

**APLICACIÓN DE POZOS HORIZONTALES EN PROCESOS DE INYECCION DE
AGUA MEDIANTE SIMULACION NUMERICA.**

**INGRITH JOHANA VILLAMIZAR BALLESTEROS
FABIAN CAMILO YATTE GARZON**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO – QUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA**

2008

**APLICACIÓN DE POZOS HORIZONTALES EN PROCESOS DE INYECCION DE
AGUA MEDIANTE SIMULACION NUMERICA.**

**INGRITH JOHANA VILLAMIZAR BALLESTEROS
FABIAN CAMILO YATTE GARZON**

**Trabajo de Grado presentado como requisito para optar al título de
INGENIERO DE PETROLEOS**

**M.Sc. SAMUEL FERNANDO MUÑOZ NAVARRO
DIRECTOR**

**Ing. GUSTAVO ADOLFO MAYA TORO
CO – DIRECTOR**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO – QUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA**

2008

DEDICATORIA

A Dios por bendecirme con el don de la vida,
A mis papás por sus consejos y apoyo incondicional,
A mis hermanos quienes se convirtieron en una motivación para salir adelante,
A mis abuelos que desde el cielo me cuidan y protegen,
A mi abuelita Victoria quien espero por esto tanto tiempo,
A Víctor por aguantar mis pataletas y estar conmigo siempre,
Al profesor Samuel por sus consejos y conocimientos en momentos difíciles,
A Fernando por todo el tiempo sacrificado para guiarnos,
A mis compañeros del grupo de investigación recobro mejorado.

Ingrith J. Villamizar Ballesteros

DEDICATORIA

A Dios por guiarme en mi vida diaria,
A mis papas por su apoyo y cariño incondicional,
A mis hermanos que representan una motivación constante,
A mis abuelos por su sabiduría,
A toda mi familia por siempre creer en mis capacidades,
A mis amigos Jorge, Cesar y Mario por su amistad incondicional,
A mi novia Yolanda por ser parte fundamental de esta época de mi vida,
Al profesor Samuel por el gran conocimiento y oportunidades brindadas,
A mis compañeros del grupo de investigación recobro mejorado.
A mis amigos Herman, Juan, Miguelo, Cristiano, Fernando, Rafa.

Fabián Camilo Yatte Garzon

AGRADECIMIENTOS

Al Ingeniero Samuel Fernando Muñoz Navarro, por su guía y apoyo incondicional durante todo el trabajo realizado en el grupo de investigación recobro mejorado.

Al Ingeniero Gustavo Adolfo Maya Toro, quien constituye el enlace con el Instituto Colombiano del Petróleo ICP, suministrando valiosos consejos e información para el desarrollo del presente trabajo de grado.

A los Ingeniero Fernando Wilson Londoño Galvis y Robinson Jiménez, por sus valiosos aportes al presente trabajo.

A todos los integrantes del Grupo de Investigación Recobro Mejorado GRM, especialmente a Carlos, Erika, Ana M, Andrés, Jorge P, Diego, Juanita, Diana, y Jaime por su amistad y apoyo durante nuestra estancia en el grupo.

CONTENIDO

INTRODUCCION	1
1. CONCEPTOS BASICOS DE LA APLICACIÓN DE POZOS HORIZONTALES EN LA INYECCION DE AGUA	3
1.1. INYECCIÓN DE AGUA	4
1.1.1. Eficiencia de barrido volumétrica en inyección de agua convencional	5
1.2. TECNOLOGIA DE POZOS HORIZONTALES	11
1.2.1. Perforación Horizontal	12
1.2.2. Clasificación de pozos horizontales	13
1.2.3. Geometría del área de drenaje y radio efectivo de pozos horizontales	14
1.2.4. Aplicaciones de pozos horizontales	16
1.2.5. Ventajas de pozos horizontales	18
1.2.6. Desventajas de pozos horizontales	20
1.3. APLICACION DE POZOS HORIZONTALES EN PROCESOS DE INYECCION DE AGUA	21
1.3.1. Toe To Heel Waterflooding (TTHW)	24
1.3.2. Descripción del proceso TTHW	26
1.3.3. Ventajas del TTHW en cuanto a la eficiencia volumétrica	28
1.3.4. Otros Beneficios del TTHW	30
1.3.5. Criterios de aplicación del TTHW	31
1.3.6. Desventajas del TTHW	32
2. EXPERIENCIAS DE APLICACIÓN DE POZOS HORIZONTALES EN PROCESOS DE INYECCION DE AGUA	33
2.1. INVESTIGACION DEL METODO TOE TO HEEL WATERFLOODING (TTHW) REALIZANDO PRUEBAS DE LABORATORIO EN UN MODELO HELE-SHAW	33

2.2.	INVESTIGACION DEL PROCESO TTHW EN UN MODELO DE LABORATORIO 3D	37
2.3.	ESTUDIO DE SIMULACION A ESCALA DE CAMPO DEL PROCESO TTHW	41
2.3.1.	Análisis de sensibilidad	43
2.4.	PILOTO DE INYECCIÓN DE AGUA USANDO POZOS HORIZONTALES EN EL CONDADO DE OSAGE, OKLAHOMA	48
2.5.	ESTUDIO DE SIMULACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE LA INYECCIÓN DE AGUA UTILIZANDO POZOS HORIZONTALES EN YACIMIENTOS HETEROGÉNEOS, CAMPO HASSI MESSAOUD, ARGELIA	58
3.	ANALISIS DE SENSIBILIDAD CASO BASE DE SIMULACION PARA APLICACIÓN DE POZOS HORIZONTALES	67
3.1.	CONSTRUCCION DEL MODELO DE SIMULACION	68
3.1.1.	Selección del Software de Simulación	68
3.1.2.	Dimensiones del modelo de simulación	69
3.1.3.	Selección de datos del modelo base de simulación	72
3.1.4.	Propiedades del medio poroso	73
3.1.5.	Propiedades de los Fluidos	74
3.1.6.	Propiedades de Flujo	76
3.1.7.	Condiciones operacionales del los pozos	77
3.1.8.	Resultados y comportamiento del modelo base en la producción primaria	78
3.2.	ANALISIS DE SENSIBILIDAD DE VARIABLES EN PROCESOS DE INYECCION DE AGUA APLICANDO POZOS HORIZONTALES	80
3.2.1.	Configuración Lineal del TTHW	80
3.2.2.	Configuración 3D del TTHW	117
3.2.3.	Sensibilidad al Modelo Heterogéneo	128
3.3.	APLICACIÓN PILOTO DEL TTHW AL CAMPO TELLO MEDIANTE SIMULACION NUMERICA	134
3.3.1.	Localización del campo Tello	135

3.3.2. Historia del campo Tello	135
3.3.3. Modelo estructural del campo Tello	138
3.3.4. Modelo Estratigráfico	139
3.3.5. Características del campo y propiedades petrofísicas	140
3.3.6. Aceite original in-situ y reservas	141
3.3.7. Propiedades de los fluidos	141
3.3.8. Descripción del modelo de simulación	141
CONCLUSIONES	165
RECOMENDACIONES	167
BIBLIOGRAFIA	169
ANEXO A	171

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Inyección de agua convencional.	5
Figura 2. Eficiencia de barrido Volumétrica.	6
Figura 3. Canalización del agua debido a heterogeneidad de yacimiento.	7
Figura 4. Segregación del agua de inyección.	9
Figura 5. Digitación Viscosa.	9
Figura 6. Procedimientos Long-Distance y Short Distance.	10
Figura 7. Tipos de pozos horizontales.	14
Figura 8. Vista superior de la geometría de drenaje para pozos verticales y horizontales.	15
Figura 9. Configuraciones en inyección de agua con pozos horizontales.	24
Figura 10. Proceso Toe To Heel Waterflooding (TTHW).	25
Figura 11. Frente de agua momentos antes de ruptura.	27
Figura 12. Frente de agua después de ruptura.	27
Figura 13. Comparación frente de agua en inyección convencional y TTHW.	28
Figura 14. Configuración del modelo Hele-Shaw.	34
Figura 15. Representación del desplazamiento del banco de agua en un proceso TTHW.	35
Figura 16. Configuración del modelo de laboratorio 3D para el proceso TTHW.	38
Figura 17. Producción acumulada de aceite contra inyección acumulada de salmuera.	40
Figura 18. Configuración de pozos en el estudio de simulación.	41
Figura 19. Efecto de la permeabilidad en el proceso TTHW y la inyección de agua convencional (IAC).	44
Figura 20. Efecto de la viscosidad en el proceso TTHW y la inyección de agua convencional (IAC) para un valor de 520 cp.	45

Figura 21. Efecto de la viscosidad en el proceso TTHW y la inyección de agua convencional (IAC) para un valor de 850 cp.	46
Figura 22. Efecto combinado del espesor y la permeabilidad en el proceso TTHW y la inyección de agua convencional (IAC).	47
Figura 23. Ubicación de los lugares donde se estudio el primer y segundo piloto.	51
Figura 24. Ubicación del lugar donde se encuentra el segundo piloto.	52
Figura 25. Mapa topográfico del área de la prueba piloto.	55
Figura 26. Comparación de las tasas de producción para la inyección de agua usando pozos horizontales (TTHW) y la inyección de agua convencional (IAC).	57
Figura 27. Producción aceite/agua al año 2005 de los pozos Wolco 5A-4 y Wolco 6A-4.	58
Figura 28. Localización de los pozos de la zona 17.	59
Figura 29. Patrón de los pozos horizontales inyectores.	60
Figura 30. Esquemas de perforación para los pozos MD91 y MD18.	61
Figura 31. Efecto de la anisotropía en la producción acumulada de petróleo para diferentes tipos de pozos.	63
Figura 32. Efecto de la tasa de inyección de agua sobre la producción acumulada de agua y petróleo para el caso 2.	65
Figura 33. Efecto de la tasa de inyección de agua sobre la producción acumulada de agua y petróleo para el caso 3.	66
Figura 34. Enmallado de simulación. Vista 3D.	70
Figura 35. Enmallado de simulación. Vista Superior.	70
Figura 36. Enmallado de simulación. Vista Lateral.	71
Figura 37. Gas en solución y factor volumétrico de la formación.	75
Figura 38. Curva de permeabilidades relativas.	77
Figura 39. Factor de recobro, presión, y tasa de aceite durante la etapa primaria del modelo.	79
Figura 40. Vista lateral de la configuración inicial del TTHW.	81

Figura 41. Parámetros en los cuales se realizó análisis de sensibilidad en configuración lineal del modelo base.	82
Figura 42. Factor de recobro para diferentes años de inicio del TTHW.	83
Figura 43. Presión de yacimiento para diferentes años de inicio del TTHW.	84
Figura 44. Tasa de aceite producido por día para diferentes años de inicio del TTHW.	85
Figura 45. Cortes de agua para diferentes años de inicio del TTHW.	86
Figura 46. Factor de recobro para diferentes tasas de inyección de agua.	87
Figura 47. Relación agua - aceite para diferentes tasas de inyección de agua.	88
Figura 48. Dimensiones de la configuración de pozos lineal en el TTHW.	90
Figura 49. Factor de recobro para diferentes distancias del pozo horizontal con respecto al tope de la formación.	91
Figura 50. Cortes de agua para diferentes distancias del pozo horizontal con respecto al tope de la formación.	92
Figura 51. Factor de recobro para diferentes longitudes del pozo horizontal.	93
Figura 52. Corte de agua para diferentes longitudes del pozo horizontal.	95
Figura 53. Factor de recobro para diferentes distancias entre el pozo vertical inyector y el pozo productor horizontal	96
Figura 54. Corte de agua para diferentes distancias entre el pozo vertical inyector y el pozo productor horizontal.	97
Figura 55. Factor de recobro contra tiempo para diferentes valores de permeabilidad vertical.	100
Figura 56. Corte de agua contra tiempo para diferentes valores de permeabilidad vertical.	101
Figura 57. Factor de recobro contra tiempo para diferentes valores de permeabilidad horizontal.	103
Figura 58. Factor de recobro contra tiempo a una misma relación de permeabilidades.	105
Figura 59. Factor de recobro contra tiempo para diferentes valores de viscosidad del petróleo.	107

Figura 60. Corte de agua contra tiempo para diferentes valores de viscosidad del petróleo.	108
Figura 61. Factor de recobro contra tiempo para diferentes valores de espesor de la arena productora.	110
Figura 62. Corte de agua contra tiempo para diferentes valores de espesor de la arena productora.	111
Figura 63. Relación agua-aceite (RAP) contra tiempo para diferentes valores de espesor de la arena productora.	112
Figura 64. Variación del área del modelo de simulación.	114
Figura 65. Factor de recobro contra tiempo para diferentes áreas.	115
Figura 66. Relación agua-aceite (RAP) contra tiempo para diferentes áreas.	116
Figura 67. Configuraciones 3D para la inyección de agua usando pozos horizontales.	118
Figura 68. Factor de recobro para diferentes configuraciones 3D.	119
Figura 69. Relación agua-aceite (RAP) para diferentes configuraciones 3D.	121
Figura 70. Corte de agua para diferentes configuraciones 3D.	122
Figura 71. Configuraciones empleadas en la Inyección de Agua Usando Pozos Horizontales vs. Inyección de Agua Convencional	124
Figura 72. Factor de recobro contra tiempo para las configuraciones empleadas en la inyección de agua usando pozos horizontales vs. inyección de agua convencional.	126
Figura 73. Corte de agua contra tiempo para las configuraciones empleadas en la inyección de agua usando pozos horizontales vs. inyección de agua convencional.	127
Figura 74. Modelo Homogéneo de inyección de agua usando pozos horizontales (caso C).	129
Figura 75. Modelo Heterogéneo.	130
Figura 76. Factor de recobro para los modelos homogéneo y heterogéneo.	132
Figura 77. Ubicación del campo Tello.	136
Figura 78. Láminas estructurales del Campo Tello.	138

Figura 79. Columna estratigráfica del valle medio del Magdalena.	139
Figura 80. Mapa estructural de la lámina A del campo Tello.	143
Figura 81. Mapa estructural de la lámina A sector sur del campo Tello.	144
Figura 82. Modelo de simulación correspondiente a la producción primaria del sector analizado (vista 3D).	150
Figura 83. Modelo de simulación correspondiente a la producción primaria del sector analizado (vista superior).	150
Figura 84. Resultados obtenidos en la etapa de producción primaria para el sector analizado.	151
Figura 85. Modelo de simulación correspondiente a la inyección de agua convencional del sector analizado (vista 3D).	152
Figura 86. Modelo de simulación correspondiente a la inyección de agua convencional del sector analizado (vista superior).	153
Figura 87. Modelo de simulación correspondiente a la inyección de agua usando pozos horizontales (TTHW) del sector analizado (vista 3D).	154
Figura 88. Modelo de simulación correspondiente a la inyección de agua usando pozos horizontales (TTHW) del sector analizado (vista superior).	155
Figura 89. Factor de recobro para la inyección de agua convencional y la inyección de agua usando pozos horizontales (TTHW).	156
Figura 90. Presión promedio para la inyección de agua convencional y la inyección de agua usando pozos horizontales (TTHW).	157
Figura 91. Tasa de aceite del para la inyección de agua convencional (IAC) y la inyección de agua usando pozos horizontales (TTHW).	158
Figura 92. Relación agua-aceite (RAP) para la inyección de agua convencional y la inyección de agua usando pozos horizontales (TTHW).	159
Figura 93. Corte de agua para la inyección de agua convencional y la inyección de agua usando pozos horizontales (TTHW).	160

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Criterios de aplicación del proceso TTHW.	31
Tabla 2. Comparación de los factores de recobro a tiempo de ruptura para diferentes valores de viscosidad de aceite.	36
Tabla 3. Parámetros de la prueba realizada en el modelo 3D.	39
Tabla 4. Consideraciones del caso base de simulación.	42
Tabla 5. Características de los casos de simulación estudiados.	44
Tabla 6. Predicciones de la inyección de agua usando pozos horizontales (TTHW) contra la inyección de agua convencional (IAC).	56
Tabla 7. Longitud y permeabilidad de los intervalos perforados en los pozos MD18 y MD91.	62
Tabla 8. Dimensiones del modelo.	72
Tabla 9. Propiedades básicas del medio poroso.	73
Tabla 10. Propiedades del agua.	74
Tabla 11. Datos iniciales para la generación de la tabla PVT.	75
Tabla 12. End Points de las curvas de permeabilidad relativa.	76
Tabla 13. Condiciones de operación de los pozos.	78
Tabla 14. Resultados del análisis de sensibilidad del modelo base para diferentes tasas de inyección de agua.	89
Tabla 15. Resultados para las diferentes distancias relacionadas con la configuración de los pozos lineal en el TTHW:	98
Tabla 16. Factor de recobro, relación agua-aceite y corte de agua para diferentes valores de permeabilidad vertical.	102
Tabla 17. Factor de recobro, relación agua-aceite y corte de agua para diferentes valores de permeabilidad horizontal.	104
Tabla 18. Factor de recobro, relación agua-aceite y corte de agua para diferentes valores de permeabilidad horizontal y vertical.	106

Tabla 19. Propiedades del modelo de simulación.	109
Tabla 20. Factor de recobro, relación agua-aceite y corte de agua para diferentes valores de espesor de arena productora.	113
Tabla 21. Factor de recobro, relación agua-aceite y corte de agua para diferentes valores de área del modelo.	117
Tabla 22. Factor de recobro, relación agua-aceite y corte de agua para diferentes configuraciones 3D.	123
Tabla 23. Factor de recobro, relación agua-aceite y corte de agua para las configuraciones empleadas en la inyección de agua usando pozos horizontales vs. inyección de agua convencional.	128
Tabla 24. Modelo Heterogéneo con coeficiente de heterogeneidad igual a 0.22.	130
Tabla 25. Modelo Heterogéneo con coeficiente de heterogeneidad igual a 0.6.	131
Tabla 26. Factor de recobro, relación agua-aceite y corte de agua para los modelos homogéneo y heterogéneo.	133
Tabla 27. Criterios de la aplicación del proceso TTHW basados en los resultados de los modelos de simulación homogéneo y heterogéneo.	134
Tabla 28. Información general del campo Tello.	137
Tabla 29. Propiedades petrofísicas promedio de la Formación Monserrate del Campo Tello, para la lamina A.	140
Tabla 30. Propiedades PVT del campo Tello.	142
Tabla 31. Propiedades petrofísicas, miembro productor B3 correspondiente a la lámina A, Pozo T4.	145
Tabla 32. End Points de las curvas de permeabilidad relativa.	146
Tabla 33. Datos iniciales para la generación de la tabla PVT.	147
Tabla 34. Dimensiones del modelo.	148
Tabla 35. Condiciones de operación de los pozos.	148

RESUMEN

TITULO: APLICACIÓN DE POZOS HORIZONTALES EN PROCESOS DE INYECCION DE AGUA MEDIANTE SIMULACION NUMERICA*

AUTORES: INGRITH JOHANA VILLAMIZAR BALLESTEROS
FABIAN CAMILO YATTE GARZON**

PALABRAS CLAVES: Inyección de agua, pozos horizontales, TTHW, simulación numérica.

DESCRIPCION:

La inyección de agua se ha convertido en uno de los procesos de recobro de petróleo más utilizado en el mundo. Sin embargo, esta puede llegar a ocasionar problemas como la canalización del agua y bajas eficiencias de barrido vertical debido a la heterogeneidad del yacimiento, llevando al fracaso económico del proyecto. Por lo anterior, diversos autores han realizado estudios en los que se modifica la inyección de agua convencional, incluyendo el uso de pozos horizontales con el fin de mitigar los problemas ya mencionados.

Esta tecnología denominada “**Toe To Heel Waterflooding**” (TTHW) se clasifica como “short-distance” (corta distancia), lo cual ocasiona una reducción en la caída de presión entre el pozo productor horizontal y el pozo inyector vertical, haciendo las fuerzas de gravedad más relevantes en el proceso.

El presente trabajo, muestra un estudio de la inyección de agua usando pozos horizontales, con el fin de identificar los principales parámetros que inciden en el comportamiento de este proceso y posteriormente determinar la factibilidad técnica del mismo en un campo Colombiano.

Para llevar a cabo el análisis de cada uno de los parámetros mencionados anteriormente, se construyó un modelo de simulación numérica para determinar la eficiencia del método TTHW y compararla con los resultados de la inyección de agua convencional.

Una vez analizado el modelo homogéneo, se implementó el proceso de inyección de agua usando pozos horizontales en un piloto creado a partir de las características de un campo Colombiano y se analizó la posibilidad de aplicar el proceso desde el punto de vista técnico.

*Tesis de Pregrado.

**Facultad de Ingenierías Físico – Químicas, Escuela de Ingeniería de Petroleos.

Director: M.Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro. Co-Director: Ing. Gustavo Adolfo Maya Toro.

RESUMEN

TITLE: HORIZONTAL WELLS APPLICATION IN WATERFLOODING PROCESS THROUGH NUMERICAL SIMULATION*

AUTHORS: INGRITH JOHANA VILLAMIZAR BALLESTEROS
FABIAN CAMILO YATTE GARZON**

KEY WORDS: Waterflooding, horizontal wells, TTHW, numerical simulation.

DESCRIPTION:

Waterflooding has been one of the oil recovery methods more used around the world. However, this cause problems as wáter channeling and low vertical sweep efficiency, due to reservoir heterogenous, carrying out the economics failure proyect. Previously, many autors have made experiments modifying the waterflooding, using horizontal Wells so that reduce the problems already mention.

This technology named **Toe To Heel Waterflooding** (TTHW) has been classified as short-distance, because the distance that the oil through to the producer well is short due to the weells configuration, generating a reduction of the drop pressure between the horizontal well and the vertical well, making the gravity forces more importants in the process.

This work, show the study of TTHW and identify the influence of the principal parameters in this process. Then, is determined the technical possibility of TTHW in a Colombian field. The evaluated parameters are: Inyection rate, horizontal well longitude, distance between Wells, thickness,reservoir area, etc.

To the parameters analysis, was make a numerical simulation model for determined the efficiency of TTHW method and next, was compared with the results of waterflooding. Preceding, was maked through a operationals and reservoir parameters sensitivity analysis, found their effect in the recovery factor.

Later, was maked a TTHW pilot with the characteristic of Colombian field and was analyse the technical possibility of use the process.

With the results, we will contribute to the industry with one analysis tool that permit evaluated the behavior of TTHW process and decided if its apply or no in a Colombian field.

*Tesis de Pregrado.

**Facultad de Ingenierías Físico – Químicas, Escuela de Ingeniería de Petroleos.

Director: M.Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro. Co-Director: Ing. Gustavo Adolfo Maya Toro.

INTRODUCCION

Debido a la disminución de nuevos hallazgos de campos de petróleo en Colombia así como en el mundo entero, se hace necesario aplicar nuevas tecnologías y técnicas que permitan incrementar el factor de recobro de campos maduros y además contribuyan a la explotación de yacimientos de crudos no convencionales.

Algunos de los procesos desarrollados han evolucionando con el paso del tiempo, supliendo las falencias e inconvenientes generados por determinadas condiciones del yacimiento, tal es el caso del uso de pozos horizontales en un proceso de inyección de agua, con los cuales se busca aumentar la eficiencia de barrido volumétrica.

La inyección de agua es un método de recobro de aceite que se lleva a cabo después de que el yacimiento ha agotado su energía primaria. Es el más empleado a nivel mundial gracias a su amplio rango de viabilidad técnica y económica, pero puede llegar a enfrentar dificultades durante la vida del proyecto a causa de la canalización de agua, la cual se presenta debido a factores como la heterogeneidad del yacimiento, segregación gravitacional y a una desfavorable relación de movilidades.

Estos inconvenientes se acentúan aun más por ser un procedimiento de tipo long distance (larga distancia), en el cual se emplean pozos verticales, obteniendo factores de recobro que pueden no cumplir con las expectativas planteadas al inicio del proyecto.

La inclusión de pozos de horizontales a la inyección de agua, se conoce como Toe To Heel Waterflooding (TTHW), esta técnica emplea un pozo horizontal productor

ubicado cerca del tope de la formación con su punta ubicada cerca del pozo inyector vertical, en el cual sus perforaciones se encuentran en la base de la formación. Gracias a que es un procedimiento de tipo Short Distance (corta distancia), se pueden minimizar las consecuencias producidas por la canalización del agua, puesto que se está aprovechando el efecto de segregación gravitacional.

Con el fin de estudiar la factibilidad de usar pozos horizontales en campos Colombianos, se desarrolló un estudio de simulación numérica que permitió analizar los parámetros operacionales, petrofísicos y geométricos que afectan la respuesta del yacimiento a la inyección de agua, además de la configuración de pozos adecuada para obtener los mayores factores de recobro.

El desarrollo de este estudio de simulación se inicia con la identificación de las principales variables y parámetros que afectan el proceso TTHW. Posteriormente, se creó un modelo de simulación a partir de un caso base, que permitió realizar un análisis de sensibilidad a los parámetros seleccionados. Establecida la incidencia de las principales variables en el factor de recobro del modelo generado, se realizó el estudio de simulación para determinar la factibilidad técnica de aplicar el TTHW a un campo colombiano.

1. CONCEPTOS BASICOS DE LA APLICACIÓN DE POZOS HORIZONTALES EN LA INYECCION DE AGUA

Una vez que un yacimiento de crudo convencional a agotado su energía primaria, la inyección de agua es uno de los procesos de recobro más utilizados en el mundo; ya que en la mayoría de los casos resulta factible tanto técnica como económicamente. Sin embargo, este tipo de proyectos pueden llegar a fracasar, debido a que el agua inyectada no contacta la mayor parte del intervalo productor, recuperando cantidades de crudo menores al esperado.

La causa de que el agua inyectada en el yacimiento no barra la mayor parte del crudo, se debe a fenómenos tales como: Heterogeneidad del yacimiento, segregación gravitacional y desfavorable relación de movilidades. Además, si se suma el hecho de que el agua tiene que recorrer grandes distancias, debido a los espaciamientos que se emplean con pozos verticales durante la inyección de agua convencional, los anteriores fenómenos se harán más notorios, disminuyendo la eficiencia de barrido volumétrica considerablemente.

Con el propósito de mitigar los problemas en la inyección de agua empleando pozos verticales, ha surgido la necesidad de plantear nuevas alternativas que permitan mejorar la eficiencia en este proceso. Una de estas alternativas se basa en la aplicación de pozos horizontales, los cuales ayudarían a aumentar la eficiencia de barrido en circunstancias donde los pozos verticales presentan muy bajas eficiencias.

Por tal razón a continuación se presenta una recopilación de conceptos básicos acerca de la inyección de agua, pozos horizontales y de cómo estas dos tecnologías pueden unirse para obtener altos factores de recobro.

1.1. INYECCIÓN DE AGUA

La inyección de agua tuvo sus inicios en 1865 en Pennsylvania en la ciudad de Pithole, la cual se dio de manera accidental cuando agua de arenas acuíferas se desplazó a través de formaciones petrolíferas invadiendo los intervalos productores de los pozos perforados, incrementado así la producción de petróleo en pozos vecinos¹.

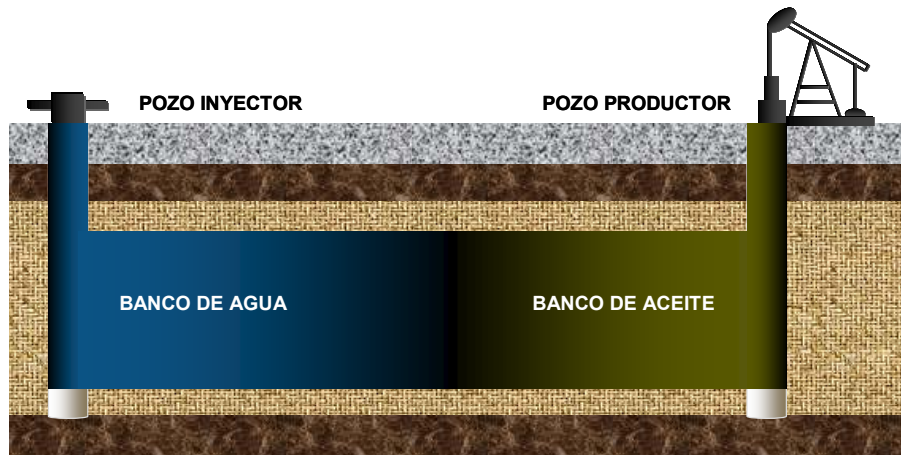
Durante los siguientes años se creía que la inyección de agua solo ayudaba a mantener la presión del yacimiento, pero en 1890 operadores descubrieron que el agua que había entrado a zonas productoras, ayudo a aumentar el recobro de aceite debido al contacto que esta tenía en zonas que no fueron drenadas durante la producción primaria.

La inyección de agua cumple con dos funciones: aumentar la energía del yacimiento e incrementar el factor de recobro, pero existen dos tipos de inyección; periférica o externa y en arreglos o dispersa, estas dependen de la ubicación de los pozos inyectores y productores los cuales son verticales. Estos pozos se encuentran a distancias significativas, razón por lo cual la inyección de agua convencional es parte de los procesos de tipo “**Long Distance**”.

Un esquema convencional para un proceso de inyección de agua es presentado en la figura 1, donde el pozo de la izquierda es empleado para inyectar el agua, posteriormente se genera un frente, el cual barrera la formación objetivo, desplazando el crudo hacia el pozo productor y posteriormente a superficie. En la mayoría de los casos el barrido del crudo por el agua, se ve afectado por diversos factores propios del yacimiento y del fluido, ocasionando que sea menor de lo esperado y obteniendo menores factores de recobro.

1. Paris de Ferrer Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos.

Figura 1. Inyección de agua convencional.



Fuente: Tomada y Modificada de Paris de Ferrer Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos.

Una baja eficiencia de barrido volumétrica es la principal razón por la cual los procedimientos de inyección de agua pueden llegar al fracaso, por esta razón es necesario estudiar los factores que generan estas bajas eficiencias de barrido, y tal caso como la aplicación de pozos horizontales puede llegar a dar fin a este problema.

1.1.1. Eficiencia de barrido volumétrica en inyección de agua convencional.

La eficiencia de barrido volumétrica está definida como la fracción volumétrica del yacimiento por donde efectivamente pasa el agua inyectada² (ver figura 2).

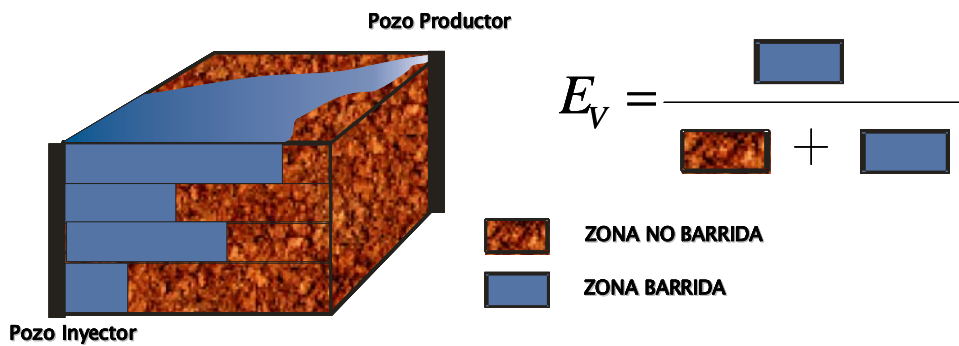
Matemáticamente se expresa como el producto de la eficiencia areal y la eficiencia vertical. La baja eficiencia de barrido es la principal razón por la cual el proceso de inyección de agua falla, y esto se debe a factores tales como:

- Heterogeneidad del yacimiento.

2. Fitzmorris, Kelsey y Pande. Effect of Crossflow on Sweep Efficiency in Water/Oil Displacements in Heterogeneous Reservoirs. SPE 24901.1992.

- Segregación Gravitacional.
- Relación de Movilidades.
- Proceso Long-Distance.

Figura 2. Eficiencia de barrido Volumétrica.



Fuente: Tomada y modifica de Paris de Ferrer Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos.

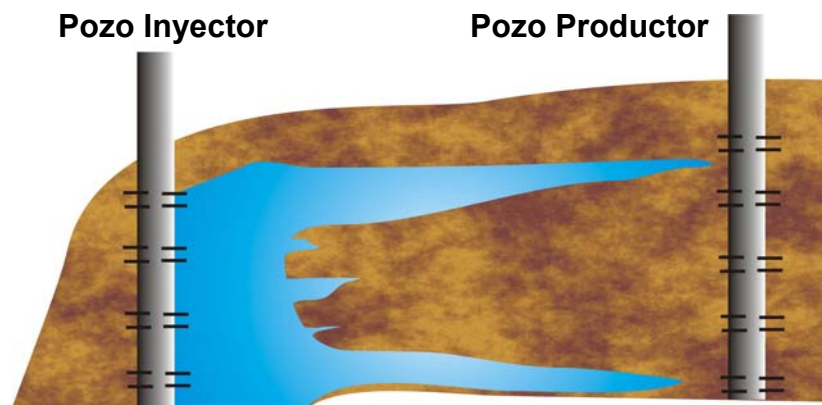
a) Heterogeneidad del yacimiento. El desconocimiento y pobre caracterización del yacimiento, con lleva a un planteamiento inadecuado de la inundación de agua en el yacimiento bajo estudio, dentro de los problemas asociados a la heterogeneidad del yacimiento se encuentran:

- Variación areal y vertical de la permeabilidad.
- Lenticularidad de arenas.
- Fracturas naturales e inducidas
- Permeabilidad direccional
- Falta de comunicación entre los pozos de inyección.

Debido a que el flujo de fluidos es principalmente en dirección de los planos de estratificación, la continuidad de la formación es de interés primordial. Por ejemplo un yacimiento dividido en estratos separados por lutitas o en presencia de zonas lenticulares, las cuales habían sido evaluadas como zonas continuas, se verá afectado significativamente en la ubicación y espaciamiento de los pozos, en los patrones de invasión y en la estimación del volumen del yacimiento.

La heterogeneidad es un fenómeno que afecta tanto la eficiencia areal como vertical en un proceso de inyección de agua convencional, puesto que en la mayoría de los casos el agua inyectada se canaliza o fluye por sitios de mayor permeabilidad (ver figura 3), irrumpiendo rápidamente en los pozos productores sin haber desplazado gran parte del crudo.

Figura 3. Canalización del agua debido a heterogeneidad de yacimiento.



b) Segregación gravitacional. La segregación gravitacional afecta la eficiencia de barrido vertical, y se debe básicamente a dos factores: primero, a la diferencia de gravedad entre el crudo y el agua; y segundo a una alta permeabilidad vertical.

En capas con buena permeabilidad vertical, el agua proveniente de un acuífero o proveniente de un proyecto de inyección, es segregada por gravedad y barre solamente la parte inferior de la formación (ver figura 4) irrumpiendo rápidamente en el pozo productor.

El efecto de segregación gravitacional sobre la inyección de agua, fue reportado en 1953 cuando Dietz³ publico el primer modelo de cabalgamiento del agua de inyección. Recientemente, el efecto de segregación gravitacional sobre la interpretación de la inyección de agua fue estudiado en el año 1993 por Ekrann⁴, quien confirmo que esto llego a ser importante para formaciones con alta permeabilidad que contienen aceite liviano, cuando la razón entre las permeabilidades vertical y horizontal no es muy baja.

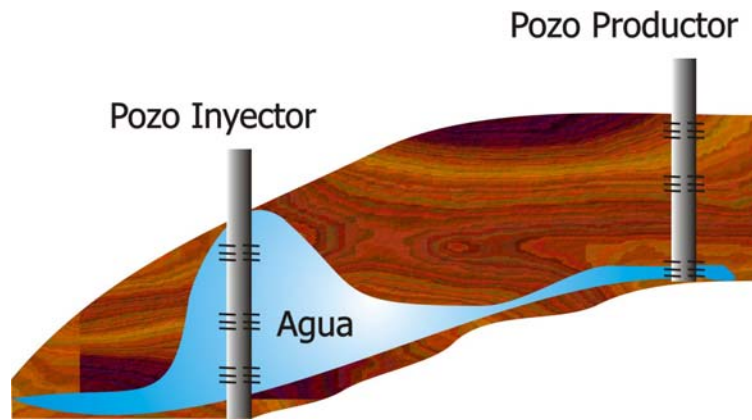
c) Relación de Movilidades: Las relaciones desfavorables o relaciones de movilidad mayores a 1, ocasionan inestabilidad en el frente de invasión y afectan la eficiencia de barrido volumétrica. Matemáticamente la relación de movilidades está definida como la movilidad del agua sobre la movilidad del crudo. A su vez la movilidad de un fluido ya sea agua o crudo es la relación que hay entre la permeabilidad y la viscosidad de este mismo.

