
Caso 6	0.574609	3.128249	5.211382	6.349622	7.199239	7.805246	8.322564	8.767915	9.170006	9.523327
Caso 7	0.37971	3.109206	5.285882	6.5376	7.520911	8.294039	8.986212	9.581264	10.12611	10.612889
Caso 8	11.49619	12.92096	15.01059	16.45885	17.78889	18.93411	19.95568	20.8977	21.78304	22.610369
Caso 9	6.379176	6.678267	7.032156	7.389787	7.789873	8.11431	8.402708	8.648596	8.867416	9.0567178
Caso 10	0.34175	2.980113	4.935766	5.982996	6.802959	7.403905	7.922093	8.36641	8.766973	9.1230723
Caso 11	7.529147	9.368703	10.0709	10.69249	11.44985	12.1279	12.78578	13.3887	13.93276	14.454106

Fuente. Elaboración propia

Por otra parte, para determinar la tendencia de la variación de la producción, se tomó como referencia los valores de la tabla 2, y se estableció una regresión lineal de las **gráficas 72 y 73** y se calculó la derivada para obtener una constante proporcional al cambio de producción. En la **gráfica 74** se ve un gráfico comparativo del valor de las pendientes, las cuales representan el grado de sensibilidad de la variación de producción de petróleo por volumen de agua inyectada frente al escenario de inyección convencional. Los valores en la gráfica 74 representan una tendencia de aumentar o disminuir la producción de petróleo de los diferentes escenarios.

Gráfica 74. Comparación de sensibilidad de casos mediante pendiente



Fuente: Elaboración propia

A partir del análisis realizado se evidencia que los escenarios 8 y 3 presentan mejor proyección para producir petróleo mientras que el escenario 9 maneja una tendencia de crecimiento baja. Esto se puede observar mediante los mapas de saturación de petróleo presentes en el **Anexo B**.

5. SISTEMA DE COMPLETAMIENTO

Para este capítulo se explican generalidades de aspectos involucrados en completamiento y una descripción a los tipos de sistemas; posteriormente con la finalidad de cumplir el objetivo se presenta la construcción de un diagrama de flujo para identificar el mejor sistema de completamiento que beneficie al mejor escenario del capítulo anterior.

Completar o terminar un pozo consiste en generar el diseño e implementación de los dispositivos necesarios para controlar el movimiento de fluidos en el pozo¹¹³; para esto se requiere el uso de algunas herramientas como tuberías, empaques, mandriles, válvulas, bombas, etc. El principal objetivo es encaminar el fluido de fondo a superficie de manera controlada y con los menores gastos para aumentar la rentabilidad¹¹⁴. Por lo cual, para la selección de la terminación del pozo, los factores a tener en cuenta se dividen en dos tipos: características de yacimiento y condiciones operativas¹¹⁵. Ver el **cuadro 45**.

Cuadro 45. Factores a tener en cuenta para la selección del completamiento

Características del yacimiento	Parámetros operativos
Nivel de estratificación del yacimiento	Tasa de producción requerida
Profundidad	Zonas a completar
Numero de formaciones a contactar	Control de arena
Presiones de las formaciones	Reducción de skin
Mecanismos de empuje	Necesidades de levantamiento artificial
Naturaleza de fluidos en la formación	Presencia de canalizaciones

Fuente: JIMENEZ, Oscar Jose. RINCÓN, Angela Ximena. Diseño del módulo de completamientos múltiples del manual general de completamiento de pozos de ECOPEPETROL S.A. Fundación Universidad de América 2007. P. 36 (Modificado por los autores).

En el caso de los pozos inyectores, la característica más importante para tener en cuenta es la estratificación y variación areal de las propiedades petrofísicas que terminan generando un proceso de recirculación del agua inyectada, por lo que es preferible selectivizar las zonas a inyectar. Un ejemplo claro es la arena T2 de

¹¹³ LEAL, TULIO. Schlumberger Manual de Completación. 2003 p.3

¹¹⁴ SCHLUMBERGER. Oilfield glossary en español. [en línea] Fecha [13 de Marzo de 2019]. Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/c/completion.aspx>

¹¹⁵ JIMÉNEZ, OSCAR JOSÉ. RINCÓN, ANGELA XIMENA. DISEÑO del módulo de completamientos múltiples del manual general de completamiento de pozos de ECOPEPETROL S.A. Fundación Universidad de América 2007. P. 36

Chichimene que está constituida de alrededor de 250 a 300 pies y debido a la alta canalización se tomó la decisión de hacer completamientos selectivos en un rango de 3 a 4 zonas de alrededor de 60 a 100 pies cada una¹¹⁶.

5.1 COMPONENTES DE UN COMPLETAMIENTO

A continuación, se realiza una descripción general de las herramientas que es posible encontrar en una descripción o diseño de un completamiento¹¹⁷.

5.1.1 Sarta de producción o tubing. Tuberías que pueden ir de un solo tipo o combinadas. Ver **figura 74**. Son principales, por lo que son el medio que conduce los fluidos bien sea de superficie a fondo o viceversa. Existen diferentes tipos de tubería en grados API, dentro de las cuales destacan J-55, C-75, C-95 y P-105 y las formas de conectarse son UN, EUE o las BTC. Para diseñar una tubería de este tipo se debe analizar:

- ✓ Los esfuerzos cedentes.
- ✓ Porcentaje mínimo de elongación.
- ✓ Valores de dureza y de torque.
- ✓ Para el diámetro interno se debe tener en cuenta el caudal esperado en superficie.

Figura 74. Sarta de producción.



Fuente: AGICO GROUP [consultado en línea] Disponible en: <http://www.octgpipes.com/octg-pipe/oil-tubing.html>

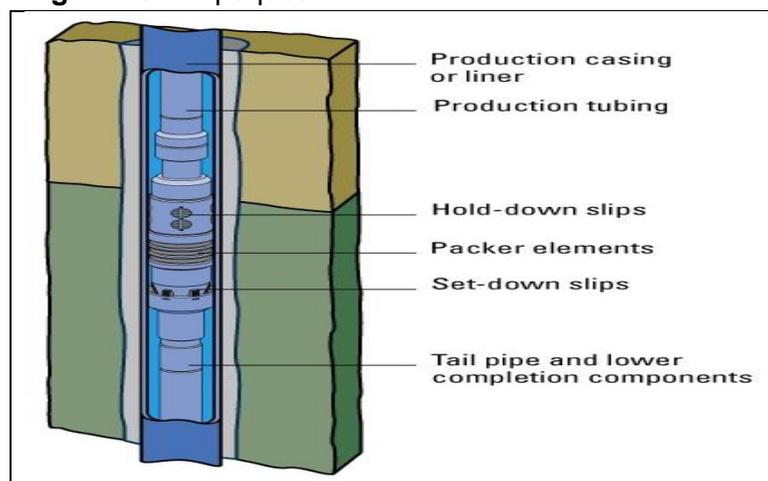
¹¹⁶ SOLORZANO. Pedro, et all. Selectivizing a single bed reservoir, a successfully aplicattion to increase the vertical displacement efficienvy in a heavy oil waterflooding project. Port of Spain , Trinidd and Tobago. 2018. SPE-191170-MS, p.1

¹¹⁷ INGENIERÍA Y CONSTRUCCIÓN. Completación de pozos. Agosto 2008. Disponible en: <http://facingconst.blogspot.com/2008/08/completacin-de-pozos.html>.

5.1.2 Empaques¹¹⁸. Es una herramienta que evita el movimiento vertical, al generar un sello entre el tubing y el revestimiento. Igualmente, sirve adicionalmente para evitar daños en la tubería por altas tasas y presiones, disminuir la corrosión, permitir la implementación de equipos de levantamiento artificial, confinar presiones en el fondo del pozo y dividir el yacimiento con el objeto de generar completamientos múltiples. Ver **figura 75**.

El proceso de sello se puede realizar debido a que unos conos que integran el empaque desplazan unas cuñas, las cuales se unen a la pared del casing y el elemento de empaque debe ser comprimido.

Figura 75. Empaques



Fuente: SCHLUMBERGER. [consultado en línea]
 Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/en/Terms/p/packer.aspx>

5.1.2.1 Partes de los empaques. Los empaques constan de algunos elementos como:

- **Conos:** encargados de transmitir la compresión y tensión para que se produzca el anclaje.
- **Elementos sellantes:** parte integrada por goma de nitrilo que sufre una expansión entre la empaadura y el casing, al aplicar una compresión, si se disminuye ésta, el elemento sellante volverá a su estado inicial.
- **Las cuñas:** elemento de acero recubiertos de tungsteno y son las que se anclan al revestimiento.
- **Elementos de asentamiento y de desasentamiento:** Puede ser por rotación de

¹¹⁸ COINSPETROL LTDA. Completamiento de pozos. 2016. Disponible en: https://issuu.com/biliovirtual/d1ocs/completaci_n_de_pozos

tubería, dos tipos son el arreglo de cerrojo en “J” y pasador de cizallamiento.

- **Dispositivos de fricción:** dispositivos para asentar y recuperar los empaques. Pueden ser flejes, resortes o bloque de fricción.

- **Anclas hidráulicas:** son un método de protección en procesos cuando se presenta una fuerza en diferente dirección de las cuñas principales.

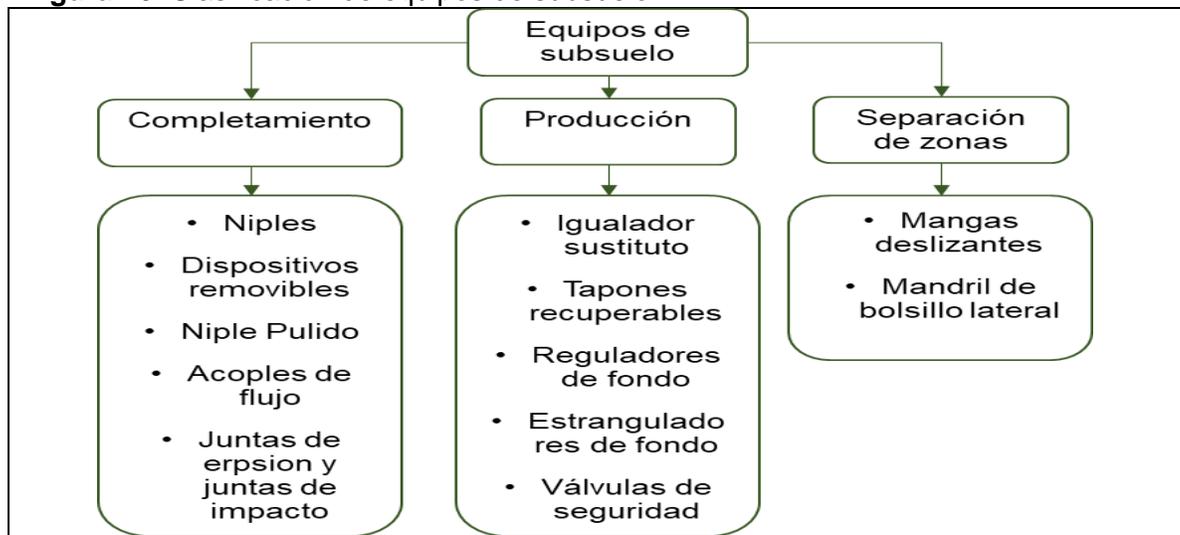
5.1.2.2 Tipos de empaaduras. Existen diferentes subcategorías según aspectos como los métodos de asentamiento o características de presión. Por ende, se tienen clasificaciones según:

- Empaques recuperables, permanentes, permanentes/recuperables.
- Según mecanismo de asentamiento, bien sea mecánicamente o hidráulicamente (el mecanismo de anclaje es mediante una aplicación de presión hidráulica).
- Según el método de recuperación, ya sea por compresión si se tensiona o desasentarse disminuyendo la tensión y luego rotando la tubería.

5.1.2.3 Selección de empaaduras. Hay que tomar en cuenta aspectos económicos principalmente y según estos, hay que mirar cuáles puedan desarrollar técnicamente un buen proceso. Otros aspectos a tener en cuenta son: tipo de empaadura, tipo de completación, dirección de presiones involucradas y procedimiento de asentamiento y desasentamiento de la empaadura.

5.1.3 Equipos de subsuelo. Permiten llevar a cabo trabajos de mantenimiento en subsuelo y proporcionan facilidades para instalar equipos de seguridad en él. Algunos de estos se pueden ver en la **figura 76**.

Figura 76. Clasificación de equipos de subsuelo



Fuente: Ingeniería y construcción. Completación de pozos. [en línea] Fecha [13 de Marzo de 2019]. Disponible en: <http://facingyconst.blogspot.com/2008/08/completacin-de-pozos.html>.

Algunas características de estos equipos son:

- **Niples de asiento.** Herramientas tubulares que sirven para alojar dispositivos de control de producción como válvulas. Pueden ser selectivos o no.
- **Niples pulidos.** No tienen un receptáculo, pero al ser pulido puede recibir sellos.
- **Tapones recuperables de eductor.** Son empleados para taponar la tubería de producción y tener la posibilidad de realizar así trabajos de mantenimiento y reparación de subsuelo. Se pueden clasificar en los que son capaces de soportar presión en sentido descendente, en sentido ascendente o en ambas direcciones.
- **Mangas deslizantes.** Son equipos de comunicación o separación, los cuales son instalados en la tubería de producción. Sus principales objetivos son:
 - ✓ Poner a producir pozos.
 - ✓ Matar los pozos.
 - ✓ Producciones múltiples.
- **Mandriles con bolsillo lateral.** Son sistemas tipo bolsillos, donde se pueden instalar válvulas para todo tipo de procesos en la tubería de producción. Existen dos tipos básicos: estándar, con orificios en el lado exterior de la camisa hacia el revestidor y en el fondo existe comunicación con la tubería de producción y el otro tipo es donde las perforaciones están en el interior hacia la tubería de producción y el fondo está en contacto con el espacio anular.
- **On-off tool:** herramienta que puede permitir el enlace y desenlace de la tubería de producción sin afectar la sarta de completamiento y así evitar la desconexión de empacaduras.

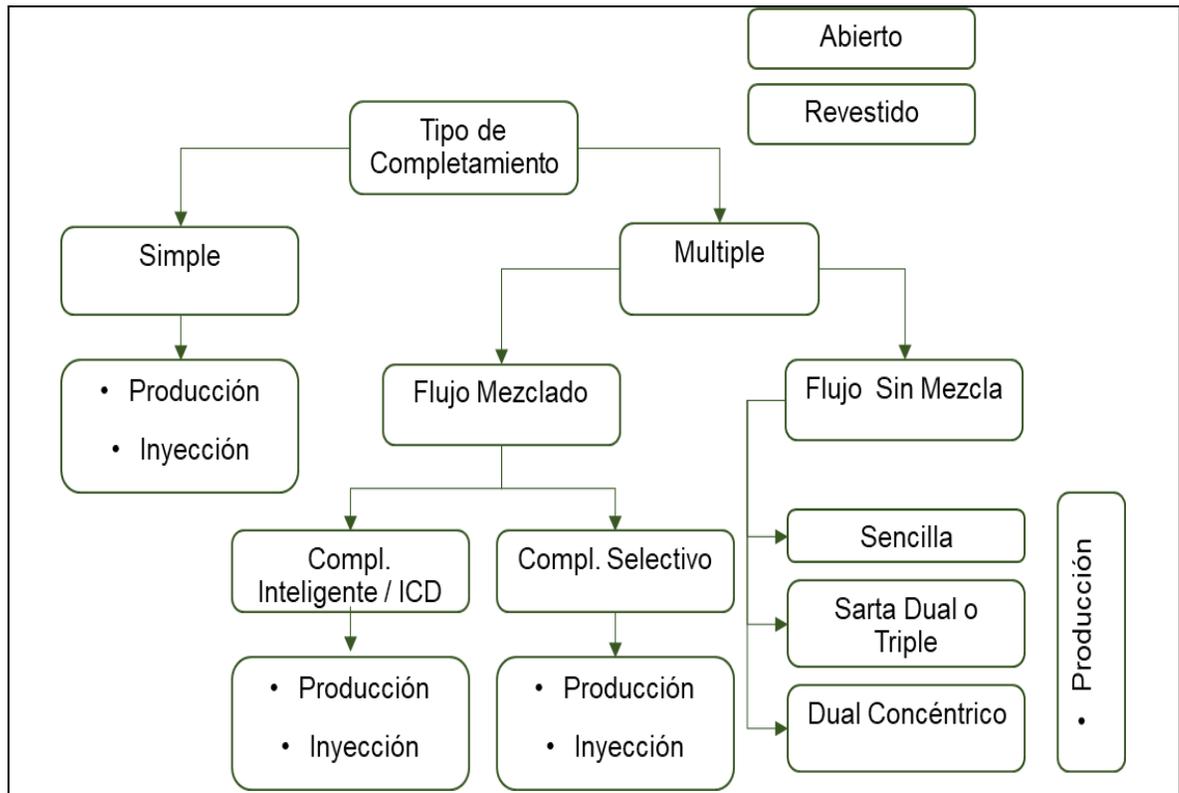
5.2 TIPOS DE COMPLETAMIENTO

En términos generales los tipos de completamiento se pueden clasificar según el número de sectores a contactar^{119, 120}, la forma de producir los fluidos y las herramientas bajadas en fondo o sensores implementados, entre otros. En la **figura 77** se puede observar las clasificaciones de las terminaciones.

¹¹⁹ TIPOS DE TERMINACIÓN DE POZOS. [en línea] Fecha [13 de Marzo de 2019]. Disponible en: <https://www.coursehero.com/file/25305983/Tipos-de-Terminacion-de-Pozospdf/>

¹²⁰ PERFORACIÓN Y TERMINACIÓN DE POZOS. Capítulo 3. [en línea] Fecha [13 de Marzo de 2019]. Disponible en: <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/1089/A6.pdf>

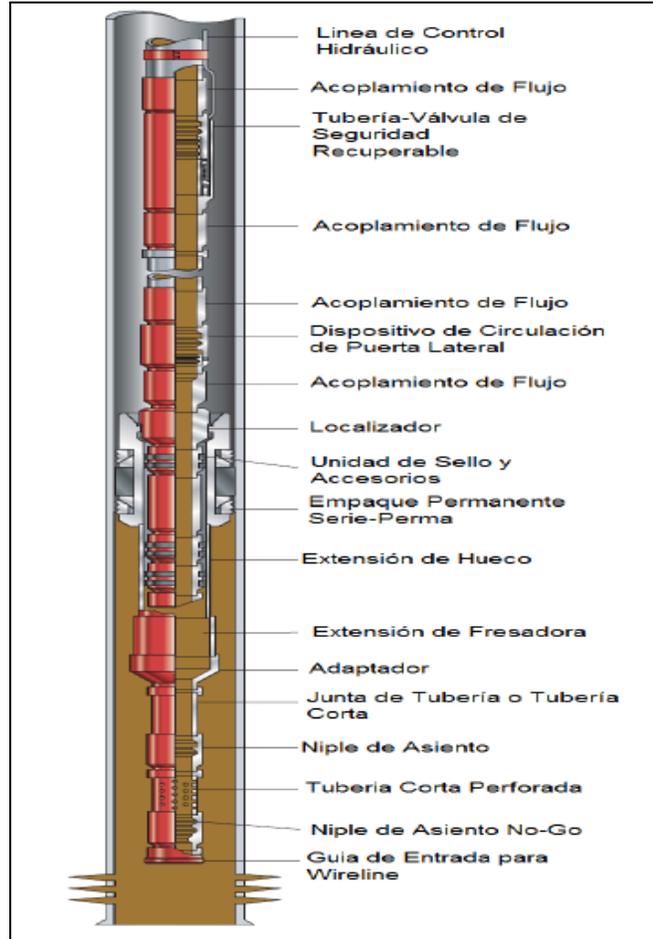
Figura 77. Clasificación de los tipos de completamiento



Fuente: Los autores

5.2.1. Completamiento sencillo. Históricamente es el completamiento más empleado, debido a su simplicidad y costo bajo. Está enfocado en la producción o inyección donde se considera una gran homogeneidad del yacimiento, por lo que únicamente se cuenta con la tubería y un empaque para aislar el anular, en la **figura 78** se puede ver de forma detallada sus componentes.

Figura 78. Completamiento sencillo



Fuente: Halliburton Inflow Control Devices, Extending the Life of Mature Field Wells [En línea], < <http://halliburtonblog.com/inflow-control-devices-extending-the-life-of-mature-field-wells/>

En pozos productores, debido a su bajo costo¹²¹, son los primeros en ser utilizados en campañas de exploración o en pozos de avanzada. Su principal desventaja radica en que son altamente sensibles al incremento de daño en el pozo y a procesos de canalización o arenamientos. Por otra parte, en pozos inyectores no se presenta un control de la dirección del agua inyectada, lo que beneficia a la generación de procesos de fingering en zonas ladronas y desperdicio del potencial de hidrocarburo en éstas.

¹²¹ PDVSA, Centro Internacional de Educación y Desarrollo. Completación y reacondicionamiento de pozos. Venezuela, 1995. p. 6

5.2.2. Completamiento múltiple¹²². Es una especialización de completamiento que se instala en pozos de tipo espina de pescado o de una sola línea, con el fin de contactar varias formaciones o realizar divisiones a un yacimiento¹²³. Según Arrieta¹²⁴, el factor a considerar para la instalación de completamiento múltiple es el control de los fluidos de formaciones con diferentes características respecto a la petrofísica y mecanismos de producción.

Por esto, si se termina un pozo con este tipo de completamiento existirá un menor número de éstos, adicionalmente podría tener monitoreo o no en tiempo real. Tiene una serie de ventajas en zonas que poseen diferentes caudales con el tema de los flujos cruzados, por otra parte, cuando se deja de producir petróleo se puede restringir el flujo. Además, al no unirse todos los flujos se puede separar los crudos¹²⁵, ya que pueden tener diferentes propiedades y mejoraría la producción.

Ventajas:

- ✓ Tasas de producción elevadas debido a todas las zonas de extracción.
- ✓ Al sectorizar se pueden analizar diferentes índices de productividad.
- ✓ Producción de varios yacimientos a la vez.
- ✓ Yacimiento controlado y analizado en las diferentes zonas donde se está produciendo.
- ✓ Posible evolución del yacimiento por continua evaluación de éste en diferentes zonas.

Desventajas:

- ✓ Alta inversión inicial y mal flujo de fluidos por daños en equipos como empaques.
- ✓ Se puede incrementar los tiempos de trabajos posteriores para acondicionar o posibles reparaciones.
- ✓ Debido a la mayor complejidad con las operaciones, hay más probabilidad de operaciones de pesca de equipos y tubería.

El completamiento múltiple se puede clasificar en dos tipos: flujos mezclados y flujos sin mezclar.

5.2.2.1 Flujo mezclado. Corresponde a los sistemas en los cuales la producción o

¹²² PERFORACIÓN Y TERMINACIÓN DE POZOS. Op.Cit., capítulo 3

¹²³ DEPARTAMENTO DE COMPLETAMIENTO DE ECOPEPETROL S.A., Definición dada por el departamento para el desarrollo del proyecto.

¹²⁴ ARRIETA, Mario. Completación de Pozos petroleros. Hoyo Revestido y cañoneado: Múltiple. [En línea]. 2010 [Consultado el 15 de Mayo de 2016] Disponible en Internet: <URL <https://profesormario.files.wordpress.com/2010/04/completacic3b3n-de-pozos.pdf>> d. 22.

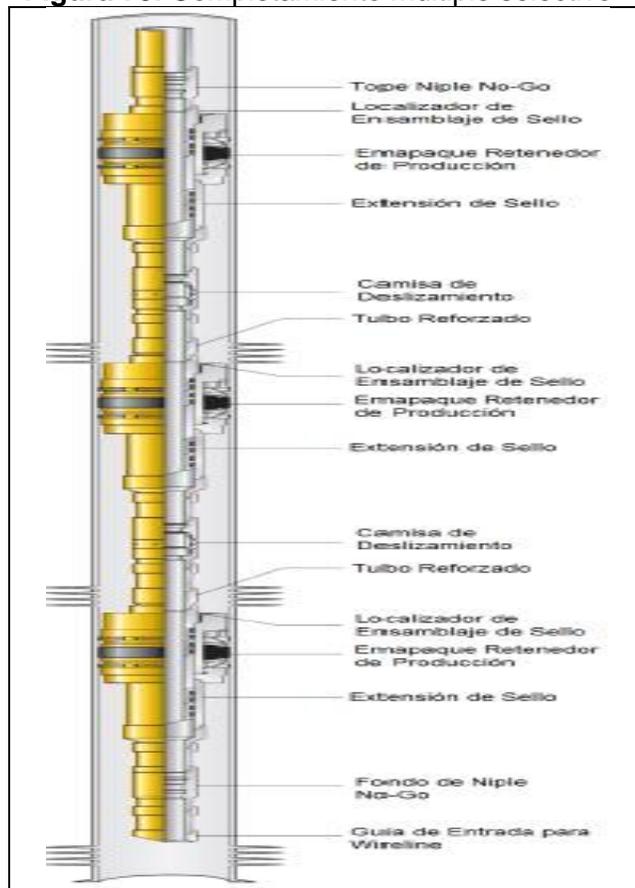
¹²⁵ ACEROS, Savieth y SARMIENTO, Juan. Diseño del módulo de selección de conectividad para el manual general del completamiento de pozos de Ecopetrol S.A. Proyecto integral de grado para optar el título de Ingeniero de Petróleos. Bogotá, D.C., Fundación Universidad de América. Facultad de Ingeniería, 2017. p. 40.

inyección se realiza mediante una sola tubería por lo que no hay separación de los fluidos que salen o ingresan a la formación. El completamiento de flujo mezclado incluye sistemas selectivos simples o inteligentes.

Es resaltable, que para los pozos productores significa que no es necesaria una fiscalización de la producción o que las formaciones no se cortarán el flujo entre sí. En el caso de los pozos inyectores permite incrementar la eficiencia de inyección de las capas.

• **Completamiento selectivo.** Corresponde a un tipo de sistema en el cual se dividen las zonas del yacimiento o se contactan diferentes formaciones. La separación de las zonas se realiza mediante empaques y válvulas o camisas que direccionan los fluidos, lo que ofrece la posibilidad de manejar el pozo por producción o inyección, bien sea alterna o simultánea. En la **figura 79** se observa una representación de las partes.

Figura 79. Completamiento múltiple selectivo



Fuente: Baker Hughes Incorporated. Packer Systems Catalog. 2012. P.27

○ **Inyección selectiva.** Este tipo de diseño contendrá más empaques dependiendo el número de zonas en los que se quiera dividir y llevará una serie de mandriles según las necesidades del reservorio. Todo esto se ensambla sobre una tubería del tamaño requerido. Las tasas de inyección serán reguladas por zona según la proporción de permeabilidad. En el **cuadro 46** se presentan las ventajas de este sistema de inyección por diferentes niveles.

Cuadro 46. Ventajas del sistema de inyección a diferentes niveles

Nivel	Descripción
Pozo	Se relaciona con los shales y su utilización como separadores al situar los empaques a su profundidad, el beneficio viene directamente relacionado con la habilidad de poder cambiar la tasa de inyección por sector con el uso de los mandriles y válvulas (las cuales se podrán ajustar), por esto no se producirá un exceso de agua.
Zona	Debido a la presencia de shales continuos y otros que son de carácter local, por esto algunos inundamientos podrían hacer que el flujo se vaya a zonas de alta permeabilidad en regiones donde no haya shale y así por esto generar canalizaciones. La inyección selectiva generará que se disminuya este efecto negativo. Sin embargo, la presencia de shales continuos será la única forma que asegure que el flujo vaya en una dirección horizontal.

