

**DESARROLLO DE UNA METODOLOGÍA PARA LA UBICACIÓN DE
NUEVOS POZOS PRODUCTORES A PARTIR DEL MODELAMIENTO
COMPUTACIONAL BASADO EN SIMULACIÓN STREAMLINE**

MIGUEL JOSÉ BERNAL MORA

OLGA PATRICIA RUEDA CAMACHO



UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA

2010

**DESARROLLO DE UNA METODOLOGÍA PARA LA UBICACIÓN DE
NUEVOS POZOS PRODUCTORES A PARTIR DEL MODELAMIENTO
COMPUTACIONAL BASADO EN SIMULACIÓN STREAMLINE**

MIGUEL JOSÉ BERNAL MORA

OLGA PATRICIA RUEDA CAMACHO

Trabajo de Grado para optar el título de
Ingeniero de Petróleos

Director

ELKIN RODOLFO SANTAFÉ RANGEL

Ingeniero de Petróleos

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA

2010

DEDICATORIA

A Dios por ser el gestor de mi vida, gracias Diosito.

A mi mamá Helga Marlene; por su apoyo incondicional y responsable de lo que soy, gracias mamita,

A mi papá Miguel Eduardo; el cual siempre estará en mis pensamientos, gracias papá.

A mi hermana María Catalina; ya que ella es uno de los motivos más importantes artífices de mi esfuerzo y consagración, gracias Cata.

A toda mi familia; por su apoyo incondicional y por el amor que me brindan,

A mis amigos; por permitirme aprender de ellos, de vivir experiencias inolvidables y ver la vida en la universidad no solo como un sitio donde se comparte conocimiento, sino un sitio donde aprendemos a ser humanos, aprendemos a reír, a jugar a llorar y a vivir de la felicidad del prójimo, muchas gracias muchachos.

DEDICATORIA

“Gracia y Paz les sean multiplicadas en el conocimiento de Dios y de nuestro

Señor Jesucristo”

2 Pedro 1:2.

A Dios por ser el artífice de mi vida y bendecirme continuamente con todas las cosas maravillosas que me rodean. Gracias, muchas gracias.

A mis padres Luis Alfredo y Olga por darme todo su amor y apoyo incondicional.

A mis Hermanos Freddy Augusto, Jose Luis y Oscar Mauricio por ser un ejemplo excepcional y apoyo continuo.

A mis sobrinitos Ángel Mauricio y Valerie por ser una chispa especial en mi vida.

Los amo.

Pato.

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus agradecimientos a:

DIRECTOR ELKIN RODOLFO SANTAFÉ, por ser una guía continua y más que eso, por ser nuestro amigo. Gracias Elkin.

INGENIERO ÁLVARO REY, Candidato a Phd. de la Universidad de TEXAS A&M por su colaboración con los modelos proporcionados para la aplicación de la metodología y el apoyo teórico.

INGENIERO LUIS SIERRA, de la división de yacimientos Ecopetrol, Bogotá por su colaboración con el soporte del software especializado.

INGENIERO WILLIAM NAVARRO, por todas las recomendaciones y ayuda para la construcción de nuestro proyecto de grado.

CALIFICADORES SAMUEL MUÑOZ Y FERNANDO CALVETE, por las recomendaciones brindadas.

Grupo GITAH, en especial a nuestros amigos Nelson, Omar, Eyberth, Juliana, Héctor y Diana por darnos su apoyo continuo.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	19
1. POSICIONAMIENTO DE POZOS ADICIONALES O DE RELLENO (INFILL DRILLING)	21
1.1 CONTEXTO HISTORICO	21
1.2 ESTADO DEL ARTE Y FUNDAMENTOS DEL POSICIONAMIENTO DE POZOS DE RELLENO.....	24
1.2.1 Diseño y planificación de un proyecto de perforación infill	27
1.3 CASOS DE APLICACION.....	33
1.3.1 Campo North Oman (campo de estudio).....	34
1.3.2 Segundo campo de estudio	39
1.3.3 Beneficios obtenidos de la simulación basada en líneas de corriente para el posicionamiento de pozos infill	42
2. SIMULACION STREAMLINE.....	52
2.2 CONTEXTO HISTORICO	52
2.3 ESTADO DEL ARTE	56
2.4 FORMULACIÓN STREAMLINE	57
2.4.1 Descripción de las líneas de corriente y su trayectoria.....	58
2.4.2 Ecuaciones de conservación de masa	62
2.4.3 Condiciones iniciales y de frontera	63
2.4.4 Ecuaciones de aceite negro.....	64
2.4.5 Ecuación de presión para el aceite negro	66
2.4.6 Ecuaciones de aceite negro: Formulación por líneas de corriente	66
2.4.7 Modelo de permeabilidades relativas en tres fases.....	69
2.4.8 El modelo de pozo	70
2.5 ALGORITMO SIMULACIÓN STREAMLINE.....	72
2.6 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LA SIMULACIÓN STREAMLINE	74
2.7 EVALUACION DE PARAMETROS COMPUTACIONALES.....	76
2.7.1 Eficiencia computacional de un simulador basado en líneas de corriente ..	77
2.7.2 Aplicación decimo caso comparativo de estudio de la SPE	78
3. AJUSTE HISTORICO.....	90
3.1 EL MODELO INVERSO	92

3.1.1 Estimación de las propiedades del yacimiento: La función objetivo	92
3.1.2 La función objetivo aumentada	93
3.1.2 Datos calculados y observados.....	94
3.1.3 Transformación de datos	95
3.1.4 Diferencia de ajuste o “misfit” de los datos.....	100
3.1.5 Cálculo de las sensibilidades	102
3.1.6 Inversión por tiempo de viaje generalizada: GTTI	108
3.1.7 Inversión por amplitud.....	112
3.1.8 Minimización del sistema general de ecuaciones.....	113
3.2 CASOS DE APLICACIÓN.....	114
3.2.1 Caso sintético bidimensional.....	114
3.2.2 Aplicación de modelo de campo bifásico de un millón de celdas	124
3.3 AJUSTE HISTÓRICO ASISTIDO	131
4. METODOLOGIA DE POSICIONAMIENTO DE POZOS INFILL	134
4.1 PASOS GENERALES	134
4.2 CASO DE APLICACIÓN: MP13 AREA REVIEW	136
4.2.1 Aplicación de la metodología de posicionamiento de pozos infill.....	138
4.3 CASO DE APLICACION: CAMPO BRUGGE.....	156
4.3.1 Aplicación de la metodología de posicionamiento infill.....	161
5. CONCLUSIONES.....	210
6. RECOMENDACIONES	213
7. REFERENCIAS.....	215

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Ejemplo de espaciamiento de un campo.	25
Figura 2. Esquema de un yacimiento discontinuo estratificado.	26
Figura 3. Configuración del caso de estudio.	35
Figura 4. Nueva configuración del campo luego del posicionamiento de los pozos adicionales.	35
Figura 5. Esquema de Segundo campo de estudio.	41
Figura 6. Esquema anticlinal de tres pozos.	47
Figura 7. Esquema ilustrativo de las áreas de drenaje para cada pozo.	50
Figura 8. Esquema trayectoria de la línea de corriente a lo largo de una celda.	59
Figura 9. Mapeo de las líneas de corriente con base en la coordenada de “tiempo de vuelo”.	74
Figura 10. Propiedades estáticas, localizaciones de pozos y condiciones iniciales.	76
Figura 11. Permeabilidad Horizontal y vertical en escala logarítmica.	79
Figura 12. Propiedades: Porosidad, permeabilidad, ubicación de pozos, condiciones de operación, condiciones iniciales.	80
Figura 13. Avance del frente de inyección de agua a la fecha 1 de Agosto de 2016.	80
Figura 14. Distribución de porosidad para los 4 modelos.	83
Figura 15. Saturaciones de aceite inicial. Modelo Base- modelos escalados. ...	83
Figura 16. Regiones de fluido in situ para los cuatro modelos.	84
Figura 17. Distribución de la permeabilidad areal.	84
Figura 18. Frente de inyección de agua - Primer reporte de tiempo.	85
Figura 19. Frente de inyección de agua - Cuarto reporte.	85
Figura 20. Gráfica de Presión Modelo base. DF (negro) -SL (azul).	86
Figura 21. Gráfica de Corte de Agua Modelo base. DF (negro) -SL (azul).	86
Figura 22. Producción de aceite acumulada de campo Modelo Base. DF (negro) SL (azul).	86
Figura 23. Gráfica de Presión Caso 1. DF (negro) -SL (azul).	86
Figura 24. Gráfica de Corte de Agua Modelo Caso 1. DF (negro) -SL (azul). ...	86
Figura 25. Producción de aceite acumulada de campo Modelo Caso 1. DF (negro) SL (azul).	86
Figura 26. Gráfica de Presión Caso 2. DF (negro) -SL (azul).	86
Figura 27. Gráfica de Corte de Agua Modelo Caso 2. DF (negro) -SL (azul). ...	86
Figura 28. Producción de aceite acumulada de campo Modelo Caso 2. DF (negro) SL (azul).	86
Figura 29. Gráfica de Presión Caso 3. DF (negro) -SL (azul).	87

Figura 30. Gráfica de Corte de Agua Modelo Caso 3. DF (negro) -SL (azul). ..	87
Figura 31. Producción de aceite acumulada de campo Modelo Caso 3. DF (negro) SL (azul). ..	87
Figura 32. Gráfica de Presión Caso 4. DF (negro) -SL (azul). ..	87
Figura 33. Gráfica de Corte de Agua Modelo Caso 4. DF (negro) -SL (azul). ..	87
Figura 34. Producción de aceite acumulada de campo Modelo Caso 4. DF (negro) SL (azul). ..	87
Figura 35. Tiempo de Simulación vs. Celdas activas.	88
Figura 36. Transformación de datos de producción a componentes de saturación.	96
Figura 37. Combinación única de los datos de producción.	99
Figura 38. Calculo del "Misfit" por amplitud.	100
Figura 39. Cuantificación del "misfit" por inversión del tiempo de viaje.	101
Figura 40. Verificación de las sensibilidades analíticas	107
Figura 41. Cuantificación del "Misfit" usando la inversión por tiempo de viaje generalizada.	108
Figura 42. Modelo sintético bidimensional de cinco puntos invertido.	114
Figura 43. Propiedades PVT del gas y del aceite.	115
Figura 44. Datos de permeabilidad relativa del modelo en tres fases. Propiedades PVT del gas y del aceite.	116
Figura 45. Campo de permeabilidad de referencia.	116
Figura 46. Diagrama de flujo representativo de la inversión,	117
Figura 47. Campo de permeabilidad inicial (izquierda), campo de permeabilidad reconstruido (centro), y campo de permeabilidad de referencia (derecha).	118
Figura 48. Inversión del "misfit" de la inversión sintética.	119
Figura 49. Ajuste de las cantidades de saturación compuestas (columnas 1 y 2) y ajuste resultante de GOR y WCT (columnas 3 y 4) pozos (1-4),	120
Figura 50. Ajuste de las cantidades de saturación compuestas (columnas 1 y 2) y ajuste resultante de GOR y WCT (columnas 3 y 4) pozos (5-8).	121
Figura 51. Comparación de la presión de fondo después de la inversión.	122
Figura 52. Inversión por amplitud: Campo de permeabilidad inicial (izquierda), Campo de permeabilidad reconstruido (centro) y campo de permeabilidad de referencia (derecho).	123
Figura 53. Comparación de las técnicas de inversión por tiempo de vuelo e inversión por tiempo de viaje (WCT).	123
Figura 54. Comparación de las técnicas de inversión por tiempo de vuelo e inversión por tiempo de viaje (GOR).	124
Figura 55. Ajuste de presión regional luego de la inversión.	127
Figura 56. Ajuste de la saturación en algunos de los pozos de la región de inyección de surfactante.	128
Figura 57. Preservación del modelo estático luego de la inversión,	129

Figura 58. Preservación del modelo estático luego de la reconciliación de 50 años de historia de producción de un modelo de un millón de celdas representativo de un campo gigante asiático.....	130
Figura 59. Convergencia lenta del GTTI en la vecindad de la solución.	131
Figura 60. Esquema de los bloques atravesados por las líneas de corriente.	133
Figura 61. MP13 AREA REVIEW.....	136
Figura 62. Tasa de producción de aceite. MP13.....	137
Figura 63. Histograma de la Presión en yacimiento al último reporte.....	139
Figura 64. Histograma de porosidad.....	140
Figura 65. . Histograma de saturación de aceite último reporte.....	141
Figura 66. Histograma de permeabilidades.	142
Figura 67. Mapa de ponderación. Presión al último reporte.	143
Figura 68. Mapa de ponderación. Porosidades.	143
Figura 69. Mapa de ponderación. Saturación de aceite al último reporte.	144
Figura 70. Mapa de ponderación. Permeabilidad.	144
Figura 71. Mapa de ponderación unificado final.	145
Figura 72. Filtro #1. Ponderación 3 a 8.....	146
Figura 73. Filtro #2. Ponderación 9 a 10.....	146
Figura 74. Filtro #3. Ponderación 11 a 12.....	146
Figura 75. Filtro #4. Ponderación 13 a 18.....	147
Figura 76. Áreas de drenaje de los pozos productores a tiempo de simulación final.	151
Figura 77. Celdas penetradas por las líneas de flujo (4747 días).	151
Figura 78. Zonas potencialmente productoras en escala de verdes.....	152
Figura 79. Resultados del posicionamiento de pozos.....	154
Figura 80. Posición areal infill #1.	155
Figura 81. Posición areal infill #2.	155
Figura 82. Campo Brugge.....	158
Figura 83. Curvas de de permeabilidad relativa para cada región de saturación.	161
Figura 84. Pendientes de las graficas de Flujo Fraccional para cada región de saturación.	162
Figura 85. Corte de agua observado y simulado - Pozo-20.....	162
Figura 86. Pozo 1.....	164
Figura 87. Pozo 2.....	164
Figura 88. Pozo 3.....	165
Figura 89. Pozo 4.....	165
Figura 90. Pozo 5.....	166
Figura 91. Pozo 6.....	166
Figura 92. Pozo 7.....	167
Figura 93. Pozo 8.....	167
Figura 94. Pozo 9.....	168

Figura 95. Pozo 10.....	168
Figura 96. Pozo 11.....	169
Figura 97. Pozo 12.....	169
Figura 98. Pozo 13.....	170
Figura 99. Pozo 14.....	170
Figura 100. Pozo 15.....	171
Figura 101. Pozo 16.....	171
Figura 102. Pozo 17.....	172
Figura 103. Pozo 18.....	172
Figura 104. Pozo 19.....	173
Figura 105. Pozo 20.....	173
Figura 106. Histograma de Presión promedio de yacimiento. Reporte final. ...	175
Figura 107. Histograma de porosidades.	176
Figura 108. Tabla de ponderación para la saturación de aceite.	177
Figura 109. Histograma de permeabilidades.	178
Figura 110. Mapa de porosidad por rangos. Campo Brugge.	179
Figura 111. Mapa de saturación de aceite por rangos. Campo Brugge.....	180
Figura 112. Mapa de presiones por rangos. Campo Brugge	181
Figura 113. Mapa de permeabilidades por rangos. Campo Brugge.....	182
Figura 114. Mapa Unificado. Campo Brugge.	183
Figura 115. Sensibilidades aplicadas en el ajuste histórico.	184
Figura 116. Mapa de permeabilidades inicial-final.	185
Figura 117. Filtro #1: ponderación 4-6.	187
Figura 118. Filtro #2: ponderación 7-8.	188
Figura 119. Filtro #3: ponderación 9-10.	188
Figura 120. Filtro #4: ponderación 11-12.	189
Figura 121. Filtro #5: ponderación 13-15.	189
Figura 122. Zonas preliminares para el posicionamiento infill.	191
Figura 123. Zonas potencialmente productoras.....	191
Figura 124. Áreas de drenaje de los pozos productores a tiempo de simulación final (3570 días)	198
Figura 125. Celdas penetradas por las líneas de flujo (3570 días).	198
Figura 126. Zonas potencialmente productoras en escala de verdes.....	199
Figura 127. Zonas prospectivas a partir de las líneas de flujo con altos tiempos de vuelo.	200
Figura 128. Contraste Mapa Unificado - Líneas de corrinete (Capa 1, 2 y 3). 201	
Figura 129. Contraste Mapa Unificado - Líneas de Flujo (Capa 4, 5 y 6).	202
Figura 130. Contraste Mapa Unificado - Líneas de Flujo (Capa 7 y 8).	203
Figura 131. Posición areal infill #1.	206
Figura 132. Posición areal infill #2.	207
Figura 133. Posición areal infill #3.	207
Figura 134. Posición areal infill #4.	208

Figura 135. Factor de recobro para cada caso.	208
Figura 136. Producción de aceite diaria para cada caso.	209

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Conectividad de capas y potencial de recobro.....	27
Tabla 2. Beneficios obtenidos por pozo infill.....	36
Tabla 3. Beneficios obtenidos al perforar un pozo infill por separado.....	37
Tabla 4. Beneficios incrementales.....	38
Tabla 5. Recuperación de aceite total y por formación del segundo caso de estudio.....	42
Tabla 6. Propiedades de los fluidos y del yacimiento del modelo anticlinal.....	47
Tabla 7. Resultados del cálculo del volumen poroso, Fluidos iniciales in situ y Presión promedio de yacimiento.....	82
Tabla 8. Tiempos de cómputo consumidos para cada caso.....	88
Tabla 9. Ponderación para la presión al último reporte.....	139
Tabla 10. Ponderación para la porosidad.....	140
Tabla 11. Ponderación para la saturación de aceite. Ultimo reporte.....	141
Tabla 12. Ponderación para la permeabilidad.....	142
Tabla 13. Análisis del mapa unificado por capa.....	147
Tabla 14. Análisis del estado actual de pozos.....	149
Tabla 15. Coordenadas x, y y z de los pozos infill.....	153
Tabla 16. Características promedio de yacimiento por arenas.....	157
Tabla 17. Características generales del campo Brugge.....	159
Tabla 18. Zonas completadas por pozo.....	159
Tabla 19 propiedades físicas del agua y aceite.....	160
Tabla 20 Regiones de roca.....	160
Tabla 21. Ponderación para la presión al último reporte. Paso de tiempo 34.....	175
Tabla 22. Tabla de ponderación para la porosidad.....	176
Tabla 23. Histograma de saturación de aceite. Reporte 34.....	177
Tabla 24. Tabla de ponderación para la permeabilidad.....	178
Tabla 25. Análisis del mapa unificado por capa.....	192
Tabla 26. Análisis del estado actual de pozos.....	195
Tabla 27. Coordenadas x, y y z de los pozos infill.....	204
Tabla 28. Resultados del posicionamiento infill.....	205
Tabla 29. Tasas normalizadas.....	206

RESUMEN

TÍTULO: DESARROLLO DE UNA METODOLOGÍA PARA LA UBICACIÓN DE NUEVOS POZOS PRODUCTORES A PARTIR DEL MODELAMIENTO COMPUTACIONAL BASADO EN SIMULACIÓN STREAMLINE*.

AUTORES: MIGUEL JOSE BERNAL MORA**

OLGA PATRICIA RUEDA CAMACHO**

PALABRAS CLAVES: Líneas de corriente, Dinámica de flujo, Ajuste histórico, Tiempo de vuelo, Metodología.

DESCRIPCIÓN

Actualmente, es primordial profundizar en técnicas computacionales soportadas en fundamentos matemáticos más elaborados que ayuden a evaluar distintos comportamientos de un yacimiento y a realizar estudios de optimización sin consumir tiempos computacionales considerables.

Es por esto la importancia de la técnica de simulación basada en líneas de corriente la cual es fuerte en los campos de estudio de la dinámica de flujo en el yacimiento, posicionamiento de nuevos pozos productores y ajuste histórico tanto automático como asistido. Su fundamento básico se centra en el cálculo del tiempo de vuelo que guarda una relación directa con muchos parámetros importantes del yacimiento. Este trabajo está enfocado principalmente al desarrollo y aplicación de una metodología dividida en varios pasos para la ubicación de nuevos pozos productores utilizando como herramienta principal la simulación basada en líneas de corriente.

La metodología contempla inicialmente el ajuste histórico seguido de un análisis de los mapas de propiedades del yacimiento con el fin de escoger las zonas objetivo iniciales. Se realiza posteriormente un refinamiento de estas zonas con ayuda del trazado de las líneas de corriente en donde se excluirán las áreas de drenaje efectivas de cada pozo junto con un análisis del estado de pozos cercanos a la zona seleccionada. Como resultado se evalúa el efecto de los nuevos pozos productores sobre el comportamiento productivo del campo y se proponen ubicaciones de pozo.

* Trabajo de Grado.

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Programa de Ingeniería de Petróleos. Director: Ing. ELKIN RODOLFO SANTAFE RANGEL.

ABSTRACT

TITLE: DEVELOPMENT OF A METHODOLOGY FOR THE ALLOCATION OF NEW PRODUCER WELLS FROM THE COMPUTATIONAL MODELING BASED ON STREAMLINE SIMULATION*.

AUTHORS: MIGUEL JOSE BERNAL MORA**

OLGA PATRICIA RUEDA CAMACHO**

KEYWORDS: Streamlines, Flow dynamics, History match, Time of flight, Methodology.

DESCRIPTION

Currently, it's essential to go deeply towards computational techniques supported on more elaborate mathematical foundation to help evaluate different behaviors of a reservoir and perform optimization studies without consuming significant computational time.

This is the importance of simulation technique based on streamlines which is strong at flow dynamics study fields in the reservoir, positioning of new producer wells, and automatic and/or assisted history matching. The basic foundation is focused on time of flight calculation that keeps a direct relationship with many important parameters of the reservoir.

This work is focused mainly on developing and implementing a methodology divided into several steps for the location of new producer wells using as the main tool the streamline simulation.

The methodology provides initially the history match followed by an analysis of maps of reservoir properties in order to choose the initial target areas. Later, it performs a refinement of these areas using the streamlines tracing, excluding effective drainage areas for each well with an analysis of the wells near the selected area. As a result we analyze the effect of new production wells on production performance of the field and different locations are proposed.

* Theses

** Physiochemical Engineering College. Petroleum Engineering School. Director: Engineer ELKIN RODOLFO SANTAFE RANGEL.

INTRODUCCIÓN

La simulación numérica de yacimientos siendo una de las herramientas de la industria del petróleo, tiene la eminente necesidad de mejorar la forma en que a lo largo de su historia ha intentado no solo representar de la manera más fidedigna los diferentes eventos y propiedades que caracterizan el yacimiento, sino que a su vez evaluar el comportamiento actual y futuro del mismo.

La simulación por líneas de corriente o "*Streamline Simulation*" ha tenido gran acogida en los últimos quince años siendo aceptada como una tecnología complementaria de las técnicas de simulación convencionales tal como las que se basan solo en diferencias finitas.

Como se explicará en detalle a lo largo de este trabajo. La simulación basada en líneas de corriente ha mostrado ser eficiente en la resolución de problemas extensos, con alta heterogeneidad y geológicamente complejos. Se hará mención de las diferentes aplicaciones de esta técnica de simulación partiendo de las ventajas que llevan inmersas su tipo de formulación hasta su aplicación para la ubicación de nuevos pozos productores.

El trabajo iniciará exponiendo el contexto histórico de "*infill drilling*" junto con algunas aplicaciones y los primeros indicios de las líneas corriente como herramienta a utilizar en este tipo de aplicaciones. Luego se hará un recorrido por los fundamentos de la simulación por líneas de corriente, partiendo desde su contexto histórico, el estado del arte, su formulación y las ventajas que esta ofrece.

Una de las ventajas que la simulación por líneas de corriente ofrece, es la posibilidad de llevar ya sea un ajuste histórico asistido y/o automático. Se explicará como con base en la formulación por líneas de corriente se puede llevar a cabo la minimización de una función objetivo y el cálculo de las sensibilidades o "*Sensitivities*" representadas como el cambio de una propiedad llamada tiempo de vuelo o "*Time of Flight*" (propiedad obtenida

como el resultado de una transformación coordinada del dominio cartesiano tridimensional al dominio unidimensional representado por las líneas de corriente) con respecto a algún parámetro del yacimiento.

También se mostrará mediante un ejemplo de aplicación la forma y el motivo por el cual esta técnica de simulación maneja mejores tiempos de cómputo con relación a las técnicas convencionales de diferencias finitas y como se puede llegar a tener mejores resultados en términos de parámetros computacionales.

Finalmente se mostrará la metodología para la ubicación de nuevos pozos productores (dentro de la cual hace parte el desarrollo de un ajuste histórico) en la que se comparan mapas de ponderación por propiedad con las líneas de corriente del modelo, teniendo presente que es posible ver por medio de la propiedad del tiempo de vuelo o "*Time of Flight*" en que zonas va el frente de inyección, siendo esta la aplicación de un campo sometido a inyección de agua, y que zonas hacen parte del volumen de drenaje al final de la historia de producción. Todo esto con el fin de hacer la mejor predicción y así obtener los mejores resultados con el pozo o los pozos que se vayan a incluir en el modelo.

1. POSICIONAMIENTO DE POZOS ADICIONALES O DE RELLENO (INFILL DRILLING)

1.1 CONTEXTO HISTORICO

El posicionamiento de nuevos pozos productores ha recibido una atención importante de las comunidades profesionales. Dado que la implementación de esta técnica ha arrojado buenos resultados con respecto a costos de inversión y gastos en procesos operativos más económicos, además de incrementos significativos en el recobro de aceite entra a competir con procesos de recobro mejorado en los cuales, la inversión es considerable.

Actualmente, en los centros de investigación y diferentes universidades, no se cuenta con grupos definidos que profundicen en el estudio, desarrollo y aplicación de la técnica de posicionamiento de nuevos pozos productores (*infill drilling*). La literatura técnica que trate exclusivamente del tema es escasa comparado con el fundamento teórico de las técnicas de recobro mejorado (en realidad, en la literatura se encuentran muchas aplicaciones reales pero en ninguna se trata específicamente un fundamento teórico soportado).

En 1980, Van Everdingen y Kriss (1), descubrieron que la relación entre el EUR y el espaciamiento óptimo de los pozos no se estableció apropiadamente debido a que no se tuvieron en cuenta las heterogeneidades del yacimiento y además, generó en el ámbito petrolero una controversia al decir que si se aplicaba adecuadamente la perforación de pozos de relleno, se podría recuperar al menos casi todo el petróleo que EE.UU. había producido hasta esa fecha (*alrededor de unos 120 mil millones de barriles*). Aunque EE.UU creía que esta declaración era bastante exagerada, no podía refutarla al darse cuenta que no se habían realizado proyectos que estudiaran hasta que punto podría ser recuperada esta cantidad. Más tarde, Van Everdingen fué interrogado por el U.S. DOE y se concluyó que esta afirmación era muy pobre en cuanto a pruebas sólidas que la soportaran; no contaba con alguna

aplicación o estudio de yacimiento. En ese mismo año, Holm generó un examen sugestivo del estudio de Van Everdingen y Kriss pero presentaba la misma falencia en cuanto a la experimentación con datos de campo que soportaran esta teoría. Más tarde, en 1983, Barber et al. Analizaron nueve sets de datos de campo, logrando un incremento en el factor de recobro de 2 a 8% usando la técnica de *infill drilling*.

El cálculo del espaciamiento óptimo entre pozos es una problemática que se ha venido discutiendo desde hace más de 60 años. Hurst (2) en 1987, localizó las áreas del campo que no son afectadas por los gradientes de presión mediante el trazado de líneas de corriente y concluyó que las zonas no atravesadas por las líneas de corriente se encontraban en estado virgen y podrían ser zonas potenciales para el posicionamiento de nuevos pozos.

Wu et al. En 1988 (3), mostró en su estudio que al realizar un posicionamiento preliminar y posterior perforación de pozos adicionales en los 24 principales yacimientos carbonatados de la plataforma norte de la cuenca *Permian (Estados Unidos)*, se presentó un aumento substancial del recobro de aceite de 6% debido a una disminución del espaciamiento de los pozos, de 40 a 20 acres.

De ahí en adelante, se ha recurrido a varios campos de la ingeniería como la estadística, análisis de curvas de declinación y simulación numérica de yacimientos (*tradicional ó basada en líneas de flujo*) con el fin de encontrar una técnica que ayude a refinar las áreas objetivo y que arroje resultados más confiables. Entre algunas de estas citamos la siguiente bibliografía:

En 1996, C.L. Cipolla y M.C. Wood (4), generaron un estudio estadístico aplicado a las arenas de *Ozona Canyon* ubicado en el estado de Texas, EE.UU. en donde los datos geológicos y de producción indicaban que los pozos podían ser modelados individualmente, ya que pozos *infill* agregados al modelo no afectaban el comportamiento de los pozos antiguos. A partir de esto se generaron estudios estadísticos del aumento de las reservas recuperables

teniendo en cuenta los efectos de las fracturas hidráulicas, estudios petrofísicos y estudios integrados de producción.

En el 2005, Mikael Frorup (3), presenta un método para la localización de zonas potencialmente productoras a partir de la técnica de modelamiento computacional basada en líneas de flujo.

La simulación basada en líneas de flujo permite modelar yacimientos con numerosas divisiones. Este modelo tiene en cuenta el comportamiento de la inyección en cada capa de acuerdo a la información histórica registrada. Inicialmente el modelo fué ajustado con la producción de líquido y los factores de localización para el aceite y el agua se generaron para cada una de las arenas. El desplazamiento fué ajustado a través de factores de calibración junto con el comportamiento histórico de pozo.

En el 2007, Shekhar Jayanti, Anil Chopra, Ronald M. Giordano, Hua Yuan et. Al (5), aislaron el impacto de cada pozo "*infill*" y generaron una metodología para evaluar el beneficio que se produce al tener en cuenta las heterogeneidades del yacimiento, condiciones y configuraciones de pozo, tasas de inyección y relaciones de vaciamiento. Este tipo de análisis ayuda a optimizar el número de pozos "*infill*" y al mismo tiempo a incrementar el recobro de aceite a través de un manejo optimizado de la inyección de agua.

1.2 ESTADO DEL ARTE Y FUNDAMENTOS DEL POSICIONAMIENTO DE POZOS DE RELLENO

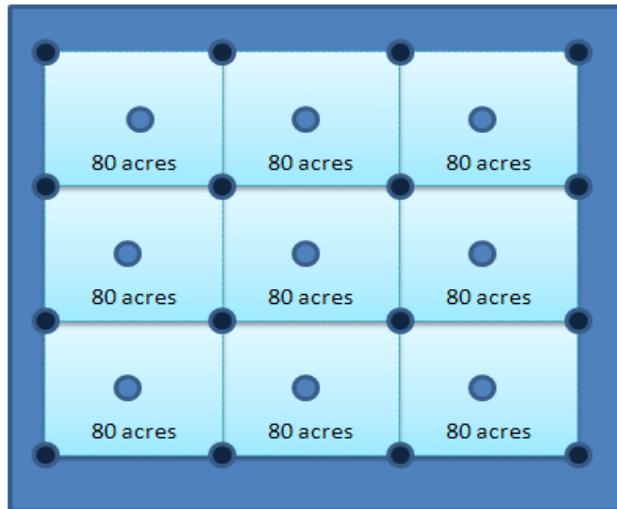
Infill drilling (perforación de pozos adicionales posterior a la implementación de un proyecto de recobro secundario ó primario) jugó un papel muy importante en la optimización del método de recobro por inyección de agua en el oeste de Texas en los años 70's. *Infill drilling* acelera de manera significativa la producción de un yacimiento homogéneo, pero no produce un aumento en el factor de recobro del campo, como en el caso de un yacimiento con propiedades heterogéneas, en donde, es de extrema importancia la estrategia de posicionamiento para obtener la mayor recuperación de aceite, partiendo de un completo conocimiento del modelo geoestadístico del campo.

El espaciamiento es un factor de extrema importancia cuando se implementan proyectos de perforación "*infill*". El pozo juega un papel importante en la recuperación de reservas de aceite y gas y en el control de procesos de recobro. La máxima utilización de los pozos se convierte en una parte integral de las prácticas operativas de sondeo. La explotación eficiente de las reservas de aceite y gas exige la elección cuidadosa del posicionamiento de nuevos pozos y el espaciamiento respectivo entre ellos.

La industria petrolera generalmente ha venido reconociendo que no hay tal cosa como las buenas prácticas en el desarrollo y la producción de yacimientos de aceite y gas. Se ha hecho un gran esfuerzo por promocionar una buena práctica basada en sólidos principios fundamentales. Este esfuerzo, dentro del marco de las leyes de conservación adoptadas para la perforación de pozos, la tasa de producción de petróleo y gas, y otros factores que afectan la eficiencia de recobro, se ha convertido en el sistema viable de conservación actual (6).

Si, por ejemplo, se tiene un campo (Figura 1) con un espaciamiento de 80 acres, un nuevo pozo es perforado en el centro de cada área cuadrada formada por los cuatro pozos. Esto duplica la cantidad de pozos en el modelo y reduce el espaciamiento pozo-pozo a 40 acres.

Figura 1. Ejemplo de espaciamiento de un campo.



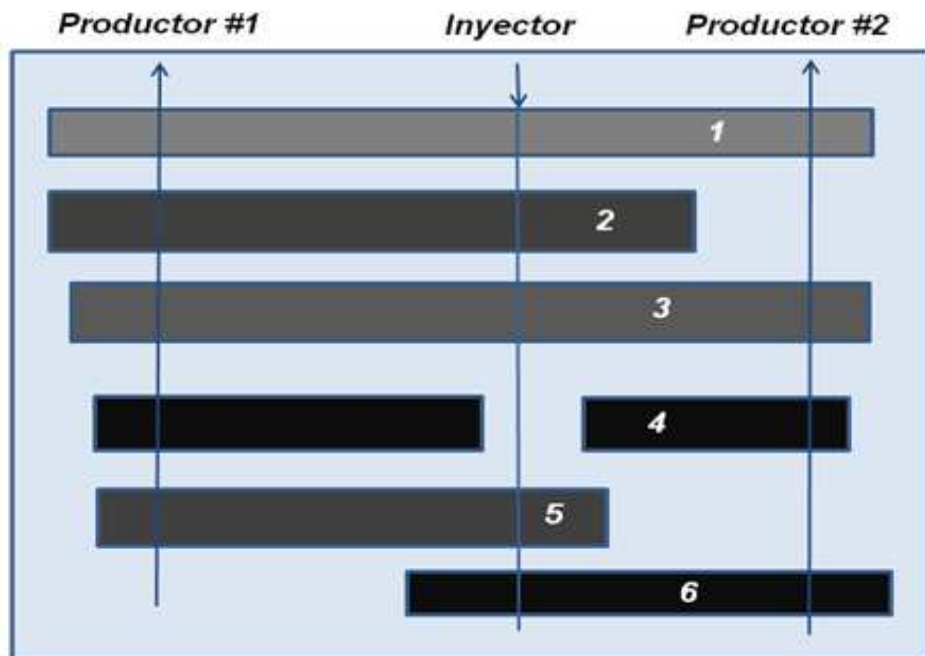
Fuente: Conaway F.C.: "A nontechnical guide". Tulsa Oklahoma, PennWell Publishing Company, 1999.

Las razones para realizar perforaciones adicionales en un campo son (7):

- ✓ Que el yacimiento presente permeabilidades muy bajas (yacimientos de arenas apretadas), las cuales no pueden ser depletadas en un periodo de tiempo económicamente viable usando espaciamientos grandes. En la mayoría de casos es muy probable que los pozos *Infill* encuentren presiones cercanas a la presión de yacimiento original, y produzcan a altas tasas de aceite inicialmente.
- ✓ Que el yacimiento posea poca continuidad entre las arenas productoras, posiblemente el aceite puede localizarse en lentes o zonas aisladas del yacimiento que no presenten ningún tipo de conectividad.
- ✓ En procesos de recobro secundario o terciario que después de algún tiempo de implementación requieren pozos adicionales para realizar conversiones inyector- productor ó viceversa.

La figura 2 muestra un esquema de un yacimiento discontinuo estratificado con pozos inyector y productores. La conectividad de las capas y el potencial de recobro mediante inyección de agua están dados en la tabla 1. Para lograr la optimización del recobro, es necesario que los pozos inyector y productores penetren todos los estratos saturados con aceite, lo cual requiere una disminución del espaciamiento entre pozos.

Figura 2. Esquema de un yacimiento discontinuo estratificado.



Fuente: Satter, A; Thakur, G.C.: "Integrated waterflood asset management". Tulsa Oklahoma, PennWell Company 1998. Página 112.

Tabla 1. Conectividad de capas y potencial de recobro

Capa	Conectividad	Recobro por inyección de agua
1 y 3	Pozo inyector con ambos productores.	A partir de ambos productores.
2	Pozo inyector con el productor 1.	Solo del productor 1.
4	Ninguna conexión	Ninguno
5	Pozo inyector con el productor 1	Solo del productor 1
6	Pozo inyector con el productor 2	Solo del productor 2

Fuente: Satter, A; Thakur, G.C.:“Integrated waterflood asset management”. Tulsa Oklahoma, PennWell Company 1998. Página 113.

1.2.1 Diseño y planificación de un proyecto de perforación infill

El diseño de un proyecto *infill* debería realizarse con los resultados de la descripción de todas las propiedades del yacimiento para determinar el comportamiento esperado de cada patrón y desarrollar un análisis económico en el cual se contemplen tanto las ganancias como los costos. Las consideraciones que esto acarrea incluyen lo siguiente pero teniendo en cuenta que variará de acuerdo a las características del proyecto:

- ✓ La necesidad de contar con un proyecto piloto implementado para obtener buenos datos de registros y petrofísicos. Con este además se pueden explorar las heterogeneidades areales y verticales a través del uso de trazadores.
- ✓ Las diferentes alternativas o esquemas de patrones *infill* (patrón en línea directa a un patrón de 5 puntos, patrón de 5 puntos a un patrón de 9 puntos) y la selección de su localización. En yacimientos altamente heterogéneos, se requieren estudios especiales para generar un espaciamiento óptimo de los pozos.

- ✓ La necesidad de implementar operaciones de estimulación o fracturamiento.
- ✓ Costos estimados de perforación.
- ✓ Cambios en las facilidades de los pozos de inyección y de producción.
- ✓ Mejoramientos en el proyecto de monitoreo y control.
- ✓ Pronósticos del comportamiento de la producción para cada patrón después del posicionamiento adicional.
- ✓ Predicción del comportamiento total del proyecto.

Varios factores importantes deben considerarse a la hora de planificar un proyecto de perforación adicional de pozos:

- ✓ El comportamiento de la Producción/Inyección.
- ✓ Descripción del yacimiento.
- ✓ Diseño del proyecto *Infill drilling*.
- ✓ Evaluación económica de los patrones escogidos.

Si alguno de estos factores no es analizado apropiadamente, es muy probable que el proyecto fracase. A continuación veremos una descripción general de los factores anteriormente expuestos.

➤ **Comportamiento de la Producción/Inyección**

En un patrón de inyección ideal, con una relación de movilidades conocida, sabemos que el aceite producido antes de la ruptura tiene una relación definida. Cada patrón debe analizarse de acuerdo a su comportamiento teórico para determinar la eficiencia del barrido actual.

El comportamiento de la inyección es una variable clave que es a menudo monitoreada constantemente. Si tenemos un flujo ideal, todos los inyectores deberían estar balanceados, y la relación de inyección/producción también debería ser balanceada. En la realidad, como esos dos patrones nunca están balanceados, se pueden utilizar modelos basados en líneas de flujo para observar las tendencias del comportamiento del mismo.

➤ **Descripción del yacimiento**

El no tener una buena descripción del yacimiento puede ser la causa principal de que el proyecto de posicionamiento de pozos adicionales fracase; es por esto que hay que tener un buen conocimiento del comportamiento original del yacimiento y diseñar una estrategia apropiada *infill*.

Estudios geológicos: los estudios geológicos son el primer paso para preparar una buena descripción de yacimiento. Es necesario mapear la litología del campo y desarrollar modelos confiables de los ambientes deposicionales.

Datos de registros: los análisis petrofísicos y correlaciones inter-pozo son muy útiles a la hora de determinar la continuidad y las propiedades promedios del patrón. Es de interés particular el espesor neto, la porosidad y el aceite in situ actual.

Datos sísmicos: sísmica 3D, perfiles verticales y tomografías pozo-pozo se usan para estimar las heterogeneidades areales además de identificar la presencia de fallas, cabalgamientos etc.

Pruebas de pozo: A través de las pruebas de pozo se pueden generar estimativos de las propiedades promedio en las cercanías del pozo y también el tipo de yacimiento (si presenta doble porosidad o sencilla, si presenta flujo radial o pseudoestable).

Pruebas de trazadores: pueden generar información que no puede obtenerse a través de los métodos mencionados anteriormente. Las pruebas de trazadores son las únicas que me determinan la eficiencia neta areal y la eficiencia de barrido vertical dentro de un patrón.

➤ ***Determinación del área y radios de drenaje***

Las áreas de drenaje (6) son rara vez circulares y solo se limitan cuando hay presencia de fallas, estratigrafía o por interferencia con un área de drenaje de un pozo cercano. Es por esto que el utilizar técnicas de posicionamiento en las cuales se parte del hecho de que las áreas efectivas de drenaje son circulares conlleva a errores significativos en las configuraciones finales, ya que solo se están realizando evaluaciones de las propiedades estáticas, más no se tienen en cuenta las tendencias del flujo de fluidos y los cambios significativos en los gradientes de presión.

Un volumen de drenaje de un pozo puede ser definido como el volumen que abarca todos los fluidos móviles los cuales pueden ser producidos asumiendo propiedades de producción constantes (tasas de flujo constantes).

En última instancia si un fluido móvil es producido en la pared del pozo depende de la existencia de una diferencia de potencial para dirigir ese fluido. Así, si el potencial se calcula en el yacimiento entonces el volumen de drenaje del pozo puede ser determinado a través del mapeo de las líneas de corriente

que trazan el camino del fluido interceptando las líneas equipotenciales ortogonalmente (8).

En la planificación de un programa de sondeo de espaciamiento de pozos, es necesario estimar los radios de drenaje de los nuevos pozos. De esta manera, podemos prevenir la interferencia de las áreas de drenaje con pozos vecinos. Así, podríamos obtener una eficiente producción del campo. Planear tal programa requiere una base de datos necesaria para determinar el espaciamiento adecuado para cada campo. El radio de drenaje ha sido el objeto de muchas publicaciones principalmente de los años 50's y comienzos de los 60's pero pocas en la actualidad. Proponen expresiones de la forma

$$r_{ed} = 1 + Dt_D^{0.5} \quad 1.1$$

en parámetros adimensionales. En la mayoría de los casos el uso de la solución de una línea fuente con un radio de pozo infinitamente pequeño, simplifica la ecuación de esta manera $r_{ed} = Dt_D^{0.5}$. Algunas ecuaciones para calcular el radio de drenaje se han desarrollado para pruebas de caída de presión y otras para pruebas de ascenso de presión. La mayoría de definiciones están basadas en el comienzo de la desviación de flujo radial en un modelo de yacimiento homogéneo, en estado infinito los cuales en los casos más prácticos no corresponden a las condiciones actuales de yacimiento.

Hay diferentes formas de calcular o estimar el área de drenaje de un pozo, como lo son los análisis de pruebas de pozo, el uso parámetros adimensionales, métodos de balance de materia y volumétricos, mapeo de presiones y curvas de declinación. Estos métodos no son exactos y solo pueden dar una visión del drenaje en el campo y sugerir un valor para la distancia entre dos pozos adyacentes. Con el fin de tener datos más confiables, podemos correr diferentes simuladores de yacimientos y determinar el espaciamiento de los pozos en el patrón.

➤ **Mapeo de presiones**

Es obvio que la necesidad de incrementar el recobro de aceite implica determinar las áreas que no son afectadas por el vaciamiento en un yacimiento. Esto es mostrado por las tendencias de las líneas de corriente, en donde, estas áreas existen, aún en estado virgen. El contorno de presiones genera una técnica analítica sencilla la cual puede producir un entendimiento básico del drenaje areal del yacimiento. Esta técnica está basada en calcular la presión de yacimiento a través del campo en cuestión y producir mapas de presión sobre ese campo. A partir del mapeo de presiones (8), las líneas de corriente trazan el camino del fluido a través del pozo y se pueden diferenciar las áreas de drenaje. En particular la técnica puede ser usada para delinear las áreas de drenaje de cada pozo, resaltar las de pobre drenaje y generar una medida de la eficiencia de drenaje. Las líneas de corriente trazan el camino del fluido hacia la pared del pozo. El fluido fluye en la dirección del máximo gradiente de presión y por lo tanto las líneas de corriente interceptan las líneas de presión ortogonalmente. Además el fluido fluye de zonas de altas presiones a bajas presiones; de esta manera las líneas de corriente pueden ser trazadas a través de un cambio en el gradiente de presión. Esto significa que las líneas deberían seguir un camino suave más que tortuoso entre los contornos. Si el camino entre los contornos no es diferenciable se puede disminuir el intervalo de contorno para generar más de estos y así tener más control del proceso.

➤ **Evaluación económica**

Un buen conocimiento del límite económico y el impacto del posicionamiento “*infill*” en el nuevo límite económico son primordiales a la hora de evaluar un proyecto. Debido a que el proceso de posicionamiento es una combinación del recobro incremental y la aceleración, el análisis económico debe ser realizado cuidadosamente, ya que si se determina la recuperación de aceite a partir del análisis de curvas de declinación, la experiencia que se ha tenido con

proyectos de inyección de agua o posicionamiento "*infill*" es que el comportamiento de la producción no sigue las tendencias de declinación utilizadas; la mejor forma de conocer los volúmenes estimados recuperables es a través de modelamientos ya sean numéricos o analíticos.

A continuación se mostrarán algunas de las metodologías utilizadas para el posicionamiento de nuevos pozos nombradas en la reseña histórica.

1.3 CASOS DE APLICACION

La metodología contempla diferentes configuraciones de pozos de relleno utilizando un esquema de clasificación especial en un campo con una historia de desarrollo compleja, con periodos de recobro primario, cierre, esquema 5 puntos, 9 puntos invertido y a un esquema en línea directa actualmente.

En este alcance se aísla el impacto de capa pozo "*infill*" y se construye una metodología para evaluar el beneficio que se produce al tener en cuenta las heterogeneidades del yacimiento, condiciones y configuraciones de pozo, tasas de inyección y las relaciones de vaciamiento. Este tipo de análisis ayuda a optimizar el número de pozos a ser perforados y al mismo tiempo a incrementar el recobro de aceite a través de un mejor manejo del proyecto de inyección de agua. En lugar de analizar distintas configuraciones conformadas de n pozos se analiza el efecto que cada pozo *infill* tiene sobre el comportamiento de la producción, haciendo más eficiente el método de posicionamiento.

Se realizó además análisis mediante líneas de corriente para identificar zonas muertas y regiones no barridas en el campo. En los estudios de optimización también se incluyó el minimizar el número de pozos con la mejor combinación de pozos inyectores y productores para obtener los mejores beneficios económicos.

1.3.1 Campo North Oman (campo de estudio)

El campo North Oman (5) ha estado en producción desde el año 1976, con dos formaciones productoras en el campo – Lower Shuaiba y Kharraib, las cuales están separadas por un estrato de lutitas llamado Hawar. Las arenas presentan limolitas calcáreas de baja permeabilidad en el rango de 1 a 20 md. La gravedad API del aceite es de 38° y su viscosidad de 0.8 cp. El campo tiene una historia de desarrollo compleja, con periodos de recobro primario, cierre, arreglos de cinco puntos, nueve puntos o en línea directa. El agotamiento primario duró hasta 1981. En el periodo de 1981-1985 la mayoría de los pozos se cerraron. Se implementó un proyecto de inyección de agua con patrones de cinco puntos desde 1985 hasta 1991. Este patrón se cambió a un patrón de nueve puntos en 1991 y en 1996 se cambió a un patrón de línea directa.

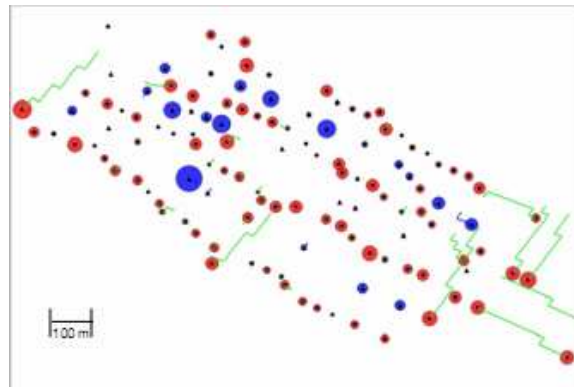
El área de estudio es el área C en donde se ha inyectado más de un 60 % de volumen poroso y se ha logrado un recobro de aceite del 31%.

➤ Metodología

Un modelo dinámico del área C fue ajustado históricamente hasta Mayo del año 2006. Los casos de predicción comenzaron en Junio de 2006 hasta Enero de 2050. Se estudió el impacto de perforar diez pozos adicionales con respecto al caso base en donde, su localización y cantidad tiene un impacto significativo en el comportamiento de los pozos existentes. Se realizaron simulaciones del campo para modelar el comportamiento de cada pozo *infill* por separado y analizar su contribución individual generando una base más soportada para localizar nuevos pozos comparado con las técnicas tradicionales existentes.

En este estudio, todas las tasas de aceite se normalizaron con respecto a la tasa promedio de los pozos activos en la fecha de inicio de la simulación. El volumen acumulado de aceite se normalizó con respecto a la producción de aceite acumulada promedio para los productores presentes en el Área C.

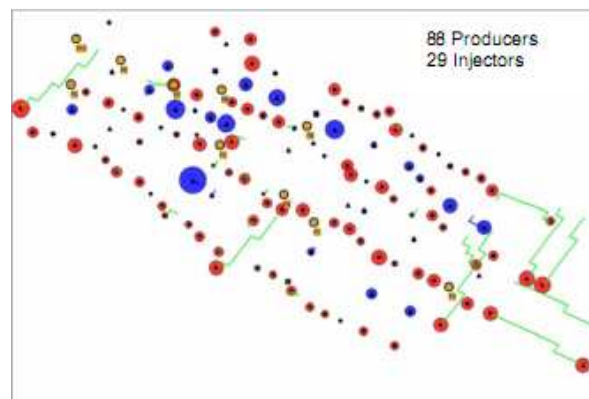
Figura 3. Configuración del caso de estudio.



Fuente: Chopra A.; Giordano R.M.; Yuan H.; Jayanti S. "Evaluation of infill drilling opportunities in Lekhwair Field, Oman" SPE, 2007.

La Figura 3 muestra la configuración del caso base. Los círculos rojos representan 78 pozos productores y los círculos azules 29 pozos inyectores

Figura 4. Nueva configuración del campo luego del posicionamiento de los pozos adicionales.



Fuente: Chopra A.; Giordano R.M.; Yuan H.; Jayanti S. "Evaluation of infill drilling opportunities in Lekhwair Field, Oman" SPE, 2007.

La Figura 4 muestra el esquema de campo con los 10 nuevos pozos *infill*. El posicionamiento de estos nuevos pozos se escogió con base a mapas de saturación de aceite y además, teniendo en cuenta la densidad de pozos existentes.

Para propósitos de comparación, un proyecto ideal de inyección en línea directa y un espaciamiento de aproximadamente 250 m fue implementado, entre los casos de estudio.

La tabla 2 muestra las contribuciones de cada pozo *infill* en orden decreciente observando que el pozo P6 es más eficiente comparado con los demás pozos que se encuentran en el modelo.

Tabla 2. Beneficios obtenidos por pozo infill.

Pozo	Tasa de producción de aceite normalizada con respecto al pico instantáneo de producción	Producción de aceite acumulada normalizada por pozo		
		Ene-10	Jun-16	Ene-50
P6	2.51	0.3	0.72	1.74
P8	2.45	0.26	0.57	0.95
P5	2.32	0.26	0.63	1.73
P2	2.29	0.21	0.45	0.81
P7	1.82	0.18	0.4	0.57
P9	1.56	0.15	0.33	0.44
P3	1.53	0.15	0.35	0.86
P10	0.87	0.1	0.28	1.15
P1	0.64	0.07	0.16	0.36
P4	0.6	0.06	0.17	0.69

Fuente: Chopra A.; Giordano R.M.; Yuan H.; Jayanti S. "Evaluation of infill drilling opportunities in Lekhwair Field, Oman" SPE, 2007.

➤ **Estrategia para la selección del posicionamiento de nuevos pozos**

Los resultados reportados en la tabla 2 consideran el efecto de los 10 pozos “infill” al mismo tiempo. Los aportes de cada pozo individual serán diferentes. Con el fin de aislar el impacto de cada pozo *infill* se realizaron diez simulaciones.

La tabla 3 muestra el impacto individual de cada pozo. El incremento en el recobro de aceite para todo el modelo en Enero de 2010 fue utilizado como criterio para clasificar los pozos.

Tabla 3. Beneficios obtenidos al perforar un pozo infill por separado.

Pozo	Incremental en la producción acumulada de campo normalizada		
	Ene-10	Jun-16	Ene-50
P6	0.27	0.59	1.09
P8	0.21	0.34	0.23
P5	0.18	0.37	0.83
P2	0.14	0.20	0.16
P7	0.11	0.16	0.11
P9	0.09	0.12	0.08
P3	0.08	0.11	0.19
P10	0.07	0.11	0.29
P1	0.03	0.02	0.01
P4	0.02	0.01	0.08

Fuente: Chopra A.; Giordano R.M.; Yuan H.; Jayanti S. “Evaluation of infill drilling opportunities in Lekhwair Field, Oman” SPE, 2007.

Tabla 4. Beneficios incrementales.

	Ene-10	Jun-16	Ene-50
Producción acumulada de aceite de todos los 10 pozos infill al mismo tiempo normalizada con respecto a la total.	1.75	4.06	9.29
Incremental de la producción acumulada de aceite cuando se perforan los 10 pozos infill al mismo tiempo normalizada con respecto a la de campo.	1.16	1.96	3.04
Incremental de la producción acumulada de aceite cuando se perforan los 10 pozos infill a tiempos diferentes normalizada con respecto a la de campo.	1.18	2.04	3.06

Fuente: Chopra A.; Giordano R.M.; Yuan H.; Jayanti S. “Evaluation of infill drilling opportunities in Lekhwair Field, Oman” SPE, 2007.

La tabla 4 muestra una comparación del incremento de los beneficios calculados de tres maneras. La primera línea muestra la sumatoria de la producción acumulada de aceite de los 10 pozos *infill* cuando son perforados al mismo tiempo. La segunda línea muestra el incremento en la producción acumulada de aceite de campo cuando todos los pozos *infill* son perforados a un mismo tiempo. La tercera línea muestra el incremento en la producción acumulada de aceite cuando cada pozo *infill* es perforado a diferentes tiempos. Esta cantidad es el producto de la sumatoria de los incrementos globales de la tabla 1 para cada paso de tiempo. Los resultados mostraron que al realizar modelos en los que solo un pozo *infill* es agregado genera un estimativo más exacto del efecto que cada pozo tiene en el modelo global y por lo tanto es un alcance más estructurado del comportamiento de un pozo *infill*. A partir de los resultados mostrados en la tabla 3 se puede observar que los pozos P6, P8 y P5 son los candidatos más probables. P6 y P5 mostraron ser los mejores candidatos para proyectos a mediano y largo plazo, pero el pozo P8 muestra un desempeño muy pobre a largo plazo. Esto es debido a que P8 se encuentra en un área donde hay gran densidad de pozos productores. En un proyecto a

largo plazo P8 compite por el soporte de presión con los otros productores cercanos.