En yacimientos con crudos de alta viscosidad la permeabilidad del agua será mayor que la permeabilidad del aceite, en situaciones como estas se presenta un fenómeno conocido como digitación viscosa⁵, el cual causa inestabilidad en el frente de invasión del agua de inyección (ver figura 5) La interfaz adquiere perturbaciones ondulatorias debido a que el fluido de menor viscosidad tiende a avanzar con una mayor velocidad, originando un frente de agua en forma de guante, desde una vista de planta.

3, 4. Paris de Ferrer Magdalena. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos.

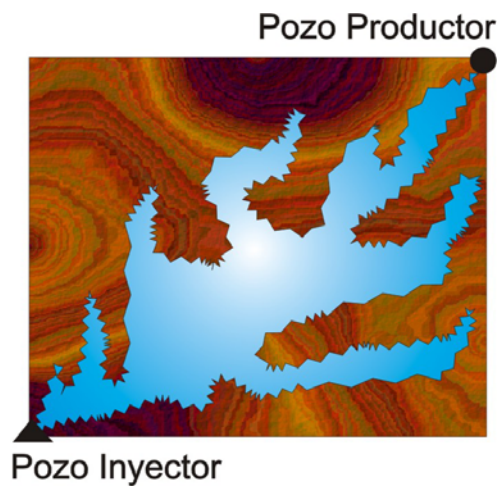
5. Fitzmorris, Kelsey y Pande." Effect of Crossflow on Sweep Efficiency in Water/Oil Displacements in Heterogeneous Reservoirs". SPE 24901.1992.

Figura 4. Segregación del agua de inyección.



Al igual que la heterogeneidad y la segregación, una alta razón de movilidades ocasiona una pronta irrupción del fluido desplazante en los pozos de producción, conllevando al fracaso del proyecto a causa de los bajos factores de recobro.

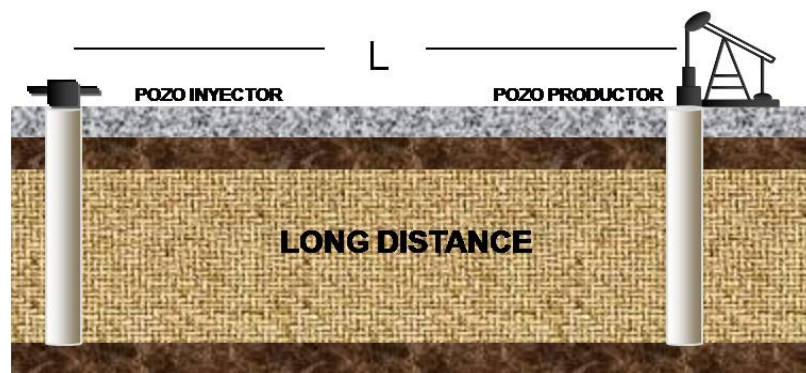
Figura 5. Digitación Viscosa.



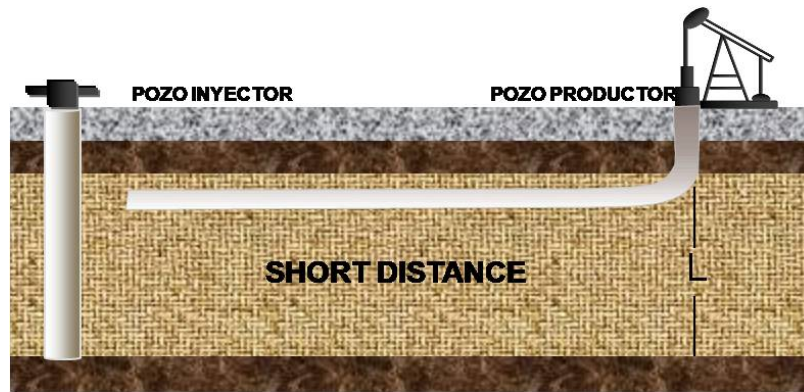
d) Proceso Tipo “Long-Distance”. Al ser un procedimiento del tipo “**long distance**” el aceite necesitara movilizarse y viajar varios cientos de pies más hacia los pozos productores (ver figura 6) y en caso tal que el yacimiento tenga problemas como los presentados anteriormente: desfavorable relación de movilidades, segregación gravitacional y heterogeneidad, el recobro se disminuirá considerablemente; gracias a la dependencia del desplazamiento del frente de avance sobre la distribución de las propiedades (permeabilidad y viscosidad) a lo largo de la trayectoria de flujo del pozo inyector al pozo productor, trayectoria que en procesos “long distance” es considerablemente mayor que del tipo “short distance” como se observa en las figuras 6a y 6b.

En el caso de la inyección de agua convencional la distancia que recorre el aceite va depender del tipo de patrón empleado en el proyecto, donde aproximadamente se tienen distancias entre 400 a 900 pies, mientras que en un proceso tipo short distance esta distancia va depender del espesor del yacimiento, donde se tienen distancias entre 20 a 200 pies aproximadamente.

Figura 6. Procedimientos Long-Distance y Short Distance.



(a)



(b)

L: Distancia que recorre el aceite para ser producido.

En el caso de la inyección de agua convencional la distancia que recorre el aceite va depender del tipo de patrón empleado en el proyecto, donde aproximadamente se tienen distancias entre 400 a 900 pies, mientras que en un proceso tipo short distance esta distancia va depender del espesor del yacimiento, donde se tienen distancias entre 20 a 200 pies aproximadamente.

1.2. TECNOLOGIA DE POZOS HORIZONTALES

En los últimos años se han presentado fuertes alzas en el precio del crudo por diversos factores, dentro de los más importantes se destaca el gran aumento en la demanda energética, sobre todo en países como China y EUA. Con el fin de suplir esta demanda de hidrocarburos, ha sido necesario replantear las estrategias de explotación, buscando alternativas tales como explotación de campos maduros, desarrollo de técnicas de recobro mejorado, implementación de pozos horizontales o multilaterales, entre otros. Esta evolución de nuevas tecnologías, como es el caso de los pozos horizontales a permitido el mejoramiento en cuanto a la recuperación de crudo ya que se pueden obtener mayores factores de recobro en

menor tiempo y con menores costos que los obtenidos en determinados procesos en los cuales se emplean pozos verticales para la recuperación de este.

Muchos pozos horizontales se han perforado en todo el mundo, con el fin de mejorar el área de drenaje y por tanto aumentar la productividad. Por ejemplo, un pozo horizontal inyector proporciona una gran área de contacto con el yacimiento logrando aumentar la inyectividad para un pozo inyector o la productividad en el caso de un pozo productor, lo cual es muy conveniente a la hora de implementar un proyecto de recobro mejorado.

A continuación se presentan algunas características generales de los pozos horizontales en cuanto su perforación, clasificación, geometría y área de drenaje, las diferentes aplicaciones en el mundo, las ventajas y por último las desventajas al implementar este tipo de tecnología en proyectos de recobro mejorado.

1.2.1. Perforación Horizontal. Para desarrollar e implementar este tipo de tecnología, es necesario realizar minuciosos estudios que involucran los siguientes aspectos:

- Definición de un modelo geológico. Este se basa en la identificación y correlación de los cuerpos de arena, con el fin de elaborar secciones estructurales y estratigráficas que cubran toda el área de estudio.
- Identificación cartográfica de los cuerpos de arena y de mapas isopacos estructurales de cada arena.
- Calculo de la cantidad de energía presente en el yacimiento y detección de acuíferos presentes si los hay.

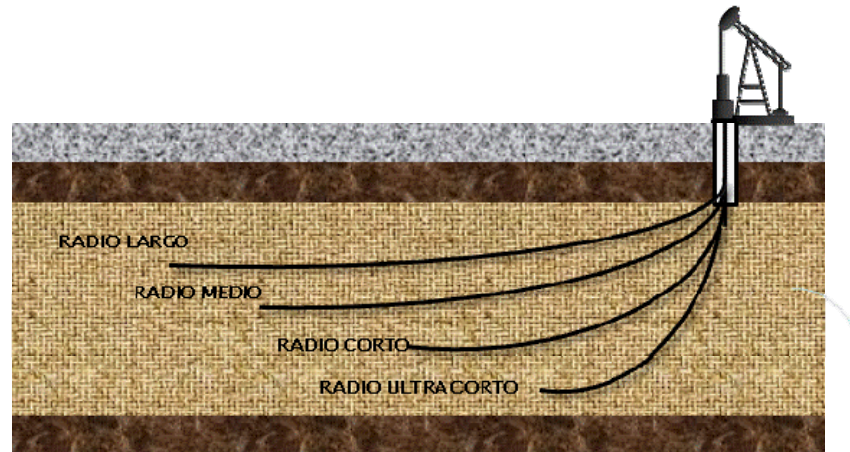
- Diseño de la perforación a realizar. Se debe tener en cuenta: el tipo de broca, la amplitud de la perforación, los ángulos de inclinación, la uniformidad de los rumbos, la profundidad final, los fluidos de perforación, y el tipo de equipo que se va a emplear.
- Tipo de completamiento (revestimiento y cementación). En esta etapa deberán tomarse los registros (Loggin While Drilling), los cuales permiten establecer con precisión los puntos de asentamiento del revestimiento.

1.2.2. Clasificación de pozos horizontales. Se clasifican de acuerdo a la longitud de su radio de curvatura de la siguiente forma:

- **Pozos de radio ultracorto.** Se caracteriza por emplear un radio de curvatura entre diez y doce pulgadas. Utiliza agua a altas presiones como mecanismo de perforación, limitando su uso en yacimientos poco consolidados. Con este sistema se pueden obtener secciones horizontales de 100 a 200 pies de longitud, con un diámetro aproximado de 4 pulgadas (ver figura 7).
- **Pozos de radio corto.** Este sistema es también llamado “rotacional”, debido al uso de herramientas y equipo rotatorio para la obtención del pozo hasta la horizontal. Se caracteriza por tener un radio de curvatura inferior a 50 pies, con una razón de curvatura por pie perforado superior a un grado. Este sistema puede adoptar secciones horizontales entre los 200 y 800 pies, aunque con el equipo adecuado pueden superarse estas longitudes. Se han desarrollado sistemas novedosos que emplean en el fondo, motores de lodo previstos de un buen control direccional. Este tipo de pozos pueden ser completados con hueco abierto o liner ranurado.
- **Pozos de radio medio.** Este sistema permite obtener secciones horizontales superiores a los 1000 pies de longitud, con una curvatura de 20 a 75 grados por

cada 100 pies perforados. Este tipo de pozos a empezado a adquirir mayor importancia que los demás pozos, puesto que el radio de giro es amplio y es posible emplear en el fondo herramientas de uso convencional.

Figura 7. Tipos de pozos horizontales.



Fuente: Tomada y modificada de Gómez I y Morales J. "Viabilidad de la aplicación de pozos horizontales en el campo Palagua como alternativa a la propuesta de la inyección cíclica de vapor". Tesis de grado.

- **Pozos de radio largo.** En este tipo de pozos se alcanzan grandes radios y longitudes horizontales que sobrepasan los 3000 pies, poseen una razón de curvatura que figura entre 1 y 8 grados por cada 100 pies perforados. Sin embargo cuando se superan los 4000 pies, pueden presentarse dificultades con el torque y el arrastre de ripios originados en la etapa de perforación. .

1.2.3. Geometría del área de drenaje y radio efectivo de pozos horizontales.

El área de drenaje de un pozo horizontal es diferente del área de drenaje de un pozo vertical, debido a la forma geométrica que es generada por la influencia del pozo dentro del yacimiento. En el caso de contar con un pozo vertical, se puede calcular el área de drenaje del pozo por medio de la siguiente expresión:

$$A_v = \pi r_e^2$$

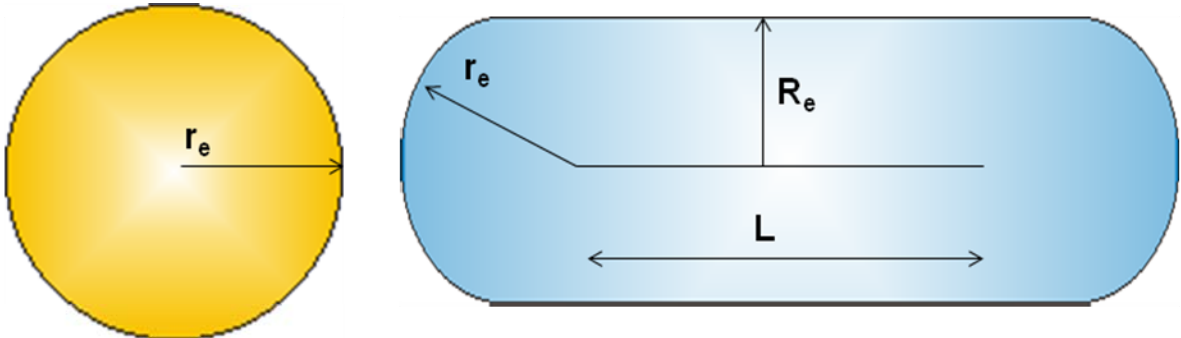
Donde,

A_v : Área de drenaje de un pozo vertical (pies²).

r_e : Radio de drenaje del pozo (pies).

De igual forma, se puede calcular el área de drenaje de un pozo horizontal asumiendo un área de drenaje elíptica como se muestra en la figura 8.

Figura 8. Vista superior de la geometría de drenaje para pozos verticales y horizontales.



Fuente: Tomada y modificada de Gómez I y Morales J. "Viabilidad de la aplicación de pozos horizontales en el campo Palagua como alternativa a la propuesta de la inyección cíclica de vapor". Tesis de grado.

Debido a que se considera que 1000 pies de longitud horizontal, pueden drenar dos veces el área de un pozo vertical y que una longitud de 2000 pies, puede drenar tres veces el área de un pozo vertical para un determinado tiempo, es posible emplear grandes espaciamientos entre los pozos horizontales. Por tanto,

al tener un pozo horizontal de longitud “L”, el área drenada se podrá calcular de la siguiente forma:

$$A_h = \pi r_w^2 + L R_e$$

Donde,

A_h : Área de drenaje de un pozo horizontal (pies).

R_e : Radio de drenaje del pozo (pies).

L: Longitud horizontal del pozo (pies).

A partir de las ecuaciones mencionadas, es posible obtener la relación de áreas entre los pozos horizontal y vertical como se muestra en la siguiente ecuación:

$$\frac{A_{hr}}{A_v} = 1 + \left(\frac{2L}{\pi R_e} \right)$$

En la ecuación anterior, se puede apreciar una mayor influencia de “ A_h ” a medida que aumenta la longitud horizontal, indicando que con grandes longitudes de pozos horizontales, es posible drenar mayor cantidad de aceite de la que se drenaría empleando pozos verticales.

1.2.4. Aplicaciones de pozos horizontales. Los pozos horizontales han surgido como una alternativa para solucionar los problemas presentados en la inyección de agua convencional (digitación viscosa, baja eficiencia de barrido, etc.); además, se han empleado en técnicas de recobro mejorado con el fin de incrementar el factor de recobro obtenido a lo largo de la vida del proyecto.

Las principales aplicaciones de los pozos horizontales para recuperar hidrocarburos en diversas configuraciones se enumeran a continuación.

a) En yacimientos naturalmente fracturados. Se usan para interceptar fracturas y drenarlas efectivamente, algunos ejemplos de esto son la formación Bakken (Dakota del Norte, EE.UU), formación Austin chalk (Texas, EE.UU), y **Devonian Shale** (West Virginia, EE.UU).

b) En yacimientos con conificación de agua y gas. Para minimizar los problemas de conificación y aumentar la producción de petróleo. Algunos ejemplos son el campo Rospo Mare (costa afuera de Italia), campo Helder (costa afuera de Holanda), campo Bima (Indonesia), Prudhoe Bay (Alaska, EE.UU), y Empire Abo Unit (New México, USA).

c) En producción de gas. Se utilizan en yacimientos de baja y alta permeabilidad. En yacimientos de baja permeabilidad, los pozos horizontales mejoran el área de drenaje por pozo y reducen el número de pozos que se requieren para drenar el yacimiento.

En yacimientos de alta permeabilidad, los pozos horizontales se pueden usar para reducir la turbulencia cerca de la cara del pozo debido a que las velocidades del gas son altas en los pozos verticales y de esta forma mejorar la capacidad de entrega del pozo en yacimientos de alta permeabilidad.

d) En aplicaciones EOR, en especial en procesos térmicos. Un pozo horizontal proporciona una gran área de contacto del yacimiento, por lo tanto aumenta la inyectividad de un pozo inyector, siendo beneficioso en aplicaciones de recuperación de petróleo donde la inyectividad es un problema. Los pozos horizontales también han sido usados como productores.

Una adecuada configuración de los pozos horizontales, especialmente en yacimientos naturalmente fracturados, mejora la eficiencia de barrido en aplicaciones EOR. Recientemente, se han utilizado en la inyección de agua, en aplicaciones de inyección de polímeros para mejorar la eficiencia, y también en inyección de fluidos miscibles.

e) Otras aplicaciones de pozos horizontales. Se refiere a problemas de la perforación y los costos relacionados con estos. En pozos costa afuera, en lugares remotos, y en zonas de medio ambiente sensible, donde los costos del proyecto solo se pueden reducir disminuyendo el número de pozos requeridos para drenar un determinado volumen del yacimiento, los pozos horizontales son utilizados como alternativa, ofreciendo ventajas únicas.

1.2.5. Ventajas de pozos horizontales. Como se señaló anteriormente, la principal ventaja de un pozo horizontal es una gran área de drenaje en el yacimiento. Actualmente, se puede perforar pozos de 3000 a 4000 ft de largo, proporcionando un área de drenaje significativamente mayor que en un pozo vertical. Algunas de las ventajas de los pozos horizontales son las siguientes.

I. Ventajas técnicas:

- **Conificación de agua y gas:** En un pozo vertical hay una gran caída de presión alrededor de la cara del pozo. En el caso de los pozos horizontales, la caída de presión es bastante uniforme en todo el yacimiento, y en una pequeña región cerca de la cara del pozo se observa una caída de presión extra. Sin embargo, esta caída de presión es muy pequeña en comparación con la de alrededor de la cara del pozo.

Por lo tanto, para los pozos horizontales debido a la baja reducción de presión se espera una alta tasa de producción de petróleo sin conificación. En un yacimiento

con agua en el fondo o gas en el tope, el aumento del agua y la baja circulación de la capa de gas pueden ser controlados para obtener un mejor barrido del yacimiento, es decir, con un correcto procedimiento operativo el empuje de agua del fondo puede comportarse de forma similar a una inyección de agua desde abajo resultando en un recobro muy alto (algunos yacimientos con empuje de agua pueden dar recobros del orden de 60 a 65% de aceite en sitio).

▪ **Drenaje de múltiples capas:** Los pozos horizontales han sido usados para solucionar problemas en yacimientos estratificados, en los cuales es difícil drenar más de una capa. Esto puede lograrse mediante dos métodos:

- 1) Se puede perforar un pozo tipo escalera ó “**staircase**”, donde las grandes porciones horizontales son perforadas en más de un estrato o capa.

- 2) Se puede cementar el pozo y estimularlo usando fracturas puntuales. Las fracturas verticales perpendiculares a los pozos pueden interceptar más de una zona (**pay zone**) y por esta razón drenar múltiples zonas. Es importante señalar que, en algunos casos por la resistencia de cada zona y las barreras intermedias, no podrá ser posible interconectar las zonas a distintas alturas por fracturas de los pozos horizontales.

II. Ventajas económicas: En pozos costa afuera, los costos de la plataforma son proporcionales al número de perforaciones, es decir, el número de pozos que pueden ser perforados desde una plataforma. Los pozos horizontales largos pueden ser usados no solo para reducir el número de pozos que se requieren para drenar determinado volumen del yacimiento, sino también pueden ser usados para aumentar el volumen del yacimiento que puede ser drenado con una única plataforma, y reducir significativamente los costos del proyecto costa afuera.

III. Ventajas ambientales: En zonas ambientalmente sensibles y yacimientos bajo las ciudades, los pozos horizontales pueden ser empleados para drenar un gran volumen del yacimiento con una mínima alteración de la superficie.

1.2.6. Desventajas de pozos horizontales. A continuación se mencionan algunas de las desventajas de los pozos horizontales, dividiéndolas en desventajas técnicas y económicas.

I. Desventajas técnicas: La principal desventaja de los pozos horizontales es que sólo una zona (pay zone) puede ser drenada por el pozo horizontal. Sin embargo, los pozos horizontales se han usado para drenar múltiples capas como se explicó en las ventajas técnicas.

II. Desventajas económicas: Otra desventaja de pozos horizontales es su costo. Por lo general, cuesta alrededor de 1,4 a 3 veces más que un pozo vertical, dependiendo del método de perforación y la técnica de completamiento empleada. Sin embargo, el costo incremental de perforar pozos horizontales sobre los pozos verticales se ha reducido significativamente en los últimos 10 años.

Por ejemplo, a finales de los años setenta y principios de los ochenta, el costo de los pozos horizontales fue de seis a ocho veces más que el costo de los pozos verticales. A mediados y finales de la década de los ochenta, los costos típicos de perforación fueron dos a tres veces más que los costos de pozos verticales.

Un factor adicional en la determinación de los costos de perforación es la experiencia en el área determinada. Normalmente, el costo del primer pozo horizontal es mucho mayor que el del segundo, debido a que las características de las secciones de formación a perforar son desconocidas. Por tanto, a medida que más y más pozos son perforados en la zona, el incremento de los costos de perforación sobre los de un pozo vertical se reducen.

La experiencia de campo y los resultados publicados de los costos de pozos horizontales en Cold Lake, Canadá; Prudhoe Bay, Alaska, la costa de Indonesia; la costa de los Países Bajos; la formación Austin Chalk en los Estados Unidos; y la formación Bakken en Dakota del Norte, EE.UU, muestran una reducción significativa en los costos de perforación a través del tiempo y con la experiencia.

En estos proyectos, el costo típico del primer pozo horizontal fue de dos a cuatro veces más que el de un pozo vertical, pero después de perforar varios pozos, el costo típico del pozo horizontal es sólo de 1,4 veces el costo del pozo vertical⁶.

Como se señaló anteriormente, el costo del pozo horizontal son de 1,4 a 3 veces más que un pozo vertical. Por lo tanto, para un éxito económico, las reservas producibles de un pozo horizontal no sólo tienen que ser proporcionalmente grandes, sino también deben ser producidas en un lapso de tiempo más corto que un pozo vertical.

Si se asume que para pozos horizontales y verticales, el porcentaje de recuperación de petróleo original en sitio es el mismo (los barriles recuperados por acre-pie son los mismos), luego para conseguir grandes reservas producibles, los pozos horizontales deben ser perforados con un espaciamiento entre pozos más grande que en el de los pozos verticales.

1.3. APLICACION DE POZOS HORIZONTALES EN PROCESOS DE INYECCION DE AGUA

El concepto de inyección de agua empleando pozos horizontales, fue introducido por Tabber⁷ en 1992 como un método para mejorar el desempeño de la inyección convencional.

6. Joshi S.D. "Horizontal Well Technology". PennWell Books. Tulsa, Oklahoma.

El autor afirmó que en los pozos horizontales se puede trabajar a menores presiones y con mayores tasas de inyección que con pozos verticales, debido a que estos últimos presentan menor contacto con la formación de interés y por lo tanto poseen menor área de drenaje, ocasionando una recuperación más lenta del aceite.

Gracias a la mayor tasa de recuperación de aceite y al potencial para incrementar el recobro final, se pensó en ese entonces que la aplicación de pozos horizontales a la inyección de agua podría traer grandes beneficios en comparación con la inyección convencional.

Joshi⁸ también fue un pionero en el desarrollo y aplicación de la tecnología de pozos horizontales, recopilando sus investigaciones en un libro⁹ en 1991, el cual presenta un completo estudio acerca de esta tecnología. Posteriormente proporciono un análisis de costos y beneficios de pozos horizontales¹⁰ empleando una gran variedad de aplicaciones, incluyendo inyección de agua y recobro mejorado en el 2001.

La propuesta inicial de una inyección de agua mediante el uso de pozos horizontales consistía de un pozo horizontal inyector y uno o más pozos adyacentes productores horizontales como se muestra en la figura 9a. Con el tiempo el concepto de inyección de agua horizontal se expandió para incluir varias combinaciones entre pozos verticales y horizontales (ver figura 9), gracias a estudios desarrollados mediante simuladores numéricos y modelos físicos escalados.

7. Taber y Seright. "Horizontal Injection and Production Wells for EOR or Waterflooding". SPE 23952.1992.

8,9. Joshi S.D. "Horizontal Well Technology". PennWell Books. Tulsa, Oklahoma.

Solo hasta enero del 2001 se registro la primera patente de la aplicación de pozos horizontales en proyectos de inyección de agua, por Alex Turta y Conrad Ayasse, el método desarrollado se denominó **“Toe To Heel Waterflooding” (TTHW)**¹¹. A partir de la creación de este método los autores han desarrollado una serie de investigaciones, donde se han obtenido resultados optimistas, los cuales indican que en algunas circunstancias (Heterogeneidad del yacimiento, desfavorable relación de movilidades, segregación del agua de inyección) el proceso puede llegar a ser mejor que la inyección convencional.

De las diferentes configuraciones analizadas y estudiadas, presentes en la literatura, el método TTHW con pozos horizontales ubicados cerca al tope de la formación y un pozo inyector vertical, presenta mejores resultados en cuanto a factor de recobro.

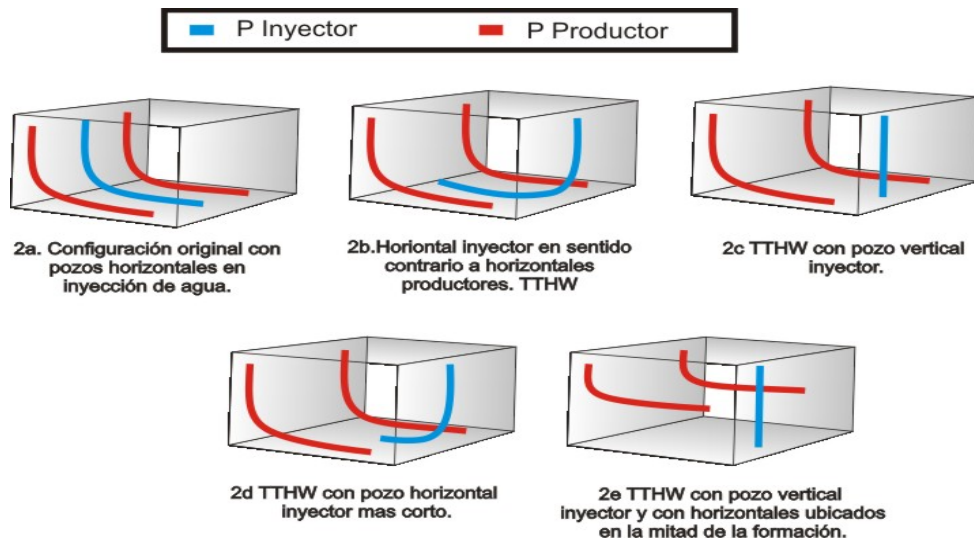
Esto debido a que el frente agua generado en este tipo de procesos asciende desde la base de la formación hasta el pozo productor, recorriendo menores distancias comparadas con la inyección de agua convencional y logrando mayores eficiencias de barrido volumétricas. Por las razones presentadas anteriormente este trabajo de investigación se enfatizará en esta técnica desarrollada por Alex Turta y Conrad Ayasse.

A continuación se presenta una descripción más detallada del proceso así como también las ventajas que este puede llegar ofrecer sobre la inyección convencional.

10. Joshi, S. D.: “Cost/Benefits of Horizontal Wells”. SPE 83621. 2003.

11. Turta Alex, Goldman Jon, Singhal Ashok, y Zhao Litong. “Toe-To-Heel Waterflooding. Part II: 3D Laboratory Test Results”. SPE 84077. 2003.

Figura 9. Configuraciones en inyección de agua con pozos horizontales.

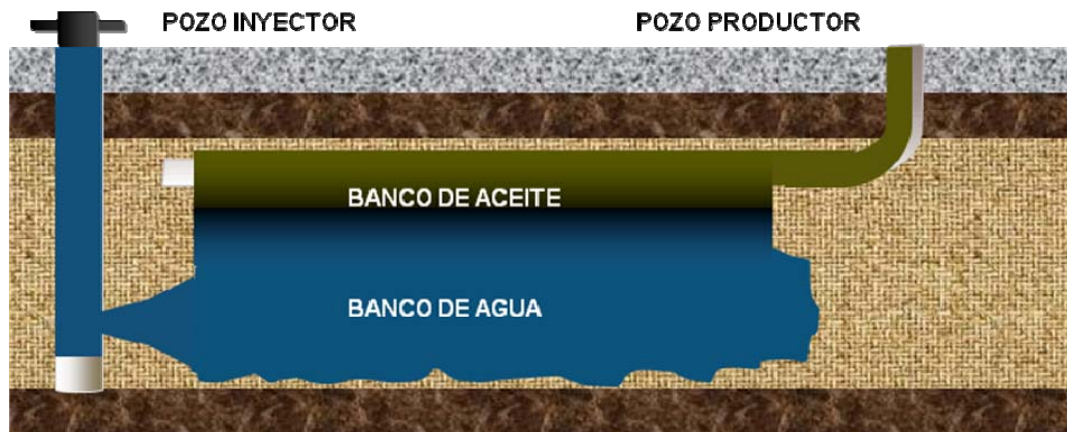


Fuente: Tomada y modificada Westermarck y Schmelting. "Application of Horizontal Waterflooding To Improve Oil Recovery From Old Oil Fields". SPE 99668. 2006.

1.3.1. Toe To Heel Waterflooding (TTHW). La palabra TTHW se deriva de sus siglas en inglés Toe To Heel Waterflooding, en español inundación de agua de la punta al talón, haciendo referencia a la punta y talón en un pozo horizontal. La tecnología TTHW es un proceso de desplazamiento basado en el método térmico TTH (Toe to Heel Air Injection). Este se puede clasificar como un desplazamiento de aceite short-distance (corta distancia), el cual es aplicable a yacimientos de que presenta alta heterogeneidad, segregación gravitacional o desfavorable relación de movilidades.

El método TTHW utiliza un pozo horizontal productor, ubicado en el tope de la formación y un pozo vertical inyector, el cual es perforado en la parte inferior, cerca a la base de la formación, como se muestra en la figura 10.

Figura 10. Proceso Toe To Heel Waterflooding (TTHW).



Fuente: Tomada y modificada de Turta Alex, Goldman Jon, Singhal Ashok, y Zhao Litong. "Toe-To-Heel Waterflooding. Part II: 3D Laboratory Test Results". SPE 84077. 2003.

La mayor parte del agua de inyección que ingresa por la zona inferior de la formación se extiende rápidamente a lo largo de la base por acción de la fuerza de gravedad, fenómeno que genera bajas eficiencias de barrido en la inyección de agua convencional. Sin embargo, en el caso del TTHW se aprovecha este efecto (segregación gravitacional), gracias a la caída de presión uniforme generada por el pozo horizontal, el cual contacta gran parte del intervalo productivo.

Además teniendo en cuenta la corta distancia que tiene que recorrer el aceite para ser producido, se genera un banco de agua que desplazará el aceite desde la base hasta el tope de la formación de forma más eficiente, logrando altas eficiencias de barrido tanto areal como vertical.

1.3.2. Descripción del proceso TTHW. En este tipo de procedimientos están involucrados dos factores importantes: La caída presión generada en los primeros años del proyecto y los altos cortes de agua que se obtienen una vez el agua ha irrumpido en el pozo productor.

- **Alta caída de presión antes ruptura:** Uno de los principales factores por los cuales el TTHW puede llegar a ser una técnica exitosa se debe a la caída de presión generada entre los pozos, ya que esta es superior y presenta mayor uniformidad que la generada en la inyección convencional. El agua proveniente del pozo inyector vertical se encargara de incrementar la presión y empujar el crudo desde la base del yacimiento, hacia el pozo productor, aunque en la mayoría de los casos, gracias a los diferentes estudios encontrados en la literatura, se ha observado que el frente de agua no es tan uniforme desde la base al pozo horizontal, pues una parte de ella avanza por esta zona, mientras que otra parte, en menor proporción, irrumpe rápidamente en la punta del pozo horizontal hacia el talón de este mismo (ver figura 11). Igualmente se presenta una alta eficiencia de barrido volumétrico.

- **Altos cortes de agua después ruptura:** Una vez avanza el frente de inyección se recuperara gran parte del crudo en poco tiempo, gracias a la gran caída de presión, pero a su vez se presenta la irrupción muy temprana del agua de inyección en la punta del pozo productor como se observa en la figura 12. El corte de agua se incrementara gradualmente mientras se continúa con el barrido del crudo a lo largo del estrato productor hasta alcanzar un límite económico.

De acuerdo a los estudios e investigaciones reportadas en la literatura el TTHW es un procedimiento que operara eficientemente a bajas tasas de inyección, con el fin de que el agua no irrumpa rápidamente en el pozo horizontal y así obtener mayores eficiencias de barrido con menores relaciones agua aceite. Con

adecuadas condiciones de operación, como presión y tasas de inyección se pueden evitar exagerados cortes agua.

Figura 11. Frente de agua momentos antes de ruptura.