Fuente: Solorzano P, Ahmedt D, Jaimes C, Henao W, Vega S, Guerrero c, Meza E, Leon J, Dueñas D. Selectivizing a single bed reservoir, a successfully aplicattion to increase the vertical displacement efficienvy in a heavy oil waterflooding project. Port of Spain , Trinidd and Tobago. 2018. spe 191170 ms

• **Recomendación.** Una correcta vigilancia es requerida para ajustar los parámetros de inyección. Para hacer un correcto seguimiento se debe hacer una toma de variables en el pozo con un esquema de frecuencia. Esto sería para los inyectoras, hablando de los pozos productores se debería ajustar un registro PLT para mirar si hay problemas y cambiar el esquema de selectividad. Debería haber una coordinación entre los dos registros, si en tal caso no es así se tiene una idea de existencia de flujos verticales.

• **Completamiento inteligente**¹²⁶. Las sartas inteligentes son aquellas que tienen monitoreo constante de las variables de producción e inyección y un manejo autónomo del yacimiento por medio de Dispositivos de Control de Flujo Pasivos o

¹²⁶ MESHIOYE O., MACKAY E., EKEOMA E., CHUKUWEZI M. Optimization of waterflooding using smart well technology, Tinapa- Calabar, Algeria , 2010, SPE 136996, p.2-3

Autónomos (ICD). Su instalación depende de la geometría de pozo, siendo más frecuentes en pozos horizontales y multilaterales. No obstante, una desventaja altamente marcada es su alto costo por los equipos utilizados.

El completamiento inteligente suele disponerse cuando se quiere implementar técnicas de recobro mejorado donde se requiere un monitoreo eficiente del pozo. Los yacimientos candidatos para esto son reservorios maduros heterogéneos, en los que no exista un buen barrido.

La tecnología de pozos inteligentes se fundamenta en instrumentación de fondo de pozo (sensores, válvulas y dispositivos de control de entrada) instalados en la tubería de producción o inyección, que permiten una mejor toma de decisiones. En el **cuadro 47** se presenta un resumen de las características del sistema.

Cuadro 47. Características del sistema inteligente

Operaciones	Ventajas
<ul style="list-style-type: none"> ✓ Medición de presión en el casing de superficie. ✓ Medición de presión de inyección. ✓ Medición de caudal de inyección. ✓ Perfiles de inyección para determinar la distribución del agua inyectada. ✓ Fall off test, ajuste en la calibración de las válvulas. ✓ Medición de temperatura. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Análisis y corrección temprana de la inyección. ✓ Ahorros en Well Service. ✓ Toma en cuenta la heterogeneidad de la formación. ✓ Monitoreo en tiempo real para corrección de caudales. ✓ Procesos de apertura y cierre de válvulas instantáneo y a distancia. ✓ Ahorrar costos de monitoreo (Trazadores interwells, presión, caudal, temperatura).

Fuente: Elaboración propia

Las áreas en las que trabaja un completamiento inteligente para presentar mejores rendimientos¹²⁷ están plasmadas en el **cuadro 48**:

Cuadro 48. Áreas de trabajo del completamiento inteligente

Control de Flujo	La capacidad de segmentar el pozo en unidades o zonas de flujo individuales. Control de la entrada o salida de fluidos en cada zona sin intervención física, mediante el uso de válvulas de control de intervalo de fondo de pozo.
-------------------------	--

Fuente: Meshioye O., Mackay E., Ekeoma E., Chukuwezi M. Optimization of waterflooding using smart well technology, Tinapa- Calabar, Algeria , 2010, SPE 136996.

¹²⁷ Ibid., p.3.

Cuadro 49. Continuación

Monitoreo de Flujo	La capacidad de obtener información sobre los parámetros clave del reservorio: presión, temperatura y caudal de inyección. La información es obtenida mediante sensores en fondo.
Optimización de Flujo	La capacidad de generar una retroalimentación de la información obtenida del monitoreo, para optimizar las decisiones de control de flujo.

Fuente: Meshioye O., Mackay E., Ekeoma E., Chukuwezi M. Optimization of waterflooding using smart well technology, Tinapa- Calabar, Algeria , 2010, SPE 136996.

Por otra parte, según el paper SPE-136996 “M. Optimization of waterflooding using smart well technology”, las dos formas de optimizar un completamiento inteligente son:

- ✓ **Punto de ajuste:** Es la capacidad de determinar los ajustes adecuados a un conjunto específico de condiciones de flujo para producir un pozo.
- ✓ **Paramétrica:** Es la capacidad de determinar la configuración de las válvulas de control de cada intervalo para maximizar un parámetro de producción específico.

Un ejemplo de la optimización lograda con la instalación de una sarta inteligente se presenta en el paper SPE-136996, como se puede ver en el **cuadro 49**, se han logrado mejorías en cuanto a tasas de inyección, producción de petróleo y corte de agua, así como una mayor reducción de los problemas de canalización, entre otros.

Cuadro 49. Tablas comparativas de casos base de inyección con un caso de optimización con sarta inteligente

Parámetro		Caso Base	Caso Optimizado
Caso 1	Eficiencia de factor de recobro campo	53.06%	61.78%
	Producción Total de Petróleo del campo	47323.86bbbls	55096.81bbbls
	Corte de agua en el campo	74.92%	57%
Caso 2	Eficiencia de factor de recobro campo	53.4%	59.2%
	Producción Total de Petróleo del campo	47623bbbls	52802.01bbbls
	Corte de agua en el campo	74.79%	74.8%
Caso 3	Eficiencia de factor de recobro campo	51.7%	57.3%
	Producción Total de Petróleo del campo	46073bbbls	51096bbbls
	Corte de agua en el campo	71.7%	66%

Fuente: Meshioye O., Mackay E., Ekeoma E., Chukuwezi M. Optimization of waterflooding using smart well technology, 2010, Tinapa- Calabar, Algeria , SPE 136996.

5.2.2.2 Flujo sin mezcla. Este tipo de completamiento es único para pozos de producción, ya que la separación de los fluidos producidos es requerida por cuestiones económicas o por fiscalización.

✓ **Completamiento múltiple sencillo.** Corresponde a un tipo de sarta en el que se puede abrir y cerrar secciones de forma que los fluidos se produzcan de forma independiente en lapsos.

✓ **Completamiento múltiple dual.** Corresponde a sartas con más de una tubería de producción por lo que las zonas contactadas pueden ser producidas en paralelo.

5.2.3 Completamiento a hueco abierto. Consiste en un revestimiento que se asienta por encima del sector de producción y la zona a producir se dejará sin casing. Ver la **figura 80**. Se utiliza para arenas compactadas¹²⁸, por otra parte, se evita para zonas donde hay producción de gas o agua. Algunas ventajas y desventajas son¹²⁹.

Ventajas:

- ✓ Reducción en costos (cañoneo, revestimiento).
- ✓ Se puede incrementar la profundidad.
- ✓ Fácilmente convertible en otra forma de terminación del pozo, bien sea con revestimiento o forro.
- ✓ Debido a la ausencia de otros equipos el estudio de los registros no se complica.

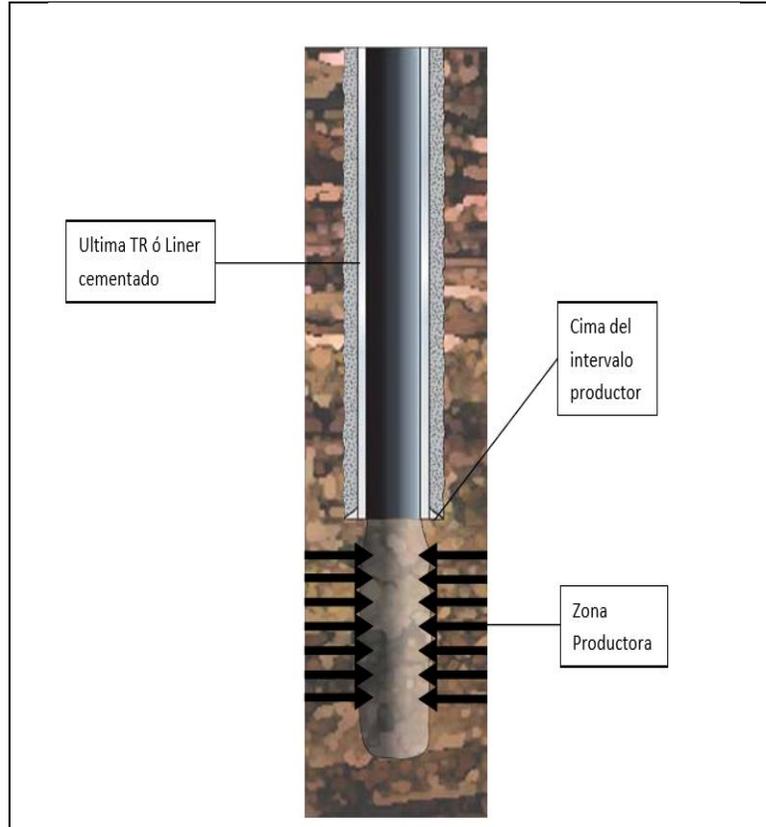
Desventajas:

- ✓ El control de producción de gas y agua es pobre.
- ✓ No hay sectorización, por lo cual trabajos de este tipo no se pueden llevar a cabo.
- ✓ Al no ser compacta la formación puede sufrir de problemas de arenamiento.

¹²⁸ BYBEE K., Drilling and Completions. Best Completion Practices. 1999. SPE-0999-0069-JPT, p.1

¹²⁹ PDVSA, Centro Internacional de Educación y Desarrollo. Completación y reacondicionamiento de pozos. Venezuela, 1995. p. 3.

Figura 80. Completamiento en hueco abierto



Fuente: Perforación y terminación de pozos. Capítulo 3.
Disponble en: <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/1089/A6.pdf>

5.2.4 Hueco revestido. Para este tipo la zona de interés llevará un revestimiento que será cementado para ser cañoneado posteriormente según el plan que se tenga. Ver la **figura 81**. Se utiliza principalmente para pozos profundos porque asegura la estabilidad del hueco. Algunas ventajas y desventajas son:

Ventajas:¹³⁰

- ✓ Prevención y control en la producción de agua y arena.
- ✓ A través de situar cañones en zonas específicas se puede hacer trabajos de sectorización.
- ✓ Se puede incrementar la profundidad del pozo.
- ✓ Puede estar compartiendo con otras técnicas de terminación, como por ejemplo para controlar arena.

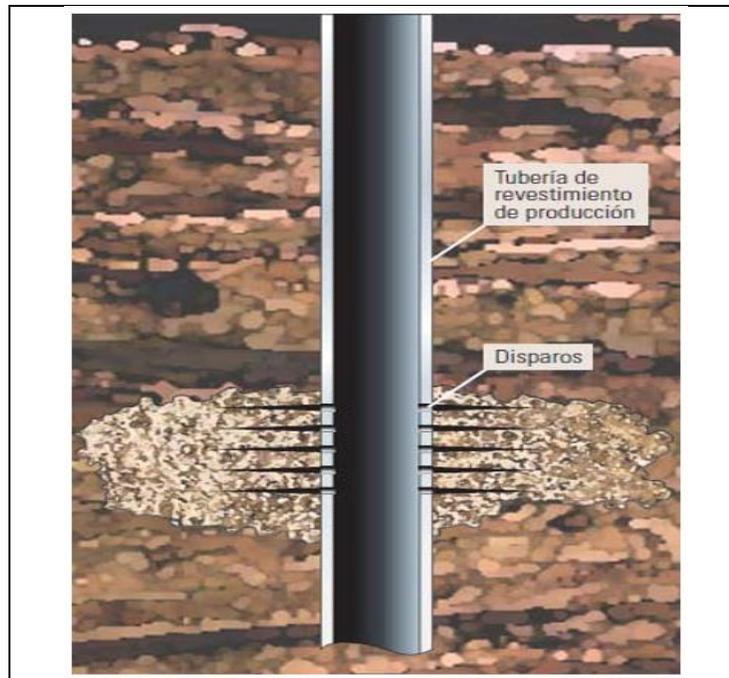
¹³⁰ PDVSA, Centro Internacional de Educación y Desarrollo. Completación y reacondicionamiento de pozos. Venezuela, 1995. p. 6

- ✓ Se pueden utilizar elementos y equipos de cualquier configuración mecánica para terminar el pozo.

Desventajas:

- ✓ Los costos del revestimiento, del cañoneo puede incrementarse si la zona es de alto espesor.¹³¹
- ✓ Se reduce la productividad del pozo.
- ✓ Requiere buenos trabajos de cementación.
- ✓ La interpretación de perfiles es difícil al tener que tomar en cuenta los efectos del revestimiento.

Figura 81. Completamiento con huevo revestido



Fuente: Perforación y terminación de pozos. Capítulo 3. Disponible en: <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/1089/A6.pdf>

5.3 SISTEMAS DE COMPLETAMIENTO PRESENTES EN EL CAMPO CHICHIMENE

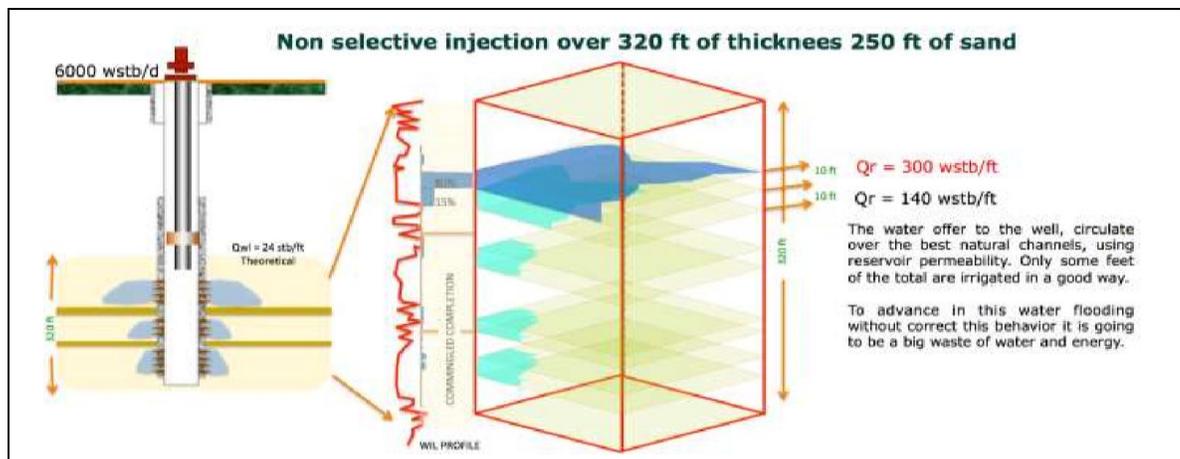
En esta sección se expone el tipo de completamiento presente en el campo Chichimene. La información se tomó del paper "Selectivizing a single bed reservoir,

¹³¹ DYSON.W, COLUDROVICH.E, CREECH.R, WELDY.J , FRUGE.M, GUIDRY.M, Best Completion Practices, Amsterdam, Hollam. 1999, SPE/IADC 52810.

a successfully application to increase the vertical displacement efficiency in a heavy oil waterflooding project” SPE-191170.

5.3.1 Métodos implementados¹³². Al ser un campo relativamente viejo, la mayoría de pozos productores cuenta con un completamiento simple o commingled¹³³. Por parte de los pozos inyectores iniciaron también con un completamiento simple, ya que al comienzo del programa de inyección de agua en el campo se realizó una reconversión de pozos productores a inyectores. Sin embargo, a solo unas semanas del inicio del proyecto se presentó un alto corte de agua por problemas de canalización, como se ve en la **figura 82**. Por lo que se paró la inyección o se bajaron las tasas.

Figura 82. Canalización de la inyección continua



Fuente: Solorzano P, Ahmedt D, Jaimes C, Henao W, Vega S, Guerrero c, Meza E, Leon J, Dueñas D. Selectivizing a single bed reservoir, a successfully application to increase the vertical displacement efficienvy in a heavy oil waterflooding project. Port of Spain, Trinidad and Tobago. 2018. spe 191170

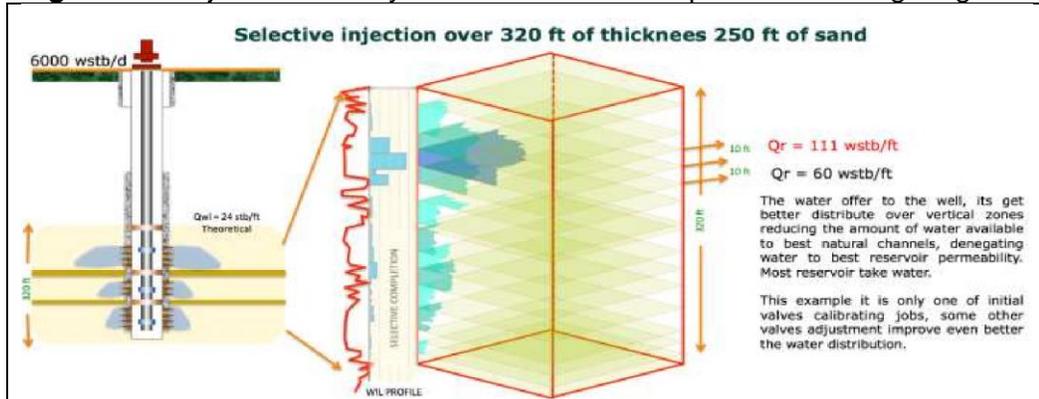
Como se puede ver en la figura 158, al tener diferentes características de permeabilidad en el reservorio, el agua inyectada se fue por la zona de mejor características reduciendo la presión en ésta.

Para aumentar el factor de recobro, En el Campo Chichimene se realizaron los completamientos de los pozos inyectores a sartas selectivas para generar un mejor barrido. Con la inyección selectiva la eficiencia logra aumentarse del 18 al 27% y la cantidad de zonas irrigadas mejora del 50% al 75%, el efecto se puede ver en la **figura 83**.

¹³² SOLORZANO, Pedro, Op, Cit, p. 3

¹³³ MIREYA RUBIO ACERO, LAEDY LORENA ULLOA MAYORGA. Posibles métodos de control de conificación de agua en la Unidad K2 inferior del Campo Chichimene. Anexo E

Figura 83. Mejoras con la inyección selectiva en el problema de fingering

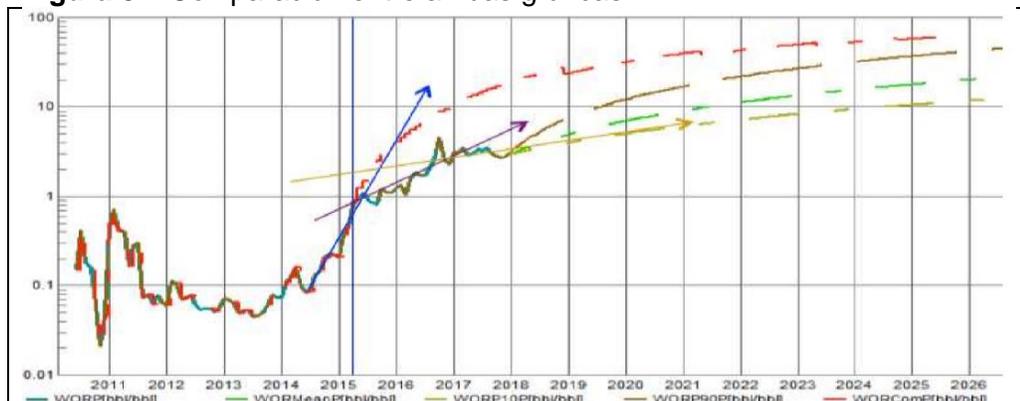


Fuente: Solorzano P, Ahmedt D, Jaimes C, Henao W, Vega S, Guerrero c, Meza E, Leon J, Dueñas D. Selectivizing a single bed reservoir, a successfully aplicattion to increase the vertical desplacement efficienvy in a heavy oil waterflooding project. Port of Spain , Trinidd and Tobago. 2018. spe 191170 ms.

Como se puede ver, el problema de canalización no es tan pronunciado y capas que no se habían barrido comenzaron a ser mejor contactadas por el agua.

5.3.2 Comparación de la inyección de agua convencional variando el tipo de sarta. La inyección de agua con sarta selectiva mostró una mejoría en cuanto a mayores eficiencias y una disminución a lo largo del tiempo del WOR, comparado con la inyección commingled. En la **figura 84** muestra los efectos de la calibración de las sarta selectivas.

Figura 84. Comparación entre ambas gráficas



Fuente: Solorzano P, Ahmedt D, Jaimes C, Henao W, Vega S, Guerrero c, Meza E, Leon J, Dueñas D. Selectivizing a single bed reservoir, a successfully aplicattion to increase the vertical desplacement efficienvy in a heavy oil waterflooding project. Port of Spain , Trinidd and Tobago. 2018. spe 191170 ms.

La línea azul estable el punto de cambio de completamiento simple a selectivo, la flecha azul representa una proyección del WOR de no haber cambiado el sistema,

mientras que la flecha amarilla representa un periodo de estabilización que es generado por el cambio de sistema.

5.4 INSTRUMENTOS Y TÉCNICAS DE RECOLECCIÓN DE INFORMACIÓN

Para el desarrollo del diagrama de flujo que permita la identificación del sistema de completamiento más indicado se recolectaron datos de documentos y tesis de investigación con una fecha no mayor a 15 años de antigüedad relacionados con los temas de completamiento selectivo, completamiento inteligente y manejo de yacimientos en proyectos de inyección de agua.

5.4.1 Niveles a analizar. Se identificó los siguientes niveles para el estudio de una identificación del método de completamiento que beneficiaría a una técnica determinada de inyección.

- ✓ Yacimiento: Se identifica rangos de heterogeneidad en términos de coeficiente de Dykstra-Parson, para los cuales una aplicación de una sarta simple deja de ser efectiva.
- ✓ Costos: Se identificaron aspectos económicos para la aplicación de un completamiento selectivo o inteligente.
- ✓ Aplicación técnica: Se identificaron las características técnicas de las sartas selectivas e inteligentes.

5.4.2 Fuentes bibliográficas. En el **cuadro 50** se presentan las fuentes bibliográficas consultadas para el desarrollo.

Cuadro 50. Fuentes bibliográficas para la formulación de la identificación del completamiento

Título	Tipo de documento	Año de publicación	Aporte a la investigación
Economic Evaluation of Smart Well technology.	Tesis de investigación	2007	Identificar los costos asociados a la técnica de completamiento inteligente.
Optimización de la inyección de agua en los pozos con sarta selectiva, mediante la simulación de flujo en el campo Casabe.	Tesis de Investigación	2009	Recolección de información de los pozos con sarta selectiva.
Waterflood Recovery Optimization using Smart Wells and Decision Analysis	Documento de investigación	2009	Descripción de proceso para maximizar el retorno económico con el uso de pozos de completamiento inteligente.

Fuente: Elaboración propia.

Cuadro 51. Continuación

Título	Tipo de documento	Año de publicación	Aporte a la investigación
Use of Sliding Sleeve Valves in Long Lateral for Control of Production, Injection and Stimulation Completion	Documento de investigación.	2016	Aplicación de nueva tecnología en pozos que requieren ser estimulados y tener un control de sus reservas.
Diseño del módulo de Completamiento múltiples del Manual general de completamiento de pozos de Ecopetrol S.A.	Tesis de Investigación	2017	Estadísticas de pozos con sarta selectiva en Colombia.
Heterogeneity analysis of reservoir porosity and permeability in the Late Ordovician glacio-fluvial Sarah Formation paleovalleys, central Saudi Arabia	Documento de Investigación	2017	Clasificación de heterogeneidad según coeficiente de Dykstra-Parson.
Selectivizing a single bed reservoir, a successfully application to increase the vertical displacement efficiency in a heavy oil waterflooding project.	Documento de investigación	2018	Comparación entre la sarta simple y la sarta selectiva.
Intelligent Completions: Design and reliability of interval control valves in the past, Present, and future	Documento de investigación	2018	Lecciones aprendidas de la aplicación de completamiento inteligente en seis casos.

Fuente: Elaboración propia.

5.5 TABLAS DE REFERENCIA PARA EL DISEÑO DEL DIAGRAMA DE FLUJO DE IDENTIFICACIÓN DE SISTEMA DE COMPLETAMIENTO

Del análisis de los documentos anteriores se construyó las siguientes tablas de referencia para el diseño del diagrama.

5.5.1 Estadísticas de uso de completamientos en Colombia. En el **cuadro 51** se presenta los porcentajes de implementación de diferentes técnicas de terminación en los campos a cargo de ECOPETROL S.A.

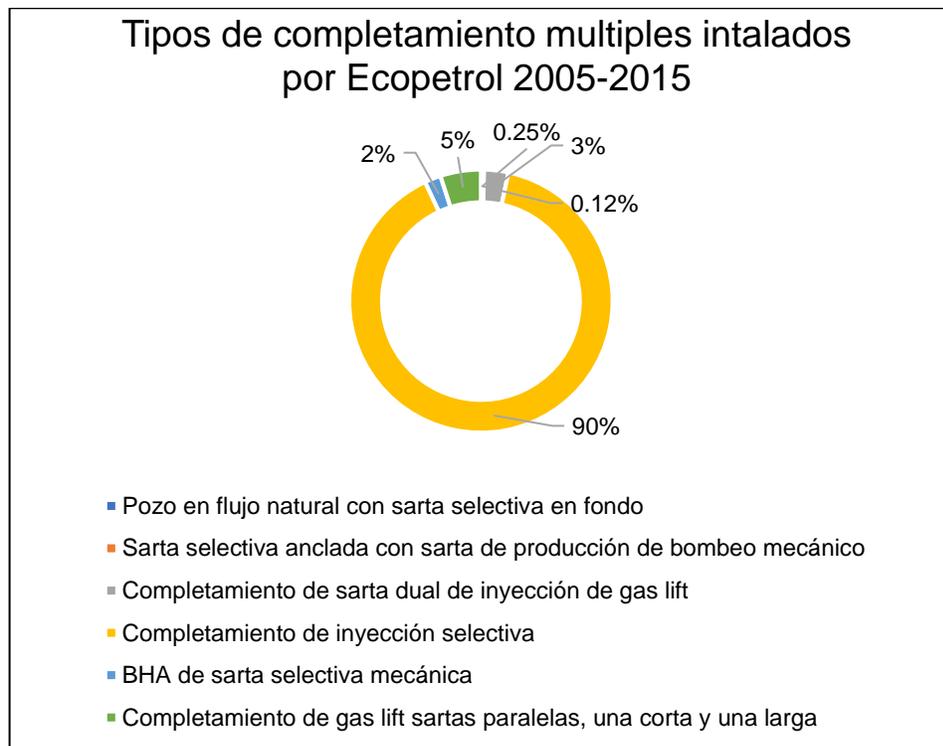
Cuadro 51. Estadística de completamientos múltiples instalados en los campos de ECOPETROL S.A. entre 2005 y 2015

Tipo de completamiento	Porcentaje
Pozo en flujo natural con sarta selectiva en fondo	0.12%
Sarta selectiva anclada con sarta de producción de bombeo mecánico	0.25%
Completamiento de sarta dual de inyección de gas lift	3%
Completamiento de inyección selectiva	90%
BHA de sarta selectiva mecánica	2%
Completamiento de gas lift sargas paralelas, una corta y una larga	5%

Fuente: Jiménez O, Rincón A. Diseño del módulo de Completamiento múltiples del Manual general de completamiento de pozos de Ecopetrol S.A. Bogotá, Colombia. 2017

En la **gráfica 75**, se presenta un diagrama de torta de las estadísticas presentadas en la tabla anterior

Gráfica 75. Estadísticas de Completamiento



Fuente: Elaboración propia.

Destaca el uso del 90% de las sargas selectivas en pozos inyectoros para distribuir el caudal de agua correctamente según las zonas. Por otra parte, también se observa el uso de métodos de levantamiento artificial como el bombeo mecánico y el gas lift, con un porcentaje de trabajo del 0,25% y del 5%. Por último, el bajo

porcentaje de apenas 0,12% de pozos de producción con flujo natural confirma el hecho de que es necesario más desarrollo de los métodos de recobro mejorado. En el **cuadro 52** se observa, de la misma forma que en la anterior, el porcentaje de la implementación de diferentes tipos de completamientos por cuenca, pero esta vez adicionalmente se cuenta con la información de las cuencas donde se utilizaron.