Basados en el análisis anterior, los pozos P5 y P6 fueron identificados como los mejores pozos *infill*. El área donde se encuentran situados es un área que presenta baja densidad de pozos. Con el fin de identificar la mejor configuración de pozos *infill* se realizaron dos simulaciones adicionales, en la primera se perforaban los pozos P5 y P6 y en la segunda además de perforar estos dos pozos anteriores se perfora el pozo P10 pero es usado como un pozo inyector.

Los resultados de la simulación mostraron que cuando se perforan los dos pozos escogidos anteriormente y el pozo inyector de soporte, los beneficios son maximizados. Los incrementos en las tasas son mucho más altas que con cualquier configuración *infill* estudiada anteriormente.

1.3.2 Segundo campo de estudio

En la fase de desarrollo y perforación de un yacimiento, es necesario escoger las ubicaciones apropiadas de los nuevos pozos con el fin de no tener interferencia con las áreas de drenaje de los pozos antiguos, o si es posible tener un valor mínimo de interferencia. En este caso, podemos producir altas tasas de aceite/gas, y en presencia de condiciones favorables incrementar el factor de recobro.

Este trabajo desarrolla una metodología para uno de los campos de aceite iraníes combinando la utilización de dos herramientas importantes: la simulación tradicional (usando mapas de propiedades) y la simulación basada en líneas de corriente. La simulación convencional (basada en diferencias finitas) se usa para realizar las simulaciones principales a través del modelamiento composicional. Todos los análisis económicos se realizan según la información arrojada por los simuladores convencionales. Los mapas de propiedades son usados para los cálculos de volumen de aceite,

permeabilidad, porosidad, espesor de yacimiento y finalmente mapas de saturación.

La simulación basada en líneas de corriente es una herramienta valiosa de soporte empleada para dar una mejor confiabilidad y dar ideas acerca del proceso de optimización y aceleración del mismo, principalmente en la identificación de las mejores localizaciones de pozos *infill* y volúmenes de drenaje. También la simulación basada en líneas de corriente es usada para estudiar patrones de flujo de fluidos y determinar la eficiencia de pozos *infill*.

Además se usa un umbral para diferentes mapas de propiedades del yacimiento con el fin de encontrar las mejores localizaciones de pozos *infill*. Luego la simulación basada en líneas de corriente ayuda a confirmar y optimizar esas localizaciones de acuerdo al trazado de las líneas de corriente y cálculos de volúmenes de drenaje. Se definen varios escenarios con el fin de maximizar la producción de aceite del yacimiento. Los resultados muestran que al usar la técnica basada en líneas de corriente se puede mejorar el recobro del yacimiento con respecto a otros métodos convencionales.

El campo de estudio contiene aceite bajosaturado y tiene el empuje de un acuífero activo con 45 pozos exploratorios. Las líneas de corriente generan nueva información sobre el comportamiento del flujo, por ejemplo conectividad entre pozos, volúmenes de drenaje, y factores de localización de pozos (*WAF*) que no pueden ser obtenidos de simuladores convencionales. Una de las ventajas principales de la simulación basada en líneas de corriente es su habilidad para generar las tendencias del flujo de fluidos. La simulación basada en líneas de corriente resulta tener más valor como una herramienta de manejo del yacimiento cuando se usa en conjunto con técnicas ingenieriles tradicionales tales como simuladores basados en diferencias finitas.

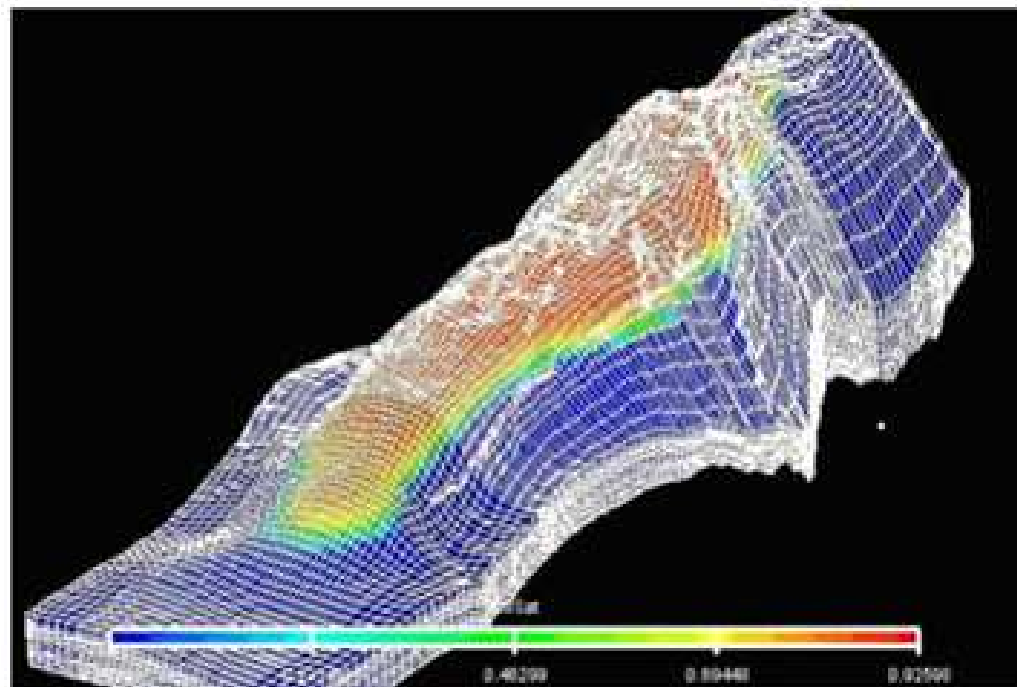
Hay diferentes formas de calcular o estimar las áreas y radios de drenaje. Los análisis de pruebas de pozo, el uso de parámetros adimensionales, el método de balance de materia o volumétrico, mapeo de presiones (para el trazado de las líneas de corriente) y el uso de ajuste de curvas de declinación (aunque

parece no muy útil en el desarrollo inicial del campo). Se utilizó la simulación basada en líneas de corriente para estimar el volumen de drenaje de múltiples pozos, además se obtuvieron las mejores localizaciones de pozos *infill* y el efecto del volumen de drenaje de los pozos contiguos. Esta técnica se basa en calcular la presión de yacimiento a través de todo el campo y generar mapas de presión sobre él. A partir del mapeo de presiones, se trazan las líneas de corriente cercanas a cada pozo y de esta manera se puede determinar el área de drenaje.

➤ **Acerca del modelo**

La malla está orientada a lo largo de las direcciones de las principales fallas. Se usaron 34 de las 150 fallas interpretadas.

Figura 5. Esquema de Segundo campo de estudio.



Fuente: Arminshahidy B.; Dehdari V.; Sahand U.:” Well spacing and recovery optimization of one of Iranian oil fields by using streamline and reservoir simulation”, Petroleum engineering institute of Tehran University Technology,SPE.

Tabla 5. Recuperación de aceite total y por formación del segundo caso de estudio.

Formación	Condición de yacimiento		Condición de superficie		Recobro
	Gas (MMbbl)	Aceite (MMbbl)	FVF	Aceite (MMbbl)	
Capa superior	540	3117	150	2071	8%
Capa media	432	6729	149	4492	11%
Capa inferior	10	938	147	638	45%
Total	983	10784	149	7202	15%

Fuente: Arminshahidy B.; Dehdari V.; Sahand U.:” Well spacing and recovery optimization of one of Iranian oil fields by using streamline and reservoir simulation”, Petroleum engineering institute of Tehran University Technology,SPE.

Este campo tiene 45 pozos en producción y se usó para investigar el espaciamiento de pozo y la optimización del recobro. En el periodo, se perforaron 13 nuevos pozos productores, 10 inyectores de agua y dos pozos inyectores de gas. En este proyecto solo se perforaron pozos productores en las mejores localizaciones.

1.3.3 Beneficios obtenidos de la simulación basada en líneas de corriente para el posicionamiento de pozos infill

El uso de un simulador basado en la técnica de líneas de corriente tuvo muchas ventajas, entre ellas:

- ✓ Los escenarios de perforación de nuevos pozos *infill* fueron más selectivos, debido a que se descubrieron que zonas del yacimiento presentaban una eficiencia de barrido mínima.

- ✓ Si en algunas partes del yacimiento actúa algún acuífero activo, se pueden identificar las zonas que son directamente afectadas por él y tendrán una buena eficiencia de barrido.
- ✓ Se pudo identificar que parte del área de drenaje de cada pozo tuvo un mejor barrido.
- ✓ Se pudo observar el efecto de un acuífero en diferentes pozos (cuales pozos fueron afectados por el acuífero)
- ✓ Se tiene una idea cualitativa del área de drenaje de los pozos.
- ✓ Se puede estimar el tiempo al cual ocurre la ruptura.

Si las líneas de corriente no atraviesan algún área específica quiere decir que esta parte es candidata para la perforación de nuevos pozos y deberíamos usar otras herramientas con el fin de encontrar la mejor localización para la perforación de nuevos pozos.

Esta técnica trata sobre una técnica analítica para estimar las áreas de drenaje del pozo en yacimientos limitados o semi-limitados. La técnica se basa en calcular las presiones en toda la extensión del campo y producir mapas de presión. A partir del mapeo de presiones, se traza el camino de las líneas de corriente desde los pozos inyectores hacia los pozos productores para luego diferenciar las áreas de drenaje efectivas de cada pozo. Se deriva un método por el cual se pueden estimar tanto el comportamiento del corte de agua como la eficiencia de barrido. La técnica es aplicada para modelos en donde se presenta variación de las tasas de flujo, adición de pozos de relleno, cierre de pozos e inyección de agua.

➤ Metodología

✓ Cálculo de la presión de yacimiento

Se realizan las siguientes suposiciones cuando se calcula la distribución de presiones usando como solución tasas terminales constantes a la ecuación de difusividad:

1. El yacimiento es horizontal, homogéneo, isotrópico y de espesor constante.
2. Los pozos producen a partir del espesor total del yacimiento.
3. El fluido de yacimiento se encuentra en una sola fase.
4. La viscosidad del fluido y compresibilidad del sistema permanecen constantes a medida que se generan cambios en la presión de yacimiento.
5. El tamaño del radio de pozo es despreciable comparado con el área de drenaje del pozo.

La suposición más importante es que el yacimiento generalmente debe ser homogéneo e isotrópico. Si hay grandes variaciones en la permeabilidad ya sea verticalmente ó arealmente entonces el método debe ser usado con sumo cuidado.

Otra suposición importante es la naturaleza del yacimiento en cuanto a fluidos. Saber si inicialmente hay una capa de gas en yacimiento, si el yacimiento está soportado por un acuífero de gran tamaño, si el yacimiento presenta unidades falladas ó si el espesor disminuye en cierta dirección, etc.

Entonces, si se cumplen estas suposiciones, se aplica la técnica. Por simplicidad, la descripción de la técnica se limitó a yacimientos de aceite.

En el caso en el que solo hay un pozo productor en un yacimiento relativamente nuevo, la presión en cualquier tiempo puede ser estimada a partir de:

$$p_{r,t} = p_i - 70.6 \frac{QB_o}{\tau} E_i \left(\frac{r^2}{4\eta t} \right) \quad 1.2$$

En donde,

$$\tau = \frac{kh}{\mu} \quad 1.3$$

y

$$\eta = 0.000264 \frac{k}{\phi \mu c} \quad 1.4$$

El principio de superposición puede ser aplicado en un yacimiento con múltiples pozos:

$$p_{r,t} = p_i - 70.6 \frac{B_o}{\tau} \sum_{n=1}^N Q_n E_i \left(\frac{r_n^2}{4\eta t} \right) \quad 1.5$$

Con el fin de modelar los límites del yacimiento, se utilizó el método de los pozos imaginarios, o también puede usarse el principio de superposición:

$$p_{r,t} = p_i - 70.6 \frac{B_o}{\tau_{n-1}} \sum_{n=1}^N Q_n E_i \left(\frac{r_n^2}{4\eta t} \right) - 70.6 \frac{B_o}{\tau_{m-1}} \sum_{m=1}^M Q_m E_i \left(\frac{r_m^2}{4\eta t} \right) \quad 1.6$$

$$p_{r,t} = p_i - 70.6 \frac{B_o}{\tau} \sum_{j=1}^J (Q_j - Q_{j-1}) E_i \left(\frac{r^2}{4\eta(t_j - t_{j-1})} \right) \quad 1.7$$

Por lo tanto, al aplicar el principio de superposición tanto en el tiempo como en el espacio la distribución de presiones puede ser calculada para yacimientos limitados y con múltiples pozos con tasas históricas variables.

✓ **Graficando las presiones de yacimiento**

Generalmente la solución integral exponencial completa se aplica para el cálculo de las presiones, más que la aproximación logarítmica. Esto es debido a que la distancia desde el punto de cálculo a los pozos es grande, por lo tanto la aproximación no es válida. Para simplificar el cálculo de presiones a través del yacimiento se puede crear un sistema enmallado en donde se calculan valores de presión en las intersecciones de la malla. Generalmente se crean mallas finas alrededor de las zonas del pozo donde se generan cambios bruscos de presión y mallas gruesas lejos de estas zonas. Una vez las presiones han sido calculadas para todas las intersecciones de la malla, se cargan estos valores a un paquete de contorno con sus correspondientes coordenadas y los contornos de presión graficados.

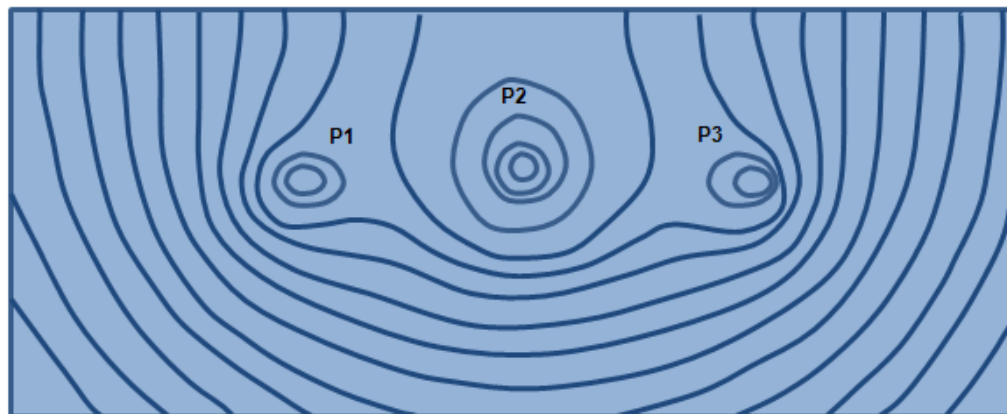
El yacimiento que se muestra en la Figura 6 ilustra la aplicación de esta técnica. El yacimiento es un anticlinal limitado al norte por una falla sellante y al sur este y sur oeste esta soportado por la acción de un acuífero. Se localizan tres pozos productores $P1, P2$ y $P3$ en el alto estructural del anticlinal hacia el centro entre la falla y el contacto agua aceite. Las tasas de flujo para los tres pozos son 1500 *bopd*, 2000 *bopd* y 1500 *bopd* respectivamente. Las propiedades están dadas en la tabla 6.

Tabla 6. Propiedades de los fluidos y del yacimiento del modelo anticlinal.

Propiedades de los fluidos y del yacimiento	
Permeabilidad	250md
Porosidad	20%
Espesor del yacimiento	40 pies
Viscosidad del aceite	0.50 cp
Factor volumétrico de formación del aceite	1.3 rb/stb
Compresibilidad total	$1.5 \cdot 10^{-5}$
Presión inicial de yacimiento	1500 psia
Saturación de aceite residual	20%
Saturación de agua connata	20%
Radio de pozo	0.354 pies

Fuente: J. S. Anderson "Pressure mapping as an aid to understanding reservoir drainage". SPE 1991.

Figura 6. Esquema anticlinal de tres pozos.



Fuente: J. S. Anderson "Pressure mapping as an aid to understanding reservoir drainage". SPE, 1991.

La distancia entre los contornos es la medida del gradiente de presión. Por lo tanto donde los contornos están muy espaciados el fluido se mueve

relativamente lento y se puede decir que esa área en específico es pobremente drenada. Donde los contornos se encuentran poco espaciados el fluido se mueve más rápidamente y se puede decir que esta área tiene una buena eficiencia de barrido. Además los contornos deberían interceptar los límites del yacimiento ortogonalmente, de tal manera que no hay flujo a través de ellos.

Así, a partir de la Figura 6 podemos ver que los contornos de presión están relativamente espaciados entre pozo – pozo y entre pozos – falla, indicando que esa área está siendo poco drenada. Sucede lo contrario en la zona sur, este y oeste donde los contornos están muy cercanos, lo cual indicaría que el efecto del acuífero provoca que esta área del yacimiento sea drenada efectivamente.

Sin embargo, mientras el mapa de presión da una buena apreciación de la efectividad de un patrón de pozos particular no genera inmediatamente áreas de drenaje o un método cuantitativo para comparar varios esquemas de drenaje.

✓ **Líneas de corriente y áreas de drenaje**

Las líneas de corriente trazan el camino del fluido hacia la pared del pozo. El flujo fluye en la dirección del máximo gradiente de presión y por lo tanto intercepta las líneas equipotenciales ortogonalmente. Además obviamente el fluido fluye desde zonas con altas presiones a zonas con bajas presiones así las líneas de corriente no pueden ser trazadas a través de un cambio en el gradiente de presión. Una limitante adicional es que las líneas de corriente deberían ser graficadas con la mínima curvatura teniendo en cuenta al mismo tiempo las dos limitantes ya mencionadas. Esto significa que las líneas deberían seguir una tendencia suave más que un camino tortuoso entre contornos. Si la tendencia entre contornos no se divisa claramente es

recomendable disminuir el intervalo de contorno para generar más contornos y por lo tanto tener más control del mapeo.

Una vez se han producido los contornos de presión el patrón de drenaje puede ser más fácilmente identificable trazando hacia atrás las líneas de corriente desde los pozos hasta el yacimiento. (En áreas del yacimiento donde es difícil trazar las líneas de corriente podría ser más sencillo comenzar a graficarlas comenzando en estas áreas y terminando en los pozos, alternativamente se podría disminuir el contorno haciendo que el trazado sea más sencillo). Esto se realiza para cada pozo. Lo que se genera a partir de esto es un patrón o envolvente de líneas que convergen en cada pozo las cuales definen el área de drenaje para cada pozo.

✓ ***Evaluación cuantitativa de la eficiencia de drenaje y el comportamiento del corte de agua a nivel areal.***

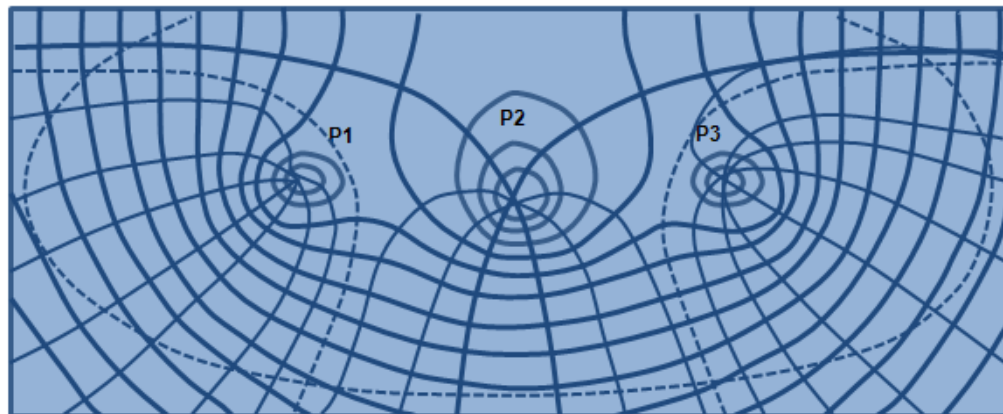
El trazado de los contornos de presión da una idea cualitativa de la eficiencia de drenaje de un pozo y a través del trazado de las líneas de corriente se divisa el área de drenaje. Sin embargo esta técnica no permite hacer comparaciones directas entre patrones de drenaje alternativos. Obviamente para un yacimiento homogéneo cualquier arreglo de pozos o aun, un único pozo es necesario para drenar todo el yacimiento. Se requiere un método cuantitativo para evaluar los meritos de varios esquemas de drenaje.

A partir del contorno de presiones se puede ver que a medida que el fluido se acerca a la pared del pozo el régimen de flujo se hace cada vez más radial. Esto se debe a que la caída de presión provocada por otros pozos productores o pozos imagen (si lo hay) no varía apreciablemente sobre pequeñas distancias alrededor de la pared de pozo y por lo tanto la caída de presión se debe al efecto de un pozo en particular. Así mientras el fluido se encuentre más cerca del pozo el régimen de flujo es radial y los gradientes de presión son los mismos en todas las direcciones.

Por lo tanto, si por ejemplo tenemos 8 líneas de corriente igualmente espaciadas que se generan en un pozo, en este caso el flujo es el mismo entre cada par de líneas de corriente, en este caso un octavo del flujo total. Ya que se conoce la tasa de flujo entre líneas de corriente adyacentes y es la misma para cada par de líneas de corriente adyacentes, mientras más grande sea el área entre estas dos líneas de corriente, mayor será el tiempo que gastará en drenar esta área. Así, a menor densidad de líneas de corriente en cierta área, la eficiencia de barrido será menor.

La figura 7 ilustra las áreas de drenaje de cada pozo para el caso base y un patrón de 8 líneas de corriente igualmente espaciadas para cada pozo.

Figura 7. Esquema ilustrativo de las áreas de drenaje para cada pozo.



Fuente: J. S. Anderson “Pressure mapping as an aid to understanding reservoir drainage”. SPE, 1991.

Se puede ver que el pozo $P2$ domina el proceso de drenaje, esto se debe a su posición central y a su alta tasa de flujo. El área de drenaje por este pozo es el 50% del área total con los pozos $P1$ y $P3$ drenando cada uno un 25%. Se nota que, sin embargo, mientras el pozo $P2$ drena 50% del área total, su tasa de flujo es solo el 40% de la tasa total de campo con $P1$ y $P3$ contribuyendo con un 30%. También es interesante notar que el pozo central drena áreas al norte

de los pozos *P1* y *P3*, lo que intuitivamente podría pensarse que estas áreas son drenadas por los pozos más cercanos. Además, el pozo central tiene lo que se podría denominar efecto “enfoco” con respecto a los otros dos pozos, forzándolos a drenar las áreas sureste y suroeste del yacimiento.

Para cuantificar las eficiencias de drenaje de un pozo:

$$\text{eficiencia de drenaje} = \frac{\text{area minima drenada por el 75\% de los pozos productores}}{75\% \text{ del area de drenaje total del pozo}} \quad 1.8$$

Por lo tanto para un pozo con 8 líneas de corriente igualmente espaciadas la eficiencia de drenaje es el área mínima drenada por 6 pares de líneas de corriente, dividida por el 75% del área de drenaje total.

En el caso de flujo radial, la eficiencia de drenaje es del 100% mientras que en el caso del pozo *P2* la eficiencia de drenaje es solo el 67% (debería notarse que más que ser rigurosos en el cálculo de la eficiencia de drenaje es mejor calcular volúmenes de aceite que áreas, teniendo en cuenta la estructura del yacimiento).

Para cuantificar el comportamiento del corte de agua areal en un yacimiento con un acuífero activo el contacto agua aceite fue superpuesto en el patrón de líneas de corriente y se midió el volumen de aceite entre cada par de líneas de corriente adyacentes. Ya que la tasa de flujo entre líneas de corriente es conocida, y se asume que el desplazamiento del aceite es tipo pistón, el tiempo para que el corte de agua sea del 100% puede ser calculado para cada sector. Una vez esta información se conoce se construyen los perfiles de producción para el pozo o el corte de agua versus la producción acumulativa de aceite.

2. SIMULACION STREAMLINE

Actualmente el propósito de la simulación de yacimientos dentro lo que respecta la predicción del desempeño de flujo en un proceso de recuperación secundaria, es el encontrar métodos rápidos y precisos que utilicen un arreglo reducido de ecuaciones.

Con base a lo anterior surgió la alternativa de implementación de un método el cual a partir del trazado de líneas de corriente se puedan dar estimativos del desempeño del yacimiento sobre datos geológicos en un menor tiempo de computo sin necesidad de usar escalamiento. A continuación se expondrá lo que fueron los primeros indicios de la técnica y la fundamentación teórica que la relaciona con las ecuaciones de flujo de fluidos en medios porosos.

2.2 CONTEXTO HISTORICO

En 1957 Muskat (9) hizo una descripción de las ecuaciones que definen las funciones de corriente, ψ , y de potencial ϕ , en un dominio bidimensional para flujo incompresible. En 1951 Fay y Pratts (10) con base en las anteriores definiciones desarrollaron un modelo numérico para predecir el flujo de trazadores y de fluidos bifásicos en un modelo homogéneo bidimensional. Con ello descubrieron que las líneas de corriente manejaban una variación en cuanto a su posición a medida que el frente de avance hacia su recorrido. A pesar de ello en ese momento no se tenía control sobre el movimiento de las líneas de corriente, por ende la conexión entre estas y el frente de avance no estaba bien establecido.

Higgins y Leighton (11) introdujeron la idea de los paquetes de tubo de corriente para modelar desplazamientos multifásicos en medios porosos. A cada tubo de corriente se le trató como un sistema unidimensional a lo largo del cual las diferentes soluciones eran ubicadas. A los tubos de corriente se les calificaba según su resistencia al flujo, es decir, aquellos tubos con alta

movilidad de fluido (baja resistencia) recibían un mayor caudal de flujo que aquellos con baja movilidad de fluido (alta resistencia). Estas resistencias se actualizaban a lo largo de la vida del frente de avance mostrando buenos resultados para desplazamientos de fluidos con rangos de relación de movilidades altas y regulares para relación de movilidades por debajo de la unidad.

Martin y Wegner (12) mejoraron lo anterior tras no concentrarse en el concepto de resistencias, sino basándose en un alcance numérico en el que se actualizaban los tubos de corriente para modelar los cambios de movilidad y ubicar las saturaciones en las nuevas posiciones de los tubos de corriente. De esta manera, las saturaciones se modificaban en el tiempo basadas en el conocimiento de la velocidad de saturación local y la tasa de flujo total en el tubo de corriente. La limitante de esta técnica era que su funcionamiento dependía del hecho de que las velocidades de saturación tenían que estar ordenadas de manera creciente, es decir que la movilidad atrás del frente no podía superar a la movilidad adelante del frente.

Lake (13) combinó un modelo bidimensional de tubos de corriente con un simulador convencional de diferencias finitas para simular una inyección a gran escala de surfactantes y polímeros. Emmanuel (14) reconoció que la detallada descripción del yacimiento mejoraba los resultados de predicción, La física del desplazamiento del polímero y la heterogeneidad en la capa fueron incorporadas en un modelo bidimensional, específicamente en una simulación de un modelo transversal en diferencias finitas, dando como resultado un modelo híbrido cuya rapidez era superior a la de diferencias finitas convencionales y que representaba, pese al aumento de la heterogeneidad, resultados que concordaban con el desempeño real del yacimiento sin necesidad de un ajuste histórico.

Renard (15) desarrolló un método de tubos de corriente bidimensional que incluía una actualización periódica de los tubos de corriente para tomar en cuenta el cambio en las posiciones de pozo y el cambio de los campos de movilidad. Utilizó un procedimiento paso a paso para trazar las líneas de

corriente que luego definirían los tubos de corriente, encontrando más adelante que se le presentarían inexactitudes con líneas de corriente de alta curvatura en cercanía ya sea de los límites del yacimiento, las fuentes o los sumideros.

Thiele (16) implementó un método de tubos de corriente para modelar desplazamientos altamente no-lineales en secciones transversales. Para tener en cuenta el cambio del campo de movilidades se propuso el recálculo periódico de los tubos de corriente en donde los tamaños de los tubos variaban. Con lo anterior se pudieron distribuir las soluciones analíticas a lo largo de los caminos recalculados, logrando predecir con precisión el desempeño de irrupción para desplazamientos altamente no-lineales.

Este método se usó para desplazamientos por inyección de agua, procesos de desplazamiento entre fluidos miscibles al primer contacto y desplazamientos composicionales.

La mayor suposición hecha al instante de asignar las correspondientes soluciones a lo largo de las corrientes recalculadas, fue que el flujo era gobernado por la heterogeneidad tal que las trayectorias de los tubos de corriente no cambiaban significativamente de un paso de tiempo a otro. Con base a esto era posible tomar pasos de tiempo grandes sin dejar de capturar los desplazamientos no lineales. Entonces se obtuvo como resultado que el método podía modelar de manera precisa los diferentes tipos de desplazamientos con una rapidez de tres o cinco órdenes de magnitud mayor de cómo lo pudieran hacer los métodos convencionales.

Luego de estos avances se presentó el salto del modelo bidimensional al tridimensional. En 1957 Yih (17) mostró una definición de función de corriente para un flujo incompresible en tres dimensiones. La función de corriente se definió por la intersección de dos arreglos de superficies de corriente ortogonales cuyos cuatro puntos de intersección definían el tubo de corriente tridimensional. A pesar de haberse discutido la definición matemática de los tubos de corriente tridimensionales no se estableció de manera específica el

modelado de los desplazamientos de flujo. La principal dificultad de estos tubos de corriente es que de una u otra forma se tornarían objetos geoméricamente complicados.

La idea de los métodos de líneas de corriente se fundamentó en la anterior evolución, junto con la idea del monitoreo de partículas que describen la trayectoria de una línea de corriente viajando de fuentes a sumideros, en donde se contabiliza el tiempo que tarda en recorrer esta distancia. Manteniendo el monitoreo del tiempo de viaje de las partículas, Shafer (18), capturó zonas óptimas para pozos productores basado en una superficie cuyos tiempos no varían aplicada a modelos heterogéneos multipozo tridimensionales.

Pollock (19) mejoró el trazado definiendo una interpolación lineal bloque a bloque del campo de velocidades. Esta técnica fue también desarrollada por Datta Gupta (20), cuyo resultado fue un algoritmo que definió la ruta de las líneas de corriente a lo largo de un bloque.

Para mejorar la física del flujo que el método de líneas de corriente podía brindar, Schechter (21), estableció ecuaciones numéricas generales de conservación a lo largo de las líneas de corriente. La solución numérica toma en cuenta la dispersión y la reacción de los componentes a lo largo de la dirección de las líneas de corriente, al mismo tiempo en que sus trayectorias toman en cuenta las distribuciones de pozo.

Datta Gupta (20) introdujo el concepto de tiempo de vuelo (*time of flight*) a lo largo de las líneas de corriente. El objetivo principal del trabajo sobre las líneas de corriente consistía en poder otorgar una herramienta que fuera varios órdenes de magnitud más veloz que los métodos convencionales de alta resolución que pudiesen capturar los efectos de la heterogeneidad sin sacrificar la física del flujo.

Recientemente, la técnica de simulación por líneas de corriente se ha extendido a sistemas tridimensionales. Thiele (16) presentó resultados y extendió el método a situaciones multipozo al mismo tiempo en que se tomaban en cuenta los cambios en el campo de movilidades para desplazamientos multifásicos.

2.3 ESTADO DEL ARTE

La técnica de simulación por líneas de corriente ha recibido gran atención en los últimos años siendo aceptada como una tecnología complementaria a las ya mencionadas técnicas convencionales por diferencias finitas. La simulación por líneas de corriente ha mostrado gran efectividad resolviendo sistemas geológicamente complejos a gran escala, donde el corriente de fluidos esta dictaminado por las tasas, posiciones de pozo, propiedades de roca (permeabilidad, porosidad, y distribuciones de falla), movilidad de fluidos (permeabilidades relativas y viscosidades), y gravedad.

La simulación moderna por líneas de corriente descansa sobre seis principios:

- ✓ El trazado de líneas de corriente en términos del tiempo de vuelo.
- ✓ Definición de las ecuaciones de conservación a lo largo de las líneas de corriente en términos del tiempo de vuelo.
- ✓ Actualización periódica de las líneas de corriente.
- ✓ Soluciones numéricas unidimensionales a lo largo de las líneas de corriente.
- ✓ Uso de operadores para el manejo de los efectos gravitacionales.
- ✓ Mejoras para la inclusión de fluidos compresibles.

La utilidad y unicidad de la simulación por líneas de corriente se sitúan en el contexto dentro de lo que significa el desarrollo de las principales labores de la simulación de yacimientos como lo son:

- ✓ El escalamiento.
- ✓ La cuantificación de la eficiencia de desplazamiento.
- ✓ La velocidad computacional.
- ✓ El ajuste histórico.
- ✓ La optimización del campo.

En suma de lo anterior la simulación por líneas de corriente toma relevancia en la evaluación de las eficiencias inyector/productor y como ayuda única al escalamiento permite a los ingenieros ir más allá del simple alcance de un ajuste histórico.

El estado del arte de esta técnica de simulación radica en que se ve involucrada en la resolución de problemas que de una u otra forma se han de juntar para lograr un objetivo último que es la maximización de los recursos que pueda ofrecer un campo petrolero en el menor tiempo posible.

2.4 FORMULACIÓN STREAMLINE

La simulación por líneas de corriente comprende dos pasos generales; i) el trazado de las trayectorias de líneas de corriente y ii) la distribución de las soluciones a lo largo del dominio unidimensional definido por las líneas de corriente. La idea preliminar es comprender los pasos requeridos para trazar

las trayectorias de las líneas de corriente en un sistema tridimensional a partir de un número arbitrario de pozos productores e inyectores.

En primera instancia el simulador basado en líneas de corriente resuelve el campo de presiones y más adelante la distribución de saturaciones. Esto se da a través de la formulación "IMPES" (presión implícita, saturación explícita). Para métodos convencionales por diferencias finitas, una de las ventajas de la formulación "IMPES" sobre la formulación completamente implícita es que la difusión numérica debida al error por discretización es reducido aunque haya que tomar pasos de tiempo menores debido a consideraciones de estabilidad.

La idea principal de este capítulo es inicialmente hacer una descripción de las líneas de corriente y su trayectoria para luego describir la ecuación de conservación de masa y las relaciones que la constituyen. Con esto se pretende llegar a las ecuaciones diferenciales parciales para modelar el flujo de fluido en el yacimiento. Se mostrarán las suposiciones necesarias para simplificar la forma de la ecuación que aplicará a los modelos de aceite negro que son los de mayor uso en aplicaciones de simulación. Acto seguido las ecuaciones se presentarán en función de las líneas de corriente a través de una transformación de las coordenadas espaciales a las coordenadas de tiempo de vuelo.

También se discutirá el modelo trifásico de permeabilidad relativa y un modelo de pozo. Esto dará pie al entendimiento de la transformación de los datos de producción a componentes de saturación, lo cual se explicará en profundidad en la sección del modelo inverso.

2.4.1 Descripción de las líneas de corriente y su trayectoria.

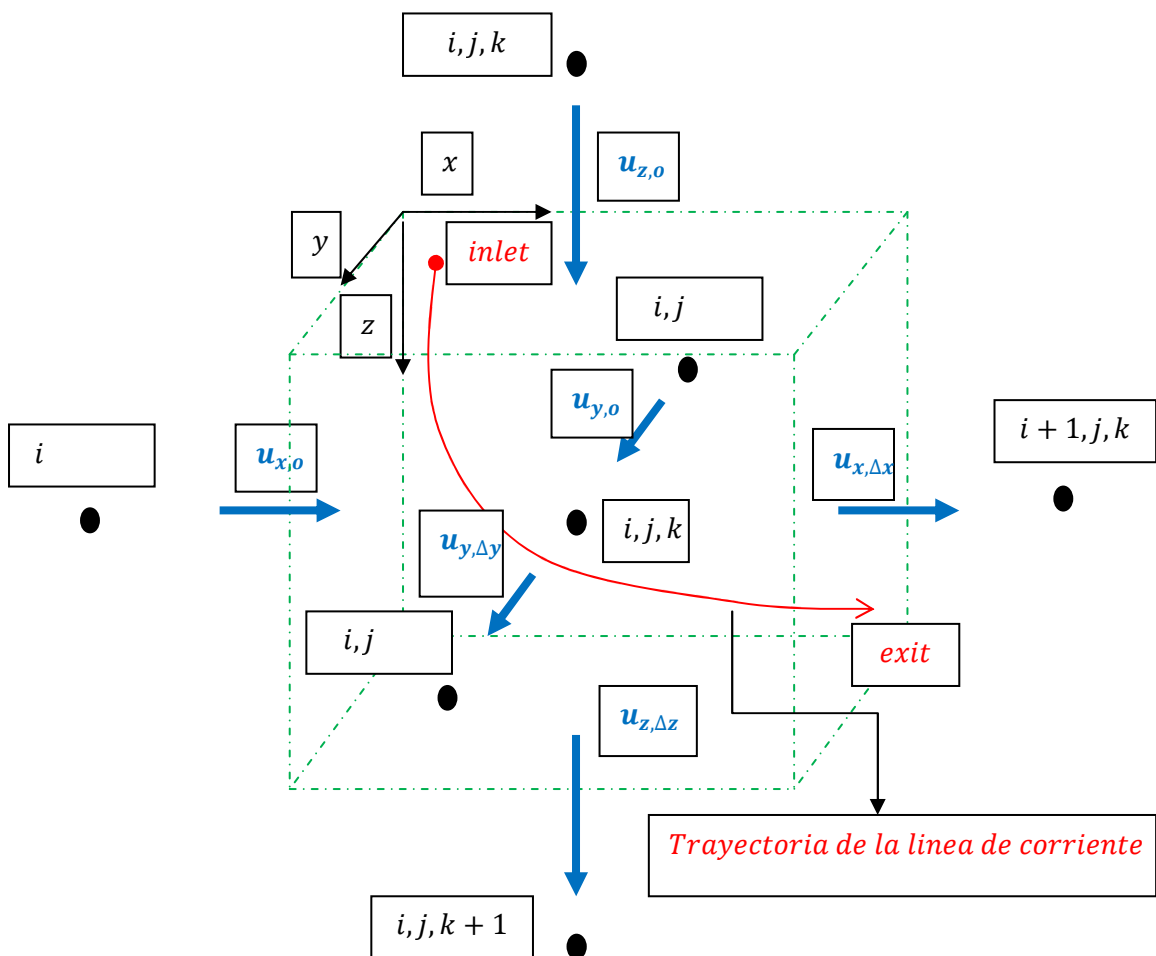
La línea de corriente se define como una curva instantánea en el espacio a lo largo de la cual cada uno de sus puntos son tangentes al vector de velocidad local. La trayectoria de las líneas de corriente se describe analíticamente a través de cada celda mediante el método de Pollock (19). La principal

suposición está sujeta a que el campo de velocidades en cada dirección coordenada varía de forma lineal.

Definiendo un sistema coordenado local con su respectivo origen, la velocidad en la dirección-x u_x se define como:

$$u_x = u_{x,o} + m_x(x - x_o) \quad 2.1$$

Figura 8. Esquema trayectoria de la línea de corriente a lo largo de una celda.



Fuente: Autores.

Donde, m_x , es el gradiente de velocidad a través de la celda y esta dado por:

$$m_x = \frac{u_{x,\Delta x} - u_{x,0}}{\Delta x} \quad 2.2$$

Como

$$u_x = \frac{dx}{dt} \quad 2.3$$

Integrando la ecuación (2.1) como sigue:

$$\int_i^e dt = \int_i^e \frac{dx}{u_{x,0} + m_x(x - x_0)} \quad 2.4$$

Se obtiene:

$$\Delta t_{e,x} = \ln \left\{ \frac{u_{x,0} + m_x(x_e - x_0)}{u_{x,0} + m_x(x_i - x_0)} \right\} \quad 2.5$$

Donde, x_i , es la posición de entrada de la línea de corriente y x_e es la posición de salida siendo, x_0 , la posición del origen. Análogamente se cumple la misma expresión para los otros ejes coordenados,

$$\Delta t_{e,y} = \ln \left\{ \frac{u_{y,0} + m_y(y_e - y_0)}{u_{y,0} + m_y(y_i - y_0)} \right\} \quad 2.6$$

y

$$\Delta t_{e,z} = \ln \left\{ \frac{u_{z,0} + m_z(z_e - z_0)}{u_{z,0} + m_z(z_i - z_0)} \right\} \quad 2.7$$

La cara por la cual la línea de corriente verdaderamente sale es aquella que requiere el menor tiempo, Δt_e , y sus coordenadas se calculan reescribiendo las ecuaciones (2.5), (2.6) y (2.7) como:

$$x_e = \frac{1}{m_x} (u_{x,i} e^{m_x \Delta t_e} - u_{x,o}) \quad 2.8$$

$$y_e = \frac{1}{m_y} (u_{y,i} e^{m_y \Delta t_e} - u_{y,o}) \quad 2.9$$

$$z_e = \frac{1}{m_z} (u_{z,i} e^{m_z \Delta t_e} - u_{z,o}) \quad 2.10$$

“El tiempo de vuelo” es el tiempo requerido para alcanzar una distancia, s , a lo largo de la línea de corriente. Matemáticamente se define como:

$$\tau(s) = \int_0^s \frac{\phi(\zeta)}{|u_t(\zeta)|} d\zeta \quad 2.11$$

Esta integral es evaluada a partir de las ecuaciones 2.5, 2.6 y 2.7 tal que:

$$\tau = \sum_{i=1}^{n_{celdas}} \Delta t_{e,ijk} \quad 2.12$$

Donde $\Delta t_{e,ijk}$ es el incremento de “tiempo de vuelo” a través de una celda i, j, k .

2.4.2 Ecuaciones de conservación de masa

Data Gupta y King (20) describen el flujo multicomponente y multifásico en un medio permeable como el transporte de múltiples especies químicas en fases homogéneas bajo fuerzas viscosas, fuerzas gravitacionales y capilares (22). En cada punto del medio, la ecuación de conservación de masa es aplicable para cada componente. La ecuación general de conservación de masa por componente i , puede ser expresada como:

$$\frac{\partial W_i}{\partial t} + \nabla \cdot \vec{j} = R_i \quad 2.13$$

Donde, w_i, j_i , y R_i son los términos de acumulación, flujo y fuentes o sumideros respectivamente (23). Cada término tiene unidades de tasa de flujo molar por unidad de volumen total del yacimiento. Expandiendo la ecuación 2.13, despreciando el componente de adsorción a la roca en el término de acumulación, y teniendo en cuenta los términos de convección y dispersión en el término de flujo como resultado de la siguiente ecuación:

$$\frac{\partial}{\partial t} \left\{ \phi \sum_{j=1}^{n_p} \xi_j S_j x_{ij} \right\} + \nabla \cdot \sum_{j=1}^{n_p} (\xi_j x_{ij} \vec{u}_j - \phi \xi_j \vec{k}_{ij} \cdot \nabla x_{ij}) = r_i \quad i = 1 \dots n_c \quad 2.14$$

Donde, ϕ es la porosidad ξ_j , es la densidad molar de la fase j , S_j es el término de saturación de la fase j , y x_{ij} , es la fracción molar del componente i de la fase j , \vec{u}_j es la velocidad para la fase j y \vec{k} es el tensor de dispersión. Las presiones de cada fase son introducidas en el modelo a través de los flujos basados en la versión multifásica de la ley de Darcy.

$$\vec{u}_j = -\vec{k} \cdot \lambda_{rj} (\nabla P_j - \rho_j g \nabla D) = -\vec{k} \cdot \lambda_{rj} \nabla \Phi_j \quad 2.15$$

Donde

$$\lambda_{rj} = \frac{K_{rj}}{\mu_j} \quad 2.16$$

Representa la movilidad relativa de cada fase, D , la profundidad de referencia y Φ_j es el potencial de fase. La ecuación diferencial parcial no-lineal satisface el requerimiento de igualdad de las fugacidades de componente en cada fase basado en ecuaciones de estado, y especificando las condiciones iniciales y de frontera apropiadas.

2.4.3 Condiciones iniciales y de frontera

Las condiciones iniciales para las ecuaciones de conservación requieren que se especifiquen las presiones de fase y el número total de moles de cada componente. Las composiciones individuales de fase y las saturaciones se obtienen a partir de los cálculos de equilibrio termodinámico. Ya que las funciones de presión capilar definen la relación entre las presiones de fase, conociendo las saturaciones, las presiones de cada una de las fases se obtienen fácilmente.

$$P_{nw} - P_w = P_{nw,w}(s) \quad 2.17$$

Para satisfacer las condiciones estáticas de equilibrio en presencia de fuerzas capilares y gravitacionales, donde $\vec{u}_j = 0$, en la ecuación 2.15,

$$\frac{d P_{nw,w}(s)}{dD} = \Delta \rho g \quad 2.18$$

Donde,

$$\Delta\rho = \rho_j - \rho_l \quad 2.19$$

La distribución inicial de fluido en el yacimiento es determinada a través de la ecuación 2.18 a partir del nivel de agua libre $P_{cnw,w} = 0$ a la profundidad del centro de cada celda.

Las condiciones de frontera incluyen, fronteras de flujo de entrada, salida y no flujo y requiere que se especifique ya sea el valor de la variable de estado de la frontera (condición de Dirichlet) o su derivada (condición de Neumann).

2.4.4 Ecuaciones de aceite negro

El modelo de aceite negro representa un caso especial de un flujo multicomponente, multifásico en un medio poroso. Varias suposiciones (Peaceman, 1977; Lake et al 1984) fueron hechas para simplificar la ecuación general 2.14 en las ecuaciones de aceite negro comúnmente usadas. Las suposiciones básicas se resumen a continuación (23):

1. Un máximo de tres fases fluyendo; agua ($j = 1$), aceite ($j = 2$), y gas ($j = 3$).
2. Un máximo de tres componentes, ($i = 1$), aceite ($i = 2$), y gas ($i = 3$).
3. La fase de gas existe como un pseudocomponente ($x_{11} = 1; x_{21} = x_{31} = 0$).
4. La fase de gas existe como un solo pseudocomponente ($x_{33} = 1; x_{31} = x_{32} = 0$).
5. La fase de aceite ($j = 2$) puede tener gas disuelto ($x_{22} \geq 0; x_{32} \geq 0; x_{21} = 0$).

La inclusión de las definiciones de factor volumétrico de formación y la relación gas-aceite en solución y su relación con la densidad molar y las fracciones

molares facilita la derivación de las ecuaciones de aceite negro. De la siguiente manera:

- Factor volumétrico de formación del agua:

$$B_w = \frac{\xi_1^s}{\xi_1} \quad 2.20$$

- Factor volumétrico de formación del aceite:

$$B_o = \frac{\xi_2^s}{x_{22}\xi_2} \quad 2.21$$

- Relación gas-aceite en solución:

$$R_s = \frac{\frac{x_{32}\xi_2}{\xi_3^s}}{\frac{x_{22}\xi_2}{\xi_2^s}} = \frac{x_{32}\xi_2^s}{x_{22}\xi_3^s} \quad 2.22$$

- Factor volumétrico de formación del gas:

$$B_g = \frac{\xi_3^s}{\xi_3} \quad 2.23$$

Sustituyendo estas relaciones en la ecuación 2.13, despreciando la dispersión, y expresando la ecuación resultante en volúmenes estándar, obtenemos las siguientes ecuaciones para aceite negro: (Peaceman, 1977; Lake et al 1984)

$$\frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi S_{j=o,w}}{B_{j=o,w}} \right) + \nabla \cdot \left(\frac{\vec{u}_{o,w,g}}{B_{j=o,w}} \right) = q_{j=o,w}^s \quad 2.24$$

Para las fases de aceite y agua, y

$$\frac{\partial}{\partial t} \left(\phi \left[\frac{S_g}{B_g} + \frac{S_o R_s}{B_o} \right] \right) + \nabla \cdot \left(\frac{\vec{u}_o R_s}{B_o} + \frac{\vec{u}_g}{B_g} \right) = q_g^s \quad 2.25$$

Donde q representa la tasa de inyección o producción de las fases en volúmenes estándar por unidad de volumen total de yacimiento.

2.4.5 Ecuación de presión para el aceite negro

Considerando una formulación IMPES para el esquema de diferencias finitas con la formulación de líneas de corriente, la ecuación de presión y su solución en ambas formulaciones (diferencias finitas y simulación por líneas de corriente) son exactamente la misma. La diferencia fundamental se da porque en las líneas de corriente se representa el dominio computacional para la saturación después de una transformación coordenada apropiada.

2.4.6 Ecuaciones de aceite negro: Formulación por líneas de corriente

En tres dimensiones las líneas de corriente están definidas por la intersección de dos funciones de corriente “bi-streamfunctions” (24). Para flujo trifásico en medio poroso, la cantidad conservada es un flujo másico multifásico total. De acuerdo a esto las funciones de corriente están definidas para incorporar los efectos de compresibilidad (25).

$$\rho \vec{u} = \nabla \psi \times \nabla \chi \quad 2.26$$

Donde ρ una “densidad efectiva” total del fluido. Ya que $\rho\vec{u}$ representa la conservación de flujo.

$$0 = \nabla \cdot (\nabla \psi \times \nabla \chi) = \nabla \cdot (\rho\vec{u}) = \vec{u} \cdot \nabla \rho + \rho \nabla \cdot \vec{u} \quad 2.27$$

En simulación por líneas de corriente, se trabajan en las coordenadas de tiempo de vuelo preferiblemente que en el espacio físico (26), El cambio de coordenada se caracteriza por el operador de transformación (Jacobiano).

$$\left\| \frac{\partial(\tau, \psi, \chi)}{\partial(x, y, z)} \right\| = (\nabla \psi \times \nabla \chi) \cdot \nabla \tau = \rho\vec{u} \cdot \nabla \tau = \rho\phi \quad 2.28$$

$$\vec{u} \cdot \nabla = \phi \frac{\partial}{\partial \tau} \quad 2.29$$

La ecuación 2.28, muestra el operador identidad usado para la formulación de flujo incompresible de líneas de corriente. Aplicando la identidad a la ecuación 2.21, se obtiene la ecuación diferencial ordinaria que se ve a continuación:

$$\phi \frac{\partial \rho}{\partial \tau} + \rho \nabla \cdot \vec{u} = 0 \quad 2.30$$

Donde el flujo de divergencia $\nabla \cdot \vec{u}$ es constante dentro de cada celda, pero varía espacialmente celda a celda. Integrando la ecuación 2.27, se permite la evaluación de la densidad efectiva a lo largo de las líneas de corriente comenzando por un valor de la unidad en los inyectores.

$$\rho = \rho_o e^{-\left(\frac{c\tau}{\phi}\right)} \quad 2.31$$

Donde c representa la divergencia de flujo local, Con el flujo volumétrico inicial $\Delta Q = \Delta\psi\Delta\chi$ siendo asignado a las líneas de corriente, y conservando la masa correspondiente a la línea de corriente, El flujo volumétrico varía lo largo de las líneas de corriente de acuerdo a la relación $\frac{\Delta Q}{\rho}$.

- **Ecuaciones de saturación de aceite negro en coordenadas de líneas de corriente**

Para transformar las ecuaciones de saturación de aceite negro (2.24 y 2.25) a sus ecuaciones equivalentes en coordenadas de líneas de corriente, se usa el operador identidad (ecuación 2.29) y las relaciones,

$$\vec{u}_{j=o,w,g} = f_{j=o,w,g} \vec{u} \quad 2.32$$

Donde \vec{u} es el flujo volumétrico total y f , es el flujo fraccional. Expandiendo la ecuación 2.24 y 2.25, escribiendo los flujos volumétricos de la fase en términos del flujo volumétrico total, y aplicando el operador identidad (sin fuentes o sumideros) en términos de las coordenadas de tiempo de vuelo:

$$\frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{S_w}{B_w} \right) + \phi \frac{\partial}{\partial \tau} \left(\frac{f_w}{B_w} \right) = -c \frac{f_w}{B_w} \quad 2.33$$

La ecuación 2.33 es la ecuación de saturación de agua y la ecuación 2.34, es la ecuación de saturación de gas (sin fuentes o sumideros):

$$\phi \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{S_g}{B_g} + \frac{S_o R_s}{B_o} \right) + \phi \frac{\partial}{\partial \tau} \left(\frac{f_g}{B_g} + \frac{R_s f_o}{B_o} \right) = -c \left(\frac{f_g}{B_g} + \frac{R_s f_o}{B_o} \right) \quad 2.34$$

Donde los términos de la derecha en las ecuaciones 2.33 y 2.34 pueden ser vistos como el término de compresibilidad inducida como consecuencia de la compresión y expansión del fluido. Para un fluido incomprensible $c = 0$, se ignora el término de la derecha. Estas ecuaciones son la base para obtener las sensibilidades de tiempo de viaje ó *Travel Time* para la saturación de agua y gas que hacen parte del algoritmo de inversión durante el ajuste histórico.

2.4.7 Modelo de permeabilidades relativas en tres fases

Los datos de permeabilidad relativa en tres fases modelan la interacción roca–fluido y las características relativas de desplazamiento del fluido en el yacimiento. Los dos conjuntos de curvas de permeabilidad relativa modelan el desplazamiento relativo del fluido para un flujo trifásico. La permeabilidad relativa para las fases mojantes y no mojantes es función de sus respectivas saturaciones. Por otro lado, para las mojabilidades de fases intermedias depende de la saturación de otras fases. Para rocas mojadas por agua, la permeabilidad relativa del agua es una función de la saturación de agua y la permeabilidad del gas es una función de la saturación de gas, mientras que la permeabilidad relativa del aceite es una función de la saturación de gas y la saturación de agua.

Dentro del programa utilizado para llevar a cabo el algoritmo de inversión, el modelo de permeabilidad utilizado, es el de la versión modificada de “Stone” basado en la teoría de flujo entre canales de Azis y Settari (1977) (25). También,

$$k_{rw} = f(S_w) \quad 2.35$$

$$k_{rg} = f(S_g) \quad 2.36$$

$$k_{ro} = k_{rocw} \left[\left(\frac{k_{row}}{k_{rocw}} + k_{rw} \right) \left(\frac{k_{rog}}{k_{rocw}} + k_{rg} \right) - k_{rw} - k_{rg} \right] \quad 2.37$$

Las ecuaciones 2.35, 2.36 y 2.37 describen las relaciones de permeabilidad relativa dado un conjunto de curvas de permeabilidad relativa agua-aceite y otra para gas-aceite a la saturación connata de agua. La transformación de los datos de producción a componentes de saturación, la cual representa la base del ajuste histórico, recae sobre estas relaciones fundamentales.