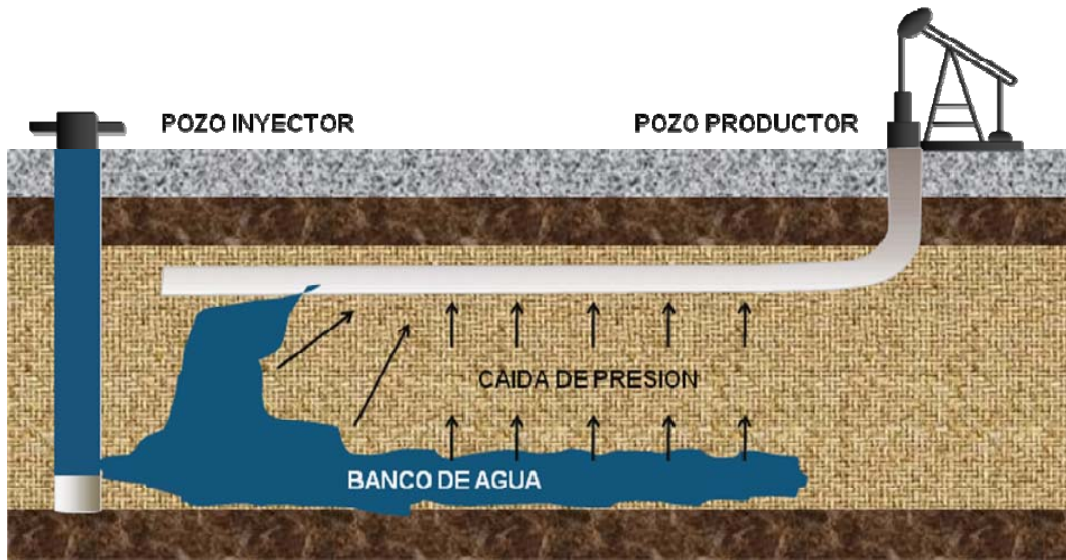
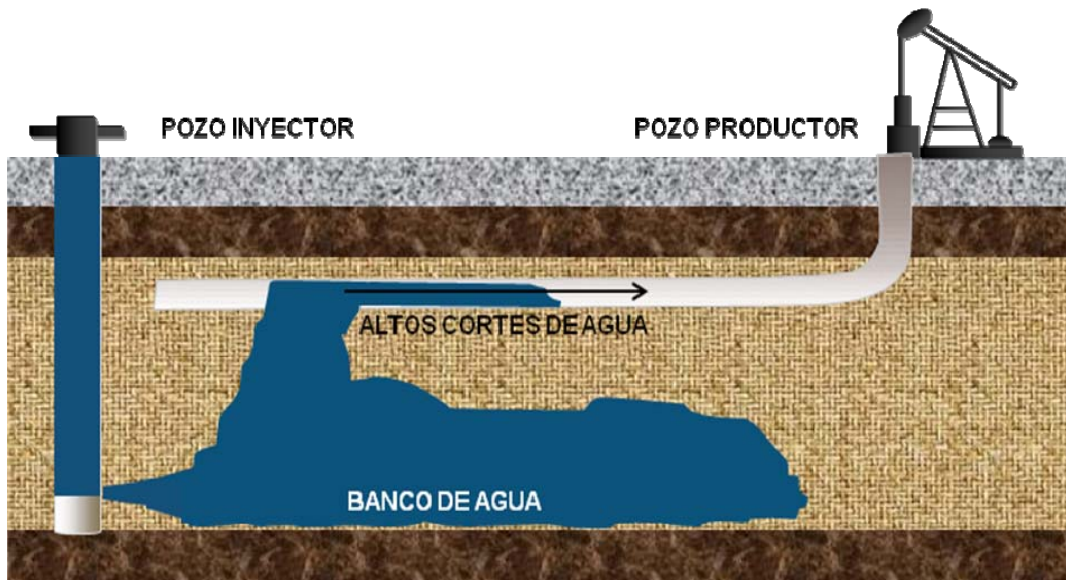


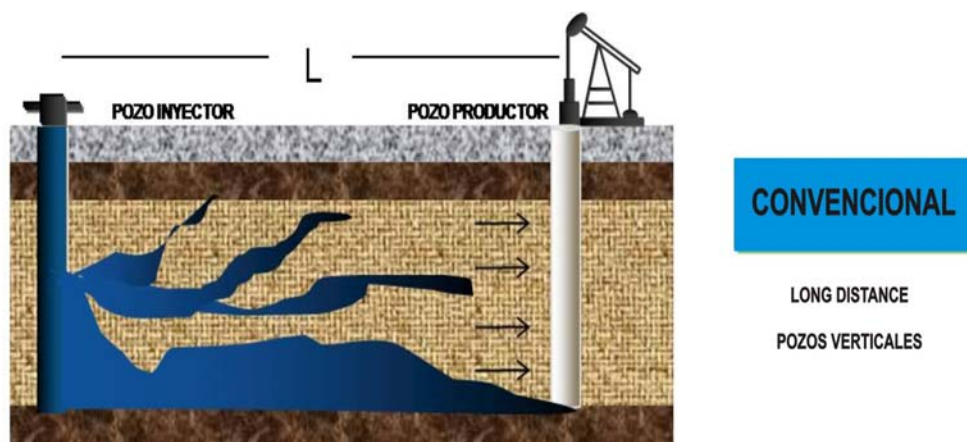
Figura 12. Frente de agua después de ruptura.



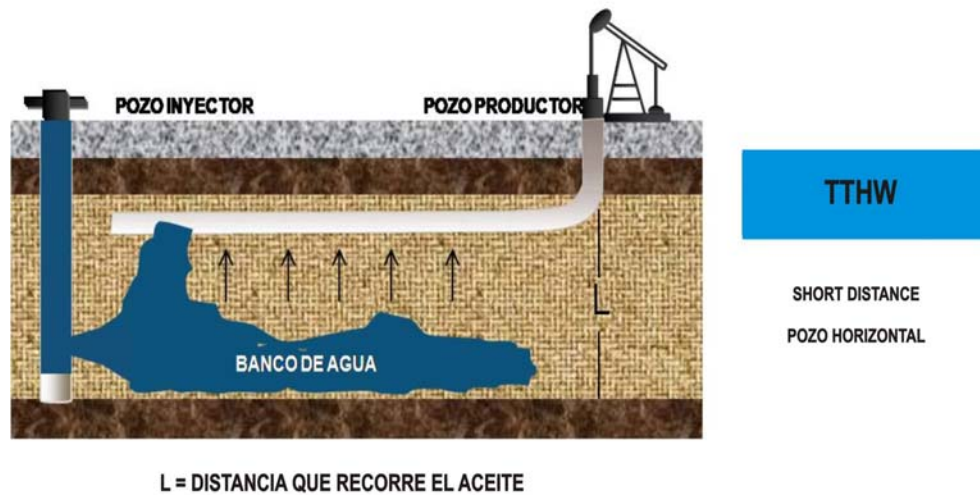
1.3.3. Ventajas del TTHW en cuanto a la eficiencia volumétrica. El método TTHW surge como alternativa para contrarrestar los problemas ocasionados por bajas eficiencias de barrido volumétricas en la inyección de agua mediante pozos verticales, gracias a que los efectos de Heterogeneidad, segregación gravitacional y desfavorable relación de movilidades, se ven mitigados debido principalmente a dos factores; es un procedimiento de tipo short distance e involucra pozos horizontales productores (ver figuras 13a y 13b).

Los procesos de tipo short distance ayudan a atenuar los efectos de la heterogeneidad y la desfavorable relación de movilidades, debido a que el desplazamiento del frente de avance depende solo de la distribución de las propiedades (permeabilidad y viscosidad) detrás del frente de desplazamiento y en una región inmediatamente delante de este frente de agua, teniendo en cuenta que esta región puede ser estrecha o grande, dependiendo de la transmisibilidad del yacimiento.

Figura 13. Comparación frente de agua en inyección convencional y TTHW.



(a)



(b)

Una característica significativa de los procesos short-distance, es la corta distancia de viaje que recorre el aceite para ser producido, favoreciendo de esta forma a crudos de moderada viscosidad (menores a 2000 cp.) que pueden llegar a generar desfavorables relaciones de movilidades. Gracias al TTHW este efecto no sería tan significativo como si lo es en la inyección de agua convencional, en la cual tendrían que emplearse altas tasas y presiones de inyección.

Por otra parte, el obtener altas tasas de inyección puede conducir al fracturamiento de la formación, cosa que es indeseable en este tipo de procesos puesto que puede causar canalización del agua inyectada.

En crudos de alta viscosidad (mayores a 2000 cp.), aun considerando que es menor la distancia que deben recorrer para ser producidos en el TTHW, sigue siendo relevante la relación movilidades, puesto que el agua se canalizará rápidamente afectando la eficiencia de barrido areal.

Además de lo expuesto anteriormente, los métodos short-distance atenúan el fenómeno de segregación gravitacional, debido a que el flujo de cualquier fluido particular es el resultado de efectos opuestos: El flujo hacia abajo debido a la segregación gravitacional y el flujo hacia arriba debido a la producción horizontal, con un descenso lineal de la presión. En este tipo de procesos, se aprovecha el efecto de segregación para que la mayor parte del agua avance por la base de la formación para posteriormente generar el empuje hacia el pozo horizontal.

En cuanto al pozo horizontal, éste ayuda a mitigar el efecto negativo producido por la heterogeneidad, gracias a la gran longitud que abarca a través del intervalo productor, en comparación con un pozo vertical. Además, sumándole la alta caída de presión y menor distancia que tiene que recorrer el crudo para ser drenado, el proceso puede llegar a ser muy eficiente.

1.3.4. Otros Beneficios del TTHW. Los beneficios más importantes del proceso TTHW se resumen a continuación:

- Producción inmediata de aceite, es decir, existe un periodo de espera más corto que en la inyección de agua convencional para que el aceite llegue al pozo productor horizontal.
- Reducción notable en los efectos negativos de heterogeneidad debido a la estratificación.
- Atenuación del efecto negativo debido a la desfavorable razón de movilidades.
- Aumento del frente de agua. Al ser un procedimiento short distance el banco de agua crecerá más rápida y uniformemente, barriendo mayor cantidad de crudo.
- Más indulgente frente a la calidad del agua inyectada y las operaciones en

general.

- Mejor control sobre la operación debido a la inundación fuera de la punta al talón (toe to heel). Gracias a esto, hay más posibilidades para optimizar la producción.
- Para una línea de manejo de operación comercial y un patrón de pozo seleccionado, el número de pozos es reducido a casi la mitad debido a su uso primero como productores y luego como inyectoros.

1.3.5. Criterios de aplicación del TTHW. De acuerdo a los estudios en modelos físicos escalados realizados por Alex Turta en el año 2003, los cuales serán descritos en un capítulo posterior, los criterios en los cuales el TTHW resulta ser más eficiente que la inyección convencional son presentados en la siguiente tabla:

Tabla 1. Criterios de aplicación del proceso TTHW.

Criterios de aplicación proceso TTHW	
Capa de gas	No.
Espesor	Mayor a 20 pies.
Buzamiento	Menor de 20 grados.
Permeabilidad horizontal (K_h)	Mayor de 200 mD.
Permeabilidad vertical (K_v)	Mayor de 100 mD.
Relación de permeabilidades (K_v/K_h)	Mayor de 0.25.
Viscosidad del aceite (μ_o)	Menor de 2000 cp.
Densidad del aceite (ρ_o)	Menor a 56.1 lbs/pies ³ .
Saturación del aceite (S_o)	Mayor de 50%.

Fuente: Tomada de Turta Alex, Goldman Jon, Singhal Ashok, y Zhao Litong. "Toe-To-Heel Waterflooding. Part II: 3D Laboratory Test Results". SPE 84077. 2003.

1.3.6. Desventajas del TTHW. El TTHW es un procedimiento que podría llegar a ser exitoso para ciertas características del yacimiento y bajo ciertos parámetros operacionales, pero podrían llegar a presentarse ciertas dificultades concernientes al el manejo del agua producida, puesto que desde los primeros años se tienen elevados cortes de agua. Por otro lado si no se realiza una adecuada valoración económica el proyecto podría no ser rentable debido a que los pozos horizontales son más costosos que los verticales.

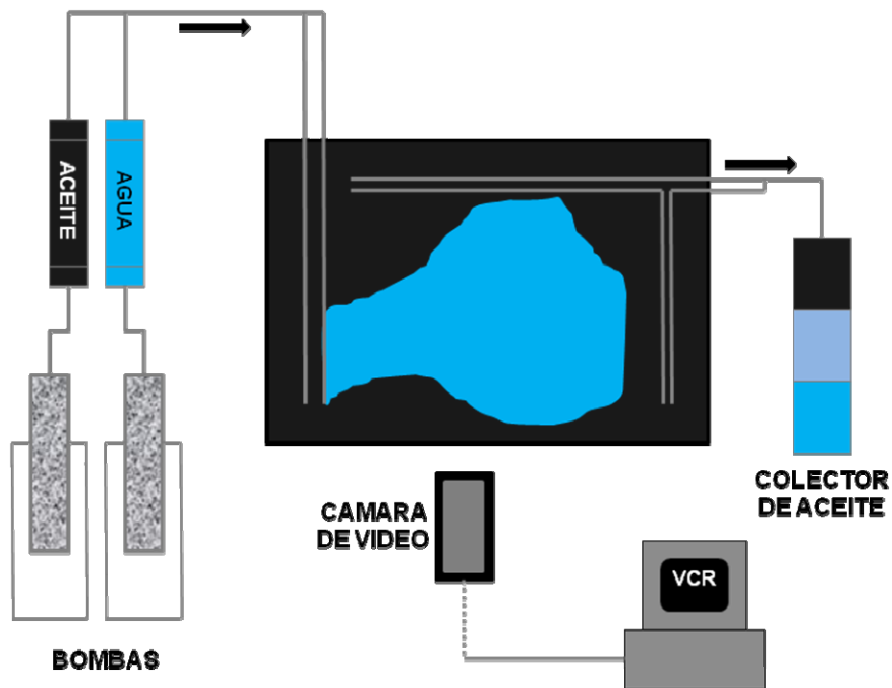
2. EXPERIENCIAS DE APLICACIÓN DE POZOS HORIZONTALES EN PROCESOS DE INYECCION DE AGUA

Con el fin de analizar la eficiencia obtenida al implementar un proceso Toe To Heel Waterflooding (TTHW), en este capítulo se presenta una descripción de algunos de los casos más representativos encontrados en la literatura. En ellos se analizan factores importantes al usar pozos horizontales en procesos de inyección de agua, como la configuración de pozos, la relación de permeabilidades, la viscosidad y la tasa de inyección; los cuales serán analizados mediante simulación numérica en el capítulo tres.

2.1. INVESTIGACION DEL METODO TOE TO HEEL WATERFLOODING (TTHW) REALIZANDO PRUEBAS DE LABORATORIO EN UN MODELO HELE-SHAW

Durante los años 1996 a 1998, el Instituto de Recobro de Petróleo ubicado en Alberta, Canadá realizó un estudio con el fin de analizar la eficiencia de barrido vertical en un proceso TTHW. Esto se hizo mediante pruebas en un modelo físico 2D, utilizando el esquema de un inyector vertical y un productor vertical/horizontal. El modelo Hele-Shaw (modelo físico) representa un medio poroso usando dos placas paralelas espaciadas verticalmente a 0.1 mm (3.28 e-4 pies) una de la otra como se observa en la figura 14.

Figura 14. Configuración del modelo Hele-Shaw.



Fuente: Tomada de Turta Alex, Goldman Jon, Singhal Ashok, y Zhao Litong. "Toe-To-Heel Waterflooding. Part II: 3D Laboratory Test Results". SPE 84077. 2003.

Durante el estudio se llevaron a cabo pruebas con cinco aceites cuyas viscosidades estaban en el rango de 10 a 12000 cp, con tasas de inyección de agua entre 2.5 ml/hr (3.77×10^{-4} Bls/día) y 320 ml/hr (0.048 Bls/día). Una vez realizados los experimentos se concluyó que el recobro de aceite fue más alto que en la inyección de agua convencional debido a una mayor eficiencia de barrido vertical gracias al efecto del pozo horizontal, puesto que al emplearlo el banco de agua que arrastra el aceite es más uniforme y al desplazarse de la base al tope de la formación permite que una mayor cantidad de petróleo se movilice hacia el pozo productor como se observa en la figura 15.

Figura 15. Representación del desplazamiento del banco de agua en un proceso TTHW.



Después de llevar a cabo más de 20 pruebas en el modelo Hele-Shaw se obtuvieron los siguientes resultados:

- A la etapa de irrupción, el recobro de aceite aumento comparado con la inyección de agua convencional como se observa en la tabla 2.
- La zona no barrida fue la localizada sobre la sección horizontal del pozo horizontal.
- El efecto desfavorable de la razón de movilidad agua/aceite se redujo pero no se elimino totalmente debido a la diferencia en la eficiencia de barrido vertical para la mayor viscosidad de aceite.

Tabla 2. Comparación de los factores de recobro a tiempo de ruptura para diferentes valores de viscosidad de aceite.

Viscosidad del aceite [cp]	Factor de recobro a tiempo de ruptura [%]	Técnica empleada
10	46	IAC ^(*)
10	96	TTHW ^(**)
112	27	IAC
112	58	TTHW
780	23	IAC
780	54	TTHW
12000	14	IAC
12000	32	TTHW

^(*) IAC: inyección de agua convencional.

^(**) TTHW: toe to heel waterflooding.

Fuente: Modificada de Turta Alex, Goldman Jon, Singhal Ashok, y Zhao Litong. "Toe-To-Heel Waterflooding. Part II: 3D Laboratory Test Results". SPE 84077. 2003.

De igual forma, las pruebas mostraron que la posición/inclinación del frente de desplazamiento es determinada por la influencia combinada de las diferencias en la densidad y viscosidad de los fluidos desplazante/desplazado, la tasa de inyección, la localización del inyector vertical y la sección horizontal del productor. Además, los encargados de realizar las pruebas¹² observaron que el desplazamiento TTH conduce a altas tasas de producción de aceite desde tiempos muy tempranos, es decir, no existe un periodo de espera como en la inyección de agua convencional.

12. Turta Alex, Goldman Jon, Singhal Ashok, y Zhao Litong. Toe-To-Heel Waterflooding. Part II: 3D Laboratory Test Results. SPE 84077. 2003.

Por otra parte, el incremento de aceite fue sustancial cuando la diferencia de densidades era relativamente alta (alta salinidad de la salmuera y/o baja densidad del aceite), cuando las tasas de inyección usadas no fueron bajas y cuando la razón de movilidades agua/aceite no fue extremadamente desfavorable.

2.2. INVESTIGACION DEL PROCESO TTHW EN UN MODELO DE LABORATORIO 3D

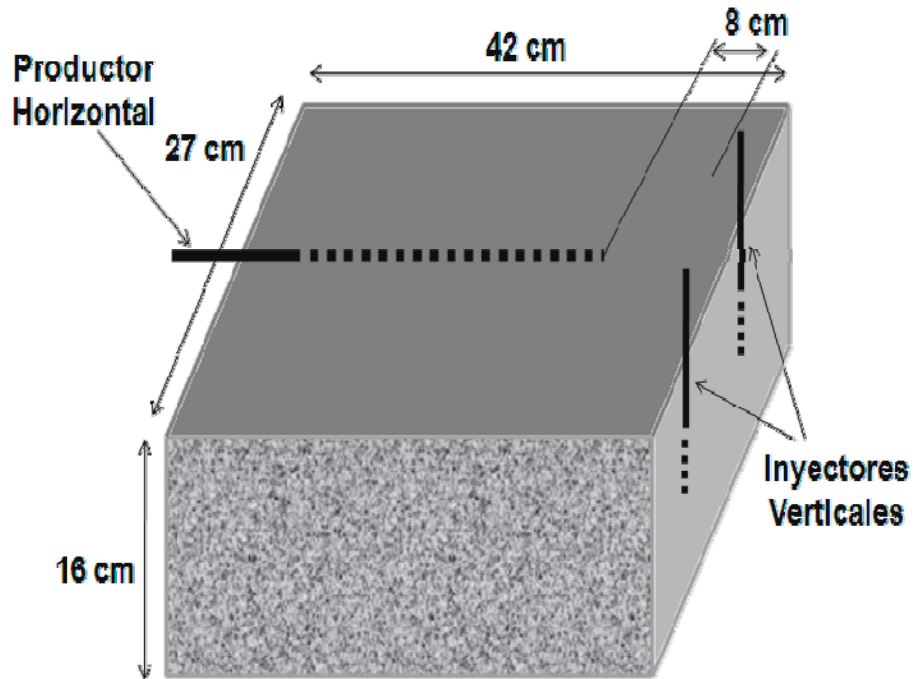
Para llevar a cabo las pruebas de laboratorio se requirió un equipo compuesto por un recipiente rectangular que contenía un medio poroso, con dos inyectores verticales y un productor horizontal en una configuración lineal como se muestra en la figura 16. Las dimensiones de la cámara rectangular usada en el desarrollo de las pruebas son aproximadamente 42cm x 27cm x 16cm (1.38 pies x 0.89 pies x 0.52 pies), el volumen total fue de 18 litros (0.11 Bls) y el volumen poroso 16 litros (0.10 Bls), la porosidad estimada fue de 33%.

Además, el modelo se lleno con esferas de vidrio con una permeabilidad en el rango de 5 a 10 Darcy. La permeabilidad vertical fue asumida igual a la horizontal, la salmuera inyectada poseía una salinidad de 23% de NaCl y una densidad de 1.17 g/cm³ (73 lbs/pies³). Por último, se uso un aceite con una viscosidad de 780 cp.

Una vez montado el modelo de laboratorio, se realizó una prueba de la inyección de agua convencional y tres pruebas de TTHW de la siguiente forma: El agua fue inyectada a través de los dos inyectores verticales con una tasa de inyección de 50%/50% entre los dos pozos, midiendo la tasa para cada uno de ellos constantemente y manteniendo la presión en el pozo productor cerca de 100 psi. Las pruebas se suspendieron cuando el corte de agua excedió el 90%. Una vez culminada la prueba, se restauró el modelo llevándolo a las condiciones iniciales

planteadas, esto con el fin de mantener las propiedades del medio poroso iguales o similares para todas las pruebas.

Figura 16. Configuración del modelo de laboratorio 3D para el proceso TTHW.



Fuente: Tomada de Turta Alex, Goldman Jon, Singhal Ashok, y Zhao Litong. "Toe-To-Heel Waterflooding. Part II: 3D Laboratory Test Results". SPE 84077. 2003.

Las propiedades del medio poroso y los detalles operacionales de la prueba se muestran en la tabla 3.

Cabe aclarar que todas las pruebas de TTHW se realizaron a una presión de inyección baja. De igual forma, el diferencial de presión (pozo inyector=pozo productor) también fue bajo, registrando un valor máximo de 9-10 psi al inicio de inyección, el cual se disminuyó hasta un valor constante de 1-2 psi.

Una vez culminadas las pruebas, se realizó una comparación de la recuperación de aceite en cada uno de los métodos, concluyendo que el recobro obtenido por el proceso TTHW es dos veces más alto que en la inyección de agua convencional como se observa en la figura 17. (35% contra 17% respectivamente).

Tabla 3. Parámetros de la prueba realizada en el modelo 3D.

Prueba N°	Tipo de inyección de agua	Φ [%]	Vol. poroso [Lt] – [Bls]	Sat. agua connata [%]	OOIP [ml] – [Bls]	K [D]	$Q_{iny.}$ [cc/mm] – [Bls/día]
1	TTHW ^(**)	34.5	6.17 – 0.039	10.1	5524 – 0.035	9.9	0.8 – 7.24e-3
2	TTHW ^(**)	34.3	6.14 – 0.037	12.6	5363 – 0.034	5.7	2.0 – 0.018
3	TTHW ^(**)	34.3	6.14 – 0.037	8.6	5609 – 0.033	5.7	4.8 – 0.043
4	IAC ^(*)	34.3	6.14 – 0.037	19.1	4964 – 0.031	5.7	0.8 – 7.24e-3

(*) IAC: inyección de agua convencional.

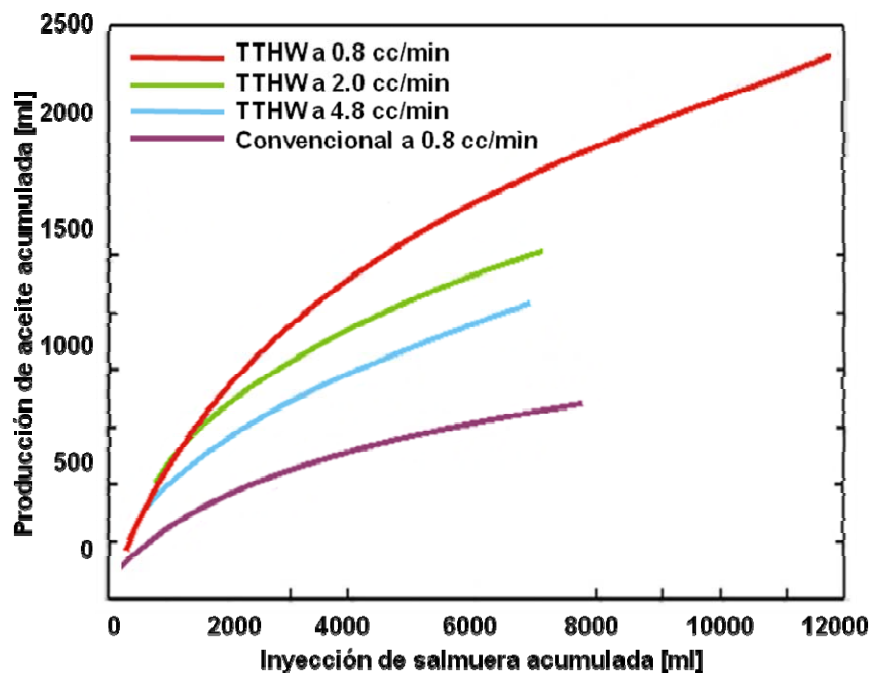
(**) TTHW: toe to heel waterflooding.

Fuente: Tomada de Turta Alex, Goldman Jon, Singhal Ashok, y Zhao Litong. “Toe-To-Heel Waterflooding. Part II: 3D Laboratory Test Results”. SPE 84077. 2003.

El incremento en la recuperación de petróleo, puede deberse a un aumento en la eficiencia de barrido horizontal, vertical o a una combinación de ambas. De igual forma, se observa que a una mayor tasa de inyección el factor de recobro

disminuye considerablemente en el método TTHW. Sin embargo, al emplear la tasa más alta en la configuración TTH, se siguen obteniendo mejores resultados que en la inyección de agua convencional.

Figura 17. Producción acumulada de aceite contra inyección acumulada de salmuera.

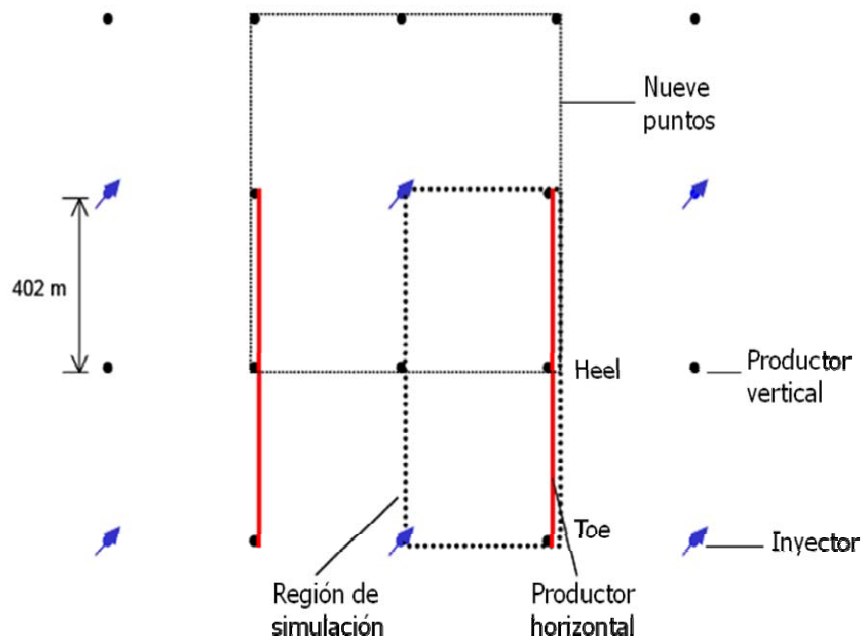


Fuente: Tomada de Turta Alex, Goldman Jon, Singhal Ashok, y Zhao Litong. "Toe-To-Heel Waterflooding. Part II: 3D Laboratory Test Results". SPE 84077. 2003.

2.3. ESTUDIO DE SIMULACION A ESCALA DE CAMPO DEL PROCESO TTHW.

Para llevar a cabo el estudio de simulación se seleccionaron propiedades similares a las que poseen los yacimientos de Alberta, Canadá, en los cuales se produce inicialmente por producción primaria y después se implementa la inyección de agua convencional con el fin de recuperar el aceite restante. El objetivo de este análisis es evaluar por medio del simulador STARS-CMG el comportamiento del yacimiento al implementar un proceso TTHW (Toe To Heel Waterflooding) como método de recuperación de petróleo. Las simulaciones a escala de campo se basaron en una configuración de un patrón de nueve puntos como se muestra en la figura 18.

Figura 18. Configuración de pozos en el estudio de simulación.



Fuente: Tomada de Zhao Litong, Turta Alex. Toe-To-Heel Waterflooding: Field Scale Numerical Simulation Study. SPE 89380. 2004.

Como se observa en la figura anterior, cada inyector vertical se encuentra rodeado por productores verticales con un espaciamento de 402 metros (1318.9 pies). Para propósitos de estudio se tomo como modelo la mitad del patrón de nueve puntos equivalente a 402 mt x 804 mt (1318.9 pies x 2637.8 pies), incluyendo a dos inyectores verticales y cuatro productores verticales.

De igual forma se utilizó un sistema de enmallado rectangular 3D de las siguientes dimensiones: 29 x 51 x 8 y se supuso que el campo había atravesado por producción primaria diez años antes de implementar el proceso TTHW. Además, se consideró que el yacimiento carecía de gas en solución para facilitar el estudio de simulación. En la siguiente tabla se presentan las consideraciones del estudio.

Tabla 4. Consideraciones del caso base de simulación.

Parámetros básicos de simulación	
Grids	29x51x8
Permeabilidad horizontal [mD]	1200
Permeabilidad vertical [mD]	600
Porosidad [%]	30
Viscosidad del aceite [cp]	130
Presión inicial del yacimiento [kPa] – [psi]	4600 – 667.2
Temperatura del yacimiento [°C] – [°F]	24 – 75.2
Compresibilidad de la roca [psi] ⁻¹	2.2x10 ⁻⁵
Saturación de agua connata	0.24
Saturación de aceite residual [S _{or}]	0.40
Diámetro horizontal de la cara del pozo [in]	7

Fuente: Tomada de Zhao Litong, Turta Alex. “Toe-To-Heel Waterflooding: Field Scale Numerical Simulation Study”. SPE 89380. 2004.

En la simulación, el agua se inyecta a una tasa máxima de 240 m³/día/pozo (1509 Bls/día/pozo) a una máxima presión de inyección de 12 MPa (1740.5 psi). En la tabla 5 se presentan los casos de simulación estudiados y sus respectivas características.

2.3.1. Análisis de sensibilidad. Una vez construido el modelo de simulación, se analizaron parámetros como la permeabilidad y viscosidad con el fin de comparar el proceso TTHW con la inyección de agua convencional, y de esta forma, determinar cuál de los dos resulta más eficiente en el recobro de petróleo.

- **Efecto de la permeabilidad horizontal:** Para analizar el efecto de la permeabilidad, se emplearon los casos 2 y 3 en los cuales las permeabilidades vertical y horizontal se duplicaron y se redujeron a la mitad, respectivamente (ver tabla 5).

En el caso 2, como la permeabilidad se incremento, tanto la inyección de agua convencional (IAC) como el proceso TTHW dieron los mismos resultados en el recobro de aceite y en el corte de agua como se muestra en la figura 19. Sin embargo, cuando la permeabilidad disminuyo la inyectividad también lo hizo.

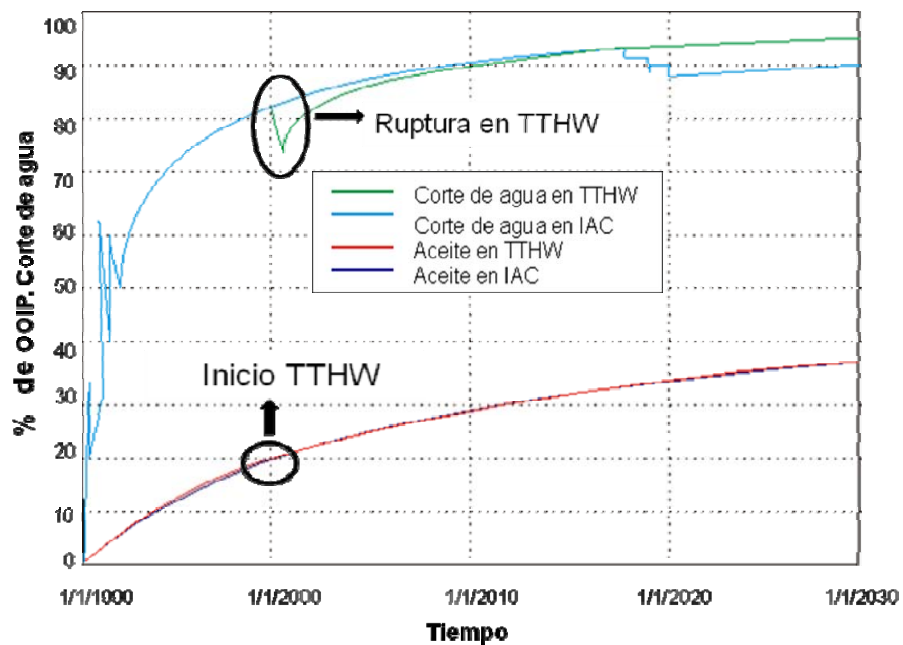
Por lo anterior, se puede concluir que la permeabilidad es directamente proporcional al factor de recobro, sin importar el método empleado.

Tabla 5. Características de los casos de simulación estudiados.

Caso N°	K_h [mD]	K_v [mD]	H [mt]	μ [cp]
1	1200	600	10	130
2	2400	1200	10	130
3	600	300	10	130
4	1200	600	10	260
5	1200	600	10	520
6	1200	600	10	850
10	12000	6000	50	130

Fuente: Tomada de Zhao Litong, Turta Alex. "Toe-To-Heel Waterflooding: Field Scale Numerical Simulation Study". SPE 89380. 2004.

Figura 19. Efecto de la permeabilidad en el proceso TTHW y la inyección de agua convencional (IAC).

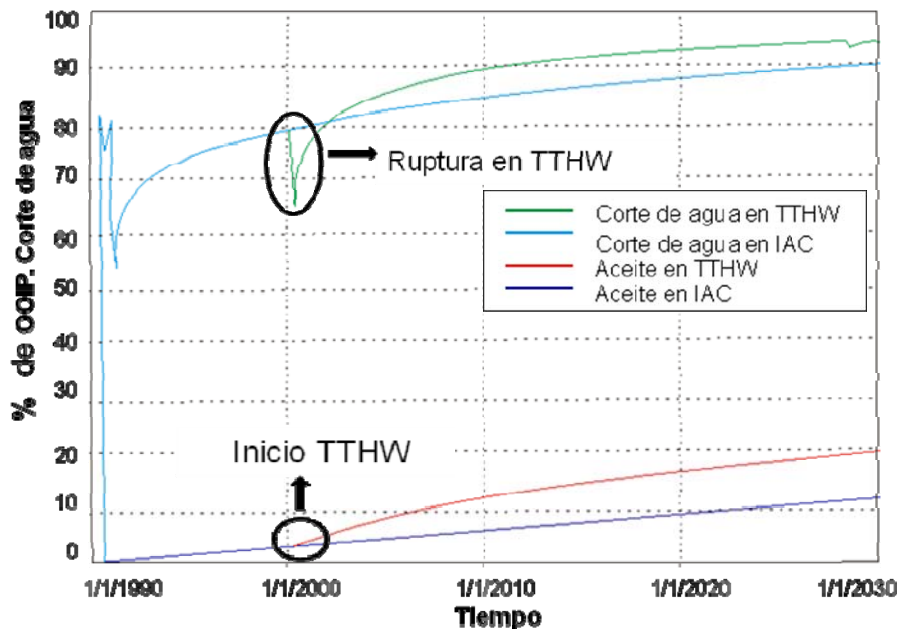


Fuente: Modificada de Zhao Litong, Turta Alex. "Toe-To-Heel Waterflooding: Field Scale Numerical Simulation Study". SPE 89380. 2004.

▪ **Efecto de la viscosidad del aceite:** Para estudiar el efecto de la viscosidad del aceite sobre los dos tipos de procesos de recobro mencionados, se realizaron las corridas 4, 5 y 6 como se observa en la tabla 5. En este caso se noto que al aumentar la viscosidad del aceite, la técnica TTHW mostraba un mejor desempeño que la inyección de agua convencional. En el caso en el que la viscosidad tenía un valor de 520 cp, la técnica TTHW recupero más del 80% del OOIP como se observa en la figura 20.

De lo anterior se puede concluir que el método TTHW resulta ser más eficiente a la hora de recuperar petróleo pesado de un determinado yacimiento.