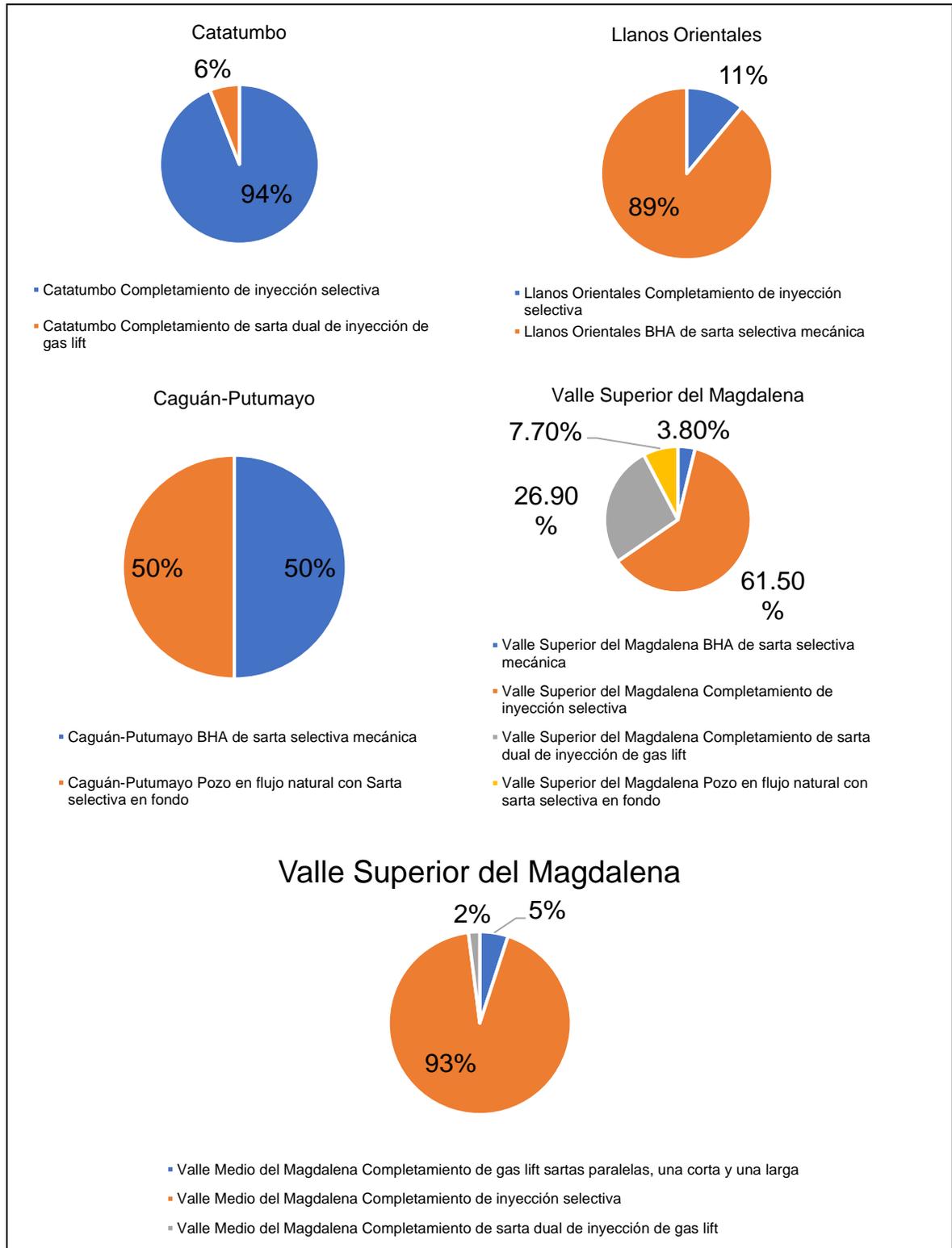
Cuadro 52. Estadística de completamiento múltiple instalado durante 2005 a 2015, en cuatro cuencas por ECOPEPETROL S.A.

Cuenca	Tipo de completamiento	Porcentaje
Catatumbo	Completamiento de inyección selectiva	94%
	Completamiento de sarta dual de inyección de gas lift	6%
Llanos Orientales	Completamiento de inyección selectiva	11%
	BHA de sarta selectiva mecánica	89%
Caguán-Putumayo	BHA de sarta selectiva mecánica	50%
	Pozo en flujo natural con Sarta selectiva en fondo	50%
Valle Superior del Magdalena	BHA de sarta selectiva mecánica	3.8%
	Completamiento de inyección selectiva	61.5%
	Completamiento de sarta dual de inyección de gas lift	26.9%
	Pozo en flujo natural con sarta selectiva en fondo	7.7%
Valle Medio del Magdalena	Completamiento de gas lift sartas paralelas, una corta y una larga	5%
	Completamiento de inyección selectiva	93%
	Completamiento de sarta dual de inyección de gas lift	2%

Fuente: Jiménez O, Rincón A. Diseño del módulo de Completamiento múltiples del Manual general de completamiento de pozos de Ecopetrol S.A. Bogotá, Colombia. 2017

En la **gráfica 76**, se presenta un diagrama de torta de las estadísticas presentadas en la tabla anterior

Gráfica 76. Estadísticas de los tipos de completamiento selectivo por cuenca



Fuente: Elaboración propia.

El comportamiento que presentan los resultados es comparativo al anterior, adquiriendo el mayor porcentaje las sartas selectivas de inyección. Además, los costos asociados a la inversión de la técnica de completamiento inteligente dejan como resultado que no exista dato alguno de sartas de éste tipo implementadas en las cuencas.

5.5.2 Características heterogéneas del reservorio. En relación a la heterogeneidad del yacimiento, a medida que aumente el valor del coeficiente de Dykstra-Parson acercándose al valor de 1, aumentará la estratificación y por ende la diferencia de permeabilidades dentro de un reservorio como se puede ver en el **cuadro 53**.

Cuadro 53. Clasificación de yacimiento según coeficiente de Dykstra-Parson

Clasificación	Valor de coeficiente de Dykstra-Parson
Homogéneo	<0.09
Ligeramente homogéneo	0.1-0.15
Heterogéneo	0.15-0.5
Muy heterogéneo	0.5-0.75
Extremadamente heterogeneo	0.75-1

Fuente: Shehata A, El-banbi A, Sayyouh H. Guidelines to Optimize CO2 EOR in Heterogeneous Reservoirs. Cairo, Egipto. 2012. Pág. 2.

Para reservorios con valores de este coeficiente superiores a 0.5, la reducción en la efectividad del completamiento con sarta simple se hace marcado, por los problemas mencionados con anterioridad, donde al no distribuir el flujo indicadamente da como resultado bajas eficiencias de inyección.

5.5.3 Características técnicas de los sistemas. Algunos aspectos técnicos, en los cuales se hace el punto de comparación entre la técnica commingled y la selectiva para un pozo inyector, se hacen en el **cuadro 54**.

Cuadro 54. Comparación de propiedades de completamiento simple y selectivo

Propiedad	Completamiento Simple	Completamiento Selectivo
Bajada de completamiento al pozo	Reducción en problemas	Depende del grado de desviación del pozo
Salida de completamiento del pozo	Presencia de problemas debido a acumulación de suciedad	Riesgo de pesca de empaques o mandriles, que pueden ocasionar ruptura de tubería
Acumulación de suciedad	Presenta problemas	Presenta problemas en pozos con poco espacio entre los empaques
Tasa por control de arena	Ninguna	Control en espacios de 60-80ft

Fuente: Solorzano P, Ahmedt D, Jaimes C, Henao W, Vega S, Guerrero c, Meza E, Leon J, Dueñas D. Selectivizing a single bed reservoir, a successfully applicattion to increase

the vertical displacement efficiency in a heavy oil waterflooding project. Port of Spain , Trinidad and Tobago. 2018. spe 191170 ms

Cuadro 54. Continuación

Propiedad	Completamiento Simple	Completamiento Selectivo
Vertical conformance indicator	17%	29-50%
Irrigación de Capas	50%	75-100%
Irrupción de agua en los productores	1-8 semanas	3 meses
Producción de petróleo	Escasa producción	Buenos resultados
Relación de inyección/producción	Bajo	Bueno
Maniobrabilidad de las válvulas	Ninguna	Problemas debido a las trayectorias
Registro trazador	Funciona bien	Solo funciona bien para posiciones alejadas de los mandriles a los perforados, dando una buena distribución de las arenas
PLT tipo WIL	Funciona bien	Solamente da información de los mandriles
Registro de temperatura de fibra óptica	Funciona bien	Identifica la dirección del agua

Fuente: Solorzano P, Ahmedt D, Jaimes C, Henao W, Vega S, Guerrero c, Meza E, Leon J, Dueñas D. Selectivizing a single bed reservoir, a successful application to increase the vertical displacement efficiency in a heavy oil waterflooding project. Port of Spain, Trinidad and Tobago. 2018. spe 191170 ms

Se obtiene menor existencia de problemas de tipo operacional en la terminación simple por la menor presencia de dispositivos, en los que se encuentra una baja probabilidad de pesca al extraer el completamiento o la falta de errores con registros como trazadores. De forma contraria, en materia de beneficio al proceso de desplazamiento del hidrocarburo dentro del yacimiento incluye mejores condiciones la selectivización, al tener una relación de inyección contra producción buena, una irrupción de agua más tardía (3 meses), una irrigación de capas más alta, entre otras variables. Por lo que, en resumen, para la inyección selectiva, los factores conectados a el uso de la sarta son los de mayor presencia de dificultades y complicaciones, y los temas relacionados al manejo del yacimiento presentan una mejoría notable.

El objetivo del desarrollo de campos es obtener rentabilidades altas, es por esto que, si la relación beneficios a gastos que sea desencadenada de algún procedimiento de mayor complejidad, se maximiza, la tendencia general es a la

implementación. Diferentes técnicas de cómo poder sectorizar un pozo son comparadas en términos de funcionalidades en el **cuadro 55**.

Cuadro 55. Sistemas de selectivización

Sistemas de sectorización	Control de Flujo	Regulador de Flujo	Número máximo de Zonas	Intervención	Registro
Válvulas Reguladoras	No Aplica	Aplica	Ilimitado	Slickline/Bline	ILT
Camisas de Choke	Aplica	No Aplica	4-5 Zonas	Slickline/Bline	ILT
ICD	Aplica	Aplica	Ilimitado	Fijo	ILT/ Simulación de pozo
Competición inteligente	Aplica	Aplica	Ilimitado	Remoto	Remoto

Fuente: Solorzano P, Ahmedt D, Jaimes C, Henao W, Vega S, Guerrero c, Meza E, Leon J, Dueñas D. Selectivizing a single bed reservoir, a successfully aplicattion to increase the vertical displacement efficienvy in a heavy oil waterflooding project. Port of Spain , Trinidad and Tobago. 2018. spe 191170 ms.

5.5.4 Integración del factor económico. Por último, en relación a datos económicos se presenta en el **cuadro 56**, en la que se especifica por cada tipo sarta los costos de inversión y algunos gastos promedios de operaciones slick/line, pesca y operaciones de Work Over.

Cuadro 56. Tabla de costos sarta convencional, inteligente y operaciones

Descripción	Tipo de gasto	Valor Total USD
Sarta Inteligente	CAPEX	1.112.000
Sarta convencional	CAPEX	252.750
Operación de Pesca	OPEX	151.200
Operación de WO	OPEX	534.000
Servicio de Slick Line	OPEX	11.273

Fuente: Elaboración propia con base en presentación de Completamiento con sarta Inteligente para incremento de recobro de petróleo mediante inyección de Agua. ECOPEPETROL S.A.

Por el uso de sensores, empaques, dispositivos de control, entre otros, la sarta inteligente tiene un costo muy superior al de la convencional. No obstante, al ser completamente automatizada, puede requerir menos intervenciones y mantenimientos que un completamiento selectivo que conllevará a más gasto.

5.6 IDENTIFICACIÓN DE UN SISTEMA DE COMPLETAMIENTO

Para identificar el sistema de completamiento, se desarrolló un diagrama de flujo de selección, que permite determinar entre el completamiento simple, selectivo o inteligente, cuál beneficiaría el esquema de pulsos. Un conjunto de preguntas, que establecen las condiciones a las que se tiene que enfrentar el sistema de completamiento si se usara para la técnica estudiada como objeto general del proyecto, permiten llegar a las conclusiones. Éstas son:

- ✓ **1. ¿Se tiene información de las propiedades petrofísicas del campo?**
Mediante esta pregunta se trata de identificar el grado de conocimiento que se tiene del yacimiento, bien sea del tipo de roca, su litología, facies presentes, información de permeabilidades relativas y/o de presiones capilares. En caso de ser negativa la respuesta, se toma en cuenta las estadísticas analizadas en la sección anterior y se procede a hacer la pregunta número 2.
Por otra parte, en el caso de que en la primera pregunta se tuviera información petrofísica, se pasa a la pregunta número 5.
- ✓ **2. ¿El campo está presente en alguna de las siguientes cuencas? (Catatumbo; Llanos Orientales; Caguán-Putumayo; Valle Superior del Magdalena; Valle Medio del Magdalena).**
Si se tiene información del campo dónde se realiza el estudio, la estadística de completamiento de pozos indica que una sarta simple no es efectiva, por lo tanto, se debería contemplar tomar en cuenta una selectiva. En caso de ser negativa la respuesta se procede a la pregunta número 3.
- **3. ¿Es el proyecto de inyección de agua nuevo?**
Si en este caso es afirmativa la respuesta, la mejor decisión será una sarta simple, puesto que a nivel económico se considera la más rentable teniendo presente que se desconoce la información de las características petrofísicas del campo. Sin embargo, si es negativa la respuesta se debe pasar a la pregunta 4.
- ✓ **4. ¿Existe canalizaciones en el campo?**
En caso de la presencia de canalizaciones se establece que las sargas simples no son recomendables, por lo que se pasa a la serie de preguntas para establecer si necesita de una sarta selectiva o una sarta inteligente. Si no existiera canalizaciones se opta por la recomendación de sarta simple.
- ✓ **5. ¿Qué nivel de estratificación tiene el yacimiento según el coeficiente de Dykstra-Parson?**
Esta pregunta se realiza si se cuenta con información de las propiedades estáticas del reservorio y se responde según el rango de valores del coeficiente

de Dykstra-Parson. Si la respuesta es que el valor es menor a 0.5 se debe iniciar con las cuestiones a partir de la número 3. Si el valor es mayor a 0.5 se requiere una toma de decisión entre sarta selectiva o inteligente. Ver la **figura 163**, donde se esquematiza el flujo anteriormente mencionado.

De acuerdo al flujo anterior, las respuestas que determinaron tomar una decisión entre selectiva o inteligente seguirán el siguiente esquema de cuestiones para identificar cuál de las dos opciones sería la de mayor preferencia.

En caso de que las respuestas a las preguntas anteriores den como resultado la selección entre una sarta selectiva y una sarta inteligente, se proceden a realizar las siguientes preguntas para culminar con la selección.

✓ **6. ¿Se requiere un monitoreo constante?**

Una de las principales diferencias entre la sarta selectiva y la sarta inteligente es la habilidad de mantener un monitoreo constante. En caso de requerirlo se debe optar por un completamiento inteligente, debido a que técnicamente es la sarta inteligente facilita la instalación de equipos de monitoreo.

Si la respuesta es negativa se procede a examinar la pregunta número siete.

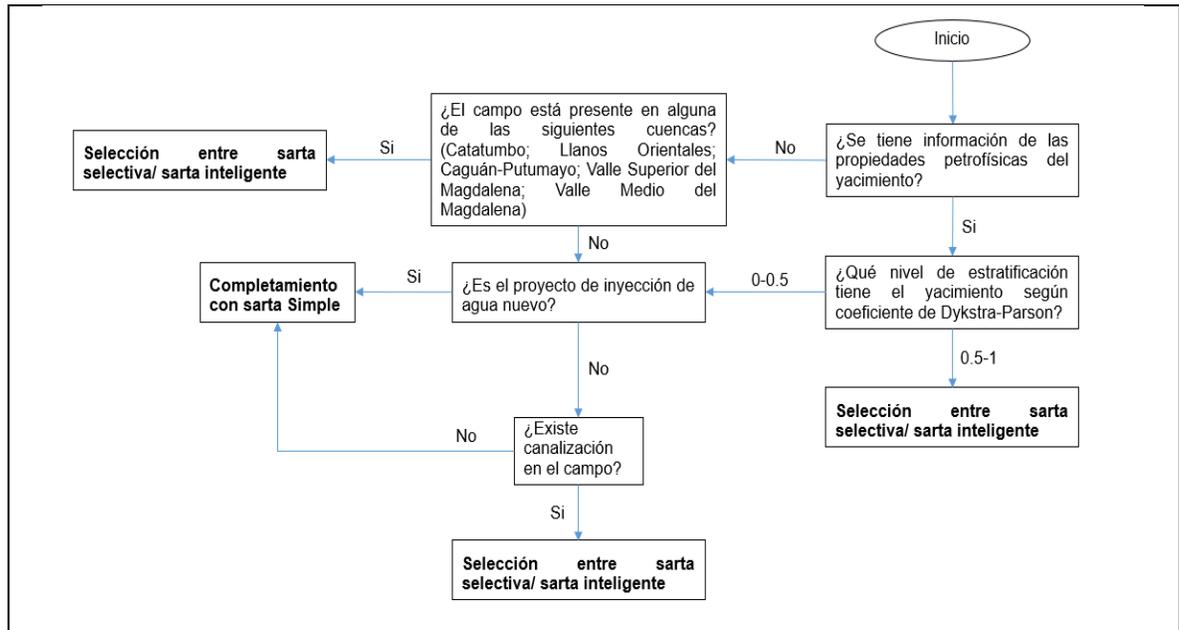
✓ **7. ¿La operación requiere control de caudal constante?**

La pregunta identifica la cantidad de cambios de caudal necesarios en la operación. Servirá para comparar entre sarta selectiva o inteligente, cuál sería el desempeño técnico que beneficiaría. En caso de necesitar el control constante de caudal se recomienda de igual manera a la anterior una sarta inteligente, debido a que el tipo de control instalado en este tipo de sarta regula de forma remota y precisa lo que reduce en costo de trabajos adicionales.

Finalmente, tanto la opción inteligente como selectiva necesitaran de una evaluación financiera. El proceso se esquematizó en la **figura 164**.

5.6.1 Diagrama de flujo para la identificación de completamiento. A continuación, se presenta el diagrama de flujo para ayuda en la toma de decisiones de selección de completamiento. En la **figura 85** se da inicio al diagrama con las primeras preguntas.

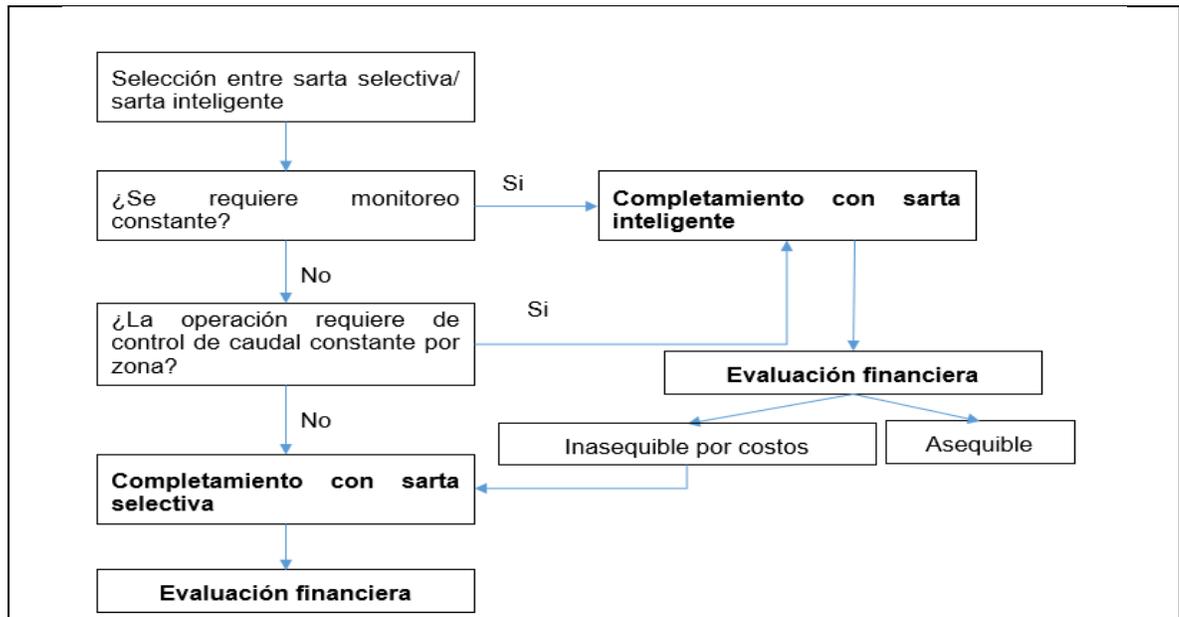
Figura 85. Incorporación del diagrama de flujo en la toma de decisiones



Fuente: Elaboración propia

Para la selección entre la sarta selectiva y la sarta inteligente se procedió a separar la decisión entre la necesidad que tienen el pozo para el monitoreo de las variables y el control de los caudales. Ver la **figura 86**.

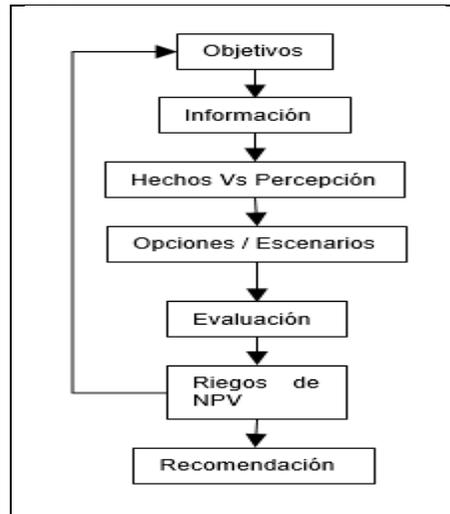
Figura 86. Selección entre sarta selectiva o inteligente



Fuente: Elaboración propia

Posteriormente, la evaluación financiera se realizó mediante el modelo económico de Gai presentado en el paper “A Method to Asses the Value of Intelligent Wells”, mostrado en la **figura 87**.

Figura 87. Modelo económico de Gai



Fuente: Gai H. A Method to Asses the Value of Intelligent Wells. Melbourne. 2002. SPE-77941

Donde el análisis de riesgo de NPV es un indicador de la viabilidad de un proyecto, evaluando los riesgos frente al monto que se espera que genera el proyecto. El análisis de NPV sigue la **ecuación 41** donde un valor positivo indica que existe viabilidad en el proyecto.

Ecuación 41. Cálculo de valor presente neto

$$NPV = -inversión + \sum \frac{Fn}{(1+i)^n}$$

Fuente: Baca, G. Ingeniería Económica, Bogotá, p. 197

Donde:

NPV: Valor presente Neto

Fn: Valor a futuro

N: Periodo de tiempo

I: Tasa de interés de oportunidad

5.6.2 Aplicación del diagrama de flujo para la identificación del mejor sistema de completamiento. Una vez establecido las bases teóricas y los posibles casos de sensibilidad de la inyección por pulsos, se procede a dar seguimiento a la serie

de preguntas presentes en el diagrama de flujo para identificar el mejor sistema de completamiento.

✓ **1. ¿Se tiene información de las propiedades petrofísicas del campo?**

La respuesta es afirmativa, por lo visto en el capítulo 1 de información petrofísica y puesto que se ha construido un modelo estático en el capítulo 3, por lo que se conocen las distribuciones de las propiedades de porosidad y permeabilidad. Igualmente, se cuenta con información de la estratificación del modelo estático y permeabilidades relativas. Ver **figura 88**.

Figura 88. Seguimiento del diagrama de flujo para el esquema de pulsos (1)



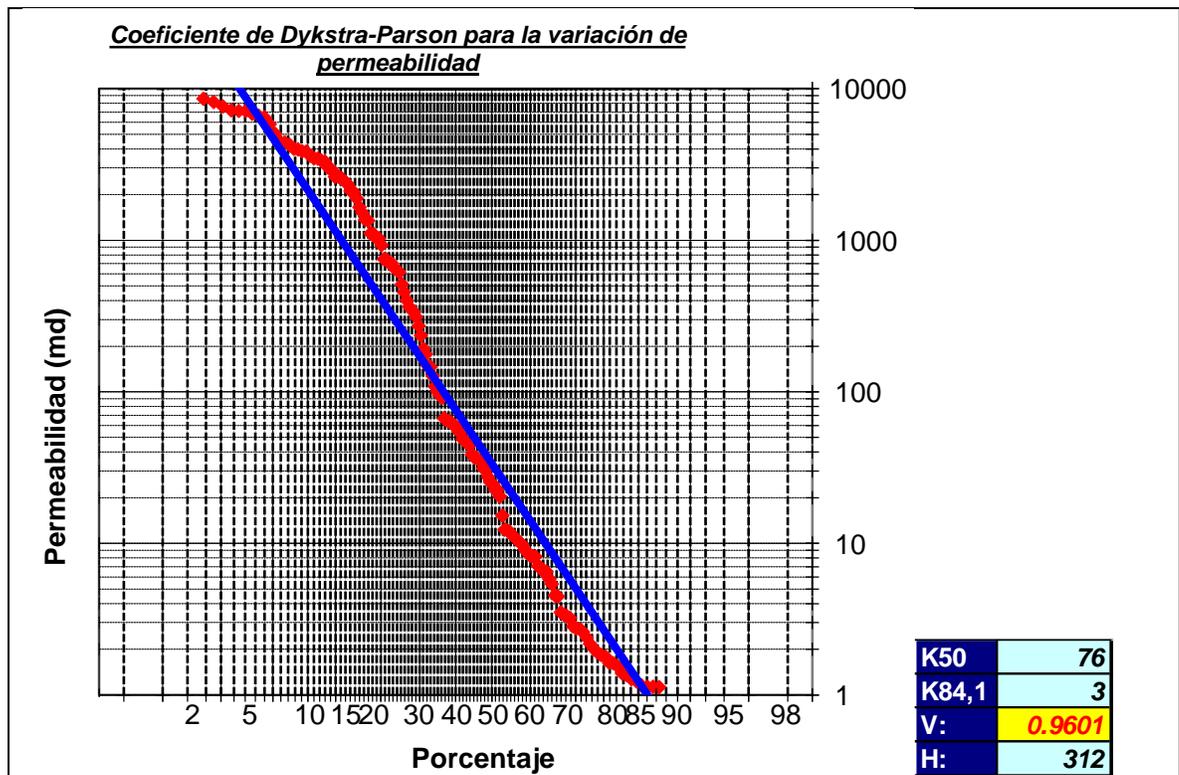
Fuente: Elaboración propia

✓ **2. ¿Qué nivel de estratificación tiene el yacimiento según coeficiente de Dykstra-Parson?**

Debido a que la pregunta anterior se respondió positivamente, se empleó la información sobre el poblamiento de la permeabilidad para calcular el coeficiente de Dykstra-Parson, obteniendo un valor de 0.96. Con el valor del coeficiente de Dykstra-Parson se procede a clasificar el tipo de yacimiento como infinitamente heterogéneo según el criterio de la escala de clasificación propuesta por Ahmed M. Shehata, et al¹³⁴. Ver la **gráfica 77**, donde se representa la permeabilidad con su respectivo porcentaje en papel probabilístico. El cálculo fue realizado con información de un pozo.