2.4.8 El modelo de pozo

Como se mencionó anteriormente la condición de frontera se puede dar por limitante de presión (Dirichlet) o tasa (Neumann), despreciando las pérdidas de fricción en la cara del pozo, y suponiendo un gradiente variable de densidad, la ecuación gobernante para un pozo con una cantidad de capas k_l está dada por:

$$q_s = \sum_{k=1}^{k_l} T_k^w [P_k^w - P_k] \quad 2.38$$

Donde P_k^w es la presión en la cara del pozo y P_k es la presión en la celda. T_k^w es la transmisibilidad de la capa dada por:

$$T_k^w = \frac{2\pi\Delta z_k}{\ln\left(\frac{r_{o,k}}{r_{w,k}}\right) + s_k} \lambda_{t,k}^w \quad 2.39$$

s_k es el factor de daño, $r_{o,k}$ y $r_{w,k}$ son los radios de Peaceman y de cara de pozo respectivamente y $\lambda_{t,k}^w$ es la movilidad de la celda (27). Suponiendo que en la cara del pozo hay un gradiente de densidad variable, la presión de cada celda se puede relacionar con la presión del completamiento más cercano al tope de la celda (k^t).

$$P_k^w = P_{k^t}^w + 0.5 \sum_{i=k^t+1}^k (\gamma_{i-1} + \gamma_i)(D_i - D_{i-1}) \quad 2.40$$

D_i es la profundidad al centro de la i -ésima capa. La gravedad respectiva γ_i se puede calcular como:

$$\gamma_i = \frac{\sum_{j=1}^{n_p} \frac{k_{rj}\rho_j g}{\mu_j}}{\sum_{j=1}^{n_p} \frac{k_{rj}}{\mu_j}} \quad 2.41$$

Donde la sumatoria se da a lo largo de todas las fases presentes en cada bloque. Sustituyendo la ecuación 2.40 en la ecuación 2.38, se obtiene la producción de pozo de todas las capas completadas:

$$q_s = \sum_{k=1}^{k_1} T_k^w \left[P_{k^t}^w - P_k + 0.5 \sum_{i=k^t+1}^k (\gamma_{i-1} + \gamma_i)(D_i - D_{i-1}) \right] \quad 2.42$$

En el cálculo de los componentes de flujo fraccional requeridos para la transformación de los datos de producción a componentes de saturación, la forma de la ecuación 2.42 para la producción del pozo es útil para aplicaciones en diferencias finitas como una aproximación de la producción del pozo. Por otro lado, para aplicaciones de líneas de corriente esta forma no es la más adecuada ya que existe una mayor resolución en los cálculos de saturación a lo largo de las líneas de corriente. En esencia las saturaciones de la celda usadas para calcular los términos de movilidad en la ecuación 2.42 no son correctas. Por lo tanto el flujo fraccional de una fase p está dada por:

$$f_p = \frac{\sum_{k=1}^{k_1} T_{pk}^w [P_{kt}^w - P_k + 0.5 \sum_{i=k^t+1}^k (\gamma_{i-1} + \gamma_i)(D_i - D_{i-1})]}{\sum_{k=1}^{k_1} T_k^w [P_{kt}^w - P_k + 0.5 \sum_{i=k^t+1}^k (\gamma_{i-1} + \gamma_i)(D_i - D_{i-1})]} \quad 2.43$$

Donde,

$$T_{pk}^w = \frac{2\pi\Delta z_k}{\ln\left(\frac{r_{o,k}}{r_{w,k}}\right) + s_k} \lambda_{p,k}^w \quad 2.44$$

El módulo de pozo se incluye con el propósito de calcular las saturaciones equivalentes en el nodo del pozo para aplicaciones multicapa.

2.5 ALGORITMO SIMULACIÓN STREAMLINE

Las ecuaciones 2.33 y 2.34 se resuelven de una manera diferente a como se resuelve el arreglo de ecuaciones en términos de la presión dado a que esto es precisamente lo que da pie a la manera de resolución tipo IMPES en la cual se basa el simulador de líneas de corriente. En un simulador convencional tipo

IMPES basado en diferencias finitas las ecuaciones 2.33 y 2.34 son resueltas en su forma completamente tridimensional.

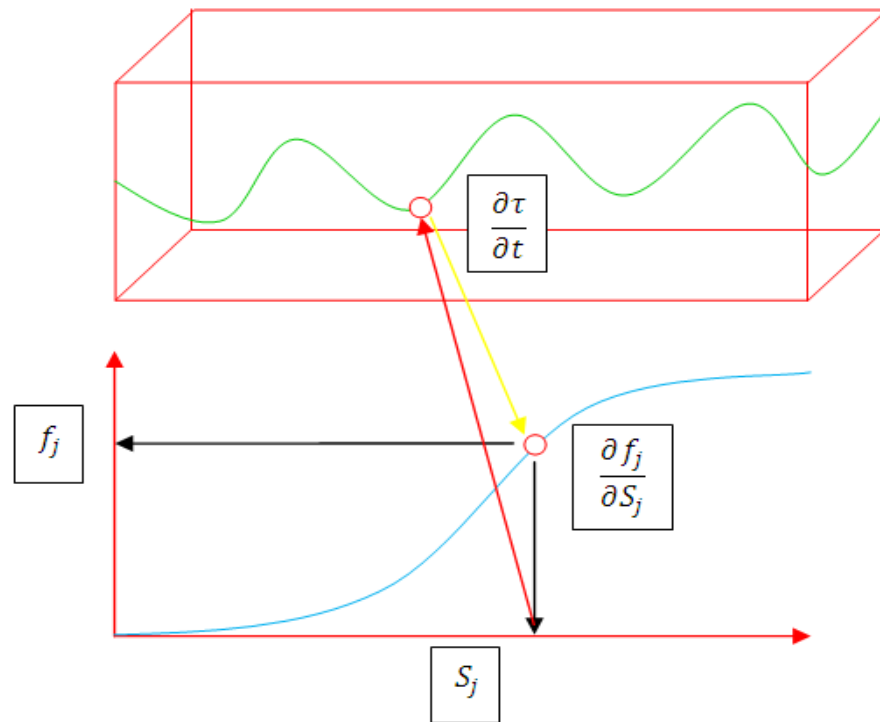
Por el método de líneas de corriente las ecuaciones 2.33 y 2.34 son separadas en múltiples ecuaciones unidimensionales que son resueltas a lo largo de las líneas de corriente.

Los pasos generales que cumple un simulador por líneas de corriente se resumen de la siguiente manera:

1. Lectura de condiciones iniciales.
2. El campo de presiones se calcula con base en el conocimiento previo de las propiedades de rocas, de fluidos y de datos disponibles.
3. Con ayuda de la ley de Darcy, las trayectorias de las líneas de corriente son descritas a través del dominio tridimensional.
4. Se describen y se definen las saturaciones a lo largo de cada línea de corriente.
5. Se resuelven las ecuaciones unidimensionales de balance de materia a lo largo de las líneas de corriente y por ende se actualizan las saturaciones en el transcurso del tiempo.
6. Las saturaciones que fueron calculadas a lo largo de las líneas de corriente son reasignadas de vuelta al sistema tridimensional.
7. El campo de presiones es re calculado y por ende los pasos anteriores se repiten hasta cumplir tiempo de simulación.

Resolver las ecuaciones de esta manera es mucho más rápido y preciso que resolver un problema completamente tridimensional.

Figura 9. Mapeo de las líneas de corriente con base en la coordenada de “tiempo de vuelo”.



Fuente: Autores

2.6 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LA SIMULACIÓN STREAMLINE

Los modelos tridimensionales de líneas de corriente manejan ventajas significativas sobre las simulaciones convencionales, Estas ventajas son:

- ✓ Velocidad de cómputo
- ✓ Facilidad para visualizar y conceptualizar el flujo entre inyectores y productores.
- ✓ Mejor identificación del área de drenaje.

- ✓ Facilidad para el cálculo de la relación de volúmenes entre inyectores y productores, ya sea en una inyección de agua o de gas.
- ✓ Facilidad para clasificar modelos geológicos y geoestadísticos complejos.
- ✓ Facilidad para incorporar modelos de campo completos.
- ✓ Facilidad de un ajuste histórico asistido y/o automático.
- ✓ Soluciones con un mayor grado de exactitud.

De todas estas ventajas que la tecnología, por medio de la simulación por líneas de corriente permite, vale la pena resaltar la facilidad de visualización de los patrones de flujo. Las líneas de corriente ofrecen una visualización directa de cómo los pozos, la geometría y la heterogeneidad del yacimiento interactúan para dictaminar las trayectorias de flujo, con lo cual se puede evaluar la eficiencia y el balance existente entre los patrones de inyección.

En cuanto a las desventajas queda por decir que los modelos basados en líneas de corriente no son una panacea y tienen ciertas limitantes. En yacimientos donde existe un mecanismo compresible de empuje (empuje por gas en solución o capa de gas) como principal fuente de energía, los métodos por diferencias finitas convencionales son superiores. Algunas inyecciones de agua no tienen un buen balance del vaciamiento y pueden resultar en una pobre aplicación de la simulación por líneas de corriente.

Para yacimientos dominados por flujo de tipo cruzado los simuladores por diferencias finitas convencionales siguen teniendo ciertas ventajas. En situaciones donde el término gravitacional es dominante, la velocidad o eficiencia de cómputo no son tan pronunciadas aunque dependiendo del caso particular del yacimiento se pueden evidenciar aún tiempos de cómputo menores.

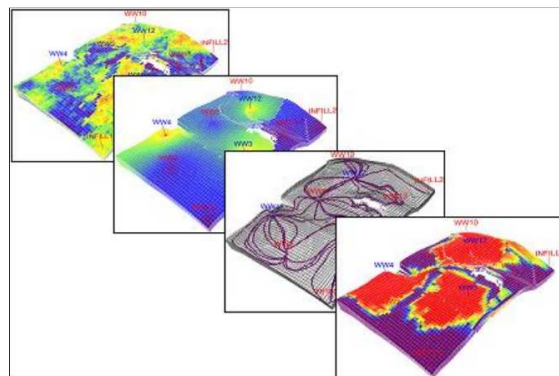
2.7 EVALUACION DE PARAMETROS COMPUTACIONALES

Como se ha dicho anteriormente, la simulación basada en líneas de corriente es un método de simulación tipo IMPES modificado donde, para cada paso de tiempo la distribución de presiones se resuelve de manera implícita, mientras que la distribución de saturaciones de fluidos se resuelve de forma explícita. La simulación basada en líneas de corriente también puede ser vista como un enfoque de *dual-grid* debido a que el *solver* implícito para el cálculo de las presiones se realiza en base a una malla formada por bloques, mientras que las saturaciones se calculan respecto a cambios dinámicos del flujo definido por las líneas de corriente.

Las propiedades estáticas, las localizaciones de pozo y las condiciones iniciales que se muestran en la figura 10 se usan para resolver el campo de presiones implícitamente el cual, a su vez sirve para calcular el campo de velocidades, trazar las líneas de flujo, resolver las ecuaciones de transporte 1D y mapear los resultados de vuelta a la malla estática.

La solución implícita del campo de presiones es similar al usado en métodos convencionales basados en diferencias finitas.

Figura 10. Propiedades estáticas, localizaciones de pozos y condiciones iniciales.



Fuente: *Batycky, R.P; Förster, M.; Thiele, M.R.; Stüben, K.: "Parallelization of a Commercial Streamline Simulator and Performance on Practical Models". SPE 118684. SPE/Streamsim Technologies, Fraunhofer, Instituto de algoritmos y computación científica SCAI.*

2.7.1 Eficiencia computacional de un simulador basado en líneas de corriente

Como se explicó anteriormente, el flujo de trabajo para la solución del campo de presiones y de saturaciones a un tiempo, t , determinado consta de resolver inicialmente la ecuación de masa 2.15. Una vez se ha llevado a cabo la transformación de la coordenada se resuelve la ecuación 2.33 para $c = 0$ simultáneamente con una ecuación adicional que contabilizaría el término de la gravedad que sería la siguiente:

$$\sum_{gravitylines}^{all} \frac{\partial S_j}{\partial t} + \frac{1}{\phi} \frac{\partial G_j}{\partial z} = 0 \quad 2.45$$

Dado lo anterior el tiempo de corrida total para un simulador basado en líneas de corriente se puede aproximar a:

$$T_{simulación} \approx \sum_{timesteps}^{all} (t^{psolve} + t^{sl-grid} + \sum_{streamlines}^{all} t^{sl-solver} + \sum_{gravitylines}^{all} t^{gl-solver}) \quad 2.40$$

Para cada paso de tiempo, t^{psolve} es el tiempo necesario para cargar y resolver la distribución de presiones así como para calcular el campo de velocidades. Una vez calculado el campo de velocidades, $t^{sl-grid}$ es el tiempo necesario para trazar y construir la malla basada en líneas de flujo, $t^{sl-solver}$ es el tiempo para resolver la ecuación de transporte 1D a lo largo de cada línea de flujo, y $t^{gl-solver}$ es el tiempo para resolver la ecuación de transporte 1D a lo largo de

la línea gravitatoria. Es necesario tener en cuenta que $t^{sl-grid}$ se presenta debido a la naturaleza de doble enmallado en simulación streamline, donde para cada paso de tiempo el resultado de la solución del campo de presiones es usado para construir la malla basada en el flujo de cada fase. Durante esta fase de construcción se hacen chequeos con respecto a la cobertura apropiada de líneas de flujo en el modelo y las conexiones adecuadas pozo-formación.

2.7.2 Aplicación decimo caso comparativo de estudio de la SPE

Para la evaluación apropiada de los parámetros computacionales tales como memoria requerida y tiempo de cómputo consumido para cada corrida, se escogió el modelo del décimo estudio comparativo de la SPE (28), como base de estudio para demostrar las eficiencias computacionales que implica el uso de la técnica de simulación basada en líneas de flujo.

Este modelo presenta las siguientes características:

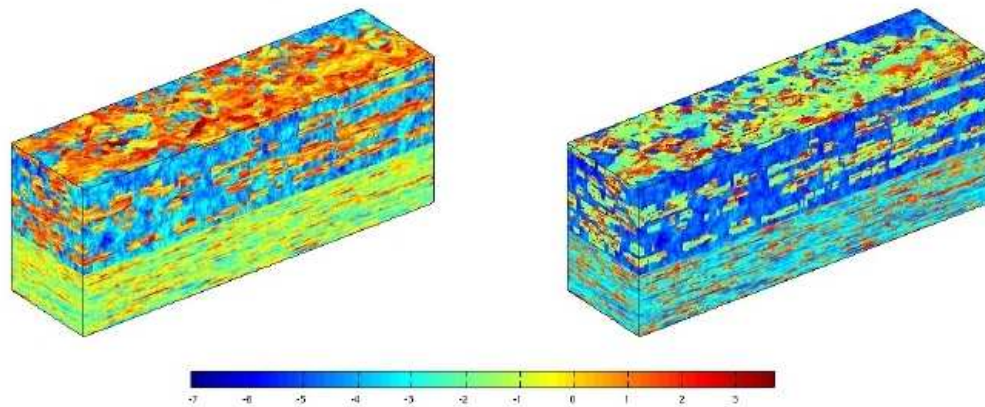
El propósito principal del décimo estudio comparativo de la SPE realizado por las diferentes compañías tales como Landmark, Geoquest, Chevron y Streamsim entre otras, fue el de comparar las diferentes técnicas de escalamiento y engrosamiento del modelo geológico además de predecir el comportamiento de la inyección de agua en un patrón de 5 puntos en un modelo con un millón de celdas en total.

La estructura geológica del modelo hace parte de la formación Brent plasmada en una malla cartesiana regular con 60x220x85 (1122000 celdas). El modelo consiste de dos formaciones: la formación Tarbert de origen marino-costero (35 primeras capas) donde la permeabilidad es relativamente suave y la formación Ness Superior (50 capas siguientes) de origen fluvial. Ambas formaciones se caracterizan por grandes variaciones en la permeabilidad, de 8 a 12 órdenes de magnitud y son cualitativamente diferentes como puede verse en la Figura 11 donde se destaca la estructura más heterogénea (Formación Ness Superior).

El campo de porosidad está fuertemente correlacionado con el campo de permeabilidad y un 2.5 % de los bloques en el modelo tienen porosidad nula, consideradas como celdas inactivas. La descripción anterior corresponde al modelo refinado inicial, pero para este estudio se partió del modelo con dimensiones 60*220*17 donde el emallado es tipo bloque distribuido (*corner-point*). Las primeras 7 capas corresponden a la formación Tarbert, y las 10 restantes representan la formación Ness superior.

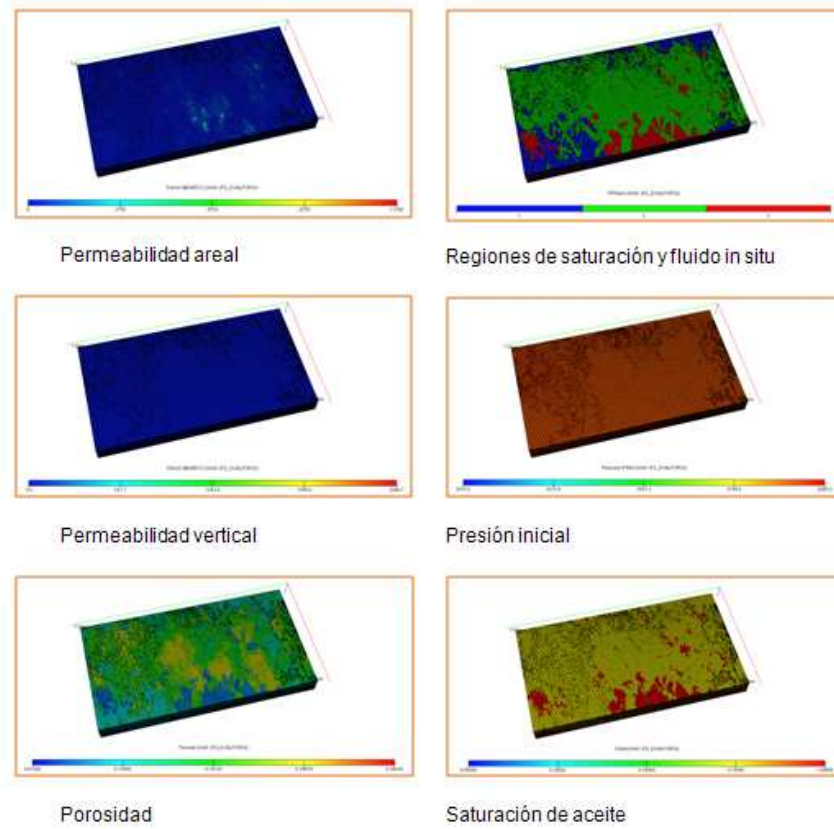
Con respecto al patrón de inyección implementado, posee un pozo inyector vertical en el centro del modelo inyectando a una tasa constante de 5000 Bbl/día y 4 pozos productores verticales ubicados en las esquinas del modelo con una presión de producción constante de 4000 psi. Más detalles sobre el modelo pueden verse en la figura 12.

Figura 11. Permeabilidad Horizontal y vertical en escala logarítmica.



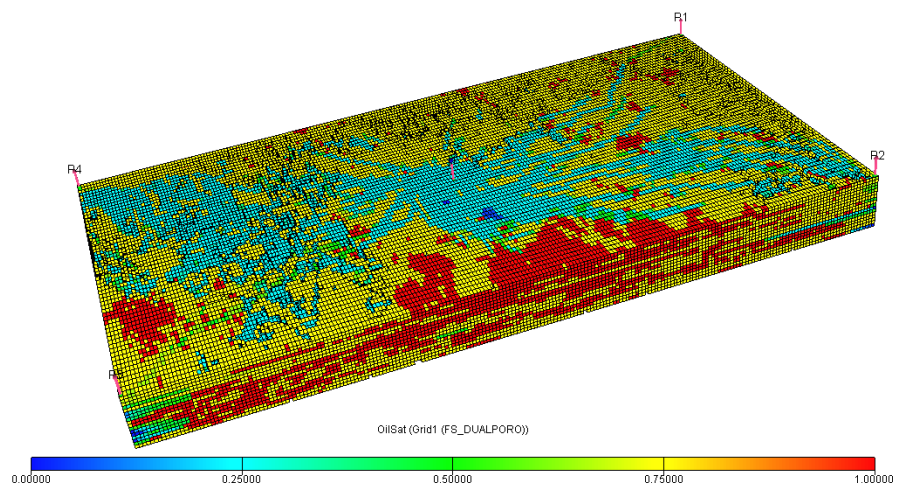
Fuente: Christie M. A.; Heriot-Watt U.; Blunt M. J.: "Tenth SPE Comparative Solution Project: A Comparison of Upscaling Techniques". SPE 72469. SPE, Imperial College. www.sintef.no/Projectweb/GeoScale/Results/MsMFEM/SPE10.

Figura 12. Propiedades: Porosidad, permeabilidad, ubicación de pozos, condiciones de operación, condiciones iniciales.



Fuente: Autores, elaboradas en Floviz, Eclipse.

Figura 13. Avance del frente de inyección de agua a la fecha 1 de Agosto de 2016.



Fuente: Autores, elaboradas en Floviz, Eclipse.

A partir del modelo refinado (ubicado en la carpeta de ejemplos-suite frontsim) FS_DUALPORO.DAT se generaron 4 casos con la ayuda del preprocesador FloGrid utilizando diferentes técnicas de escalamiento de las propiedades estáticas (promedios aritméticos ponderados para escalar las distribuciones de porosidad y permeabilidad horizontal y promedios geométricos para escalar las distribuciones de permeabilidad). Los casos son los siguientes:

Caso 1. Malla de 30*220*17 (factor de amalgamamiento de 2 en el eje x).

Caso 2. Malla de 30*110*17 (factor de amalgamamiento de 2 en el eje x y y).

Caso 3. Malla de 20*74*17 (factor de amalgamamiento de 3 en el eje x y y).

Caso 4. Malla de 20*74*9 (factor de amalgamamiento de 3 en el eje x y y , y un factor de amalgamamiento de 2 en el eje z).

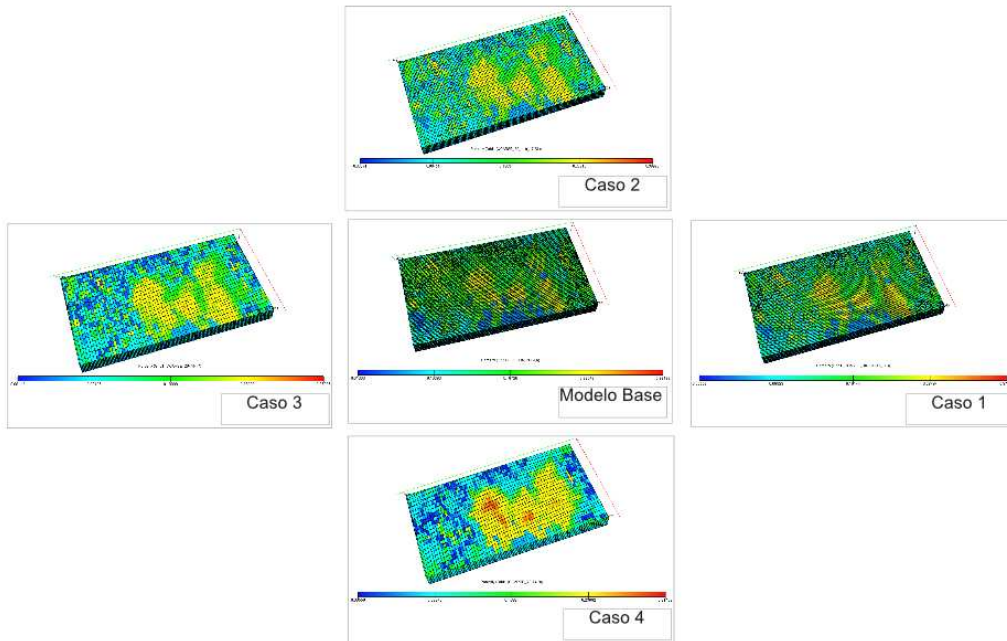
Tabla 7. Resultados del cálculo del volumen poroso, Fluidos iniciales in situ y Presión promedio de yacimiento.

Modelo	Refinado	1	2	3	4
Malla	60x220x34	30x220x34	30x110x34	20x74x34	20x74x18
Total bloques	448800	224400	112200	50320	26640
PV (RB)	1.54771E+07	1.54771E+07	1.54771E+07	1.54771E+07	1.54771E+07
WIP (STB)	2.70031E+06	2.66883E+06	2.65065E+06	2.60952E+06	2.61721E+06
E(%)		1.17	1.84	3.36	3.08
OIP (STB)	1.25904E+07	1.26218E+07	1.26399E+07	1.26809E+07	1.26733E+07
E(%)		0.25	0.39	0.72	0.66
PAV (PSIA)	6.03000E+03	6.03000E+03	6.03E+03	6.03E+03	6.03E+03
E(%)		0.00	0.00	0.00	0.00

Fuente: Autores.

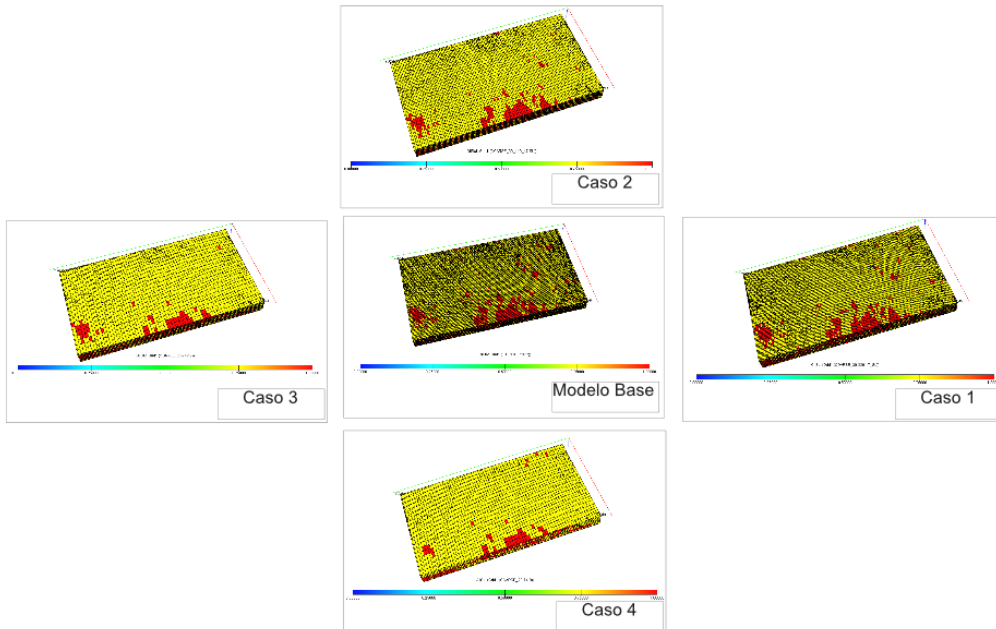
Como puede verse en la Tabla 7. los resultados de los diferentes datos de yacimiento para cada modelo engrosado son muy cercanas indicando que las técnicas de escalamiento usadas para generar los diferentes modelos correlacionaron exitosamente los datos del modelo estático refinado con los modelos escalados. En las Figuras 14, 15, 16, 17 ,18 y 19 se aprecian las distribuciones de las propiedades para cada modelo escalado.

Figura 14. Distribución de porosidad para los 4 modelos.



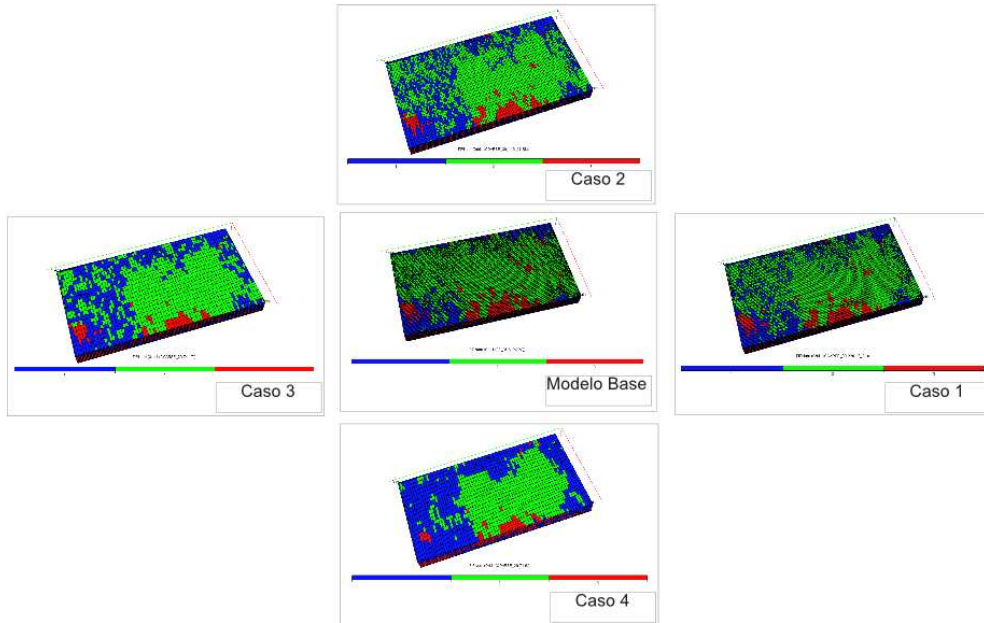
Fuente: Autores, elaboradas en Floviz, Eclipse.

Figura 15. Saturaciones de aceite inicial. Modelo Base- modelos escalados.



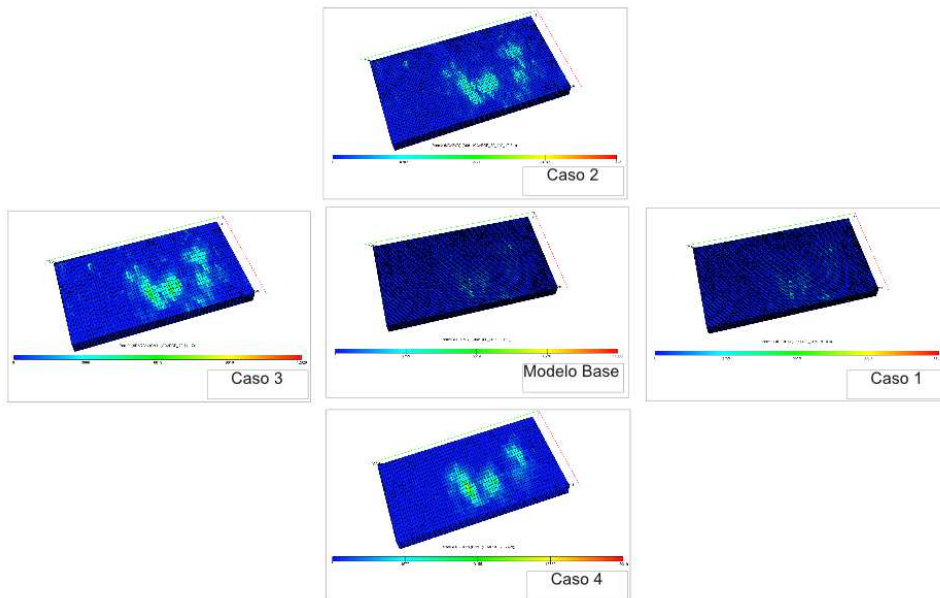
Fuente: Autores, elaboradas en Floviz, Eclipse.

Figura 16. Regiones de fluido in situ para los cuatro modelos.



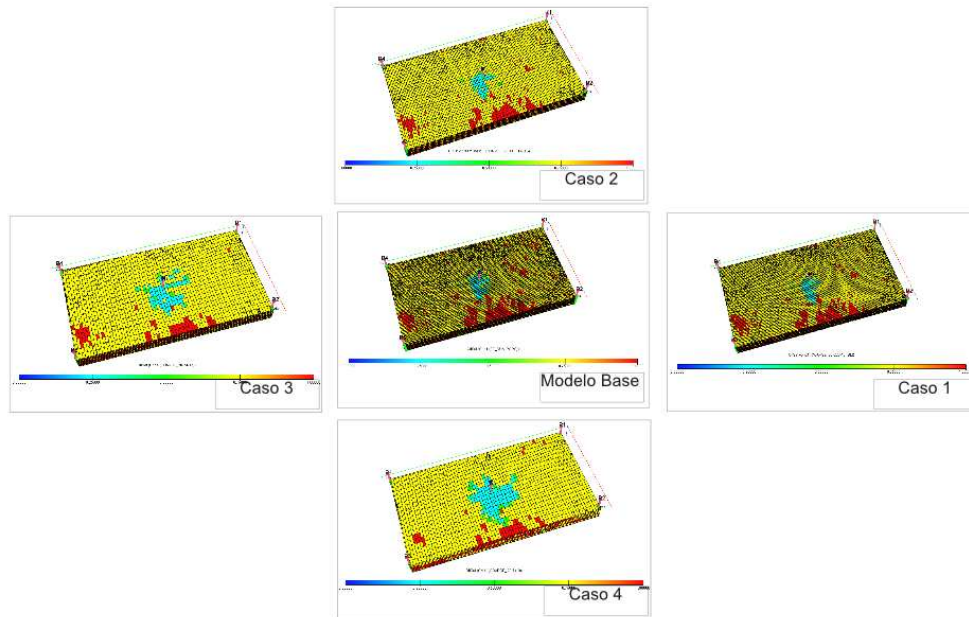
Fuente: Autores, elaboradas en Floviz, Eclipse.

Figura 17. Distribución de la permeabilidad areal.



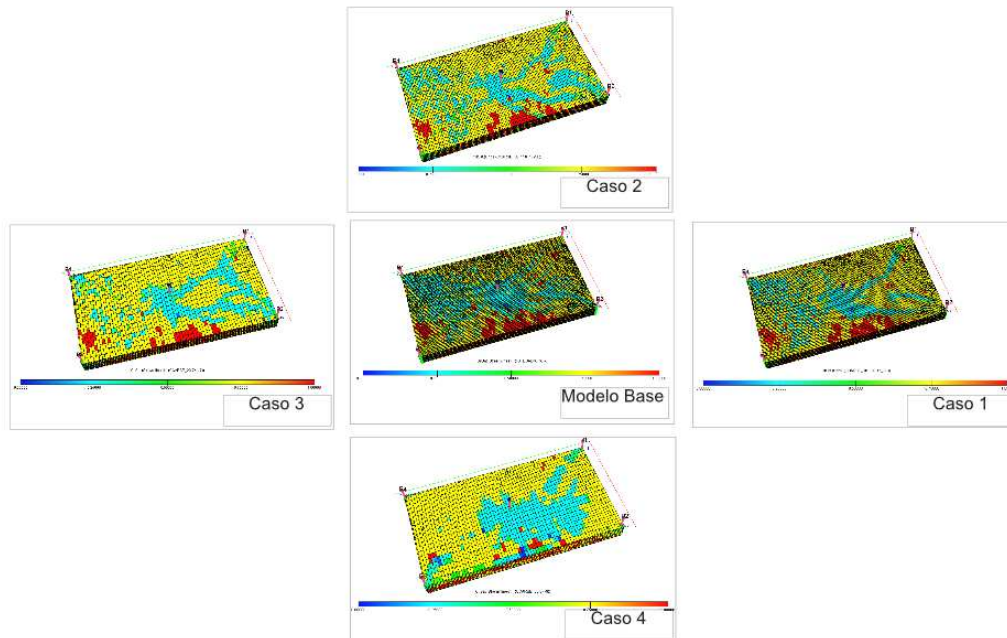
Fuente: Autores, elaboradas en Floviz, Eclipse.

Figura 18. Frente de inyección de agua - Primer reporte de tiempo.



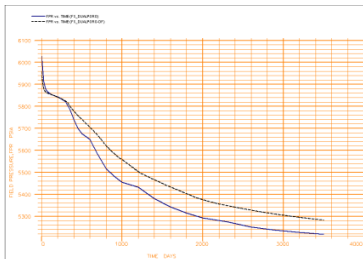
Fuente: Autores, elaboradas en Floviz, Eclipse.

Figura 19. Frente de inyección de agua - Cuarto reporte de tiempo.



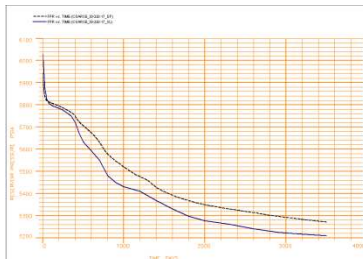
Fuente: Autores, elaboradas en Floviz, Eclipse.

Figura 20. Gráfica de Presión Modelo base. DF (negro) -SL (azul).



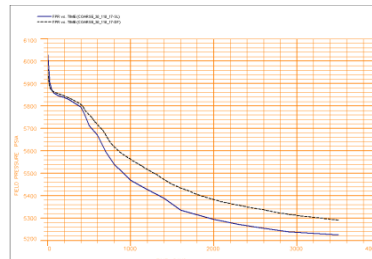
Fuente: Autores. Eclipse Office.

Figura 23. Gráfica de Presión Caso 1. DF (negro) -SL (azul).



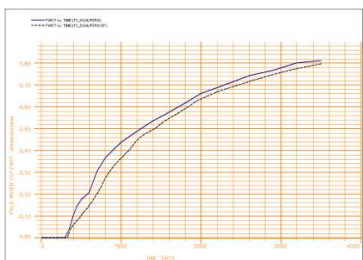
Fuente: Autores. Eclipse Office.

Figura 26. Gráfica de Presión Caso 2. DF (negro) -SL (azul).



Fuente: Autores. Eclipse Office.

Figura 21. Gráfica de Corte de Agua Modelo base. DF (negro) -SL (azul).



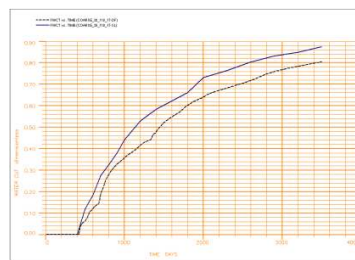
Fuente: Autores. Eclipse Office.

Figura 24. Gráfica de Corte de Agua Modelo Caso 1. DF (negro) -SL (azul).



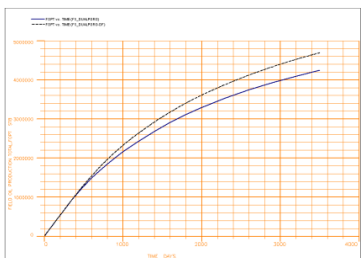
Fuente: Autores. Eclipse Office.

Figura 27. Gráfica de Corte de Agua Modelo Caso 2. DF (negro) -SL (azul).



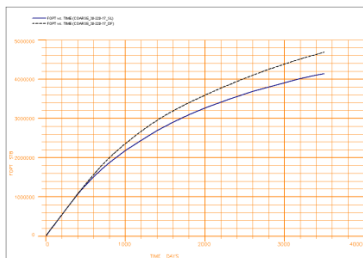
Fuente: Autores. Eclipse Office.

Figura 22. Producción de aceite acumulada de campo Modelo Base. DF (negro) SL (azul).



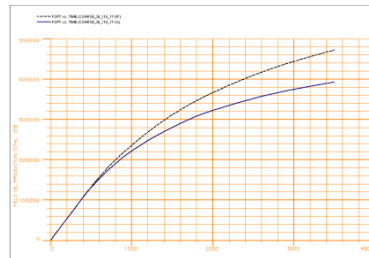
Fuente: Autores. Eclipse Office.

Figura 25. Producción de aceite acumulada de campo Modelo Caso 1. DF (negro) SL (azul).



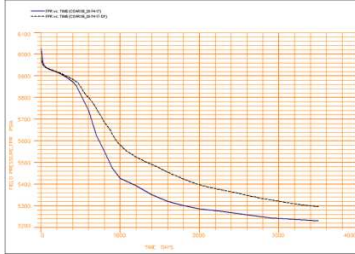
Fuente: Autores. Eclipse Office.

Figura 28. Producción de aceite acumulada de campo Modelo Caso 2. DF (negro) SL (azul).



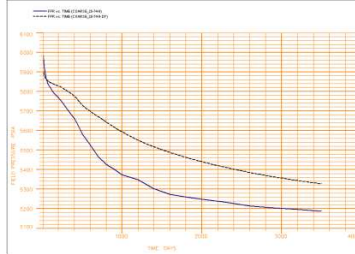
Fuente: Autores. Eclipse Office.

Figura 29. Gráfica de Presión Caso 3. DF (negro) -SL (azul).



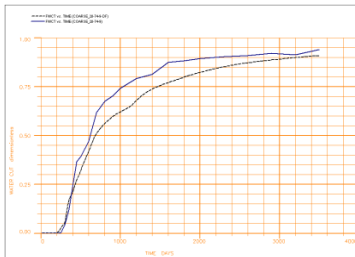
Fuente: Autores. Eclipse Office.

Figura 32. Gráfica de Presión Caso 4. DF (negro) -SL (azul).



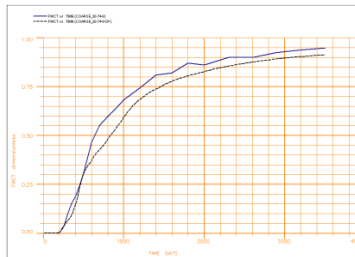
Fuente: Autores. Eclipse Office.

Figura 30. Gráfica de Corte de Agua Modelo Caso 3. DF (negro) -SL (azul).



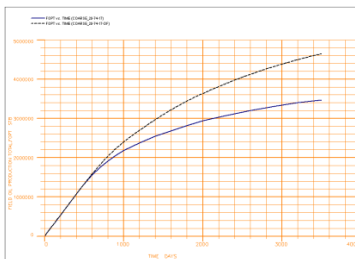
Fuente: Autores. Eclipse Office.

Figura 33. Gráfica de Corte de Agua Modelo Caso 4. DF (negro) -SL (azul).



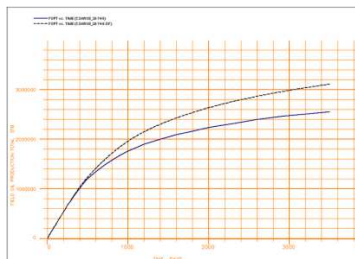
Fuente: Autores. Eclipse Office.

Figura 31. Producción de aceite acumulada de campo Modelo Caso 3. DF (negro) SL (azul).



Fuente: Autores. Eclipse Office.

Figura 34. Producción de aceite acumulada de campo Modelo Caso 4. DF (negro) SL (azul).



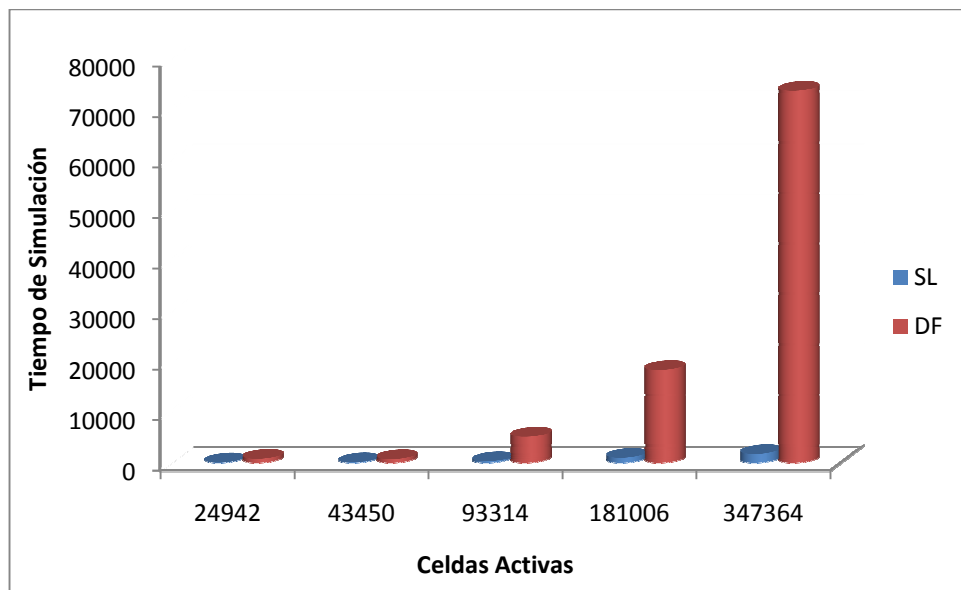
Fuente: Autores. Eclipse Office.

Tabla 8. Tiempos de cómputo consumidos para cada caso.

	<i>Modelo Base</i>	<i>Caso1</i>	<i>Caso2</i>	<i>Caso3</i>	<i>Caso4</i>
Celdas activas	347364	181006	93314	43450	24942
Tiempo de simulación					
SL (seg.)	1724.14	997.12	280.33	82.28	36.61
DF (seg.)	73618.64	18378	5152.7	739.66	804.16

Fuente: Autores.

Figura 35. Tiempo de Simulación vs. Celdas activas.



Fuente: Autores.

El objetivo principal de esta sección se resume en la tabla 8 y figura 35 que ilustra de manera gráfica las ventajas de la simulación basada en líneas de flujo en cuanto a tiempos de cómputo los cuales, para modelos como el caso base de dimensiones considerables, puede llegar a ser hasta 50 veces más

eficiente y en el cual, el aumento en la cantidad de bloques usados no tiene un efecto significativo en el aumento del tiempo de cómputo, comparado con diferencias finitas.

Esto se debe a que la simulación basada en diferencias finitas debe resolver la distribución de presiones un número de veces más grande que la simulación basada en líneas de flujo de acuerdo con ciertos criterios de convergencia establecidos (Condición de Courant- Friedrichs- Lewis), en los que se evalúan la longitud de los pasos de tiempo; si estos son mayores con respecto al establecido explícitamente debe seccionarse en pasos de tiempo más pequeños para asegurar la estabilidad del sistema , en cambio, la simulación basada en líneas de flujo no presenta problemas de estabilidad ya que las soluciones que son mapeadas en las líneas de flujo pueden escalarse a cualquier tiempo sin importar el tamaño del paso, aunque debe establecerse el número adecuado de pasos de tiempo a utilizar para capturar la no linealidad del frente de desplazamiento.

Además, la simulación basada en líneas de flujo puede arrojar una medida de la difusión numérica (producto de los errores por truncamiento y redondeos en diferencias finitas), ya que la solución de las ecuaciones generales se hace de forma explícita.

Aplicaciones como estas a modelos de simulación de gran escala y gran complejidad geológica pueden llegar a ser una ventaja tajante ya que, por un lado se obtendrá un conocimiento más soportado de las direcciones principales del flujo de fluidos, se identificarán los canales de flujo dominantes y por otro lado se obtendrán resultados a un tiempo de cómputo mínimo.

3. AJUSTE HISTORICO

El ajuste histórico asistido (AHM), se puede considerar como el sucesor del ajuste histórico manual donde la experiencia y el mecanismo de empuje característico eran los que dictaminaban la región responsable de la respuesta de producción de un pozo. Miliken (29) ha mostrado una aplicación muy útil en las líneas de corriente para el ajuste histórico asistido. El paso de un ajuste manual a uno asistido elimina la subjetividad que lleva consigo el ajuste manual. Sin embargo la aplicación de multiplicadores a diversas regiones normalmente resulta en la pérdida de realismo geológico, siendo esto algo característico del ajuste histórico manual aparte del consumo de tiempo. Los algoritmos de ajuste histórico automático ofrecen un mejoramiento en el acople de los modelos geológicos con los datos dinámicos.

Los algoritmos de inversión iterativa se formulan para minimizar una función objetivo especificada a priori, lo cual ayuda principalmente a la reducción de la diferencia que pueda haber entre los datos de producción reales y aquellos que me ofrece el modelo. La función objetivo incluye la normalización de términos que conducen hacia una consistencia geológica entre los modelos de pre y pos inversión. En un sentido amplio de la palabra, los algoritmos de ajuste histórico automático se pueden clasificar como determinísticos o probabilísticos.

Dado un modelo geológico inicial, los algoritmos determinísticos producen un solo modelo condicionado a los datos de producción. Por otro lado los modelos probabilísticos son la representación de varios modelos que pueden caracterizar la heterogeneidad del yacimiento y también el hecho de que la incertidumbre intrínseca dentro de las predicciones del modelo puede ser evaluada dado un conjunto de modelos obtenidos a partir de la inversión formulada bajo el flujo de trabajo de un algoritmo probabilístico. Dentro de estos métodos de ajuste histórico automático es de gran importancia el trabajo sobre algoritmos basados en el cálculo de sensibilidades.

La gran ventaja que ofrecen los algoritmos de ajuste histórico basados en el cálculo de sensibilidades se le puede atribuir a la rápida convergencia que

estos exhiben. Como causa del reto computacional que demanda el ajuste histórico incluso para campos de baja escala, se vuelve imperativo que el cálculo de coeficientes de sensibilidad sea lo más eficiente como prácticamente sea posible. Una de las características distintivas de los algoritmos de ajuste histórico basados en líneas de corriente es el tener una eficiencia superior en cuanto al cálculo de los coeficientes de sensibilidad. La eficacia que se tiene en el cálculo de las sensibilidades es una consecuencia directa de la naturaleza de la formulación de las líneas de corriente para la dinámica del flujo de fluidos dado que, como se mencionó en secciones anteriores, en el dominio de las líneas de corriente, las ecuaciones de flujo y de transporte son disgregadas de tal forma que se reduce la solución de un modelo tridimensional en una solución compuesta de un conjunto de problemas unidimensionales.

En la mayoría de los algoritmos de ajuste histórico automático relacionados con datos de producción bifásica y trifásica, el problema inverso es formulado de tal manera que la brecha o diferencia entre los datos históricos y el modelo de simulación pueda ser cuantificada en cada observación como la diferencia de amplitud entre las dos para un tiempo fijo o la diferencia en tiempos para un valor de producción determinado. Al primero se le da el nombre de inversión por amplitud y al segundo se le da el nombre de inversión por tiempos de viaje. En este trabajo se le da preferencia a la inversión por tiempos de viaje dado que la inversión por amplitud presenta comportamientos no lineales haciendo que sea varios órdenes magnitud más demorada en su convergencia en comparación con la inversión por tiempos de viaje.

La gran mayoría de los algoritmos de ajuste histórico automático formulan el problema inverso enfocado hacia el ajuste de cantidades como las de las relaciones agua-aceite (WOR), gas-aceite (GOR), y corte de agua (WCT). Por lo anterior las variables fundamentales a tratar son las saturaciones de cada una de las fases y las presiones de fondo de pozo. Estas son variables que caracterizan la producción en el pozo, por ende son las variables a trabajar en la formulación del problema inverso para el cálculo de las sensibilidades haciendo uso de los modelos basados en las líneas de corriente.

3.1 EL MODELO INVERSO

Para el ajuste histórico es necesario un ajuste simultáneo de los componentes de saturación y de presión de fondo fluyendo. La simplicidad y la eficiencia con la que las ecuaciones de transporte son resueltas en la simulación por líneas de corriente son clave al momento de emplear la aplicación de ajuste histórico.

3.1.1 Estimación de las propiedades del yacimiento: La función objetivo

La integración de los datos dinámicos al modelo del yacimiento requiere la solución de un problema inverso, lo cual se lleva a cabo minimizando la diferencia de un conjunto de N observaciones $d_i, i = 1, \dots, N$:

$$\sum_{i=1}^N (d_i - g_i[\vec{R}])^2 \quad 3.1$$

Donde $g_i[\vec{R}]$ es el vector representativo de la respuesta de simulación los cuales predicen la i -ésima observación dado un vector de propiedades de yacimiento $[\vec{R}]$. Linealizando la ecuación 3.1 y usando una expansión por series de Taylor de $g_i[\vec{R}]$ con base en un modelo de yacimiento inicial, \vec{R}^a y despreciando los términos de segundo orden en adelante, el “*misfit*” ó la diferencia entre los datos observados y calculados, se puede relacionar con las perturbaciones en las propiedades del yacimiento.

$$\delta d_i = d_i - g_i[\vec{R}^a] = \sum_{j=1}^M S_{ij} \partial R_j \quad 3.2$$

Donde ∂R_j representa el término de la perturbación de las propiedades y S_{ij} los coeficientes de sensibilidad definidos como:

$$S_{ij} = \frac{\partial g_i[\bar{R}]}{\partial R_j} \quad 3.3$$

El problema inverso es formulado para minimizar la suma de los cuadrados de los datos de “*misfit*” o residuales.

$$\|\delta d_i - S\delta R\| = \sum_{i=1}^N \left(\delta d_i - \sum_{j=1}^M S_{ij} \delta R_j \right)^2 \quad 3.4$$

Donde $\|\cdot\|$ representa la norma dentro del vector espacial deseado. La ecuación anterior es la representación matemática de la función objetivo inicial del problema inverso.

3.1.2 La función objetivo aumentada

Normalmente, en el ajuste histórico existen muchos más parámetros de yacimiento que observaciones. Esto junto con el hecho que los datos usualmente representan ruido dentro de la solución del problema inverso que puede no ser única y altamente inestable. Esta inestabilidad se elimina introduciendo algún tipo de regularización (30). Los términos de regularización son funciones que miden la variación en la propiedad de un modelo. Los términos de penalización son normalmente funciones cuadráticas dentro del conjunto de modelos cuya inclusión dentro del modelo es necesaria.

Estos términos son primero la norma del modelo y segundo la rugosidad del modelo. El modelo de la norma se representa por:

$$\|\delta R\| = \sum_{i=1}^N (\delta R_j)^2 \quad 3.5$$

Y el modelo de la rugosidad por:

$$\|L\delta R\| = \sum_{i=1}^n (\Delta^2 \delta R_j)^2 \quad 3.6$$

Donde L es un operador de diferenciación espacial de segundo orden que hace que se cumpla la diferenciabilidad del modelo de rugosidad para que se pueda mantener una solución continua. Con estos términos de penalización el problema inverso resulta en la siguiente expresión final:

$$\|\delta d_i - S\delta R\| + \beta_1 \|\delta R\| + \beta_2 \|L\delta R\| \quad 3.7$$

3.1.2 Datos calculados y observados

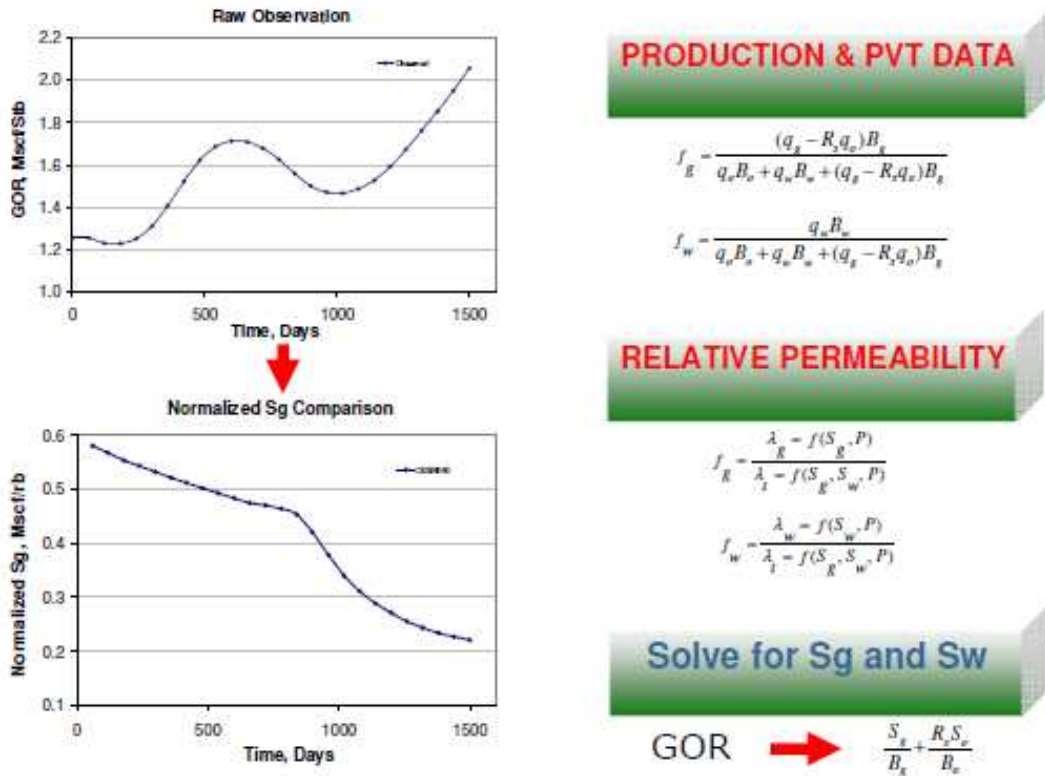
En la mayoría de los algoritmos de ajuste histórico durante la inversión de saturación los datos calculados y observados son el corte de agua y la relación gas-aceite. Estos valores constituyen la respuesta del modelo y los datos de observación a ser ajustados durante el algoritmo de inversión. Estos valores se obtienen a partir de las tasas de producción de cada una de las fases.