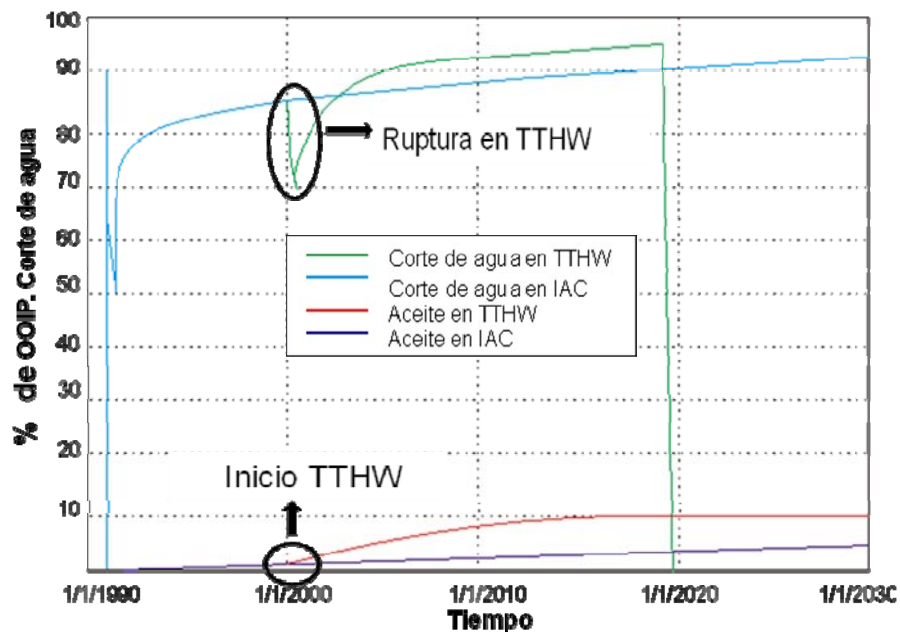
Figura 20. Efecto de la viscosidad en el proceso TTHW y la inyección de agua convencional (IAC) para un valor de 520 cp.



Fuente: Modificada de Zhao Litong, Turta Alex. "Toe-To-Heel Waterflooding: Field Scale Numerical Simulation Study". SPE 89380. 2004.

En el caso 6 se confirma lo observado en la figura anterior, puesto que la inyección de agua convencional solo recupero el 3% del OOIP después de 30 años de operación y por el contrario el TTHW dio un recobro del 11% del OOIP como se muestra en la figura 21.

Figura 21. Efecto de la viscosidad en el proceso TTHW y la inyección de agua convencional (IAC) para un valor de 850 cp.

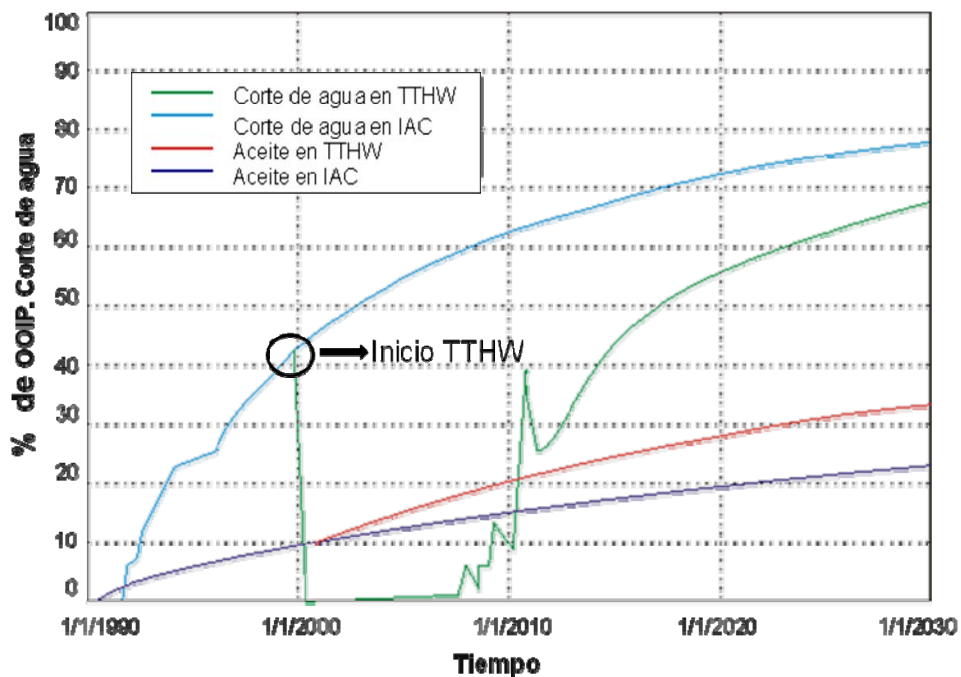


Fuente: Modificada de Zhao Litong, Turta Alex. "Toe-To-Heel Waterflooding: Field Scale Numerical Simulation Study". SPE 89380. 2004.

- **Efecto combinado del espesor y la permeabilidad:** Para llevar a cabo este estudio se considero un yacimiento con las siguientes condiciones: alto espesor de la zona de interés y alta permeabilidad. En el caso 10 el espesor fue de 50 mt (164 pies) y la permeabilidad horizontal de 12 Darcy.

Se observó que al implementar el método TTHW después del año 2000, el corte de agua cayó de 43% a cero (0); por otra parte el aceite recuperado fue 33% del OOIP al año 2030 (figura 22). De lo anterior se puede concluir que este tipo de yacimientos es ideal para la aplicación del TTHW, ya que las ventajas obtenidas sobre la inyección de agua convencional (IAC) son bastante grandes.

Figura 22. Efecto combinado del espesor y la permeabilidad en el proceso TTHW y la inyección de agua convencional (IAC).



Fuente: Modificada de Zhao Litong, Turta Alex. "Toe-To-Heel Waterflooding: Field Scale Numerical Simulation Study". SPE 89380. 2004.

2.4. PILOTO DE INYECCIÓN DE AGUA USANDO POZOS HORIZONTALES EN EL CONDADO DE OSAGE, OKLAHOMA

Este trabajo se realizó durante un período de tres años a partir de septiembre de 2002. El objetivo del proyecto fue llevar a cabo una prueba de campo de una inyección de agua utilizando pozos horizontales para la recuperación de petróleo adicional de una arenisca somera de baja permeabilidad en el yacimiento Bartlesville en el noreste de Oklahoma.

La razón por la cual se decidió llevar a cabo el piloto en el yacimiento Bartlesville es debido a que este ha sido uno de los más prolíficos productores de petróleo en las formaciones de Estados Unidos, puesto que ha producido cerca de 1,5 millones de barriles de petróleo de la formación Bartlesville a través de la década de los 60's.

A pesar de la gran producción acumulada de Bartlesville, la eficiencia de recobro ha disminuido, por lo general a menos del 20% del petróleo original en sitio (OOIP). Esta producción primaria obtenida es baja, debido al mecanismo de empuje de gas en solución, el cual resulta en una rápida depleción de presión y una baja presión inicial de yacimiento, consecuencia de la profundidad del mismo (1000 pies - 3000 pies), lo que deja una cantidad considerable de recursos disponibles para mejorar el proceso de recuperación de petróleo.

Una vez analizadas las razones mencionadas previamente, se decidió llevar a cabo un piloto de inyección de agua usando pozos horizontales con el fin de aumentar la producción del campo, sin que los problemas del mismo se vieran reflejados en el factor de recobro obtenido. A continuación se presenta una descripción de cada una de las etapas de este piloto.

▪ **Screening de los yacimientos candidatos:** Antes de la elección de una ubicación para el piloto de inyección de agua usando pozos horizontales, se examinaron diversos aspectos con el fin de mejorar la probabilidad de obtener un proyecto exitoso. Para esto, se llevo a cabo un rápido screening de los posibles candidatos que incluye lo siguiente:

- Determinar la producción acumulativa de petróleo (primaria y secundaria).
- Calcular las reservas remanentes recuperables esperadas.
- Caracterizar el yacimiento, es decir si poseía una sola capa o era estratificado.
- Estimar el número y el costo de los pozos verticales y/o horizontales necesarios para producir las reservas estimadas.

Una vez realizado el screening, se procede a analizar si las reservas eran suficientes para justificar los gastos estimados. De ser así, el proceso continúa y se seleccionan los mejores candidatos para llevar a cabo la inyección de agua usando pozos horizontales.

▪ **Adquisición de datos para las simulaciones iniciales del yacimiento:** El proceso de selección para llevar a cabo las primeras simulaciones del yacimiento consiste en:

- Realizar un examen a fondo de la geología del yacimiento.
- Resumir la historia de operaciones, incluyendo la ubicación y el número de pozos existentes y secos, las perforaciones y completamientos realizados, etc.

- Evaluar los registros disponibles.
- Evaluar la estabilidad de los pozos.

La información anterior, proporciona una descripción detallada de las características del yacimiento, las cuales son necesarias para desarrollar las simulaciones que ayuden a determinar las tasas de producción y factores de recobro esperados y de esta forma concluir si es rentable o no llevar a cabo el proyecto.

- **Selección del primer piloto.** Una vez realizadas las dos etapas mencionadas previamente, los encargados del proyecto¹³ eligieron el campo Woolaroc localizado en T25N-R11E en el condado de Osage, Oklahoma (figura 23) para llevar a cabo el primer piloto.

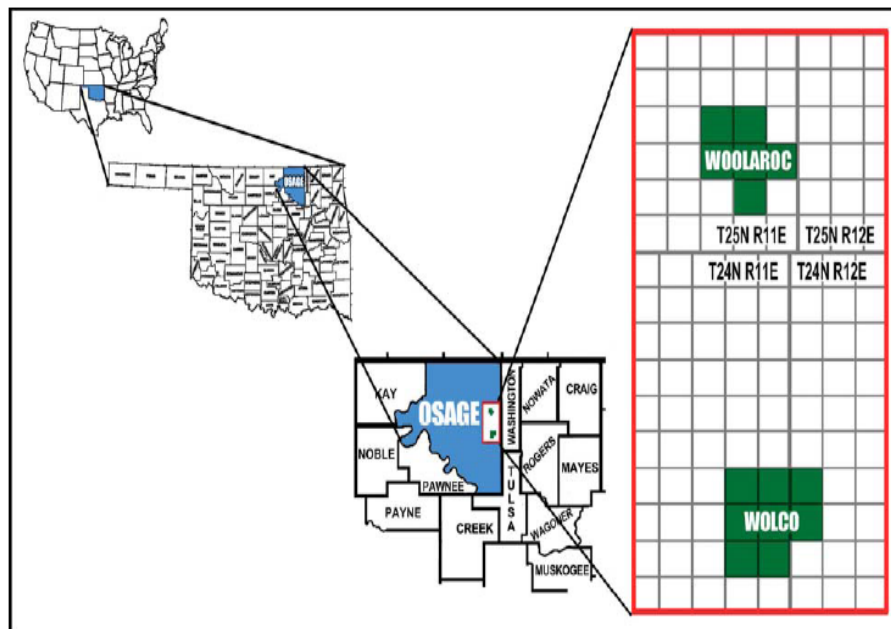
En este campo se perforo un pozo vertical y se recogieron corazones y registros para evaluar las características del yacimiento en el sitio de prueba propuesto. Una vez evaluado el yacimiento, se encontró que la permeabilidad tenía un promedio de 1 mD y no de 20 mD como se esperaba.

Los estudios de simulación indicaron que una inyección de agua usando pozos horizontales aumentaría el recobro en mayor proporción que una inyección de agua convencional, sin embargo, el factor económico resulto ser un impedimento debido a la baja productividad e inyectividad de la zona. Por tanto, los encargados del proyecto decidieron elegir una segunda zona para llevar a cabo el piloto.

13. Westermarck R.V, Schmeling J, Dauben D, Robinowitz S, Weyland H.V. "Increased Production Results From Pilot Horizontal Waterflood in Osage County, Oklahoma". SPE 94094. 2005.

- **Selección del segundo piloto:** El segundo piloto seleccionado se localiza en Blake Lease en el NE/4 de la sección 25-T24N-R11E, parte del antiguo campo Wolco como se muestra en las figuras 23 y 24. Esta área de prueba fue considerada adecuada basados en los registros de Blake 1A, 2A y 3A los cuales indican un espesor de arena vertical continuo de aproximadamente 80 pies con saturaciones de aceite mayores de 40% en el tope y disminuyendo con la profundidad.

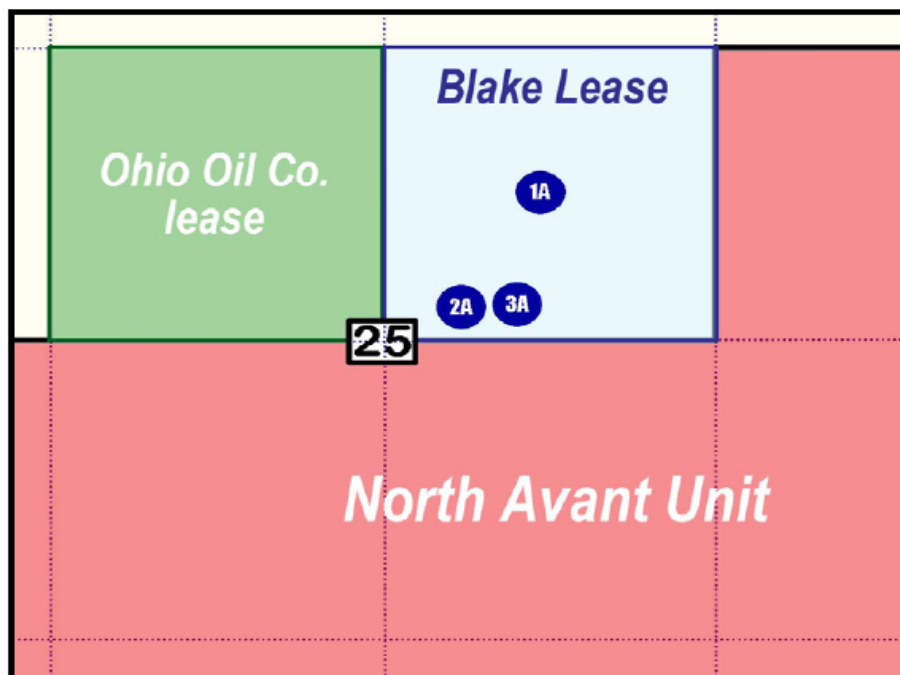
Figura 23. Ubicación de los lugares donde se estudio el primer y segundo piloto.



Fuente: Tomada de Westermarck R.V, Schmeling J, Dauben D, Robinowitz S, Weyland H.V. "Increased Production Results From Pilot Horizontal Waterflood in Osage County, Oklahoma". SPE 94094. 2005.

Las porosidades encontradas están en el rango de 16 a 18% en la parte superior y de aproximadamente 20% en la parte inferior y se determinó una relación de porosidad-permeabilidad usando análisis de corazones en el rango de 15 a 50 mD, para los valores de porosidad mencionados anteriormente. Esta formación conocida como la zona “C”, fue seleccionada para llevar a cabo el piloto. El pozo inyector horizontal fue ubicado en la esquina del suroeste de la cuarta sección con dos pozos productores horizontales paralelos en un arreglo toe to heel.

Figura 24. Ubicación del lugar donde se encuentra el segundo piloto.



Fuente: Tomada de Westermarck R.V, Schmeling J, Dauben D, Robinowitz S, Weyland H.V. "Increased Production Results From Pilot Horizontal Waterflood in Osage County, Oklahoma". SPE 94094. 2005.

Por otra parte, se estudió la estabilidad del pozo, puesto que esto resulta un factor importante a la hora de planificar la perforación de los pozos horizontales. De los estudios realizados a las rocas del campo Woolaroc, se obtuvo como resultado que las areniscas de Bartlesville tendrían suficiente fuerza para permitir completamientos a hueco abierto y por lo tanto, los pozos no requieren liner en la sección horizontal.

▪ **Diseño de la inyección de agua usando pozos horizontales en la prueba piloto del campo:** Se realizaron estudios de simulación para confirmar el sitio adecuado y la óptima colocación de los pozos horizontales. La arenisca Bartlesville en el pozo Blake 3A tiene un espesor de 80 pies, una porosidad en el rango de 16 a 20% y una permeabilidad en el rango de 30 a 100 mD. La simulación realizada se basó en la saturación de los niveles de aceite y las propiedades del yacimiento encontradas en los registros del pozo Blake 3A.

Los resultados indicaron que la combinación de altas tasas de inyección por debajo de la presión de fractura (0.50 Psi/pie) y la producción por los pozos horizontales, permitirían altas tasas de producción durante la vida del proyecto, asumiendo que los pozos inyectoros horizontales fueran perforados a 20 pies del fondo de la arena con dos pozos productores perforados a 20 pies de la parte superior de la arena.

La configuración anterior, resultaría en una recuperación rápida del petróleo siendo beneficioso para la parte económica del proyecto. Sin embargo, la relación agua/aceite también aumentaría rápidamente. La figura 25 muestra la ubicación de los pozos utilizados en el piloto (un pozo inyector horizontal wolco 4A y dos pozos productores horizontales Wolco 5A y Wolco 6A).

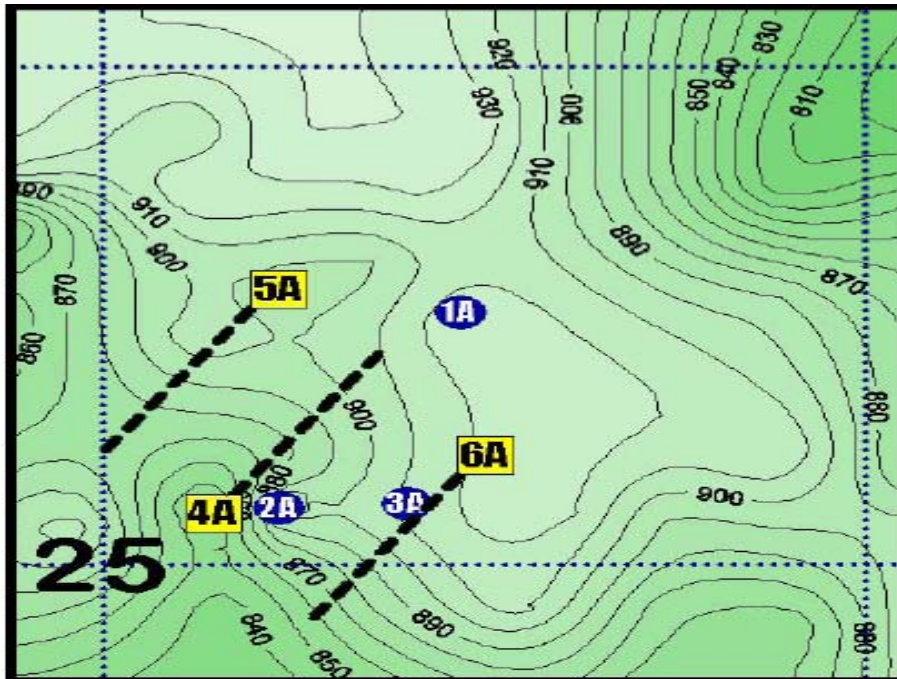
A continuación se presentan los resultados iniciales del proyecto.

▪ **Evaluación de los resultados iniciales del proyecto.** Los pozos Wolco 5A y 6A comenzaron a producir a finales de diciembre de 2003. La producción combinada de los dos pozos fue aproximadamente de 8 BOPD y 700 BWPD. Ambos pozos produjeron a la máxima tasa de producción que las areniscas de Bartlesville pudieran tener dentro de las dos semanas de inicio del campo.

La producción de petróleo a partir de inyección de agua usando pozos horizontales para los seis primeros meses de operación (enero de 2004- junio de 2004) estuvo a la altura de las expectativas. Sin embargo, se encontraron problemas como un alto corte inicial de agua y una temprana ruptura del agua.

El total de los fluidos de producción provenientes de los pozos horizontales productores fue consistente con los resultados simulados, pero la producción de aceite fue decepcionante. Además, hubo un efecto negativo inmediato cuando el corte de aceite fue de 0% dos semanas después de la inyección en el pozo Wolco 4A. Por lo tanto, se decidió llevar a cabo una prueba step rate para determinar la presión en el pozo inyector horizontal y un spinner con el fin de adquirir información del perfil de inyección.

Figura 25. Mapa topográfico del área de la prueba piloto.



Fuente: Tomada de Westermarck R.V, Schmeling J, Dauben D, Robinowitz S, Weyland H.V. "Increased Production Results From Pilot Horizontal Waterflood in Osage County, Oklahoma". SPE 94094. 2005.

En la prueba step rate se pudo confirmar que las tasas de inyección que estaban siendo utilizadas, ejercían suficiente presión para la apertura de fracturas naturales, permitiendo una mayor inyectividad y una canalización de agua. Por tanto, la tasa de inyección se redujo a 1200 BWPD.

Por otra parte, con el fin de obtener respuestas a la pregunta de porque la producción de aceite no fue la estimada en los estudios de simulación, se realizaron una serie de registros de pozo Gamma Ray, densidad y otros que permitieran determinar la saturación de los fluidos, identificar fracturas y confirmar la geología en las secciones horizontales de los pozos Wolco 5A y Wolco 6A.

Una vez analizados los registros de los pozos productores, se llegó a la conclusión de que los pozos horizontales fueron perforados demasiado profundos con respecto a la profundidad vertical total en el yacimiento Bartlesville. Los dos pozos horizontales indicaron saturaciones de aceite residual o por debajo de ella, lo que explico la baja producción inicial de petróleo.

Basados en los análisis de los registros mencionados anteriormente y en nuevos estudios de simulación realizados, se decidió hacer un “plug back” con cemento de los pozos Wolco 5A y Wolco 6A y reperforar las secciones laterales de los pozos.

Una vez realizadas las reperforaciones de los pozos se realizaron nuevas predicciones de la producción de aceite, como se muestra en la tabla 6 y en la figura 26.

Todos los estudios realizados del yacimiento indicaron que la parte más importante del proceso es la ubicación de los pozos productores horizontales cerca del tope de la arena, donde existe la mayor saturación de aceite.

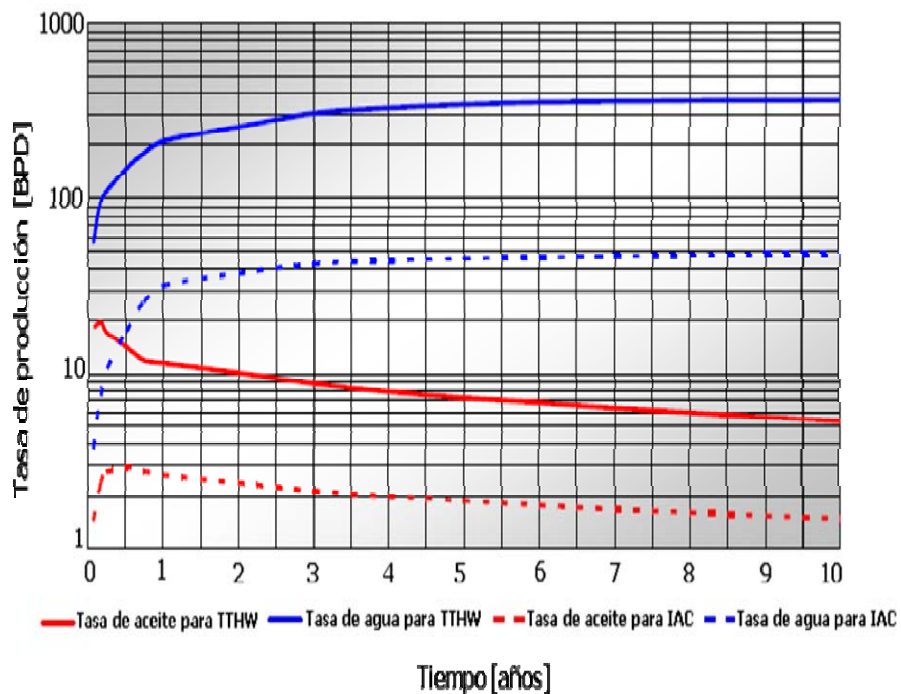
Tabla 6. Predicciones de la inyección de agua usando pozos horizontales (TTHW) contra la inyección de agua convencional (IAC).

Tiempo [años]	Aceite acumulado para TTHW [Bbls]	Aceite acumulado para IAC [Bbls]
1	5116	954
5	17548	4008
10	28570	6927

Fuente: Tomada de Westermarck, Schmeling y Dauben. “Increased Production Results From Pilot Horizontal Waterflood in Osage County, Oklahoma”. SPE 94094. 2005.

Durante el mes de enero de 2005, el piloto produjo 3492 barriles de petróleo y 124440 barriles de agua. Toda el agua producida fue eliminada del pozo Blake 1A.

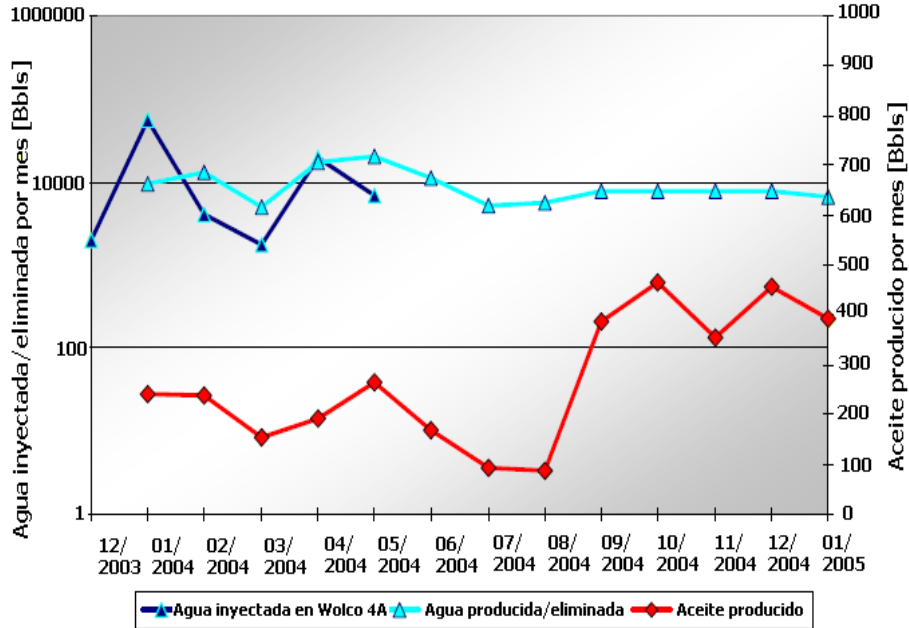
Figura 26. Comparación de las tasas de producción para la inyección de agua usando pozos horizontales (TTHW) y la inyección de agua convencional (IAC).



Fuente: Tomada de Westermarck R.V, Schmeling J, Dauben D, Robinowitz S, Weyland H.V. "Increased Production Results From Pilot Horizontal Waterflood in Osage County, Oklahoma". SPE 94094. 2005.

El aceite producido después de las reperforaciones de los pozos Wolco 6A y Wolco 5A en la sección de alta saturación de aceite de Bartlesville mostró una mejora considerable como se muestra en la figura 27.

Figura 27. Producción aceite/agua al año 2005 de los pozos Wolco 5A-4 y Wolco 6A-4.



Fuente: Tomada de Westermarck R.V, Schmeling J, Dauben D, Robinowitz S, Weyland H.V. "Increased Production Results From Pilot Horizontal Waterflood in Osage County, Oklahoma". SPE 94094. 2005.

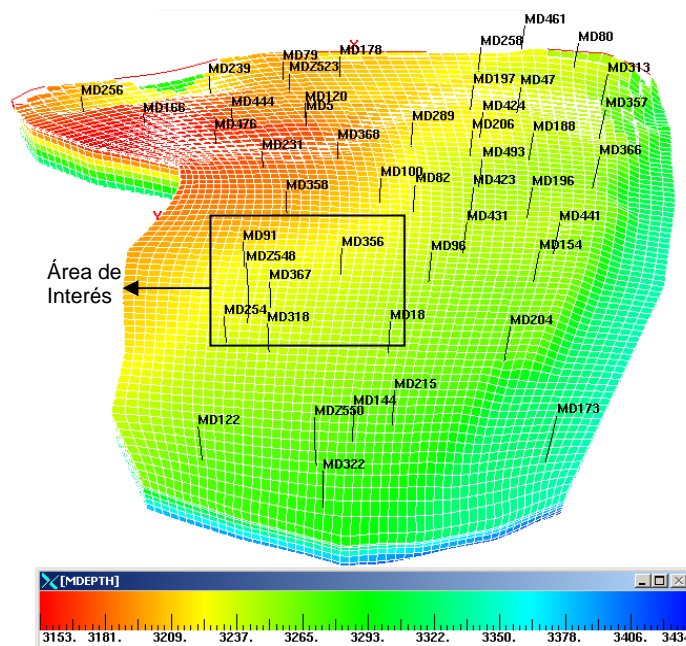
2.5. ESTUDIO DE SIMULACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE LA INYECCIÓN DE AGUA UTILIZANDO POZOS HORIZONTALES EN YACIMIENTOS HETEROGÉNEOS, CAMPO HASSI MESSAOU, ARGELIA

En la actualidad, la industria del petróleo ha experimentado un rápido aumento en la perforación de pozos horizontales en el mundo, debido a las enormes ventajas que estos ofrecen tales como, altas eficiencias de barrido, rápidas recuperaciones del petróleo, reducción de la conificación de agua y gas, etc.

Un ejemplo de la aplicación de pozos horizontales es el campo Hassi Messaoud (HMD) ubicado en Argelia, el cual cuenta con más de 200 pozos horizontales a noviembre de 2007.

Con el fin de analizar el rendimiento de los pozos inyector horizontales y comprobar su eficiencia en el aumento del factor de recobro del campo mencionado anteriormente, se llevó a cabo un estudio de simulación en la zona 17 del campo (ver figura 28). El sector seleccionado consta de 30600 celdas (70*60*8) de las cuales solo 21579 están activas. Las celdas tienen un tamaño de 46 metros (150.919 pies) en la dirección i y 41 metros (134.514 pies) en la dirección j; incluyendo ocho capas a diferentes profundidades.

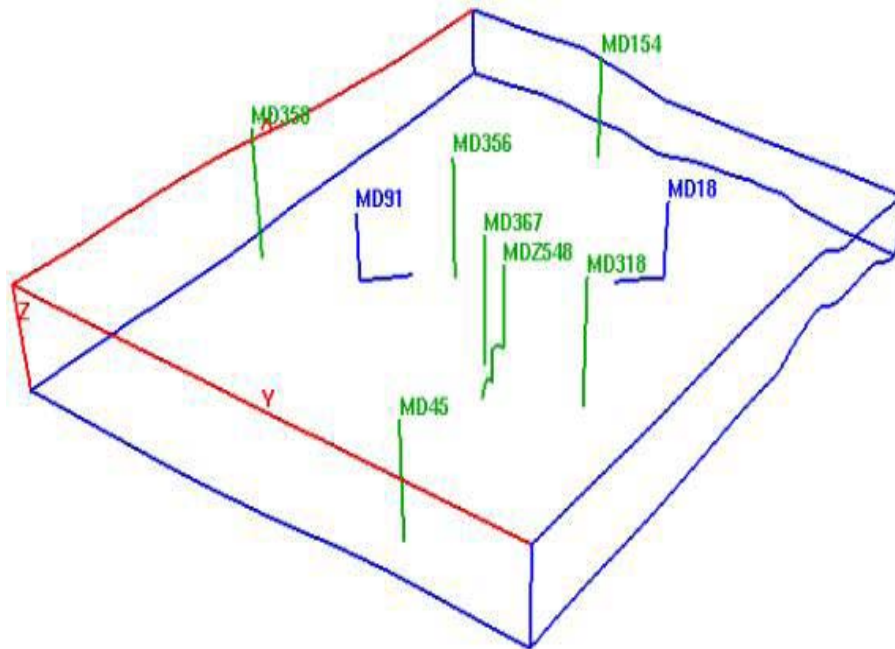
Figura 28. Localización de los pozos de la zona 17.



Fuente: Tomada de Hamadouche, Sonatrach, y Tiab. "Simulation Study of Waterflooding Performance Using Horizontal Wells in Heterogeneous Reservoirs, HMD Field Algeria". SPE 108615. 2007.

El modelo de simulación del área mencionada anteriormente, contiene dos inyectores horizontales y siete productores verticales como se observa en la figura 29.

Figura 29. Patrón de los pozos horizontales inyectores.



Fuente: Tomada de Hamadouche, Sonatrach, y Tiab. "Simulation Study of Waterflooding Performance Using Horizontal Wells in Heterogeneous Reservoirs, HMD Field Algeria". SPE 108615. 2007.

Una vez seleccionado el modelo de simulación, se procedió a realizar un análisis de sensibilidad de los parámetros que afectarían el rendimiento del proceso tal como la posición del pozo, longitud del pozo, longitud de los intervalos perforados y la permeabilidad.

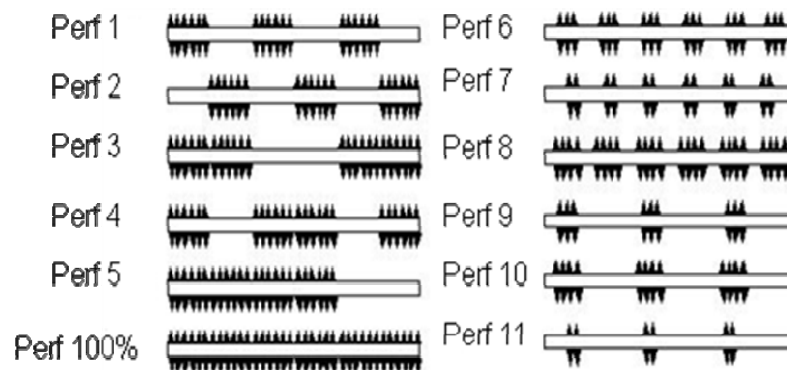
Basados en las características del yacimiento, principalmente la permeabilidad y espesor de los estratos, se concluyó que la mejor ubicación para los pozos MD18

y MD91 eran las capas 3 y 4 respectivamente. Además, estos pozos deben ser ubicados del sudeste a noroeste, debido a que la permeabilidad aumenta en este sentido.

Para evaluar la pérdida de productividad de los pozos debido a la cantidad de perforaciones realizadas en los pozos horizontales, luego de convertir los pozos MD91 y MD18 a inyectores horizontales con una longitud lateral máxima de 360 metros (1181.1 pies), se analizaron los esquemas de perforación de los pozos que se muestran en la figura 30.

En la figura 30 se puede observar que la sección horizontal se divide en seis segmentos con una longitud máxima de 60 metros (196.85 pies) para cada uno de ellos. Con el fin de analizar el impacto del esquema de perforación y completamiento de los pozos de interés en el rendimiento de la inyección de agua usando pozos horizontales, se realizaron dos corridas de simulación. La longitud y permeabilidad de cada intervalo perforado se presentan en la tabla 7.

Figura 30. Esquemas de perforación para los pozos MD91 y MD18.



Fuente: Tomada de Hamadouche, Sonatrach, y Tiab. "Simulation Study of Waterflooding Performance Using Horizontal Wells in Heterogeneous Reservoirs, HMD Field Algeria". SPE 108615. 2007.

Basados en los resultados del estudio de simulación se notó que el agua de inyección en ambas corridas, es una función tanto de la longitud perforada como de la permeabilidad del segmento perforado. Por tanto, cuando mayor sea la sumatoria de la permeabilidad multiplicada por la longitud perforada, mayor será la tasa de inyección y la producción acumulada de petróleo.

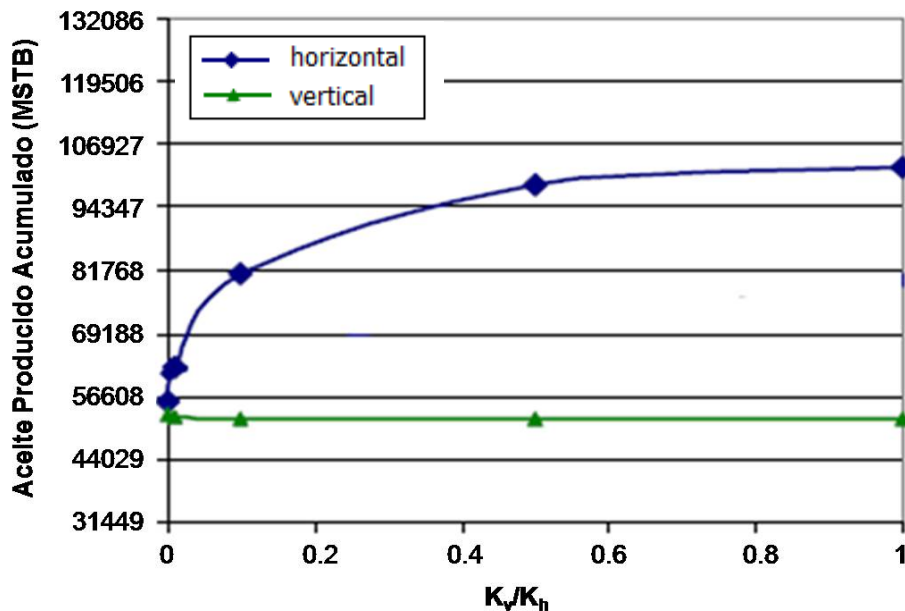
Tabla 7. Longitud y permeabilidad de los intervalos perforados en los pozos MD18 y MD91.