¹³⁴ AHMED M. SHEHATA, AHMED H. EI-Banbi, and M. Helmy Sayyauh. Guidelines to Optimize CO2 EOR in Heterogeneous Reservoirs. SPE-151871. P. 2

Gráfica 77. Procedimiento para el cálculo del coeficiente Dykstra-Parson para el sector a evaluar



Fuente: Elaboración propia

En la **figura 89**, se muestra la respuesta del caso del proyecto de inyección por pulsos para la segunda cuestión.

Figura 89. Seguimiento del diagrama de flujo para el esquema de pulsos (2)



Fuente: Elaboración propia

El resultado directamente por el nivel de estratificación y por el grado de conocimiento del reservorio es que se requiere bien sea un completamiento selectivo o inteligente. Por ende, se continua con las cuestiones de definición entre ambas técnicas.

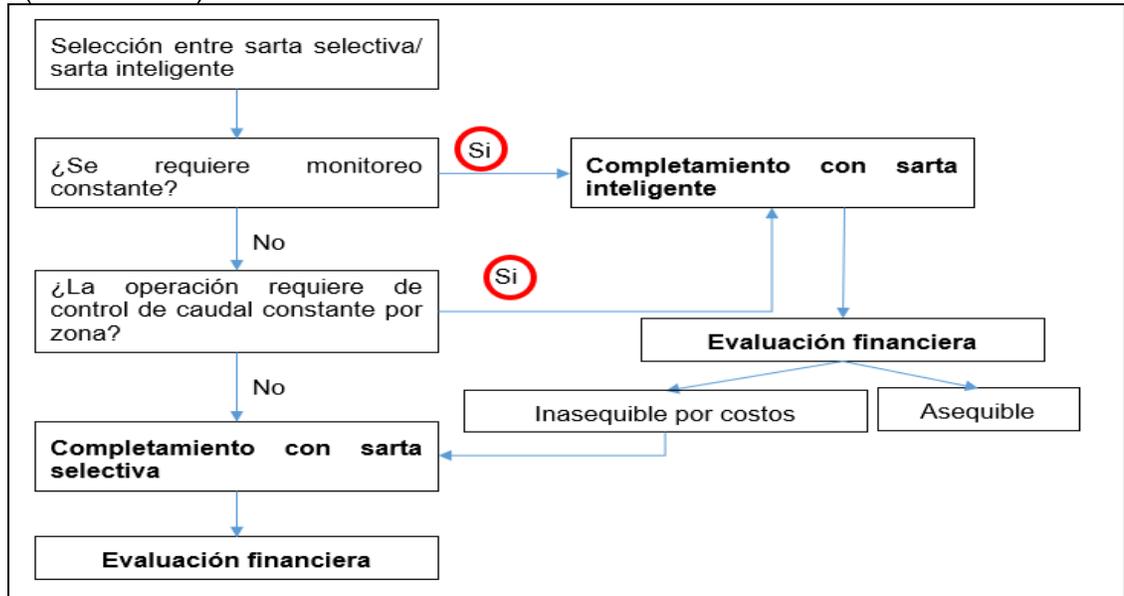
✓ **6. ¿Se requiere un monitoreo constante?**

La respuesta es afirmativa dado que un conocimiento constante del valor de la presión y caudal de entrada para cada sector, permite corroborar que los pulsos se estén generando de tal forma como se plantean, para así poder conseguir los resultados que se esperaron obtener con la predicción de la simulación. Ver la **figura 90**.

✓ **7. ¿La operación requiere control de caudal constante?**

En este caso la respuesta también es afirmativa, puesto que se evidencia en los casos plasmados en el capítulo 4 en la sección de planteamiento de escenarios y análisis de sensibilidad, que los cambios de tasas por sector pueden variar entre días y meses lo que desencadena que si sea necesario un buen manejo de válvulas para una regulación excelente del caudal.

Figura 90. Seguimiento del diagrama de flujo para el esquema de pulsos (continuación)



Fuente: Elaboración propia

Hasta este punto, la opción más indicada es la inteligente, lo que era de esperar para un proyecto de recobro mejorado como lo es la técnica de pulsos. Sin embargo, los antecedentes de utilización de la sarta inteligente reflejan posibles costos en la inversión altos, que las compañías no podrían asumir. Por lo que el proceso que se seguiría es la evaluación financiera de esta técnica.

5.6.2.1 Evaluación financiera según modelo de Gai¹³⁵. Se procede a hacer

¹³⁵ GAI H. A Method to Assess the Value of Intelligent Wells. Melbourne. 2002. SPE-77941

estructuradamente los pasos de esta metodología.

- **Objetivos.** Reducir los costos en los que se incurre para maximizar la rentabilidad.

- **Información.** Referente a los costos de la sarta y a los gastos por intervención que se pueden ver en el **cuadro 56**, como también de los ciclos en el caso a examinar para determinar una frecuencia de intervenciones.

Para la evaluación financiera se tomó en cuenta el **caso 8**, en un periodo de 19 años y se usó una tasa de interés de 12% anual.

- **Hechos/percepción.** La percepción es que por parte de los aspectos técnicos la sarta inteligente lo cumple todo, entonces ésta sería la ideal para la implementación. Pero por otra parte las estadísticas refieren a que no hay uso de este tipo de terminación.

- **Opciones.** Como primer escenario se encuentra el completamiento inteligente y como consecuencia en segunda instancia el selectivo.

- **Evaluación.** La evaluación financiera del proyecto se realizó desde el punto de vista de una empresa operadora, donde se utilizó el indicador financiero Valor Presente Neto (VPN), una tasa de interés de oportunidad (TIO) para ECOPETROL S.A. del 12% anual, como unidad monetaria de valor constante el dólar estadounidense (USD), y el horizonte de tiempo es corresponde a los 7300.

- **CAPEX - costos de inversión.** El CAPEX es un término referido al valor de inversión para el desarrollo de un proyecto. Este valor puede ser atribuido a un elemento tangible que está sujeto a la depreciación, como por ejemplo la compra e instalación de equipo nuevo. En el **cuadro 57** se presentan los costos de inversión inicial para el escenario de sarta inteligente.

Cuadro 57. Valores de CAPEX

Actividad	Cantidad	Costo (USD)	Total (USD)
Sarta inteligente	9	1.112.000	10.008.000
Equipo de Workover (días) (Instalacion)	18 (2 días por sarta)	11.300	203.400
Servicio de herramientas (Instalación)	1	53.521	53.521
Inversión Total			10264921

Fuente: Elaboración propia con base en información de JESSICA PINZÓN RUIZ, JOSE LUIS ROBAYO NIÑO. Distribución de producción e inyección de agua en la formación caballos para aumentar los factores de recobro mediante la visualización de oportunidades de workover en el campo san francisco

Es importante mencionar que el CAPEX únicamente se consideró para el escenario

de sarta inteligente y se añadieron los costos de instalación atribuido a la movilización de los equipos. Esta decisión se basa en el hecho de que en la sección de descripción del completamiento se muestra que ya se encuentran instaladas las sarts selectivas.

○ **OPEX - Costos de Operación.** El OPEX es la sigla de Operational Expenditure, hace referencia a los costos adicionales de un proyecto una vez cancelado el valor de inversión inicial, es decir mantenimiento de equipos e insumos necesarios para la producción y el normal funcionamiento de la operación. En el **cuadro 58** se presenta los costos del OPEX para cada escenario.

Se debe mencionar que debido a la naturaleza de la sarta inteligente no se contempla la apelación de servicios de slick line para el cambio de válvulas para el cambio de caudal, pero si se contempla un escenario de pesca cada 5 años por revisión del sistema. Igualmente, se mantiene constante los valores costo de operación.

Cuadro 58. Valores de OPEX

Escenario de sarta inteligente				
Periodo	Actividad	Cantidad	Costo (USD)	Total (USD)
Cada cinco años	Operación de pesca	36	151.200	10.008.000
Escenario de sarta selectiva				
Periodo	Actividad	Cantidad	Costo (USD)	Total (USD)
Cada año	Servicio de Slick Line	468	11.273	5.275.764

Fuente: Elaboración propia

A continuación, en el **cuadro 59** se observa en detalle el cálculo de los costos de operación por escenario.

Cuadro 59. Costos de operación traídos al presente.

Escenario	sarta inteligente	sarta selectiva
Periodo (Anual)	Operación de pesca (USD)	Servicio de Slick Line (USD)
1	-	4710503.57
2	-	4205806.76
3	-	3755184.61

Fuente: Elaboración propia

Cuadro 59. Continuación

Escenario	sarta inteligente	sarta selectiva
4	-	3352843.4
5	5678807.97	2993610.18
6	-	2672866.23
7	-	2386487.71
8	-	2130792.59
9	-	1902493.39
10	3222308.15	1698654.81
11	-	1516656.08
12	-	1354157.22
13	-	1209068.94
14	-	1079525.84
15	1828424.18	963862.358
17	-	860591.391
18	-	768385.171
19	-	686058.188

Fuente: Elaboración propia

o **Ingresos Netos** Los ingresos netos del proyecto son obtenidos por la venta de barriles de petróleo menos reducciones de calidad y costos de levantamiento. Para este análisis se empleó el precio del barril de petróleo para el 30 de abril de 2019. En el **cuadro 60** se presentan el valor neto de ganancia.

Cuadro 60. Valor real de ganancia por barril

Descripción	USD/Bbl
Crudo Brent	71.91
Ajuste por Calidad	-6.5
Costo de Transporte	-2.5
Costo de levantamiento	-15
Valor real de ganancia	47.91

Fuente: Gerencia de Yacimientos, ECOPETROL S.A

Una vez calculada el precio real de ganancia se procede calcular los ingresos netos. El **cuadro 61** presenta los ingresos netos por producción acumulada por año.

Cuadro 61. Ingresos netos por año

Periodo (año)	Producción Neta (Bbl)	USD
1	10488030	\$ 502,481,517.30
2	4437590	\$ 212,604,936.90
3	14304950	\$ 685,350,154.50
4	7773710	\$ 372,438,446.10
5	17233432	\$ 825,653,727.12
6	10399182	\$ 498,224,809.62
7	19626380	\$ 940,299,865.80
8	12607886	\$ 604,043,818.26
9	21675546	\$1,038,475,408.86
10	14525898	\$ 695,935,773.18
11	23477886	\$1,124,825,518.26
12	16234650	\$ 777,802,081.50
13	25098126	\$1,202,451,216.66
14	17779058	\$ 851,794,668.78
15	26575270	\$1,273,221,185.70
16	19198118	\$ 919,781,833.38
17	27935594	\$1,338,394,308.54
18	20509078	\$ 982,589,926.98
19	29202182	\$1,399,076,539.62

Fuente: Elaboración propia

• **Resultado de Valor presente neto y recomendación.** A partir de los datos obtenidos en la sección anterior se obtuvo un valor presente neto de \$5.151.090.111 USD para el escenario de sarta inteligente y un valor de \$5.133.837.024 USD para el de selectiva. Por lo cual la recomendación de sarta para este proyecto es de **tipo inteligente**, por que cumple con:

- ✓ Beneficios en todos los niveles técnicos.
- ✓ Evaluación financiera aceptable (asequible), con menores gastos en intervenciones que contrarrestan el efecto negativo de su alta intervención, tomando en cuenta además que no se tuvo en cuenta los gastos de inversión para las sartas selectivas.

6. DISEÑO DE LA METODOLOGÍA DE INTEGRACIÓN

Una metodología de evaluación es definida por Marie Baehr ¹³⁶ como una herramienta que a través de una serie de pasos permite comparar diferentes escenarios. A partir de la información recopilada en los capítulos anteriores y según las reglas de selección de metodologías para toma de decisiones de Vasques¹³⁷ y Tahyudin et all ¹³⁸, se determinó que el método de análisis multicriterio por ponderación aditiva simple es el mejor, para el desarrollo de este trabajo.

Este método permite realizar una evaluación de los escenarios de simulación planteados en el capítulo 4, mediante la ponderación de factores seleccionados de la revisión bibliográfica de los capítulos 2 y 5. La finalidad del diseño de esta metodología es apoyar la toma de decisiones a los ingenieros de ECOPETROL.S.A., para la evaluación de la inyección de agua por pulsos en el sector norte del Campo Chichimene.

6.1 PONDERACIÓN ADITIVA SIMPLE

Este método, también conocido como método de sumatoria por ponderación, es una herramienta de evaluación que funciona mediante la suma de calificaciones de rendimiento de todos los atributos para cada alternativa, pudiendo así identificar el caso de mayor puntuación¹³⁹.

Para la implementación de esta herramienta se deben seguir los siguientes pasos¹⁴⁰:

- ✓ Definir los parámetros usados para la evaluación de los casos.
- ✓ Clasificar y jerarquizar los parámetros en variables según su importancia.
- ✓ Asignar un valor de importancia individual por parámetro.
- ✓ Ponderar valores de importancia individual y por clasificación de variable.
- ✓ Normalizar los valores de cada parámetro.
- ✓ Determinar el valor final basado en la sumatoria de ponderación de las variables.

¹³⁶ BAEHR, Marie. Evaluation Methodology. Elmhurst College [consultado en línea] Disponible en: https://www.webpages.uidaho.edu/ele/Scholars/Practices/Evaluating_Projects/Resources/Evaluation%20Methodology.pdf

¹³⁷ VELASQUEZ. Mark, HESTER. Patrick. An Analysis of Multi-Criteria Decision Making Methods. International Journal of Operations Research Vol. 10, No. 2, 56-66 (2013). P. 63

¹³⁸ IMAM. Tahyudin, et all. Comparison of the Simple Additive Weighting (SAW) with the Technique for Others Reference by Similarity to Ideal Solution (TOPSIS) methods. International Journal of Engineering & Technology, 7 (2.2) (2018).p. 87-89

¹³⁹ KHAIRUL, M. SIMAREMARE. Manogari y UTAMA, Andysah, Decision Support System in Selecting The Appropriate Laptop Using Simple Additive Weighting, En: International Journal of Recent Trends in Engineering and Research, vol. 2, no. 12, pp. 215-222, 2016.

¹⁴⁰ MUHAMMAD DONNI LESMANA SIAHAAN ET ALL. Implementation of Simple Additive Weighting Algorithm in Particular Instance. 2017 IJSRST | Volume 3 | Issue 6 | Print ISSN: 2395-6011 | Online ISSN: 2395-602X. p. 136

6.1.1 Parámetros de evaluación. Para este proyecto los factores seleccionados teniendo en cuenta bibliografía para el manejo de proyectos de inyección de agua son:

- ✓ **Factor de recobro**¹⁴¹: Es una variable de salida determinante debido a que relaciona la cantidad de petróleo producido acumulado bien sea para un sector o para el campo con el petróleo original en el yacimiento.
- ✓ **Eficiencia de inyección**¹⁴²: Relación entre el volumen de agua planeado para inyectar y el volumen de agua tomado por la formación.
- ✓ **Corte de agua**¹⁴³: Parámetro relevante debido a la separación y al manejo del agua producida en superficie. Al tener mucha producción de agua es evidente que la cantidad de petróleo producido disminuye, alcanzando el límite económico del proyecto.
- ✓ **Volumen de agua acumulada**: Según Ahmadloo¹⁴⁴, McElhace¹⁴⁵, Renouf¹⁴⁶ y Singhal¹⁴⁷, el volumen de agua inyectada es un parámetro que se relaciona estrechamente con la eficiencia de barrido y la ocurrencia o no de problemas como canalizaciones. Al inyectar más o menos volumen de agua, obteniendo una misma tasa de producción se puede llegar a analizar qué tan bueno está siendo el desplazamiento internamente en el yacimiento.
- ✓ **Actividad por sector/pozo**: Refiere la actividad de las válvulas, que está estrechamente relacionada a las actividades de mantenimiento y sus gastos asociados. A mayor pulsación se requiere mayor ajuste de las válvulas y mayores trabajos de mantenimiento. Esta variable fue calculada como el número de periodos en un año.

6.1.2 Clasificación de parámetros por importancia. Para asignar un grado de ponderación matemática a los factores, es necesario que primero se establezca el grado de influencia cualitativa que tienen las variables sobre un escenario de inyección de agua por pulsos. Por lo cual, las variables mencionadas anteriormente son catalogadas en las siguientes divisiones.

- ✓ **Variables determinantes**: Son los factores que presentan mayor prioridad en la

¹⁴¹ MCELHANE. Kevin, JEMISON Jenny, JHAVEI Bharat. Application of Dynamic Allocation Factors for Waterflooding and EOR Performance Management. En: SPE Wen Regional Meeting, Alaska, USA, Mayo, 2016, SPE – 180486-MS, p.2

¹⁴² SOLORZANO, Pedro, op. cit, p.7

¹⁴³ MCELHANE. Kevin., Op cit. P. 2

¹⁴⁴ Ahmadloo, F., Asghari, K., & Renouf, G. (2010). A New Diagnostic Tool for Performance Evaluation of Heavy Oil Waterfloods: Case Study of Western Canadian Heavy Oil Reservoirs. SPE-133407. In Western North America Regional Meeting. Anaheim, California, USA.

¹⁴⁵ MCELHANE. Kevin., Op cit. P. 2

¹⁴⁶ RENOUF, G. . Do Heavy and Medium Oil Waterfloods Differ?. PAPER-2007- 055. In Petroleum Society's 8th Canadian International Petroleum Conference. Calgary, Alberta. 2007

¹⁴⁷ SINGHAL, A. . Improving Water Flood Performance by Varying Injection/Production Rates. In Canadian International Petroleum Conference (CIPC). <http://doi.org/10.2118/2009-126>. 2009

selección de las diferentes alternativas.

- ✓ **Variables limitantes:** Variables que actúan como limitantes en el proceso de evaluación, es decir que su influencia es tomada en cuenta al superar un valor específico.
- ✓ **Variables complementarias:** Son variables asociadas a las variables determinantes.

En el **cuadro 62** se presenta la clasificación de los criterios a evaluar mencionados anteriormente. Esta clasificación responde a las fuentes bibliográficas consultadas y a las observaciones realizadas por los autores en el análisis de los resultados de los escenarios del capítulo 4.

Cuadro 62. Asignación de variables

Clasificación de variable	Parámetro	Justificación
Determinante	Factor de recobro	Se considera el aspecto más importante para un proyecto de recobro, puesto que un incremento en el factor de recobro significa una prolongación de la vida útil del campo.
Determinante	Eficiencia de inyección	Determina la posibilidad de canalizaciones por zonas ladronas
Limitante	Corte de agua	Un alto corte de agua reduce la rentabilidad de un proyecto de inyección de agua
Limitante	Volumen de agua acumulada	Un menor consumo de agua por parte del campo permite incrementar la eficiencia del campo
Complementaria	Actividad por sector/pozo	Dependiendo del tipo de sistema de completamiento, se vuelve

Fuente: Elaboración propia

Es importante destacar que según la bibliografía consultada en el capítulo 5, la variable de actividad por sector/ pozo puede variar de clasificación dependiendo del tipo de sarta que se utilice. Por ejemplo, para una sarta simple esta variable es de tipo determinante; para una sarta selectiva es limitante y para una sarta inteligente es complementaria. Se tomó en cuenta la identificación de la opción de completamiento determinada en el capítulo 5. Por lo cual la variable de actividad por sector/pozo es de carácter complementaria para este caso.

A partir de la identificación de los factores y agrupación de los mismos, se procedió a asignar una serie de reglas de jerarquización según los criterios propuestos por Hengyu Lyu et al¹⁴⁸ en el artículo "Evaluation of the Water Flooding Development

¹⁴⁸ HENGYU. Lyu, LIANG Zhao, GUOSHENG. Qin. Evaluation of the Water Flooding Development Potential at High Water Cut Reservoirs with the Multi-Level Fuzzy Synthetic Evaluation Method. The Italian Association of Chemical Engineering. 2017 ISBN 978-88-95608- 60-0; ISSN 2283-9216. P.1472

Potential at High Water Cut Reservoirs with the Multi-Level Fuzzy Synthetic Evaluation Method” y por decisión de los autores. Éstas son:

- ✓ Se estableció una diferencia de duplicación entre las variables, es decir, que las variables determinantes tienen el doble de valor que las variables limitantes y estas últimas a su vez tienen el doble de valor que las variables complementarias.

6.1.3 Desarrollo matemático de la jerarquización de las variables. A partir de la asignación de peso para cada variable se plantea la **ecuación 42** para determinar la fracción de influencia de cada variable.

Ecuación 42. Sistema de ecuaciones para definir la ponderación

$$\sum_{i=1}^3 a_i * A_i = 1 ;$$

$$a_1 * A_1 + a_2 * A_2 + a_3 * A_3 = 1$$

$$A_1 = 2A_2; A_2 = 2A_3$$

Fuente: Elaboración propia

a_i : Número de parámetro por tipo de variable

A_i : Fracción de influencia según el tipo de variable

i : Indicativo del tipo de variable (1: variable determinante; 2: variable limitante; 3: variable complementaria).

Se empleó la información del **cuadro 62** en la **ecuación 42** y se obtuvo la fracción de influencia de cada variable para el proceso de evaluación. La solución del sistema de ecuaciones fue posible debido a las dos igualaciones de la jerarquización de las variables. En la **figura 91** se observa el desarrollo matemático para obtener las fracciones de influencia de las variables.

Figura 91. Desarrollo matemático para obtener fracción de importancia de las variables

$$a_1 * A_1 + a_2 * A_2 + a_3 * A_3 = 1$$

$$a_1 = 2; a_2 = 2; a_3 = 1$$

$$A_1 = 2A_2; A_2 = 2A_3$$

$$2 * A_1 + 2 * 0.5 * A_1 + 1 * 0.25 * A_1 = 1$$

$$A_1 = \frac{1}{3.25} \cong 0.307692$$

$$2 * 2 * A_2 + 2 * A_2 + 1 * 0.5 * A_2 = 1$$

$$A_2 = \frac{1}{6.5} \cong 0.153846$$

$$2 * 4 * A_3 + 2 * 2 * A_3 + 1 * A_3 = 1$$

$$A_3 = \frac{1}{13} \cong 0.0769231$$

Fuente: Elaboración propia

6.1.4 Cambio de fracción de influencia. Como se mencionó en la sección anterior en diferentes escenarios el tipo de sarta jugará un papel importante haciendo que

el parámetro de actividad de pozo cambie de clasificación. Igualmente, en caso de no tener información de algunas de las variables de entrada, se establece un cambio en las fracciones de influencia de tal forma que el sistema siga funcionando.

Para determinar el cambio de fracción de influencia se tiene en cuenta el teorema de Bayes¹⁴⁹, el cual establece que al presentar un cambio en el número total de elementos en un conjunto conformado por subconjunto mutuamente excluyentes, la probabilidad de cada elemento que conforma el conjunto es reajustada al número actual de elementos por subconjunto, es decir que para este caso al pasar un parámetro de una variable complementaria a una limitante o determinante la fracción de influencia es reajustada.

En el **cuadro 63** se presenta las fracciones de influencia obtenidas bajo el mismo procedimiento de la figura 158 para los casos en los que el parámetro de actividad por sector/pozo es una variable de carácter complementaria, limitante o determinante.

Cuadro 63. Factores de influencia por variación de clasificación

Parámetro	Clasificación de variables	Clasificación de actividad por sector/pozo		
		Complementaria	Limitante	Determinante
Factor de recobro	Determinante	0.307692	0.285714	0.25
Eficiencia de inyección	Determinante	0.307692	0.285714	0.25
Corte de agua	Limitante	0.153846	0.142857	0.125
Volumen de agua acumulada	Limitante	0.153846	0.142857	0.125
Actividad por sector/pozo		0.0769231	0.142857	0.25

Fuente: Elaboración propia

6.1.5 Asignar un valor de importancia individual por parámetro. Este paso consiste en establecer una escala de importancia que asigne un valor individual por parámetro de forma independiente a la clasificación de los grupos de variables¹⁵⁰. Para este trabajo, se empleó la tabla de clasificación propuesta por Hengyu Lyu¹⁵¹

¹⁴⁹ PRASANNA. Sahoo. probability and mathematical statistics. University of Louisville. KY 40292 USA. P. 36

¹⁵⁰ MUHAMMAD DONNI LESMANA SIAHAAN et al . Op Cit. p. 443

¹⁵¹ HENGYU. Lyu, LIANG. Zhao, GUOSHENG. Qin. Op. cit., p. 1472

y se ajustó a cinco criterios de relevancia con su asignación numérica, como se ve en el **cuadro 64**.

Cuadro 64. Escala de referencia de importancia de variable

Escala numérica de importancia	Escala cualitativa de importancia
5	MUY ALTO
4	ALTO
3	MEDIO
2	BAJO
1	MUY BAJO

Fuente: Elaboración propia con base en Hengyu Lyu, Liang Zhao, Guosheng Qin. "Evaluation of the Water Flooding Development Potential at High Water Cut Reservoirs with the Multi-Level Fuzzy Synthetic Evaluation Method"

De esta forma se determinó que la variable con asignación de criterio más alta, corresponde al factor de recobro, ya que la finalidad de un proyecto de recobro es su incremento, siendo la misma justificación por la cual se clasificó como una variable determinante.

La eficiencia de inyección se consideró un segundo lugar, ya que ésta únicamente determina la cantidad de agua que toma por zona en relación a la planeada, evaluando así su efecto por sectores. Igualmente, el corte de agua recibe una puntuación alta ya que la producción de agua se ve asociada a problemas de corrosión, separación de emulsiones lo que genera una reducción de la rentabilidad de un proyecto de recobro. El corte de agua se califica con un valor menor al del factor de recobro debido a que mientras exista rentabilidad del proyecto es posible manejar el agua producida.

El agua inyectada acumulada está directamente relacionada con la eficiencia de desplazamiento que sufre el petróleo y el fenómeno de fingering. Como último parámetro se consideró la actividad por pozo o sector, debido a que esta debió de ser tenida en cuenta durante el diseño del esquema y manejo del proyecto de inyección de agua.

En el **cuadro 65** se puede observar la calificación individual a partir del criterio de los autores para el desarrollo de la metodología.

Cuadro 65. Criterio individual de asignación establecido para cada variable.

Escala cualitativa de importancia	Escala numérica de importancia	Parámetro
MUY ALTO	5	Factor de recobro
MUY ALTO	5	Eficiencia
ALTO	4	Corte de agua
MEDIO	3	Inyección de agua acumulada
BAJO	2	Actividad pozo-Actividad sector
MUY BAJO	1	-

Fuente: Elaboración propia

6.1.6 Ponderación de valores de importancia individual y por clasificación. Una vez que se califica la importancia de la variable de forma individual, se procede a establecer un valor unificado entre el valor individual y el de clasificación por variable.

El valor unificado está representado como la fracción del criterio de importancia individual por la fracción de influencia por clasificación de variable. En la **ecuación 43** se puede ver la fracción de importancia individual.

Ecuación 43. Fracción de importancia individual

$$B_k = \frac{C_k}{MVC}$$

Fuente: Elaboración propia con base en Hengyu Lyu, Liang Zhao, Guosheng Qin. "Evaluation of the Water Flooding Development Potential at High Water Cut Reservoirs with the Multi-Level Fuzzy Synthetic Evaluation Method"

Donde:

B_i : Fracción de importancia individual

C_i : Calificación numérica de importancia para cada parámetro

MVC : Valor máximo en la escala numérica de importancia

El ponderado tomando en cuenta los valores de importancia individual y por clasificación de variable se puede ver en la **ecuación 44**.

Ecuación 44. Ponderado

$$P_{i,k} = B_k * A_i$$

Fuente: Elaboración propia con base en Hengyu Lyu, Liang Zhao, Guosheng Qin. "Evaluation of the Water Flooding Development Potential at High Water Cut Reservoirs with the Multi-Level Fuzzy Synthetic Evaluation Method"

Donde:

$P_{i,k}$: Ponderado

B_k : Fracción de importancia individual por parámetro

A_i : Fracción de influencia según tipo de variable

k : Parámetro

En el **cuadro 66** se pueden observar los ponderados para cada parámetro.