Con base en el hecho de que la producción de pozo está caracterizada principalmente por las saturaciones a nivel de pozo al igual que las presiones de flujo, en el algoritmo de inversión los datos calculados y observados utilizados son los componentes de saturación basados en las ecuaciones (2.33 y 2.34) de aceite negro trifásico en coordenadas de línea de corriente. Es decir, que estas cantidades de saturación son el argumento de la derivada temporal $(\frac{S_w}{B_w} \text{ y } \frac{S_g}{B_g} + \frac{S_o R_s}{B_o})$. Se hace evidente que con estas cantidades las sensibilidades se obtienen fácilmente a través de una simple manipulación de las ecuaciones (2.33 y 2.34). Lo que en primera instancia no parecería claro es la manera en que se pudieran obtener estas cantidades ya que estas no son cantidades medidas o reportadas.

3.1.3 Transformación de datos

Al formular el problema inverso para el ajuste de la saturación en términos de las cantidades fundamentales que caracterizan la producción de pozo (saturaciones de agua y gas), las respuestas observadas y calculadas por el simulador necesitan estar en términos de la saturación. Aprovechando la forma en que las líneas de corriente representan las ecuaciones de saturación de aceite negro, se simplifica el problema. En vez de trabajarse con las saturaciones de agua y gas directamente, se trabaja con las componentes. En esencia, en vez de ajustar cantidades como WCT y GOR, como es el caso típico, se ajusta la variación del tiempo de las componentes de saturación $\frac{S_w}{B_w}$ y $\frac{S_g}{B_g} + \frac{S_o R_s}{B_o}$ respectivamente como sustitutos para ajustar explícitamente la variación de la saturación de agua y gas en el nodo representativo del pozo.

Figura 36. Transformación de datos de producción a componentes de saturación.



Fuente: Oyerinde, A.S.: "STREAMLINE-BASED THREE-PHASE HISTORY MATCHING" pag.20.

Ya que las saturaciones requeridas para el cálculo de estas cantidades, no son reportadas, surge la necesidad de transformar los datos de producción en saturaciones. Para mantener consistencia de los datos calculados, se aplica la transformación para obtener cantidades de saturación equivalentes. Es importante notar, que mientras las saturaciones calculadas por bloque en el simulador son las apropiadas para hacer esta transformación en diferencias finitas, en la simulación por líneas de corriente, la resolución a través de la celdas a lo largo de las líneas de corriente, hace que la saturación del bloque no sea representativa de la solución que caracteriza la producción. Debido a lo anterior, el operador de transformación (T) debe aplicarse a las tasas de producción observadas y simuladas.

La figura 36 muestra el fundamento de la transformación de los datos de producción en componentes de saturación. De los datos de producción reportados, es posible calcular el flujo fraccional del agua y del gas a condiciones de yacimiento a través de las siguientes ecuaciones:

$$f_g = \frac{(q_g - R_s q_o)B_o}{q_o B_o + q_w B_w + (q_g - R_s q_o)B_g} \quad 3.8$$

$$f_w = \frac{q_w B_w}{q_o B_o + q_w B_w + (q_g - R_s q_o)B_g} \quad 3.9$$

A partir de las relaciones de permeabilidad relativa, el flujo fraccional puede ser calculado para ambas fases conociendo las saturaciones de agua y gas con la expresión:

$$f_g = \frac{\lambda_w = f(S_g, P)}{\lambda_t = f(S_g, S_w, P)} \quad 3.10$$

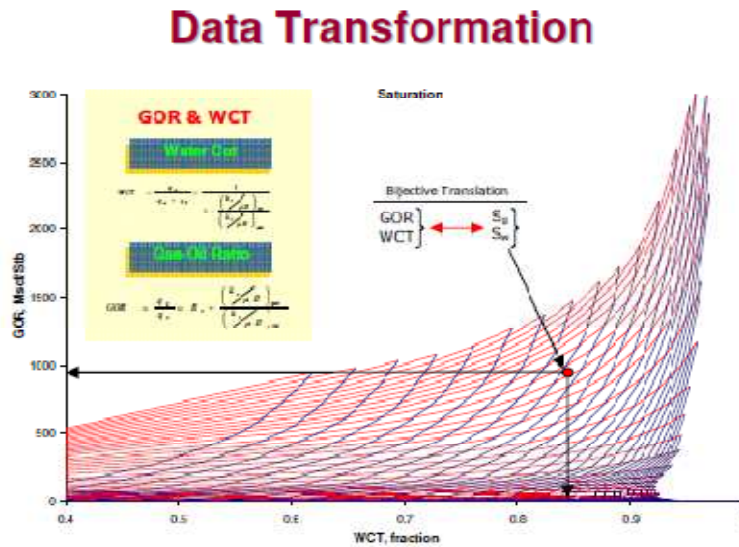
$$f_w = \frac{\lambda_w = f(S_w, P)}{\lambda_t = f(S_g, S_w, P)} \quad 3.11$$

Donde λ_j representa la movilidad de la fase j y λ_t , la movilidad total de todas las fases. En este momento se hace posible determinar la saturación a partir de las ecuaciones 3.10 y 3.11 si se incluyen los flujos fraccionales a partir de las ecuaciones 3.8 y 3.9. Este proceso es en sí una optimización basada en las relaciones de permeabilidad relativa para un fluido de tres fases.

Para propósitos del modelado inverso, es necesario que el operador de transformación T sea biyectivo ya que no hay una única transformación en el ajuste de los componentes de saturación que permita producir el correspondiente ajuste de las cantidades de WCT y GOR. Con el objetivo de comprobar lo anterior, para ciertos datos de permeabilidad relativa de un fluido trifásico, a una presión fija de 2800 psi, se graficaron varias soluciones de familias de saturaciones de gas y agua contra el GOR y el WCT. La Figura 37 muestra la naturaleza biyectiva del operador de transformación.

La figura 37 no solo confirma la naturaleza biyectiva del operador de transformación, también muestra que la relación gas-aceite no puede por sí sola usarse para determinar la pareja de saturaciones (S_g y S_w) y así el comportamiento del flujo trifásico. Ajustar el GOR por sí solo no es suficiente para una caracterización precisa, como lo demuestra la multiplicidad de la solución mostrada en la figura 37. Ajustando el GOR y el WCT se obtiene una pareja de saturaciones como se muestra en la figura. Con base en la propiedad biyectiva de los operadores, se puede notar que el ajuste de las saturaciones garantiza el ajuste del WCT y GOR si se tiene un ajuste de la presión.

Figura 37. Combinación única de los datos de producción.



Fuente: Oyerinde, A.S.: "STREAMLINE-BASED THREE-PHASE HISTORY MATCHING".
Página 22.

Para satisfacer el requerimiento de ajustar simultáneamente las saturaciones de agua y gas, se ajustan los componentes de saturación $\left(\frac{S_w}{B_w} \text{ y } \frac{S_g}{B_g} + \frac{S_o R_S}{B_o}\right)$ simultáneamente como una alternativa dada la conveniencia ofrecida por la forma de las ecuaciones de saturación en coordenadas de línea de corriente.

La ecuación 3.1 se puede reescribir de la siguiente manera:

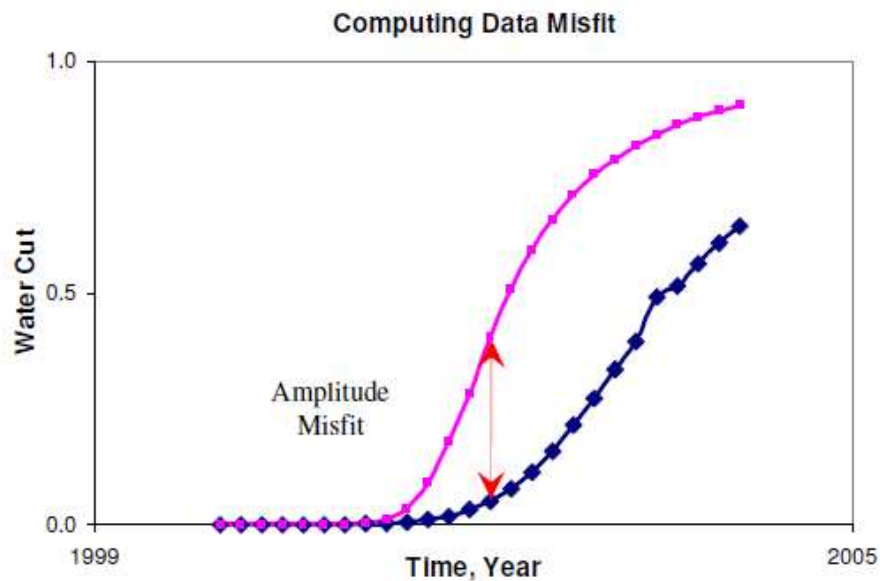
$$\sum_{i=1}^N \left(T[d_i] - T[g_i[\vec{R}]] \right)^2 \tag{3.12}$$

Con el fin de tener en cuenta el paso de los datos de producción a componentes de saturación y clarificar que un operador de transformación es aplicado a datos de observación.

3.1.4 Diferencia de ajuste o “misfit” de los datos

El “*misfit*” de los datos generalmente se cuantifica como la diferencia de amplitud entre los datos calculados y observados. El problema inverso que se formula con base en resolver esta diferencia se le llama inversión por amplitud (23).

Figura 38. Calculo del “Misfit” por amplitud.



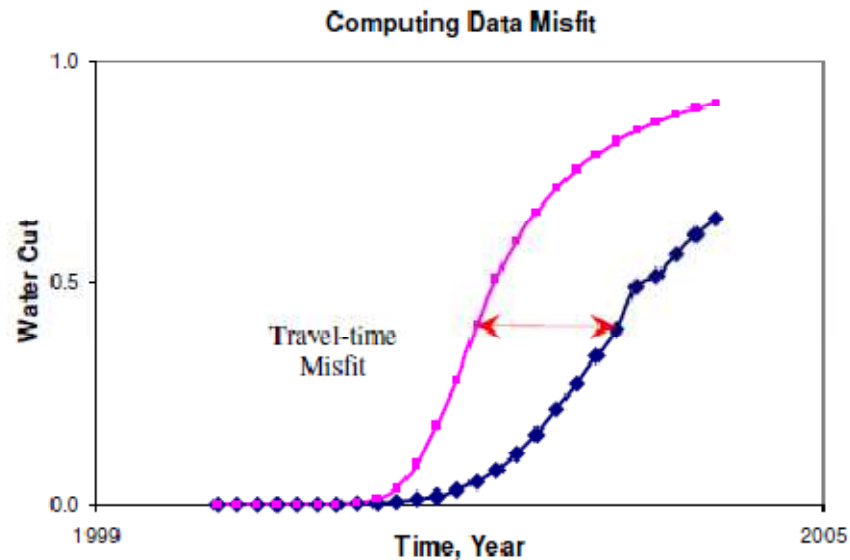
Fuente: Oyerinde, A.S.: " *STREAMLINE-BASED THREE- PHASE HISTORY MATCHING*".
Página 23.

En la figura 38 se muestra un perfil típico del corte de agua en donde se visualiza la diferencia entre los perfiles de datos calculados y observados a un tiempo específico. La inversión de la amplitud resultante ha mostrado ser altamente no lineal con pobres características de convergencia (23).

Otra manera de cuantificar los datos por “*misfit*” es el aquel dado por la inversión de tiempo de viaje (*Travel Time Inversion*). En las aplicaciones de ajuste, la inversión por tiempo de viaje consiste en resolver la diferencia en el tiempo de llegada para cada una de las cantidades o frentes de saturación. En

la figura 39 muestra como se cuantifican los datos de “misfit” por tiempo de viaje.

Figura 39. Cuantificación del “misfit” por inversión del tiempo de viaje



Fuente: Oyerinde, A.S.: " *STREAMLINE-BASED THREE- PHASE HISTORY MATCHING*". **Página 24.**

En otras palabras en vez de ajustar los datos calculados y de observación a un solo tiempo dado, como se hace en la inversión por amplitud, lo que se hace es ajustar la diferencia de tiempos a un valor de observación igual al calculado. En otras palabras la inversión por tiempo de viaje es la diferencia entre el tiempo de observación a un valor de saturación en un perfil calculado y el tiempo de observación de esa misma saturación en el perfil de datos observados.

La inversión por tiempo de viaje ha demostrado tener una tendencia de rápida convergencia (31). Por este motivo el trabajo se utilizará en el ajuste de la inversión por tiempo de viaje.

3.1.5 Cálculo de las sensibilidades

Las sensibilidades representan una relación linealizada entre los parámetros del modelo y los datos. Lo atractivo de implementar el ajuste histórico basado en sensibilidades se atribuye a la rápida convergencia en comparación con otros métodos (32). Sin embargo, lo que diferencia a los diferentes algoritmos basados en sensibilidad, es la eficiencia con la que calculan los parámetros de sensibilidad. La sensibilidad derivada a partir de las líneas de corriente ha probado ser computacionalmente superior a otros métodos, debido a que estas son evaluadas sobre integrales unidimensionales a lo largo de la trayectoria de cada una de las líneas de corriente.

- **Sensibilidad del tiempo de viaje para la saturación de agua**

Para calcular las sensibilidades basadas en un ajuste por tiempo de viaje, hacemos uso de la expresión deducida en función de tiempos de simulación y tiempos de vuelo en secciones anteriores. La velocidad de saturación para una distribución de saturaciones S_w a lo largo de una línea de corriente está dada por:

$$\left. \frac{\partial \tau}{\partial t} \right|_{S_w} = \left. \frac{df_w}{dS_w} \right|_{S_w} \quad 3.13$$

El tiempo de llegada del frente de saturación será:

$$t|_{S_w} = \tau / \left. \frac{df_w}{dS_w} \right|_{S_w} \quad 3.14$$

La sensibilidad del tiempo de llegada con respecto a un parámetro del yacimiento m se calcula como:

$$\left. \frac{\partial t}{\partial m} \right|_{S_w} = \frac{\frac{\partial \tau}{\partial m}}{\left. \frac{df_w}{dS_w} \right|_{S_w}} \quad 3.15$$

Donde el numerador se calcula analíticamente basado en la definición del tiempo de vuelo.

$$\tau = \int \frac{\phi}{\|\vec{u}\|} \delta r \quad 3.16$$

El parámetro del yacimiento m está implícito en la velocidad de Darcy \vec{u} .

Se pueden generalizar los cálculos de sensibilidad haciendo uso de la ecuación de saturación de agua para flujo compresible a lo largo de las líneas de corriente, la ecuación 2,16 puede reescribirse de la siguiente manera:

$$\frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{S_w}{B_w} \right) = - \frac{\partial}{\partial \tau} \left(\frac{f_w}{B_w} \right) - \frac{c f_w}{\phi B_w} \quad 3.17$$

En la inversión de tipo *Travel Time Inversion* para los datos de producción lo que se busca es obtener la derivada parcial respecto a los parámetros del yacimiento, m por ejemplo la permeabilidad. Tomando S'_w como la representación de la cantidad $\frac{S_w}{B_w}$ en la ecuación de saturación de agua. Este es un valor modificado de saturación en el segmento de la línea de corriente perteneciente al nodo del pozo al cual se le quiere calcular la sensibilidad. S'_w

es funcionalmente dependiente de t (tiempo de llegada), τ (tiempo de vuelo), y p (presión). Por otro lado τ y p dependen de m . Para el valor modificado de S'_w , se puede expresar esto implícitamente de la siguiente manera:

$$\frac{\partial S'_w}{\partial t} \frac{\partial t}{\partial m} + \frac{\partial S'_w}{\partial \tau} \frac{\partial \tau}{\partial m} + \frac{\partial S'_w}{\partial p} \frac{\partial p}{\partial m} = 0 \quad 3.18$$

Ya que el factor volumétrico de formación del agua (B_w) no tiene una fuerte dependencia de la presión, el término $\frac{\partial S'_w}{\partial p}$ se puede despreciar y la ecuación 3.18 se reduce a:

$$\frac{\partial S'_w}{\partial t} \frac{\partial t}{\partial m} + \frac{\partial S'_w}{\partial \tau} \frac{\partial \tau}{\partial m} = 0 \quad 3.19$$

Una simple manipulación de la ecuación 3.19 resulta en:

$$\left. \frac{\partial t}{\partial m} \right|_{S'_w} = - \frac{\frac{\partial S'_w}{\partial \tau} \frac{\partial \tau}{\partial m}}{\frac{\partial S'_w}{\partial t}} \quad 3.20$$

Reescribiendo la ecuación 2.16 y sustituyendo el denominador de la ecuación 3.20, se obtiene la sensibilidad del tiempo de viaje para una saturación modificada S'_w .

$$\left. \frac{\partial t}{\partial m} \right|_{S'_w} = - \frac{\frac{\partial S'_w}{\partial \tau} \frac{\partial \tau}{\partial m}}{\frac{\partial}{\partial \tau} \left(\frac{f_w}{B_w} \right) + \frac{c}{\phi} \frac{f_w}{B_w}} \quad 3.21$$

Para flujo incompresible, $c = 0$, B_w es constante y la ecuación 3.21 se reduce a la formulación para flujo incompresible (ecuación 3.15). Todos los términos de la ecuación 3.21 pueden ser calculados a lo largo de las líneas de corriente. Específicamente, $\frac{\partial \tau}{\partial m}$ es calculado analíticamente bajo la suposición de que las líneas de corriente no se modifican debido a la pequeña perturbación de las propiedades del yacimiento. Las derivadas parciales restantes se aproximan por diferencias regresivas a lo largo de las líneas de corriente.

- **Sensibilidad del tiempo de viaje para la saturación de gas**

La ecuación de conservación para el gas está dada por la ecuación 2.28. Tomando S'_g como un valor representativo de $\frac{S_g}{B_g} + \frac{S_o R_s}{B_o}$. Se reescribe la ecuación 2.28 de la siguiente manera.

$$\frac{\partial S'_g}{\partial t} = -\frac{\partial}{\partial \tau} \left(\frac{f_g}{B_g} + \frac{R_s f_o}{B_o} \right) - \left(\frac{f_g}{B_g} + \frac{R_s f_o}{B_o} \right) \frac{c}{\phi} \quad 3.22$$

Considerando la cantidad S'_g en el nodo del pozo, esta depende del t (tiempo de llegada), τ (tiempo de vuelo), y p presión. Para un valor modificado de S'_g , se puede expresar esta dependencia implícitamente de la siguiente manera.

$$\frac{\partial S'_g}{\partial t} \frac{\partial t}{\partial m} + \frac{\partial S'_g}{\partial \tau} \frac{\partial \tau}{\partial m} + \frac{\partial S'_g}{\partial p} \frac{\partial p}{\partial m} = 0 \quad 3.23$$

A diferencia del caso de la sensibilidad por tiempo de llegada de la saturación de agua, S'_g tiene una fuerte dependencia de la presión ya que contiene

términos como el R_s y el B_g . En el cálculo de las sensibilidades, no se está tomando en cuenta explícitamente esta dependencia de la presión. Despreciando el último termino de la ecuación 3.23, tenemos:

$$\left. \frac{\partial t}{\partial m} \right|_{S'_g} = - \frac{\frac{\partial S'_g}{\partial \tau} \frac{\partial \tau}{\partial m}}{\frac{\partial S'_g}{\partial t}} \quad 3.24$$

Reacomodando la ecuación 2.28 y sustituyendo el denominador se obtiene la sensibilidad del tiempo de llegada a un S'_g modificado.

$$\left. \frac{\partial t}{\partial m} \right|_{S'_g} = \frac{\frac{\partial S'_g}{\partial \tau} \frac{\partial \tau}{\partial m}}{\frac{\partial}{\partial \tau} \left(\frac{f_g}{B_g} + \frac{R_s f_o}{B_o} \right) + \left(\frac{f_g}{B_g} + \frac{R_s f_o}{B_o} \right) \frac{c}{\phi}} \quad 3.25$$

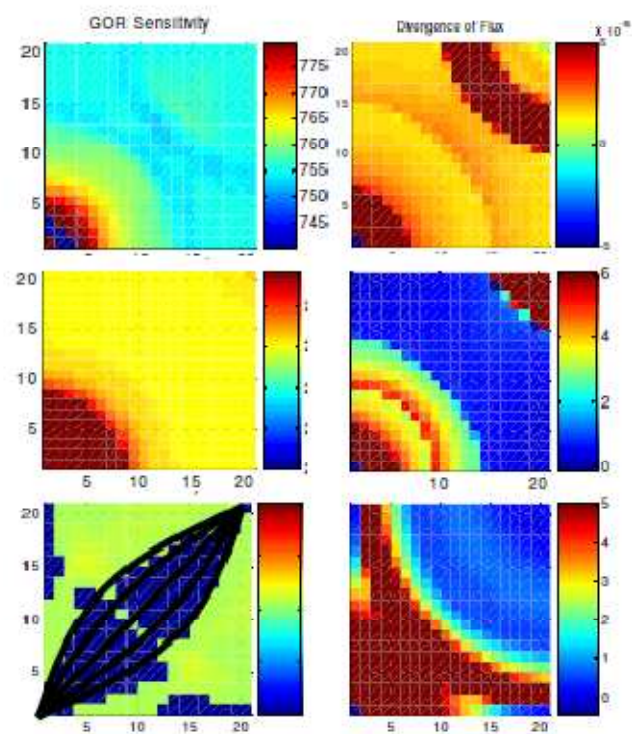
Una vez más, los parámetros que se necesitan para calcular las derivadas parciales están disponibles a lo largo de las líneas de corriente. Como se menciono anteriormente, las derivaciones de la sensibilidad no toman explícitamente los efectos de la presión. De hecho como se muestra en la Figura 3.2 S'_w y S'_g solo pueden definir las cantidades de WCT y GOR a un valor fijo de presión.

- **Verificación de la sensibilidad**

Reescribiendo la ecuación 3.25 se puede mostrar que la sensibilidad está compuesta de dos componentes distintos y separados. El primero es un flujo

un fraccional a lo largo de las líneas de corriente y el segundo un componente de la malla basado en la divergencia del flujo. La figura 40 es una verificación de lo anterior. En esta grafica, la sensibilidad del GOR es calculada a través de una perturbación numérica y al mismo tiempo la divergencia del flujo es calculada en una malla de 21x21.

Figura 40. Verificación de las sensibilidades analíticas



**Fuente: Oyerinde, A.S.: " STREAMLINE-BASED THREE- PHASE HISTORY MATCHING".
Página 29.**

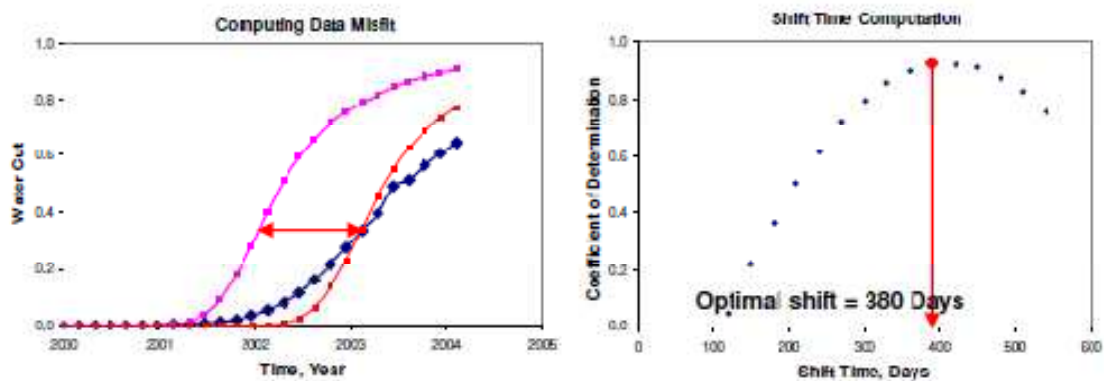
Iniciando desde la parte superior de la figura. Inicialmente se denota que hay un parecido entre la sensibilidad del GOR y la divergencia del flujo, a medida que se avanza descendentemente en la gráfica, este parecido se va perdiendo. En la Figura 40, la sensibilidad del GOR se alinea con las trayectorias de las líneas de corriente. Esta variación evidencia una transición de un componente dominado por la divergencia del flujo de la sensibilidad a un componente dominado por el flujo fraccional. El hecho de que la sensibilidad analíticamente

formulada sea consistente con los resultados numéricos verifica la precisión y aplicabilidad de las sensibilidades para los propósitos de ajuste histórico.

3.1.6 Inversión por tiempo de viaje generalizada: GTTI

En la sección 3.1.4, la cuantificación del “misfit” por tiempo de viaje fue presentada en comparación con la inversión por amplitud. En la manera en la que fue presentada, para cada punto de observación, el “Misfit” entre los perfiles calculados y observados se calcula con base en el tiempo de llegada. Una manera diferente de cuantificar el “Misfit” de los datos es la inversión por tiempo de viaje generalizada *Generalized Travel-time Inversion*, la cual cuantifica el *Misfit* mediante el traslado de dos perfiles de datos observados y calculados, calculando un coeficiente de correlación correspondiente a cada movimiento. Se calcula un *Misfit* para cada pozo, correspondiente al movimiento dentro de la secuencia que produce un coeficiente óptimo de determinación (33). La figura 41 ilustra el movimiento óptimo calculado para un perfil típico de corte de agua.

Figura 41. Cuantificación del “Misfit” usando la inversión por tiempo de viaje generalizada.



Fuente: Oyerinde, A.S.: "STREAMLINE-BASED THREE-PHASE HISTORY MATCHING".
Página 30.

La variación en la inversión por tiempo de viaje tiene la ventaja de que solo necesita ser calculado para cada pozo independientemente de la cantidad de datos observados. Esto reduce el tamaño del sistema de ecuaciones a resolverse.

- **Inversión por tiempo de viaje generalizada: Sensibilidad**

Existen dos diferentes maneras de calcular las sensibilidades por este tipo de inversión. La diferencia entre los métodos se basa en el factor de peso relativo de las sensibilidades de tiempo de llegada calculadas en cada observación. Para un caso se le da el mismo factor de peso a cada observación y para el segundo, diferentes factores de peso son aplicados a las diferentes sensibilidades calculadas a diferentes observaciones.

Cuando se aplican pesos iguales a las sensibilidades calculadas en cada observación, el cálculo de la sensibilidad por la inversión de tiempo de viaje generalizada para cada pozo está dada por:

$$\frac{\partial \Delta \tilde{t}_j}{\partial m} = - \frac{\sum_{i=1}^{N_{aj}} \left(\frac{\partial t_{i,j}}{\partial m} \right)}{N_{aj}} \quad 3.26$$

Donde i es el índice correspondiente a los datos observados, j es el índice de pozo y N_{aj} es el número de datos de observación y $\frac{\partial t_{i,j}}{\partial m}$ es la sensibilidad del tiempo de llegada para un valor de la componente de la saturación modificada (34).

Este segundo método es una modificación de la ecuación de onda de la inversión de tiempo de viaje luego de la de Luo y Schuster (33). Una función de correlación está definida de tal forma que se relaciona el tiempo de llegada con la respuesta de producción.

$$f(x, \tau) = \int dt \frac{S'(x, t + \tau)_{obs}}{A} S'(x, t)_{cal} \quad 3.27$$

Donde A es un factor de escalamiento que corresponde a la amplitud máxima de los datos de observación, S' representa los componentes de saturación modificados obtenidos a partir del operador de transformación T operando en los datos de producción. El criterio para el mejor ajuste se define como el residual del tiempo de vuelo $\Delta\tau$ que maximiza la ecuación 3.27 de la siguiente manera:

$$f(x, \Delta\tau) = \max\{f(x, \tau) | \tau \in [-T_{max}, T_{max}]\} \quad 3.28$$

Donde T_{max} es la máxima diferencia de tiempo entre los perfiles observados y calculados de los componentes de saturación. Durante el desplazamiento óptimo $f(x, \Delta\tau)$ debe de ser cero, a menos que su máximo sea un punto límite.

$$\dot{f}_{\Delta\tau} = \left[\frac{\partial f(x, \tau)}{\partial \tau} \right]_{\tau=\Delta\tau} = \frac{1}{A} \int dt \frac{\partial S'(x, t + \Delta\tau)_{obs}}{\partial t} \cdot S'(x, t)_{cal} \cdot \frac{\partial t}{\partial \tau} \Big|_{S'(x, t + \Delta\tau)_{obs}} \quad 3.29$$

Por medio de la aplicación de la regla de la cadena a la derivada implícita de la función, el tiempo de viaje de la inversión generalizada se obtiene como:

$$\frac{\partial(\Delta\tau)}{\partial m(x)} = - \frac{\left[\frac{\partial(\dot{f}_{\Delta\tau})}{\partial(m(x))} \right]}{\left[\frac{\partial(\dot{f}_{\Delta\tau})}{\partial(\Delta\tau)} \right]} \quad 3.30$$

Donde,

$$\begin{aligned} & \frac{\partial(\dot{f}_{\Delta\tau})}{\partial(m(x))} \\ &= \frac{1}{A} \int dt \frac{\partial S'(x, t + \Delta\tau)_{obs}}{\partial t} \cdot \frac{\partial t}{\partial \tau} \Big|_{S'(x, t + \Delta\tau)_{obs}} \cdot \frac{\partial S'(x, t)}{\partial t} \cdot \frac{\partial t}{\partial \tau} \Big|_{S'_{cal}} \cdot \frac{\partial \tau}{\partial m(x)} \end{aligned} \quad 3.31$$

Y

$$\frac{\partial(\dot{f}_{\Delta\tau})}{\partial(\Delta t)} = \int \frac{dt}{A} E \quad 3.32$$

$$E = \frac{\partial S'(x, t + \tau)_{obs}}{\partial t} \cdot \frac{\partial t}{\partial \tau} \Big|_{S'(x, t + \tau)_{obs}} \frac{\partial S'(t)_{cal}}{\partial t} + S'(t)_{cal} \frac{\partial^2 S'(x, t + \tau)}{\partial \tau^2} \quad 3.33$$

De aquí,

$$\begin{aligned} & \frac{\partial(\Delta\tau)}{\partial m(x)} \\ &= - \int dt \frac{\frac{\partial S'(x, t + \Delta\tau)_{obs}}{\partial t} \frac{\partial t}{\partial \tau} \Big|_{S'(x, t + \Delta\tau)_{obs}} \cdot \frac{\partial S'(x, t)}{\partial t} \cdot \frac{\partial t}{\partial \tau} \Big|_{S'_{cal}} \cdot \frac{\partial \tau}{\partial m(x)}}{\frac{\partial S'(x, t + \tau)_{obs}}{\partial t} \cdot \frac{\partial t}{\partial \tau} \Big|_{S'(x, t + \tau)_{obs}} \frac{\partial S'(t)_{cal}}{\partial t} + S'(t)_{cal} \frac{\partial^2 S'(x, t + \tau)}{\partial \tau^2}} \end{aligned} \quad 3.34$$

$$\frac{\partial(\Delta\tau)}{\partial m(x)} = - \int dt \left\{ \left(\frac{\frac{\partial S'(x, t + \Delta\tau)_{obs}}{\partial t} \cdot \frac{\partial t}{\partial \tau} \Big|_{S'(x, t + \Delta\tau)_{obs}} \cdot \frac{\partial S'(x, t)}{\partial t}}{\frac{\partial S'(x, t + \tau)_{obs}}{\partial t} \cdot \frac{\partial t}{\partial \tau} \Big|_{S'(x, t + \tau)_{obs}} \cdot \frac{\partial S'(t)_{cal}}{\partial t} + S'(t)_{cal} \cdot \frac{\partial^2 S'(x, t + \tau)}{\partial \tau^2}} \right) \frac{\partial t}{\partial m(x)} \Big|_{S'_{cal}} \right\} \quad 3.35$$

Comparando las ecuaciones 3.35 y 3.26 y notando que la sensibilidad del tiempo de llegada de la saturación modificada para una perturbación en el parámetro de yacimiento m es $\frac{\partial t}{\partial m(x)} \Big|_{S'_{cal}}$. Está claro que la diferencia entre las dos representaciones de la sensibilidad por tiempo de viaje generalizada en un pozo es el peso relativo de la sensibilidad calculada en cada observación. También es importante notar que la implementación de la ecuación 3.35 requiere el cálculo de derivadas numéricas a lo largo de los datos transformados que fueron observados y calculados. Esto puede tornarse problemático para el componente de la saturación de gas y la posible naturaleza errática del perfil resultante.

3.1.7 Inversión por amplitud

Procediendo a hallar el cálculo de sensibilidad resultante de la inversión por amplitud, una expresión apropiada para la sensibilidad se obtiene por medio de la regla de la cadena:

$$\frac{\partial S'}{\partial m(x)} = \frac{\partial S'}{\partial t} \frac{\partial t}{\partial m(x)} \Big|_{S'} \quad 3.36$$

Donde el término de la derecha es la sensibilidad dada por el tiempo de llegada y $\frac{\partial S'}{\partial t}$ Se obtiene a partir de la derivada numérica del perfil de S' vs t . Es

importante notar que la ecuación 3.35 contiene componentes de la sensibilidad por amplitud dando el motivo del por qué la amplitud es resuelta durante la inversión por tiempo de llegada generalizada. La misma explicación puede extenderse a la ecuación 3.26 entendiendo que el término de amplitud de la ecuación 3.36 $(\frac{\partial S'}{\partial t})$ es constante para todas las observaciones en esta formulación comparado con el peso preferencial aplicado en la ecuación 3.35. De esta manera se puede observar que la amplitud se resuelve de la misma manera en que se resuelve a través de la técnica de tiempo de llegada generalizada.

3.1.8 Minimización del sistema general de ecuaciones

La formulación del problema inverso descrita resulta en la solución de un problema de mínimos cuadrados en cada iteración. El problema de los mínimos cuadrados se caracteriza por la forma de la ecuación 3.37.

$$\min_{x \in \mathbb{R}^n} \|b - Ax\|, A \in \mathbb{R}^m, m \geq n \quad 3.37$$

Donde A representa la matriz de sensibilidades y los términos de regularización, b es el vector del "Misfit" calculado y x , es el vector de cambio de los parámetros de yacimiento necesarios para actualizar la estimación actual de estos parámetros. Para la minimización se usa el LSQR (Paige y Saunders, 1982), un caso particular del método del gradiente conjugado aplicado a ecuaciones normales asociadas con la ecuación 3.37. El algoritmo de bidiagonalización de Lanczos (35), siendo el corazón del LSQR, se convierte en un método eficiente para la solución de sistemas de ecuaciones lineales extensos y problemas de mínimos cuadrados.

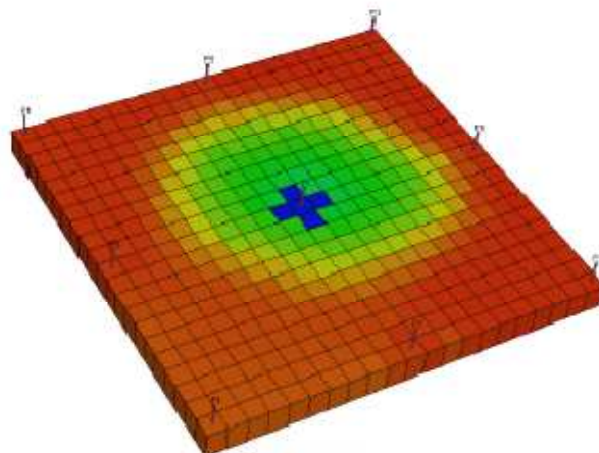
3.2 CASOS DE APLICACIÓN

En esta sección se discutirán ciertos casos de aplicación a manera de referencia. Dos casos sintéticos y dos de campo en donde se introdujeron los conceptos de inversión vistos en la sección 3.1.

3.2.1 Caso sintético bidimensional

Este es el caso de un yacimiento bidimensional con un patrón de nueve puntos invertido.

Figura 42. Modelo sintético bidimensional de cinco puntos invertido

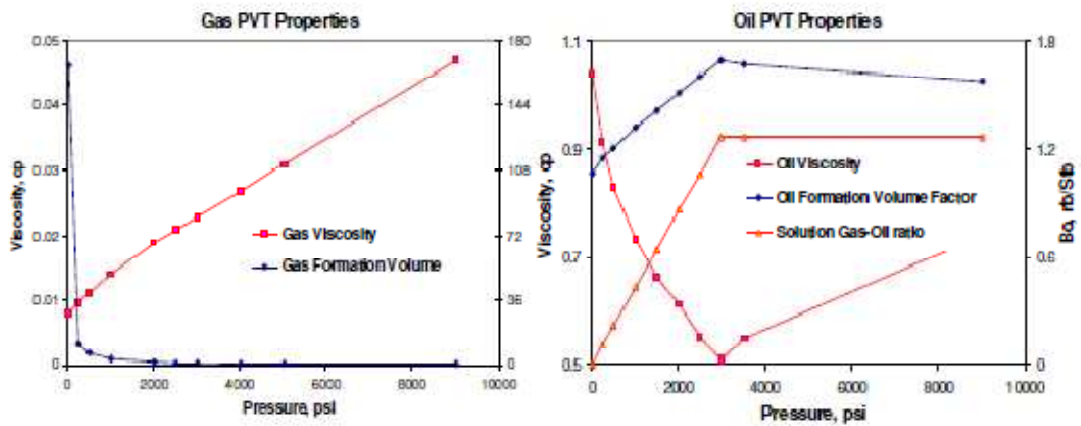


**Fuente: Oyerinde, A.S.: "STREAMLINE-BASED THREE- PHASE HISTORY MATCHING".
Página 36.**

El modelo consiste de ocho productores ubicados a los lados y a las puntas del modelo, y el inyector en el medio. Este es un modelo de aceite negro trifásico con gas libre y con gas en solución existente en el yacimiento, con un enmallado de 21x21x1. El yacimiento esta a una profundidad de 1000 pies y tiene una presión inicial de 3000 psi. Las relaciones PVT están modeladas por

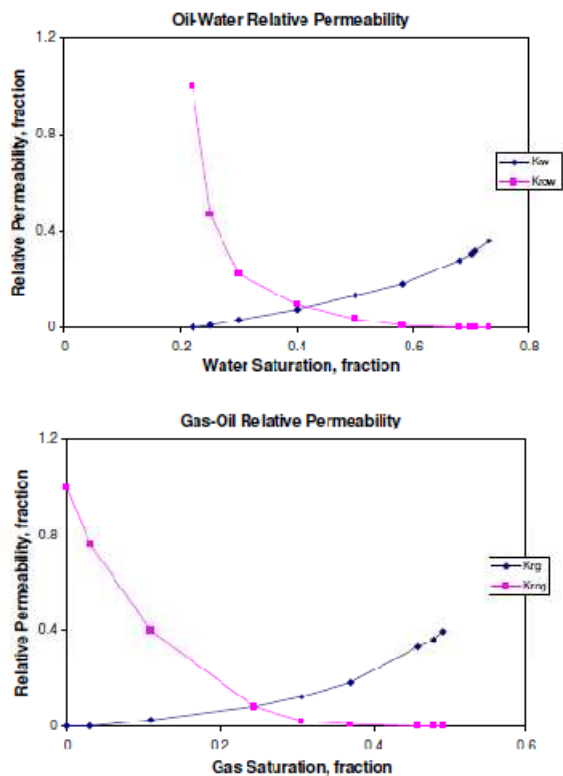
las curvas mostradas en la figura 43 y las propiedades roca-fluido están modeladas en las curvas de permeabilidad relativa de la figura 44. El modelo no maneja anisotropía, tiene una porosidad uniforme y campo de permeabilidad heterogéneo como se muestra en la Figura 45. Se inyecta agua a una tasa de 225 bbl/d y tiene una producción de 225 bbl/d, lo que resulta en una caída continua de presión y así una mayor cantidad de gas libre en la vecindad de los pozos. Se tiene una historia de producción de 1500 días.

Figura 43. Propiedades PVT del gas y del aceite.



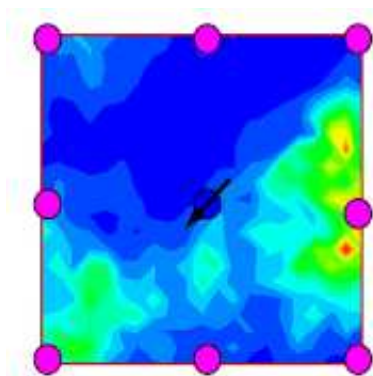
**Fuente: Oyerinde, A.S.: "STREAMLINE-BASED THREE- PHASE HISTORY MATCHING".
Página 37.**

Figura 44. Datos de permeabilidad relativa del modelo en tres fases. Propiedades PVT del gas y del aceite.



Fuente: Oyerinde, A.S.: "STREAMLINE-BASED THREE- PHASE HISTORY MATCHING".
Página 38.

Figura 45. Campo de permeabilidad de referencia.

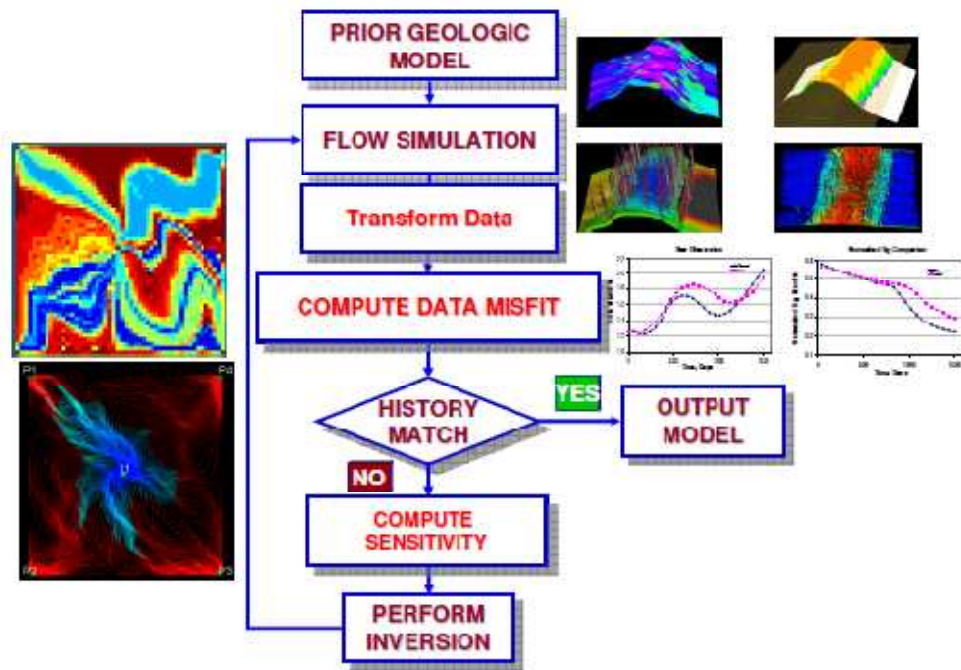


Fuente: Oyerinde, A.S.: "STREAMLINE-BASED THREE- PHASE HISTORY MATCHING".
Página 38.

- **Integración de datos: Inversión por tiempo de llegada generalizada**

El objetivo principal es reconstruir el campo de permeabilidades ajustando los componentes compuestos de saturación ($\frac{S_w}{B_w}$, y $\frac{S_g}{B_g} + \frac{S_o R_s}{B_o}$) basados en la formulación del problema inverso. El ajuste de datos de producción se basa en la premisa de que el ajuste de componentes de saturación resulta en el ajuste de GOR y WCT con un ajuste razonable de presión.

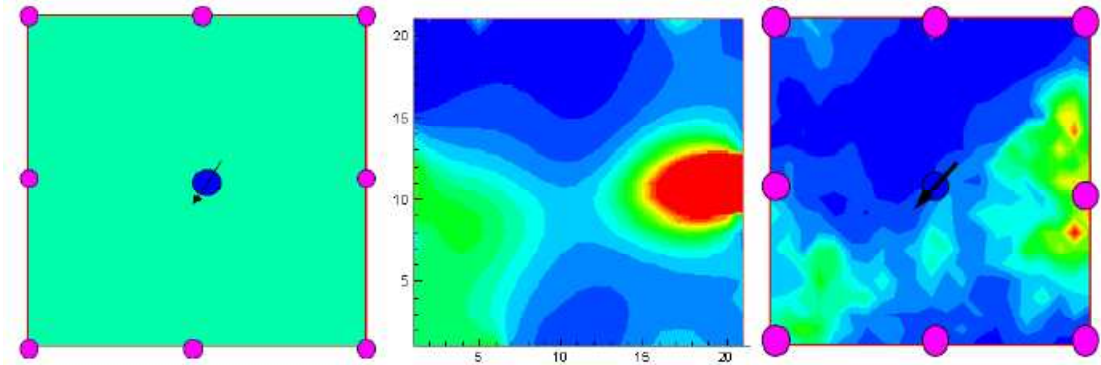
Figura 46. Diagrama de flujo representativo de la inversión,



Fuente: Oyerinde, A.S.: "STREAMLINE-BASED THREE- PHASE HISTORY MATCHING".
Página 39.

En este caso todas las variables se suponen conocidas excepto la distribución de permeabilidades. Un esquema del algoritmo de inversión se muestra en la figura 46.

Figura 47. Campo de permeabilidad inicial (izquierda), campo de permeabilidad reconstruido (centro), y campo de permeabilidad de referencia (derecha).

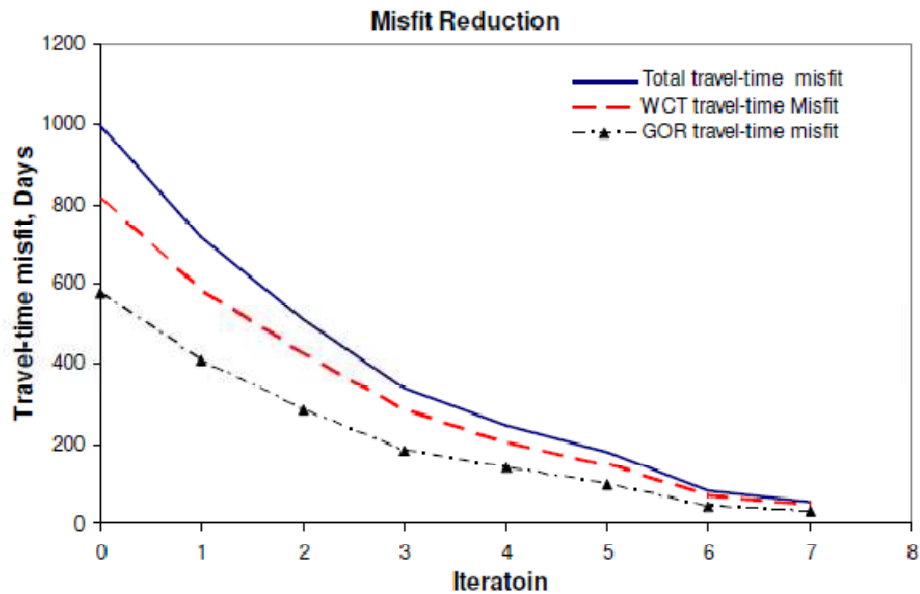


**Fuente: Oyerinde, A.S.: " STREAMLINE-BASED THREE- PHASE HISTORY MATCHING".
Página 39.**

Siendo un campo de permeabilidades homogéneo inicialmente, se procedió a hacer la inversión. La Figura 47 muestra la reconstrucción del campo de permeabilidades luego de la inversión. La grafica indica que la integración identifica correctamente la ubicación de los altos y bajos de permeabilidad. Sin embargo, el modelo es bastante continuo comparado con el modelo de permeabilidad de referencia debido a la limitante de continuidad impuesta en la solución como parte de la regularización. Este ajuste se obtuvo en siete iteraciones luego de que los índices de "misfit" han caído significativamente (figura 48).

El ajuste de los componentes de saturación se muestran en las primeras dos columnas de la figura 49 y 50 para ocho productores incluidos en el modelo. El ajuste del GOR y el WCT se muestra en las figuras 49 y 50. En algunos casos, el ajuste de los componentes de saturación es más preciso que el ajuste correspondiente a las cantidades derivadas. Sin embargo, la pequeña dependencia del factor volumétrico de formación con respecto a la presión hace que el ajuste de los componentes de saturación de agua sea preciso junto con el ajuste del perfil de WCT.

Figura 48. Inversión del “misfit” de la inversión sintética.

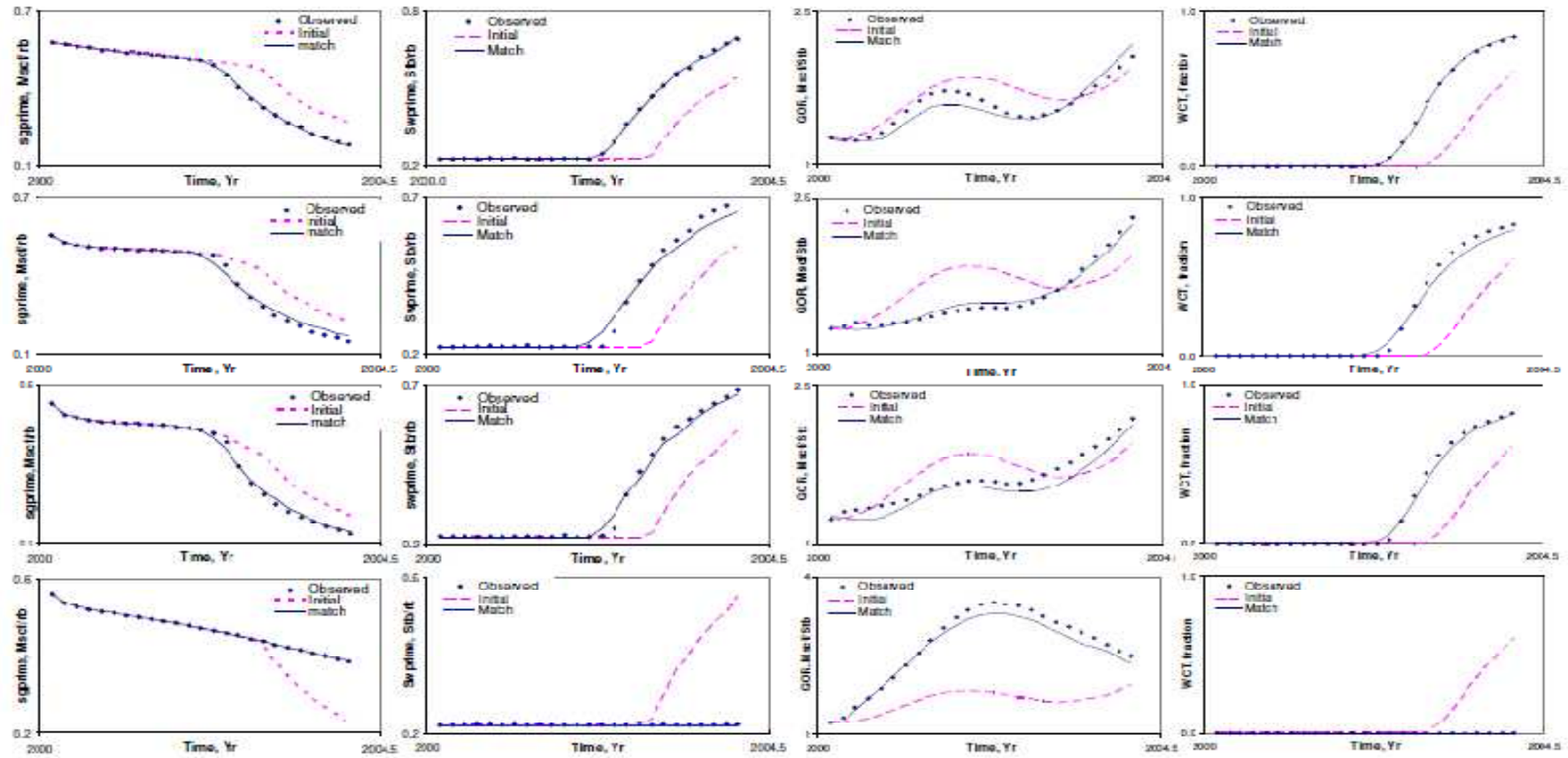


Fuente: Oyerinde, A.S.: " STREAMLINE-BASED THREE- PHASE HISTORY MATCHING".
Página 41.

- **Integración de datos: Inversión por amplitud**

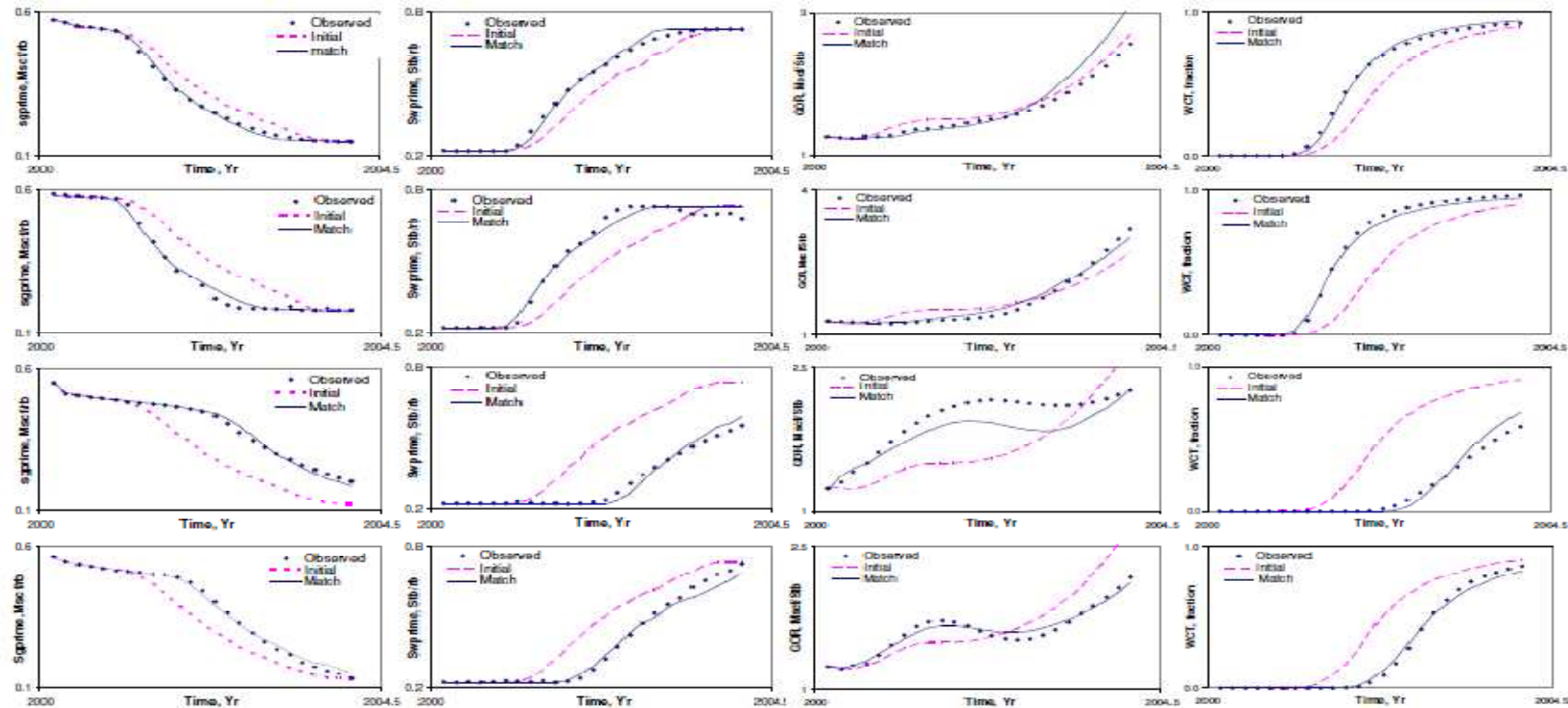
Anteriormente se denotó que la inversión se basó en la formulación de la inversión por tiempo de llegada. Durante la explicación de este tipo de inversión se enfatizó en que la función objetivo tenía propiedades casi lineales respecto a los parámetros del modelo, mientras que la inversión por amplitud era altamente no lineal con malas características de convergencia. Esta afirmación se confirma aplicando la inversión por amplitud al modelo sintético de nueve puntos invertido.