MD18	K (mD)	54.3	58.8	63.4	62.8	74.9	83.7
MD91	K (mD)	14.8	16.88	18.88	22.16	25.28	25.52
		Longitud perforada para cada segmento (%)					Longitud total perforada (mt) – (pies)
Perf 100%	100	100	100	100	100	100	360 – 1181.1
Perf 1	100	0	100	0	100	0	180 – 590.6
Perf 2	0	100	0	100	0	100	180 – 590.6
Perf 3	100	100	0	0	100	100	240 – 787.4
Perf 4	100	0	100	100	0	100	240 – 787.4
Perf 5	100	100	100	100	0	0	240 – 787.4
Perf 6	50	50	50	50	50	50	180 – 590.6
Perf 7	33	33	33	33	33	33	120 – 393.7
Perf 8	66	66	66	66	66	66	240 – 787.4
Perf 9	50	0	50	0	50	0	90 – 295.3
Perf 10	66	0	66	0	66	0	120 – 393.7
Perf 11	33	0	33	0	33	0	60 – 196.9

Fuente: Tomada de Hamadouche, Sonatrach, y Tiab. "Simulation Study of Waterflooding Performance Using Horizontal Wells in Heterogeneous Reservoirs, HMD Field Algeria". SPE 108615. 2007.

Otro de los parámetros estudiados fue el efecto de la relación de permeabilidades (K_v/K_h) en el comportamiento de la inyección de agua usando pozos horizontales. Para ello, se tomaron diferentes valores de relación de permeabilidades como 0.001, 0.01, 0.1, 0.5 y 1.0. Los resultados de estos comportamientos se observan en la figura 31.

Figura 31. Efecto de la anisotropía en la producción acumulada de petróleo para diferentes tipos de pozos.



Fuente: Tomada y modificada de Hamadouche, Sonatrach, y Tiab. "Simulation Study of Waterflooding Performance Using Horizontal Wells in Heterogeneous Reservoirs, HMD Field Algeria". SPE 108615. 2007.

Como se observa en la figura anterior, los pozos horizontales muestran un mejor comportamiento que los pozos verticales, especialmente donde la anisotropía es superior a 0.1. De lo anterior, se puede concluir que la sección horizontal del pozo debe ser perforada a través de la capa de mayor permeabilidad.

Finalmente, se estudió la tasa óptima de inyección para pozos horizontales puesto que este es un parámetro importante, el cual puede dar lugar a una pobre eficiencia de barrido con un rápido avance, especialmente, cuando el yacimiento es muy heterogéneo. Para el análisis de este parámetro se consideraron tres casos:

- Caso 1. Pozo MD91.
- Caso 2. Pozo MD18.
- Caso 3. Pozos MD18 y MD91.

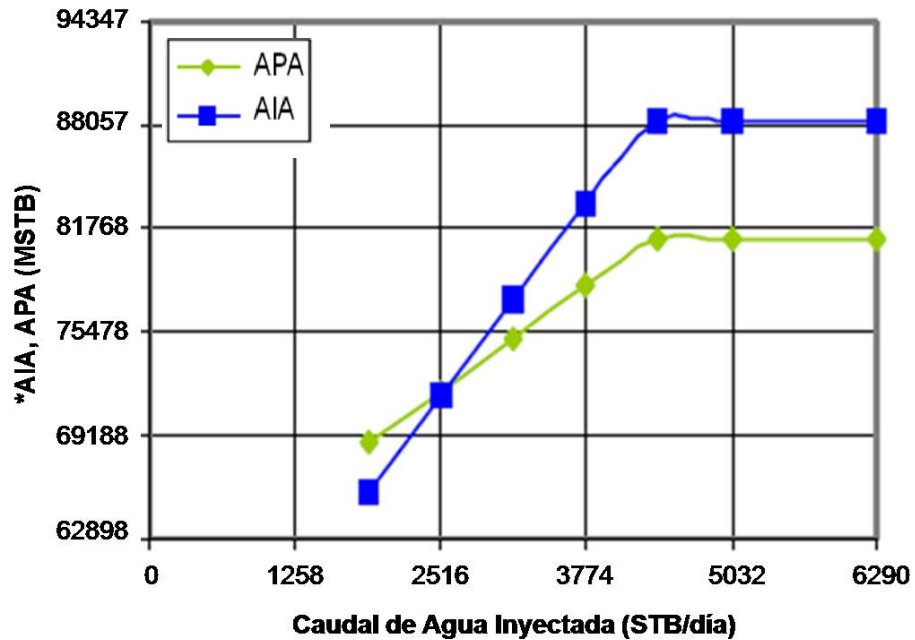
Caso 1. En esta configuración, se varió la tasa de inyección de agua para el pozo MD91 y se mantuvo constante para el pozo MD18 a un valor de 6290 STB/día. De este caso, se pudo notar que la inyección óptima en este tipo de configuración es de 3774 STB/día, con una producción acumulada de petróleo de 66111 MSTB (miles de barriles estándar).

Caso 2. En esta configuración se incluyó otro inyector horizontal con una longitud de 360 metros (1.1811 pies), el cual estaba completamente perforado (cañoneado). La tasa de inyección máxima para el pozo MD91 se fijo en 6290 STB/día y se varió para el pozo MD18 de la siguiente forma 1258, 2516, 3774, 5032, y 6290 STB/ día como se observa en la figura 32.

Los resultados indicaron que la tasa máxima de inyección permitida para el pozo MD18 es de 4403 STB/día, con una producción acumulada de 81189 MSTB.

Caso 3. En este caso se realizaron varias corridas con diferentes valores de tasas de inyección para los pozos MD91 y MD18, donde se utilizaron los mismos valores de tasas para los dos pozos en cada una de las corridas. Los resultados de este caso se presentan en la figura 33.

Figura 32. Efecto de la tasa de inyección de agua sobre la producción acumulada de agua y petróleo para el caso 2.



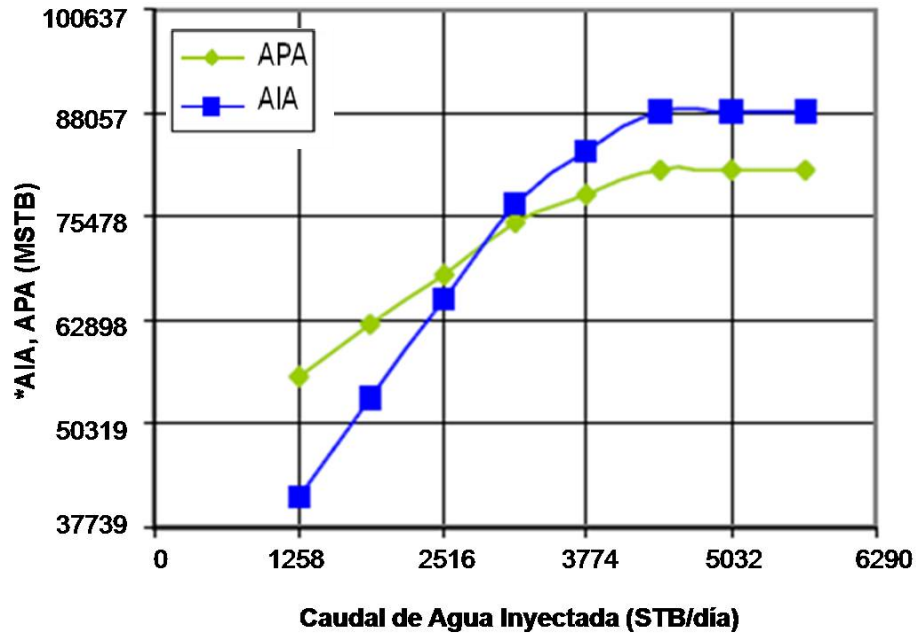
*AIA: Agua inyectada acumulada.

*APA: Aceite producido acumulado.

Fuente: Tomada de Hamadouche, Sonatrach, y Tiab. "Simulation Study of Waterflooding Performance Using Horizontal Wells in Heterogeneous Reservoirs, HMD Field Algeria". SPE 108615. 2007.

Por último, se pudo concluir que la tasa óptima de inyección es de 4403 STB/día, puesto que arroja el valor más alto de petróleo acumulado producido (aproximadamente 88057 MSTB) como se puede ver en la figura 33.

Figura 33. Efecto de la tasa de inyección de agua sobre la producción acumulada de agua y petróleo para el caso 3.



*AIA: Agua inyectada acumulada
 *APA: Aceite producido acumulado

Fuente: Tomada de Hamadouche, Sonatrach, y Tiab. "Simulation Study of Waterflooding Performance Using Horizontal Wells in Heterogeneous Reservoirs, HMD Field Algeria". SPE 108615. 2007.

3. ANALISIS DE SENSIBILIDAD CASO BASE DE SIMULACION PARA APLICACIÓN DE POZOS HORIZONTALES

La simulación de yacimientos se puede definir como un proceso de elaboración y operación de un modelo físico o matemático, que permitirá representar diversos escenarios, características y propiedades de un yacimiento de hidrocarburos, con el propósito de evaluar el comportamiento de este durante un determinado esquema de producción, conjuntamente permite analizar la interacción de diversas variables involucradas en cada proceso de estudio, ya sea durante la producción primaria así como también en recuperación secundaria y recobro mejorado.

De esta forma la simulación se ha constituido en una de las herramientas fundamentales para la industria petrolera, e indispensable en cualquier estudio de factibilidad técnica en un yacimiento, permitiendo optimizar los procesos de recuperación, disminuyendo costos operativos. Sus beneficios se extienden a diversas aplicaciones de diferentes escalas como: pozos, campos enteros, y pruebas de laboratorio.

En el presente trabajo, se empleara la simulación numérica para evaluar el comportamiento de diversos parámetros, ya sean operacionales, geométricos, de flujo y medio poroso de un modelo de yacimiento, sometido a un proceso de inyección de agua empleando pozos horizontales, y de esta forma determinar la configuración más adecuada, en la cual los parámetros evaluado permitan obtener altos factores de recobro con moderadas tasas de producción de agua.

Para un adecuado desarrollo del presente estudio de simulación se divido en dos partes: La primera es la construcción de un modelo de simulación, en la cual se

definen todas las variables y propiedades, la segunda está enfocada al análisis de las principales variables que intervienen en el proceso.

3.1. CONSTRUCCION DEL MODELO DE SIMULACION

La elaboración de un modelo de simulación requiere diferentes etapas, entre las cuales se encuentran: selección de propiedades petrofísicas, propiedades del fluido, geometría del modelo, restricciones operacionales de los pozos etc., con el fin de representar una porción de un yacimiento homogéneo que permita evaluar los principales fenómenos que se generan durante aplicación de pozos horizontales en la inyección de agua. Elaborado el modelo de simulación se procede a realizar corridas preliminares, para de verificar el desempeño de éste y así, corregir posibles errores de convergencia y consistencia.

3.1.1. Selección del Software de Simulación. En esta etapa es necesario elegir un software de simulación que permita cumplir con los objetivos planteados, los cuales están basados en el análisis de sensibilidad de las diferentes variables involucradas en la inyección de agua, empleando pozos horizontales, primero para un modelo base donde se evaluarán parámetros tales como: Tasa de inyección, configuración de pozos, relación de permeabilidades, espesor del intervalo productor, viscosidad del aceite, área del modelo entre otros y posteriormente se analizará cual sería el impacto al aplicar dicha técnica en una porción con características y propiedades de un yacimiento colombiano. Este software además debe proyectar resultados confiables y representativos.

De acuerdo a los requerimientos mencionados anteriormente, se seleccionó el simulador IMEX 2007.10 (IMplicit EXplicit Black Oil Simulator) del grupo CMG (COMPUTER MODELLING GRUP).

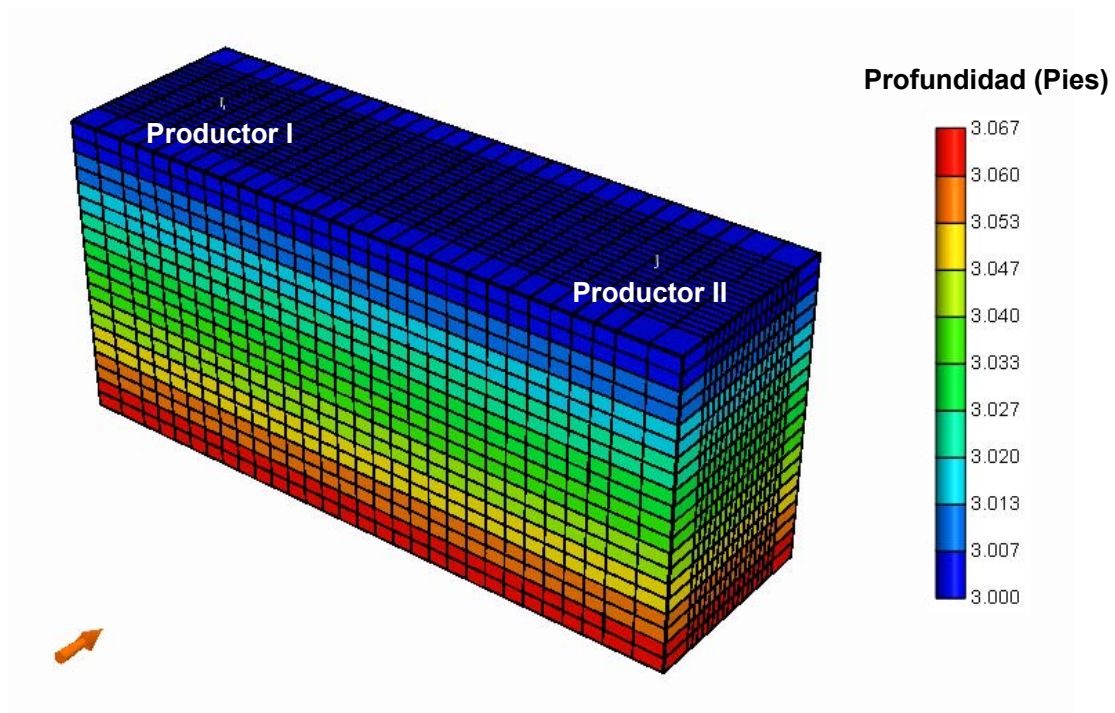
Esta herramienta permite simular las condiciones presentes en un proceso de desplazamiento inmiscible y pseudo-miscibles tales como: inyección de agua, inyección de polímero, inyección de gas, inyección de solvente y procesos WAG. Además, permite la construcción de pozos tanto verticales como horizontales y laterales.

Entre las principales ventajas que presenta esta herramienta se encuentra la posibilidad de trabajar con diferentes geometrías de enmallado con profundidad y espesor variable, además de permitir la generación de datos PVT y curvas de permeabilidad relativa usando diferentes correlaciones.

3.1.2. Dimensiones del modelo de simulación. El modelo de simulación representa un segmento del yacimiento (ver figuras 34, 35 y 36) cuyas dimensiones se presentan en la tabla 8.

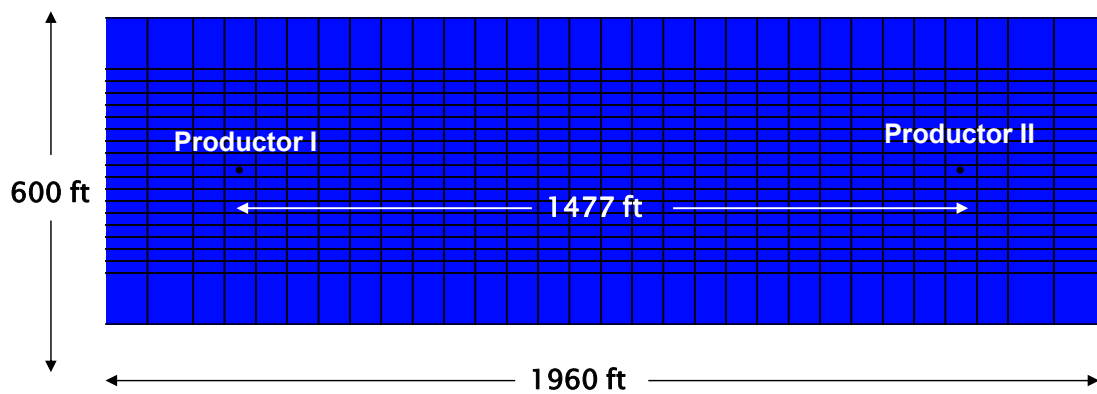
En este modelo inicialmente se representa la producción primaria con dos pozos productores verticales, (ver figura 34), posteriormente se hará un análisis de sensibilidad con la aplicación de inyección de agua con un pozo vertical inyector y un productor horizontal, o el denominado TTHW (ver figura 10) , esto correspondiente a un arreglo lineal, finalizando este estudio del caso base se procederá a analizar el comportamiento de la inyección de agua empleando pozos horizontales en una configuración en tres dimensiones.

Figura 34. Enmallado de simulación. Vista 3D.



Fuente: Simulador IMEX-CMG.

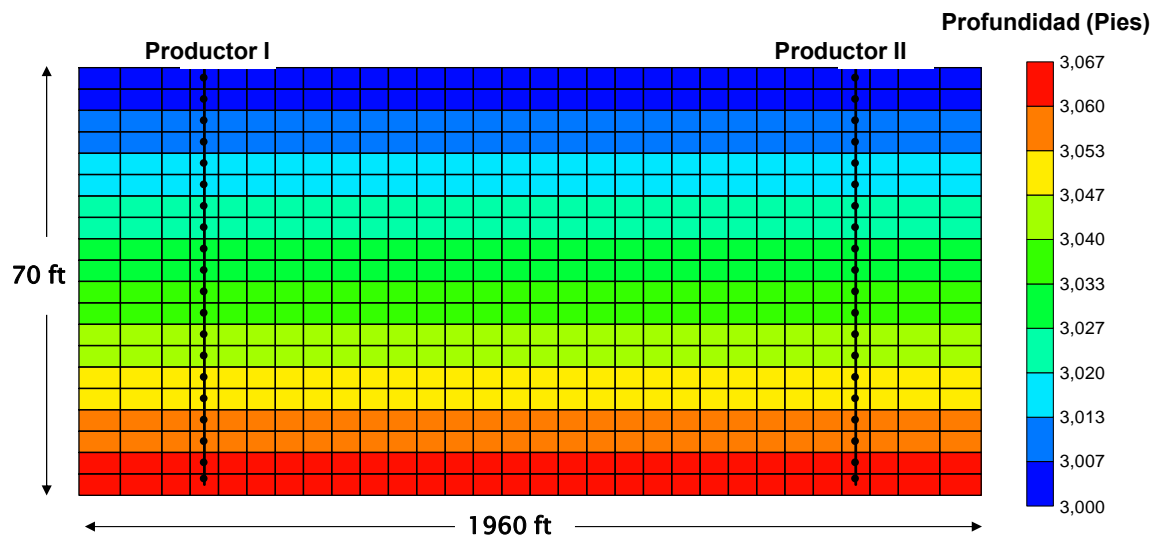
Figura 35. Enmallado de simulación. Vista Superior.



Fuente: Simulador IMEX-CMG.

Para la elaboración de este modelo se empleo un enmallado de coordenadas cartesianas; este es un sistema simple, reducido y a que a su vez permite obtener resultados confiables, conjuntamente sobre este puede realizar un refinamiento o un agrupamiento de celdas, esto si se requiere de mayor resolución en una zona especifica del modelo. La principal desventaja que presenta este tipo de enmallado se debe a la rigidez que presenta en cuanto a la geometría del modelo.

Figura 36. Enmallado de simulación. Vista Lateral.



Fuente: Simulador IMEX-CMG.

El enmallado del modelo base presenta un refinamiento local en la zona central del yacimiento (ver figuras 35 y 36), creando una mayor resolución en zonas cercanas a los pozos y en donde se lleva a cabo el desplazamiento de agua desde la base hacia el pozo horizontal, excluyendo de este refinamiento las zonas correspondientes a los límites del modelo. Los colores presentados en la figura 34 y 36 hacen referencia a una escala de profundidad.

Tabla 8. Dimensiones del modelo.

Característica	Descripción
Tipo de arreglo	Lineal
Espesor	70 pies
Angulo de buzamiento	0
Celdas en I	30
Celdas en J	19
Celdas en K	20
Longitud celdas en I	2*90.05 pies, 26*61.53 pies, 2*90.05 pies
Longitud celdas en J	1*100pies, 17*23.52pies, 1*100 pies
Longitud celdas en K	20*3.5 pies
Tiempo de Simulación	298 segundos
Área del modelo	27 Acres
Volumen neto	82328400 pies ³

La elección de este enmallado y su refinamiento local se establecieron luego de haber realizado un análisis de sensibilidad para determinar el número de celdas en X, Y Z, que permitirán trabajar con tiempos de cómputo bajos, pero asimismo con alta estabilidad del modelo y con resultados confiables y representativos.

3.1.3. Selección de datos del modelo base de simulación. Estos datos correspondientes a variables del medio poroso, del fluido y condiciones operacionales, fueron seleccionados teniendo en cuenta:

- Los criterios de screening para el TTHW presentados en el primer capítulo.
- Las diferentes experiencias realizadas en esta tecnología tanto en simulación como en procesos físicos escalados, presentadas en el capítulo anterior.

- Datos coherentes y representativos de un yacimiento promedio; el cual contiene aceite negro de moderada viscosidad.

3.1.4. Propiedades del medio poroso. En la tabla 9 se presentan propiedades del medio poroso tales como: porosidad, permeabilidades, y compresibilidad de la formación.

La selección de los valores de permeabilidad en este tipo de procesos es un factor determinante, según la literatura y las diferentes experiencias realizadas, se requieren valores altos en permeabilidad vertical, con una alta relación de permeabilidades, con el fin de que el agua inyectada pueda desplazarse desde la base hasta el tope de la formación, en donde se encuentra ubicado el pozo horizontal. Sin embargo, se realizó un análisis de sensibilidad de permeabilidades para analizar más a fondo este fenómeno. Estos resultados se presentan en subcapítulos posteriores.

Tabla 9. Propiedades básicas del medio poroso.

Característica	Descripción
Porosidad	25 %
Permeabilidad en I	500 mD
Permeabilidad en J	500 mD
Permeabilidad en K	200 mD
Profundidad	3000 pies

3.1.5. Propiedades de los Fluidos. Es necesario determinar las características de los fluidos involucrados en el proceso, en este caso agua y aceite, donde las propiedades del agua seleccionadas son generalmente empleadas en simulación numérica para este tipo de proceso (ver tabla 10).

Tabla 10. Propiedades del agua.

Característica	Descripción
Factor volumétrico de formación del agua (B_w)	1
Viscosidad	1 cp
Densidad	61.63 lbs/pies ³

El aceite es un fluido que depende de variables como presión, volumen y temperatura, y teniendo en cuenta, que en un proceso de inyección de agua se puedan llegar a alterar de una u otra forma, es necesario crear una tabla PVT que pueda representar el comportamiento de este crudo durante las etapas de producción primaria y secundaria.

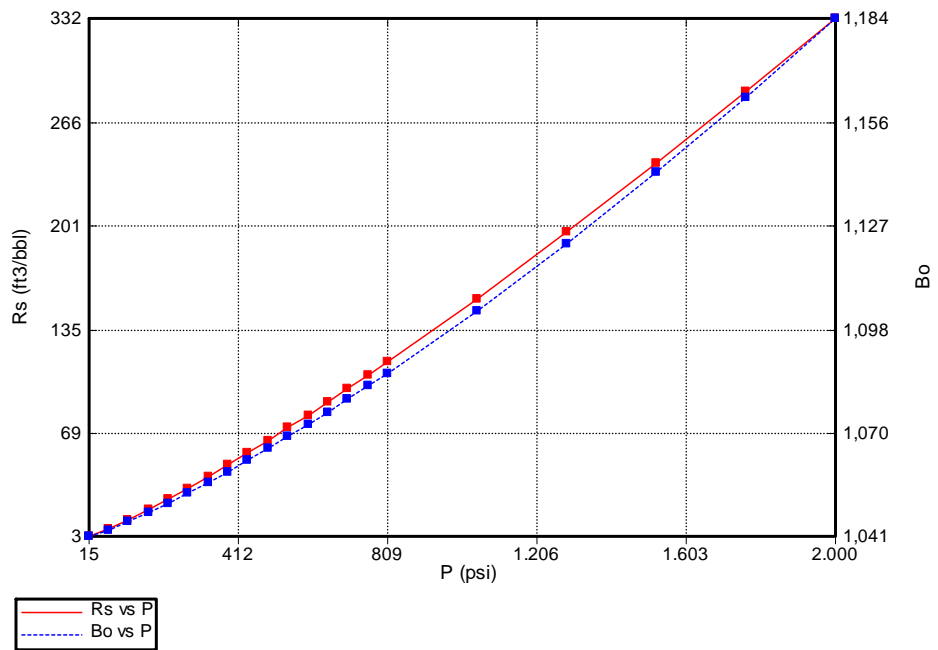
En la tabla 11 se presentan los datos requeridos por el simulador IMEX – CMG para generar la tabla PVT representativa de dicho fluido.

Creada la tabla PVT el simulador también genera curvas tales como: gas en solución y factor volumétrico del aceite (ver figura 37) las cuales permiten observar el comportamiento del fluido a diferentes presiones.

Tabla 11. Datos iniciales para la generación de la tabla PVT.

Característica	Descripción
Presión inicial del modelo	2000 psi
Temperatura inicial del modelo	125 °F
Presión de burbuja	811 psi
°API	26
Viscosidad	21 cp

Figura 37. Gas en solución y factor volumétrico de la formación.



Fuente: Simulador IMEX-CMG.

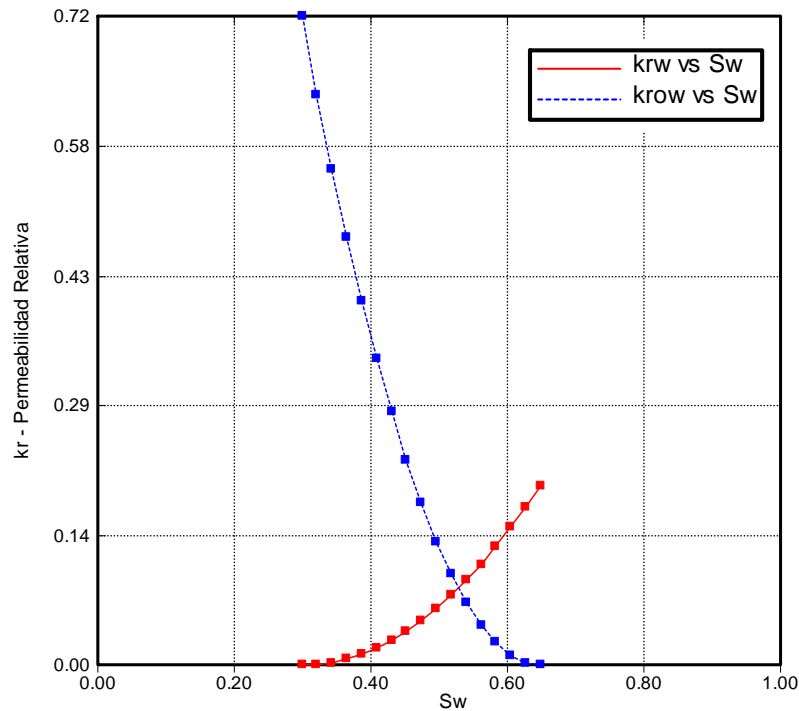
3.1.6. Propiedades de Flujo. El simulador permite desarrollar una grafica de permeabilidades relativas similar a la presentada en la figura 38, a partir de los end points requeridos en la correlación de Hirasaki (ver tabla 12).

Tabla 12. End Points de las curvas de permeabilidad relativa.

Característica	Descripción
Saturación de agua inicial (S_{wi})	0.3
Saturación de agua crítica (S_{wcrit})	0.3
Saturación de aceite inicial (S_{oi})	0.7
Saturación de aceite irreducible (S_{or})	0.35
Saturación de aceite residual (S_{oR})	0.35
Permeabilidad relativa del aceite a saturación de agua crítica (K_{rocw})	0.72
Permeabilidad relativa del agua a saturación de aceite irreducible (K_{rwi})	0.15
Exponente para la curva de permeabilidad relativa al aceite (K_{rwi})	2
Exponente para la curva de permeabilidad relativa al agua (K_{rwi})	2

Para construir el modelo de simulación, es necesario tener en cuenta que en este tipo de procesos no es conveniente que exista saturación de gas inicial, pues afectaría la respuesta de la inyección de agua, además de la ubicación del pozo horizontal en caso de un yacimiento con capa de gas.

Figura 38. Curva de permeabilidades relativas.



Fuente: Simulador IMEX-CMG.

3.1.7. Condiciones operacionales de los pozos. Construida la curva de permeabilidades relativas, se procede a definir las restricciones operacionales de los pozos tales como tasa de producción de aceite, tasa de inyección de agua y presiones de fondo, las cuales son factores determinantes en la simulación del proceso (ver tabla 13).

Las diferentes restricciones empleadas fueron seleccionadas de acuerdo a un análisis de sensibilidad en el que se evaluó el factor de recobro y la cantidad de agua producida, con el fin de determinar valores óptimos y acordes para la etapa de producción primaria en el caso de los productores verticales, y para el TTHW en el caso del inyector vertical y el productor horizontal.

Tabla 13. Condiciones de operación de los pozos.

Característica	Valor
Presión de fondo mínima - pozos productores (BHP)	500 psi
Tasa de producción de aceite máxima – Pozo vertical (STO)	700 Bls
Presión de fondo máxima - pozo inyector vertical (BHP)	Dependiente de la tasa de inyección
Tasa de producción de aceite máxima-Pozo horizontal (STO)	1400 Bls
Tasa de inyección máxima-Pozo vertical (STW)	700 Bls

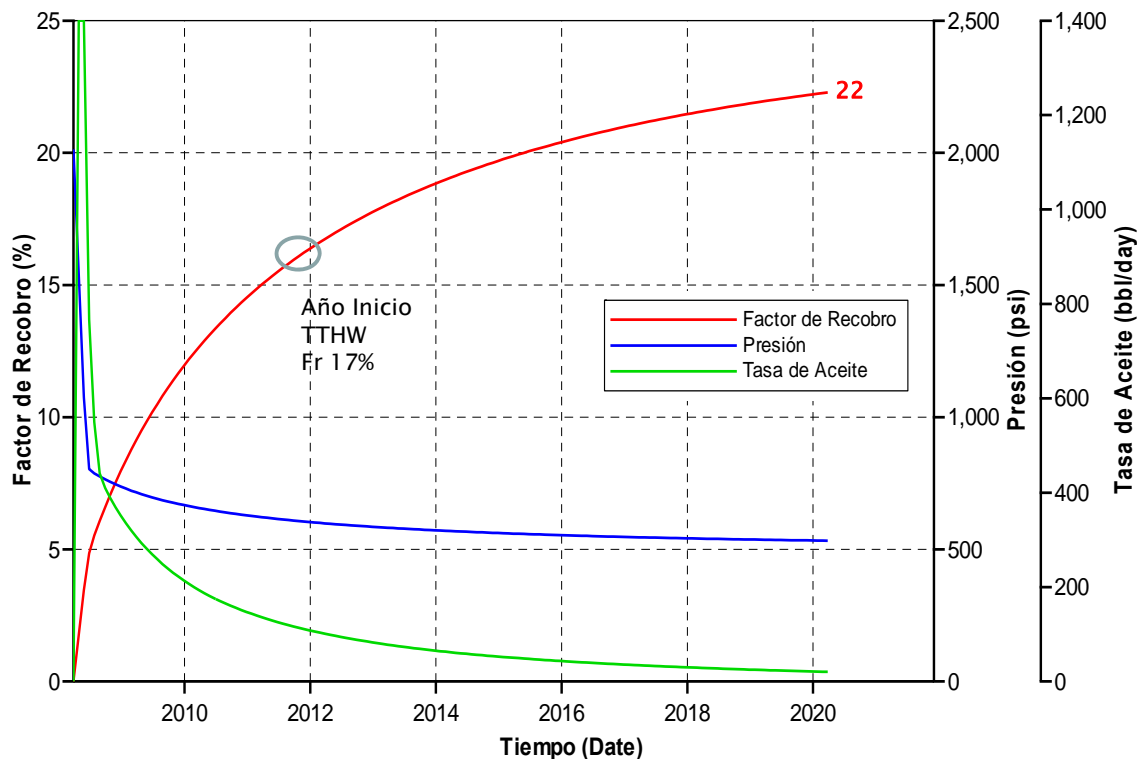
La selección de la tasa de producción de aceite es un factor de suma importancia, ya que un pozo horizontal tiene la capacidad de producir de 2 a 3 veces más que un pozo productor vertical, razón por la cual se evaluó esta variable en cuanto al factor de recobro (ver figura 39) para analizar el efecto que esta tiene en la simulación del modelo, donde los resultados obtenidos sugieren que el pozo horizontal del modelo base tiene una capacidad de producción de el doble del pozo vertical.

3.1.8. Resultados y comportamiento del modelo base en la producción primaria. Una vez definidas las variables del modelo base, el simulador se encuentra habilitado para efectuar las primeras corridas, en las cuales se representara la etapa primaria del modelo, además se comprobara si los datos y propiedades seleccionadas para el modelo; arrojan valores coherentes y representativos de una yacimiento de similares características.

Para la producción primaria del modelo base se emplearon dos pozos verticales en forma lineal, con una distancia entre ellos de 1477, como se puede ver en la figuras 34, 35 y 36.

En la figura 39 se puede apreciar el comportamiento del factor de recobro, la presión y la tasa de aceite para el modelo durante la producción primaria, originada gracias a las variables, propiedades y características del modelo anteriormente establecidas.

Figura 39. Factor de recobro, presión, y tasa de aceite durante la etapa primaria del modelo.



Fuente: Simulador IMEX-CMG.

Como resultado se observa un grafica de factor de recobro representativa de un yacimiento de aceite negro con un mecanismo de producción natural de gas en solución, en la cual a los cuatro años de haber iniciado la producción se ha

recuperado el 17% de la cantidad original de aceite del modelo base, año en el cual sería factible implementar el TTHW.

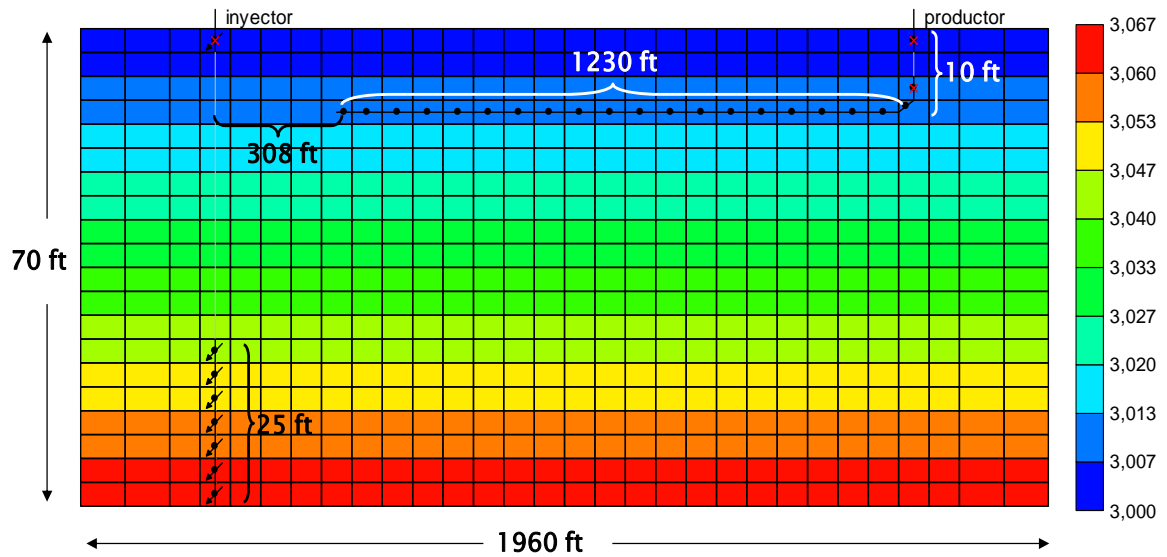
En cuanto a la presión y la tasa de producción de aceite se observa un descenso acelerado de estas, hasta llegar al punto de burbuja, posteriormente las curvas tienden a mantenerse estables con una menor declinación.