Cuadro 66. Ponderación por parámetro

Parámetro	Ponderación
Factor de recobro	0.307692
Eficiencia	0.307692
Corte de agua	0.12307
Inyección de agua acumulada	0.09230
Actividad pozo- Actividad sector	0.03076

Fuente: Elaboración propia

6.1.7 Normalización de los valores de cada parámetro. Este paso consiste en unificar todos los valores de los parámetros en una misma escala.

6.1.7.1 Normalización por regresión lineal. Consiste en tomar los valores máximos y mínimos de cada parámetro para todos los casos de análisis de sensibilidad y asignarles un valor de una nueva escala formando dos puntos en un plano cartesiano. Posteriormente, con estos dos puntos se saca la pendiente de la ecuación de la recta y se determina los valores intermedios en la nueva escala, como se puede ver en la **ecuación 45**.

Ecuación 45. Normalización mediante ecuación de la recta

$$y_i = \frac{y_{Max} - V_{Max}}{y_{Min} - V_{Min}} * V_i + b$$

Fuente: Elaboración propia

Donde:

y_i : Nuevo valor de parámetro

y_{Max} : Nuevo valor máximo de parámetro

y_{Min} : Nuevo valor mínimo de parámetro

V_i : Valor de parámetro

V_{Max} : Máximo valor de parámetro

V_{Min} : Mínimo valor de parámetro

b : Valor de parámetro cuando V_i es igual a cero

Para este trabajo se empleó la normalización por regresión lineal y se tomaron como nuevos valores de rango 10 y 0 para los valores máximo y mínimo de los

parámetros, respectivamente. En los **Anexos C** se pueden ver los valores normalizados.

6.1.8 Sumatoria de ponderaciones. Finalmente, se procedió a generar una matriz en la cual se sumó todos los resultados obtenidos de las multiplicaciones del valor de ponderación de cada variable por su valor normalizado, por cada caso. La **ecuación 46**, es una presentación del proceso descrito anteriormente.

Ecuación 46. Sumatoria de ponderaciones por escenario

$$W_j = \sum_{k=1}^n y_i * P_{i,k}$$

Fuente: Imam Tahyudin, Rahman Rosyidi, Ansari Saleh Ahmar, Havaluddin. Comparison of the Simple Additive Weighting (SAW) with the Technique for Others Reference by Similarity to Ideal Solution (TOPSIS) methods. International Journal of Engineering & Technology, 7 (2.2) (2018) 87-89

Donde:

W_j : Calificación de cada escenario

y_i : Nuevo valor de parámetro

$P_{i,k}$: Ponderado

6.2 GENERACIÓN DE MATRIZ

En la **tabla 3** se puede ver los resultados de la sumatoria ponderada para cada caso de sensibilidad, tomando en cuenta todos los pasos anteriormente mencionados para su creación y resaltado se encuentra el caso de mayor puntuación. En el **ANEXO C** se encuentra la evaluación de cada parámetro por caso, previo a la ponderación.

Tabla 3. Matriz de evaluación de escenarios de inyección de agua por pulsos

Casos	Factor recobro	Corte de agua	Inyección de agua acumulada	Eficiencia	pozo/se ctor	valor total
Ponderación	0.31	0.15	0.15	0.31	0.08	1.00
Caso simple 1	0.68	0.11	0.48	1.91	0.77	3.95
Caso simple 2	0.00	0.08	0.42	1.94	0.77	3.22
Caso simple 3	1.53	0.00	0.48	1.94	0.77	4.72
Caso 1	2.05	0.73	1.54	0.11	0.77	5.20
Caso 2	1.72	0.42	0.42	0.17	0.71	3.44
Caso 3	2.78	1.54	1.26	1.85	0.54	7.97
Caso 4	2.22	0.50	0.84	1.20	0.72	5.48
Caso 5	1.24	0.70	0.56	0.66	0.77	3.93
Caso 6	0.55	0.56	0.14	1.69	0.65	3.59
Caso 7	0.73	0.14	0.28	1.65	0.65	3.45
Caso 8	3.08	1.54	1.26	0.47	0.55	6.90
Caso 9	1.04	0.17	1.26	0.30	0.00	2.76
Caso 10	0.21	0.70	0.00	3.08	0.65	4.63
Caso 11	1.76	0.98	1.54	0.00	0.48	4.75

Fuente: Elaboración propia

6.3 EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS.

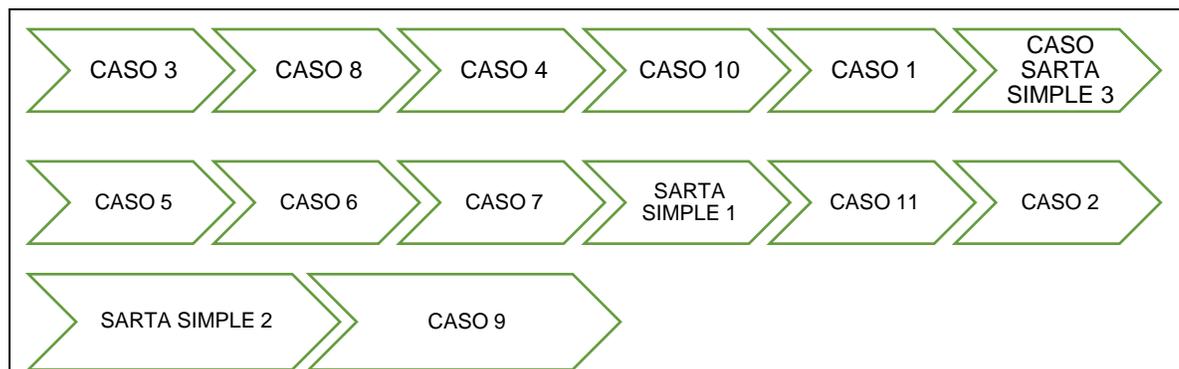
Una vez generada la matriz, se obtienen las distintas calificaciones de los casos y con esto claramente se puede delimitar cuales son las mejores alternativas con sus respectivas características. Objetivamente se tiene que el factor de recobro es un parámetro muy importante pero no es el único, es por esto que mediante la diferenciación por criterios en la matriz anterior se permite evaluar íntegramente todos los casos.

Según lo planteado las alternativas más indicadas son las que en general obtengan mayores puntajes debido a que cumplen más satisfactoriamente con todos los requerimientos. Al hacer el análisis de sensibilidad ya se hizo notorio que los mejores casos son aquellos donde los pulsos eran cercanos a las condiciones operativas de periodos de 15 días, con tasas de inyección similares para los sectores, con periodos de presurización más extensos que los de despresurización y adicionalmente si es posible alternar cronológicamente el inicio de los ciclos entre los sectores más se ve beneficiado el efecto.

El caso destacado en el análisis de sensibilidad número 3, fue el de mayor beneficio porque no solo es uno de los que maximiza el factor de recobro, sino que también es el que produce menor corte de agua y cantidad de agua inyectada, y una eficiencia por capa muy alta lo que indica un buen barrido del yacimiento y no por ciertas porciones donde las características son mejores. Finalmente, al ser un esquema por ciclos el manejo de las válvulas puede ser un factor crítico, sin embargo, al ser los ciclos completos de aproximadamente 21 días el cambio y el mantenimiento no es tan elevado como podría ser en otros casos. Otros escenarios destacados son el 8 y 4.

6.3.1 Ordenación de alternativas según el puntaje más alto. Si se quisiera hacer un proceso de inyección de este tipo para un yacimiento con condiciones geológicas similares a las del campo Chichimene el listado de mejores a peores esquemas se enuncia a continuación. Ver **figura 92**.

Figura 92. Ordenación de alternativas



Fuente: Los autores

6.3.2 Recomendación de esquema de pulsación. En términos generales la recomendación para el esquema de inyección, basándose en el completo análisis de sensibilidad y el desarrollo de la metodología para un yacimiento de las características de la ARENA T2 del campo Chichimene es:

- ✓ Ciclos con relación 2/1 en inyección cierre (2 periodos inyectando y 1 parando).
- ✓ Los 4 sectores con las mismas frecuencias de pulsación, únicamente alteración cronológica.
- ✓ Tiempos de duración de 7 días-14 días (tiempo de duración parando/inyectando).
- ✓ Caudales para los 4 sectores iguales y con un valor de 650 bbl/día.
- ✓ Qprod: 1000 bbl/día.
- ✓ Pmin:400 psi.
- ✓ Pmax:3000 psi

En las **tablas 4 y 5** se presentan los resultados de este esquema obtenido mediante simulación durante 7300 días y el esquema se presenta en el **cuadro 67**.

Tabla 4. Resultados CASO 3

Escenario	Qo(bbl)	WOR	FR
Caso 3	3507,21	3,94	20.082

Fuente: Elaboración propia

Tabla 5. Resultados CASO 3

Np (10 [^] (7)) (bbl)	Wi (10 [^] (8)) (bbl)	Corte de agua	Wi/Wp	Eficiencia
2.7062	1,12	0,79	1,66	0,997

Fuente: Elaboración propia

Cuadro 67. Descripción de Caso 3 con sarta de inyección selectiva (2)

Caso 3	Tasa de inyección (bbl/día)	periodos de inyección/ cierre para todos los pozos												valor de X (días)		
Sector 1	650	x	x		x	x		x	x		x	x		x	x	7
Sector 2	650		x	x		x	x		x	x		x	x		x	7
Sector 3	650	x	x		x	x		x	x		x	x		x	x	7
Sector 4	650		x	x		x	x		x	x		x	x		x	7

Fuente: Elaboración propia

7. CONCLUSIONES

- Se evidencia que la unidad T2 del Campo Chichimene es una unidad altamente estratificada, enmarcada en un ambiente marino de tipo fluvial, con algunas características de zonas lacustres. Compuesta por petrofacies que enmarcan diferentes tipos de rocas con características particulares. Contiene un petróleo de viscosidad de alrededor de 420cP que es capaz de fluir debido a la presencia de zonas de alta permeabilidad.
- La inyección de agua por pulsos es una técnica en la que se modifica el proceso de inyección de agua tradicional mediante cambios del caudal inyectado, lo que induce a la producción de flujos cruzados debido a los efectos de la gravedad, la presión capilar y la diferencia de saturación de agua en zonas interconectadas de alta y baja permeabilidad. Igualmente, el proceso de inyección puede ser optimizado incrementando la frecuencia de pulsación, selectivizando a nivel vertical o alterando la actividad areal de los pozos.
- El modelo construido mediante la información geológica suministrada aun siendo de carácter académico es representativo puesto que a nivel de los histogramas que identifican diferencias entre los registros, el upscaling y el modelo da resultado menor al 10% en el porcentaje de variación e igualmente, se tiene una gran similitud entre los cortes transversales del modelo y los realizados por ECOPETROL S.A. Adicionalmente, debido al cotejo logrado a nivel de información histórica de producción y presión de fondo, se da validez a que el modelo construido representa el movimiento de los fluidos en el sector del campo.
- En todos los casos simulados de inyección de agua por pulsos la recuperación de petróleo resultó más alta que en la de inyección de agua tradicional. En términos cuantitativos, la inyección de agua por pulsos incremento un 0.5% el factor de recobro con un incremento de 674000bbbls de producción acumulada y una reducción del 0.34 del WOR, tomando como referencia el caso base de inyección convencional frente al escenario del “caso simple 2”, mientras que el mejor escenario “Caso 8” se incrementó un 2.25% en el factor de recobro, un incremento de 3035000bbl de producción acumulada y una reducción de 1.91 del WOR.
- Se identificó, al comparar los escenarios “Caso simple 2 y 3” que existe una relación directamente proporcional entre la diferencia de caudal en los periodos de inyección y cierre y el factor de recobro obtenido puesto que por una diferencia de 1500bbbls durante el periodo de despresurización, el escenario “Caso simple 3” incremento un 0.87% el factor de recobro. Esto se debe a que durante el periodo de despresurización en el escenario “Caso simple 3” al contar con un periodo de cierre total se presenta una mayor cantidad de flujos cruzados que si se mantiene una inyección leve como en el escenario “caso simple 2”.
- Se observó que en referencia a la sensibilidad de los periodos de cierre e inyección, se tiene un mayor incremento del factor de recobro al reducir los tiempos de cierre, por ende largos periodos de detención de inyección van a

afectar negativamente la técnica, la afectación dependiendo el sector estará entre el 0.5 % y el 1% en FR. Adicionalmente, el incrementar el tiempo de los ciclos en esquemas base 1 a 1, 2 a 1 y 3 a 1, genera una mejoría de la respuesta en producción, donde el incremento más notorio se presentó en el esquema 1 a 1, obteniendo porcentajes de incremento de 0.18 a 0.74.

- La selección de un tipo de completamiento en un proyecto de inyección de agua está fundamentada en las ventajas técnicas y económicas que tiene una sarta para la aplicación de la distribución de agua dentro de un yacimiento, donde una sarta simple será recomendada por su bajo costo, una sarta selectiva permite un control de los caudales por zonas evitando canalizaciones y una sarta inteligente trabaja con un control constante de los caudales inyectados.
- La identificación del crecimiento de la producción de petróleo en función del volumen de agua inyectado para los escenarios con inyección por pulsos en relación en relación con el caso base de inyección convencional determinó al sacar la derivada de las regresión lineal que el caso 3 con una factor de recobro del 20.08% tiene un constante de crecimiento del $1.37E-07$ frente a el caso 8 con un factor de recobro a 7300 días de 20.25% con una constante de crecimiento de producción del $1.23E-07$, indicando que a futuro el caso 3 superará en producción al caso 8
- Al realizar una evaluación económica entre la sarta selectiva y sarta inteligente mediante valor presente neto, la sarta inteligente ofrece una ganancia de \$17.253.087 COP para un periodo de 7200 días.
- Según la metodología construida, donde se evalúa integralmente los diferentes escenarios de simulación, considerando el factor de recobro, la eficiencia de inyección en el pozo, el corte de agua, la inyección de agua acumulada y la actividad por sector o pozo, se tiene que el mejor caso es el escenario 3, el cual tiene un factor de recobro de 20.08% y una relación agua petróleo de 3.94STB/STB. Este caso sobrepasa al caso 8 que presenta factor de recobro del 20.25% y una relación agua petróleo de 3.78 STB/STB, esto se debe a la ponderación del parámetro de eficiencia de inyección donde al tener una peor evaluación en este parámetro (1.52), reduce su evaluación general.

8. RECOMENDACIONES

- Proponer estudios que tengan la finalidad de evaluar la técnica en otro tipo de ambiente sedimentario u otro campo.
- Se recomienda incorporar el modelo oficial para las evaluaciones de la técnica, el cual, al ser más completo a nivel estático y dinámico, asegurará los resultados.
- Debido a la escasa información que se tiene sobre procesos de inyección de agua por pulsos, como lo es el tratamiento de inyección en crudos pesados, los mecanismos microscópicos involucrados en la técnica y el tamaño de los periodos de inyección por sectores, se recomienda una profundización en el tema.
- Para la evaluación de los escenarios de simulación no se tuvo en cuenta el efecto de ariete que sufre la formación por los cambios de presión y su afectación a la permeabilidad. Se recomienda tomarlo en cuenta.
- La identificación de la opción de completamiento se basó en un diagrama de flujo general de criterio de los autores sustentado por recopilación bibliográfica, por lo que pueden faltar variables de decisión, de allí la importancia de realizar un análisis más completo que incluya más datos económicos, cuya finalidad se sale del alcance de este trabajo.
- Para próximos trabajos de inyección por pulsos en este campo se recomienda que en el proceso de sensibilidad se haga una centralización en parámetros como variación de los esquemas a nivel lateral, mejor análisis de ciclos de corta duración, alternancia de esquemas de inyección en diferentes sectores de un mismo yacimiento y mayor control de perfiles de saturación.

9. BIBLIOGRAFÍA

ACEROS, Savieth y SARMIENTO, Juan. Diseño del módulo de selección de conectividad para el manual general del completamiento de pozos de Ecopetrol S.A. Proyecto integral de grado para optar el título de Ingeniero de Petróleos. Bogotá, D.C., Fundación Universidad de América. Facultad de Ingeniería, 2017.

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). Cuenca de Llanos Orientales Integración geológica de la digitación y análisis de núcleo. En: <http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Tesis/5.%20Informe%20Final%20Llanos.pdf>. 2012.

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). Cuenca de Llanos Orientales, estudio integrado, crudos pesados. Campo Chichimene. Disponible en: [http://www.anh.gov.co/InformacionGeologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-yModelamientos/Prese%20ntaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Cuenca%20CaguanPutumayo%20Geol.%20Claudia%20Posada%20\(pdf\).pdf](http://www.anh.gov.co/InformacionGeologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-yModelamientos/Prese%20ntaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Cuenca%20CaguanPutumayo%20Geol.%20Claudia%20Posada%20(pdf).pdf).

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). Información geológica y geofísica. Disponible en internet: <http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-yModelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Campos.pdf>.

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. Dic 2012. p. 41. Disponible en internet: <http://www.anh.gov.co/InformacionGeologicayGeofisica/Tesis/5.%20Informe%20Final%20Llanos.pdf>.

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. Colombia. Dic 2012. p. 48. Disponible en internet: <http://www.anh.gov.co/InformacionGeologicayGeofisica/Tesis/5.%20Informe%20Final%20Llanos.pdf>.

AGUILERA, Roberto. Naturally Fractured Reservoirs. 2. Ed. PennWell Publishing Company.

Ahmadloo, F., Asghari, K., & Renouf, G. (2010). A New Diagnostic Tool for Performance Evaluation of Heavy Oil Waterfloods: Case Study of Western Canadian Heavy Oil Reservoirs. SPE-133407. In Western North America Regional Meeting. Anaheim, California, USA.

AHMED, Tarek, Reservoir Engineering Handbook, Ed 4. Gulf Professional Publishing, Elsevier, 2010.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. History of Petroleum Engineering. New York. 1961.

ANGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS (ANH). Cuenca de Llanos Orientales, estudio integrado, crudos pesados. Campo Chichimene. Disponible en: [http://www.anh.gov.co/InformacionGeologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-yModelamientos/Presen-taciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Cuenca%20CaguanPutumayo%20Geol.%20Claudia%20Posada%20\(pdf\).pdf](http://www.anh.gov.co/InformacionGeologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-yModelamientos/Presen-taciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Cuenca%20CaguanPutumayo%20Geol.%20Claudia%20Posada%20(pdf).pdf).

ARRIETA, Mario. Completación de Pozos petroleros. Hoyo Revestido y cañoneado: Múltiple. [En línea]. 2010 [Consultado el 15 de Mayo de 2016] Disponible en Internet: <URL <https://profesormario.files.wordpress.com/2010/04/completacic3b3n-de-pozos.pdf>> d. 22.

BAEHR, Marie. Evaluation Methodology. Elmhurst College [consultado en línea] Disponible en: https://www.webpages.uidaho.edu/ele/Scholars/Practices/Evaluating_Projects/Resources/Evaluation%20Methodology.pdf

BUCKLEY, S.E. LVERETT, M.C. Mechanism of Fluid Displacement in Sands, Trans., AIME Diciembre 1942.

BYBEE K., Drilling and Completions. Best Completion Practices. 1999. SPE-0999-0069-JPT.

C.E. Thomas, CARROLL F. Mahoney, and Winter, G. W., Petroleum Engineering Handbook. Dallas: Society of Petroleum Engineers, 1989.

COBB, William. Waterflooding. William M. cobb & Associates, Inc. COINSPETROL LTDA. Completamiento de pozos. 2016. Disponible en: https://issuu.com/biliovirtual/d1ocs/completaci_n_de_pozos

CRAIG, Forrest: The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding, SPE Monograph Series Vol. 3 1993.

CRAIG. F.F, GEFFEN. T. M, MORSE. R. A. Oil Recovery Performance of Pattern Gas or Water Injection Operations from Model Tests, En SPE Journal of Petroleum Technology. 1955 SPE-416-Genral -1955.

DAKE. Laurie, The Practical Reservoir Engineering. Ed. 3. ELSEVIER 2001.
DE PORTA, J. Lexique Stratigraphique International. Amérique Latine, Colombie. Volume V fascicule 4b. París: 1974.

DYSON.W, COLUDROVICH.E, CREECH.R, WELDY.J , FRUGE.M, GUIDRY.M, Best Completion Practices, Amsterdam, Holland. 1999, SPE/IADC 52810.

ECOPETROL S.A. Plan de desarrollo integrado Campo Chichimene. Desarrollo de Campos Vicepresidencia Técnica. 2014.

ECOPETROL. Plan de desarrollo integrado Campo Chichimene, desarrollo de campos, vicepresidencia regional Orinoquia,

ECOPETROL. S.A. DEPARTAMENTO DE COMPLETAMIENTO, Definición dada por el departamento para el desarrollo del proyecto.

EL TIEMPO. Castilla y Chichimene pasarán a Ecopetrol. 2000. Disponible en: <http://www.eltiempo.com/archivo/documento/MAM-1240507>

EL TIEMPO. Castilla y Chichimene pasaran a Ecopetrol. Disponible en: <http://www.eltiempo.com/archivo/documento/MAM-1240507>. Colombia. 2000.

ELKINS. Lincoln, SKOV. Arlie. Cyclic Water Flooding the Spraberry Utilizes "End Effects" to Increase Oil Production Rate. En: Journal of Petroleum Technology. Agosto, 1963. SPE-545-PA.

GORBUNOV A.T., SURGUCHEV M.L., TSINKOVA O.E. Cyclic Waterflooding of Oil Reservoirs VNIIOENG publication, Moscow. 1977

GRINGARTEN. E, DEUTSH. C.V. Methodology for Variogram Interpretation and Modeling for Improved Reservoir characterization. En: SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Houston, USA. Octubre, 1999. SPE-56654-MS

GROENENBOOM, Jeroen, et al. Pulsed Water Injection During Waterflooding. En: SPE International Improved Oil Recovery Conference in Asia Pacific, Kuala Lumpur, Malaysia, Octubre, 2003, SPE-84856-MS.

HENGYU. Lyu, LIANG Zhao, GUOSHENG. Qin. Evaluation of the Water Flooding Development Potential at High Water Cut Reservoirs with the Multi-Level Fuzzy Synthetic Evaluation Method. The Italian Association of Chemical Engineering. 2017 ISBN 978-88-95608- 60-0; ISSN 2283-9216.

HUTCHINSON, JR. Reservoir inhomogeneity assessment and control. Petroleum Engineer. September. Vol. 31, no. 10. 1959.

IMAM. Tahyudin, et all. Comparison of the Simple Additive Weighting (SAW) with the Technique for Others Reference by Similarity to Ideal Solution (TOPSIS) methods. International Journal of Engineering & Technology, 7 (2.2) (2018).

INGENIERÍA Y CONSTRUCCIÓN. Completación de pozos. Agosto 2008. Disponible en: <http://facingyconst.blogspot.com/2008/08/completacin-de-pozos.html>.

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

INSTITUTO NACIONAL DE VÍAS – INVIAS. Mapa de carreteras del Meta. Disponible en: <http://www.invias.gov.co/index.php/informacion-institucional/2494-peajes2>.

JALALI. Mohammadreza, EMBRY. Jean, SANFILIPPO. Francesco, SANTARELLI. Frederic, DUSSEAULT.

Maurice. Cross-Flow Analysis of Injection Wells in a Multilayered Reservoir. Chinese Roots Globl Impact Petroleum. Volume 2, Issue 3, September 2016

JIMÉNEZ, OSCAR JOSÉ. RINCÓN, ANGELA XIMENA. DISEÑO del módulo de completamientos múltiples del manual general de completamiento de pozos de ECOPETROL S.A. Fundación Universidad de América 2007.

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

KHAIRUL, M. SIMAREMARE. Manogari y UTAMA, Andysah, Decision Support System in Selecting The Appropriate Laptop Using Simple Additive Weighting, En: International Journal of Recent Trends in Engineering and Research, vol. 2, no. 12, 2016.

KOUNDIN, Alexander et all. Cyclic water injection: improved oil recovery at zero cost. En: Petroleum Geoscience 8 (1): 89-95. {En línea} (2002). p. 1 {consultado en diciembre de 2018}. Disponible en: <http://earthdoc.eage.org/publication/publicationdetails/?publication=37967>

LANGDALEN, Henrik. Cyclic water injection, A Simulation Study. Trondheim. Norwegian University of Science and Technology. Department of Petroleum engineering and Applied Geophysics. Noruega. 2014.

LEAL, TULIO. Schlumberger Manual de Completación. 2003

MASSAGLIA. Ezequiel et all. Injector-Well Completion Designs for Selectively Waterflooding Up to 18 Zones in a Multilayered Reservoir: Experiences in the Cerro Dragon Field. En: SPE/DOE Symposium on Improved Oil recovery, Oklahoma, USA, Abril, 2006, SPE-99997-MS

MCELHANE. Kevin, JEMISON Jenny, JHAVEI Bharat. Application of Dynamic Allocation Factors for Waterflooding and EOR Performance Management. En: SPE Wen Regional Meeting, Alaska, USA, Mayo, 2016, SPE – 180486-MS,

MENG, Qingbang. LIU, Huiqing. WANG, Jing. PANG, Zhanxi. KANG, Botao. Experiential and numerical study on cyclic water injection in stress-sensitive reservoirs: A Case Study. En: Trinidad y Tobago Section Energy Reservoir Conference. Junio, 2016. SPE-180808-MS,

MESHIOYE O., MACKAY E., EKEOMA E., CHUKUWEZI M. Optimization of waterflooding using smart well technology, Tinapa- Calabar, Algeria , 2010, SPE 136996

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. República de Colombia. Histórico de reservas probadas y producción de petróleo 2010-2018. Disponible en: [//www.datos.gov.co/Minas-y-Energ-a/Hist-rico-Reservas-Probadas-y-Produccion-de-Petr-l/ha9p-fkzn](http://www.datos.gov.co/Minas-y-Energ-a/Hist-rico-Reservas-Probadas-y-Produccion-de-Petr-l/ha9p-fkzn). Bogotá, Colombia. 2018.

Montagna A, Zardo E, Celentano M. Caracterización petrofísica a partir de la integración de registros eléctricos y datos de roca de la Fm. Mulichinco del yacimiento Rincón del Mangrullo, Neuquén, Argentina. Argentina. 2010.

MORETTI I, MORA C, WILSON Z, VALENDIA M, MAYORGA M, RODRIGUEZ G. Variaciones en el sistema petrolífero en la cuenca de los llanos Cartagena, Colombia. 2009.

MUHAMMAD DONNI LESMANA SIAHAAN ET ALL. Implementation of Simple Additive Weighting Algorithm in Particular Instance. 2017 IJSRST | Volume 3 | Issue 6 | Print ISSN: 2395-6011 | Online ISSN: 2395-602X.

PDVSA, Centro Internacional de Educación y Desarrollo. Completación y reacondicionamiento de pozos. Venezuela, 1995.

PEACEMAN, D. W. Fundamental of numerical reservoir simulation. Elsevier scientific Publishing Company, New York.

PENG, C. P. YANOSIK, J. L. Pressure pulsing waterflooding in dual porosity naturally fractured reservoirs. En: SPE International Meeting on Petroleum Engineering, Tianjin, China. noviembre 1988 SPE-17587-MS.

PEREZ. Diego, SALICIONI. Federico, UCAN. Sezai. Cyclic Water Injection in San Jorge Gulf Basin, Argentina. En: SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Maracaibo, Venezuela, Mayo, 2014. SPE-169403-MS

PRASANNA, Sahoo. probability and mathematical statistics. University of Louisville. KY 40292 USA.

QINGFENG, Yuan et al. Mechanism of Cyclic in Waterflooding in Vertically Heterogeneous Reservoirs. En: SPE Advanced Technology Series. Mayo, 1997. SPE-30881-PA

QINGFENG, Yuan. BINGYU, Ji, JIPING Yang. Mechanism of Cyclic in Waterflooding in Vertically Heterogeneous Reservoirs. En: SPE Advanced Technology Series. 1997. SPE 30881-PA.