Figura 49. Ajuste de las cantidades de saturación compuestas (columnas 1 y 2) y ajuste resultante de GOR y WCT (columnas 3 y 4) pozos (1-4),



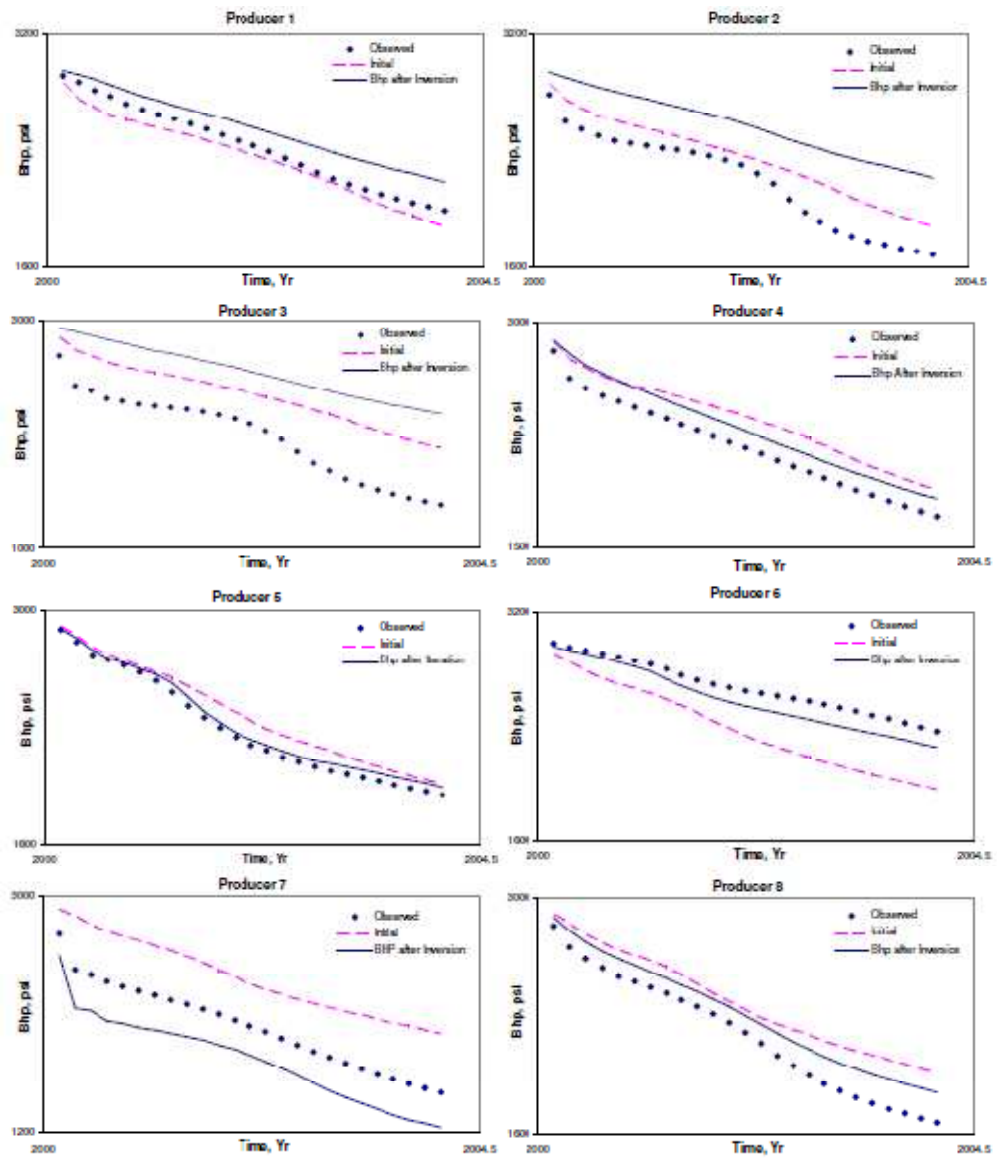
Fuente: Oyerinde, A.S.: "STREAMLINE-BASED THREE-PHASE HISTORY MATCHING". Página 42.

Figura 50. Ajuste de las cantidades de saturación compuestas (columnas 1 y 2) y ajuste resultante de GOR y WCT (columnas 3 y 4) pozos (5-8).



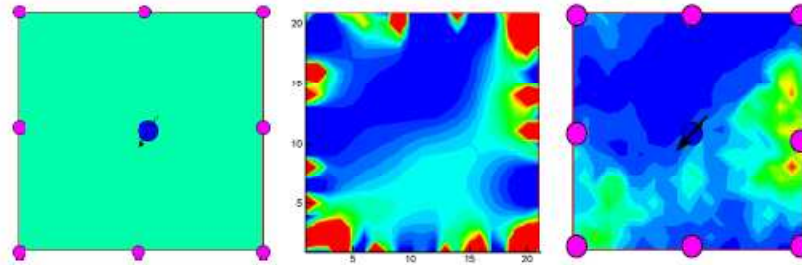
Fuente: Oyerinde, A.S.: "STREAMLINE-BASED THREE-PHASE HISTORY MATCHING". Página 43.

Figura 51. Comparación de la presión de fondo después de la inversión.



Fuente: Oyerinde, A.S.: "STREAMLINE-BASED THREE- PHASE HISTORY MATCHING".
Página 44.

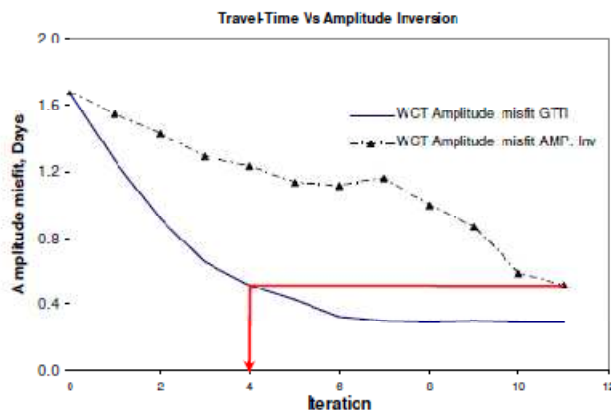
Figura 52. Inversión por amplitud: Campo de permeabilidad inicial (izquierda), Campo de permeabilidad reconstruido (centro) y campo de permeabilidad de referencia (derecho).



Fuente: Oyerinde, A.S.: "STREAMLINE-BASED THREE- PHASE HISTORY MATCHING".
Página 44.

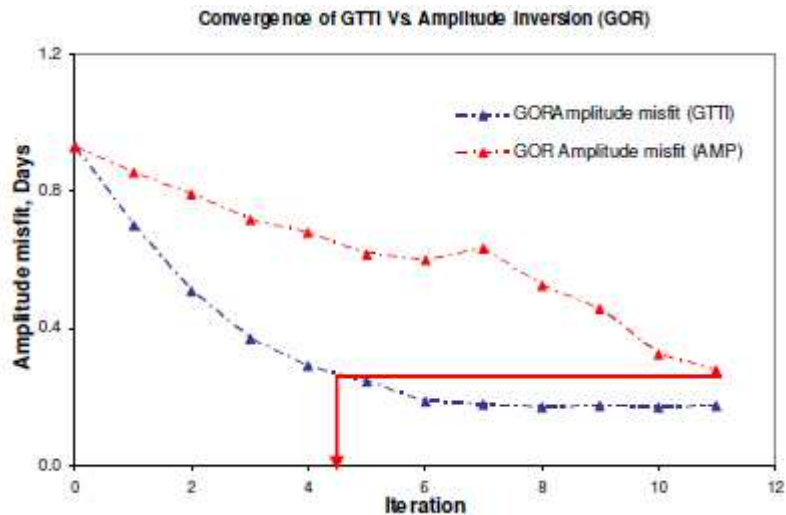
El campo de permeabilidades reconstruido luego de la inversión por amplitud se muestra en la Figura 52. Durante esta inversión se pudo capturar la tendencia de altos y bajos de las permeabilidades, aunque el artefacto matemático utilizado sea diferente a lo que se ve en la inversión por tiempo de llegada generalizada. Esta observación es similar a la hecha en el ajuste del modelo bifásico aceite-agua (36).

Figura 53. Comparación de las técnicas de inversión por tiempo de vuelo e inversión por tiempo de viaje (WCT).



Fuente: Oyerinde, A.S.: "STREAMLINE-BASED THREE- PHASE HISTORY MATCHING".
Página 46

Figura 54. Comparación de las técnicas de inversión por tiempo de vuelo e inversión por tiempo de viaje (GOR)



**Fuente: Oyerinde, A.S.: " STREAMLINE-BASED THREE- PHASE HISTORY MATCHING".
Página 47.**

Comparando el desempeño de convergencia de los dos tipos de inversión (figuras 53 y 54), en ambas gráficas la reducción del “misfit” se consigue para la inversión de amplitud luego de once iteraciones, mientras que en la inversión por tiempo de llegada generalizada se consigue en tan solo cuatro.

3.2.2 Aplicación de modelo de campo bifásico de un millón de celdas

La segunda aplicación es la de un campo con fluido bifásico. Este es un campo asiático con cientos de pozos y alrededor de un millón de celdas. Este modelo es un sector de un modelo mucho más grande, el cual consiste en un sistema bifásico con trescientos veinte productores y siete inyectores.

Las dimensiones del campo son de 25 X 12 Km. El campo fue descubierto en 1944 y empezó producción en 1952. A la fecha la producción acumulada de aceite está sobre los cuatro billones de barriles. La re-inyección del agua producida se inició en 1970 con un patrón de inyección sobre la cresta del

sector de interés. La tasa de producción actual es de 100 MSTB/d. La interacción roca-fluido está modelada por dos curvas de permeabilidad relativa normalizadas para 25 facies. La primera curva fue empleada para las primeras 10 facies y la segunda para las demás.

El ajuste del campo fue efectuado sobre una historia de producción integrada de 50 años. El propósito principal del ajuste histórico sobre este campo es el evaluar el desempeño de una inyección de surfactante en una región del modelo, donde la discretización del dominio de la simulación fue acordemente diseñada. Sobre el centro del modelo se aplicó un enmallado fino, siendo esta la región de inyección y en las regiones más alejadas se aplicó un enmallado grueso. El modelo se dividió en cinco regiones de fluido basados en una presión promedio medida del yacimiento en estas regiones, lo que clarificaría un ajuste de presión regional.

- **Integración de los datos de producción**

En este campo lo que se buscó fue hacer un ajuste del corte de agua observado y las presiones promedio regionales. Dentro de la formulación del problema inverso, el operador de transformación T fue utilizado para convertir los datos de producción en componentes de saturación como un requerimiento para la consistencia entre el cálculo del “misfit” y la sensibilidad. En el caso específico de un fluido bifásico agua-aceite, el paso de la transformación se puede omitir. La razón de lo anterior, es que para este caso el corte de agua es el mismo flujo fraccional, siendo la saturación de agua lo único que determina el flujo fraccional. En otras palabras, el tiempo de llegada de la saturación de agua ajustado es el mismo tiempo de llegada de su correspondiente flujo fraccional de agua y por consiguiente el corte de agua. Por este mismo motivo, la expresión de sensibilidad se mantiene igual, por lo cual es suficiente con usar el perfil de corte de agua para calcular los datos de “misfit” e ignorar el paso de transformación del algoritmo.

Al correr el modelo inicial del yacimiento, la mayoría de los pozos no tenían el suficiente soporte de presión y fueron cerrados una vez superado el límite mínimo de presión, lo que ocasionó que las presiones regionales promedio simuladas cayeran por debajo de los valores observados. Ya que este es un *sector model*, la representación de las condiciones de frontera, las cuales se basan en el soporte de presión por parte de los inyectores periféricos en un modelo completo de campo, terminaron siendo cuestionables. Tomando en cuenta lo anterior se ubicaron pseudo-inyectores en las fronteras del *sector model* en sitios donde se presumió que el modelo completo de campo fue fuertemente influenciado por los inyectores periféricos.

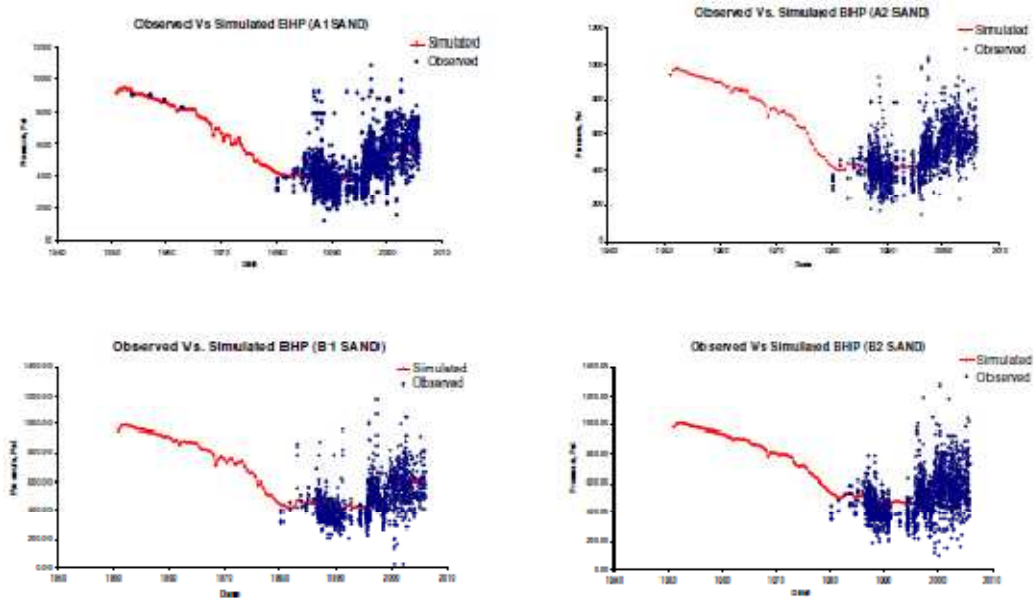
Los pasos tenidos en cuenta para la integración de los datos fueron los siguientes:

- ✓ Inclusión de pseudo-pozos para modelar las condiciones de frontera con el fin de eliminar el control por límite de presión.
- ✓ Limitar el modelo por tasa de líquido.
- ✓ Ajustar presiones por región.
- ✓ Limitar el modelo por tasa de aceite para el ajuste histórico tipo "GTTI".

El objetivo es ajustar los datos de producción manteniendo un buen ajuste de las presiones regionales. La figura 55 muestra el ajuste de las presiones regionales observadas siguiendo los pasos mencionados.

En la inversión de saturación, se le dio más peso a los 57 pozos ubicados en la región de inyección de surfactante de manera que se cumpliera el propósito de ajustar haciendo una caracterización detallada del área de interés.

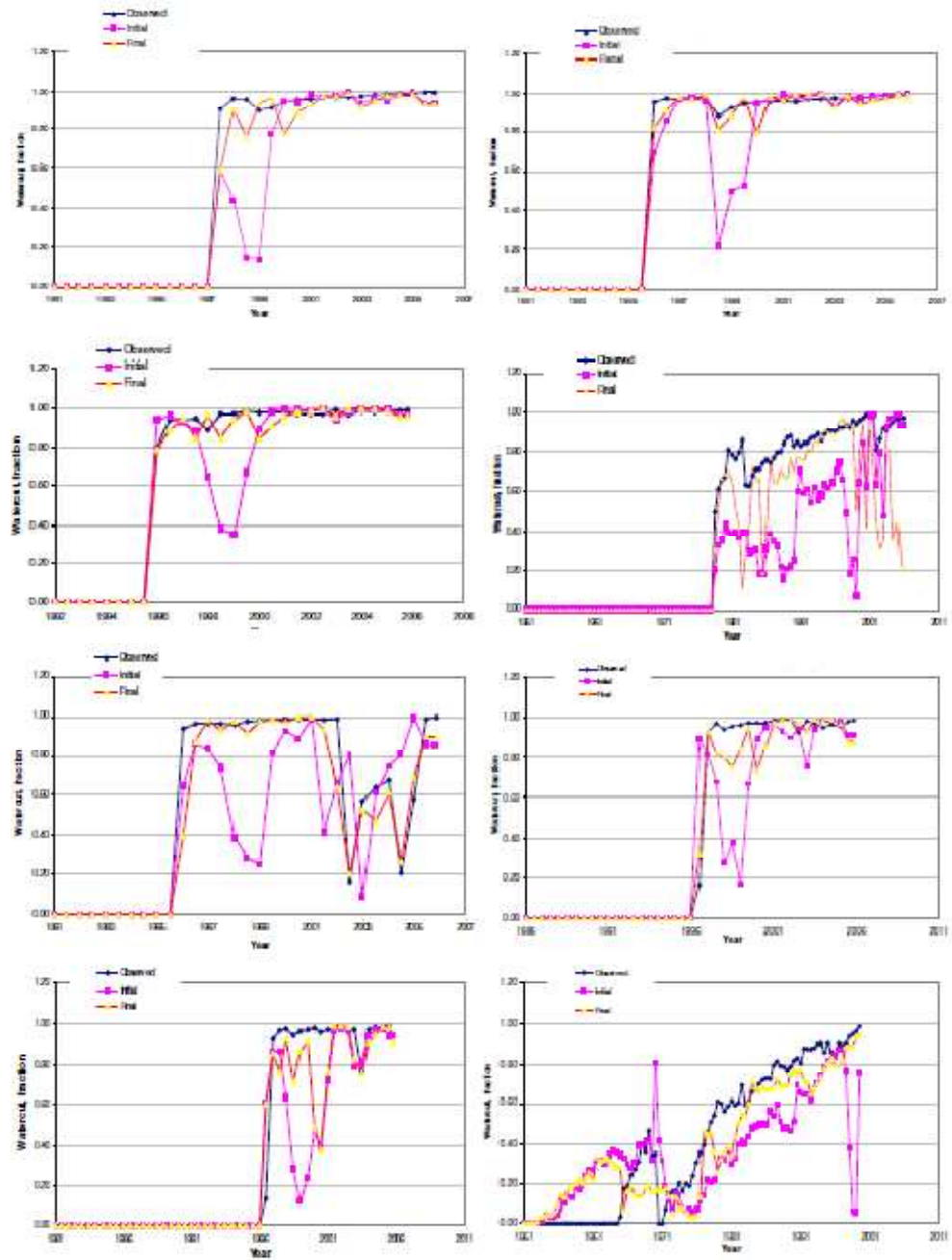
Figura 55. Ajuste de presión regional luego de la inversión.



**Fuente: Oyerinde, A.S.: " STREAMLINE-BASED THREE- PHASE HISTORY MATCHING".
Página 49.**

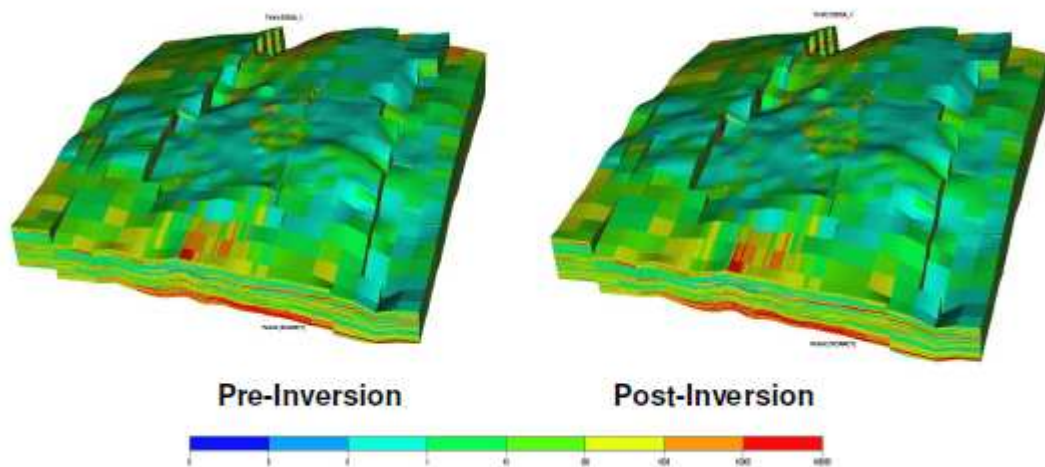
En la figura 56 se muestra el corte de agua de algunos pozos después de la inversión. Los modelos de permeabilidad antes y después de la inversión se muestran en la figura 57. Se denota que la diferencia entre los dos modelos no es muy discernible, siendo esto consecuencia del término de penalización impuesto sobre la función objetivo.

Figura 56. Ajuste de la saturación en algunos de los pozos de la región de inyección de surfactante.



**Fuente: Oyerinde, A.S.: "STREAMLINE-BASED THREE-PHASE HISTORY MATCHING".
Página 50.**

Figura 57. Preservación del modelo estático luego de la inversión,



**Fuente: Oyerinde, A.S.: "STREAMLINE-BASED THREE- PHASE HISTORY MATCHING".
Página 51.**

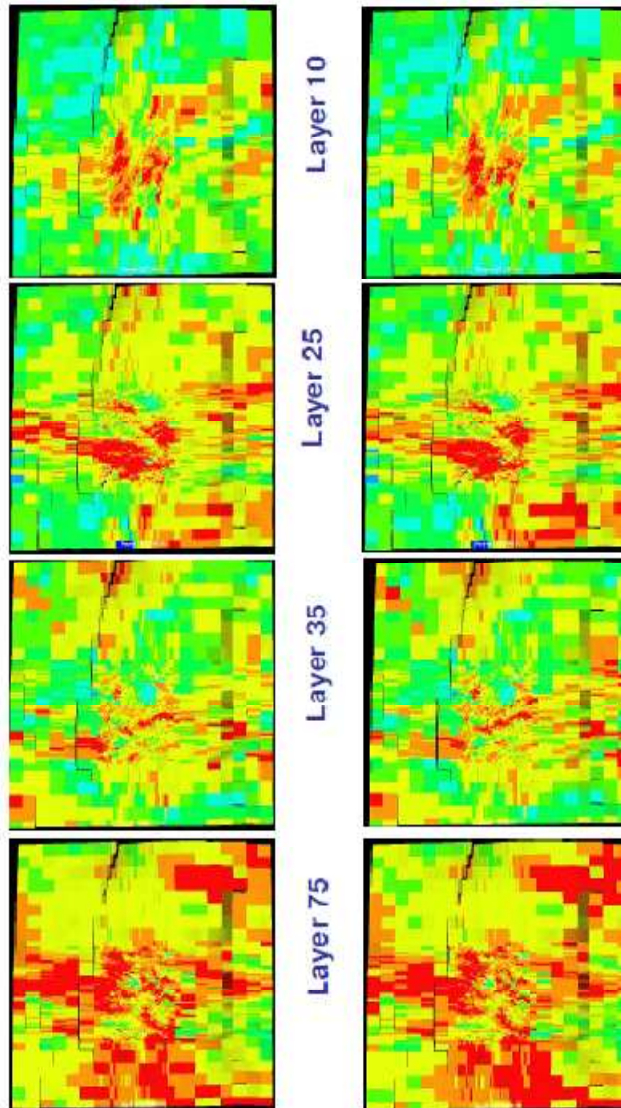
En la figura 58 se muestra una comparación capa a capa de la distribución de permeabilidades de algunas capas antes y después de la inversión.

En el ajuste presentado en la figura 56 se ve que la mayoría de los pozos tienen un ajuste razonable en la irrupción de agua, pero que realmente se necesita resolver la diferencia de amplitudes entre los datos observados y calculados.

El ajuste de la primera irrupción de agua en el modelo inicial apoya la idea previa sobre el modelo inicial y la necesidad de preservarlo. En capítulos anteriores se estableció que en la vecindad de la solución (cuando el "Misfit" por tiempo de llegada es mínimo), la inversión por tiempo de viaje generalizada se reduce a una inversión por amplitud la cual muestra una convergencia lenta, lo cual es característico de este tipo de inversión. Esto se verifica por la reducción en el "misfit" mostrado en la figura 59. En esta figura, la convergencia no es tan rápida como en la del caso típico debido a que el "misfit" por tiempo de viaje se ha resuelto en su mayoría en el modelo inicial y

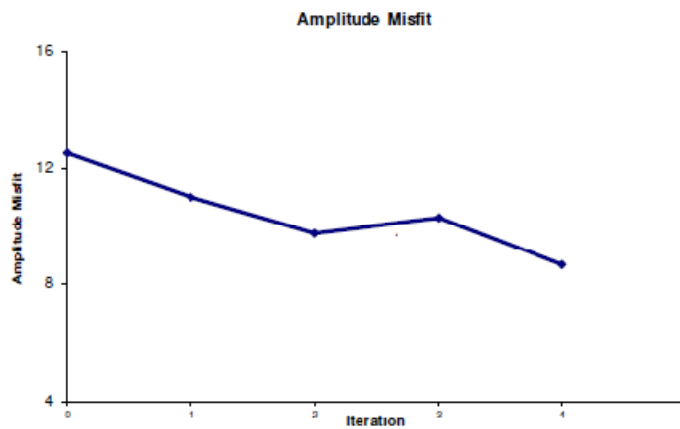
lo que realmente está resolviendo la inversión es el “misfit” dado por la amplitud.

Figura 58. Preservación del modelo estático luego de la reconciliación de 50 años de historia de producción de un modelo de un millón de celdas representativo de un campo gigante asiático.



Fuente: Oyerinde, A.S.: "STREAMLINE-BASED THREE- PHASE HISTORY MATCHING"

Figura 59. Convergencia lenta del GTTI en la vecindad de la solución.



*Fuente: Oyerinde, A.S.: "STREAMLINE-BASED THREE- PHASE HISTORY MATCHING".
Página 121.*

3.3 AJUSTE HISTÓRICO ASISTIDO

En algunas ocasiones obtener un ajuste completamente automático no es posible. En alguna etapa del proceso siempre se puede requerir el ajuste asistido. En la mayoría de circunstancias el ajuste automático se restringe en aplicaciones sintéticas presentándose complicaciones durante aplicaciones reales.

Bajo esta consideración, la metodología que se describirá a continuación se diseñó con el fin de facilitar la labor del ajuste histórico, lo que en resumidas cuentas representa la simulación y la identificación de los cambios resultantes en el modelo de predicción mediante la modificación de los datos de entrada, lo cual conlleva a series de corridas, análisis de resultados etc. Las decisiones dentro de las cuales se motiva a considerar que tanto puede variar la propiedad en consideración y que regiones se deben modificar son tema de decisión del ingeniero y para ello resulta el ajuste asistido como herramienta de decisión.

Una vez que se ha decidido cuales propiedades (en el caso de este trabajo solo la permeabilidad) van a ser modificadas. Cada propiedad se asocia a un modificador o multiplicador escogido.

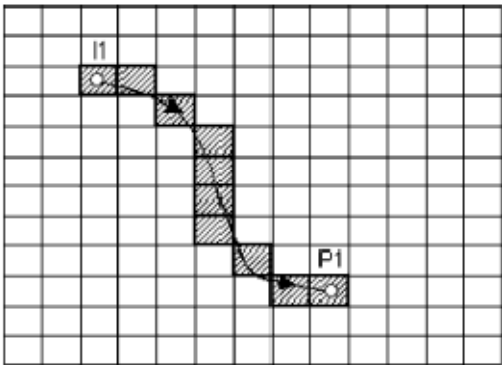
La simulación por líneas de corriente se utiliza principalmente para regiones de influencia entre pozos, por ejemplo, entre un inyector y un productor. Las líneas de corriente se usan para definir el camino principal de flujo entre los pozos. Durante la simulación, las líneas de corriente son actualizadas dependiendo de las actualizaciones de presión. Esto significa que las coordenadas de las líneas de corriente pueden cambiar durante la simulación. La figura 60 muestra como este cambio puede ser incorporado considerando dos tiempos diferentes (t_1 y t_2), la parte (a) muestra los bloques penetrados por las líneas de corriente al tiempo t_1 y la parte (b) los bloques penetrados por las líneas de corriente al tiempo t_2 .

Como las regiones afectadas a diferentes tiempos no son las mismas, al instante de realizar el ajuste es de suma importancia tomar el tiempo que verdaderamente representa la discrepancia entre las regiones que marcan la diferencia entre el modelo que inicialmente obtuvo y el modelo que representa la respuesta de producción. Por ejemplo para un modelo bifásico incompresible representado por la ecuación 2.27 cuando $c = 0$, siendo $B_w \cong 1$, tenemos que:

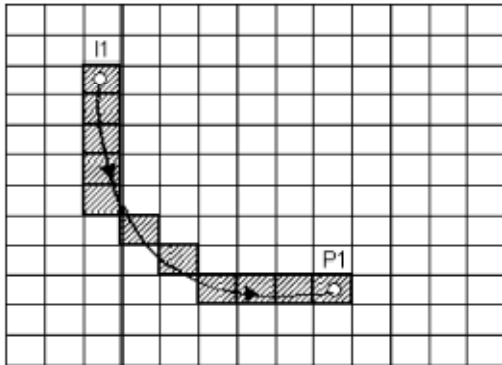
$$\frac{\tau}{t} = \frac{\partial f_w}{\partial S_w} \quad 3.38$$

Con esta expresión el ingeniero tiene la posibilidad de tener control sobre el frente de invasión y por ende sobre los tiempos y regiones correspondientes del yacimiento donde deben aplicarse los modificadores de la propiedad. Un paso a paso de la metodología de ajuste asistido a través de la herramienta Software Eclipse es presentado en el Anexo 1.

Figura 60. Esquema de los bloques atravesados por las líneas de corriente.



(a)



(b)

Fuente: Maschio C. "Assisted history matching using streamline simulation". Unicamp, Campinas 2008.

4. METODOLOGIA DE POSICIONAMIENTO DE POZOS INFILL

4.1 PASOS GENERALES

La metodología para la ubicación de pozos *infill* parte de la premisa de que el modelo debe ser ajustado con el fin de obtener la mejor predicción y no presentar resultados erróneos con respecto a un pozo que podría o no incluirse en el modelo. La técnica consiste en cotejar mapas unificados de propiedades (por ello la importancia de ajuste) con las líneas de corriente representativas de la dinámica de flujo cuya información es invaluable ya que éstas representan las áreas de drenaje y los frentes de invasión tanto de los pozos productores como de los inyectores respectivamente. A continuación se presentará el paso a paso de la metodología.

1. Tomar el modelo inicial o caso base poblado geoestadísticamente y realizar el ajuste histórico ya sea manual, asistido u o automático. Esto con el fin de que el modelo sobre el que se vaya a predecir resultados del yacimiento representen la realidad de la manera más aproximada posible.
2. Construir mapas de ponderación por propiedad del yacimiento para la permeabilidad, la porosidad, la presión y saturación de aceite al tiempo final de simulación o último reporte de producción. La construcción de estos mapas se deriva de la asignación de rangos de cada propiedad que serán reemplazados por niveles. Una vez construidos los mapas de ponderación por propiedad se construye un mapa unificado cuya información permitirá evaluar las zonas o capas con las mejores propiedades. Como los mapas de ponderación varían de 1 a 5, el mapa unificado variará de acuerdo a los valores mínimos y máximos que presente cada mapa de ponderación. Esto es propio de cada modelo. Posteriormente se realizan varios filtros de acuerdo al rango obtenido en el mapa unificado con el fin de escoger las zonas que, por celda, además de poseer buenas propiedades posea altas saturaciones de aceite.

3. A partir de la obtención de datos de pozo del yacimiento ó *Sector Model* identificar con ayuda del mapa y/o el modelo base el estado actual de los pozos (por arena o capa): los activos, inactivos y abandonados: y en el caso de los inactivos y abandonados especificar la causa. Si no se cuenta con la información, analizar los datos históricos de producción (caudal de aceite agua y gas) de todos los pozos y así identificar su estado actual. Si algún pozo se encuentra abandonado e inactivo, identificar según reportes, las causas de esta inactividad o abandono.
4. Se trazan las líneas de corriente y se les asignan valores de tiempo de vuelo cuyo máximo es el correspondiente al tiempo de simulación. El valor de tiempo de vuelo asociado al tiempo de simulación se calcula mediante la relación mostrada en la ecuación 3.38. Al hacer esto obtenemos las áreas de drenaje de cada pozo. Se eliminan estas zonas del mapa unificado y, finalmente se hace otro filtro desde el tiempo de simulación hasta el tiempo de predicción y desde el tiempo de predicción hasta el máximo calculado llevándose a cabo las mismas observaciones, obteniéndose la zona en la que se van a ubicar los nuevos pozos.
5. Se escogen las posiciones de los nuevos pozos productores. De acuerdo al tiempo de predicción se hace una perforación y se corren predicciones para perforaciones aisladas, es decir, se evalúan los escenarios en los que cada pozo se perfora por separado. Evaluar curvas de declinación, detectar y evaluar los cambios presentados. Finalmente para cada pozo nuevo se calculan tasas normalizadas y con ello dar un veredicto sobre cuáles han de ser los más eficientes.

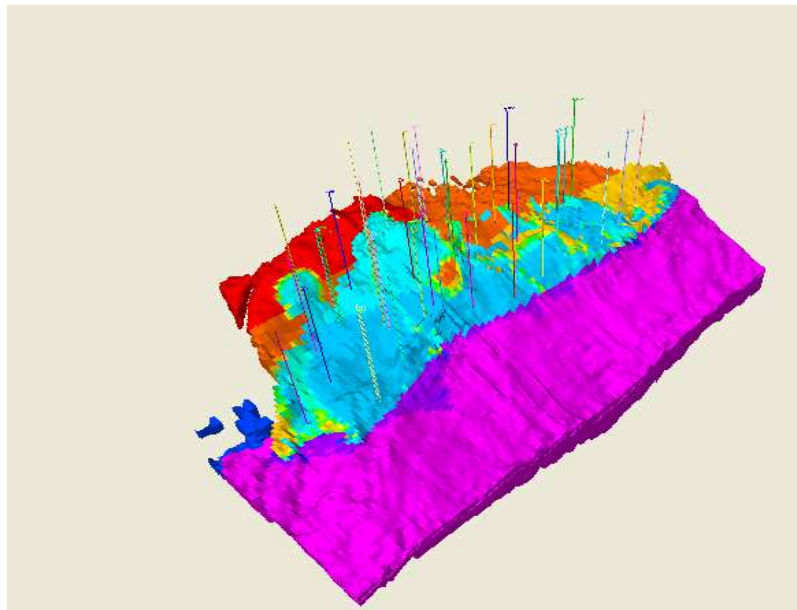
Para cada aplicación se realizará una descripción más detallada sobre cada paso. Esta metodología se fundamenta principalmente en el poder de visualización de la dinámica de flujo y de la información sobre la heterogeneidad del yacimiento que contienen las líneas de corriente

convirtiéndose en una herramienta extremadamente visual, lo cual saldrá a relucir con las explicaciones que se expondrán a continuación.

4.2 CASO DE APLICACIÓN: MP13 AREA REVIEW

El modelo que se presentará a continuación titulado como "MP13 AREA REVIEW" fue abstraído de uno de los modelos de muestra del simulador de líneas de corriente (frontsim) del paquete de simulación del software Schlumberger Eclipse.

Figura 61. MP13 AREA REVIEW.



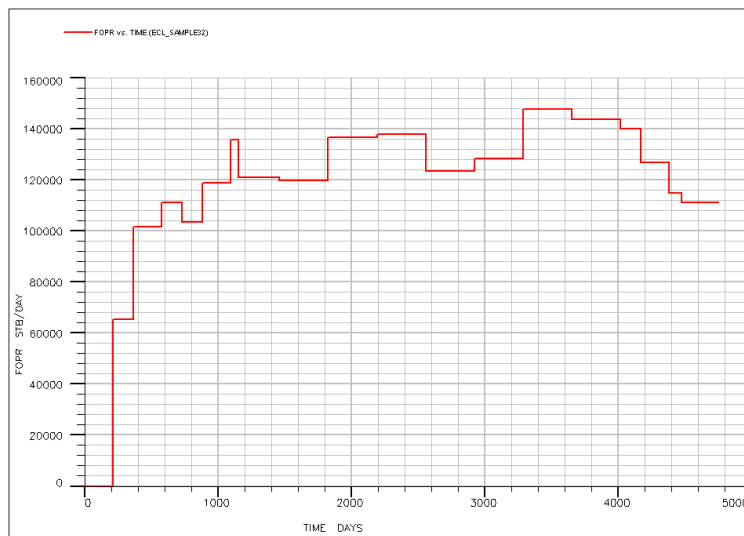
Fuente: Petrel 2008.

Este es un modelo bifásico con dimensiones de 86x154x5. Con un contacto de agua-aceite a 10387 pies y una presión promedio de 6653 psi. Es un modelo tipo "Black oil" con un $R_s = 0.775 \text{ MSCF/stb}$ constante. Inicialmente el

yacimiento arranca su vida de producción con siete pozos. A largo de los 13 años de vida del yacimiento se fueron incluyendo tanto pozos productores como inyectores completando un total de 39 pozos al final de este tiempo. El yacimiento inicialmente contaba con reservas de aceite de 1.63 billones de barriles y actualmente cuenta con 1.07 billones de barriles con un factor de recobro de casi el 34.7%.

Este yacimiento termina siendo interesante dado que mediante la aplicación de la metodología se tendrá la oportunidad de mejorar este valor y lograr aumentar la tasa de producción de aceite que según la figura 62 presenta una declinación a los once años de vida productiva de yacimiento.

Figura 62. Tasa de producción de aceite. MP13.



Fuente: Autores. Eclipse Office.

Dando inicio con la metodología a continuación se muestran los mapas de ponderación por propiedad y seguidamente un mapa de ponderación unificado que servirán como primer criterio de clasificación antes de trazar las líneas de corriente. A continuación se presentan los rangos por propiedad (de la tabla 9 a

la tabla 12) junto con sus respectivos histogramas y los mapas anteriormente mencionados (de la figura 63 a la 66).

4.2.1 Aplicación de la metodología de posicionamiento de pozos infill.

Como se pudo concluir de la figura 62, se tiene el caso de un yacimiento que ha entrado en etapa de agotamiento y al cual es necesario posicionarle nuevos pozos productores para desacelerar la caída de la curva de producción.

Cabe resaltar que el primer paso de la metodología no será aplicado a este modelo debido a que no se cuenta con registros de producción de campo, únicamente se centrará en la aplicación de posicionamiento. Se procede a aplicar la metodología propuesta paso descrita en la sección 4.1.

- 1. Analizar los mapas de propiedades de yacimiento tales como el mapa de distribución de permeabilidades, porosidad, presión y saturación de aceite. base a este análisis construir una tabla de ponderaciones (escala de 1 a 5) teniendo en cuenta los histogramas para cada propiedad y generar mapas de clasificación (mapas ponderados preliminares) en donde se muestren las zonas con buenas características dentro del rango de clasificación. Finalmente, en base a los mapas de clasificación generados para cada propiedad, construir un mapa unificado que reúna todos los mapas de clasificación y escoger las áreas con mayor potencial de producción. Además con ayuda de este mapa unificado podemos escoger las arenas de las cuales se va a producir.*

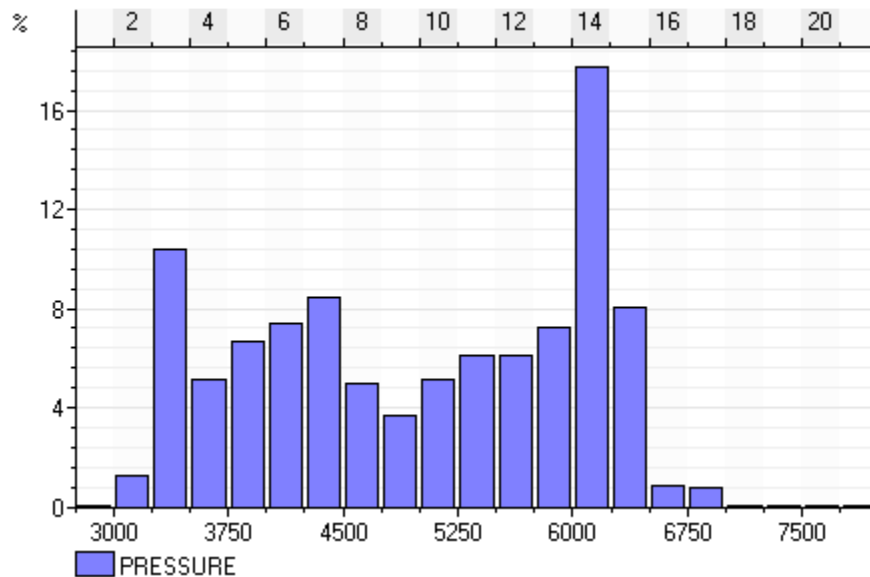
Las tablas de ponderaciones para cada propiedad, histogramas y mapas correspondientes de clasificación son:

Tabla 9. Ponderación para la presión al último reporte.

Nivel	Rango de Presión
1- muy malo	2703.59-3750
2- malo	3750.1-4500
3- aceptable	4500.1-5250
4- bueno	5250.1-6000
5- muy bueno	6000.1-8216.61

Fuente: Autores.

Figura 63. Histograma de la Presión en yacimiento al último reporte.



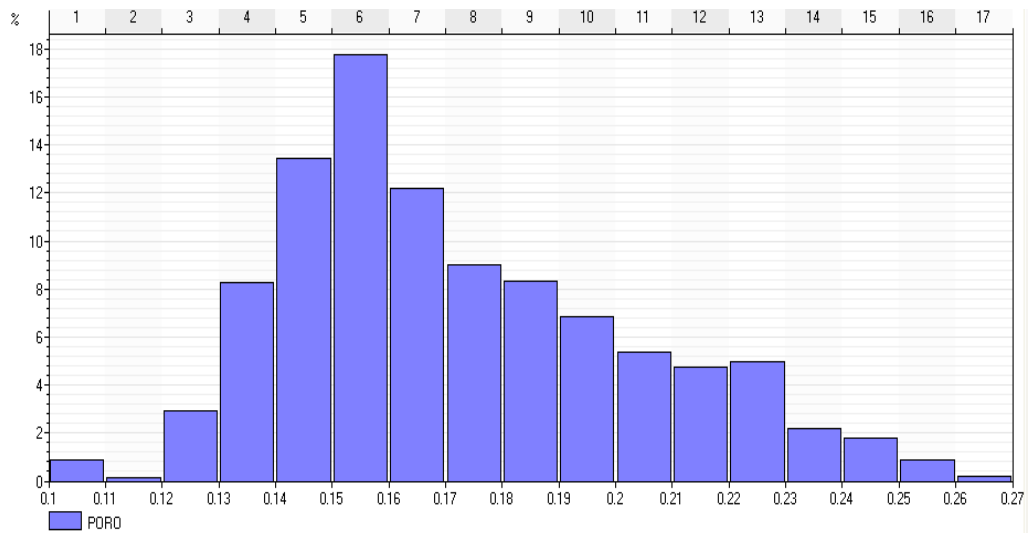
Fuente: Autores.

Tabla 10. Ponderación para la porosidad.

Nivel	Rango de Porosidad
1- muy malo	0.1-0.12
2- malo	0.12-0.14
3- aceptable	0.14-0.17
4- bueno	0.17-0.23
5- muy bueno	0.23-0.264137

Fuente: Autores.

Figura 64. Histograma de porosidad.



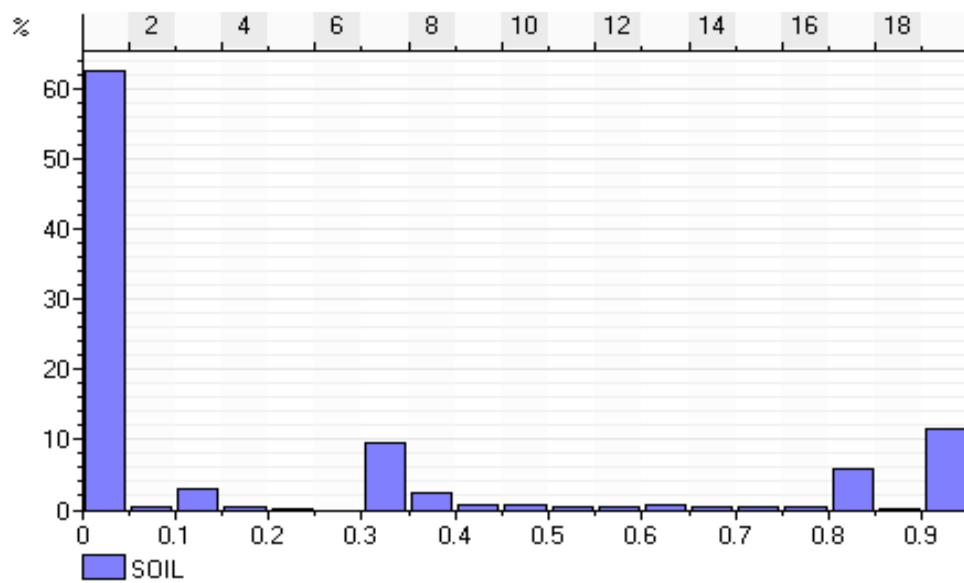
Fuente: Autores.

Tabla 11. Ponderación para la saturación de aceite. Último reporte.

Nivel	Saturación de aceite
1- muy malo	0-0.1
2- malo	0.1-0.2
3- aceptable	0.2-0.4
4- bueno	0.4-0.7
5- muy bueno	0.7-0.934

Fuente: Autores.

Figura 65. . Histograma de saturación de aceite último reporte.



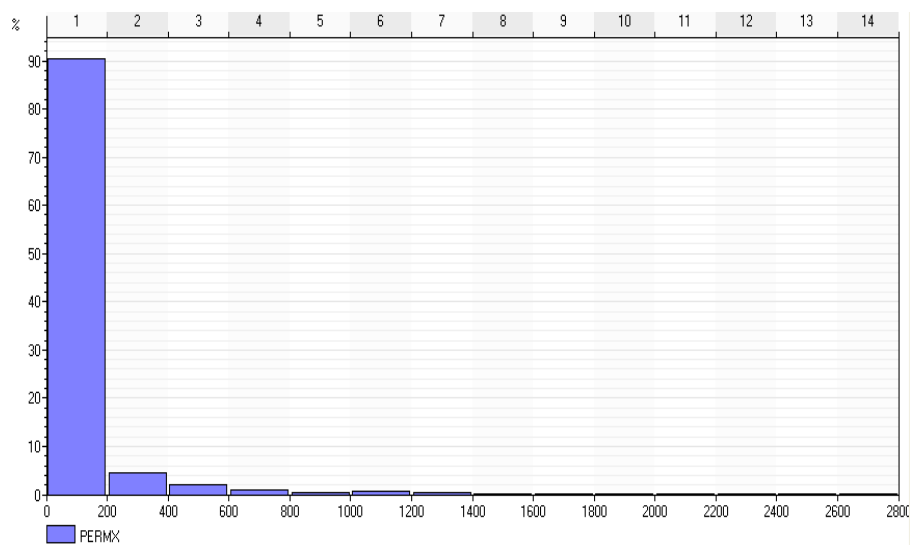
Fuente: Autores.

Tabla 12. Ponderación para la permeabilidad.

Nivel	Permeabilidad
1- muy malo	0.0609959-70
2- malo	70-140
3- aceptable	140-200
4- bueno	200-400
5- muy bueno	400-2663.03

Fuente: Autores.

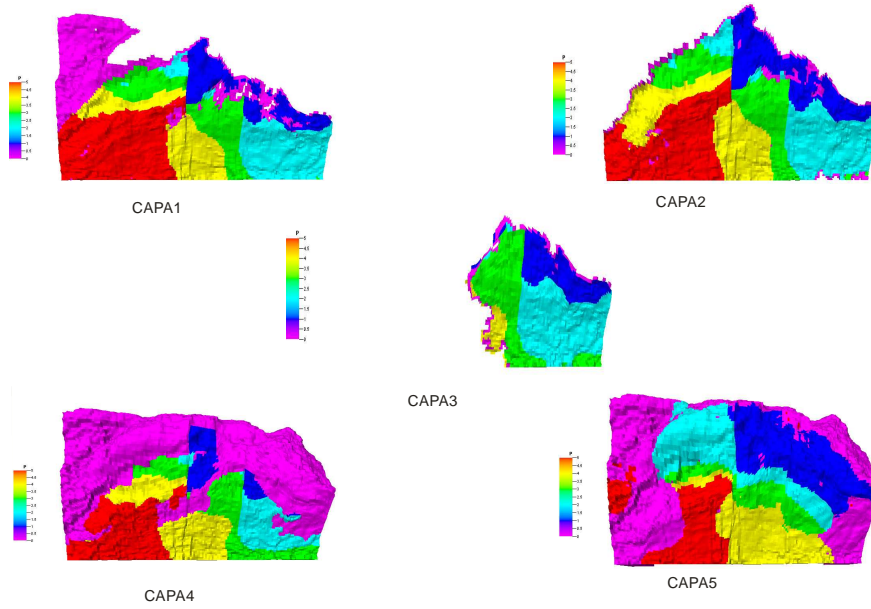
Figura 66. Histograma de permeabilidades.



Fuente: Autores.

Figura 67. Mapa de ponderación. Presión al último reporte.

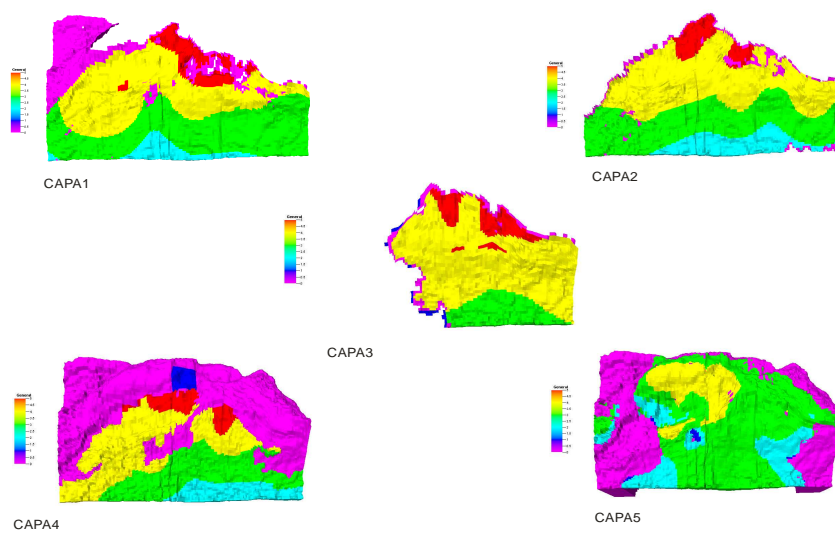
MAPA DE PRESIONES POR RANGOS



Fuente: Autores. Petrel.

Figura 68. Mapa de ponderación. Porosidades.

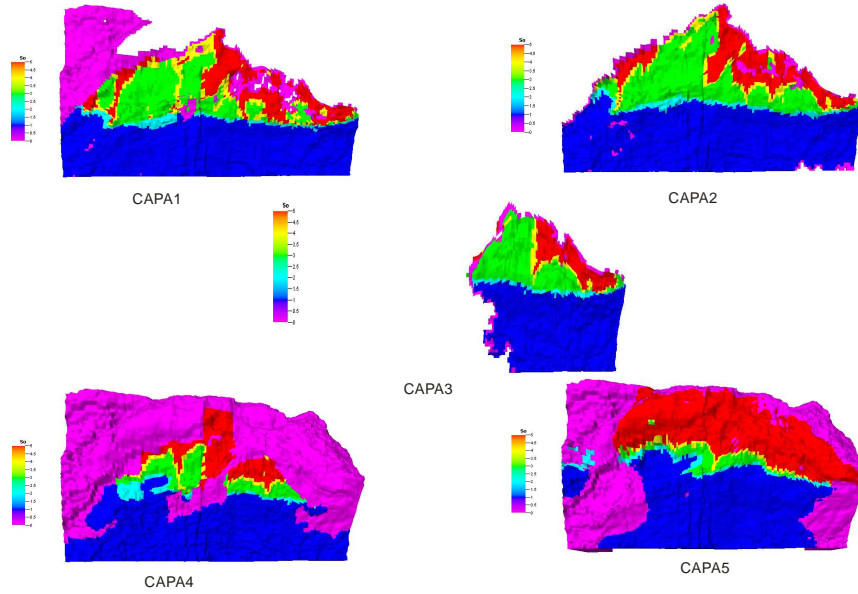
MAPA DE POROSIDADES POR RANGOS



Fuente: Autores. Petrel.

Figura 69. Mapa de ponderación. Saturación de aceite al último reporte.

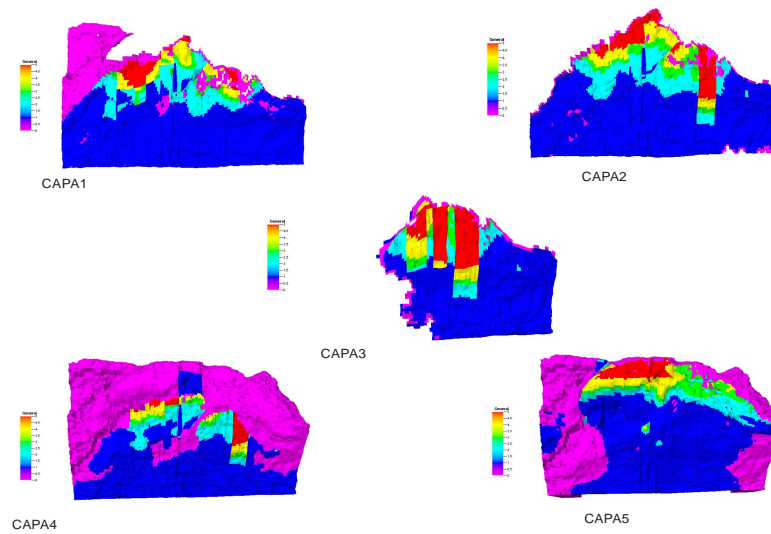
MAPA DE SATURACIONES DE ACEITE POR RANGOS



Fuente: Autores. Petrel.

Figura 70. Mapa de ponderación. Permeabilidad.

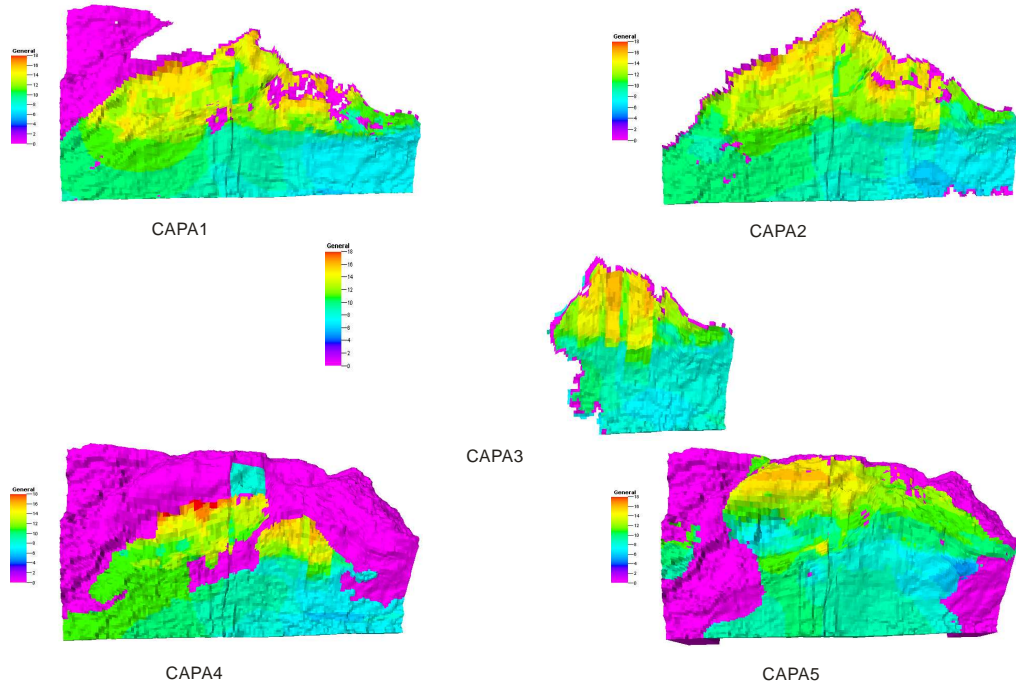
MAPA DE PERMEABILIDADES POR RANGOS



Fuente: Autores. Petrel.