3.2. ANALISIS DE SENSIBILIDAD DE VARIABLES EN PROCESOS DE INYECCION DE AGUA APLICANDO POZOS HORIZONTALES

Una vez establecido el caso base de simulación, es posible llevar a cabo el estudio de sensibilidad, para tal caso se ha dividido en tres partes dicho análisis: la primera parte corresponde a un análisis de sensibilidad para una configuración de pozos en forma lineal, posteriormente se estudiará el comportamiento de dicho proceso en diversas configuraciones en 3D, por último se realizará una modificación en el modelo base para convertirlo en un modelo heterogéneo en el cual se evalúa el efecto de la variación de la permeabilidad vertical en la inyección de agua mediante pozos horizontales.

3.2.1. Configuración Lineal del TTHW. La configuración seleccionada se presenta en la figura 40; en ésta se dan a conocer las dimensiones establecidas inicialmente para la configuración lineal del TTHW

Figura 40. Vista lateral de la configuración inicial del TTHW.

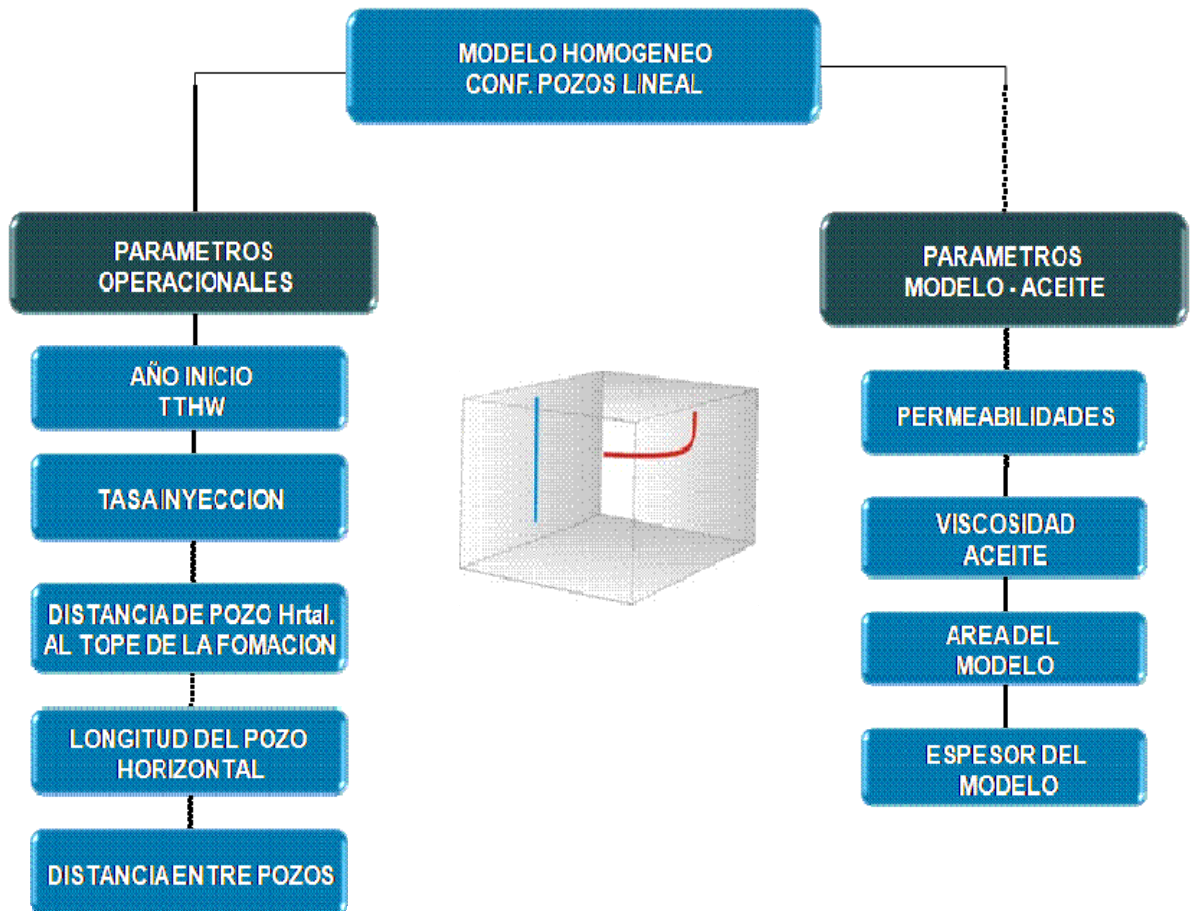


Variables como distancia del pozo productor horizontal al tope de la formación, distancia entre pozos y longitud del pozo horizontal son analizadas posteriormente para determinar la manera en que afectan el proceso.

Para el estudio de esta configuración desarrollada en el modelo base se decidió dividirla en dos partes: análisis de sensibilidad de parámetros operacionales, y análisis de sensibilidad de variables relacionadas con el modelo y el fluido (ver figura 41). A continuación se presentan las diferentes variables estudiadas para una configuración de pozos lineal en el modelo base homogéneo.

Para el estudio de las diferentes variables se generaron y evaluaron graficas tales como: factor de recobro, cortes de agua, relación agua – aceite (RAP), presión y tasas de producción, con el fin de estudiar en más detalle, dependiendo de la complejidad e interacción de la variable con el proceso, en este caso TTHW en un arreglo lineal de los dos pozos.

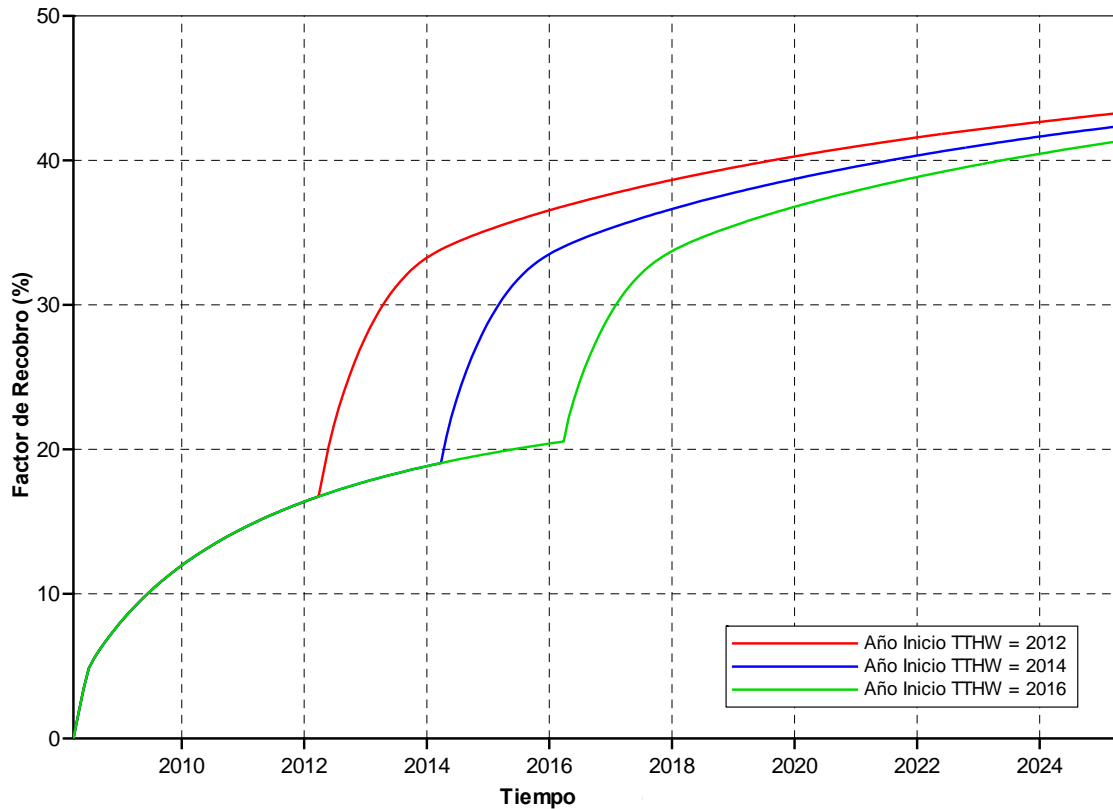
Figura 41. Parámetros en los cuales se realizó análisis de sensibilidad en configuración lineal del modelo base.



3.2.1.1. Análisis de sensibilidad para el año de implementación del TTHW.

Es de vital importancia seleccionar el año en el cual se aplicará el TTHW, para este fin se evaluaron el factor de recobro, la presión, la tasa de aceite producido por día, los cortes de agua a diferentes años, tal como se puede apreciar en la figura 42.

Figura 42. Factor de recobro para diferentes años de inicio del TTHW.



Fuente: Simulador IMEX-CMG.

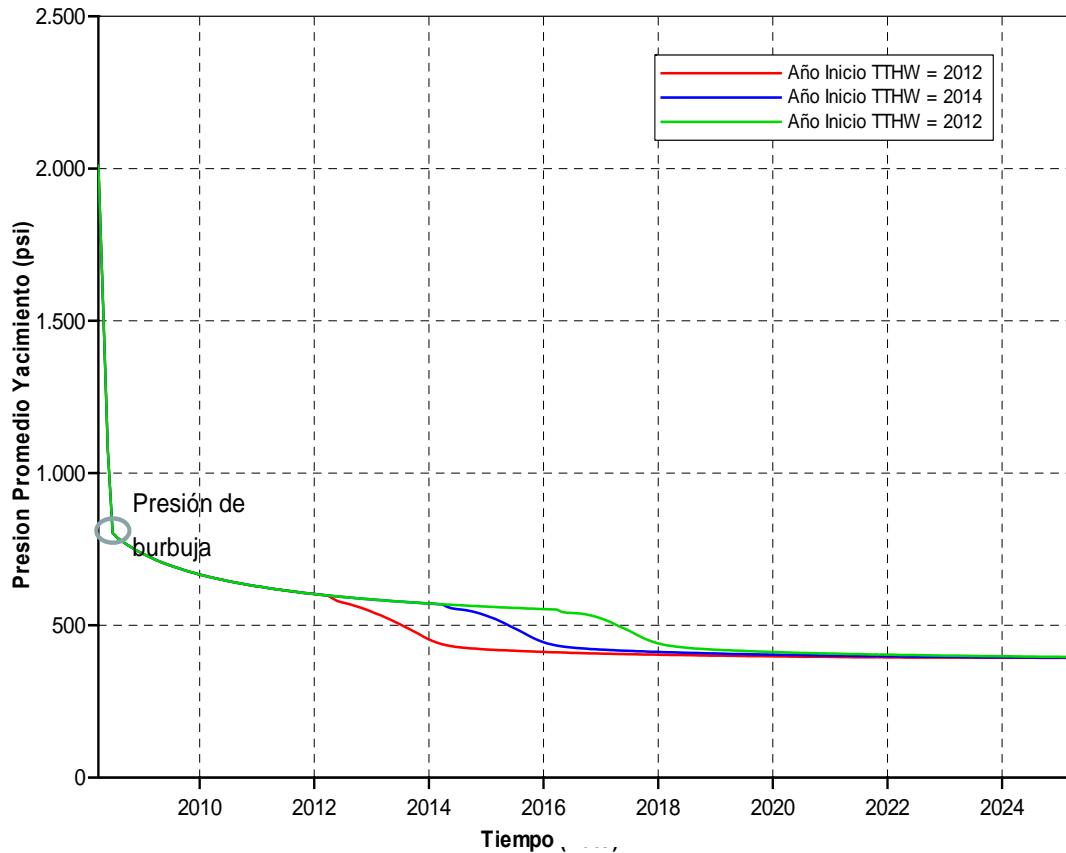
Como se observa en figura anterior, entre más temprano se implemente el TTHW, se va a recuperar el crudo de una forma más rápida y en mayor cantidad.

Teniendo en cuenta los precios actuales del petróleo, resulta conveniente iniciar dicha técnica una vez hayan transcurrido apenas cuatro años de producción primaria y de esta forma obtener dividendos en menor tiempo.

En cuanto al comportamiento de la presión promedio del yacimiento, se observa que durante la etapa primaria la presión ya a caída por debajo del punto de burbuja (ver figura 43), además, una vez implementado el TTHW la presión decae

aún más debido al drenaje producido por el pozo horizontal atravesando la formación.

Figura 43. Presión de yacimiento para diferentes años de inicio del TTHW.

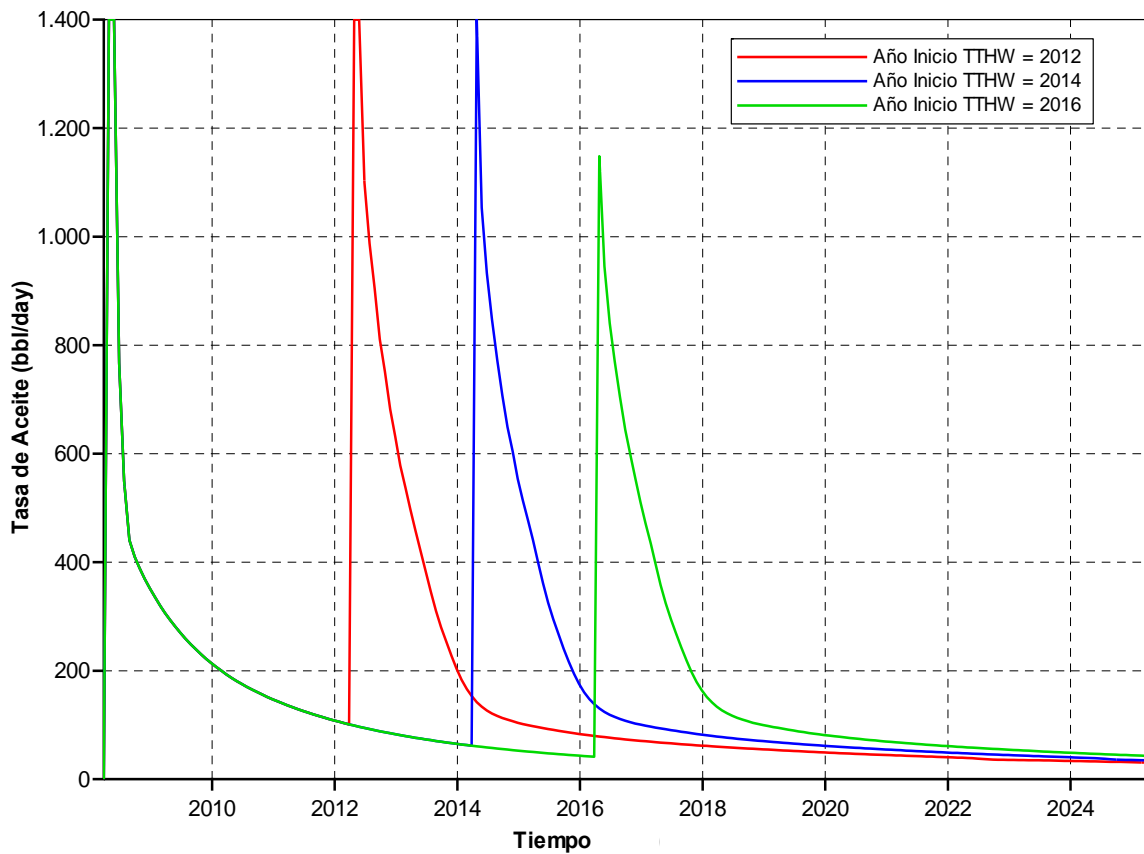


Fuente: Simulador IMEX-CMG.

Por otra parte, en este tipo de procesos se obtienen rápidas rupturas del agua (ver figura 45), lo cual no permite mantener la presión para estas condiciones del modelo, con una tasa de inyección de 700 barriles de agua por día.

A pesar de que la presión ha decaído por debajo del punto de burbuja, en la figura 44 se puede observar que la respuesta en la producción de aceite es inmediata, y no se ve afectada por la saturación de gas presente en el modelo a los diferentes años de implementación del TTHW.

Figura 44. Tasa de aceite producido por día para diferentes años de inicio del TTHW.

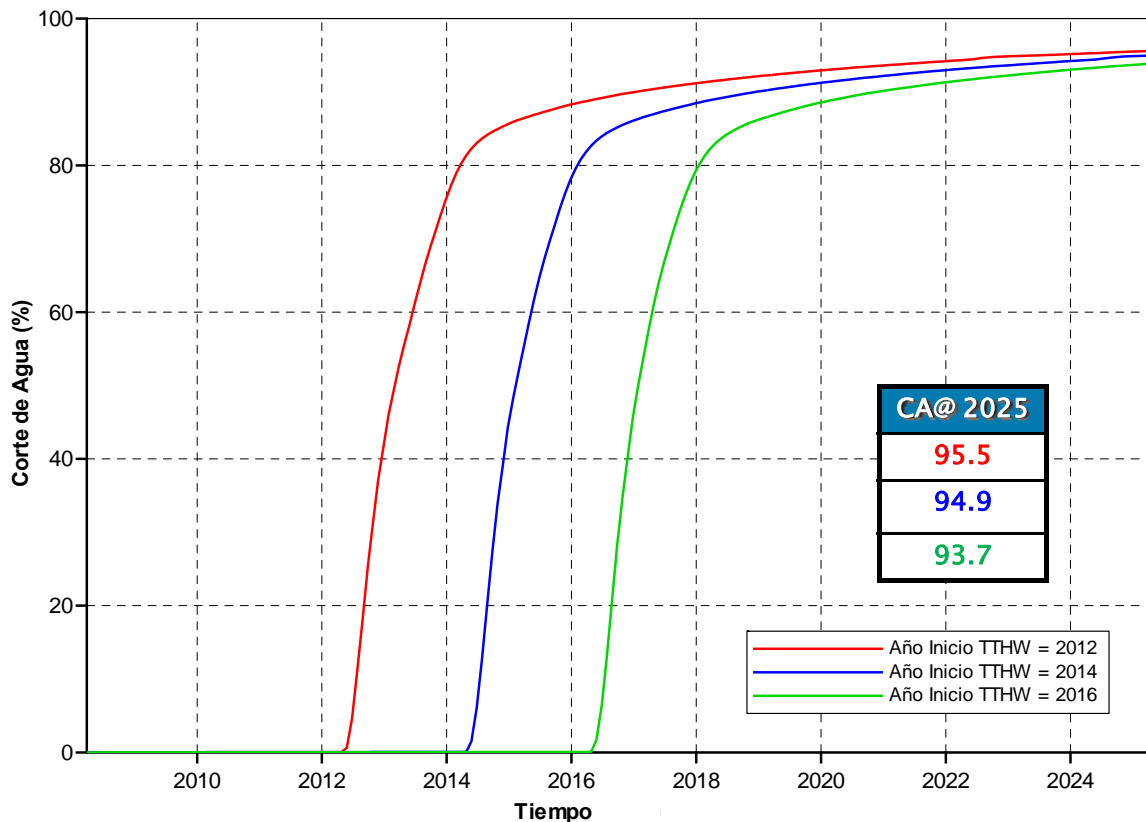


Fuente: Simulador IMEX-CMG.

Entre más temprano se inicie la inyección de agua (ver figura 44), se obtiene un mayor pico de producción de aceite, como es el caso de la curva de color rojo, la cual corresponde a un inicio de inyección de agua en el año 2012, cuatro años después de iniciar la producción primaria.

En la figura 45 se puede apreciar que en este tipo de procesos, independientemente del año de inyección los tiempos de ruptura son muy tempranos, debido a la corta distancia que hay entre el pozo inyector y el productor horizontal y añadiendo que es un crudo de baja viscosidad (21 cp) es de esperarse este resultado en cuanto a la irrupción del agua en el pozo productor horizontal.

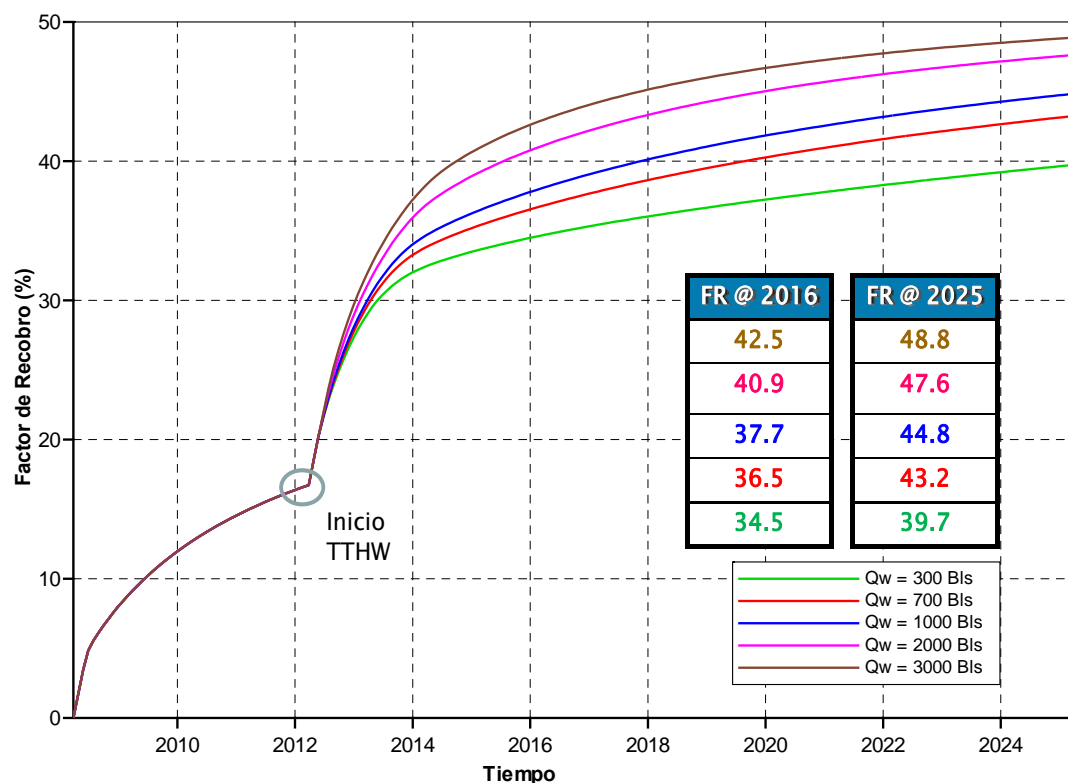
Figura 45. Cortes de agua para diferentes años de inicio del TTHW.



Fuente: Simulador IMEX-CMG.

3.2.1.2. Análisis de sensibilidad para la tasa de inyección de agua. Para llevar a cabo este análisis, se trabajo con tasas de inyección desde 300 a 3000 barriles de agua por día, evaluando el comportamiento de estas en cuanto al factor de recobro y la cantidad de agua producida en superficie.

Figura 46. Factor de recobro para diferentes tasas de inyección de agua.



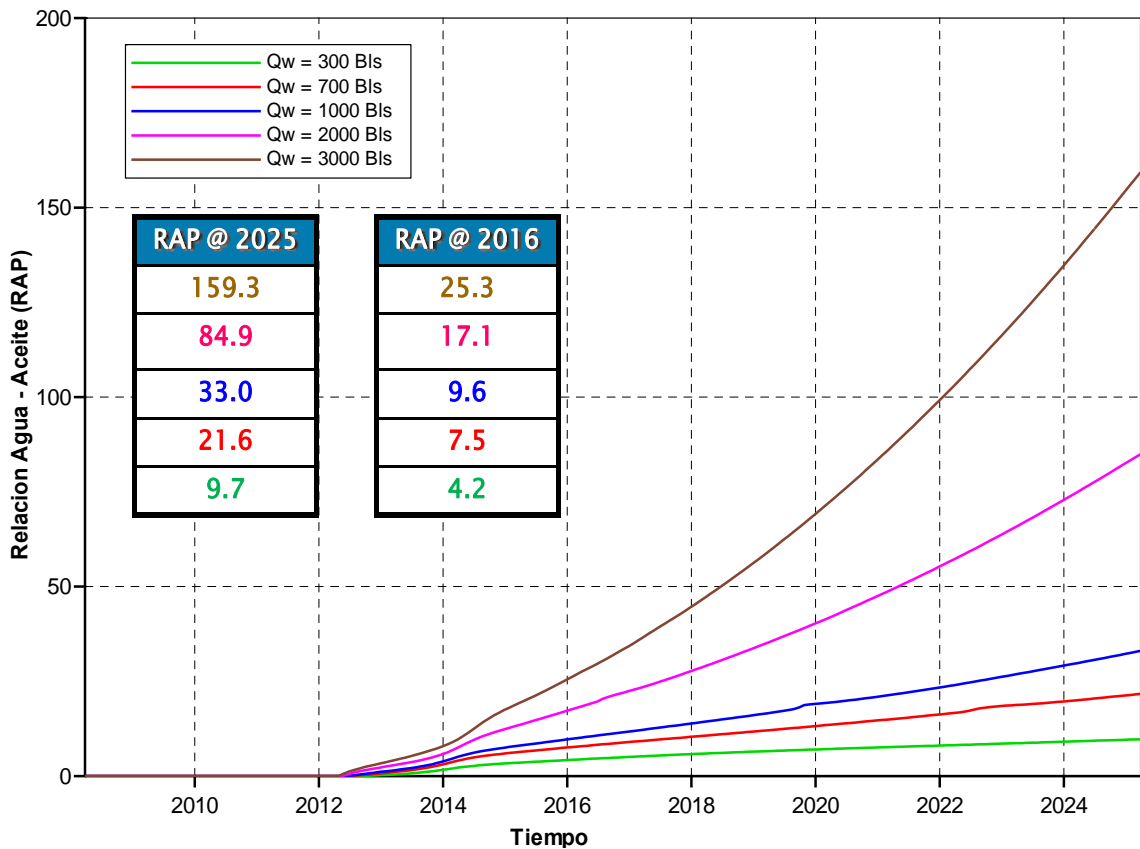
Fuente: Simulador IMEX-CMG.

La figura 46, correspondiente al factor de recobro para diferentes tasas, indica claramente un incremento de este a medida que aumenta la tasa de inyección de agua, tanto para el año 2016 como para el 2024 en el cual han transcurrido 13 años de inyección de agua, con un factor de recobro de 49.8 para una tasa de

agua de 3000 barriles por día, el cual es un valor que operacionalmente resultaría muy costoso llevar a cabo en este tipo de procesos, igualmente ocurre con tasas de 2000 y 1000 barriles de agua inyectada por día.

Para el caso de una tasa de 700 barriles por día, operacionalmente resulta factible llevarla a acabo, por otra parte se obtiene un notorio incremento en el factor de recobro apenas a los cuatro años de haber iniciado el TTHW con un valor de 37.7%, inclusive con tasas hasta de 300 barriles de agua por día se obtiene una considerable cantidad de crudo recuperado del modelo.

Figura 47. Relación agua - aceite para diferentes tasas de inyección de agua.



Fuente: Simulador IMEX-CMG.

Altos valores de relación agua petróleo se obtienen con tasas de 2000 y 3000 barriles de agua por día (ver figura 47), asimismo existe una gran diferencia en comparación con las tasas de 300, 700 y 1000 barriles por día, las cuales no tienden a aumentar considerablemente durante todo el proceso.

En la tabla 14 se presentan los resultados en cuanto factor de recobro, y relaciones agua aceite, obtenidos para las diferentes tasas. Se incluyo también los volúmenes porosos de agua inyectada y cortes de agua, para cuatro y trece años de haber iniciado el TTHW.

Tabla 14. Resultados del análisis de sensibilidad del modelo base para diferentes tasas de inyección de agua.

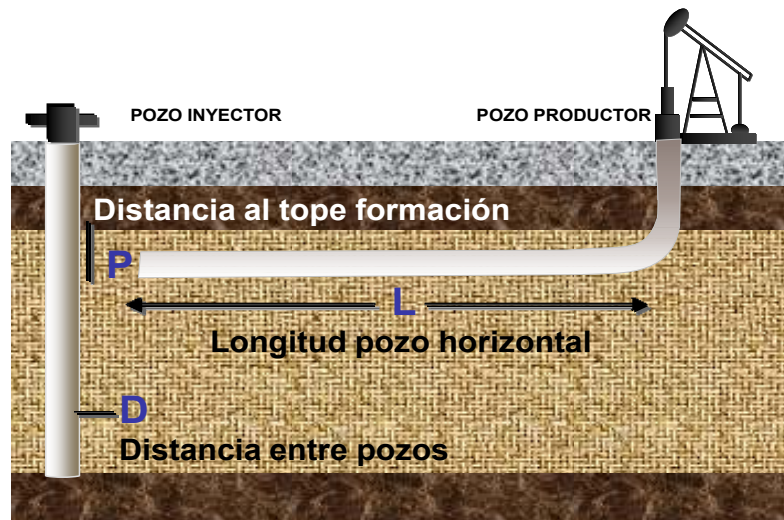
Q_w (Bls)	FR @ 2016 (%)	RAP @ 2016	CA @ 2016 (%)	VP_{iny}	FR @ 2025 (%)	RAP @ 2025	CA @ 2025 (%)	VP_{iny}
300	34.5	4.2	81.1	0.12	30.7	9.7	90.3	0.38
700	36.5	7.5	88.2	0.27	43.2	21.6	95.5	0.89
1000	37.7	9.6	90.6	0.39	44.8	33.0	97.6	1.27
2000	40.9	17.1	94.5	0.79	47.6	84.9	98.8	2.54
3000	42.5	25.3	96.2	1.17	48.8	159.3	99.3	3.81

A medida que se aumenta la tasa de inyección aumenta el factor de recobro, a su vez la cantidad de agua en superficie y los volúmenes porosos de agua inyectada, razón por la cual una tasa de 700 barriles de agua inyectada por día, es una tasa adecuada para el modelo base, puesto que se obtiene un adecuado factor de recobro (36.5%), con una cantidad de agua producida relativamente baja, comprada con las tasas de 1000, 2000 y 300 barriles de agua inyectada, las

cuales como se menciona anteriormente presentan mayores problemas operacionales y económicos.

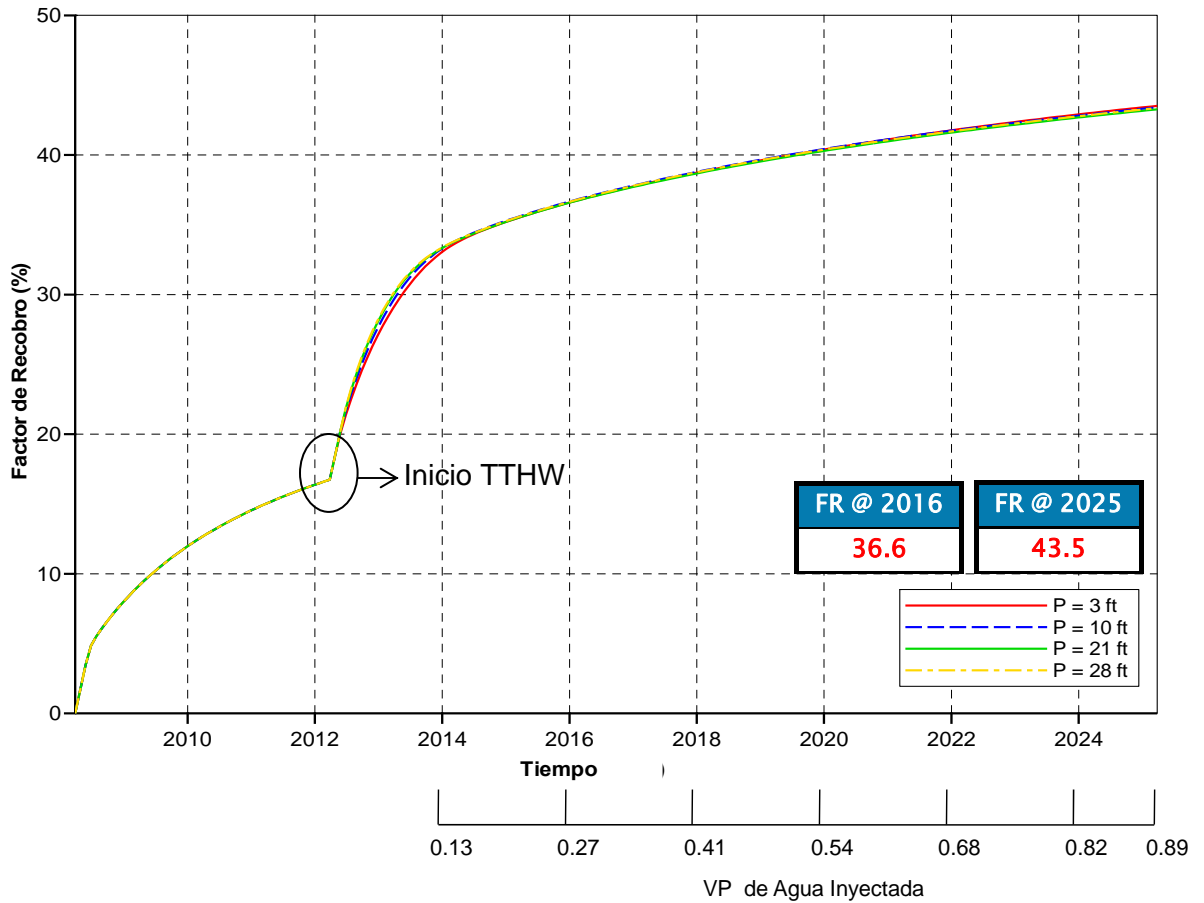
3.2.1.3. Análisis de sensibilidad para la distancia del pozo horizontal al tope de la formación. Esta distancia denominada P en la figura 48, se ha alterado en un rango de valores desde 3 pies hasta 28 pies con el fin de determinar la influencia que puede llegar a tener en el proceso, obteniendo los siguientes resultados.

Figura 48. Dimensiones de la configuración de pozos lineal en el TTHW.



Según los resultados obtenidos y presentados en la figura 49, la variación en cuanto al parámetro P no tiene un efecto significativo para el factor de recobro del modelo tanto a los 4 como 13 años de haberse iniciado el TTHW.

Figura 49. Factor de recobro para diferentes distancias del pozo horizontal con respecto al tope de la formación.