RENOUF, G. . Do Heavy and Medium Oil Waterfloods Differ ?. PAPER-2007- 055. In Petroleum Society's 8th Canadian International Petroleum Conference. Calgary, Alberta. 2007

Revista Dinero. Disponible en: <http://www.dinero.com/imprimir/199766>. Bogotá, Colombia. 2010.

ROJAS, Nelson. Desarrollo de campos, Gerencia de estrategia de yacimientos. Geología del campo Chichimene. Colombia. Agosto 2017.

ROJAS, P. Justificación de la Perforación de los Pozos Castilla y Chichimene: "Estratigrafía General" Prognosis ECOPEPETROL S.A. Bogotá, Colombia. 1999.

RUBLEV, A. B. KHUZEEV, Yu. A. ISHIMOV. I. A. FEDOROV, Konstantin. Predictions of cyclic water injection on Urnenskoe oil field. En SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition. Moscow, Rusia, Octubre 2012, SPE-162015-MS.

Schlumberger. Fingering. Oilfield Glossary [en línea], 20 de diciembre de 2018 Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/en/Terms/f/fingering.aspx>
SCHLUMBERGER. Oilfield glossary en español. [en línea] Fecha [13 de Marzo de 2019]. Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/c/completion.aspx>

SCHLUMBERGER. Permeabilidad MDT Mediciones de anisotropía. [en línea] Fecha [13 de Marzo de 2019]. Disponible en: https://www.slb.com/~media/Files/evaluation/brochures/wireline_open_hole/insitu_fluid/mdt_%20brochure_spanish.pdf

SCHLUMBERGER. Reservoir Characterization model. Oilfield Glossary [en línea] 27 de diciembre de 2018. Disponible en: https://www.glossary.oilfield.slb.com/en/Terms/r/reservoir_characterization_model.aspx

SHARBATOVA I.N., SURGUCHEV M. "Cyclic Influence on Heterogeneous Oil Reservoirs", Nedra Publishing House, Moscow (1985)

SHARBATOVA, I.N., SURGUCHEV, M.L. Cyclic injection in heterogeneous reservoirs. Moscow, Nedra, 1988

SHCHIPANOV. Anton, SURGUCHEV L, JAKOBSEN S. Improved Oil Recovery by Cyclic Injection and Production. En: SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition, Moscow, Russia, Octubre, 2008, SPE-116873-MS

SIBAWEIHI. Najmudeen, AWOTUNDE, Abee, Consideration of Voidage-Replacement Ratio in Well-Placement Optimization. En: SPE Kuwait International Petroleum Conference and Exhibition. Diciembre, 2012 2012, SPE 163354-MS.

SINGHAL, A. . Improving Water Flood Performance by Varying Injection Production Rates. In Canadian International Petroleum Conference (CIPC). <http://doi.org/10.2118/2009-126>. 2009

SOLORZANO. Pedro, et all. Selectivizing a single bed reservoir, a successfully application to increase the vertical displacement efficiency in a heavy oil waterflooding project. Port of Spain , Trinidad and Tobago. 2018. SPE-191170-MS

SURGUCHEV..Leonid, et all. "Methods of Secondary and Tertiary Oil Recovery", Nedra Publishing House, Moscow,1985

SURGUCHEV, Leonid, VIRNOVSKY, George, REICH, Eva-Maria, NORDEIDE, Lars Magnus, FRØYEN, JOHNNY. EVALUATION OF CYCLIC WATERFLOODING AND IOR SCREENING. Advances in Incremental Petroleum Production. Progress in Mining and Oilfield Chemistry, 2005.

TIAB, Djebbar and DONALDSON, Erle C. Petrophysics. 2. ed. Gulf Professional Publ., Elsevier, 2004.

VELASQUEZ. Mark, HESTER. Patrick. An Analysis of Multi-Criteria Decision Making Methods. International Journal of Operations Research Vol. 10, No. 2, 56-66 (2013).

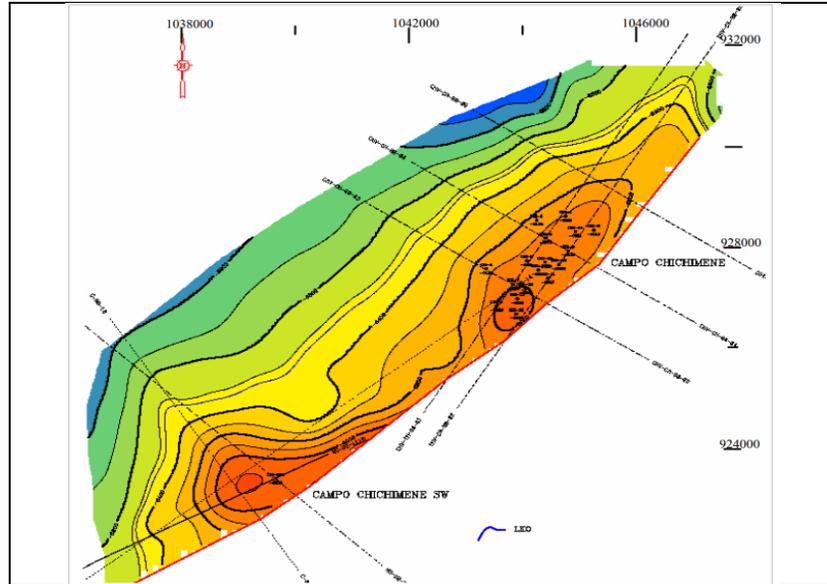
WATSON, C. B.; KING, G. A.; SHUCK, E.L. BREITENBACH, E. A. MCFARLANE, R. C. system for monitoring the changes in fluid content of a petroleum reservoir. US Patent No 4969130. USA.

YAOZHONG, YANG. TAO, DAI. CHENGFENG, WANG. EN: The reservoir simulation research and extending application about cyclic water injection. En: International Oil & Gas Conference and Exhibition in China. 2006. SPE 104440-MS

ANEXOS

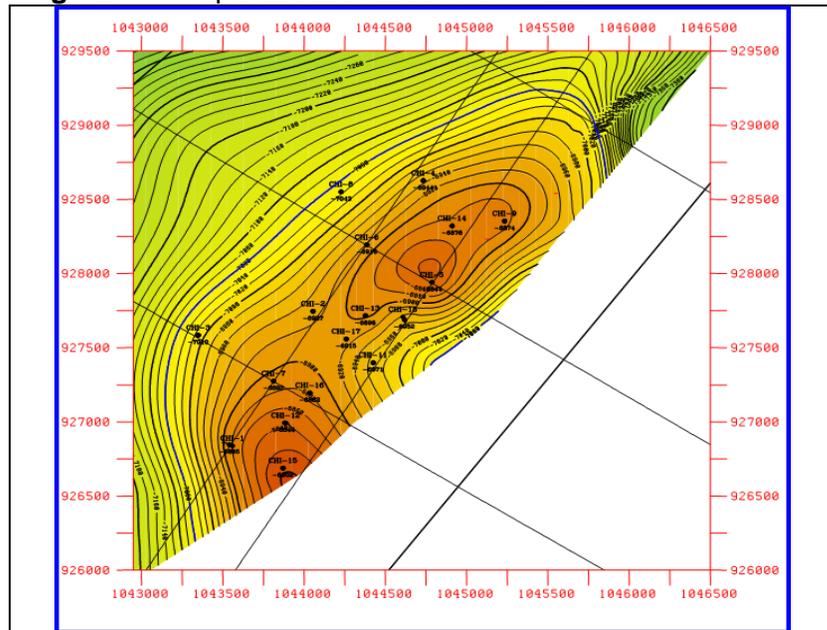
ANEXO A. Mapas estructurales

Figura A1. Mapa de estructura de la unidad T2



Fuente: ROJAS, Nelson A. Redescubriendo un Gigante: Yacimiento San Fernando Campo Chichimene-Cuenca Llanos Orientales. ACGGP

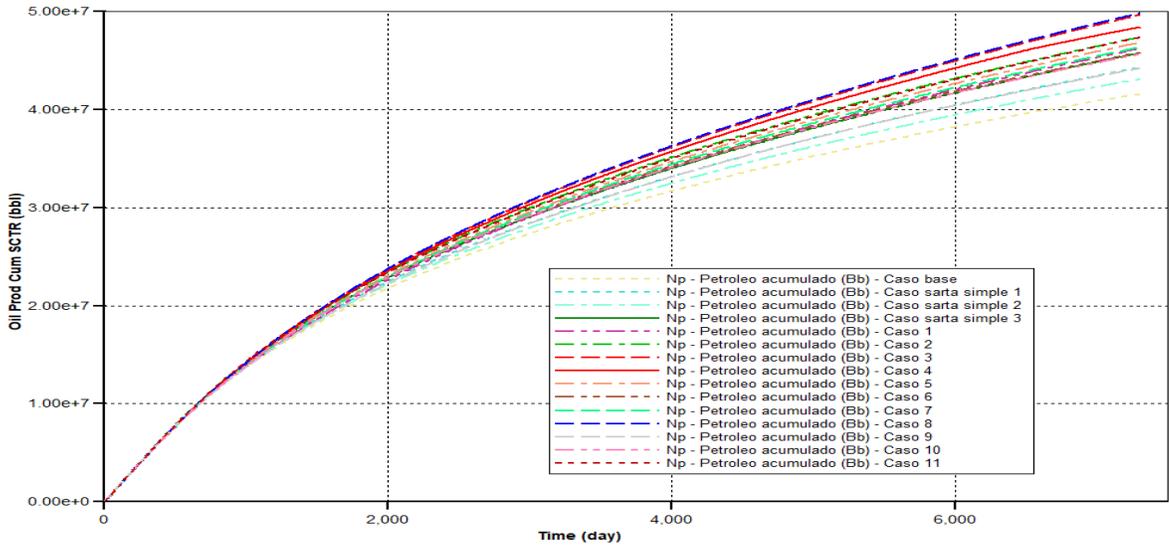
Figura A2. Mapa de estructura de la unidad K2



Fuente: RUBIO. Mireya. "Posibles métodos de control de conficación de agua en la unidad k2 inferior del Campo Chichimene", 2006

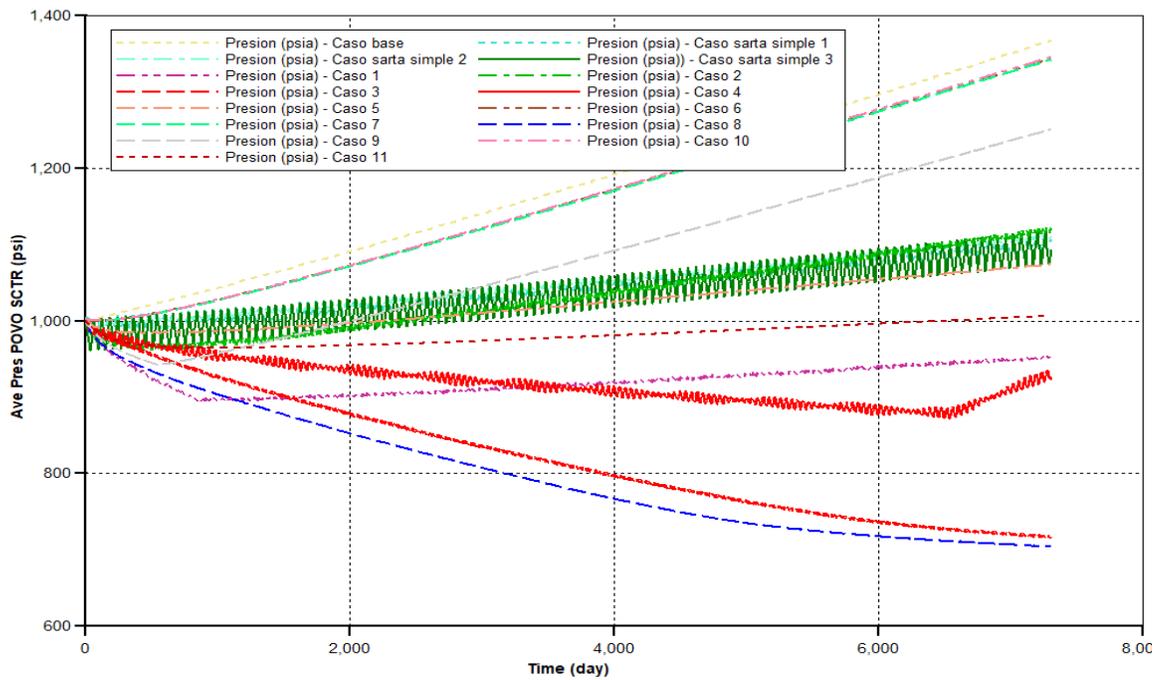
ANEXO B. Gráficas de comparación de escenarios

Figura B1. Comparación de escenarios por petróleo producido acumulado



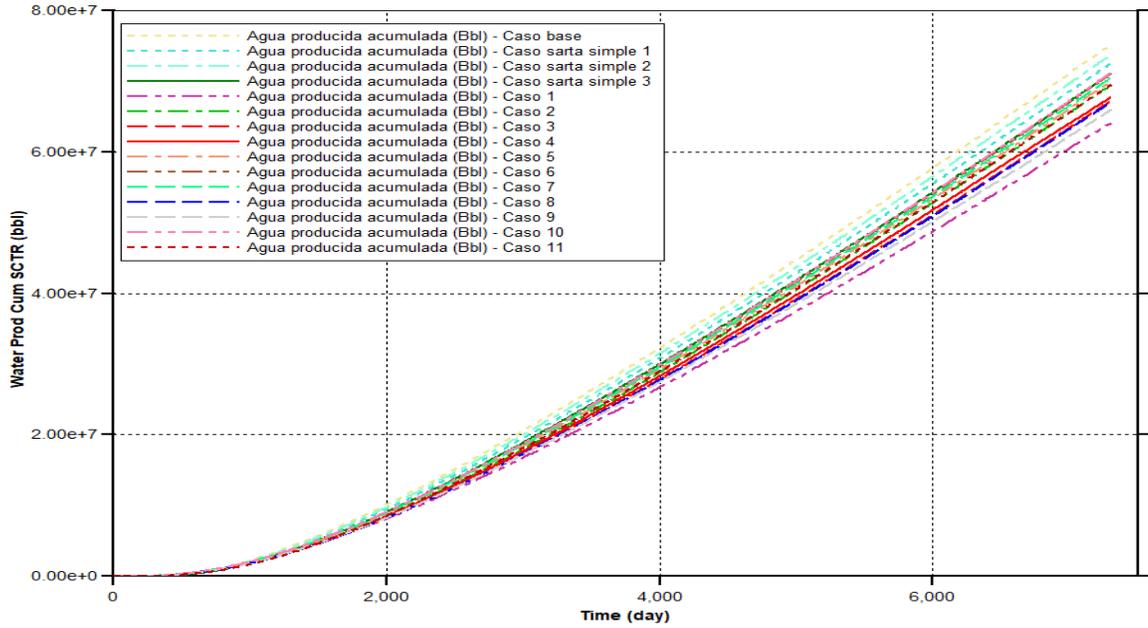
Fuente: Elaboración propia

Figura B2. Comparación de escenarios por presión de yacimiento



Fuente: Elaboración propia

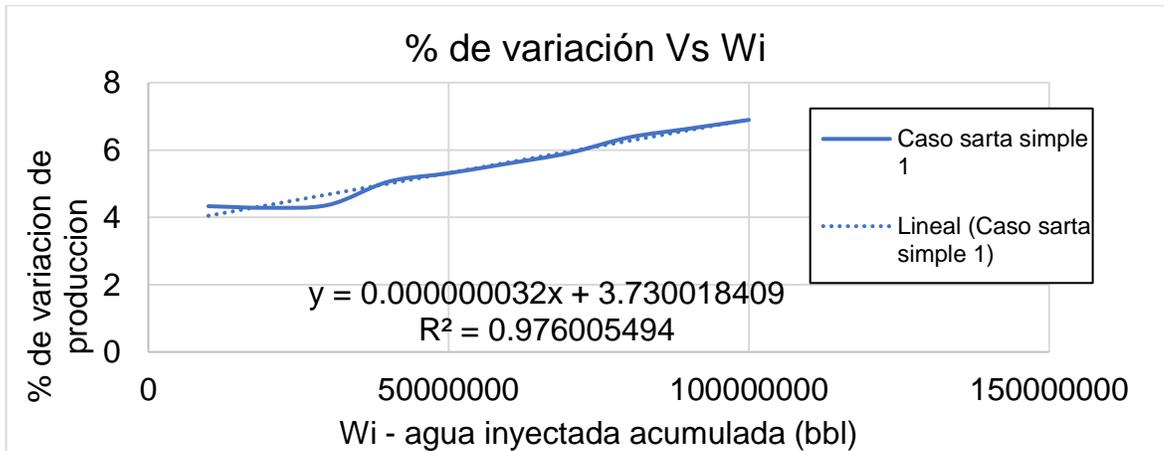
Figura B3. Comparación de escenarios por agua producida acumulada