Figura 71. Mapa de ponderación unificado final.

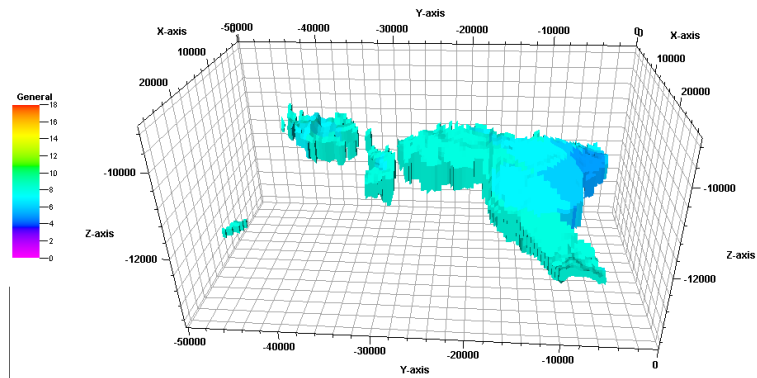
MAPA UNIFICADO DE PROPIEDADES



Fuente: Autores. Petrel.

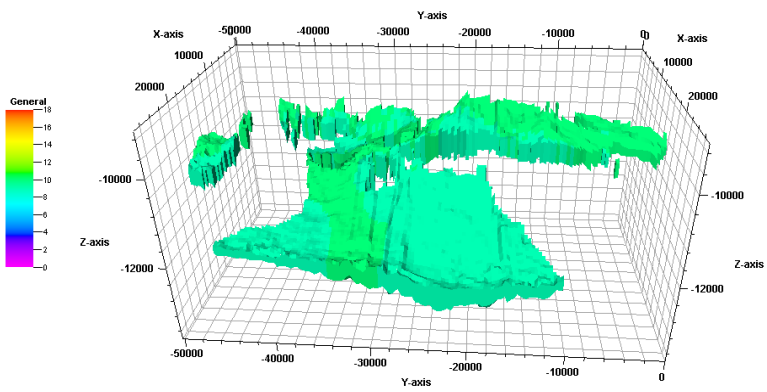
Ahora se procede a establecer el rango apropiado para el mapa unificado. Para esto se realizan varios filtros con el fin de conocer qué propiedad o propiedades son las que aportan el mayor peso al valor ponderado por celda, y eliminar las zonas que posiblemente pueden presentar altos pesos pero que no posean una saturación aceite apreciable. En la tabla 13 se ilustran los resultados de los filtros realizados, en donde las áreas resaltadas con rojo representan las zonas por capa que, además de presentar buenas propiedades tienen altas saturaciones de aceite. El rango escogido para realizar el filtro número 1 es de 11 a 18.

Figura 72. Filtro #1. Ponderación 3 a 8.



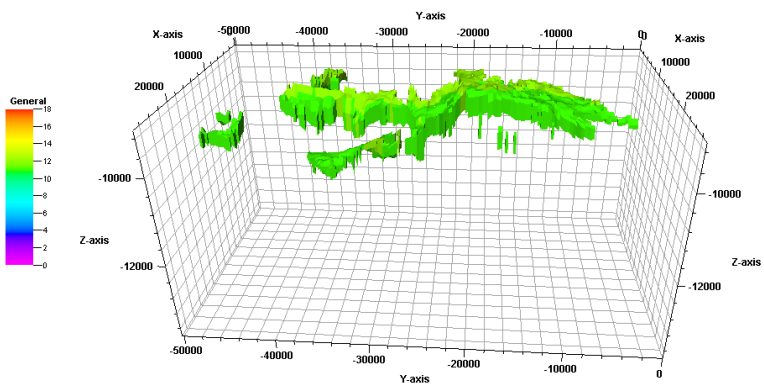
Fuente: Autores. Petrel.

Figura 73. Filtro #2. Ponderación 9 a 10.



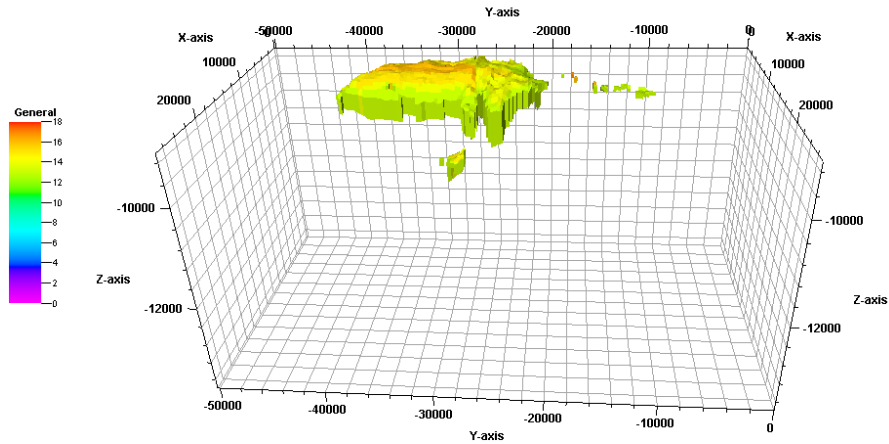
Fuente: Autores. Petrel.

Figura 74. Filtro #3. Ponderación 11 a 12.



Fuente: Autores. Petrel.

Figura 75. Filtro #4. Ponderación 13 a 18.



Fuente: Autores. Petrel.

Tabla 13. Análisis del mapa unificado por capa.

	Capa 1				Capa 2			
Rango M.U.	Rangos Φ	Rangos K	Rangos P	Rangos So	Rangos Φ	Rangos K	Rangos P	Rangos So
3 a 8	2,3	1	2,3,4	1	2,3,4	1	2,3,4	1
9 a 10	2,3,4	1	3,4,5	1	3,4	1	3,4,5	1
11 a 12	4	1,2	1,4,5	1,2,3,4,5	1,3,5	1,2	1,3,5	1,3,5
13 a 18	4,5	1,2,3,4,5	1,3,5	3,4,5	4,5	1,2,3,4,5	1,2,3,4,5	3,4,5
	Capa 3				Capa 4			
Rango M.U.	Rangos Φ	Rangos K	Rangos P	Rangos So	Rangos Φ	Rangos K	Rangos P	Rangos So
3 a 8	3,4	1	2,3	1	2,3	1	1,2,3,4	1,5
9 a 10	4	1,2	1,2,3,4	1,3	3,4	1	3,4,5	1
11 a 12	4,5	1,2,4	1,2,3	1,3,5	4	1,2	4,5	1,3,5
13 a 18	4,5	4,5	1,2,3	3,4,5	4,5	2,3,4,5	1,2,3	4,5
	Capa 5							
Rango M.U.	Rangos Φ	Rangos K	Rangos P	Rangos So				
3 a 8	2,3	1	1,2,3,4	1				
9 a 10	2,4	1	1,2,3,4,5	1,3,5				
11 a 12	3,4	1,2,3	1,2,5	5				
13 a 18	3,4	2,3,4,5	1,2	5				

Fuente: Autores.

2. *Obtener la distribución de la producción del campo ó “sector model” e identificar con ayuda del mapa y/o el modelo base del estado actual de los pozos (por arena): los activos inactivos y abandonados: y en el caso de los inactivos y abandonados especificar la causa. Si no se cuenta con la información, analizar los datos históricos de producción (caudal de aceite agua y gas) de todos los pozos y así identificar su estado actual. Si algún pozo se encuentra abandonado e inactivo, identificar según reportes, las causas de esta inactividad o abandono.*

En la tabla 14 se registra el análisis de pozo en donde, los pozos resaltados con rojo presentan altas producciones de aceite y bajos cortes de agua o nulos. Las zonas cercanas a estos podrían ser potencialmente productoras. Los pozos resaltados con amarillo son recientes y se encuentran en zonas no pobladas las cuales pueden ser candidatas para el posicionamiento adicional. También, puede observarse la presencia de cambios en el tipo de pozo, es decir, de productor a inyector que se debe a pozos perforados cerca al frente de avance de agua; podría decirse que estos pozos se perforaron en zonas bajas de la estructura para conocer el avance del frente de inyección de agua y además darle soporte al acuífero para mejorar el barrido del yacimiento. Se piensa que algunos pozos fueron cerrados a un tiempo determinado y posteriormente se convirtieron a inyectores por los altos cortes de agua registrados.

Esta conversión del tipo de pozo se tendrá en cuenta para los 5 años de predicción subsiguientes.

Tabla 14. Análisis del estado actual de pozos.

Pozo	Producción acumulada de aceite por pozo (MMSTB)	Producción acumulada de agua (MMSTB)	Corte de agua final registrado	Comentarios
A1	36.634348	3.70756175	0.277	Estado Cerrado. No se registran las causas de su cierre.
A1Z	2.30414675	1.66526225	0.42	Estado Abierto.
A2Z	9.62E-03	0.135305375	0.933	Estado cerrado. Alto corte de agua
A2	33.291194	7.1332535	0.773	Estado cerrado. Alto corte de agua
A3	51.59064	0	0	Estado Activo.
A4	31.186312	0	0	Estado Cerrado.
A4Z	9.74E-03	0	0	Estado Activo.
A5	40.912684	1.999203125	0.649	Estado Activo.
A6	23.38972	4.2429845	0.809	Estado Activo. Alto corte de agua.
A7	8.930119	1.5327235	0.265	Estado Activo.
B1	13.45432	4.470534	0.407	Estado Cerrado. No se registran las causas de su cierre
B2	0.602595813	0.033399172	0.053	Estado activo.
B3	71.038168	5.0812085	0.285	Estado activo.
B4	3.50206925	0	0	Estado activo.
B5	59.400884	1.04334475	0.42	Estado Cerrado. No se registran las causas de su cierre
B5Z	13.13101	4.863283	0.455	Estado Activo.
B6	4.8620385	3.214809	0.425	Estado Activo.
B7	52.18064	3.0042445	0.199	Estado Cerrado. No se registran las causas de su cierre
B7Z	3.4026135	4.5726465	0.764	Estado Activo. Alto corte de agua.
C2	0.588683438	1.2455745	0.676	Estado inyector. Productor solo 1 año.
C3	0.247522188	1.38757275	0.831	Estado inyector. Productor solo 1 año.
C4	0.412772281	1.599191875	0.795	Estado inyector. Productor solo 1 año.
C5Z	0.143773141	0.157190734	0.61	Estado inyector. Productor solo 2 año.
C6	Inyector			
C7	1.54642775	0.61743725	0.285	
D3	25.060916	2036673.625	0.755	Estado inyector. Productor 1 año.
D3Z	inyector			
D4	2.556363	0.352253219	0.131	Estado inyector. Productor 3 años.
D5	Inyector			
D7	4434869	2193822.75	0.363	Estado inyector. Productor 7 años.
D8	15.92935	910175.563	0.552	Estado Cerrado.
D9	28.687312	43980.461	0.001	Estado cerrado.
D9Z	1.3535705	0	0	Estado activo.
F1	inyector			

Fuente: Autores.

3. Con el análisis de las propiedades estáticas como el comportamiento de la producción por pozo, se procede a realizar el filtro de las zonas previamente escogidas con ayuda del trazado de las líneas de flujo. Este filtro se realizará en base a los tiempos de vuelo correspondientes al tiempo real final de simulación. Este punto de la metodología está seccionado en varios pasos los cuales son:

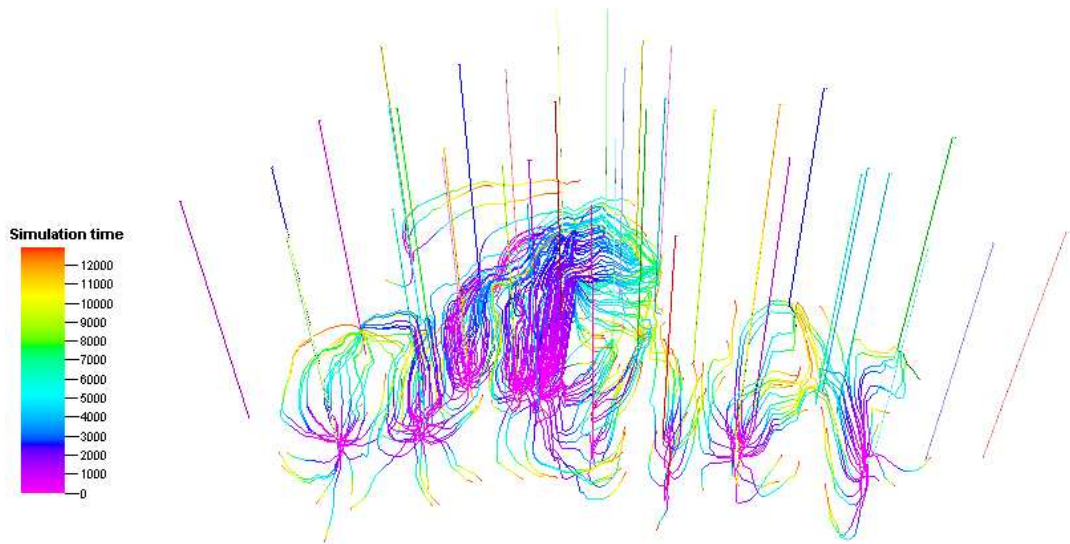
Trazar las líneas de flujo en el modelo y analizar la dinámica del flujo.

Realizar el primer filtro que va desde el tiempo inicial hasta el tiempo final de simulación (Figura 76). Este filtro se hace en base a los tiempos de vuelo correspondientes a tiempo real con el fin de conocer hasta qué punto ha avanzado el frente de inyección de agua, las áreas de drenaje por pozo y conocer además las efectividades de los inyectores. Sabiendo por definición que $\frac{\partial f_w}{\partial S_w} = \frac{\tau}{t}$, el tiempo de vuelo correspondiente a un tiempo de simulación final de 4748 días, con $\frac{\partial f_w}{\partial S_w} = 2.7359$ es:

$$\tau = 2.7359 * t = 12990 \text{ días}$$

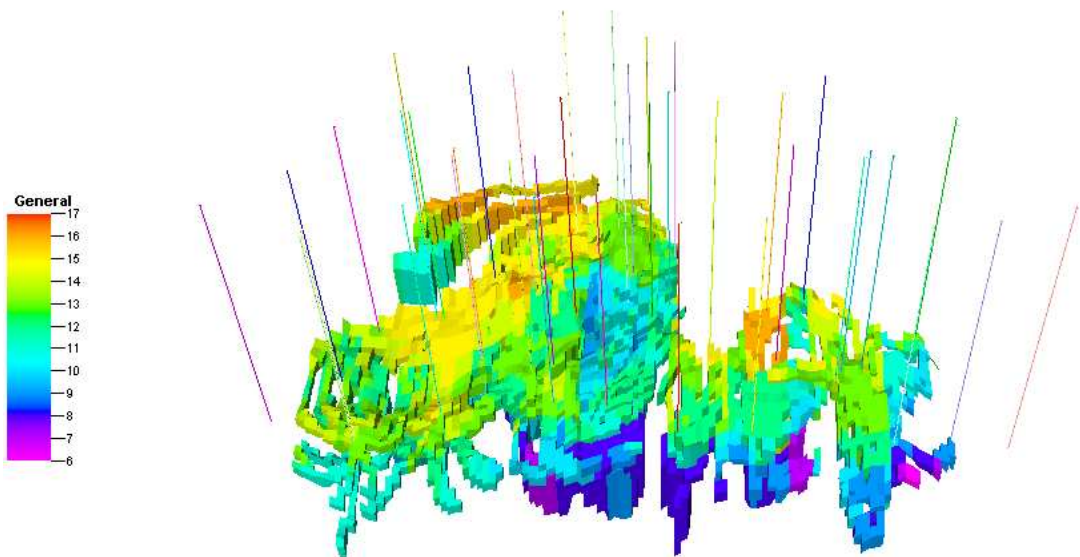
Luego se registran las celdas penetradas por estas líneas de flujo (Figura 77) y se eliminan estas zonas del mapa unificado final obtenido en el segundo paso de la metodología. De esta manera se evita que los nuevos pozos productores tengan alguna interferencia con las áreas de drenaje existentes.

Figura 76. Áreas de drenaje de los pozos productores a tiempo de simulación final.



Fuente: Autores. Petrel.

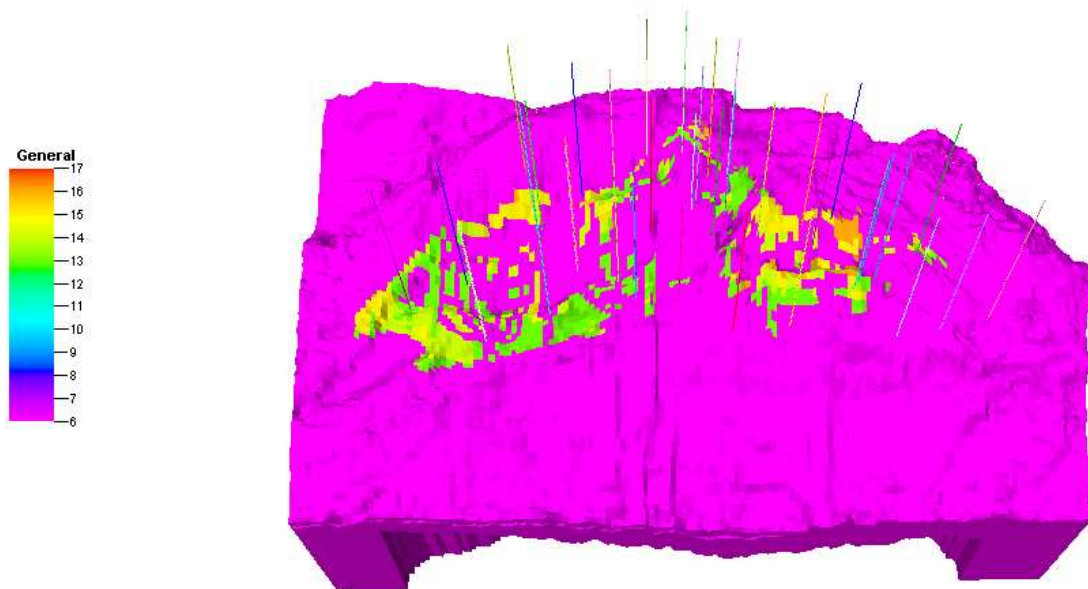
Figura 77. Celdas penetradas por las líneas de flujo (4747 días).



Fuente: Autores. Petrel.

Eliminando las celdas penetradas que corresponden a las áreas de drenaje de cada pozo productor del mapa unificado (Figura 78), se genera el trazado de las líneas de flujo sobre el mapa final y se detectan zonas que presenten tiempos de vuelos mayores al tiempo de vuelo de predicción.

Figura 78. Zonas potencialmente productoras en escala de verdes.



Fuente: Autores. Petrel.

Como puede observarse, el filtro final no es muy satisfactorio en cuanto a la identificación de posibles zonas potencialmente productoras; solo la capa 5 presenta resultados favorables, por lo que se tuvo en cuenta para ubicar los completamientos de los pozos infill en esta zona.

4. A este paso, se deben tener las posiciones de los nuevos pozos productores. Dependiendo del tiempo de predicción, se perfora en cada una de las zonas escogidas 1 pozo productor y se realiza la predicción para cada pozo por separado, esto con el fin de conocer cuál es el efecto que tiene un pozo infill en la producción de campo. Analizar las curvas de producción de cada pozo antiguo, y detectar cambios significativos en las tendencias de declinación.

Para cada nuevo pozo, calcular la tasa normalizada con respecto a la producción total y clasificar los pozos de acuerdo a este factor identificando los pozos más eficientes.

Las posiciones de los nuevos pozos productores pueden verse en la tabla 15 junto con sus completamientos. El tiempo de predicción es de 5 años.

Tabla 15. Coordenadas x, y y z de los pozos infill..

capas a completar	Pozo infill #1	Pozo infill #2
1		
2		
3		
4		
5	21-63-5	32-34-5

Fuente: Autores.

Los pozos se controlaron por presión mínima de producción y corte de agua máximo de 0.9.

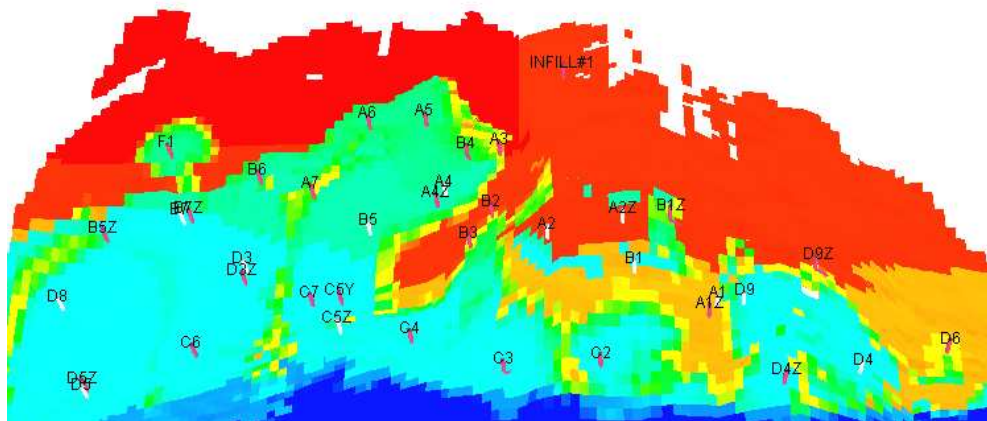
Figura 79. Resultados del posicionamiento de pozos.

Tiempo actual (días)	Aceite inicial in situ (BSTB)	Aceite actual in situ(BSTB)	Factor de Recobro	Aceite recuperado a la fecha (BSTB)
4748	1.63131	1.07414	0.347	0.56577216
Tiempo de predicción (días)	FOE modelo base	FOE pozo infill#1	FOE pozo infill #2	
4748	0.43860412	0.451	0.441	

Fuente: Autores.

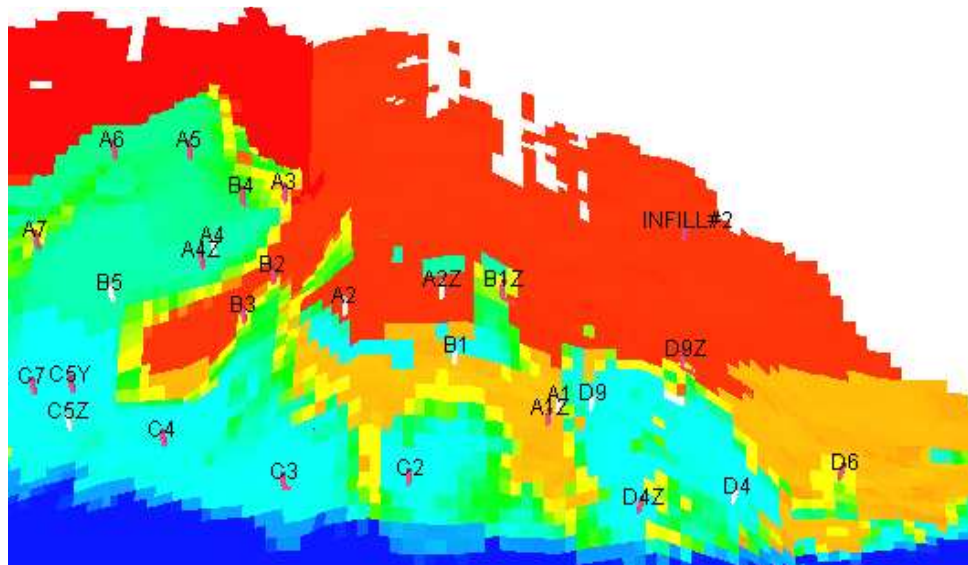
Según la figura 79, el aumento en el factor de recobro es significativo y podría decirse que, al aumentar el tiempo de predicción los resultados serian más exitosos. Con respecto a las diferencias entre los dos pozos infill, son muy mínimas concluyendo que la tasa normalizada con respecto a la producción total del campo es considerable y posiblemente pueda crearse una configuración para este caso.

Figura 80. Posición areal infill #1.



Fuente: Autores. Petrel.

Figura 81. Posición areal infill #2.



Fuente: Autores. Petrel.

4.3 CASO DE APLICACION: CAMPO BRUGGE

La idea de crear este modelo real comprimido (TNO Peters et. al) surgió en el simposio llevado a cabo en la ciudad de Brugges, Bélgica (2008) con el fin de conocer las distintas técnicas de optimización de la producción y ajuste histórico empleadas por varias empresas reconocidas tales como Chevron, Halliburton, Iris, Roxar y SLB entre otros.

El set de datos proporcionado a cada empresa consistía de 104 realizaciones escaladas de un modelo geológico tridimensional base, registros de pozo, 10 años de historia de producción del campo, presiones, saturaciones de fluidos y datos económicos para el aceite y agua (tasas de descuento, precio por barril de aceite y por barril de agua tratada).

Los resultados obtenidos por las empresas y grupos de investigación se mostraron en el Simposio de Simulación de Yacimientos en la ciudad de Texas, Estados Unidos (2009). Estos resultados se obtuvieron a través de la aplicación de diversos algoritmos que se basan en el análisis de distintas sensibilidades aplicadas a las variables del yacimiento tales como permeabilidad, porosidad, curvas de permeabilidad relativa entre otros y en el análisis de una función objetivo la cual se trata de minimizar.

Estructuralmente el campo Brugge (figura 82) es un domo seccionado y elongado en dirección este-oeste con una falla en el límite norte. Estratigráficamente, hay 4 tipos de formaciones las cuales varían de acuerdo a su ambiente deposicional. Las propiedades promedio de cada formación pueden verse en la tabla 16.

Tabla 16. Características promedio de yacimiento por arenas.

Formación	Espesor promedio (m)	Porosidad promedio (%)	Permeabilidad promedio (md)	NTG promedio	Ambiente deposicional	Capa en el modelo de simulación
Schelde	10	20.7	1105	60	Fluvial	1,2
Maas	20	19	90	88	Ambiente marino	3, 4, 5
Waal	26	24.1	814	97	Ambiente marino	6, 7, 8
Schie	5	19.4	36	77	Plataforma arenisca	9

Fuente: E. Peters, TNO; R.J. Arts, TNO & TUDelft; and G.K. Brouwer and C.R. Geel, TNO. "RESULTS OF THE BRUGGE BENCHMARK STUDY FOR FLOODING OPTIMIZATION AND HISTORY MATCHING". SPE 119094. Página 3.

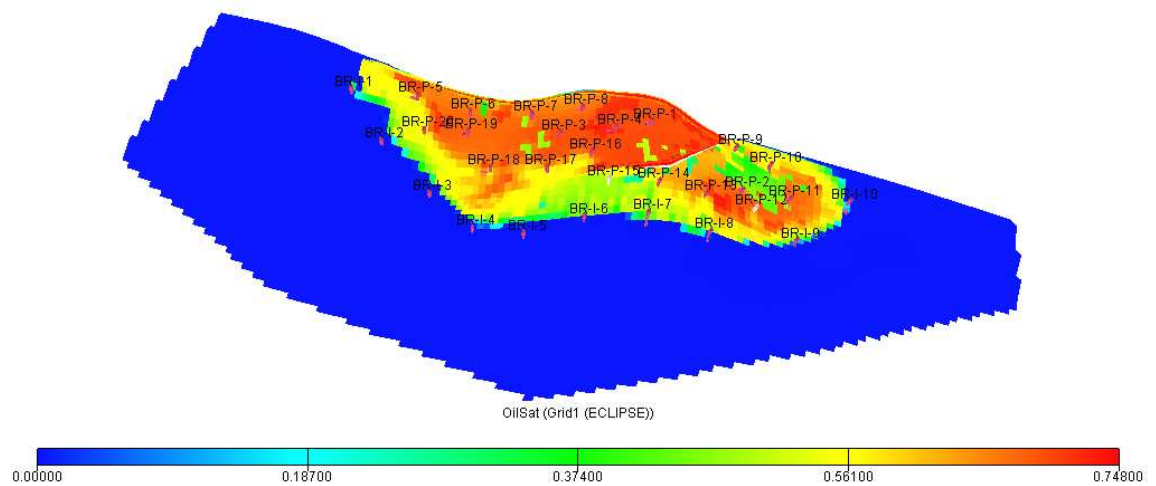
Las dimensiones del campo son 10 x 3 Km. y presenta un enmallado tipo bloque distribuido de 20 millones de celdas cada una con dimensiones de 50x50x0.25 m³, el cual se pobló con resultados provenientes de estudios de facies y pruebas de registros sísmicos, gamma ray, neutrón y density.

Del modelo base descrito anteriormente, se generó un modelo escalado de dimensiones 139x48x9 celdas que corresponde al modelo de partida para la aplicación de la técnica de ajuste histórico basada en líneas de corriente y la aplicación de la metodología de posicionamiento de pozos adicionales. Para el ajuste histórico, los cortes de agua observados corresponden a los arrojados por el modelo base (refinado). Las propiedades y espesores de las zonas del

yacimiento son típicas de las formaciones tipo Brent presentes en el campo situado en el mar del norte.

Se alteró la secuencia vertical correspondiente a la estratigrafía general de Brent, consistente de las formaciones Broom, Rannoch, Etive, Ness y Tarbet con el fin de generar un modelo altamente heterogéneo con zonas en las que se presentaran cambios de altas a bajas permeabilidades.

Figura 82.Campo Brugge



Fuente: Autores. Floviz.

En cuanto a características de los fluidos presentes el tipo de aceite es subsaturado con una presión inicial de 170 Bar a una profundidad de referencia de 1700m. El contacto aceite-agua se encuentra en 1678m. En las tablas 17 y 18 se ilustran las características del modelo en general.

Tabla 17. Características generales del campo Brugge.

Condiciones iniciales	2466 psi a una profundidad de referencia de 5577 ft contacto agua - aceite 5505ft.
compresibilidad de la roca	3.5e-6 psi-1
Condiciones limites de producción	Productores: año 0-10 2000bbl/d, /25 psi Inyectores: 4000bbl/d, 2611 psi.
Parámetros Económicos	Precio por barril de aceite: \$80 Tratamiento por barril de agua producida e inyectada: \$5 Tasa de descuento anual:10%

Fuente: E. Peters, TNO; R.J. Arts, TNO & TUDelft; and G.K. Brouwer and C.R. Geel, TNO. "RESULTS OF THE BRUGGE BENCHMARK STUDY FOR FLOODING OPTIMIZATION AND HISTORY MATCHING". SPE 119094. Página 6.

Tabla 18. Zonas completadas por pozo.

Pozo/ Formación	Schelde	Maas	Waal	Schie
Todos los inyectores	x	x	x	x
Productores 1-4, 6-8, 11-13, 16-20	x	x	x	
Productores 5, 10, 14, 15	x	x		
Productor 9	x			

Fuente: E. Peters, TNO; R.J. Arts, TNO & TUDelft; and G.K. Brouwer and C.R. Geel, TNO. "RESULTS OF THE BRUGGE BENCHMARK STUDY FOR FLOODING OPTIMIZATION AND HISTORY MATCHING". SPE 119094. Página 20.

Tabla 19 propiedades físicas del agua y aceite

Fase	Densidad (lb/ft3)	Compresibilidad (1/psi)	Viscosidad (cp)
Agua	62.6	0.000003	0.32
Aceite	56	0.00000926	1.294

Fuente: E. Peters, TNO; R.J. Arts, TNO & TUDelft; and G.K. Brouwer and C.R. Geel, TNO. "RESULTS OF THE BRUGGE BENCHMARK STUDY FOR FLOODING OPTIMIZATION AND HISTORY MATCHING". SPE 119094. Página 19.

Tabla 20 Regiones de roca

Región de Roca	Rango de porosidad	Swc
Region-1	$0.225 < \phi$	0.252
Region-2	$0.20 < \phi < 0.225$	0.257
Region-3	$0.175 < \phi < 0.20$	0.266
Region-4	$0.15 < \phi < 0.175$	0.286
Region-5	$0.125 < \phi < 0.15$	0.304
Region-6	$0.075 < \phi < 0.125$	0.516
Region-7	$\phi < 0.075$	0.8499

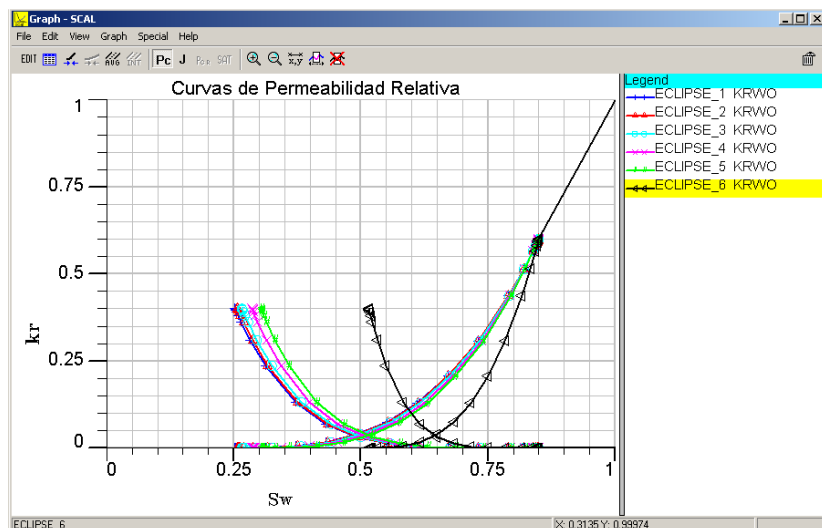
Fuente: E. Peters, TNO; R.J. Arts, TNO & TUDelft; and G.K. Brouwer and C.R. Geel, TNO. "RESULTS OF THE BRUGGE BENCHMARK STUDY FOR FLOODING OPTIMIZATION AND HISTORY MATCHING". SPE 119094. Página 19.

4.3.1 Aplicación de la metodología de posicionamiento infill

1. *Es necesario antes de realizar el posicionamiento de nuevos pozos productores partir de un modelo ajustado, que posea un fuerte modelo geoestadístico. Para ello puede utilizarse cualquier algoritmo de ajuste histórico (en este caso se utilizó el algoritmo basado en inversión dinámica de datos utilizando la técnica de simulación de líneas de flujo). Esto se hace con el fin de obtener un modelo confiable que represente de la manera más aproximada la realidad del yacimiento.*

Para el ajuste se analizaron cada una de las zonas que tenían asociadas curvas de permeabilidad relativa diferentes (figura 83). Se calcularon las pendientes de las curvas de flujo fraccional antes de ruptura (la cual es constante) y se utilizó el promedio de la pendiente para los cálculos que se explican a continuación:

Figura 83. Curvas de de permeabilidad relativa para cada región de saturación.



Fuente: Autores. SCAL.

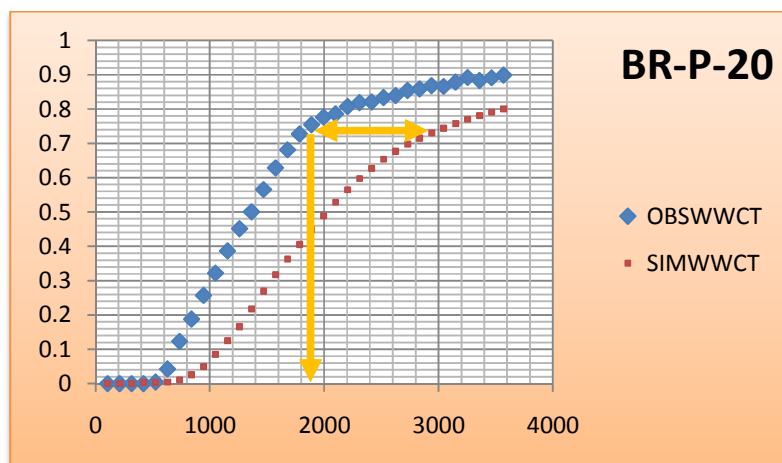
Figura 84. Pendientes de las graficas de Flujo Fraccional para cada región de saturación.

Región de saturación	Pendiente Fw
1	2.861
2	2.831
3	2.78
4	2.673
5	2.584
6	2.8511
Fw promedio	2.76335

Fuente: Autores.

- ✓ Primer pozo para el ajuste = BR-P-20

Figura 85. Corte de agua observado y simulado - Pozo-20.



Fuente: Autores.

Para ilustrar los pasos que se aplicaron para realizar el ajuste, se presenta el pozo BR-P-20 en el cual se escogió el primer punto de ajuste (1785, 0.727205).

Por definición sabemos que $\frac{\partial f_w}{\partial S_w} = \frac{\tau}{t}$, y sabemos que la variación del flujo fraccional con respecto a la saturación es la pendiente de la curva de flujo fraccional propia para cada región de saturación en yacimiento; entonces utilizamos el promedio calculado anteriormente para todos los cálculos a continuación.

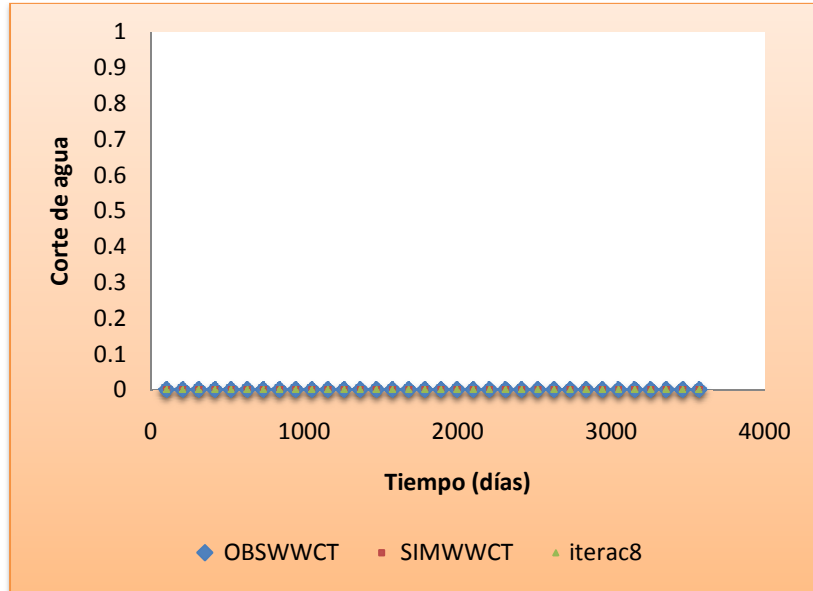
$$\tau = 2.76335 * t$$

En donde t va estar referenciado con el valor de corte de agua que se desea ajustar. Para este primer caso es:

$$\tau = 9865.1595 \text{ dias}$$

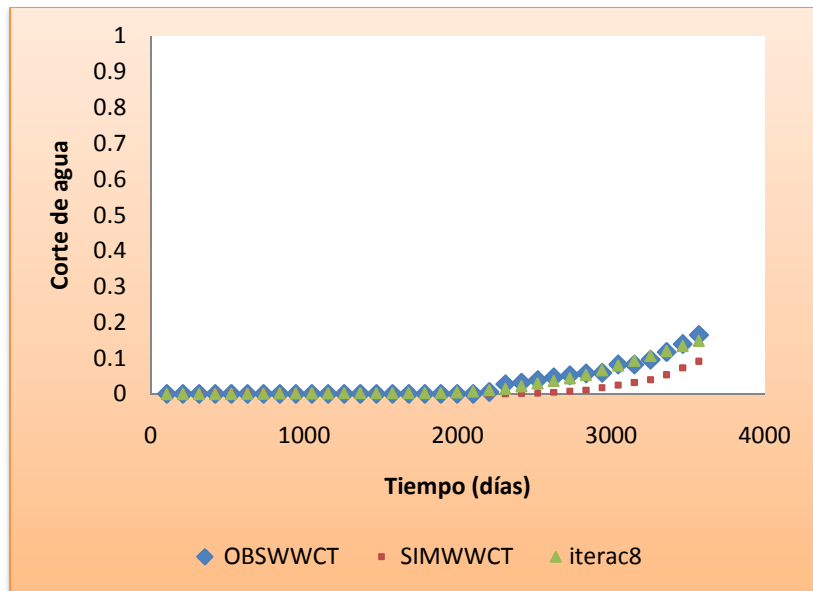
De las figuras 86 a 105 se muestran los resultados que se obtuvieron del ajuste histórico del campo Brugge.

Figura 86. Pozo 1.



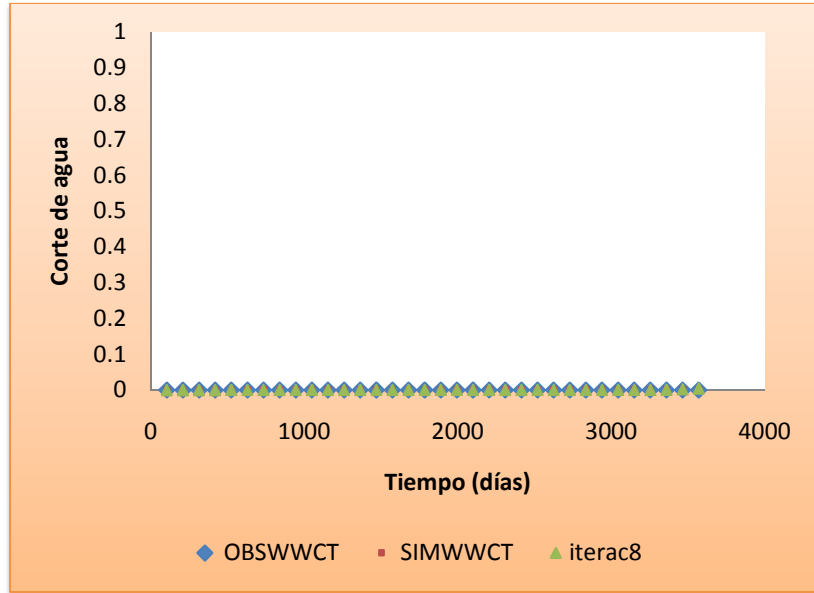
Fuente: Autores.

Figura 87. Pozo 2.



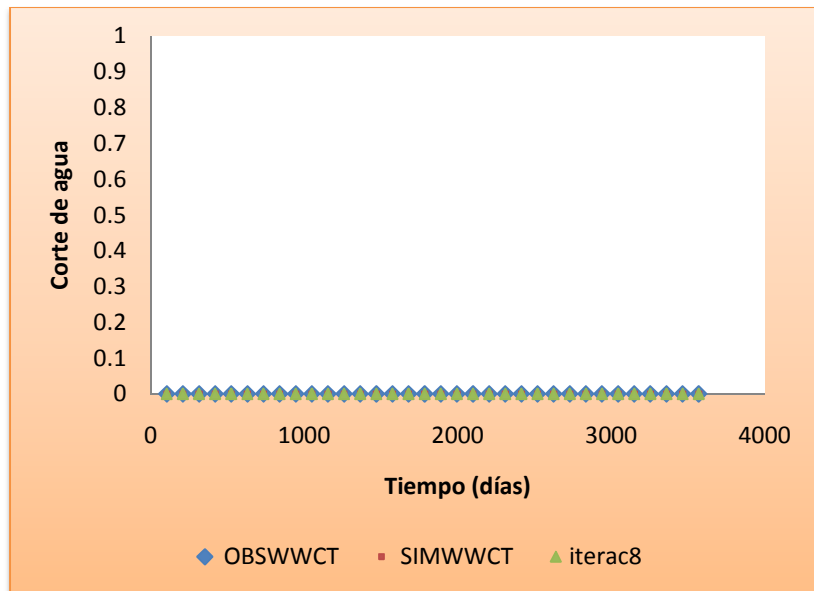
Fuente: Autores.

Figura 88. Pozo 3.



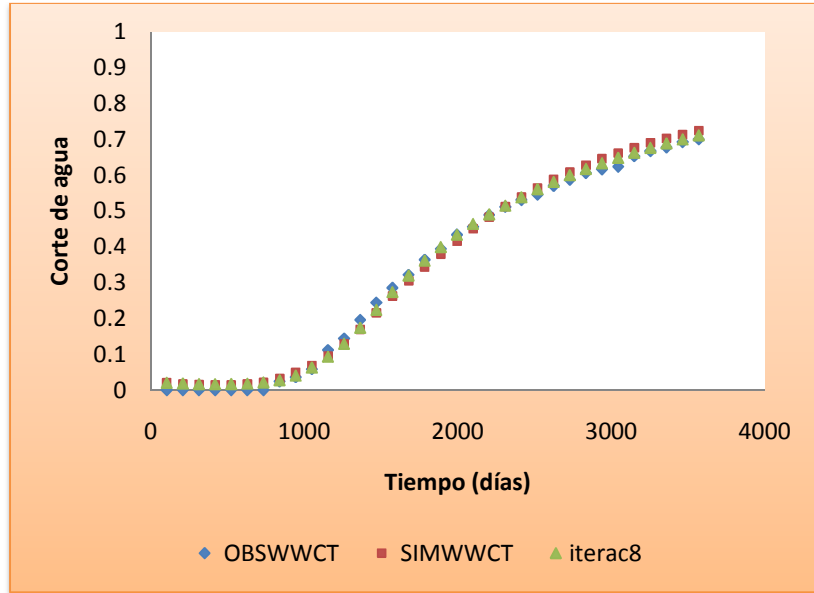
Fuente: Autores.

Figura 89. Pozo 4.



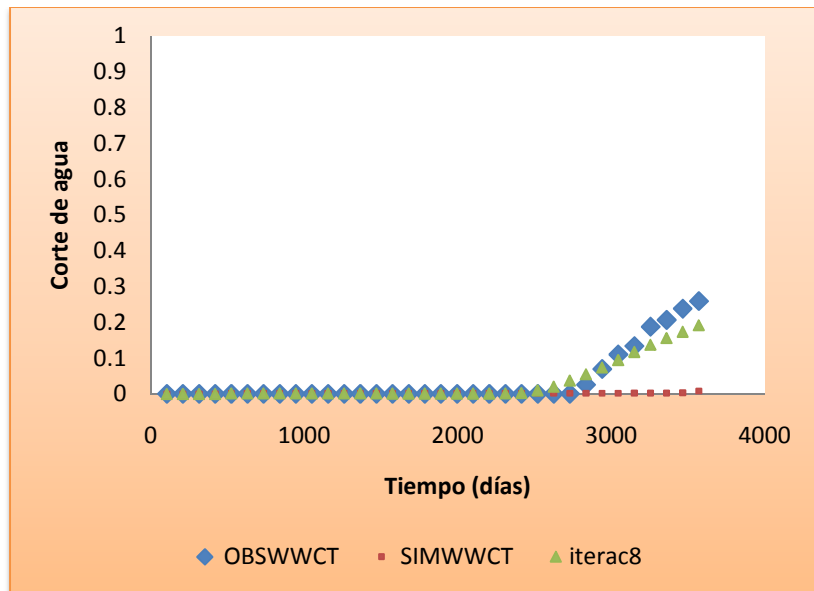
Fuente: Autores.

Figura 90. Pozo 5.



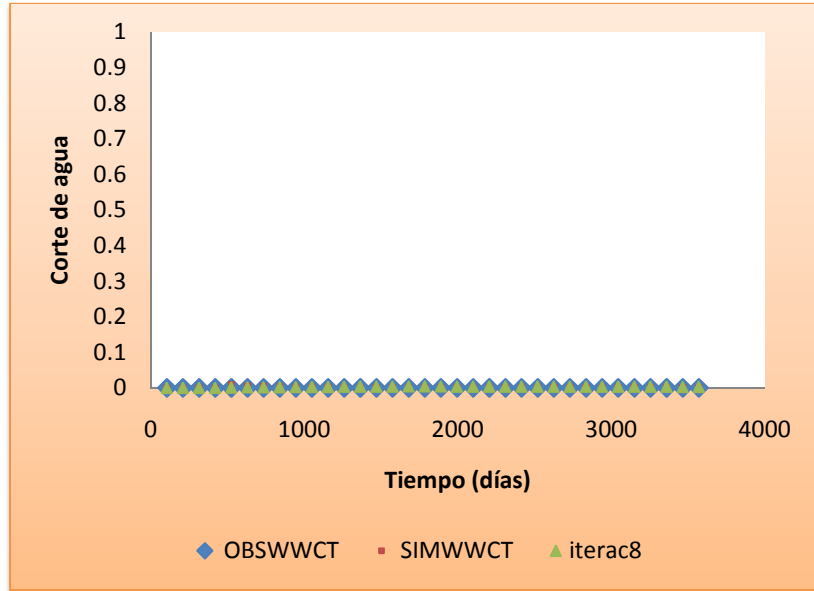
Fuente: Autores.

Figura 91. Pozo 6.



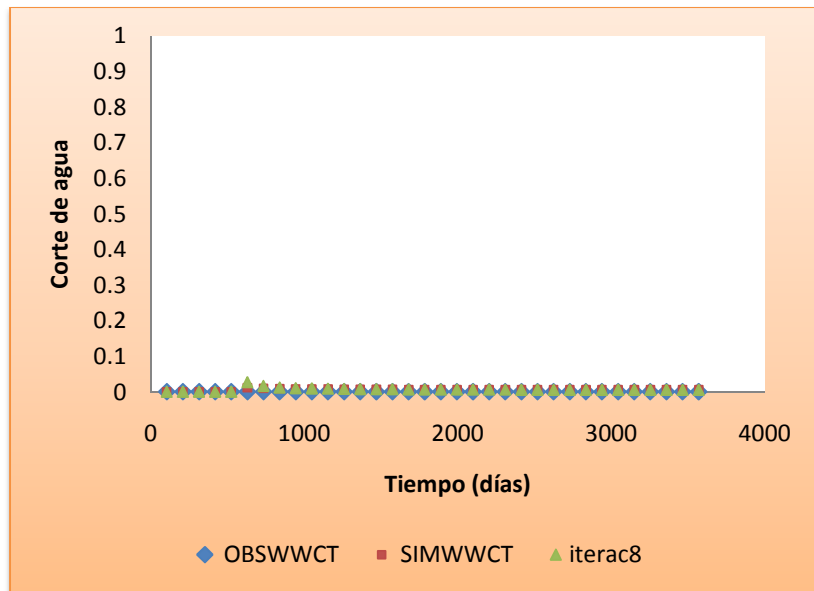
Fuente: Autores.

Figura 92. Pozo 7.



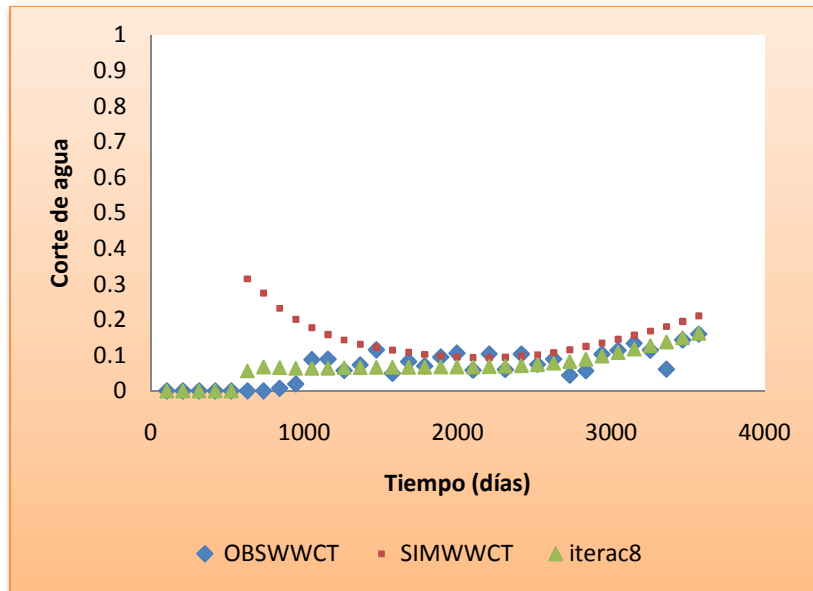
Fuente: Autores.

Figura 93. Pozo 8.



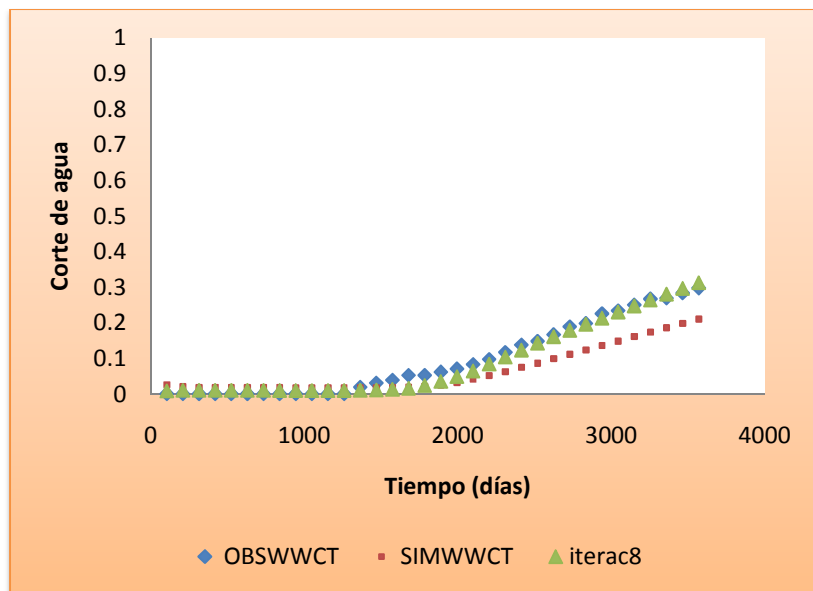
Fuente: Autores.

Figura 94. Pozo 9.



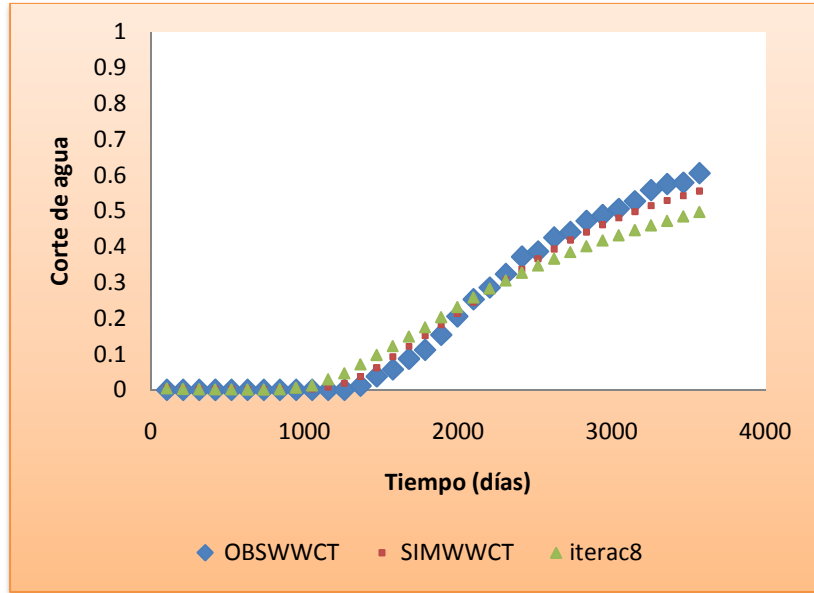
Fuente: Autores.