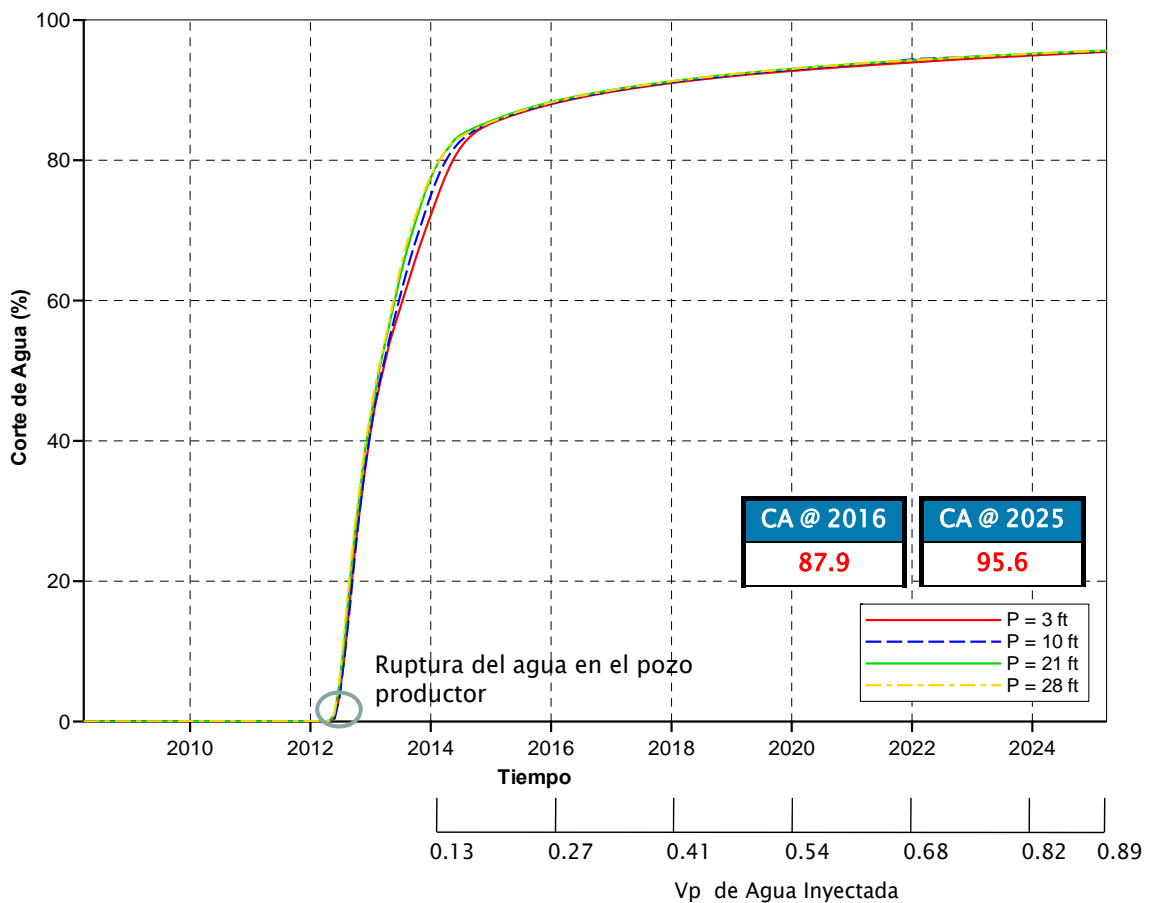


Fuente: Simulador IMEX-CMG.

La igualdad de los resultados en cuanto al factor de recobro se da gracias a factores tales como: el drenaje del pozo horizontal, a la moderada viscosidad del crudo, a la alta permeabilidad vertical y la segregación gravitacional de los fluidos, permitiendo de esta manera que el aceite ubicado en la parte superior al pozo productor horizontal sea drenado eficientemente.

Como se mencionó anteriormente, en este tipo de procesos (TTHW) se obtienen tiempos de ruptura tempranos, y para este caso específico (ver figura 50) se obtienen valores de ruptura alrededor de los 95 días después de haber iniciado el TTHW, al igual que con las curvas de factor de recobro no se obtiene una variación significativa, lo cual conlleva a concluir nuevamente, que la ubicación en profundidad del pozo horizontal no afecta el proceso, para un modelo base con las características presentadas anteriormente.

Figura 50. Cortes de agua para diferentes distancias del pozo horizontal con respecto al tope de la formación.



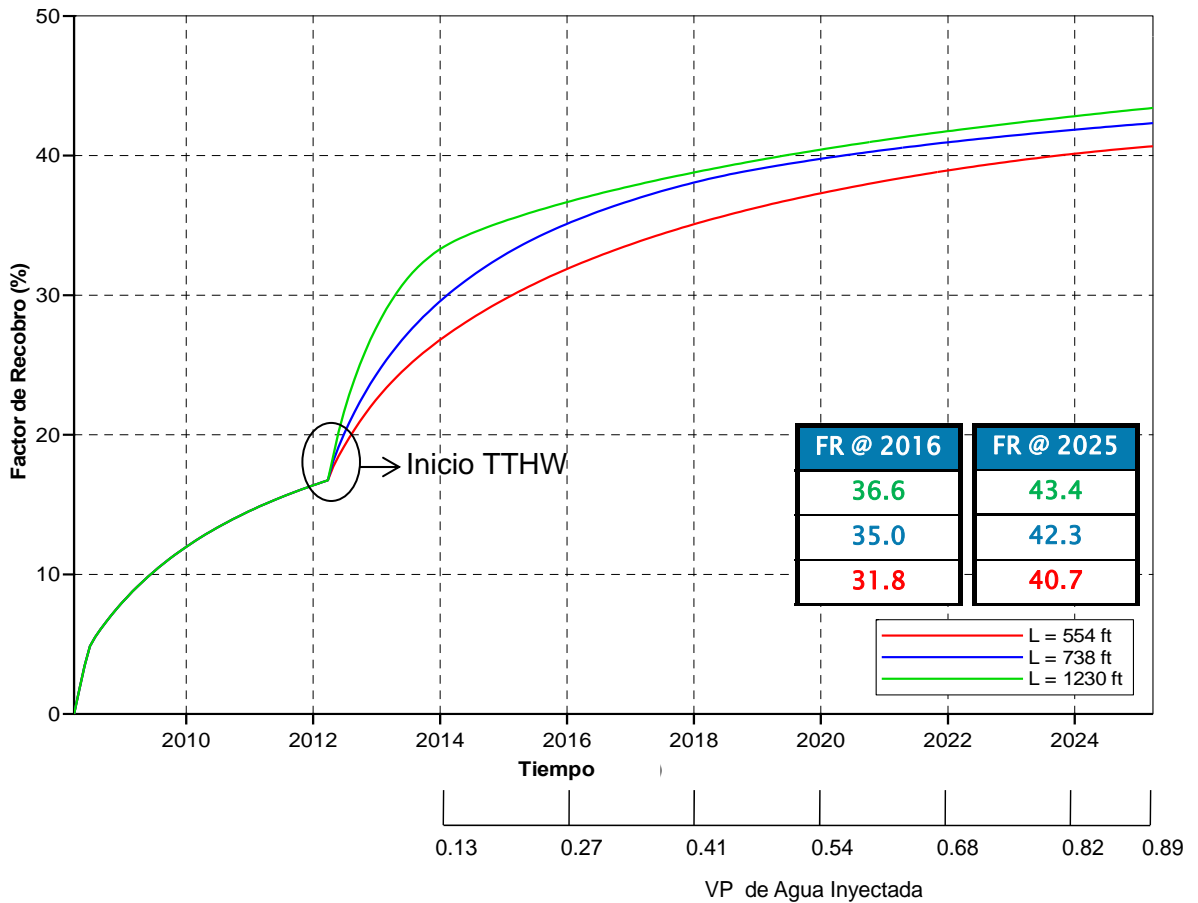
Fuente: Simulador IMEX-CMG.

Los valores de relación agua aceite, los cuales tampoco sufrieron cambios significativos y Volúmenes porosos inyectados se presentan en la tabla 14.

3.2.1.4. Análisis de sensibilidad para la longitud del pozo horizontal.

Corresponde a la distancia denominada L en la figura 48, la cual se modifico para un rango de valores desde entre 554 y 1230 pies de longitud. Obteniendo los siguientes resultados en cuanto al factor de recobro y agua producida.

Figura 51. Factor de recobro para diferentes longitudes del pozo horizontal.



Fuente: Simulador IMEX-CMG.

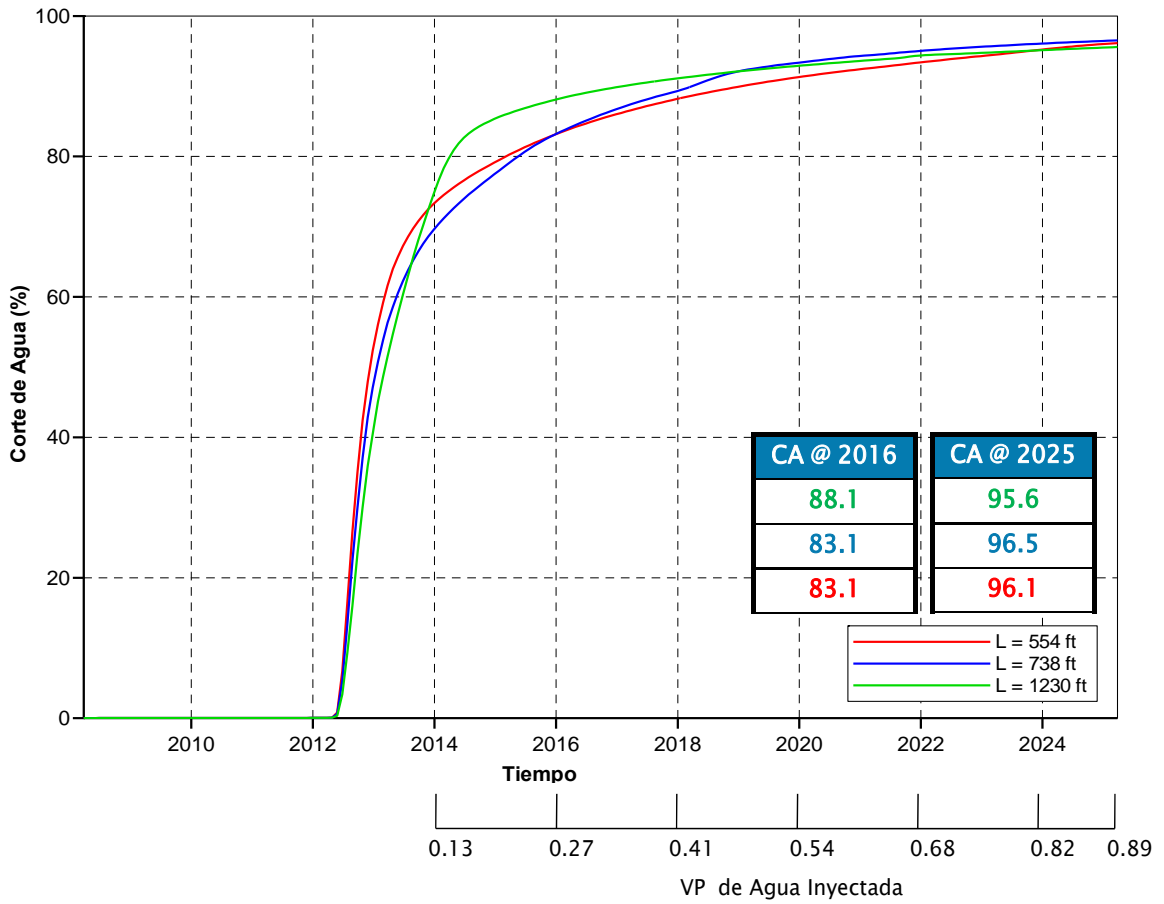
En la medida que se cuente con una mayor longitud del pozo horizontal productor, se drenara rápidamente el aceite contenido en el modelo base, situación que se hace más notoria en los cuatro primeros años (ver figura 51).

Posteriormente las curvas tienden a unirse cada vez más, indicando que se obtendrían similares factores de recobro después de cuatro años, exactamente entre las longitudes de 738 y 1230 pies, en las que existe una diferencia de alrededor de 500 pies, lo cual implicaría un mayor costo para el pozo de longitud 1230 pies, por tal razón un valor optimo para la longitud del TTHW en el modelo base corresponde a 738 pies.

En cuanto los cortes de agua se determino que existe un comportamiento variable, puesto que inicialmente en el pozo de mayor longitud al año 2016 se obtuvo un mayor corte de agua (ver figura 52), mientras que en el año 2024 el factor de recobro es levemente mayor para el pozo de 738 pies.

De igual forma, el pozo de 738 pies sigue siendo un valor adecuado para el modelo ya que en los cuatro primeros años se obtienen menores cortes de agua que el pozo de 1230 pies, el cual resultaría más costoso. Las relaciones agua petróleo y volúmenes porosos son presentadas en la tabla 15.

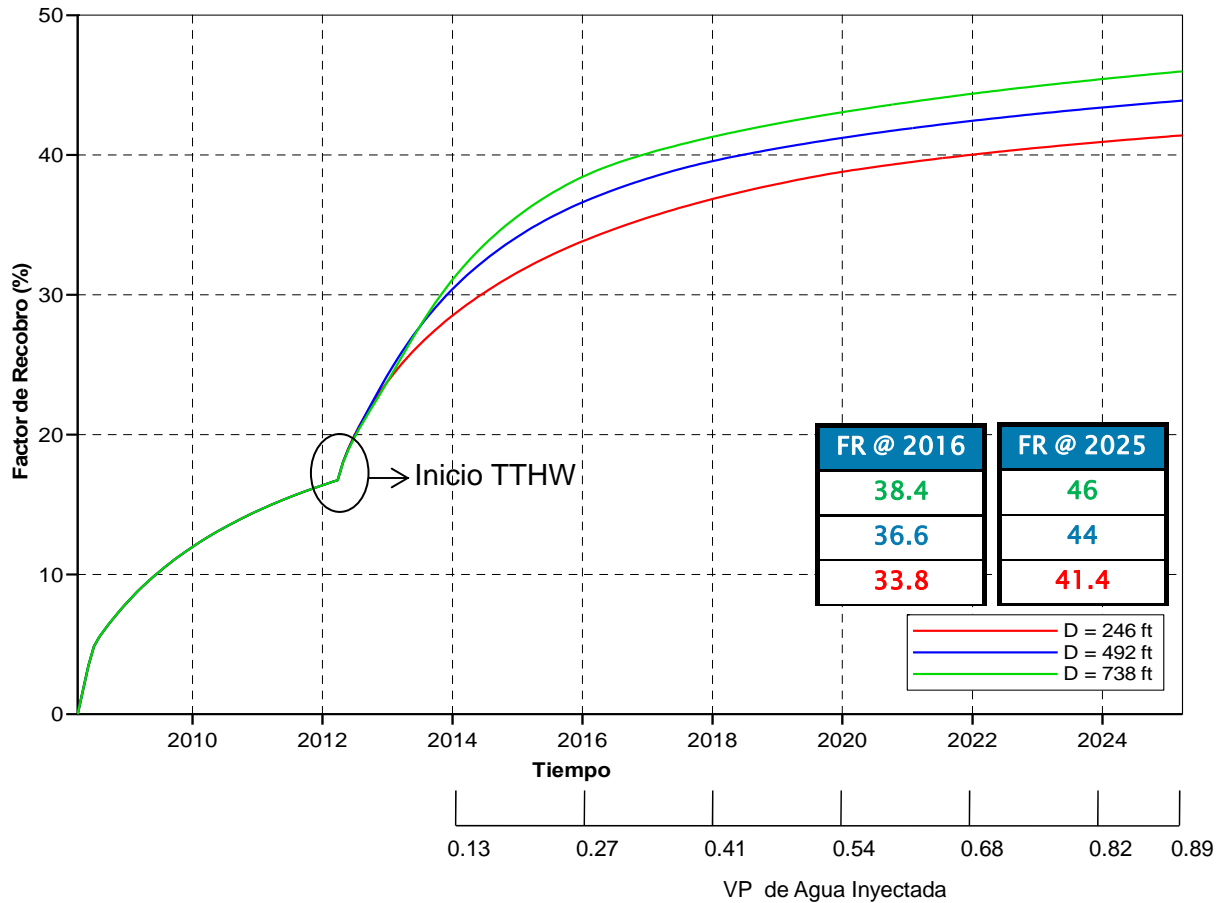
Figura 52. Corte de agua para diferentes longitudes del pozo horizontal.



Fuente: Simulador IMEX-CMG.

3.2.1.5. Análisis de sensibilidad para la distancia entre el pozo vertical inyector y el pozo horizontal productor. Esta distancia es denominada D en la figura 48; se realizó el respectivo análisis para valores entre un rango de 246 a 738 pies, obteniendo los siguientes resultados.

Figura 53. Factor de recobro para diferentes distancias entre el pozo vertical inyector y el pozo productor horizontal



Fuente: Simulador IMEX-CMG.

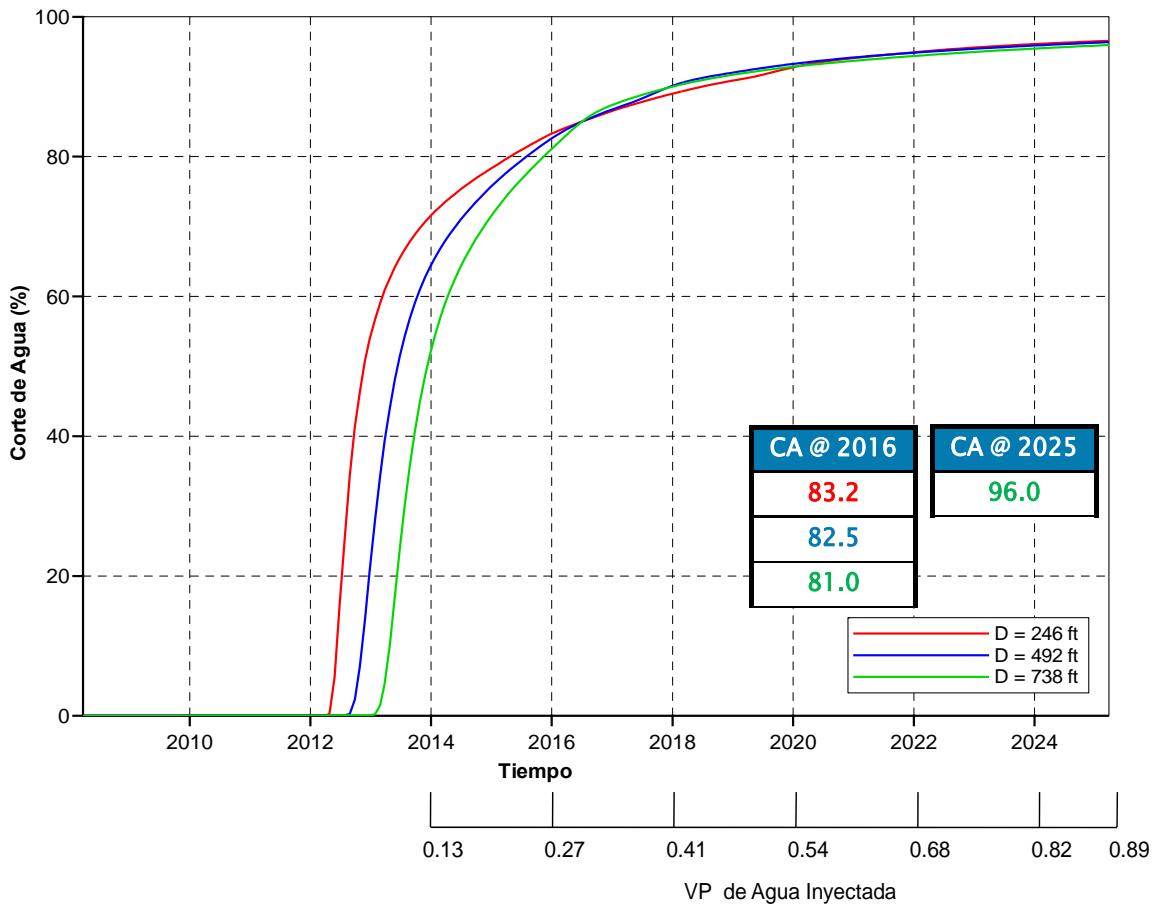
Al aumentar la distancia entre pozos se obtiene un mayor factor de recobro (ver figura 53) debido a que el agua irrumpe rápidamente cuando se tienen menor distancia entre los pozos, originando menor eficiencia de barrido volumétrica durante los primeros años.

Cabe aclarar que esta tendencia se presenta para estas dimensiones del modelo en las que no es posible seguir extendiendo esta distancia, se esperaría, que al

realizar la evaluación para valores mayores, en modelos más extensos se obtendrá un pico en el cual el factor de recobro empiece a disminuir puesto que mayores distancias afectarían la uniformidad del frente de barrido.

En cuanto al corte de agua de las diferentes distancias entre pozos, se observó que a una menor distancia, irrumpe más rápidamente el agua en el pozo productor, originando a su vez un aumento en la cantidad de agua producida durante los primeros cuatro años (ver figura 54).

Figura 54. Corte de agua para diferentes distancias entre el pozo vertical inyector y el pozo productor horizontal.



Fuente: Simulador IMEX-CMG.

Los resultados obtenidos para las diferentes distancias correspondientes a la configuración de pozos lineal en el TTHW, se presentan en una tabla de resultados (ver tabla 15) en la cual se puede observar el comportamiento de cada distancia (P, L y D, ver figura 48) con respecto al factor de recobro, relación agua aceite producida, cortes de agua y volúmenes porosos inyectados a cuatro y a trece años de haber implementado la inyección de agua.

Por medio de la tabla de resultados se analizó que distancias proporcionaron los mejores factores de recobro con moderas cantidades de agua producida, razón por la cual se eligieron los resultados resaltados en azul en la tabla 15.

Tabla 15. Resultados para las diferentes distancias relacionadas con la configuración de los pozos lineal en el TTHW:

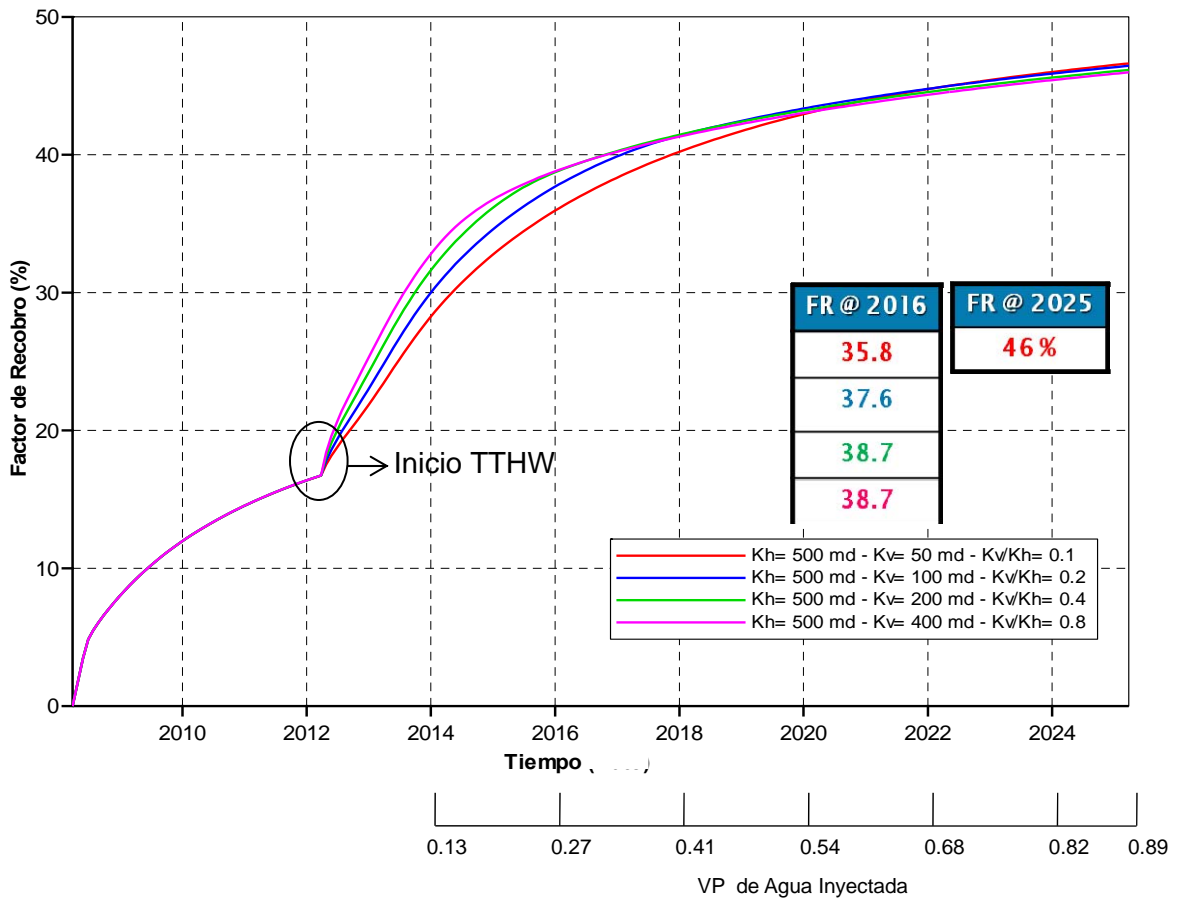
Configuración de pozos	Valor en pies	Fr @ 2016 (%)	RAP @ 2016	CA @ 2016 (%)	Fr @ 2025 (%)	RAP @ 2025	CA @ 2025 (%)
Profundidad (P)	3	36.6	7.3	87.9	43.5	20	95.6
	10	36.6	7.3	87.9	43.5	21.6	95.6
	21	36.6	7.5	87.9	43.5	22	95.6
	28	36.6	7.5	87.9	43.5	22	95.6
Longitud (L)	554	31.8	4.9	83.1	40.7	25	96.1
	738	35	4.9	83.1	42.3	27.9	96.5
	1230	36.6	7.4	88.1	43.4	21.5	95.6
Distancia entre pozos (D)	246	33.8	5	83.2	41.4	28	96
	492	36.6	4.7	82.5	44	27	96
	738	38.4	4.3	81	46	24	96
VPiny		0.27	0.27	0.27	0.89	0.89	0.89

3.2.1.6. Análisis de sensibilidad para las permeabilidades. Para llevar a cabo el análisis del efecto de la permeabilidad en el modelo o caso base, fue necesario dividir el estudio en tres partes:

- Permeabilidad horizontal (K_h) constante y permeabilidad vertical (K_v) variable.
- Permeabilidad vertical (K_v) constante y permeabilidad horizontal (K_h) variable.
- Relación de permeabilidades (K_v/K_h) constante.
- **Permeabilidad horizontal (K_h) constante y permeabilidad vertical (K_v) variable.** Para este caso se mantuvo constante la permeabilidad horizontal con un valor de 500 mD y a su vez se realizaron corridas para diferentes valores de permeabilidad vertical (50, 100, 200 y 400 mD), teniendo en cuenta que al aumentar la permeabilidad vertical, la relación de permeabilidades también aumenta generando cambios en las curvas de factor de recobro y corte de agua como se observa en las figuras 55 y 56.

Como se puede ver en la figura 55, un incremento en la permeabilidad vertical genera un aumento en el factor de recobro, es decir, es posible recuperar el aceite de forma más rápida. Lo anterior, debido a que un valor alto de permeabilidad vertical implicaría un mayor avance del frente de agua desde la base de la formación hacia el tope de la misma, generando un mejor barrido del petróleo en sitio.

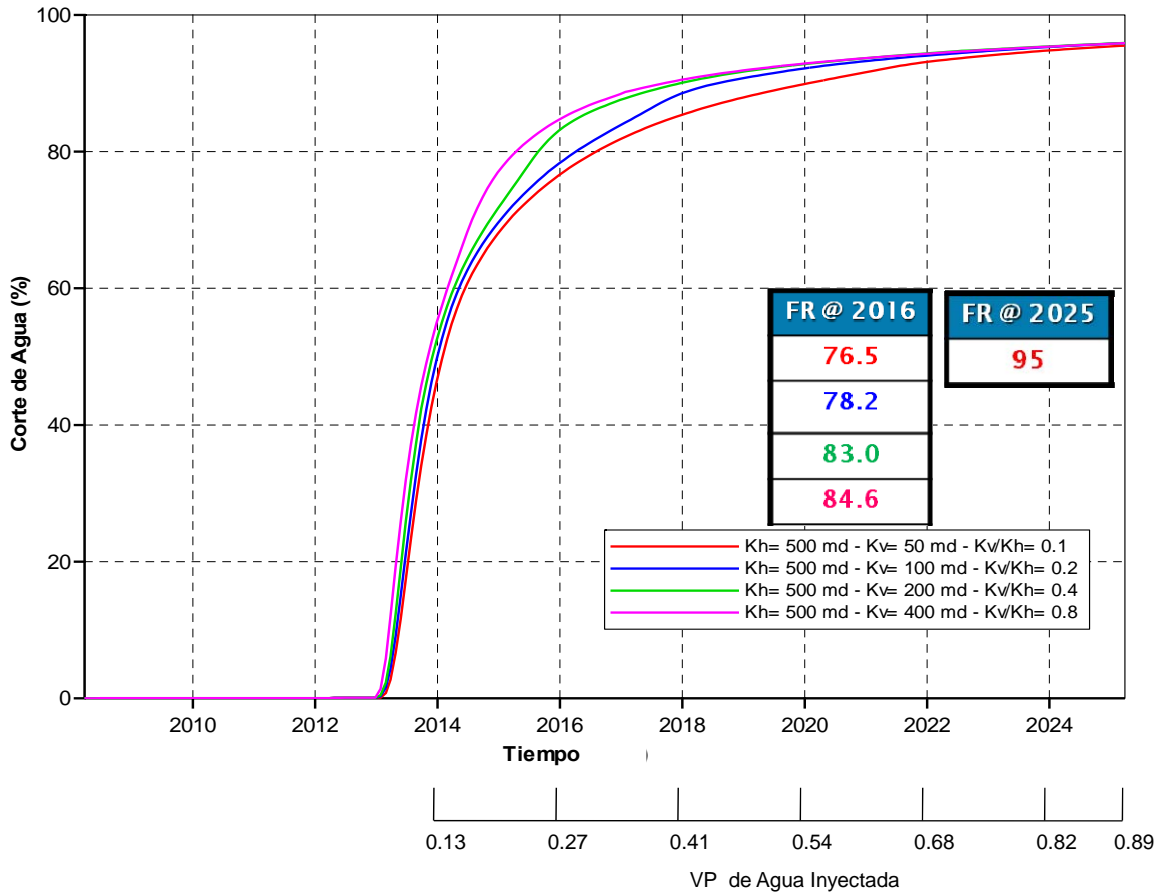
Figura 55. Factor de recobro contra tiempo para diferentes valores de permeabilidad vertical.



Fuente: Simulador IMEX-CMG.

Sin embargo, se debe tener en cuenta que al contar con altas permeabilidades verticales se presentan tiempos de ruptura tempranos, puesto que es más fácil que el agua llegue a la punta del pozo horizontal productor de forma rápida y genere altos cortes de agua como se muestra en la figura 56.

Figura 56. Corte de agua contra tiempo para diferentes valores de permeabilidad vertical.



Fuente: Simulador IMEX-CMG.

En base a los resultados anteriores, se decidió tomar como permeabilidad vertical el valor de 200 mD puesto que los primeros años del proyecto presenta valores de factor de recobro altos manteniendo cortes de agua relativamente bajos si se comparan con los otros casos de K_v alta (400 mD).

En la tabla 16 se presentan los resultados y tendencias a diferentes tiempos para la variación de permeabilidad vertical.

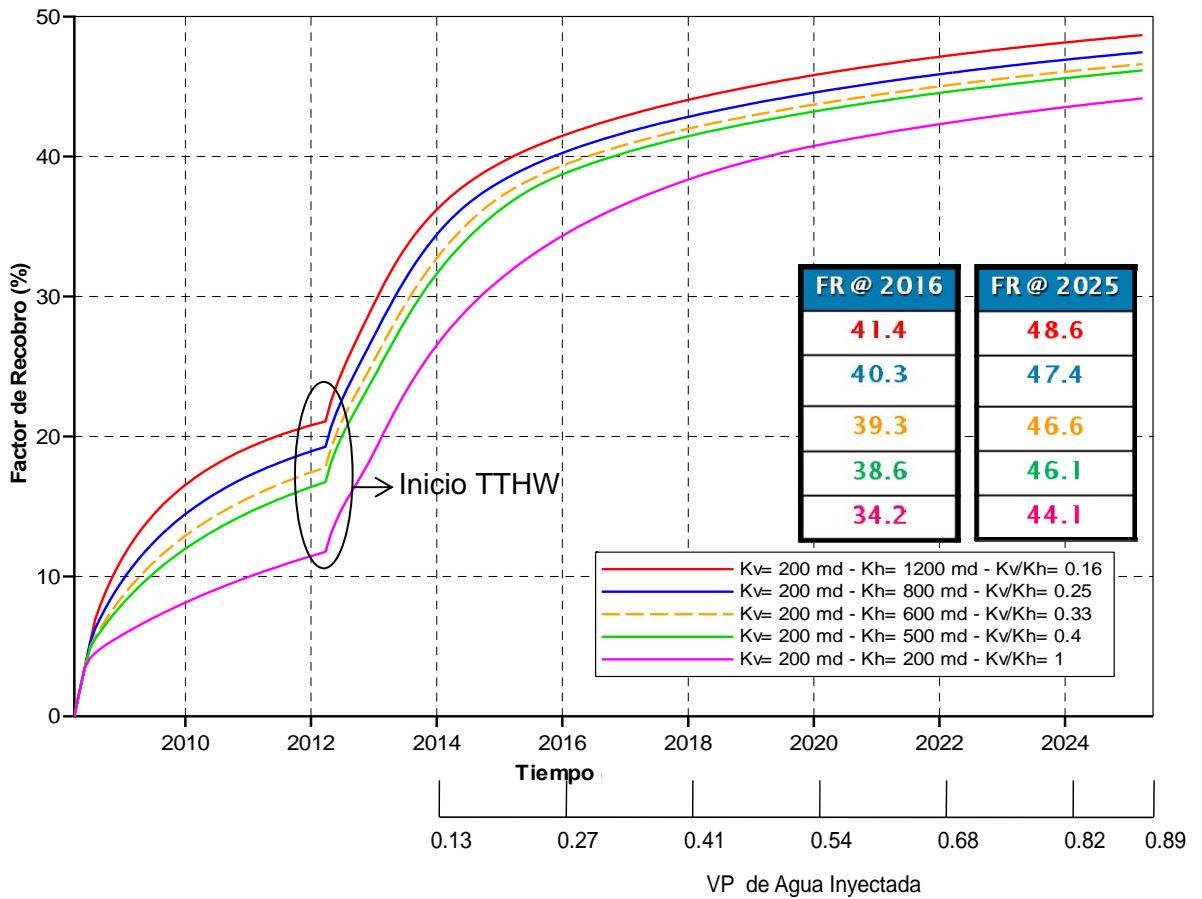
Tabla 16. Factor de recobro, relación agua-aceite y corte de agua para diferentes valores de permeabilidad vertical.

K_v	K_v/K_h	FR @ 2016 (%)	RAP @ 2016	CA @ 2016 (%)	FR @ 2025 (%)	RAP @ 2025	CA @ 2025 (%)
50	0.1	35.8	3.2	76.5	46	21.2	95
100	0.2	37.6	3.7	78.2	46	23.2	95
200	0.4	38.7	4.9	83.0	46	23.2	95
400	0.8	38.7	5.7	84.6	46	23.2	95
↑	↑	↑	↑	↑	≡	≡	≡
VP_{iny}		0.27	0.27	0.27	0.89	0.89	0.89

▪ **Permeabilidad vertical (K_v) constante y permeabilidad horizontal (K_h) variable.** Con el fin de estudiar el efecto de la variación de la permeabilidad horizontal en el factor de recobro, se realizaron corridas de simulación para cada uno de los siguientes valores de K_h : 200, 500, 600, 800, 1200 mD y se mantuvo constante el valor de K_v en 200 mD. Los resultados de cada una de las corridas se pueden observar en la figura 57.

Como se puede ver en la siguiente figura, al incrementar el valor de K_h se produce un aumento del factor de recobro durante todo el proceso (producción primaria e inyección de agua usando pozos horizontales), debido a que en la producción primaria al contar con permeabilidades horizontales altas el banco de aceite se desplaza en mayor cantidad hacia el pozo productor vertical y en la inyección de agua usando pozos horizontales el banco de agua que ingresa por la parte inferior de la formación se desplaza a lo largo de toda la base de forma uniforme y posteriormente empuja el petróleo hacia el pozo horizontal productor ubicado en el tope de la formación, logrando de esta forma una mejor eficiencia de barrido volumétrica.

Figura 57. Factor de recobro contra tiempo para diferentes valores de permeabilidad horizontal.



Fuente: Simulador IMEX-CMG.

Los resultados de este caso se presentan de forma detallada en la tabla 17.