Fuente: Elaboración propia

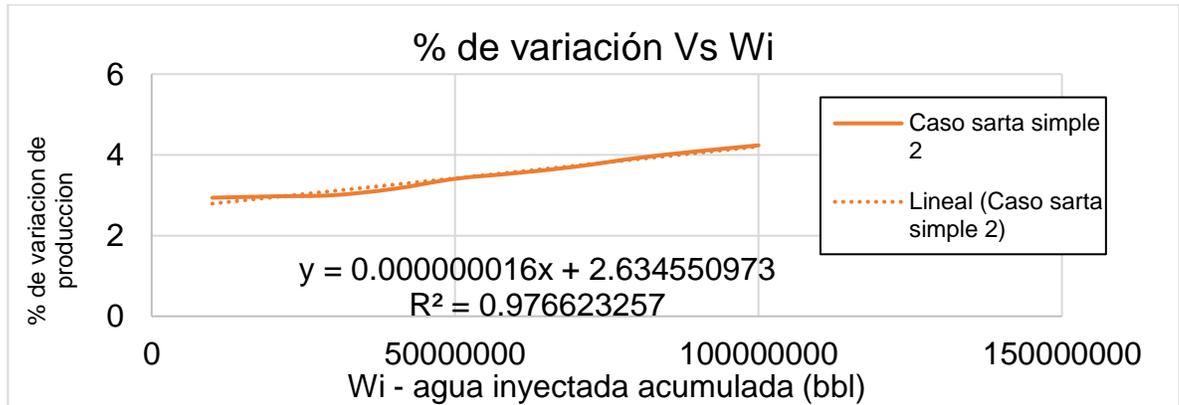
GRÁFICAS DE SENSIBILIDAD DE VARIACIÓN DE PRODUCCIÓN POR ESCENARIO

Figura B4. Sensibilidad de incremento de producción caso sarta simple 1



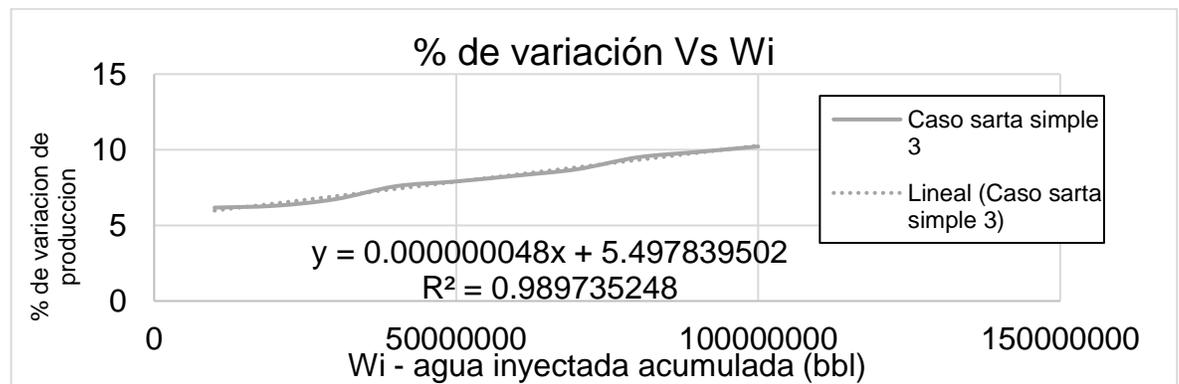
Fuente: Elaboración propia

Figura B5. Sensibilidad de incremento de producción caso sarta simple 2



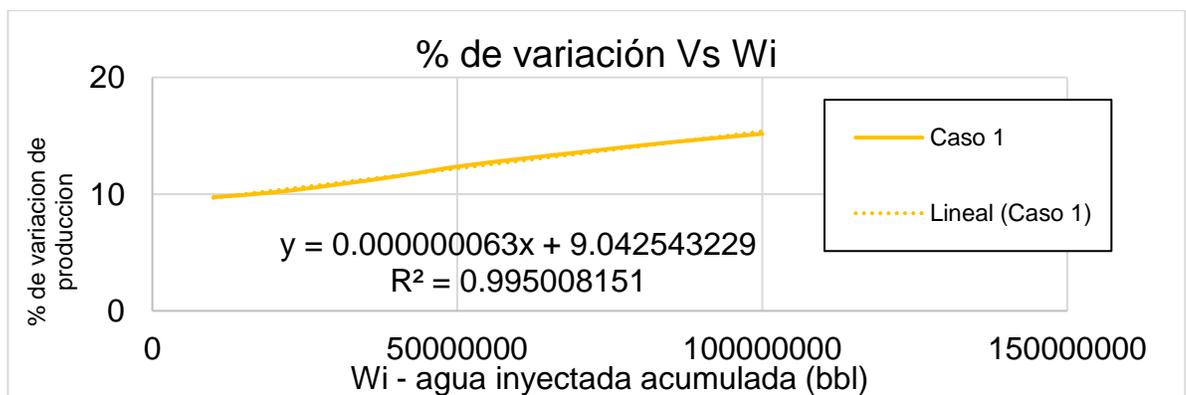
Fuente: Elaboración propia

Figura B6. Sensibilidad de incremento de producción caso sarta simple 3



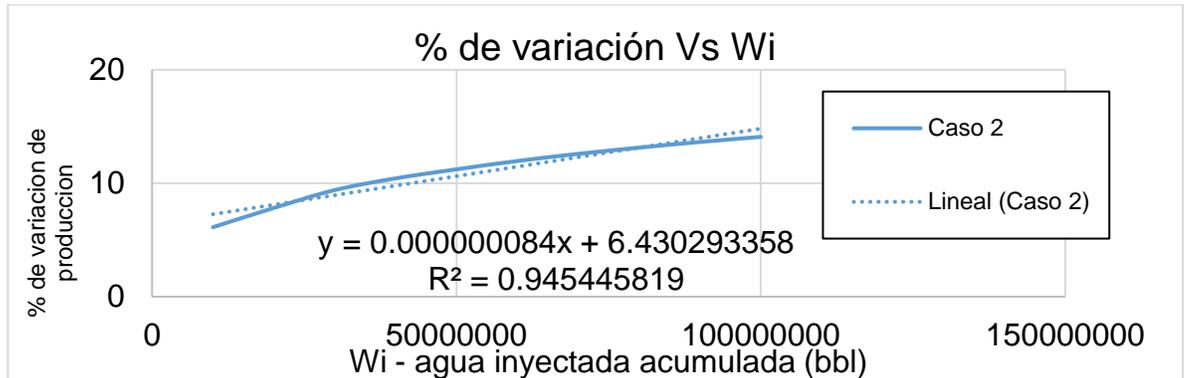
Fuente: Elaboración propia

Figura B7. Sensibilidad de incremento de producción caso 1



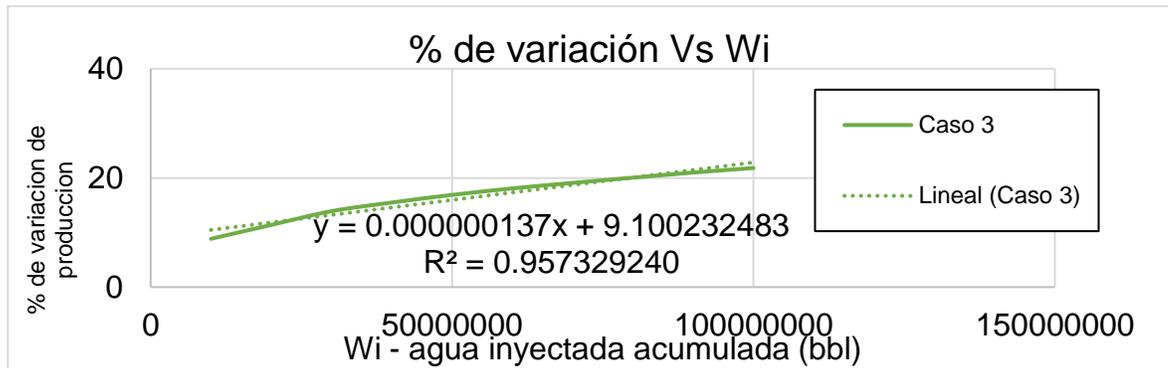
Fuente: Elaboración propia

Figura B8. Sensibilidad de incremento de producción caso 2



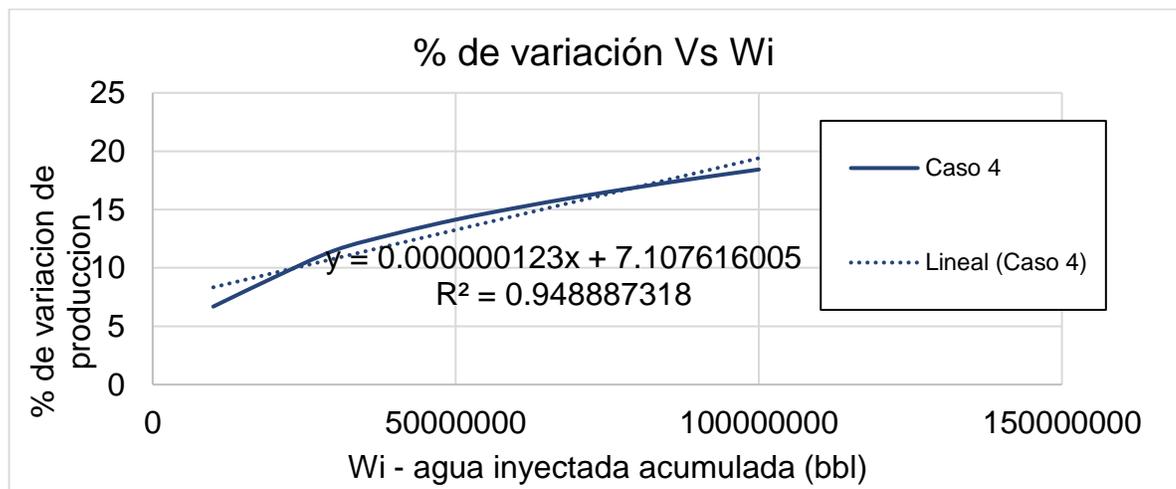
Fuente: Elaboración propia

Figura B9. Sensibilidad de incremento de producción caso 3



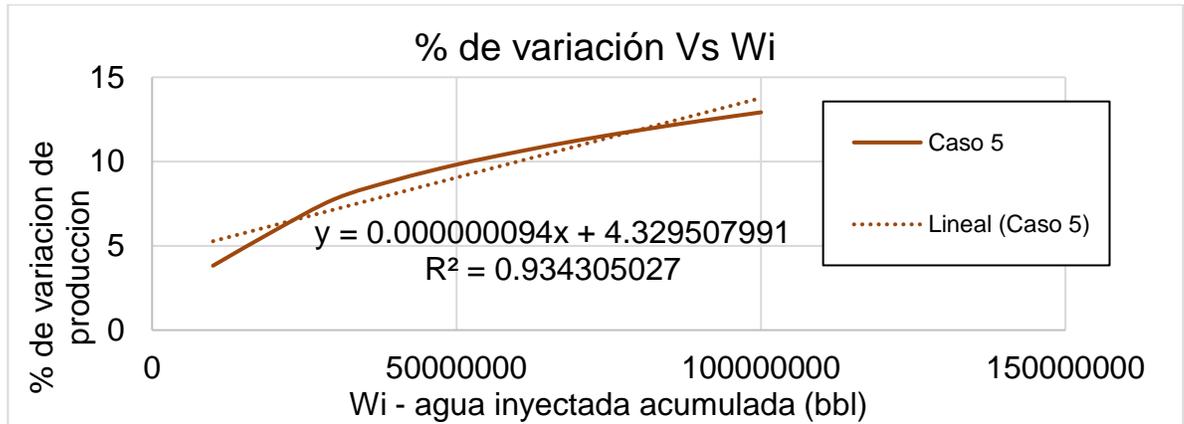
Fuente: Elaboración propia

Figura B10. Sensibilidad de incremento de producción caso 4



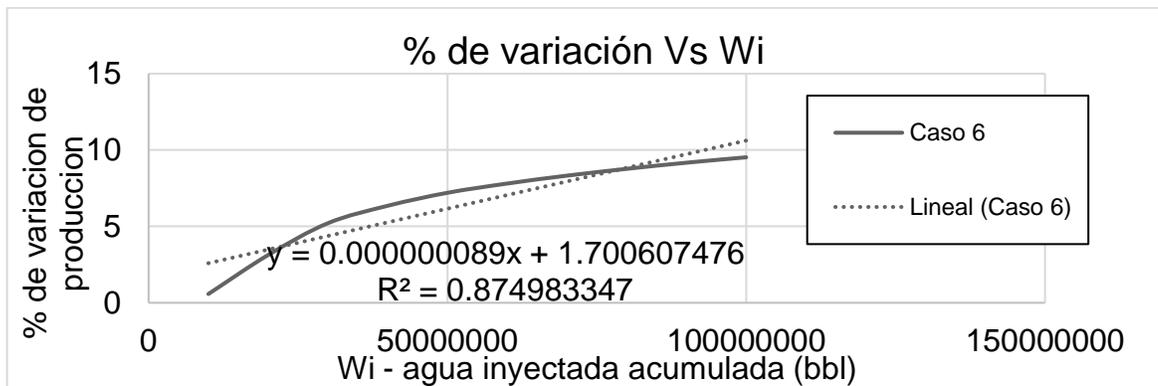
Fuente: Elaboración propia

Figura B11. Sensibilidad de incremento de producción caso 5



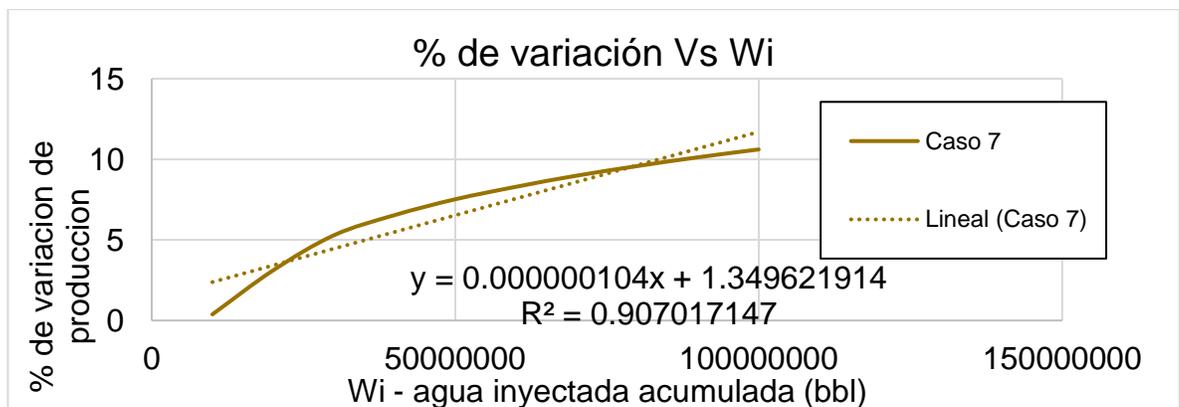
Fuente: Elaboración propia

Figura B12. Sensibilidad de incremento de producción caso 6



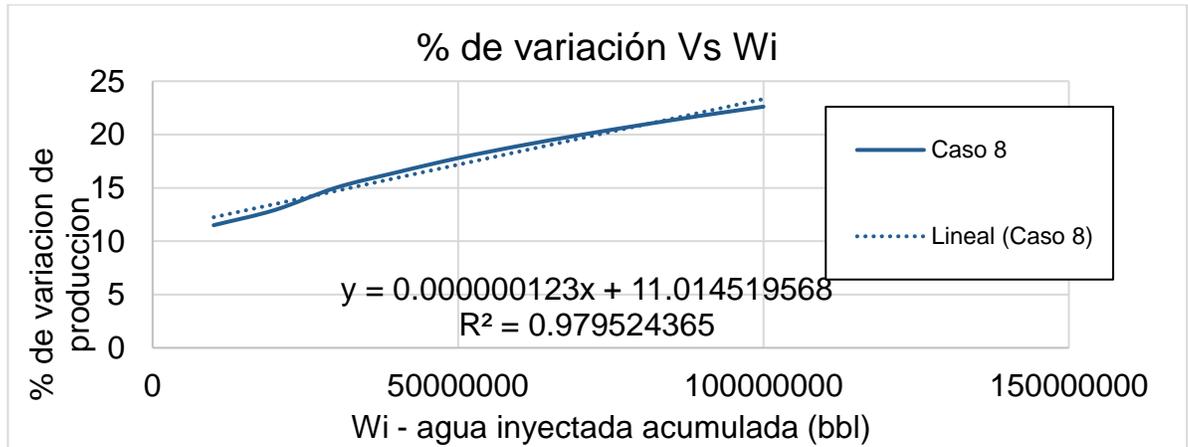
Fuente: Elaboración propia

Figura B13. Sensibilidad de incremento de producción caso 7



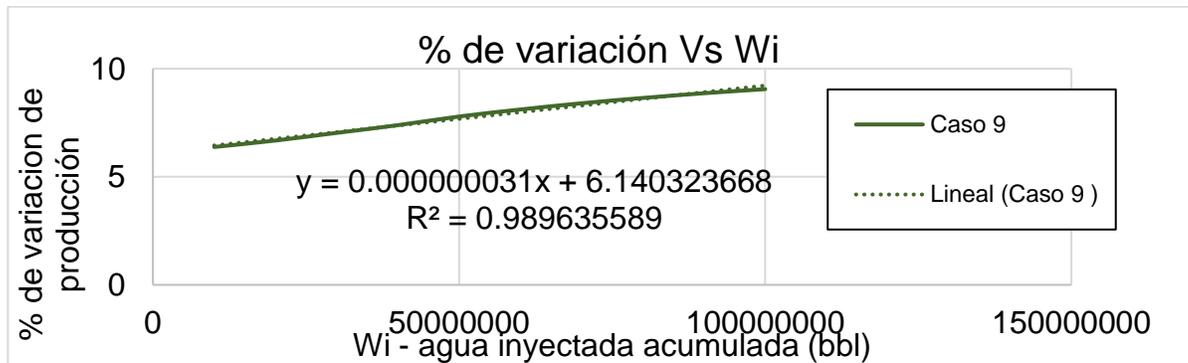
Fuente: Elaboración propia

Figura B14. Sensibilidad de incremento de producción caso 8



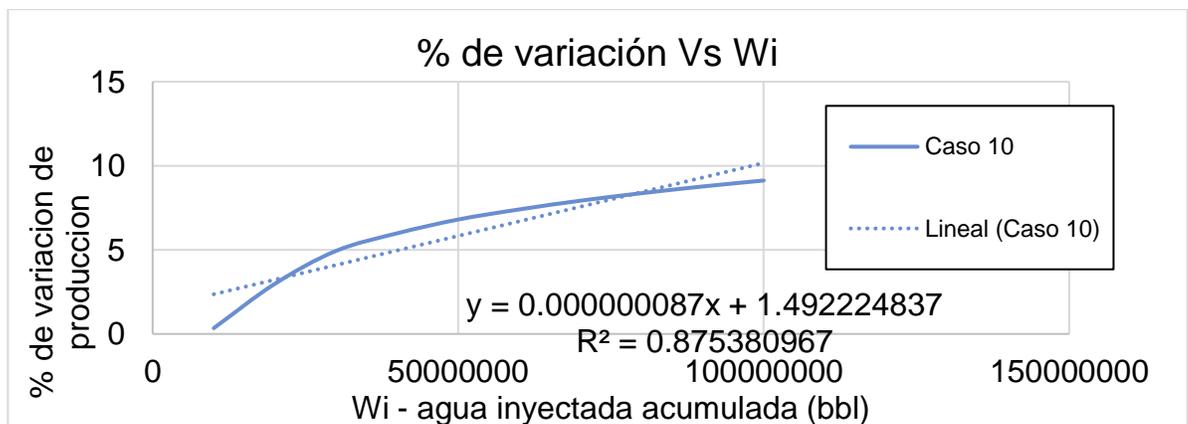
Fuente: Elaboración propia

Figura B15. Sensibilidad de incremento de producción caso 9



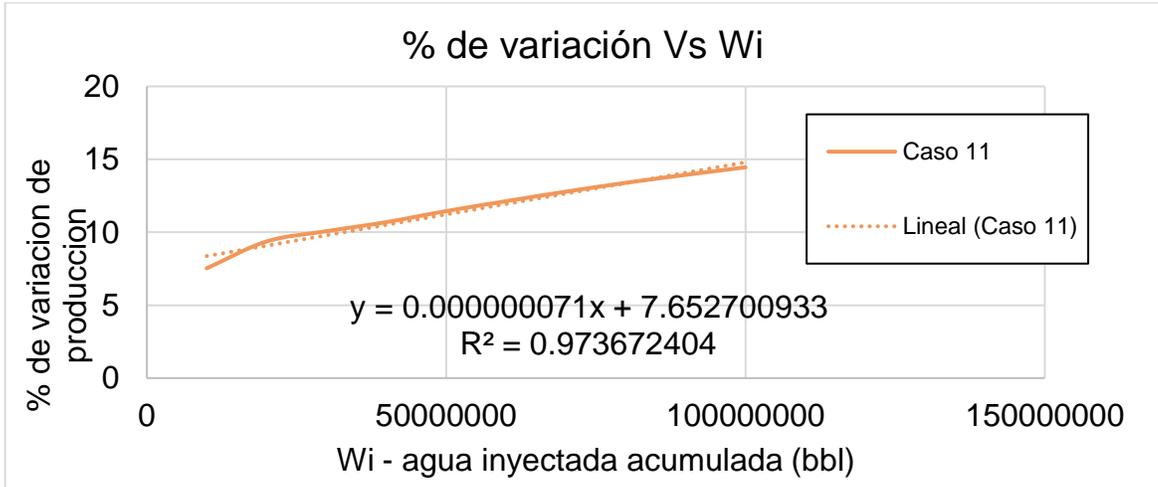
Fuente: Elaboración propia

Figura B16. Sensibilidad de incremento de producción caso 10



Fuente: Elaboración propia

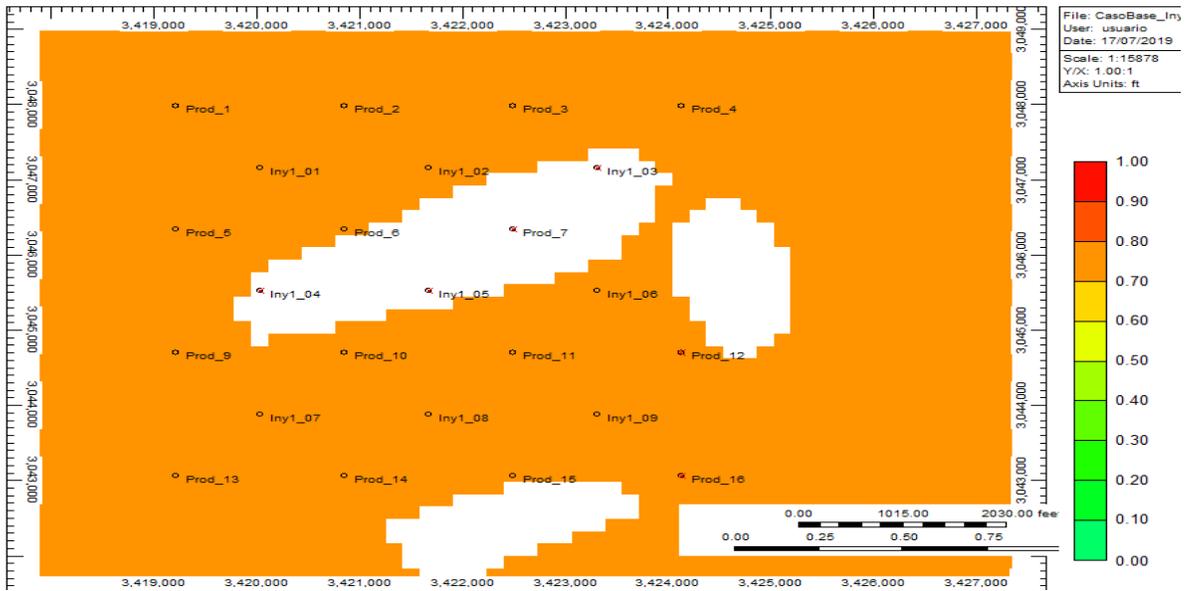
Figura B17. Sensibilidad de incremento de producción caso 11