Figura 95. Pozo 10.



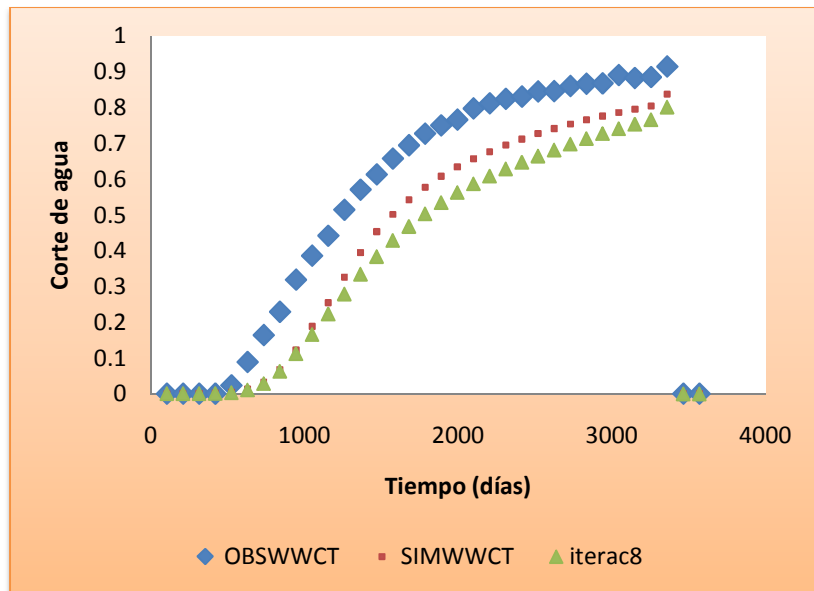
Fuente: Autores.

Figura 96. Pozo 11.



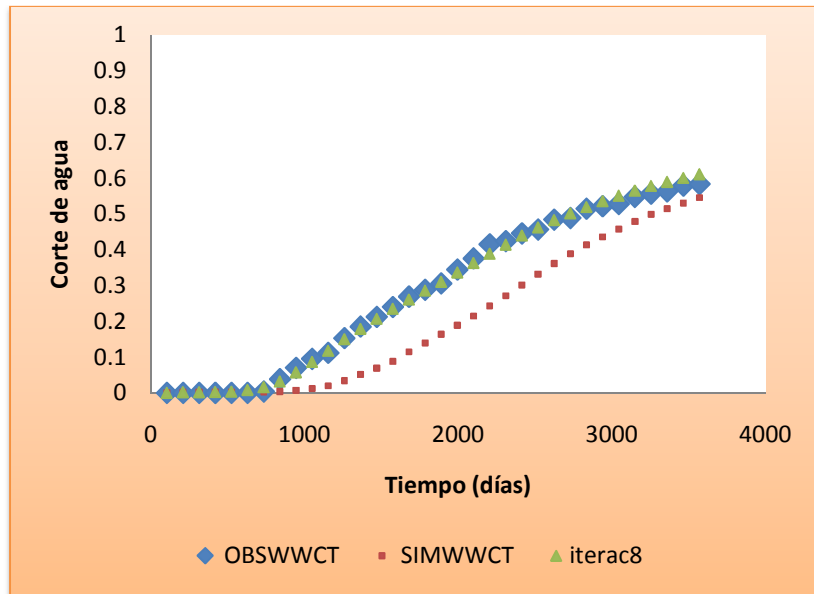
Fuente: Autores.

Figura 97. Pozo 12.



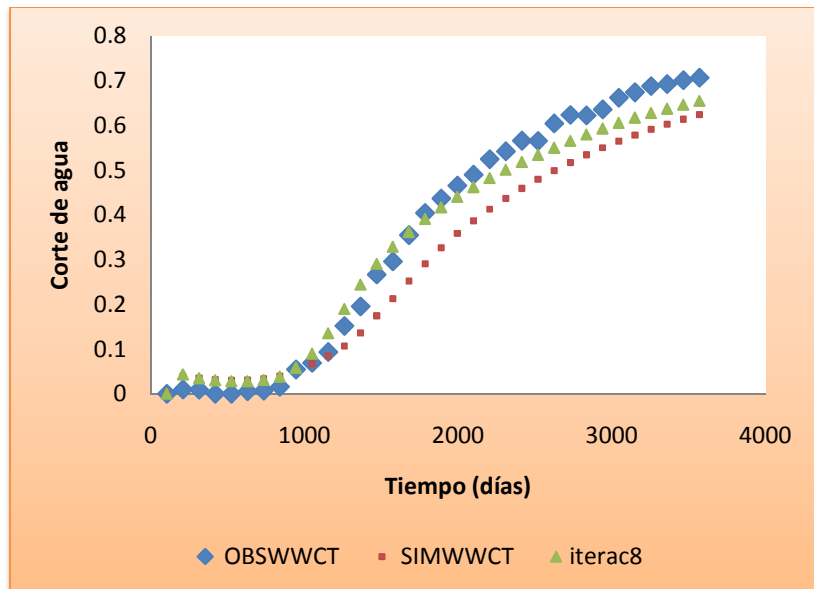
Fuente: Autores.

Figura 98. Pozo 13.



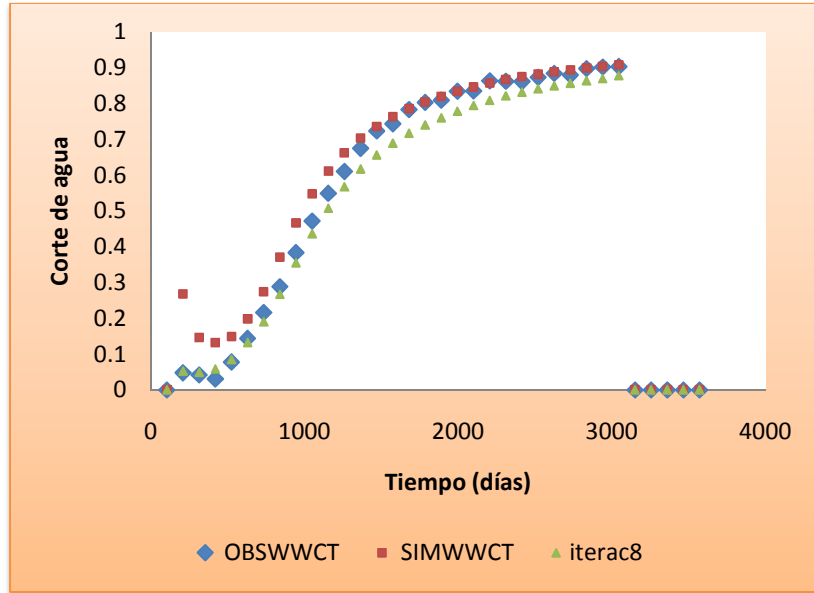
Fuente: Autores.

Figura 99. Pozo 14.



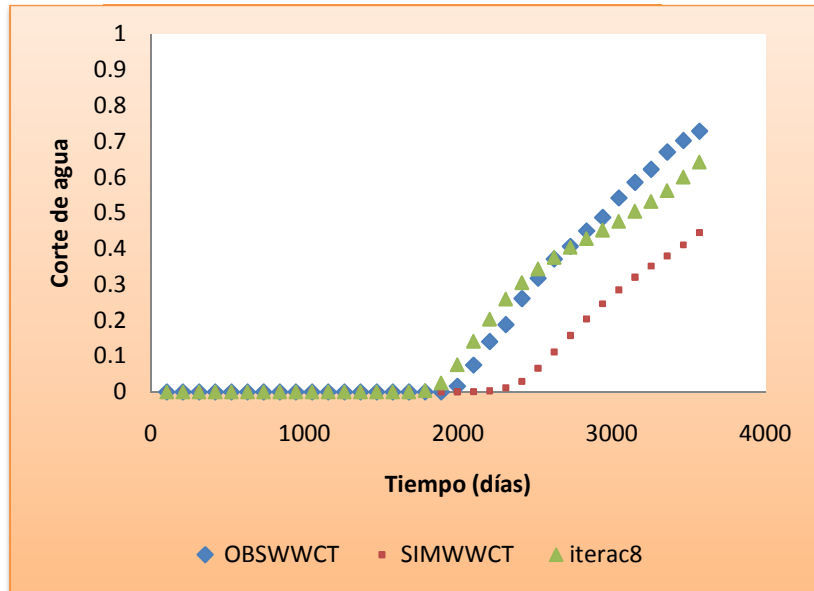
Fuente: Autores.

Figura 100. Pozo 15.



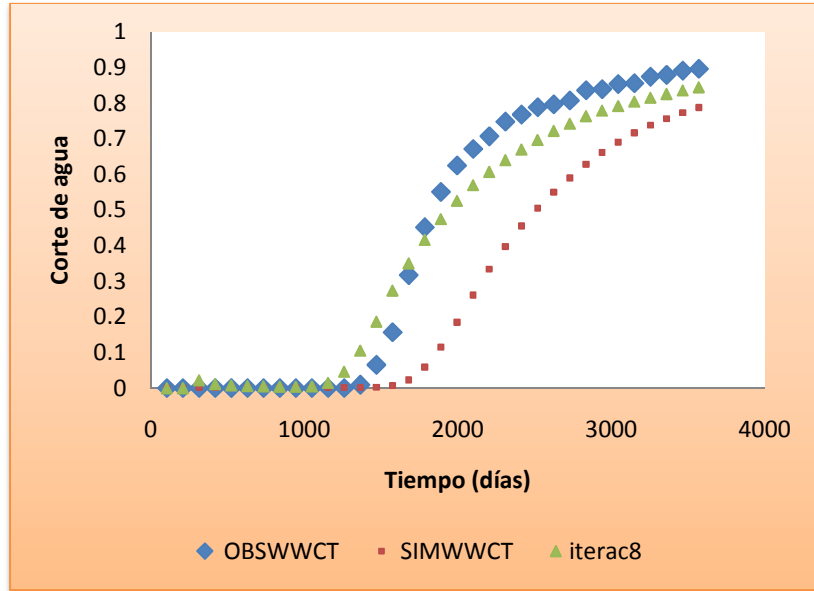
Fuente: Autores.

Figura 101. Pozo 16.



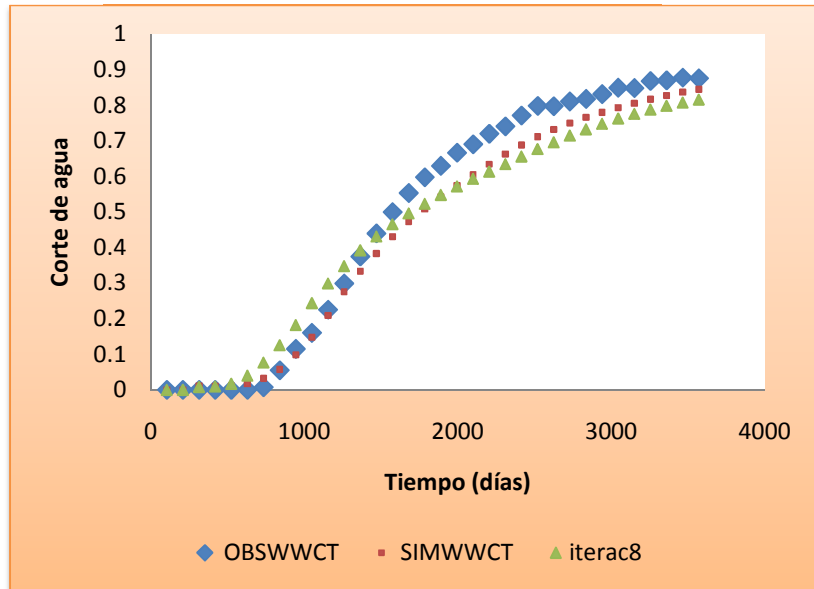
Fuente: Autores.

Figura 102. Pozo 17.



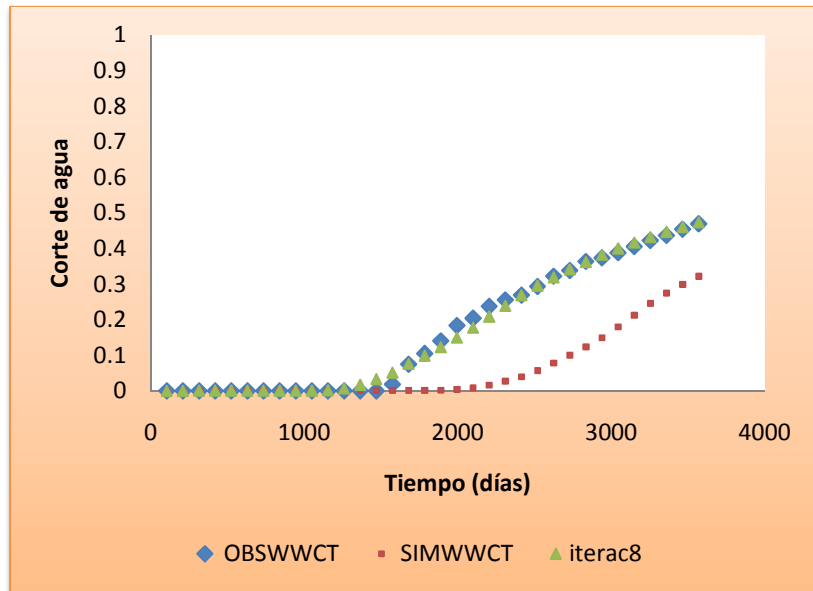
Fuente: Autores.

Figura 103. Pozo 18.



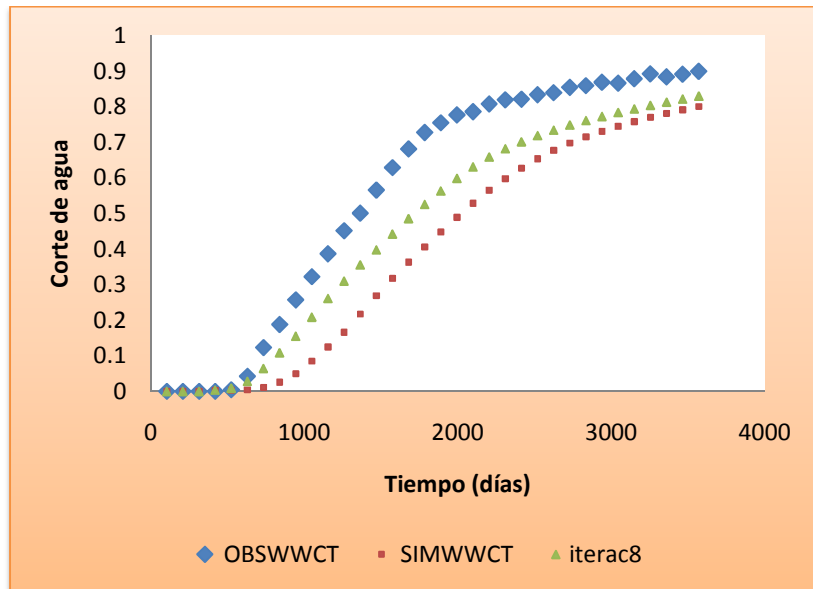
Fuente: Autores.

Figura 104. Pozo 19.



Fuente: Autores.

Figura 105. Pozo 20.



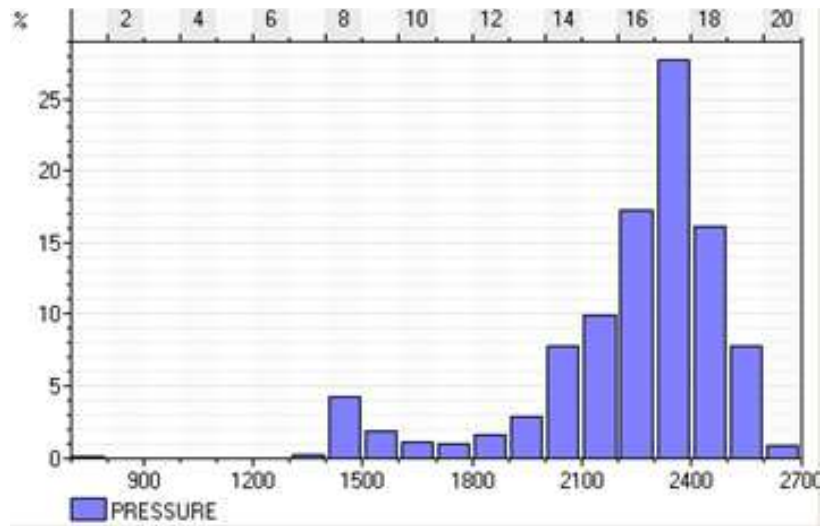
Fuente: Autores.

Una vez realizado el ajuste histórico del modelo, se procede a aplicar el siguiente punto de la metodología que comprende:

2. Analizar los mapas de propiedades de yacimiento tales como el mapa de distribución de permeabilidades, porosidad, presión y saturación de aceite. Con base a este análisis construir una tabla de ponderaciones (escala de 1 a 5) teniendo en cuenta los histogramas para cada propiedad y generar mapas de clasificación (mapas ponderados preliminares) en donde se muestren las zonas con buenas características dentro del rango de clasificación. Finalmente, con base a los mapas de clasificación generados para cada propiedad, construir un mapa unificado que reúna todos los mapas de clasificación y escoger las áreas con mayor potencial de producción. Además con ayuda de este mapa unificado escoger las arenas de las cuales se va a producir.

Las tablas de ponderaciones para cada propiedad y sus correspondientes mapas de clasificación son:

Figura 106. Histograma de Presión promedio de yacimiento. Reporte final.



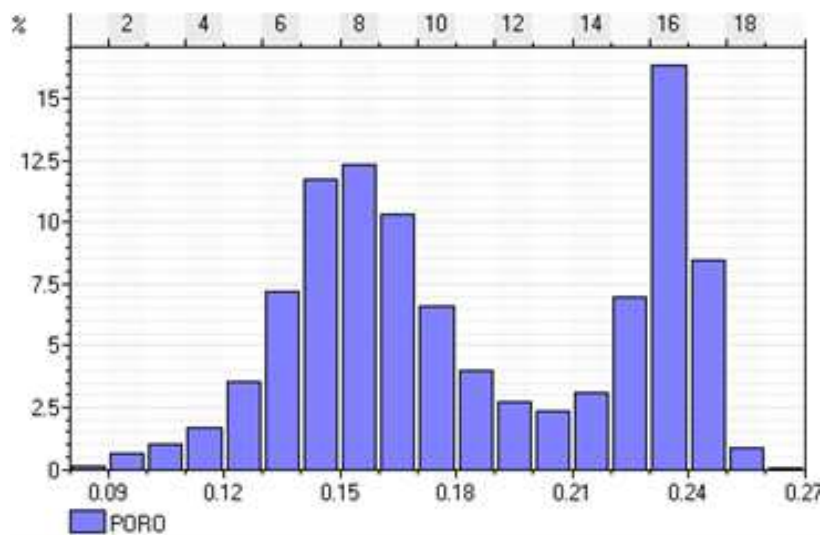
Fuente: Autores.

Tabla 21. Ponderación para la presión al último reporte. Paso de tiempo 34.

Nivel	Presión (psia)
1- muy malo	782.924-1500
2- malo	1500.01-2100
3- aceptable	2100.001-2300
4- bueno	2300.01-2400
5- muy bueno	2400.01-2958.02

Fuente: Autores.

Figura 107. Histograma de porosidades.



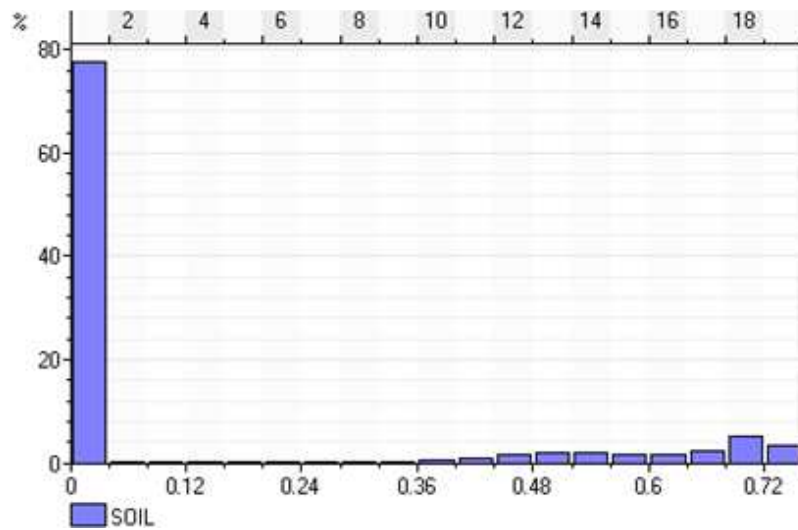
Fuente: Autores.

Tabla 22. Tabla de ponderación para la porosidad.

Nivel	Porosidad
1- muy malo	0.0802-0.12
2- malo	0.12001-0.16
3- aceptable	0.160001-0.2
4- bueno	0.200001-0.24
5- muy bueno	0.240001-0.28

Fuente: Autores.

Tabla 23. Histograma de saturación de aceite. Reporte 34.



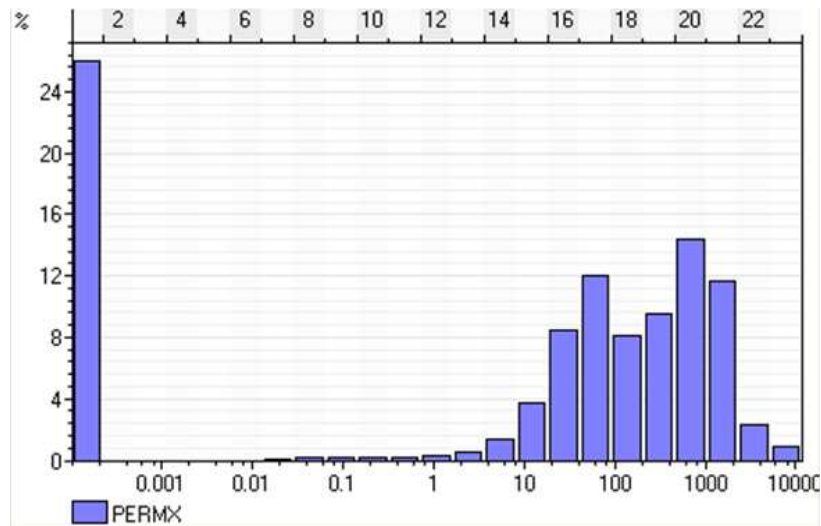
Fuente: Autores.

Figura 108. Tabla de ponderación para la saturación de aceite.

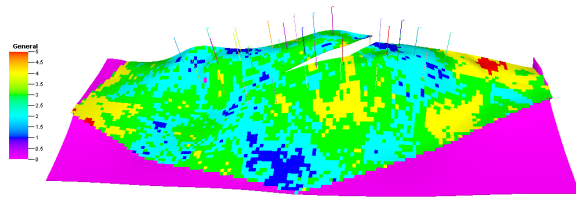
Nivel	So
1- muy malo	0-0.2
2- malo	0.20001-0.4
3- aceptable	0.4001-0.5
4- bueno	0.50001-0.6
5- muy bueno	0.60001-0.7475

Fuente: Autores.

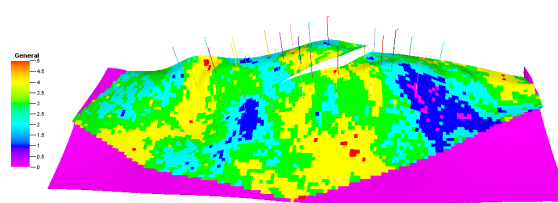
Figura 109. Histograma de permeabilidades.



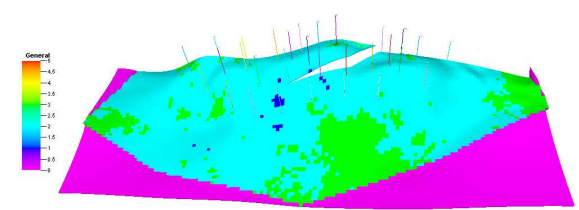
MAPA DE POROSIDAD POR RANGOS



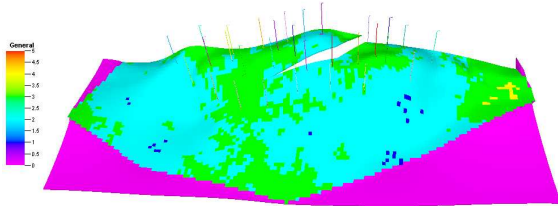
CAPA1



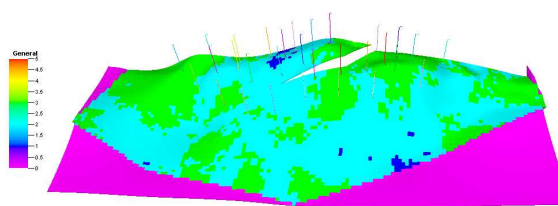
CAPA2



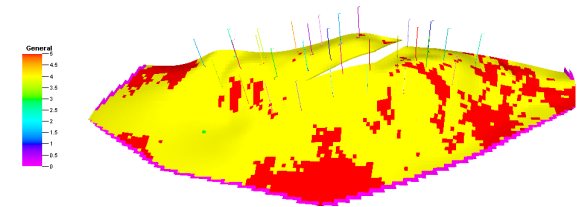
CAPA3



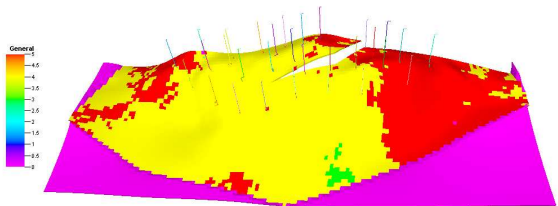
CAPA4



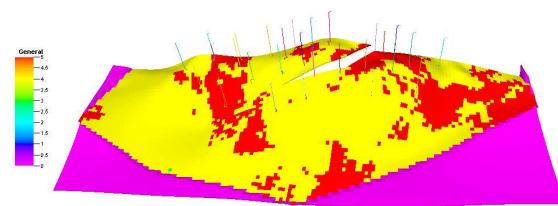
CAPA5



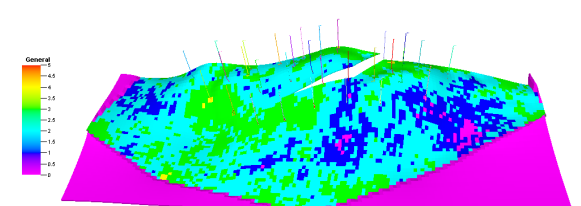
CAPA6



CAPA7



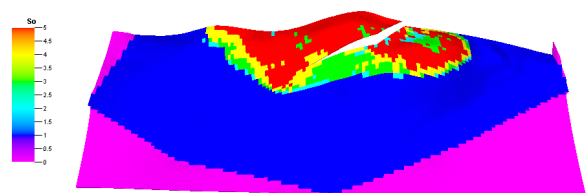
CAPA8



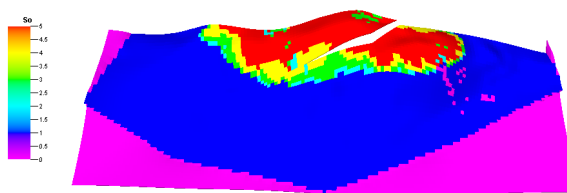
CAPA9

Figura 110. Mapa de porosidad por rangos. Campo Brugge.

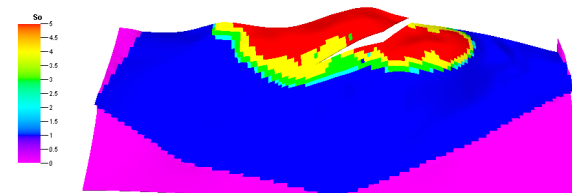
MAPA DE SATURACIÓN DE ACEITE POR RANGOS



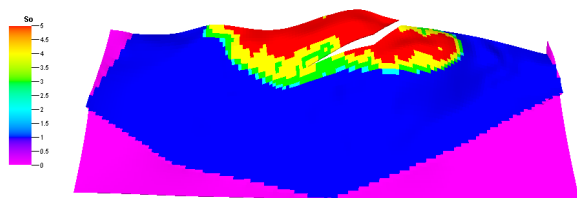
CAPA1



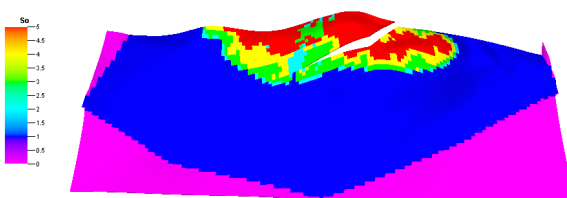
CAPA2



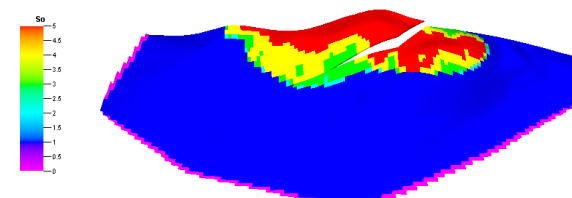
CAPA3



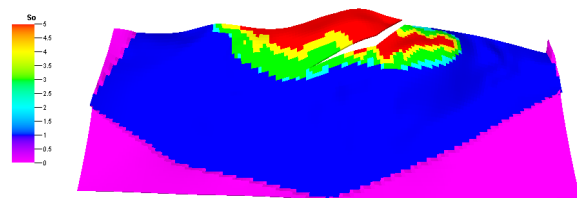
CAPA4



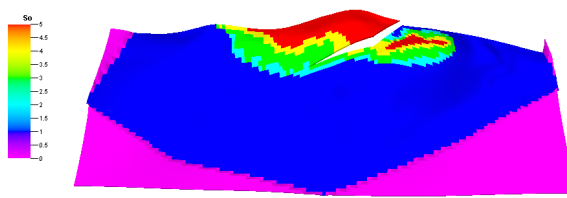
CAPA5



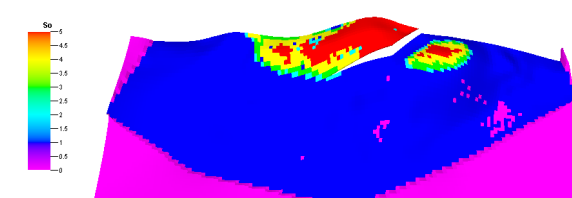
CAPA6



CAPA7



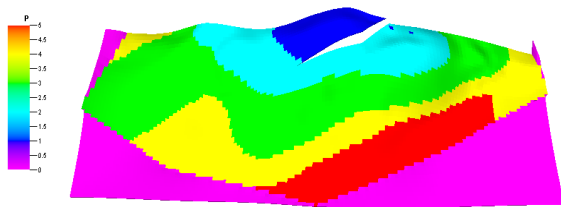
CAPA8



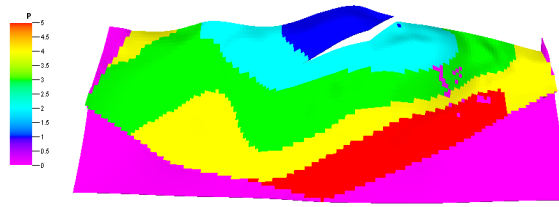
CAPA9

Figura 111. Mapa de saturación de aceite por rangos. Campo Brugge

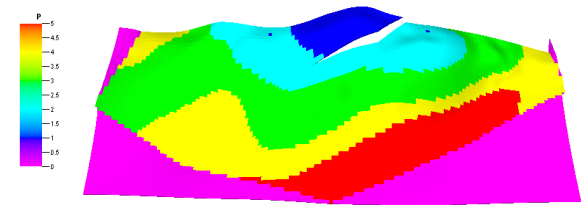
MAPA DE PRESIONES POR RANGOS



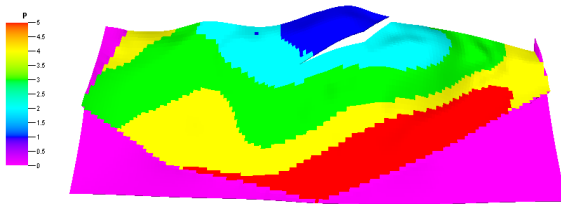
CAPA1



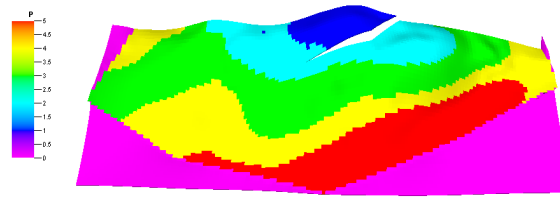
CAPA2



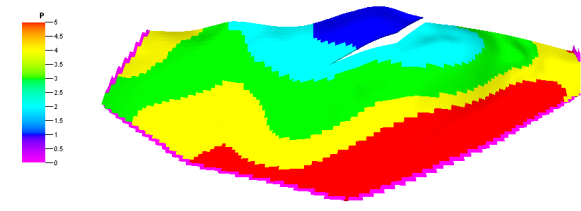
CAPA3



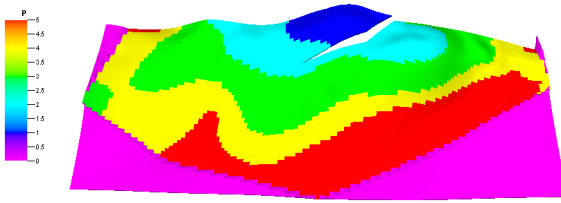
CAPA4



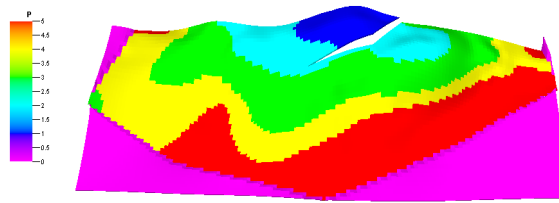
CAPA5



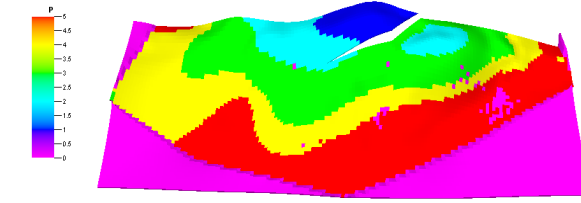
CAPA6



CAPA7



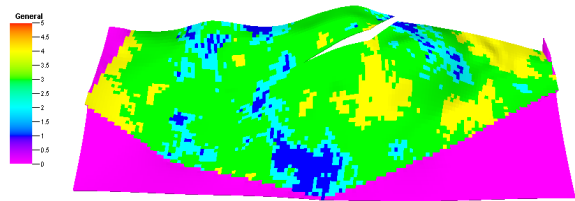
CAPA8



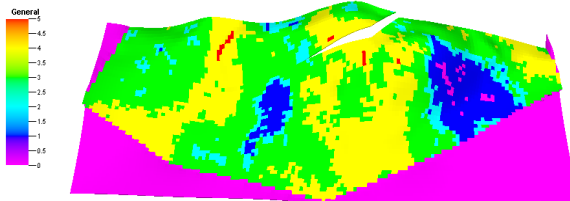
CAPA9

Figura 112. Mapa de presiones por rangos. Campo Brugge

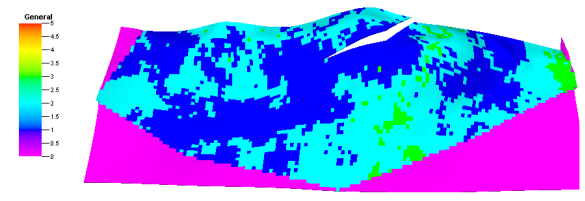
MAPA DE PERMEABILIDADES POR RANGOS



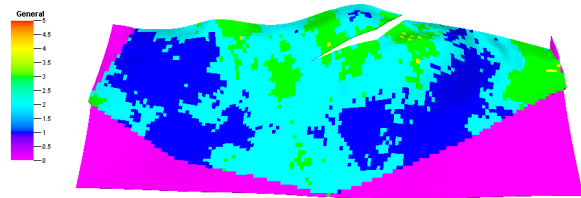
CAPA1



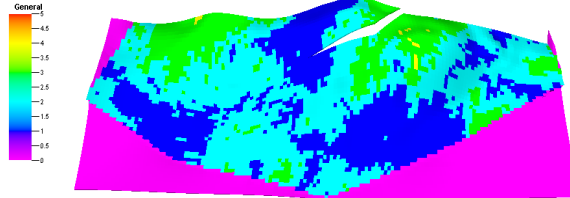
CAPA2



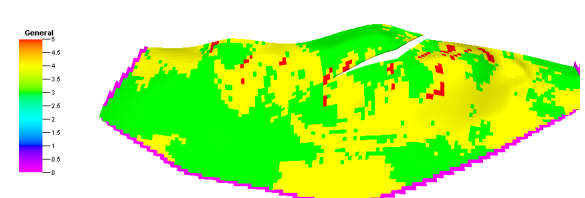
CAPA3



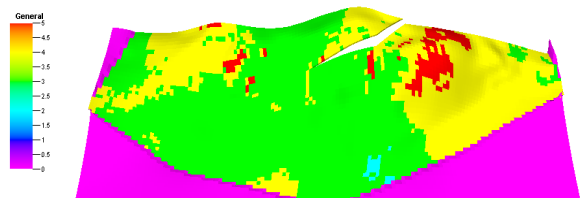
CAPA4



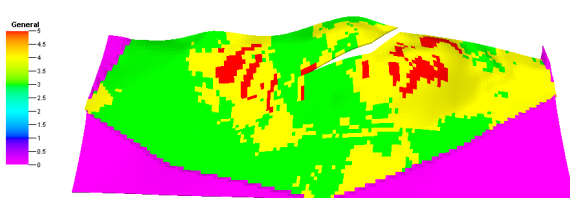
CAPA5



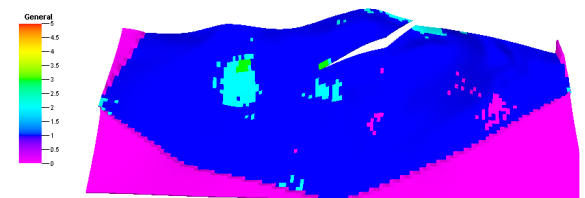
CAPA6



CAPA7



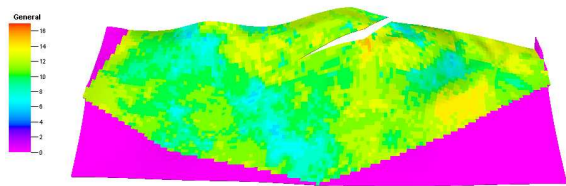
CAPA8



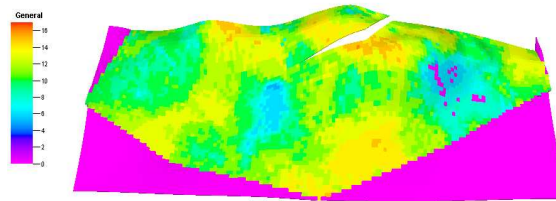
CAPA9

Figura 113. Mapa de permeabilidades por rangos. Campo Brugge.

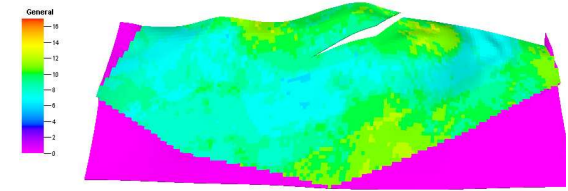
MAPA UNIFICADO POR RANGOS



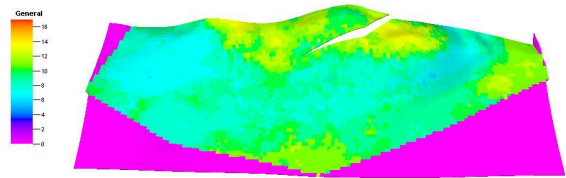
CAPA1



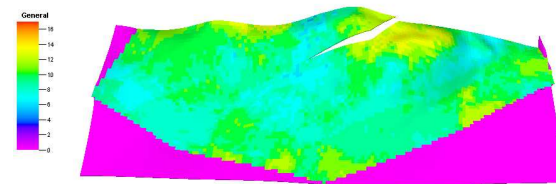
CAPA2



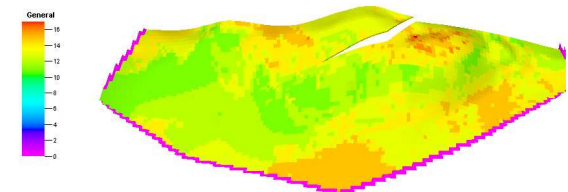
CAPA3



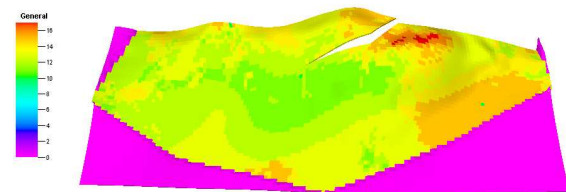
CAPA4



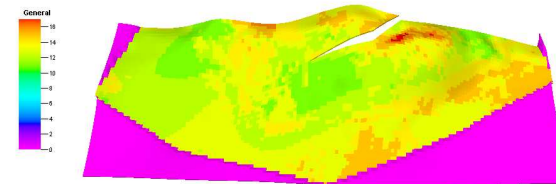
CAPA5



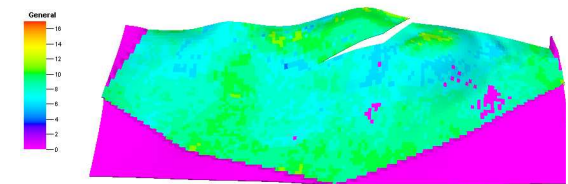
CAPA6



CAPA7



CAPA8



CAPA9

Figura 114. Mapa Unificado. Campo Brugge.

MAPA DE SENSIBILIDADES APLICADAS PARA EL AJUSTE HISTORICO

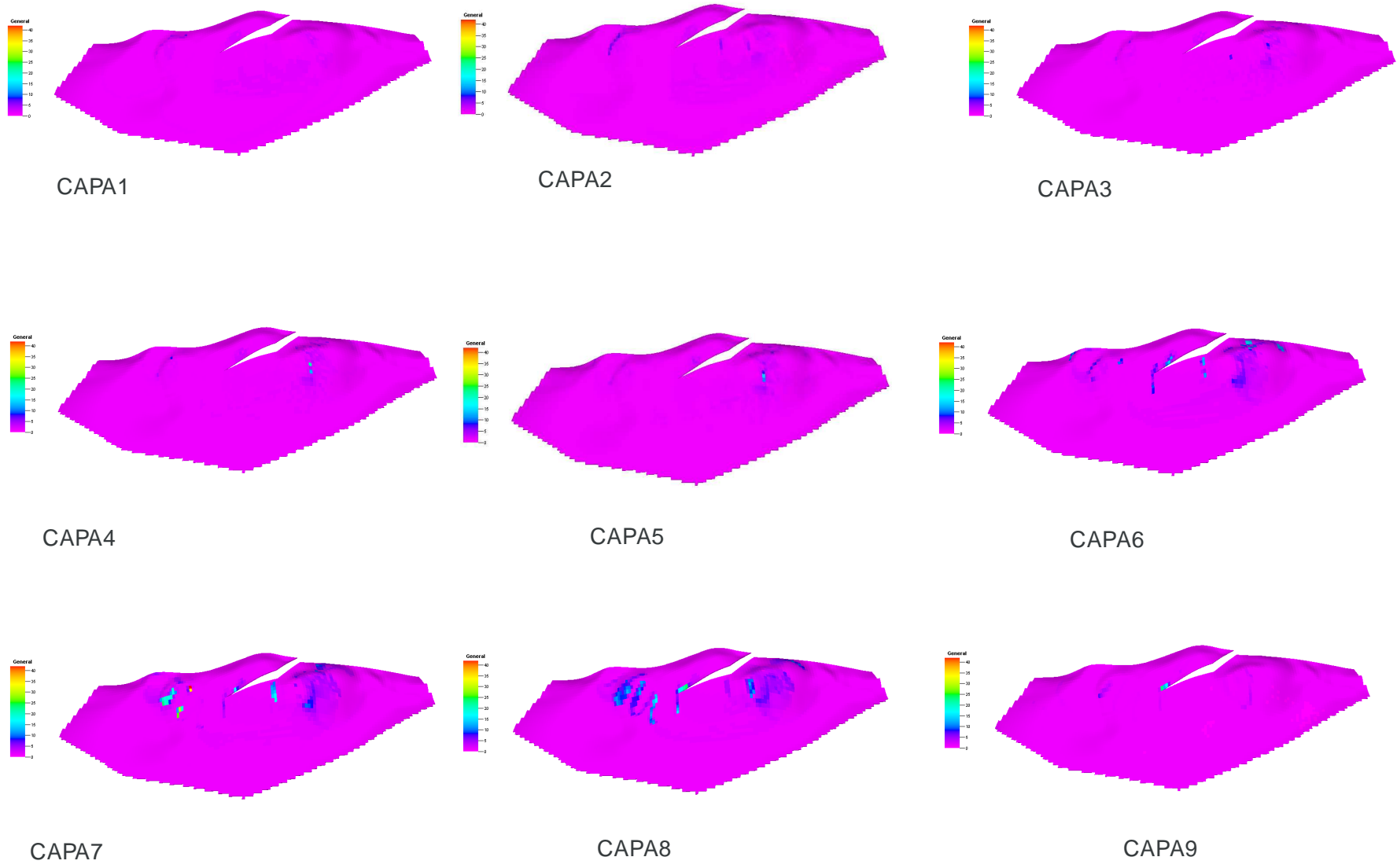
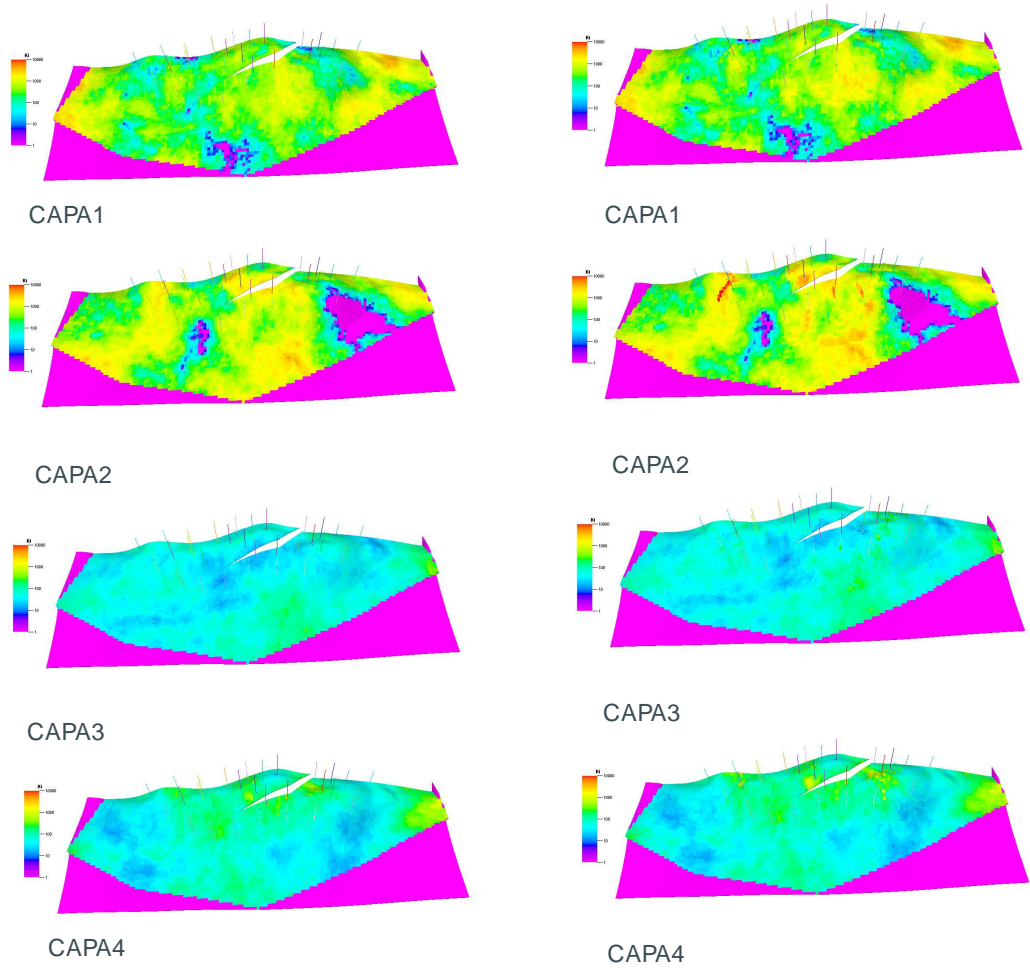
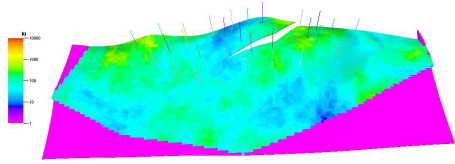


Figura 115. Sensibilidades aplicadas en el ajuste histórico.

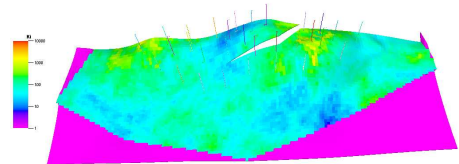
Figura 116. Mapa de permeabilidades inicial-final.

MAPA DE PERMEABILIDADES INICIAL Y FINAL (AJUSTE)

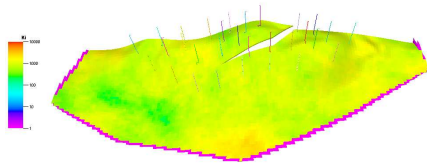




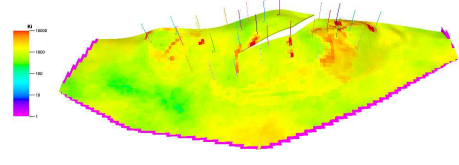
CAPA5



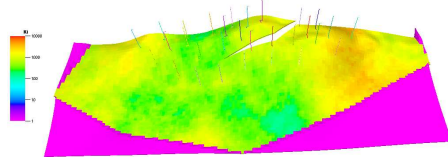
CAPA5



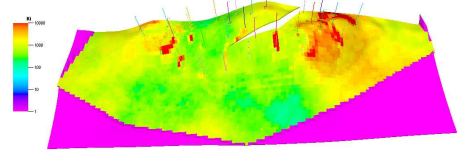
CAPA6



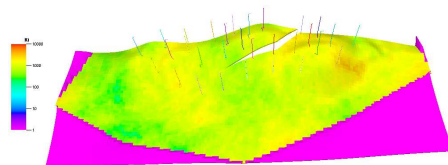
CAPA6



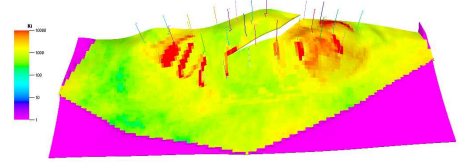
CAPA7



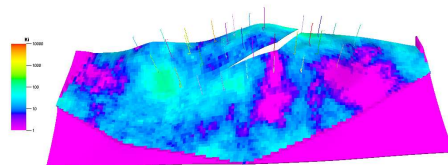
CAPA7



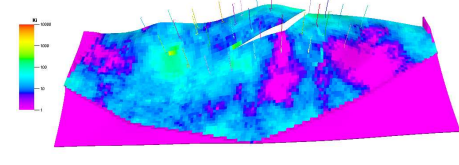
CAPA8



CAPA8



CAPA9



CAPA9

Una vez se han ponderado las propiedades en yacimiento se procede a generar los filtros del mapa unificado con el fin de conocer que zonas son las más prospectivas para el posicionamiento *infill*, y además de esto, determinar en aquellos rangos, cuál o cuáles son las propiedades que dan el mayor peso en estas ponderaciones generales. Este método puede ser muy eficiente además, para escoger las capas a completar por pozo.

Figura 117. Filtro #1: ponderación 4-6.

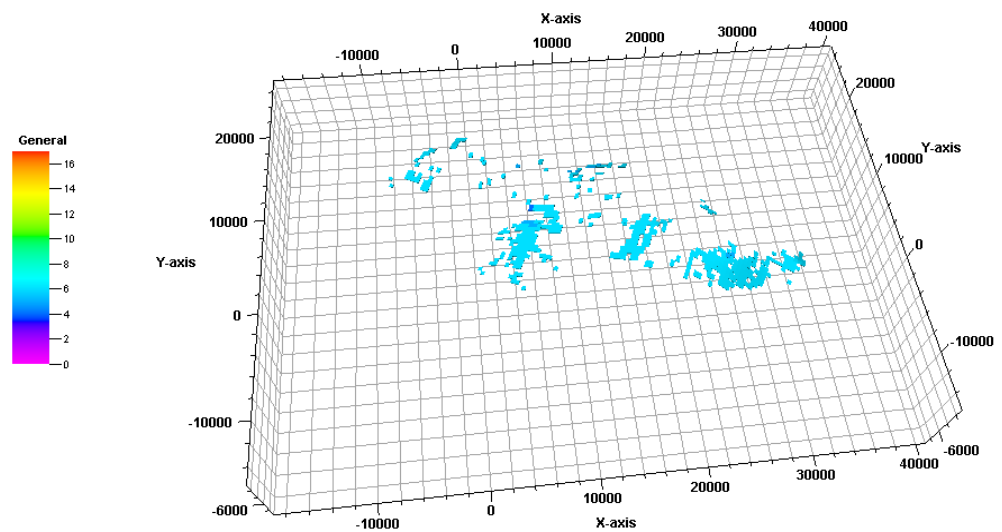


Figura 118. Filtro #2: ponderación 7-8.

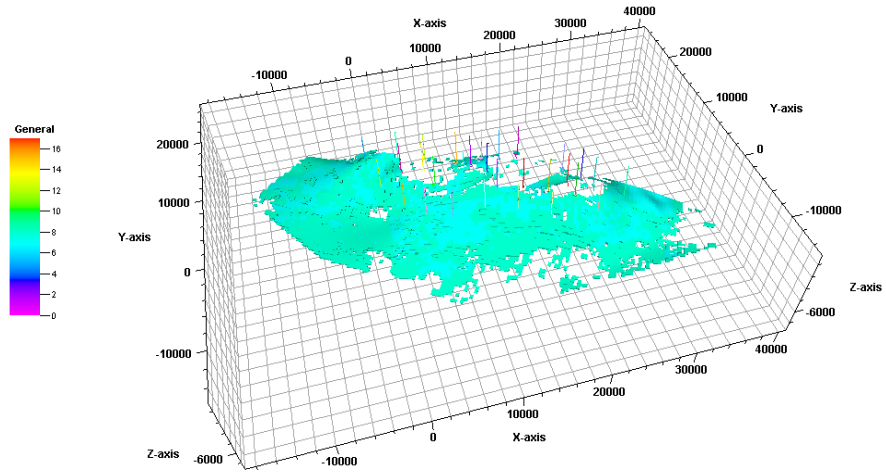


Figura 119. Filtro #3: ponderación 9-10.