Fuente: Elaboración propia

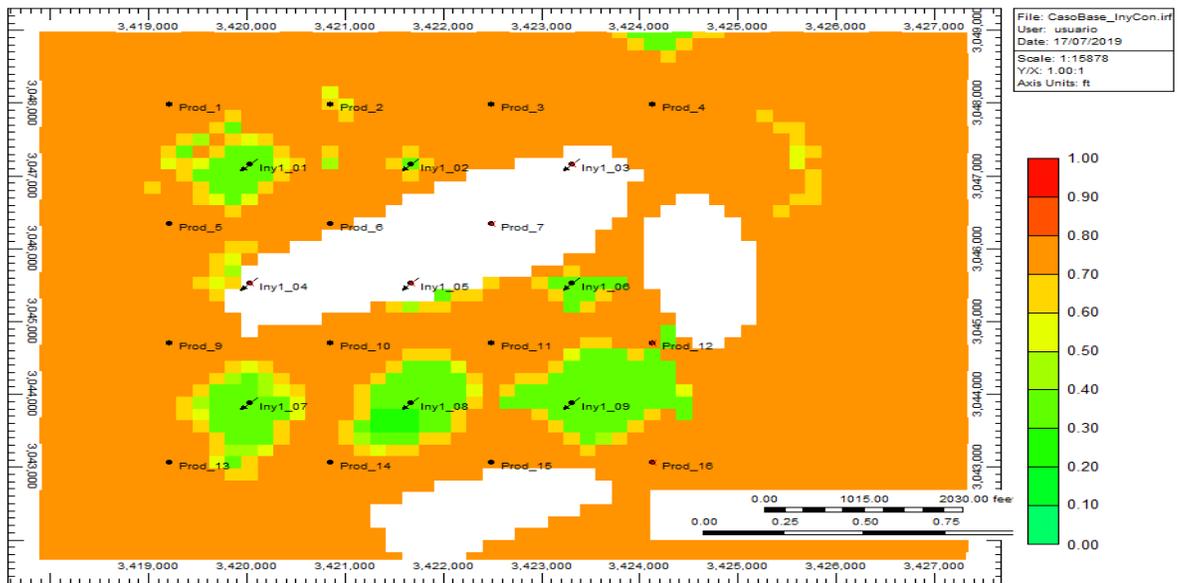
MAPAS DE SATURACIÓN DE PETRÓLEO AL INICIO DE LA SIMULACIÓN

Figura B18. Mapa de saturación de petróleo inicial



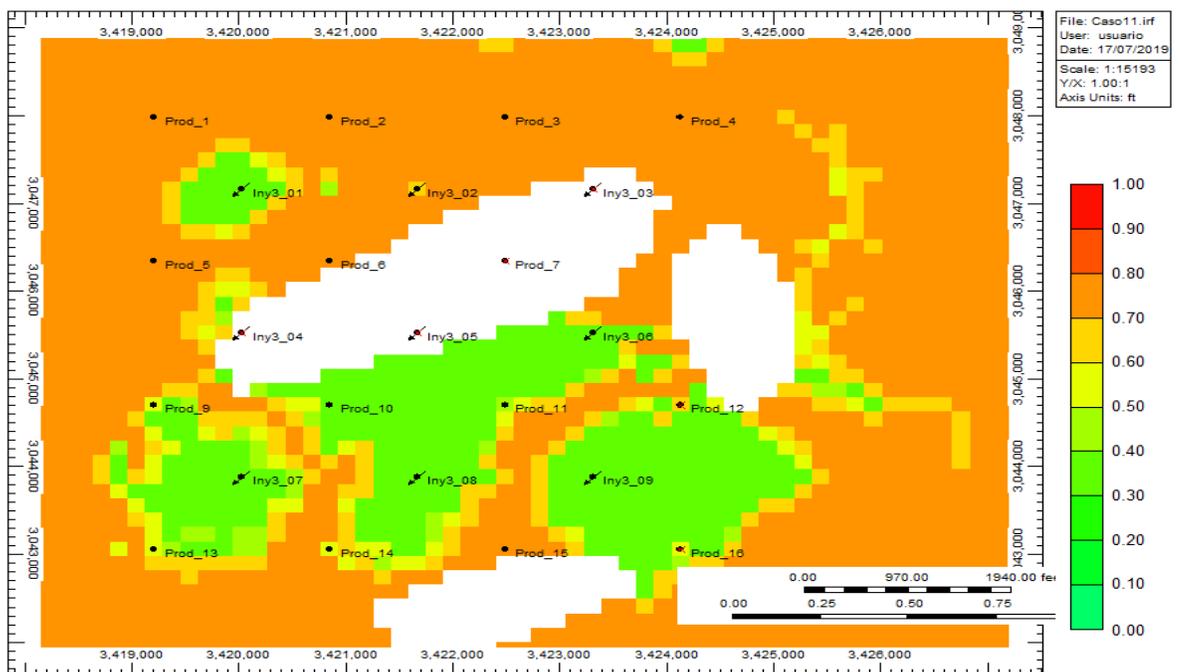
MAPAS DE SATURACIÓN DE PETRÓLEO AL FINAL DE LA SIMULACIÓN A 7300 DIAS

Figura B19. Mapa de saturación final Caso Base



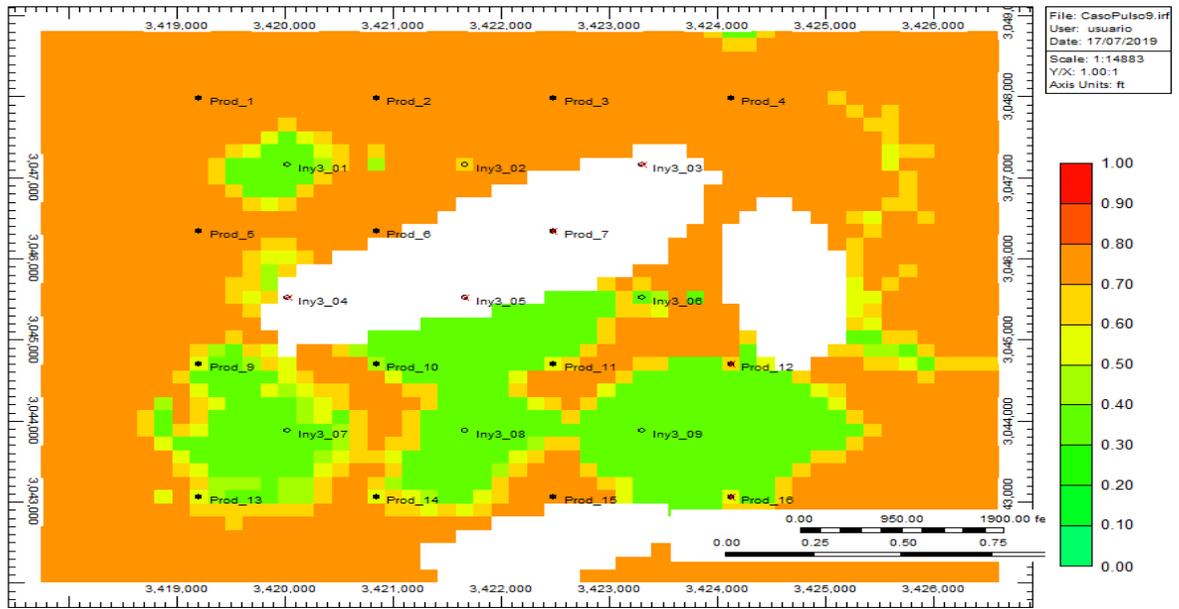
Fuente: Elaboración propia

Figura B20. Mapa de saturación final Caso 3



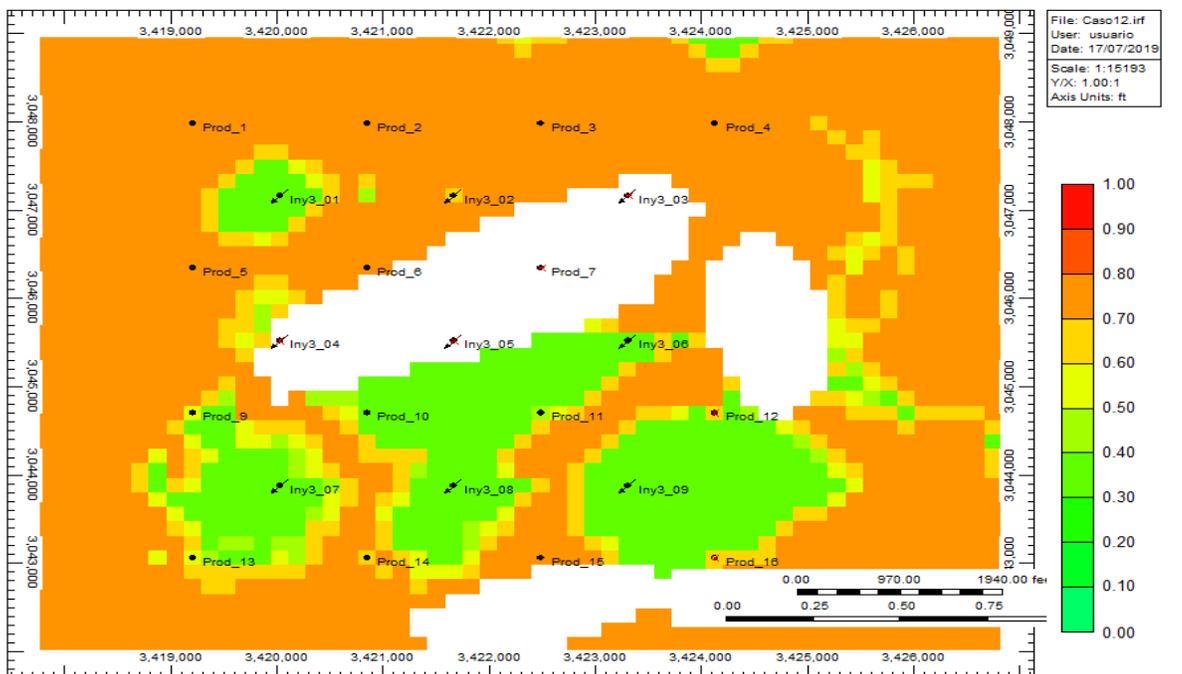
Fuente: Elaboración propia

Figura B21. Mapa de saturación final Caso 8



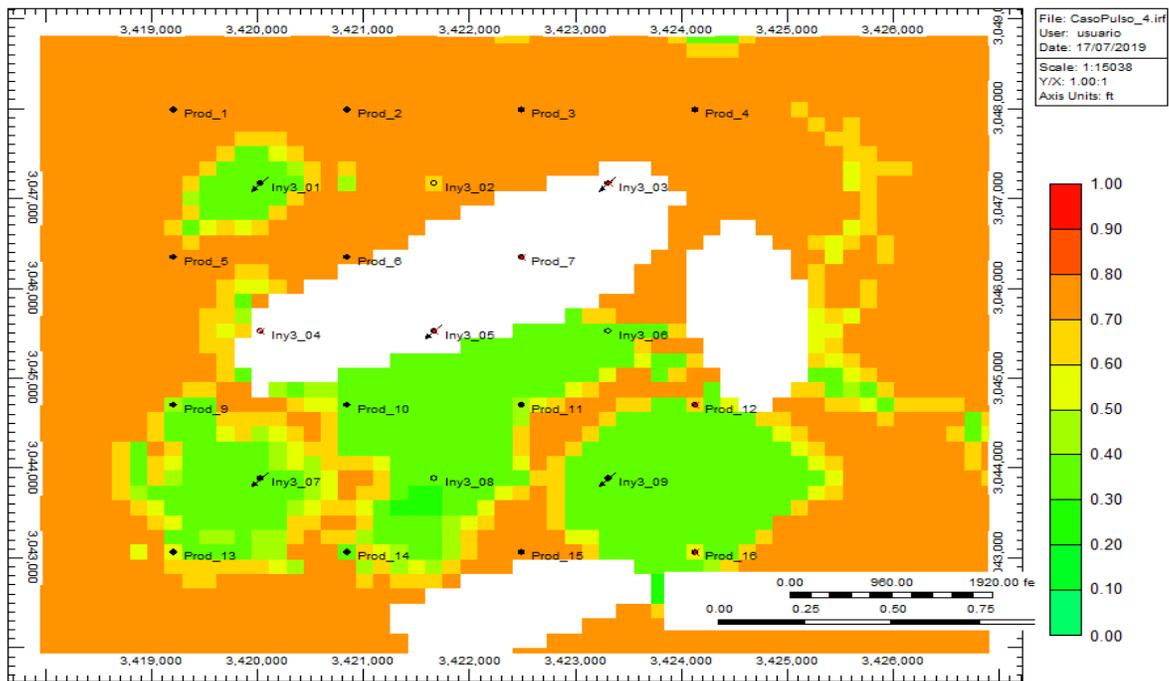
Fuente: Elaboración propia

Figura B22. Mapa de saturación final Caso 4



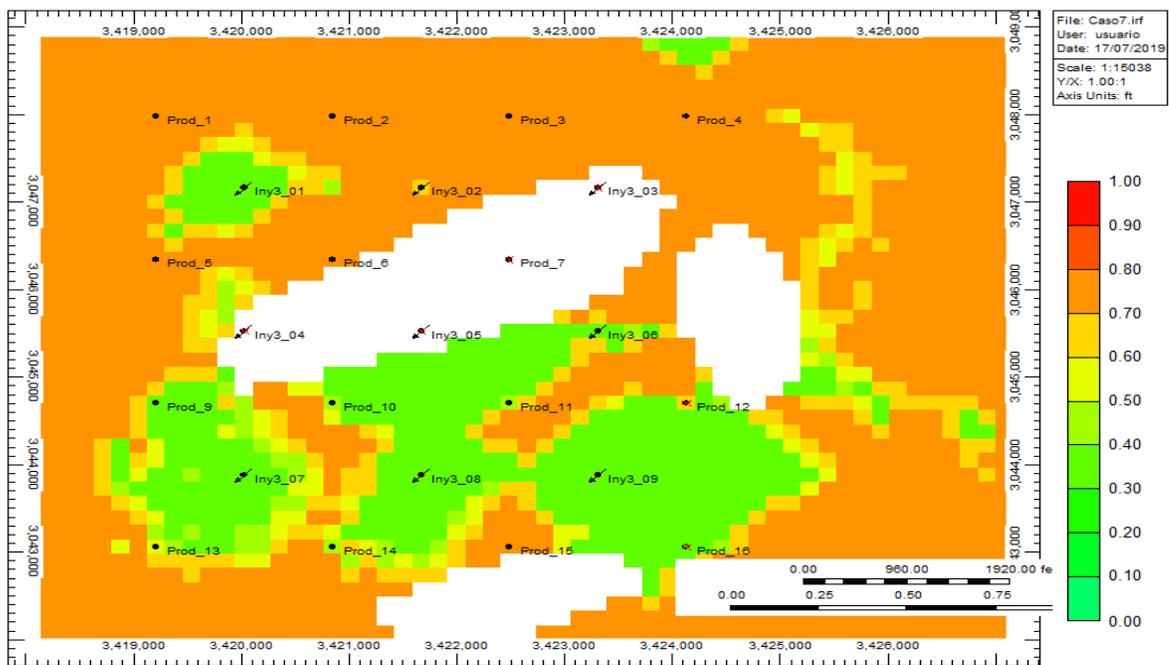
Fuente: Elaboración propia

Figura B23. Mapa de saturación final Caso 10



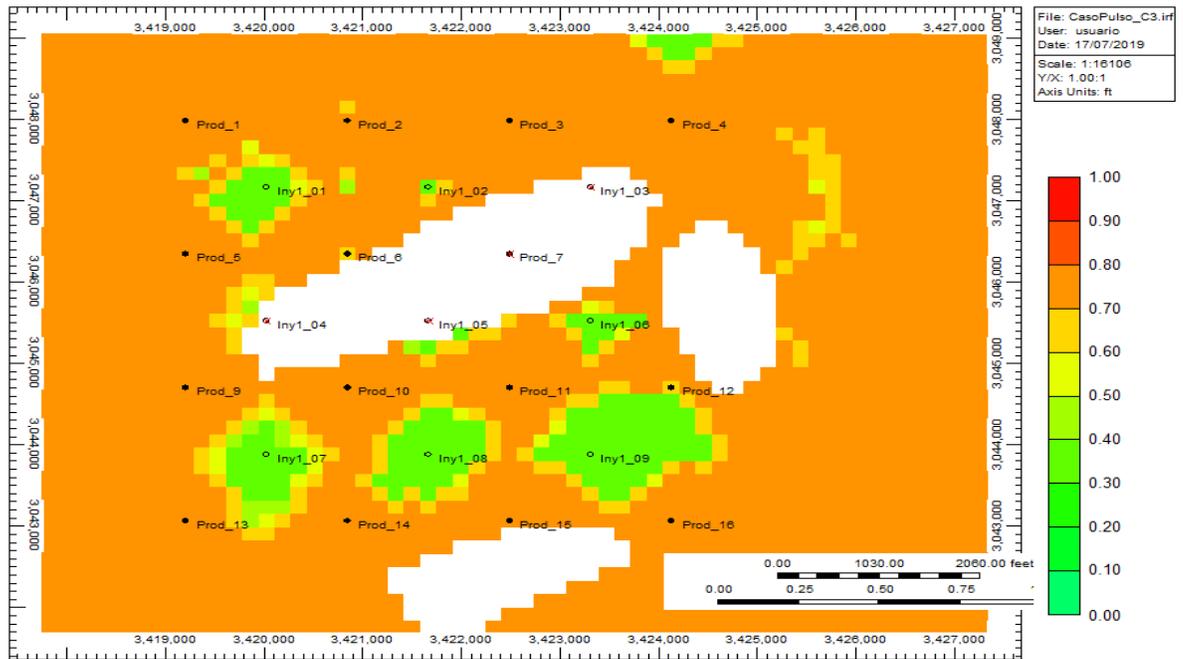
Fuente: Elaboración propia

Figura B24. Mapa de saturación final Caso 1



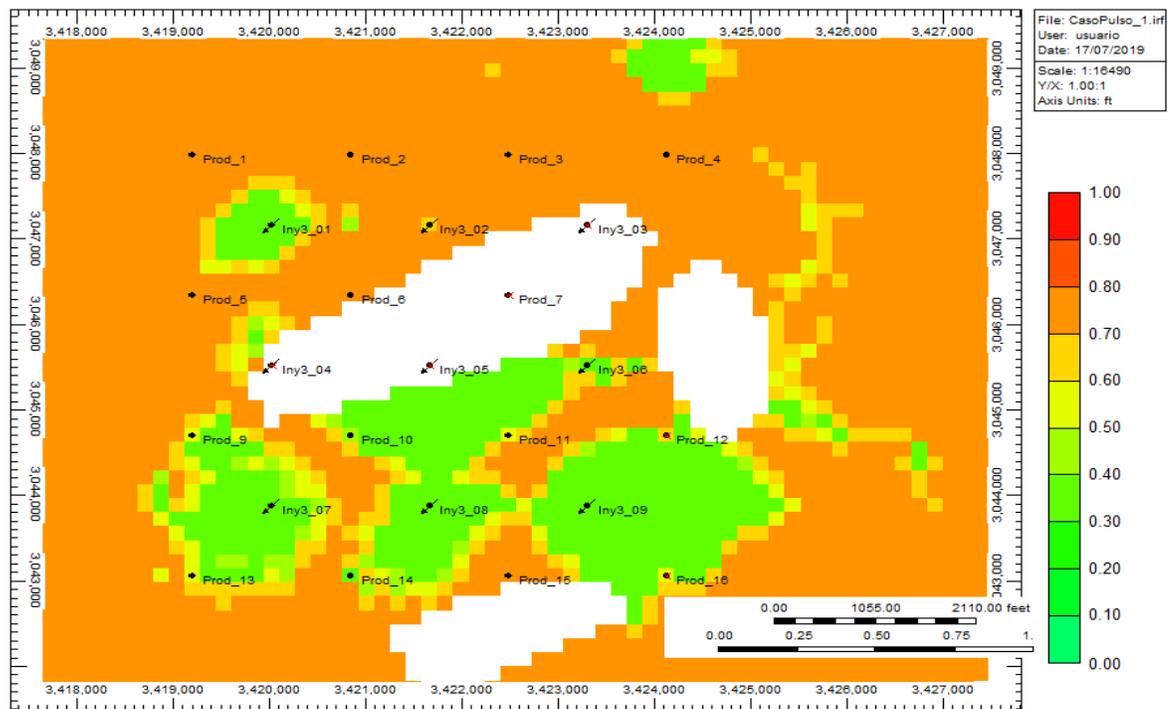
Fuente: Elaboración propia

Figura B25. Mapa de saturación final Caso Simple 2



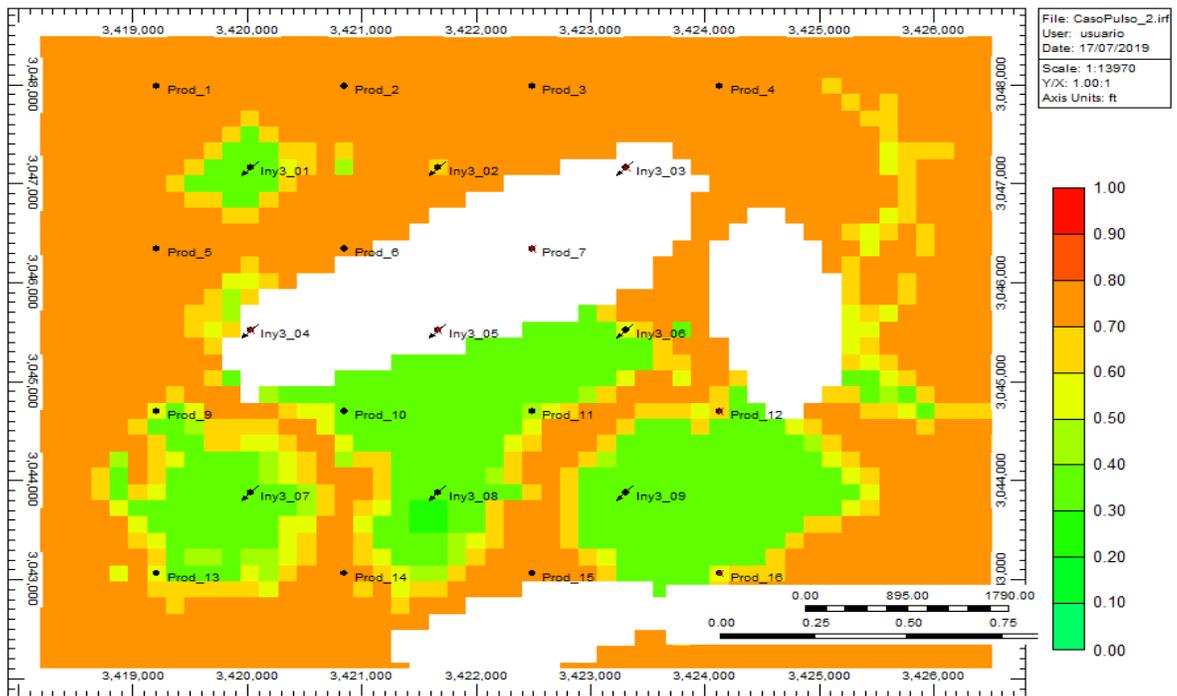
Fuente: Elaboración propia

Figura B26. Mapa de saturación final Caso 5



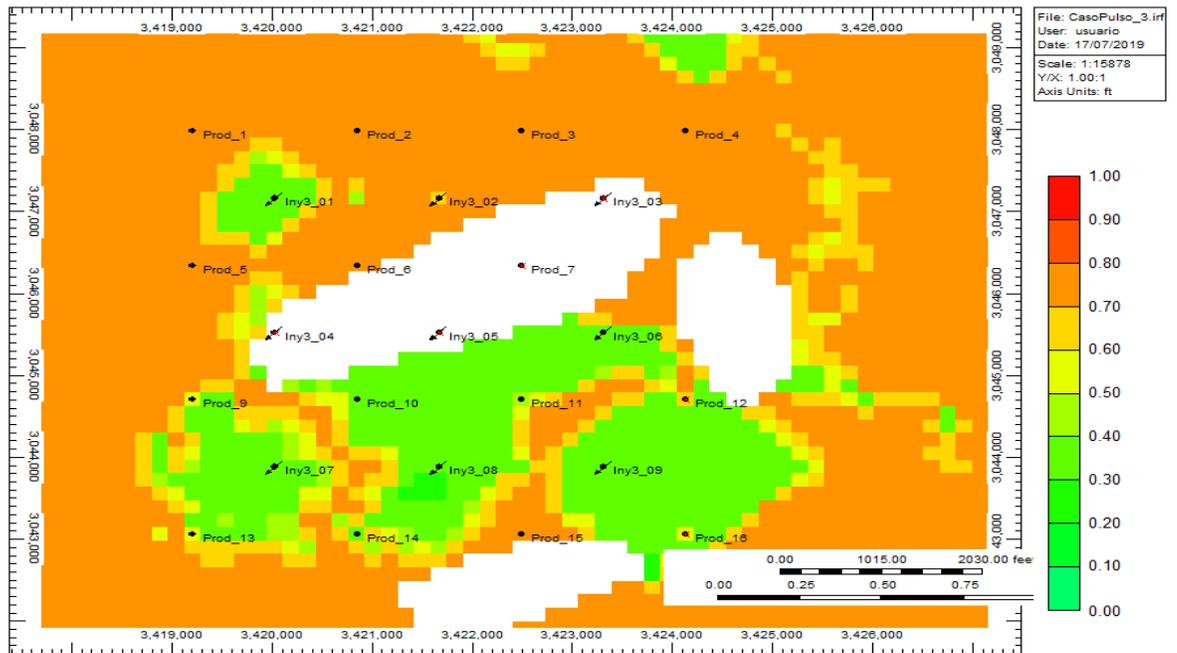
Fuente: Elaboración propia

Figura B27. Mapa de saturación final Caso 6



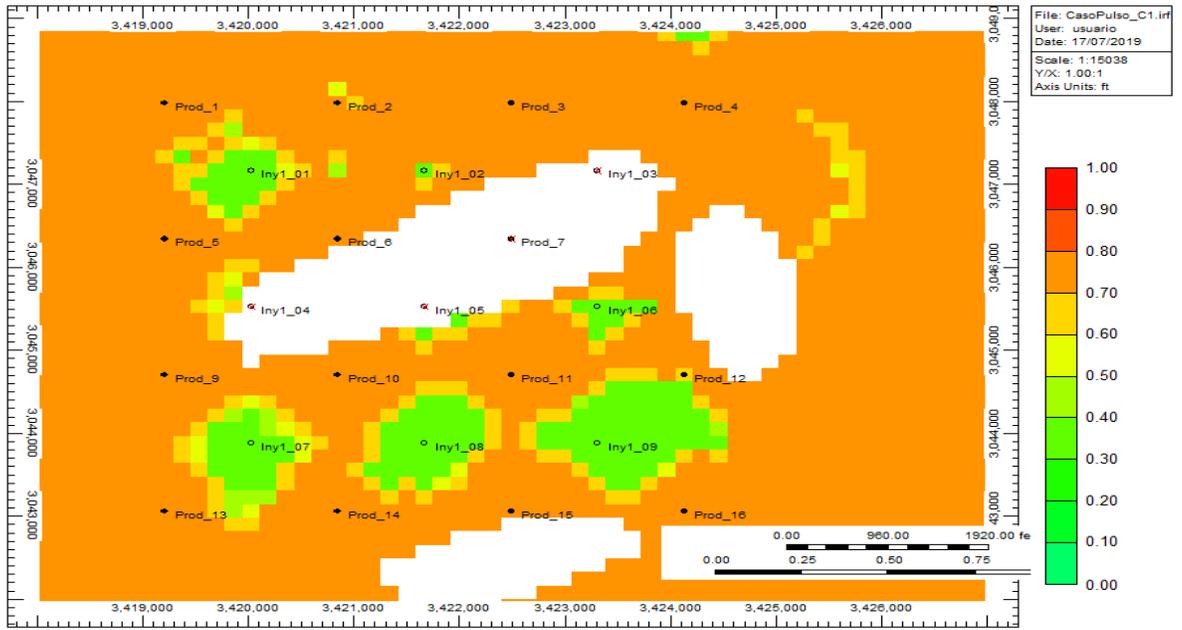
Fuente: Elaboración propia

Figura B28. Mapa de saturación final Caso 7



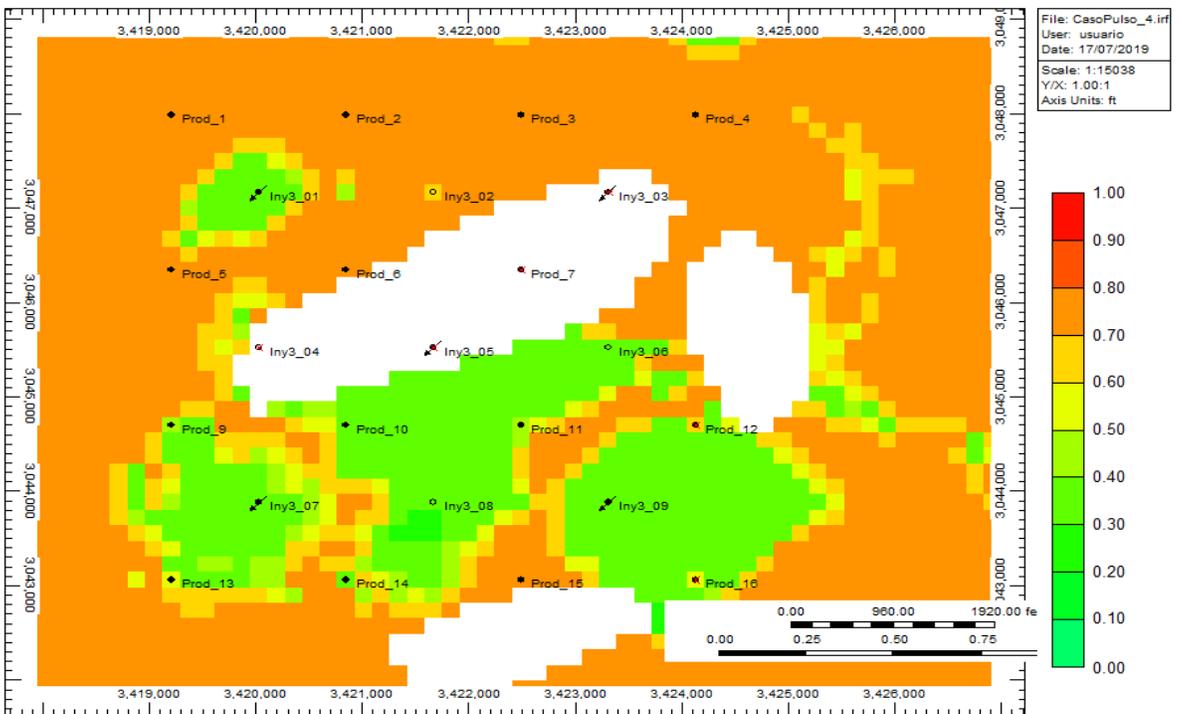
Fuente: Elaboración propia

Figura B29. Mapa de saturación final Caso Simple 1



Fuente: Elaboración propia

Figura B30. Mapa de saturación final Caso 11



Fuente: Elaboración propia

Figura B31. Mapa de saturación final Caso 2

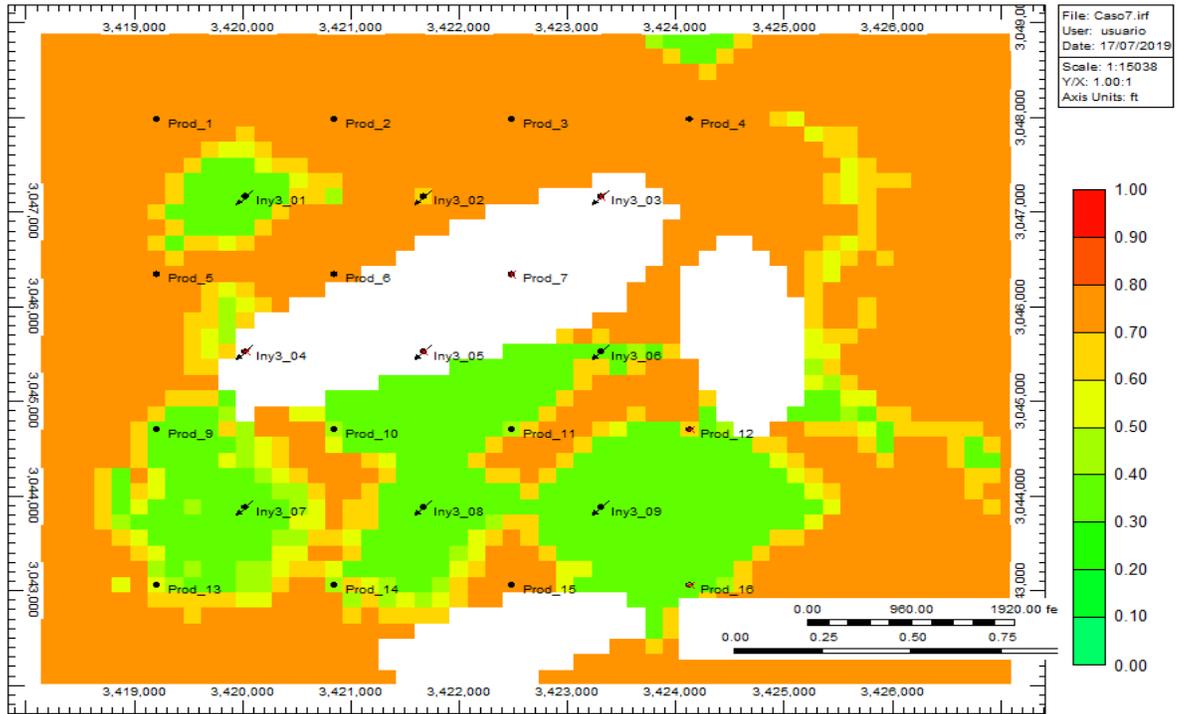
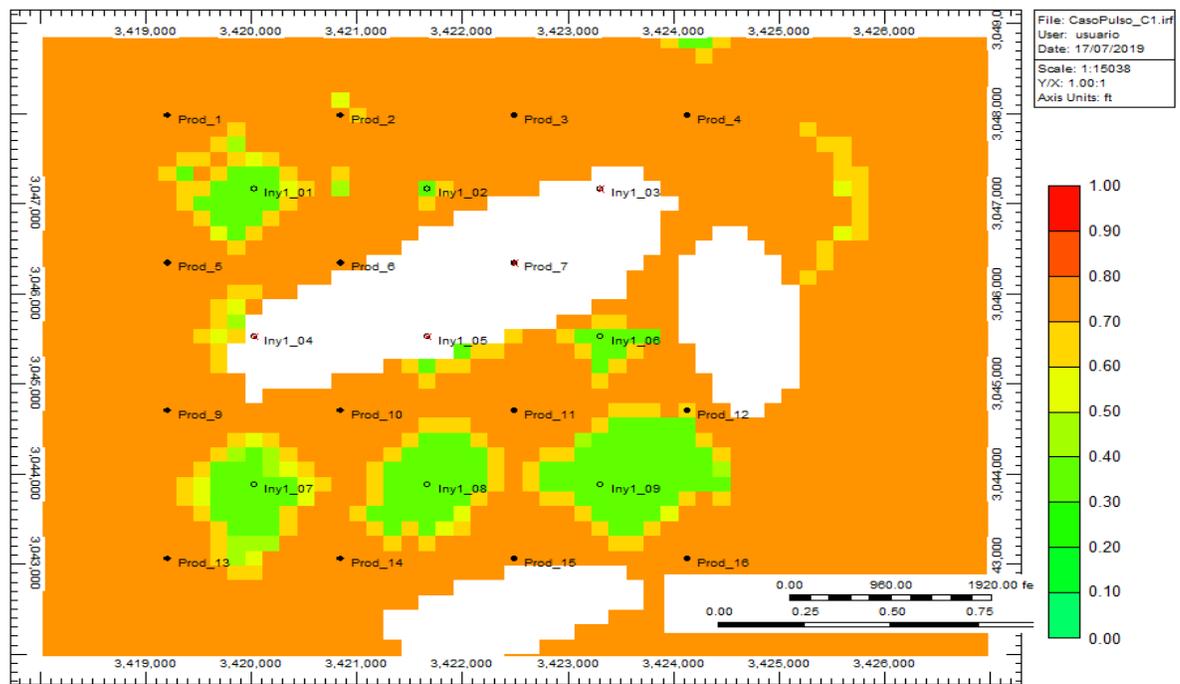
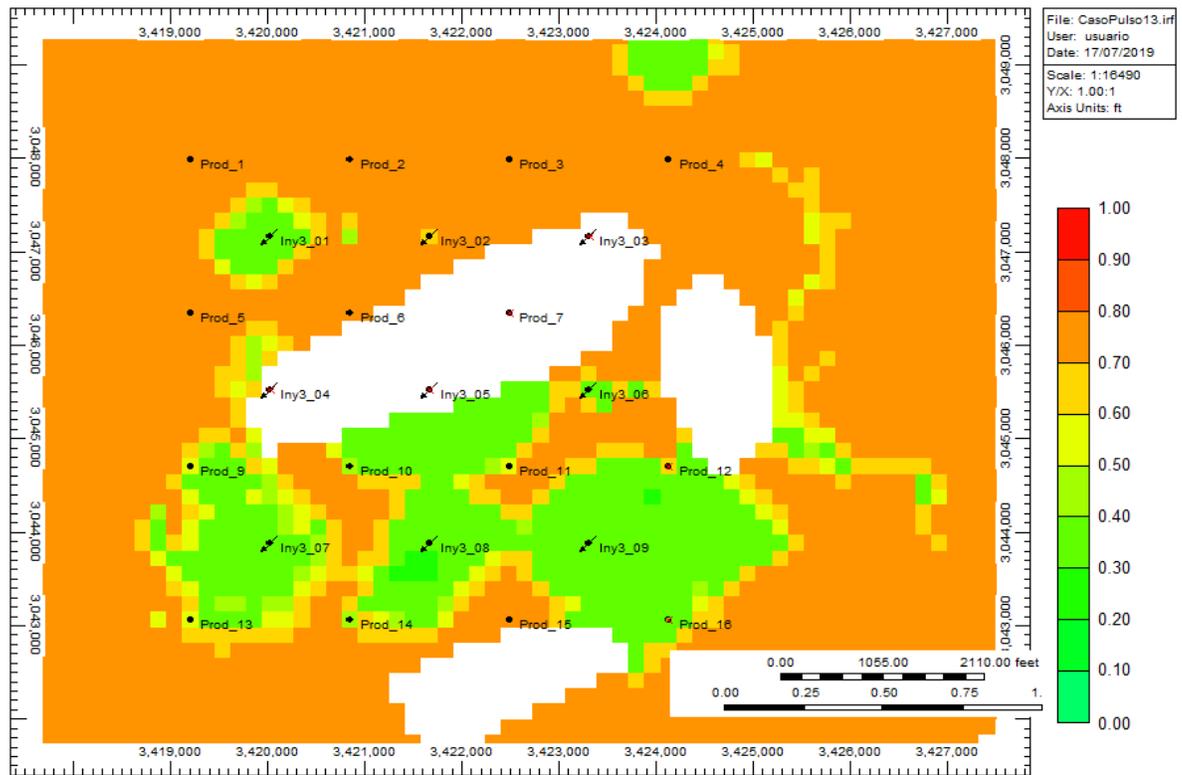


Figura B32. Mapa de saturación final Caso 2



Fuente: Elaboración propia

Figura B33. Mapa de saturación final Caso 9



Fuente: Elaboración propia

ANEXO C.
Tabla de normalización de datos para la metodología

Escenarios	Tasa de petróleo	Evaluación WOR	Evaluación FR	Evaluación $W_i - 10^{\wedge}(8)$ (bbl)	Evaluación Corte de Agua	Evaluación Eficiencia de inyección	Evaluación Actividad por pozo	Evaluación						
Caso simple 1	3191.27	6.34	5.28	1.23	18.89	2.22	1.18	3.09	0.84	0.73	1.00	6.20	48.00	10.00
Caso simple 2	2644.86	0.00	5.35	0.82	18.50	0.00	1.18	2.73	0.84	0.55	1.00	6.32	48.00	10.00
Caso simple 3	3389.06	8.63	5.49	0.00	19.37	4.96	1.18	3.09	0.85	0.00	1.00	6.32	48.00	10.00
Caso 1	3311.60	7.73	4.61	5.15	19.67	6.68	1.10	10.00	0.82	4.73	0.96	0.36	48.00	10.00
Caso 2	3144.12	5.79	4.86	3.68	19.48	5.59	1.18	2.73	0.83	2.73	0.96	0.55	72.00	9.20
Caso 3	3507.21	10.00	3.94	9.06	20.08	9.03	1.12	8.18	0.79	10.00	1.00	6.02	136.00	7.07
Caso 4	3174.12	6.14	4.81	3.98	19.76	7.21	1.15	5.45	0.83	3.27	0.98	3.89	68.00	9.33
Caso 5	3211.97	6.58	4.60	5.20	19.21	4.02	1.17	3.64	0.82	4.55	0.97	2.15	48.00	10.00
Caso 6	2869.55	2.61	4.66	4.85	18.82	1.79	1.20	0.91	0.83	3.64	0.99	5.49	96.00	8.40
Caso 7	3257.28	7.10	5.37	0.70	18.92	2.36	1.19	1.82	0.84	0.91	0.99	5.37	96.00	8.40
Caso 8	3468.22	9.55	3.78	10.00	20.25	10.00	1.12	8.18	0.79	10.00	0.97	1.52	132.00	7.20
Caso 9	2976.77	3.85	5.24	1.46	19.09	3.36	1.12	8.18	0.84	1.09	0.96	0.97	348.00	0.00
Caso 10	2865.75	2.56	4.73	4.44	18.62	0.68	1.21	0.00	0.82	4.55	1.03	10.00	96.00	8.40
Caso 11	3048.00	4.67	4.08	8.25	19.50	5.71	1.10	10.00	0.81	6.36	0.95	0.00	162.00	6.20

Fuente: Elaboración propia