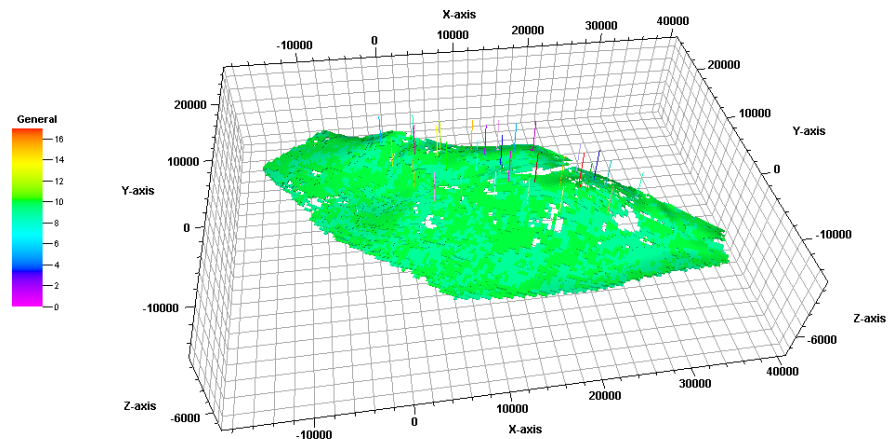


Figura 120. Filtro #4: ponderación 11-12.

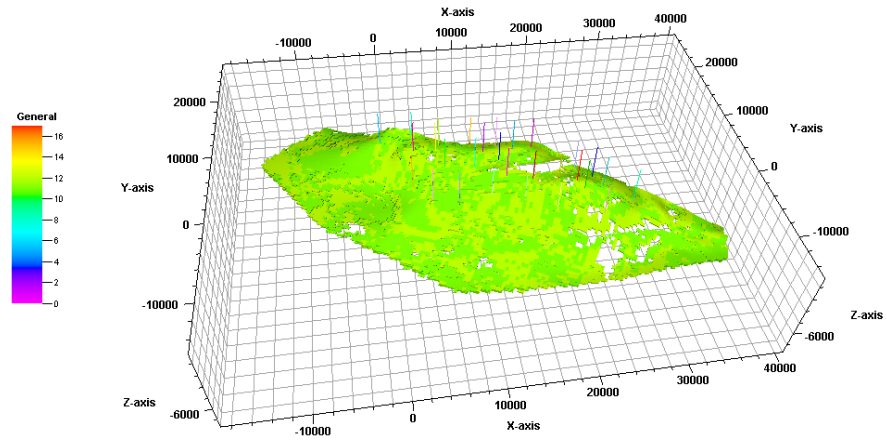
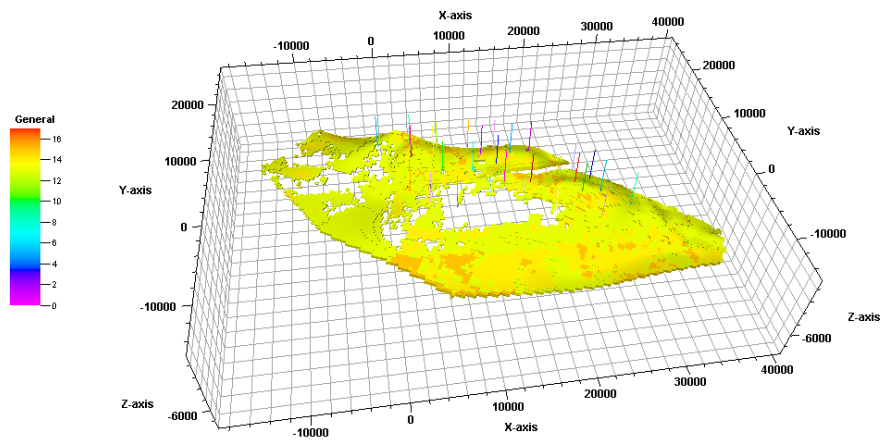


Figura 121. Filtro #5: ponderación 13-15.



Con base a los filtros anteriores, se construyó la tabla 25 que ilustra para ciertos rangos del mapa unificado sus correspondientes rangos de clasificación para cada propiedad con el fin de conocer cuál es la propiedad que tiene más peso en el ponderado total de esa celda; de este modo se evita escoger zonas muy conductivas pero con saturaciones de aceite muy bajas o nulas, además de que se pueden escoger las posibles capas a completar por pozo que luego se rectificaran con los estudios realizados a los pozos cercanos a esta zona como por ejemplo los registros de pozo.

Las zonas resaltadas con rojo son las capas que presentan un balance entre buenas propiedades de roca y altas saturaciones de aceite. De esta manera se escogen las zonas preliminares de posicionamiento *infill* que tendrán un rango entre 9 y 15 en el mapa unificado y al cual se le aplicará un filtro posterior (figura 122). En la figura 123 pueden verse con mayor claridad las zonas que se analizaran en los pasos subsiguientes.

Figura 122. Zonas preliminares para el posicionamiento infill.

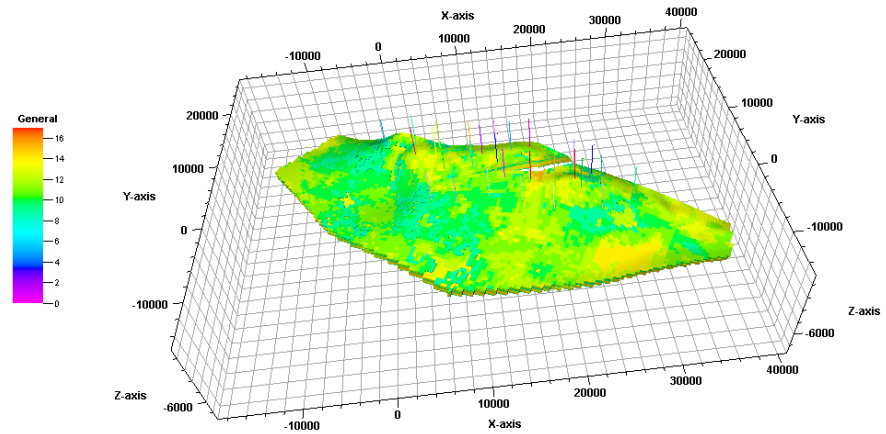


Figura 123. Zonas potencialmente productoras.

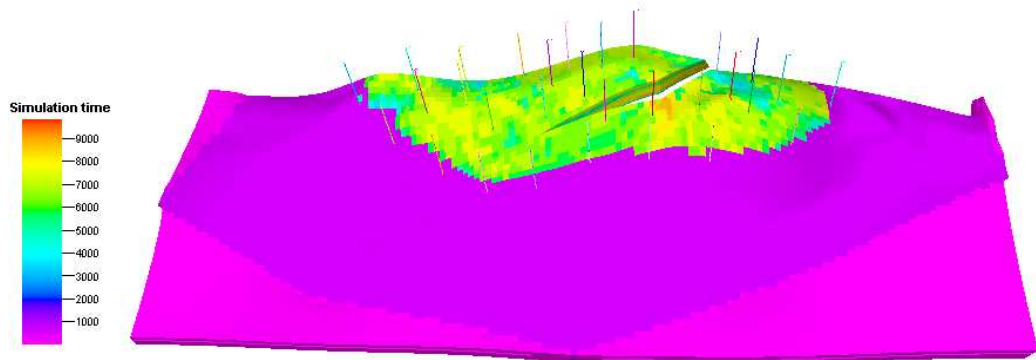


Tabla 25. Análisis del mapa unificado por capa.

Capa 1					Capa 2			
Rango M.U.	Rangos Φ	Rangos K.	Rangos P.	Rangos Soil.	Rangos Φ	Rangos K.	Rangos P.	Rangos Soil.
4 a 6	1	1	3	1	1	1	3	1
7 a 8	1,2	1,2	2,3,4,5	1	1,2	1,2	3,4,5	1
9 a 10	2,3	2,3	2,3,4,5	1,3,5	2,3	2,3	1,2,3,4,5	1,4,5
11 a 12	2,3,4	3,4	1,2,3,4,5	1,3,4,5	2,3,4	3,4	1,2,3,4,5	1,4,5
13 a 15	3,4,5	3,4	2,4,5	1,5	3,4	3,4	1,2,4,5	1,4,5
16 a 17	0	0	0	0	0	0	0	0
Capa 3					Capa 4			
Rango M.U.	Rangos Φ	Rangos K.	Rangos P.	Rangos Soil.	Rangos Φ	Rangos K.	Rangos P.	Rangos Soil.
4 a 6	0	0	0	0	0	0	0	0
7 a 8	2	1,2	2,3,4	1,3	2	1,2	3,4	1
9 a 10	2,3	1,2	1,2,3,4,5	1,4,5	2,3	1,2,3	1,2,3,4,5	1,3,4,5
11 a 12	2,3	2,3	2,4,5	1,5	2,3	2,3	1,2,4,5	1,4,5
13 a 15	0	0	0	0	3	3	2	5
16 a 17	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 25. (Continuación).

		Capa 5				Capa 6			
Rango M.U.	Rangos Φ	Rangos K.	Rangos P.	Rangos Soil.	Rangos Φ	Rangos K.	Rangos P.	Rangos Soil.	
4 a 6	0	0	0	0	0	0	0	0	
7 a 8	2	1,2	1,2,3,4	1,3	0	0	0	0	
9 a 10	2,3	1,2,3	1,2,3,4,5	1,3,4,5	0	0	0	0	
11 a 12	3	2,3	1,2,4,5	1,4,5	4	3,4	3,4	1	
13 a 15	4	3	2	5	4,5	3,4	1,2,3,4,5	1,4,5	
16 a 17	0	0	0	0	4,5	4,5	2	4,5	
		Capa 7				Capa 8			
Rango M.U.	Rangos Φ	Rangos K.	Rangos P.	Rangos Soil.	Rangos Φ	Rangos K.	Rangos P.	Rangos Soil.	
4 a 6	0	0	0	0	0	0	0	0	
7 a 8	0	0	0	0	0	0	0	0	
9 a 10	0	0	0	0	0	0	0	0	
11 a 12	4	3,4	1,2,3,4,5	1,3	4	3,4	2,3,4	1	
13 a 15	4,5	3,4,5	1,2,3,4,5	1,3,4,5	4,5	3,4,5	1,2,3,4,5	1,3,4,5	
16 a 17	5	4,5	2	4,5		4,5	2	4,5	
Capa 9									
Rango M.U.	Rangos Φ	Rangos K.	Rangos P.	Rangos Soil.					
4 a 6	1,2	1,2	1, 2,3	1					
7 a 8	1,2,3	1	2,3,4,5	1					
9 a 10	2,3	1,2	1,2,3,4,5	1,4,5					
11 a 12	0	0	0	0					
13 a 15	0	0	0	0					
16 a 17	0	0	0	0					

3. *Obtener la distribución de la producción del campo ó “sector model” e identificar con ayuda del mapa y/o el modelo base, el estado actual de los pozos (por arena): activos inactivos y abandonados. En el caso de los inactivos y abandonados especificar la causa. Si no se cuenta con la información, analizar los datos históricos de producción (caudal de aceite agua y gas) de todos los pozos y así identificar su estado actual. Si algún pozo se encuentra abandonado e inactivo, identificar según reportes, las causas de esta inactividad o abandono.*

En la tabla 26 se presenta un análisis del estado de pozo, en donde se muestran los cortes de agua acumulados simulados y observados, además de su estado, si actualmente está activo ó inactivo, en este caso los pozos 12 y 15 están cerrados y el pozo 9 presenta altos y bajos en sus cortes de agua posiblemente por problemas operacionales pero no se registran las causas. En color rojo se resaltan los pozos que han aportado significativamente a la producción del campo y los cuales se ubican en el tope más alto de la estructura (dirección norte-oeste) que no ha sido invadido por el frente de avance del agua en el tiempo actual. A partir del análisis de pozo podríamos resaltar esta zona como potencialmente productora y objetivo para el posicionamiento adicional. Ubicar en la zona inferior del domo no es recomendable debido a que está siendo invadida significativamente por el frente de inyección como lo muestran los pozos 12, 15, 18 y 20, algunos de estos cerrados por alto corte de agua.

Tabla 26. Análisis del estado actual de pozos.

Pozo	Producción acumulada por pozo (MMSTB)	Producción acumulada de agua SIM (STB)	Corte de agua acumulado simulados	Cortes de agua acumulados observados	Comentarios
BR-P-1	6.424279	0.1089609	0	0	Estado: activo. Corte de agua cero
BR-P-2	6.2805935	75178.242	0.0326027	0.0328456	Presenta bajo corte de agua- estado: activo
BR-P-3	6.3019725	1112.2568	0.000319637	0	Estado: activo. Corte de agua cero
BR-P-4	6.23891	21.061525	2.78E-06	0.00E+00	Estado: activo. Corte de agua cero
BR-P-5	4.663924	2475361	0.346213	0.339579	Presenta alto corte de agua-estado: activo
BR-P-6	6.1498375	12477.245	3.71E-02	4.18E-02	Estado: activo. Corte de agua cero
BR-P-7	6.1008435	12887.681	0.00305195	0	Estado: activo. Corte de agua cero
BR-P-8	6.0203915	39265.52	0.00748748	0	Estado: activo. Corte de agua cero
BR-P-9	1.660305	285615.94	0.0826458	0.0787079	Problemas operacionales. Estado: activo.
BR-P-10	6.597376	463876.91	0.0932738	0.0970468	Presenta bajo corte de agua- estado: activo
BR-P-11	5.491873	1528729.4	0.210926	0.223575	Presenta corte de agua moderado-estado: activo
BR-P-12	3.471287	2892477.5	0.411396	0.571396	Alto corte de agua. Estado: Cerrado.
BR-P-13	5.4570975	1446916.9	0.300562	0.297865	Presenta corte de agua moderado-estado: activo

Tabla 26. (Continuación)

BR-P-14	4.686035	2119795.3	0.360691	0.372875	Presenta corte de agua moderado-estado: activo
BR-P-15	1.9738143	3734289.3	0.585523	0.619503	Alto corte de agua. Estado: Cerrado.
BR-P-16	6.081879	638099.75	0.198778	0.205524	Presenta bajo corte de agua- estado: activo
BR-P-17	4.7212475	1947301.4	0.427872	0.453976	Presenta alto corte de agua-estado: activo
BR-P-18	3.358686	3222337	0.49663	0.535087	Presenta alto corte de agua-estado: activo
BR-P-19	6.078371	453977.03	0.185897	0.184836	Presenta bajo corte de agua- estado: activo
BR-P-20	3.6544085	2812140.3	0.510944	0.622566	Presenta alto corte de agua-estado: activo

4. *En este paso se procede a realizar el filtro de las zonas previamente escogidas con ayuda del trazado de las líneas de corriente. Este filtro se realizará con base a los tiempos de vuelo correspondientes al tiempo final de simulación.*

Este punto de la metodología está seccionado en varios pasos los cuales son:

- ✓ *Trazar las líneas de flujo en el modelo y analizar la dinámica del flujo.*

Se realizó el primer filtro que va desde el tiempo inicial hasta el tiempo final de simulación (Figura 125). Este filtro se hace con base a los tiempos de vuelo correspondientes a tiempo real con el fin de conocer hasta qué punto ha avanzado el frente de inyección de agua, las áreas de drenaje por pozo y conocer además las efectividades de los inyectores.

Se registraron las celdas penetradas por las líneas de corriente (Figura 126) y se eliminaron estas zonas del mapa unificado final obtenido en el segundo paso de la metodología. De esta manera se evita que los nuevos pozos productores tengan alguna interferencia con las áreas de drenaje existentes.

Figura 124. Áreas de drenaje de los pozos productores a tiempo de simulación final (3570 días)

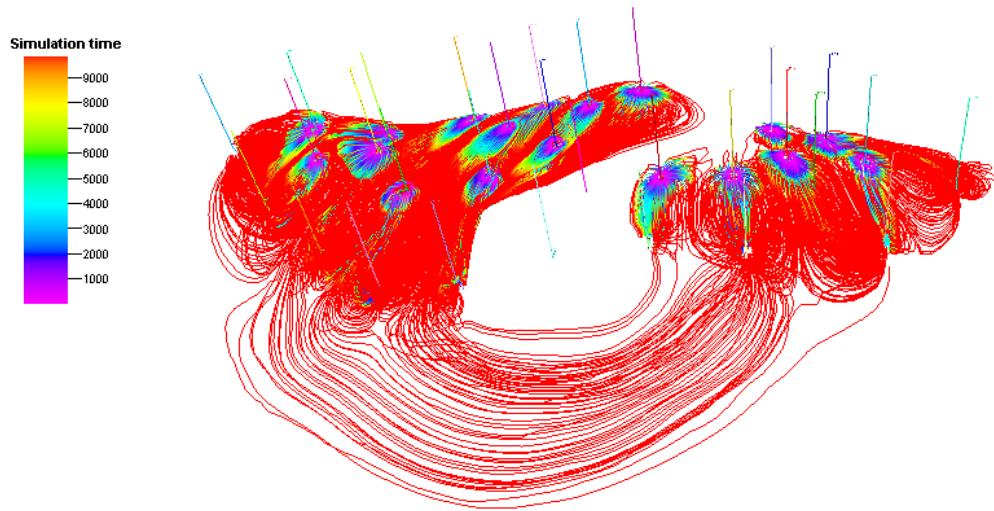
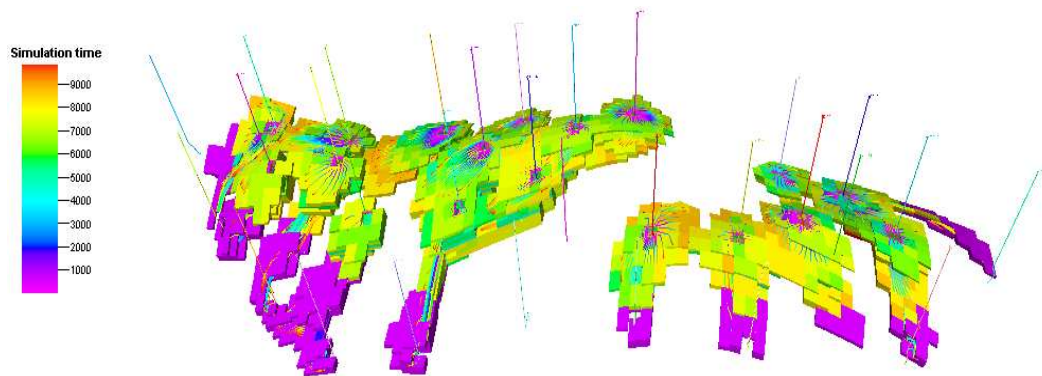
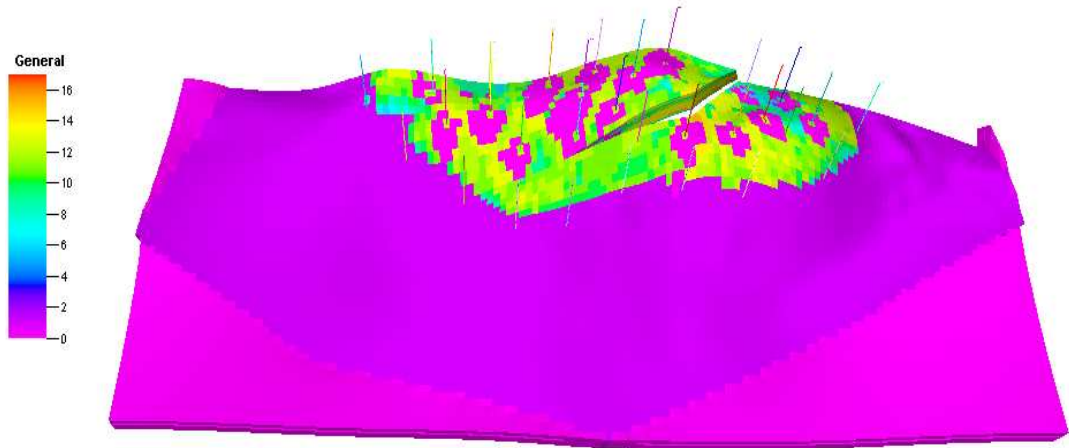


Figura 125. Celdas penetradas por las líneas de flujo (3570 días).



Eliminando las celdas penetradas que corresponden a las áreas de drenaje de cada pozo productor del mapa unificado (Figura 127), se genera el trazado de las líneas de flujo sobre el mapa final y se detectan zonas que presenten tiempos de vuelos mayores al tiempo de vuelo de predicción.

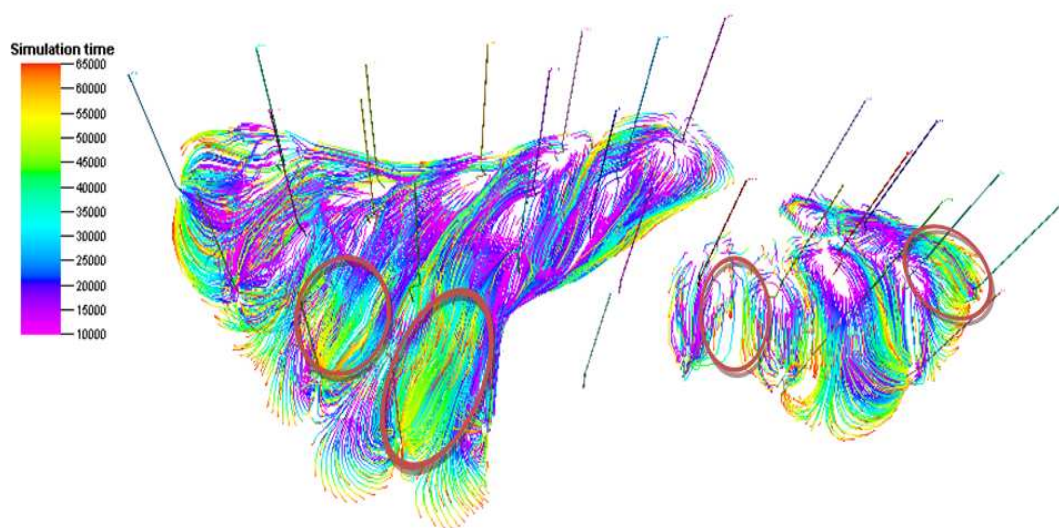
Figura 126. Zonas potencialmente productoras en escala de verdes.



Ya que las líneas de corriente son un indicativo fuerte de la dirección del flujo en yacimiento se detectan las zonas que:

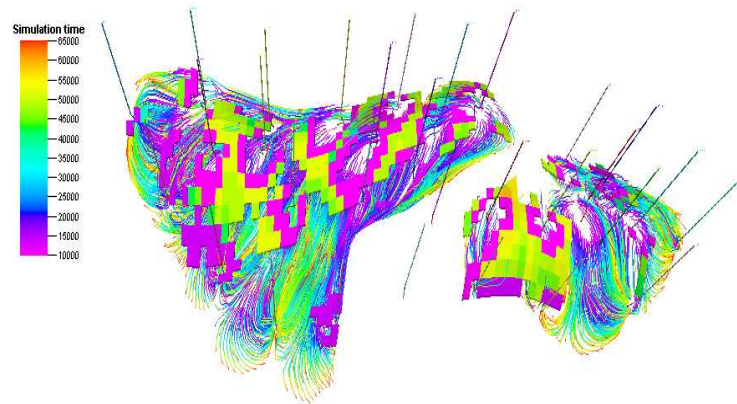
Tienen tiempos de vuelo muy elevados, es decir zonas en las que la eficiencia de barrido es muy pobre y el avance del frente de inyección no tuvo el efecto esperado. En la figura 128 se muestran las zonas que poseen altos tiempos de vuelo (entre el tiempo final de simulación y un tiempo de 30 años).

Figura 127. Zonas prospectivas a partir de las líneas de flujo con altos tiempos de vuelo.

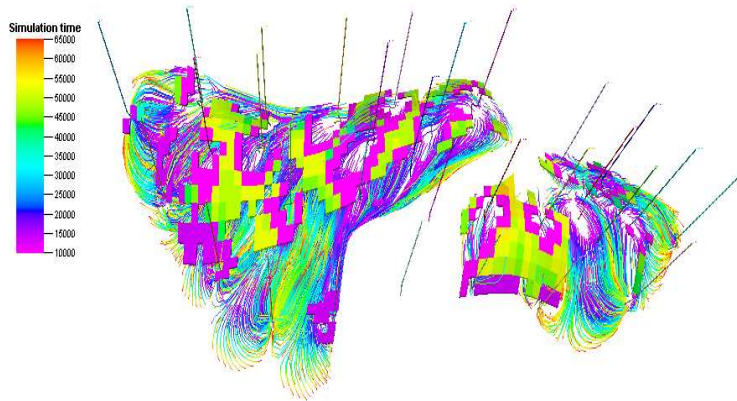


Luego de escoger las zonas a partir de las líneas de corriente, se confrontan con el mapa unificado para escoger, la posición areal y los completamientos por capa (Figuras 129, 130 y 131).

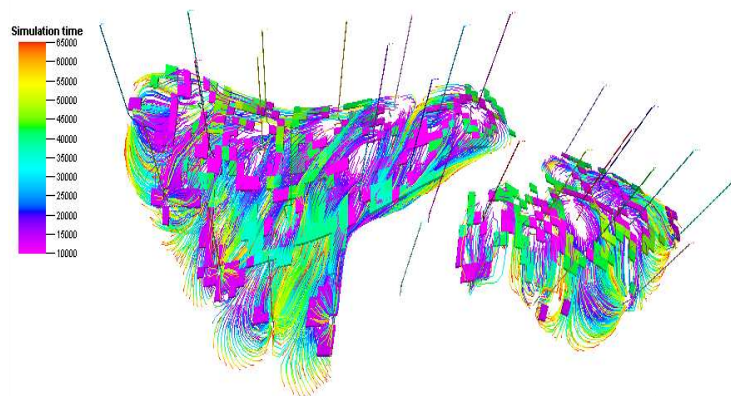
Figura 128. Contraste Mapa Unificado - Líneas de corrinete (Capa 1, 2 y 3).



CAPA 1

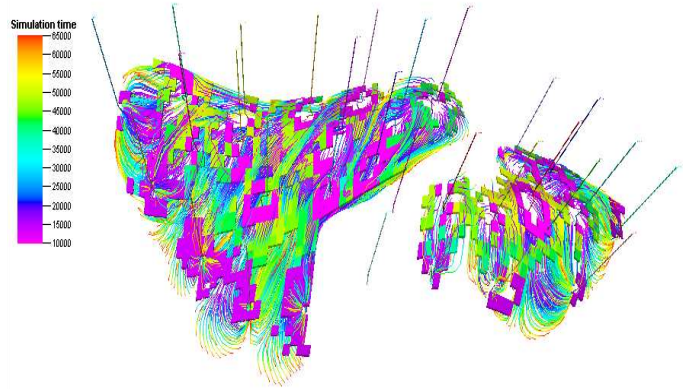


CAPA 2

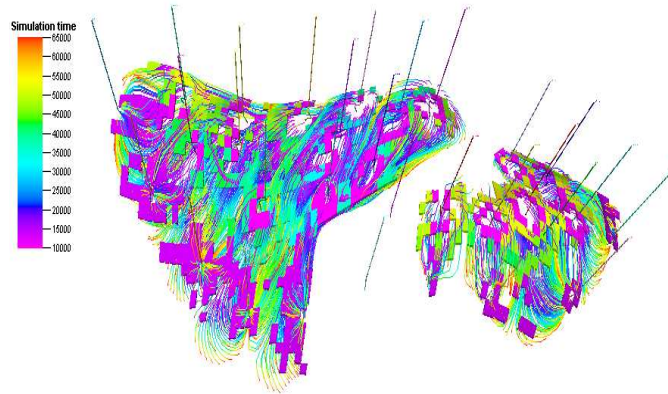


CAPA 3

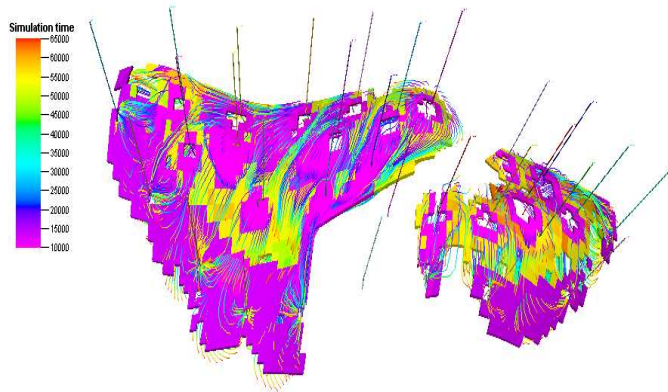
Figura 129. Contraste Mapa Unificado - Líneas de Flujo (Capa 4, 5 y 6).



CAPA 4

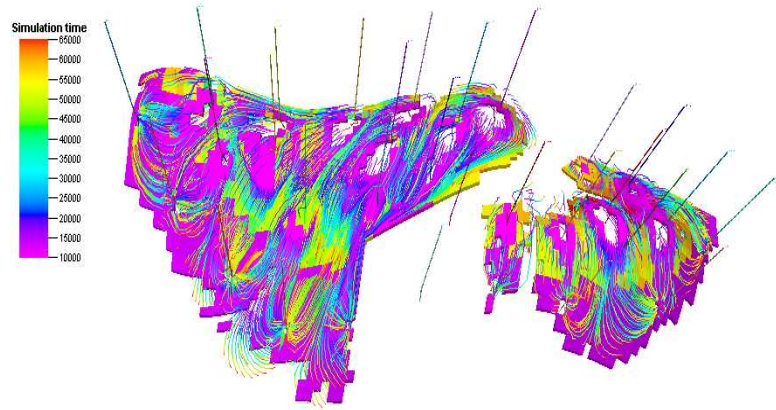


CAPA 5

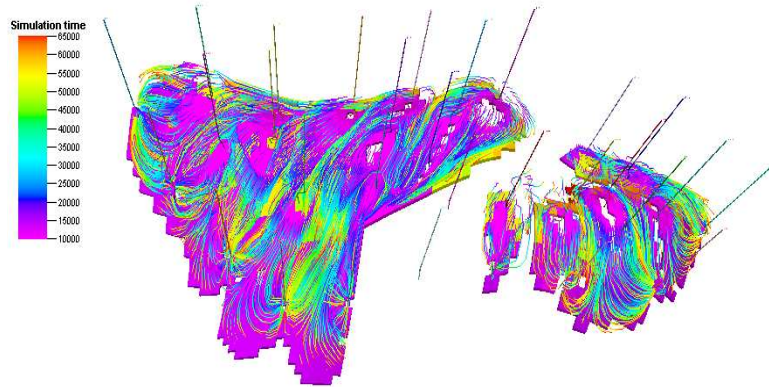


CAPA 6

Figura 130. Contraste Mapa Unificado - Líneas de Flujo (Capa 7 y 8).



CAPA 7



CAPA 8

5. A este paso, se deben tener las posiciones de los nuevos pozos productores. Dependiendo del tiempo de predicción, se perfora en cada una de las zonas escogidas 1 pozo productor y se realiza la predicción para cada pozo por separado, esto con el fin de conocer cuál es el efecto que tiene un pozo infill en la producción de campo. Analizar las curvas de producción de cada pozo antiguo, y detectar cambios significativos en las tendencias de declinación.

Para cada nuevo pozo, calcular la tasa normalizada con respecto a la producción total y clasificar los pozos de acuerdo a este factor identificando los pozos más eficientes. Las posiciones de los pozos infill obtenidas son (tabla 27, figuras 132, 133, 134 y 135):

Tabla 27. Coordenadas x, y y z de los pozos infill.

capas a completar	Pozo infill #1	Pozo infill #2	Pozo infill #3	Pozo infill #4
1	87-18-1		49-8-1	89-2-1
2	87-18-2	61-12-2		89-2-2
3		61-12-3		89-2-3
4		61-12-4		89-2-4
5			49-8-5	89-2-5
6	88-18-6		49-8-6	89-2-6
7				89-2-7
8				89-2-8
9				89-2-9

Los pozos infill se controlaron por presión mínima de producción y por un corte de agua máximo registrado en las referencias (colocar referencia de TNO).

En seguida se presenta el incremento en la producción que produjo cada pozo infill con respecto al modelo base de predicción sin pozos infill (tabla 28.).

Tabla 28. Resultados del posicionamiento infill.

Tiempo actual (días)	Aceite inicial in situ (MMSTB)	Aceite actual in situ(MMSTB)	Factor de Recobro	Aceite recuperado a la fecha (MMSTB)
3570	781.170115	683.337878	0.125238	97.83538
Tiempo de predicción (días)	FOE modelo base	FOE pozo infill#1	FOE pozo infill #2	FOE pozo infill #3
7222	0.19964105	0.20292044	0.201688 56	0.20259053
Tiempo de predicción (días)	FOE pozo infill#4			
7222	0.219296			

Según la tabla 28, el factor de recobro por pozo a simple vista, es muy mínimo comparado con el obtenido a través del modelo base, pero esa pequeña diferencia en barriles producidos representa aproximadamente 17'600.000 barriles para el pozo infill # 4 que presenta el mayor factor de recobro y la mejor ubicación (parte superior del domo) y las condiciones de los pozos cercanos son favorables (BR-P-1, BR-P-3, BR-P-4, BR-P-7, BR-P-8) ya que ninguno ha sido invadido por el frente de inyección y las producciones acumuladas son las mayores.

Este detalle es de extrema importancia y la única forma de validar algún proyecto de posicionamiento adicional es haciendo un análisis económico para probar tanto, proyectos que contemplen la perforación de un pozo infill como la implementación de configuraciones de pozo, en los cuales la complejidad aumenta significativamente.

Tabla 29. Tasas normalizadas.

Tiempo de predicción (días)	Tasa normalizada pozo infill#1	Tasa normalizada pozo infill #2	Tasa normalizada pozo infill #3	Tasa normalizada pozo infill#4
19951.387	0.196026175	0.009191941	0.177826351	1.305551963

Figura 131. Posición areal infill #1.

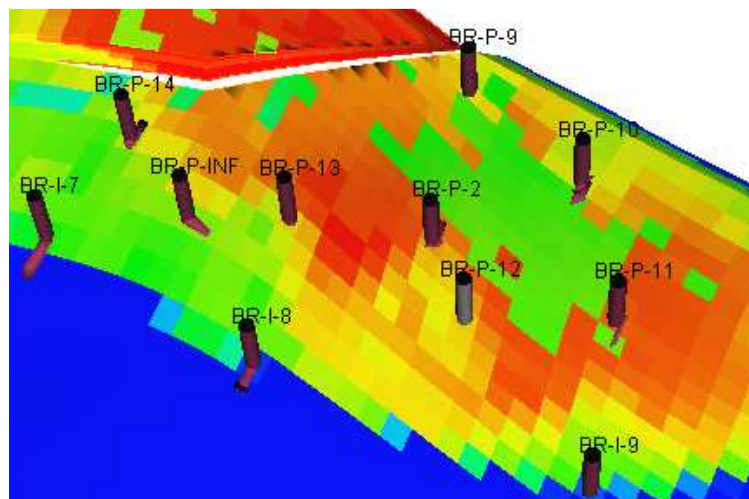


Figura 132. Posición areal infill #2.

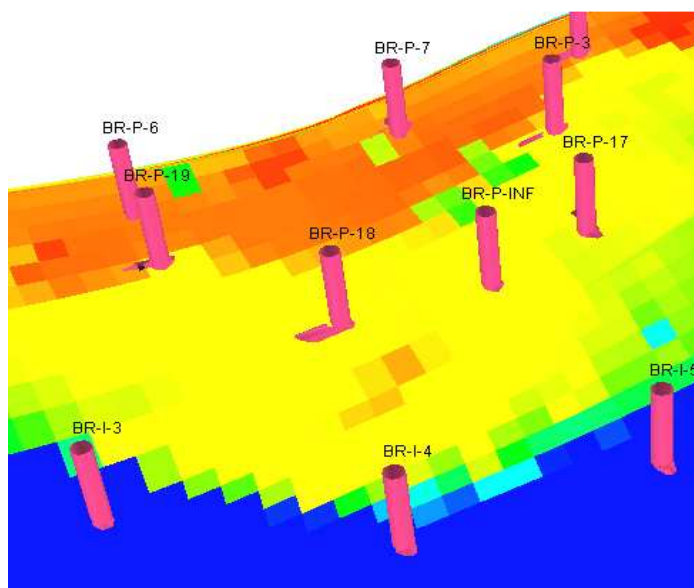


Figura 133. Posición areal infill #3.

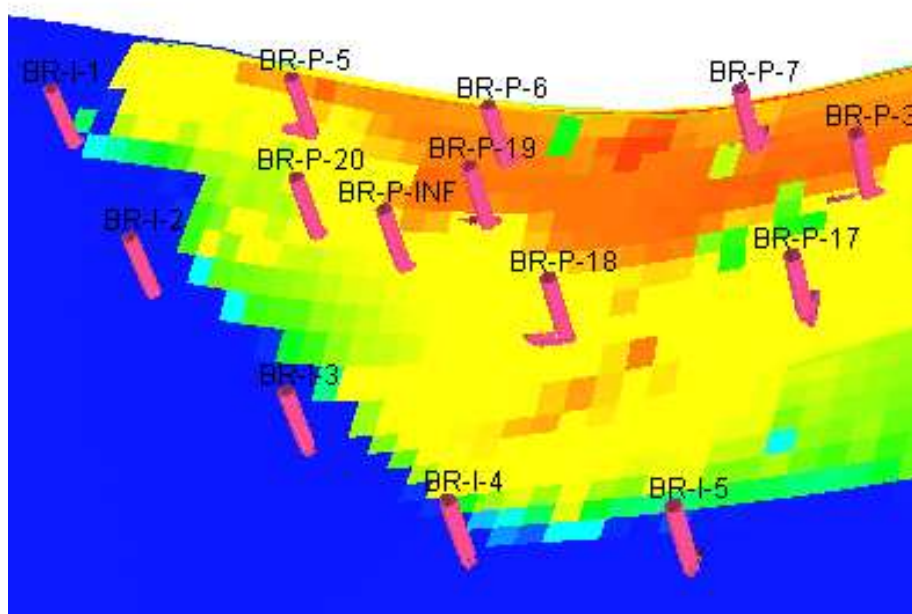


Figura 134. Posición areal infill #4.

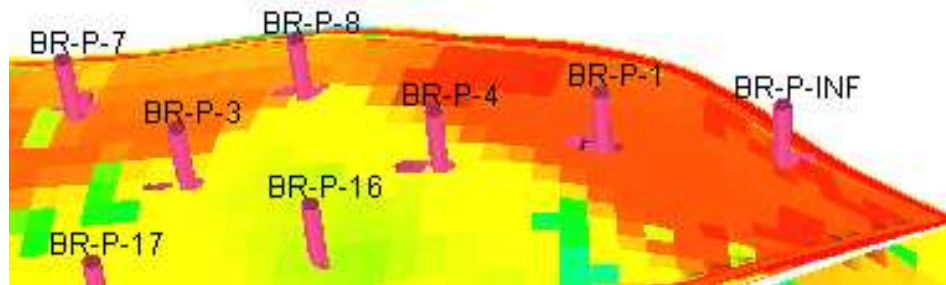


Figura 135. Factor de recobro para cada caso.

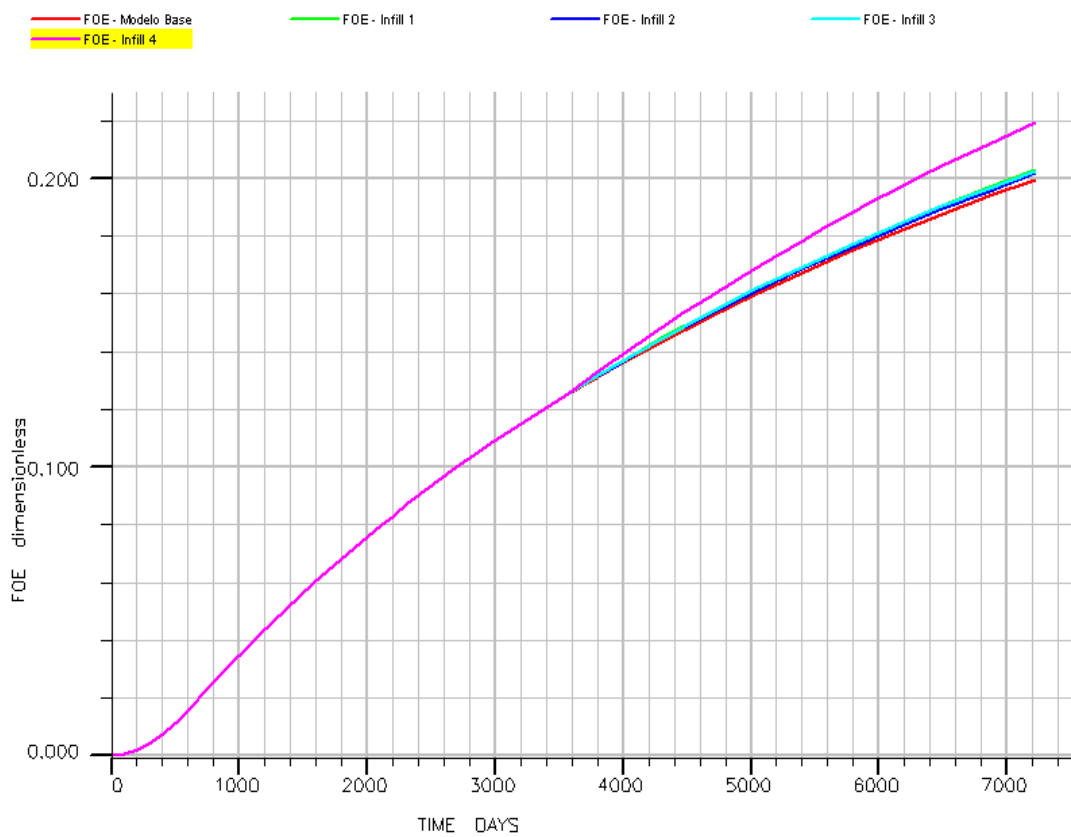
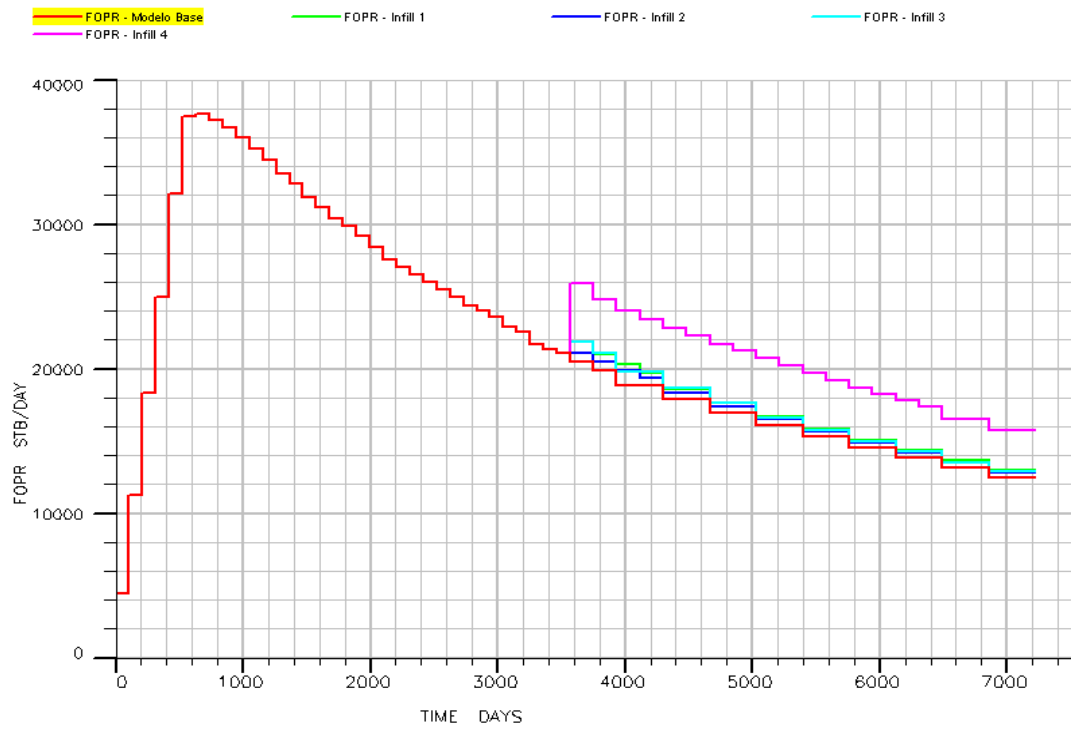


Figura 136. Producción de aceite diaria para cada caso.



5. CONCLUSIONES

1. Las líneas de corriente son aplicables a muchos de las labores de la ingeniería de yacimientos mencionadas en este trabajo, donde se expusieron desde las ventajas computacionales que esta ofrece hasta como su tipo de formulación permite extenderse a aplicaciones de ajuste histórico y de infill drilling.
2. Las líneas de corriente son una herramienta que brindan información sobre dinámica de flujo y la heterogeneidad del yacimiento lo que permite la integración dinámica de datos.
3. Las líneas de corriente son las líneas cuya tangente es el campo de velocidades que se establecen a partir del campo de presiones y su existencia depende de la existencia de flujo lo que permite ubicar la distribución de saturaciones. Esta distribución se halla de manera directa o explícita lo que es que este tipo de técnica numérica se le denomine como tipo IMPES.
4. Las ventajas que ofrece la simulación por líneas de corriente se centra en una transformación coordenada que convierte el problema del transporte de un problema tridimensional a una serie de problemas unidimensionales que hacen más simple la formulación de flujo a través de medios porosos requiriendo menores tiempos de cómputo para su resolución.
5. La implementación de pasos de tiempo más largos mejora la rapidez en los cálculos y menor empleo de memoria requerida.
6. Dada la naturaleza de la formulación de las líneas de corriente es posible emplear una inversión dinámica de datos, apoyada en el cálculo de coeficientes de sensibilidad, que permita integrar las propiedades del yacimiento con la respuesta de producción.

7. El ajuste histórico aplicado al modelo real contempla tanto una fase automática como asistida, debido a que no se cuenta con toda la infraestructura computacional que a una escala profesional se requiere para automatizar completamente el proceso.
8. El tiempo de vuelo como parámetro principal de la formulación por líneas de corriente se caracteriza por contener la heterogeneidad del yacimiento ya que está en función de la velocidad intersticial de flujo y esta a su vez está en función de las propiedades del yacimiento, lo que permite evaluar frentes de invasión y áreas de drenaje.
9. La aplicación de las líneas de corriente en el caso del infill drilling se convierte en una herramienta extremadamente visual lo que permitiría al ingeniero de yacimiento tomar decisiones rápidas sobre el campo.
10. Las líneas de corriente no se ven afectadas por la complejidad geológica más si por efectos de presión capilar o gravedad debido a la existencia de fluidos composicionales, sin embargo, ya se han desarrollado formulaciones que contemplan estos factores.
11. La metodología se basó en la información que nos brindó el proceso de ajuste histórico, el mapa unificado, la información de estado de pozo y la información del trazado de las líneas de corriente mediante la visualización de los volúmenes de drenaje que fueron de gran ayuda para el establecimiento de zonas potencialmente productoras.
12. Se obtuvo que la mejor zona corresponde a la zona en la que se ubicó el pozo infill #4, el cual fue el pozo que registró el mayor incremento en el factor de recobro y el pico instantáneo de producción más alto con un incremento en la producción acumulada de 17 600 000 barriles.

13. Para la aplicación de la metodología fue necesario partir de un modelo real que tuviera una estructura geológica definida, y una dinámica de flujo establecida.
14. La metodología propuesta se construyó a partir de ideas extraídas de aplicaciones planteadas en la literatura, de experiencias propias y sugerencias de especialistas en el área.
15. A pesar de que los campos de aplicación de la metodología no estaban inicialmente diseñados para perforación de pozos se logró por medio de las líneas de corriente dar buenas coordenadas para el mejoramiento de la producción mediante la ubicación de configuraciones de pozo individuales.
16. A partir del desarrollo de este proyecto se logró profundizar en los aspectos teóricos y prácticos que le competen la simulación por líneas de corriente.
17. Durante el desarrollo de este trabajo hubo mucho tiempo de latencia y retrasos debido al problema de licenciamiento y a la metodología que se tuvo que implementar para resolver este problema.

6. RECOMENDACIONES

1. La técnica de simulación por líneas de corriente presenta discrepancias con la forma en que estas se trabajan para fluidos composicionales. Debido a lo anterior tratar de establecer una relación explícita entre el tiempo de vuelo y el tiempo de simulación para esta clase de problemas que permita tener un mayor control sobre el frente de invasión o área de drenaje.
2. Revisar las nuevas formulaciones, desarrolladas recientemente sobre el manejo de la gravedad y las presiones capilares por parte de las líneas de corriente.
3. Aplicar las ventajas que ofrece la formulación por líneas de corriente no solo para casos de ajuste histórico o posicionamiento de nuevos pozos productores, sino también para efectos de caracterización del yacimiento ya que el descubrimiento de una propiedad que difiera con las características del modelo inicial puede dar pie al descubrimiento de algún componente geológico que no se hubiese divisado en un principio.
4. Intentar disminuir el "misfit" del ajuste ya que pueden haber múltiples soluciones para el problema inverso que se trabajó ya que esta clase de problemas se caracterizan por su no-unicidad mejorando el coeficiente de correlación entre las curvas.
5. Profundizar sobre la parte matemática en la que se basa el ajuste histórico haciendo énfasis en la parte de la inversión de la presión, ya que en este trabajo se llevó a cabo el ajuste de un yacimiento que no contiene gas, pero para casos en los que hay presencia de gas, hay que tener en cuenta la presión y por ende el código para ajuste automático difiere.
6. Se recomienda diseñar códigos con nuevos algoritmos que optimicen los existentes para la inversión dinámica de datos.

7. Validar la metodología con otras técnicas de ubicación de pozos infill, establecer discrepancias y similitudes, y establecer las causas de las mismas.

8. Profundizar en técnicas de inversión o construcción de algoritmos que permitan la aplicación de la técnica de ajuste histórico basada en líneas corriente para fluidos composicionales, en donde la relación gas aceite y el comportamiento de la presión se ajustan en conjunto con el comportamiento del corte de agua.

7. REFERENCIAS

1. **Chilingarian, G.V., Mazzullo, S. J. and Rieke, H.H.** *Carbonate reservoir chracterization: a geologic-engineering analysis.*
2. **W., Hurst.** *Infill drilling in the Rotherwood Field, Harry County. Texas : s.n.*
3. **Chilingarian, G.V., Mazzullo, S. J. and Rieke, y H.H.** *Carbonate reservoir chracterization: a geologic-engineering analysis.*
4. **Cipolla, C.L. and Wood, M.C.** *A statistical approach to Infill-Drilling studies, Case history of the Ozona Canyon Sands.*
5. *Evaluation of infill drilling opportunities in Lekhwair Field, Oman.* **A., Chopra, et al.** s.l. : SPE, 2007.
6. *Well spacing and recovery optimization of one of iranian oil fields by using streamline and reservoir simulation .* **V. Dehdari, SPE, Sahand U. of Technology and Arminshahidy, B.** Tehran : petroleum engineering institute of Tehran University. SPE 112985.
7. *The petroleum industry: a non technical guide.* **Conaway, Charles F.**
8. *Pressure mapping as an aid to understanding reservoir drainage.* **Anderson, J. S.** 1991.
9. **Muskat, M.** *Flow of Homogeneous Fluids.* Boston : Flow of Homogeneous Fluids.
10. **Fay, C.H. y Prats. M.** *The Application of Numerical Methods to Cyclingand Flooding Problems, Procedimientos del tercer congreso mundial del petroleo.* 1991.
11. *Computer Prediction of Water Drive of Oiland Gas Mixtures through Irregularly Bounded Porous Media - Three-Phase Flow.* **Higgins R.V. y Leighton, A.J.** 1962, Journal of Petroleum Technology, pp. 14, 1048, 1054.
12. *Failure of Stream Tube Methods To Predict Waterflood Performance of an Isolated Inverted Five-Spot at Favorable Mobility Ratios.* **30. Martin, J.C., Woo, P.T., y Wegner, R.E.** Febrero 1973, Journal of Petroleum Technology.
13. *Simulation and Performance Prediction of a Large-Scale Surfactant/Polymer Project.* **28. Lake, L.W., Johnston, J.R., y Stegemeier, G.L.** Diciembre 1981, Society of Petroleum Engineers Journal, pp. 21, 731,739.

14. **Emanuel, A.S., Alameda, G.K., Behrens, R.A., and Hewett, T.A.** *Reservoir Performance Prediction Methods Based on Fractal Geostatistics*. 1989. pp. 311-318. Vol. 4.
15. *A 2D Reservoir Streamtube EOR Model with Periodical Automatic Regeneration of Streamlines*. **Renard, G.** 1990, pp. 2, 175,200.
16. *Modeling Flow in Heterogeneous Media Using Streamtubes - I. Miscible and Immiscible Displacements*. **46. Thiele, M.R., Blunt, M.J., and Orr, F.M., Jr.** Agosto 1995, pp. 3, 299, y 339.
17. **Yih, C.** *Stream Functions in Three-Dimensional Flow*. 1957.
18. **Shafer, J.M.** *Reverse Pathline Calculation of Time-Related Capture Zones in Nonuniform Flow*. 1987.
19. **Pollock, D.W.** *Semianalytical Computation of Path Lines for Finite-Difference Models*. 1988. pp. 26, 743,750.
20. **Datta Gupta, A. y King, M.J.** *A Semianalytic Approach to Tracer Flow Modeling in Heterogeneous Permeable Media*. 1995. pp. 18, 9, 24.
21. *Mathematical modeling of Instu Uranium Leaching*. **R.S, Bommer M.P. y Schechter.** 1979, SPE, pp. 393-400.
22. *Streamline Simulation*. **Datta-Gupta, A. y King.** 2007, Society of Petroleum Engineers ISBN: 978-1-55563-111-6.
23. *A Comparison of Travel-Time and Amplitude Matching for Field-Scale Production-Data Integration: Sensitivity, Nonlinearity, and Practical Implications*. **Cheng, H., Datta-Gupta, A., and He, Z.** Marzo 2005, SPEJ, p. 75.
24. **Bear, J.** *Dynamics of Fluids in Porous Media*. [ed.] Dover Publications Inc. New York : s.n., 1972. p. 764.
25. *Estimation of Three-Phase Relative Permeability and Residual Oil Data*. **Stone, H.L.** 1973, JCPT, p. 53.
26. *Streamlines, Ray Tracing and production Tomography, generalization to compresible flow*. **Datta-Gupta, A. et al.** Mayo 2001, Petroleum Geoscience.
27. **Geoquest, Schlumberger.** Eclipse Technical Description . 2003.
28. *Tenth SPE Comparative Solution Project: A Comparison of Upscaling Techniques*. **M., Christie, U., Heriot-Watt and J., Blunt M.** SPE 72469.
29. *Application of 3D Streamline Simulation to Assist History Matching*. **Miliken, W.J. et al.** SPE.

30. **Mclaughlin, D. y Townley, L.R.** A Reassessment of the groundwater inverse problem. *Water Resources research*. 1996, p. 1131.
31. *Relative Curvature measures of non-linearity.* **Bates, D.M y Watts, D.G.** 1980.
32. *Coupled inverse problems in ground water modeling, I, sensitivity analysis and parameter identification.* **Sun, N. Z. y Yeh W.W.** Water Resources Research, p. 2507.
33. **Luo. Y. Schuster, G.T.** *Wave equation Travel Time Inversion.* 1991. p. 645.
34. *Streamline based production data integration with gravity and changing field conditions.* **He Z. Yoon, S. y Datta Gupta, A.** Diciembre 2002, SPEJ, p. 423.
35. **Oyerinde, A. S.** *STREAMLINE BASED THREE PHASE HISTORY MATCHING.* Texas : s.n., 2008. p. 34.
36. *A multiscale approach to production data integration using streamline models.* **Yoon, S. et al.** Junio 2001, SPEJ, p. 182.
37. **Chilingarian, G.V., Mazzullo, S. J. and Rieke, H.H.**
39. **F., 19. Connaway.** *A nontechnical guide.* Tulsa Oklahoma : PennWell Publishing Compan, 1999.