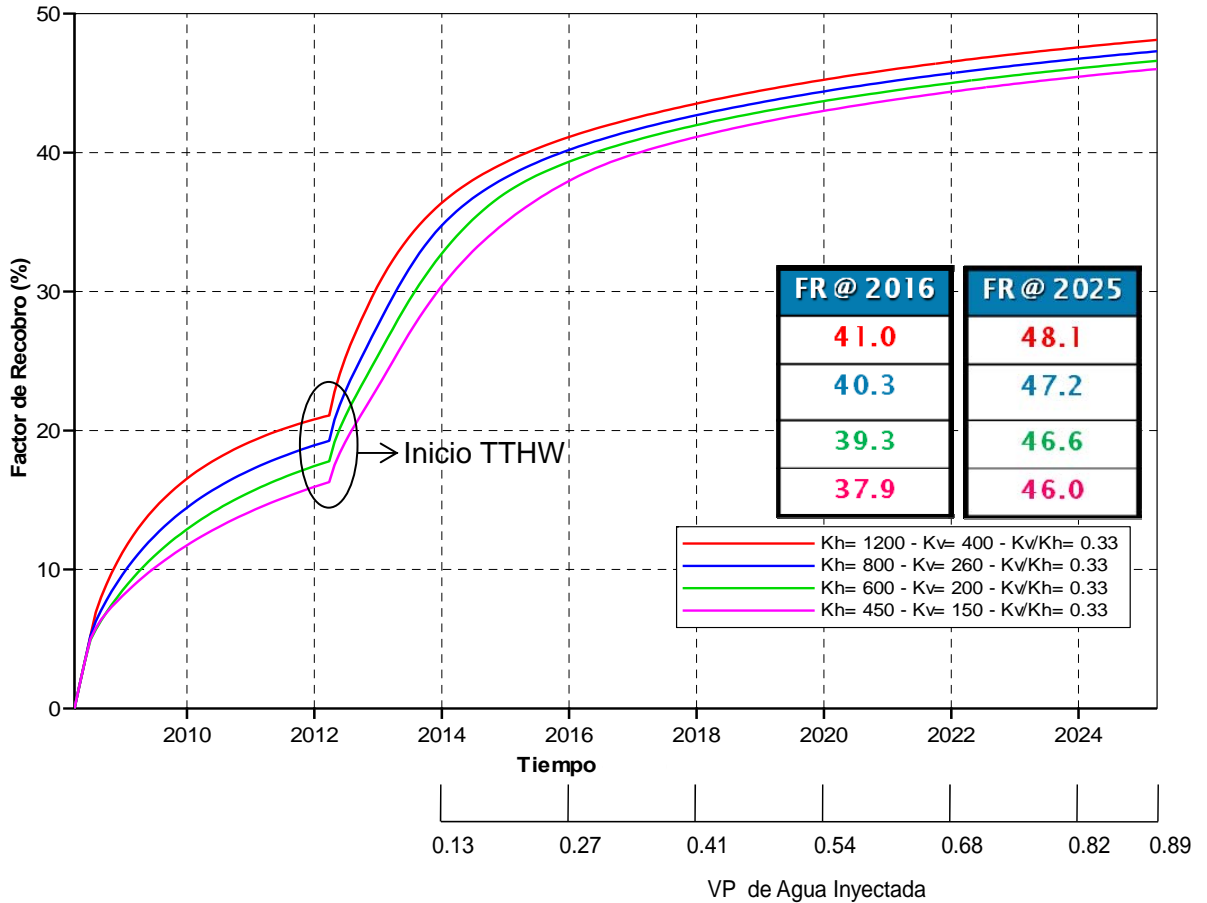
Tabla 17. Factor de recobro, relación agua-aceite y corte de agua para diferentes valores de permeabilidad horizontal.

K_h	K_v/K_h	FR @ 2016 (%)	RAP @ 2016	CA @ 2016 (%)	FR @ 2025 (%)	RAP @ 2025	CA @ 2025 (%)
200	1.0	34.2	3.3	76.8	44.1	20.5	95.3
500	0.4	38.6	4.9	83.0	46.1	23.3	96.0
600	0.33	39.3	5.2	83.9	46.6	23.7	96.0
800	0.25	40.3	5.4	84.4	47.4	24.4	96.1
1200	0.16	41.4	5.6	85.2	48.6	25.1	96.1
↑	↓	↑	↑	↑	↑	↑	≡
VP_{iny}		0.27	0.27	0.27	0.89	0.89	0.89

Una vez analizados los resultados presentados en la tabla anterior, se seleccionó una permeabilidad horizontal de 600 mD debido a que en este caso se obtiene un factor de recobro alto, una relación agua-aceite baja y además, se cumple con el criterio de screening que indica que la relación de permeabilidades debe ser mayor a 0.25 ($K_v/K_h > 0.25$).

- **Relación de permeabilidades (K_v/K_h) constante.** Para este último caso se modificaron tanto los valores de permeabilidad vertical como los de permeabilidad horizontal, manteniendo la relación de permeabilidades seleccionada anteriormente (0.33). Los resultados de factor de recobro se presentan en la figura 58.

Figura 58. Factor de recobro contra tiempo a una misma relación de permeabilidades.



Fuente: Simulador IMEX-CMG.

Del comportamiento del factor de recobro (figura 58) se puede decir que este aumenta cuando se cuenta con valores altos de permeabilidad horizontal y vertical, siendo la primera mayor que la segunda en todos los casos, lo que permite concluir que la permeabilidad horizontal es la variable más influyente en este tipo de procesos como se puede comprobar al observar los resultados en la tabla 18.

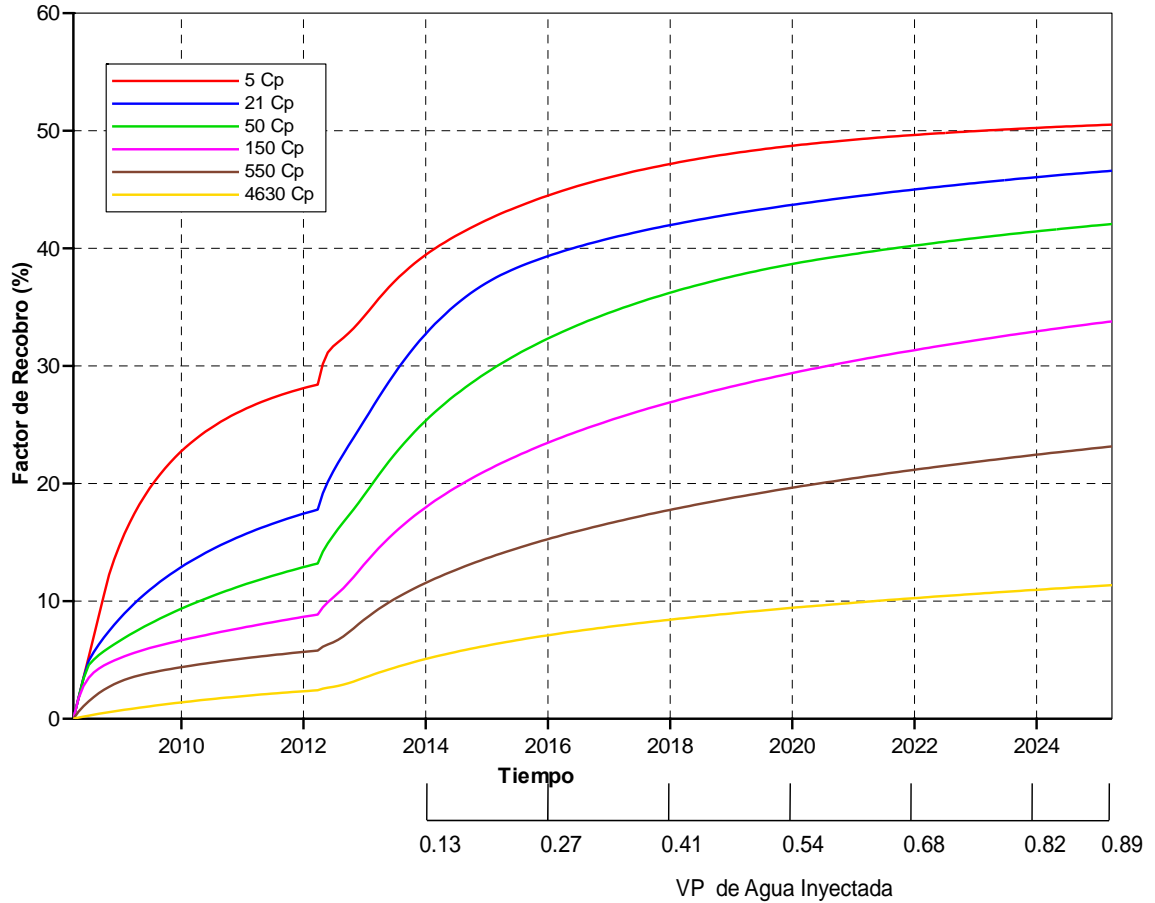
Tabla 18. Factor de recobro, relación agua-aceite y corte de agua para diferentes valores de permeabilidad horizontal y vertical.

K_h	K_v	FR @ 2016 (%)	RAP @ 2016	CA @ 2016 (%)	FR @ 2025 (%)	RAP @ 2025	CA @ 2025 (%)
450	150	37.9	3.8	79.0	46.0	23.4	96.0
600	200	39.3	5.2	83.0	46.6	23.9	96.0
800	260	40.3	5.6	85.0	47.2	24.3	96.0
1200	400	41.0	6.0	85.7	48.1	24.5	96.0
↑	↑	↑	↑	↑	↑	↑	≡
VP_{iny}		0.27	0.27	0.27	0.89	0.89	0.89

3.2.1.7. Análisis de sensibilidad de la viscosidad del crudo. Con el fin de analizar el efecto de la viscosidad del petróleo al implementar un proceso Toe To Heel Waterflooding se realizaron diferentes corridas de simulación, en las cuales se modifico el valor de viscosidad del aceite para cada una de ellas de la siguiente forma: 5 cp, 21 cp, 50 cp, 150 cp, 550 cp y 4630 cp.

Una vez terminadas las corridas se obtuvieron las tendencias de factor de recobro y corte de agua presentadas en las figuras 59 y 60.

Figura 59. Factor de recobro contra tiempo para diferentes valores de viscosidad del petróleo.

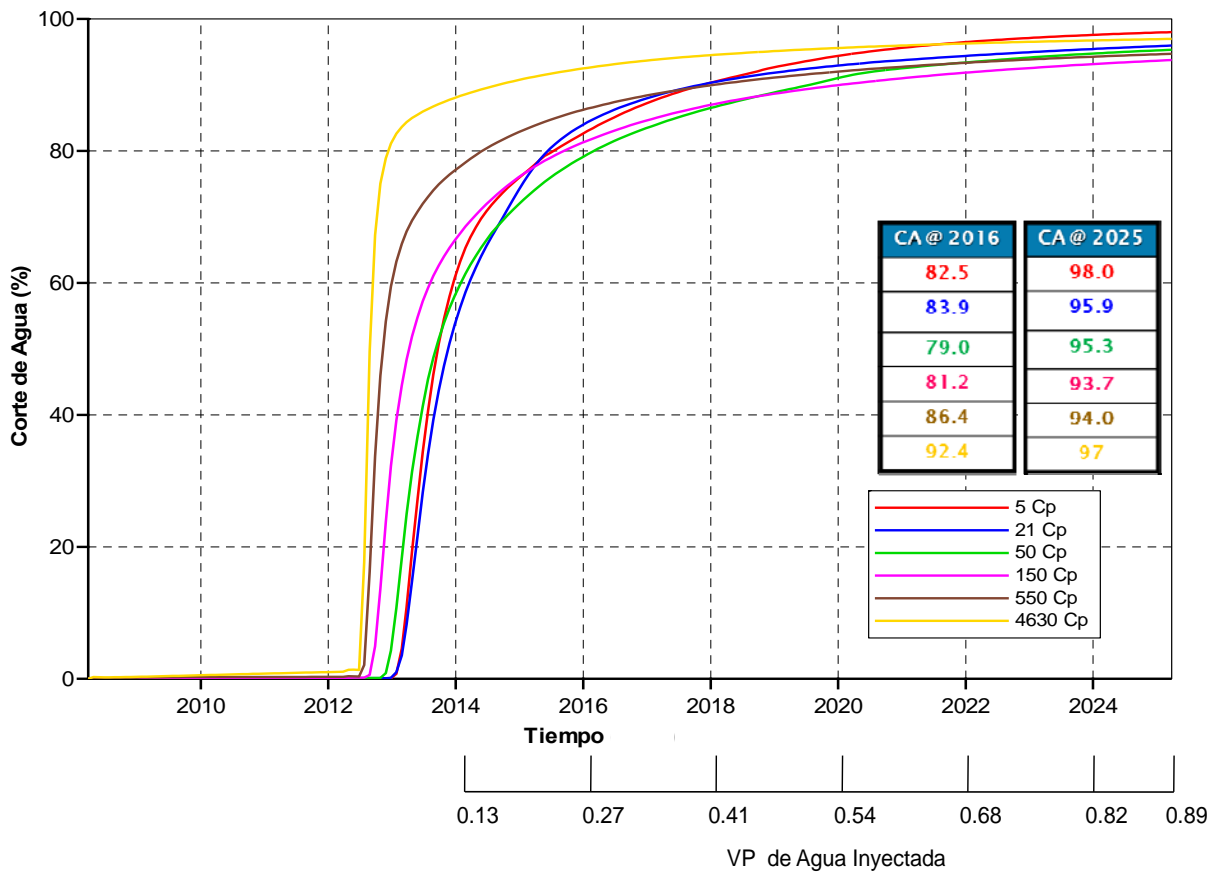


Fuente: Simulador IMEX-CMG.

Al observar el comportamiento mostrado en la figura anterior, se puede ver que al aumentar la viscosidad del aceite el factor de recobro disminuye considerablemente, debido a que al contar con un crudo de alta viscosidad la relación de movilidades entre el fluido desplazante (agua) y el fluido desplazado (petróleo) es demasiado alta ocasionando la canalización del agua inyectada y dando origen al fenómeno de digitación viscosa, el cual genera una baja eficiencia de barrido volumétrica.

Respecto al comportamiento del corte de agua, se nota claramente en la figura 60 que para crudos de alta viscosidad la ruptura es inmediata, generando altos cortes de agua que dificultan el tratamiento del crudo y hacen necesaria una gran cantidad de facilidades de superficie para obtener el petróleo y el agua a condiciones de entrega.

Figura 60. Corte de agua contra tiempo para diferentes valores de viscosidad del petróleo.



Fuente: Simulador IMEX-CMG.

Una vez analizada la figura anterior, es posible concluir que el proceso TTHW es aplicable a crudos de baja viscosidad, es decir, crudos convencionales; de lo contrario los resultados obtenidos en la producción de aceite no serían los suficientes para retribuir la inversión realizada y el proyecto fracasaría por completo.

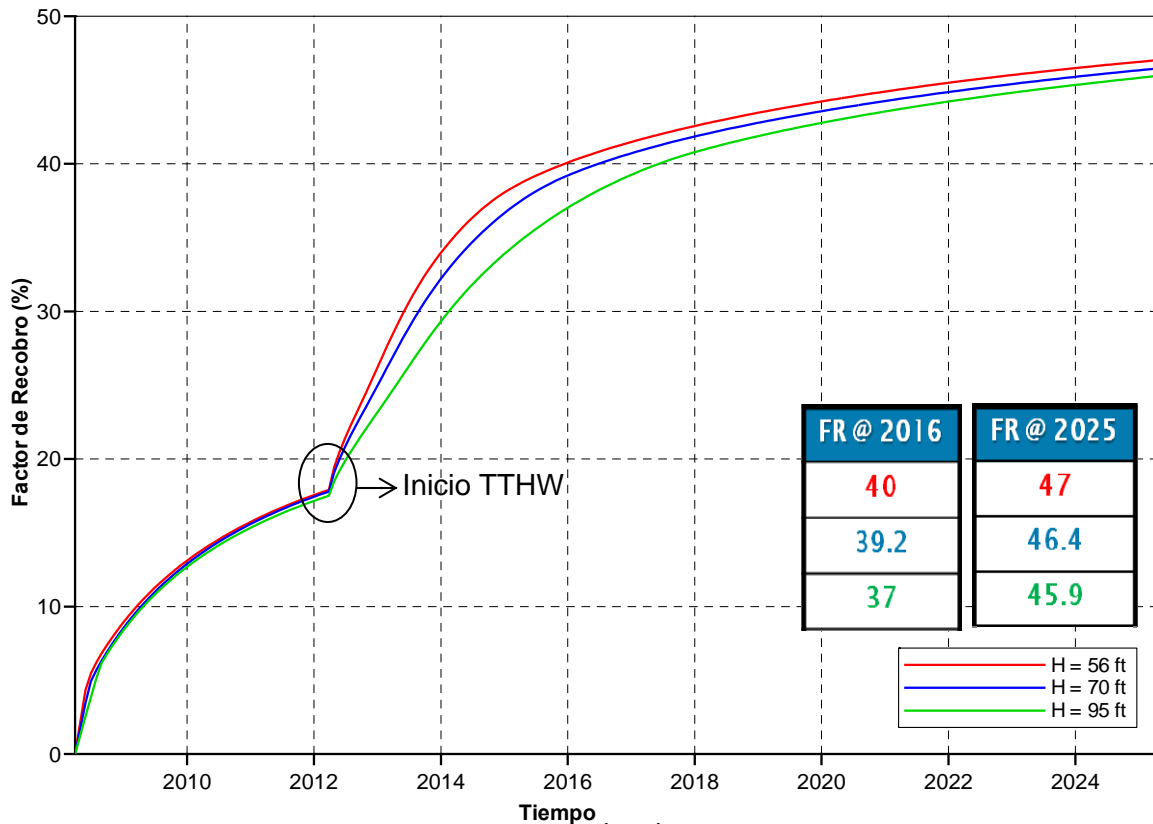
3.2.1.8. Análisis de sensibilidad de espesor de la arena productora. Para analizar el efecto del espesor de la arena productora al implementar la inyección de agua usando pozos horizontales, se mantuvieron constantes los valores citados en la tabla 19 y se procedió a modificar el espesor de la arena productora.

Tabla 19. Propiedades del modelo de simulación.

Parámetros de simulación	
Q _{iny} (Bbls)	700
Año de inicio TTHW	2012
Distancia del pozo horizontal productor al tope de la formación (pies)	10
Longitud del pozo horizontal (pies)	738
Distancia entre pozos (pies)	740
K _h (mD)	600
K _v (mD)	200
Viscosidad del aceite (cp)	22
Área (acres)	27
Tope de la arena (pies)	3000
Porosidad (%)	25

Los resultados obtenidos para los diferentes valores de los espesores de formación (56 pies, 70 pies y 95 pies) se observan en las figuras 61, 62 y 63.

Figura 61. Factor de recobro contra tiempo para diferentes valores de espesor de la arena productora.

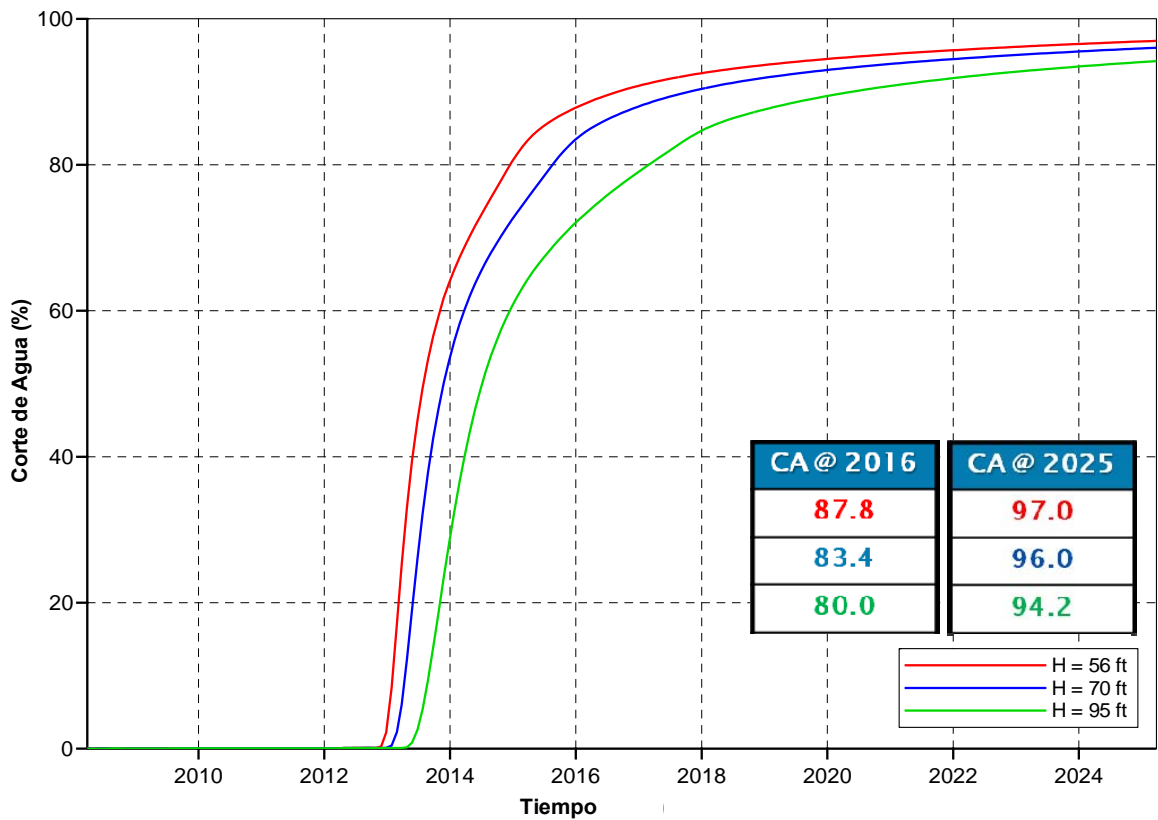


Fuente: Simulador IMEX-CMG.

Como se observa claramente en la figura anterior, al aumentar el espesor de la arena productora el factor de recobro después de implementar la inyección de agua usando pozos horizontales disminuye debido a que la cantidad de agua inyectada es la misma para cada uno de los casos, implicando que la distancia que tiene que recorrer el banco de agua para desplazar el petróleo desde la base hacia el tope de la formación sea mayor, ocasionando de esta forma un retraso en la producción de aceite y por tanto un menor valor de factor de recobro.

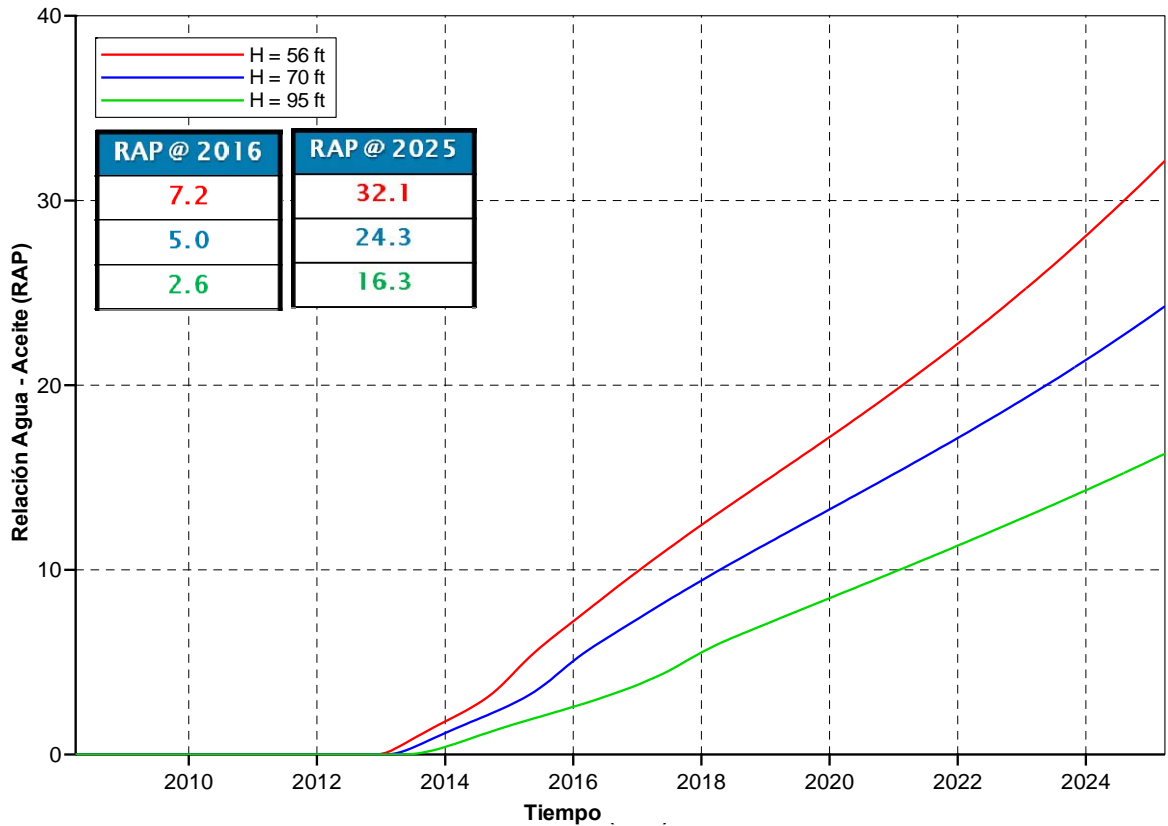
Sin embargo, al ser mayor el espesor de la arena productora, disminuye considerablemente el corte de agua y la relación agua-aceite (ver figuras 62 y 63) haciendo más eficiente el proceso y reduciendo en gran medida las facilidades de superficie requeridas para tratar el agua producida.

Figura 62. Corte de agua contra tiempo para diferentes valores de espesor de la arena productora.



Fuente: Simulador IMEX-CMG.

Figura 63. Relación agua-aceite (RAP) contra tiempo para diferentes valores de espesor de la arena productora.



Fuente: Simulador IMEX-CMG.

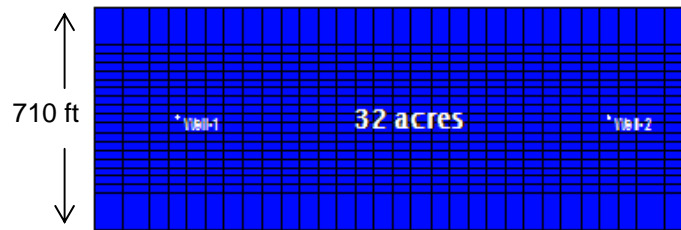
En este caso, el corte de agua y la relación agua-aceite se convierten en factores claves para decidir el espesor óptimo de la formación, lo que lleva a seleccionar una vez estudiada la tabla 20, un espesor de arena productora igual a 95 ft.

Tabla 20. Factor de recobro, relación agua-aceite y corte de agua para diferentes valores de espesor de arena productora.

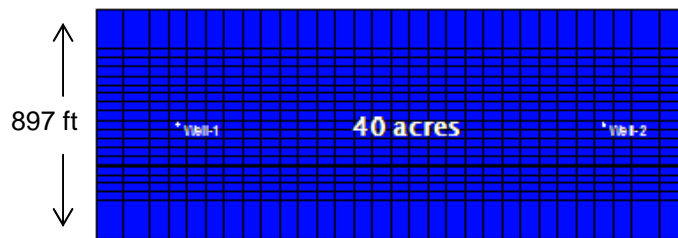
	Espesor (ft)	FR @ 2016 (%)	RAP @ 2016	CA @ 2016 (%)	FR @ 2025 (%)	RAP @ 2025	CA @ 2025 (%)
	56	40.0	7.2	87.8	47.0	32.1	97.0
VP_{iny}		0.34	0.34	0.34	1.1	1.1	1.1
	70	39.2	5.0	83.4	46.4	24.3	96.0
VP_{iny}		0.27	0.27	0.27	0.89	0.89	0.89
	95	37.0	2.6	80.0	45.9	16.3	94.2
VP_{iny}		0.2	0.2	0.2	0.66	0.66	0.66
	↑	↓	↓	↓	↓	↓	↓

3.2.1.9. Análisis de sensibilidad del área del modelo. Para estudiar la incidencia del área del modelo en el factor de recobro caso se mantuvieron constantes los valores presentados en la tabla 20, agregando el espesor seleccionado en el análisis anterior (95 ft) y se modifico el área del modelo variando la dirección j del caso base como se muestra en la figuras 64a, 64b y 64c.

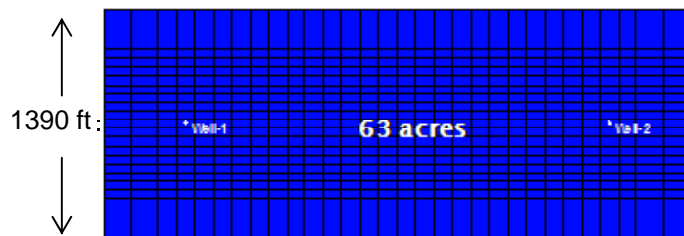
Figura 64. Variación del área del modelo de simulación.



(a)



(b)

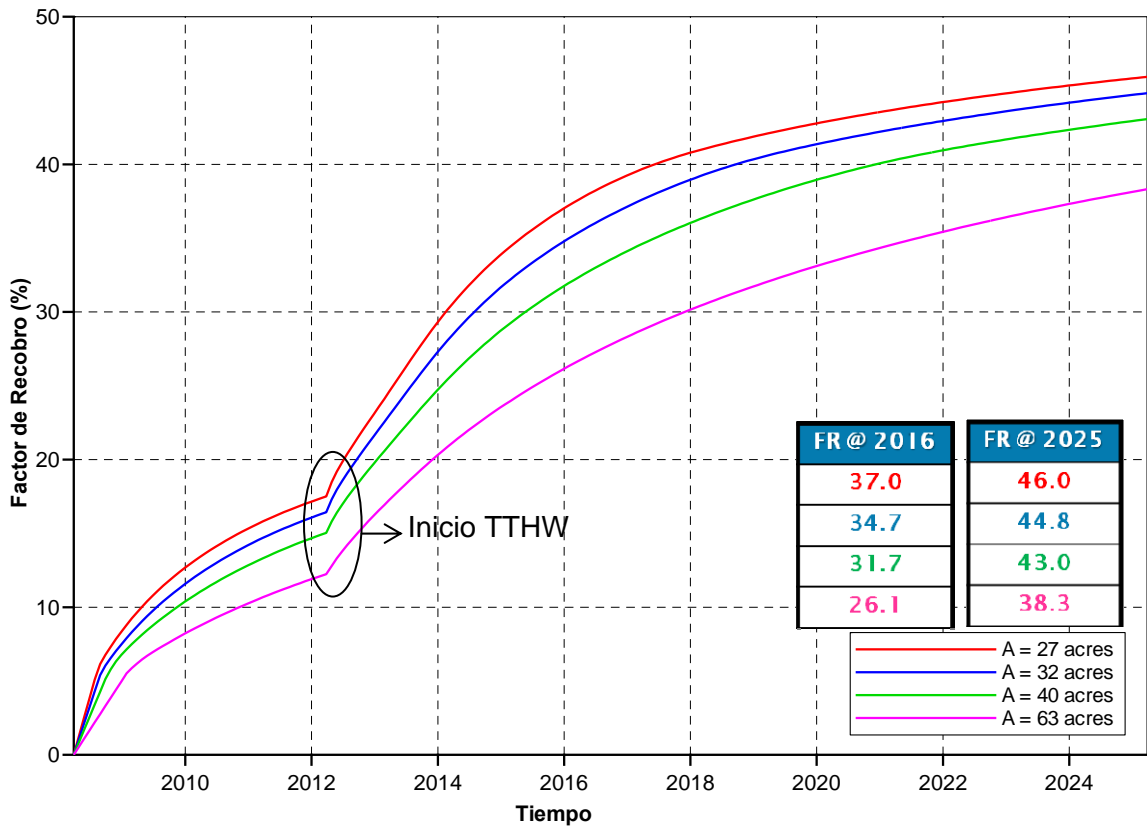


(c)

Fuente: Simulador IMEX-CMG.

Como se puede ver en la figura del factor de recobro (ver figura 65), al incrementar el área del modelo de simulación el factor de recobro disminuye, esto debido a que la configuración empleada en la inyección de agua (un pozo horizontal productor y un pozo vertical inyector) no es la adecuada, puesto que un pozo horizontal productor no es suficiente para drenar todo el aceite del yacimiento, quedando gran cantidad de aceite remanente por recuperar.

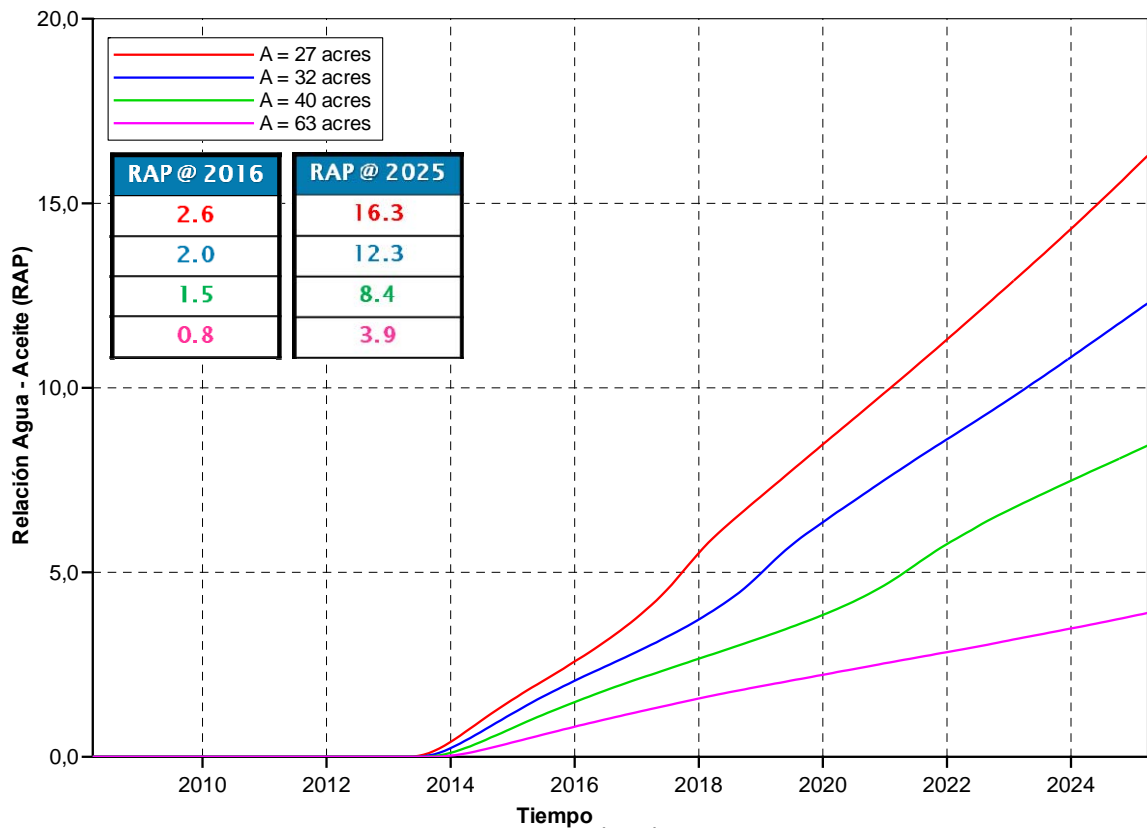
Figura 65. Factor de recobro contra tiempo para diferentes áreas.



Fuente: Simulador IMEX-CMG.

Por otra parte, se observa que para las áreas de mayor tamaño la relación agua-aceite disminuye (ver figura 66) debido a que la distancia recorrida por el agua para llegar al pozo productor es grande y ocasiona un aumento en el tiempo de ruptura y por tanto, una reducción en los cortes de agua, siendo esto favorable para el proceso ya que se requerirían menor cantidad de equipos en superficie para tratar el petróleo producido.

Figura 66. Relación agua-aceite (RAP) contra tiempo para diferentes áreas.



Fuente: Simulador IMEX-CMG.

En la siguiente tabla se presentan los resultados de los parámetros estudiados en este caso.

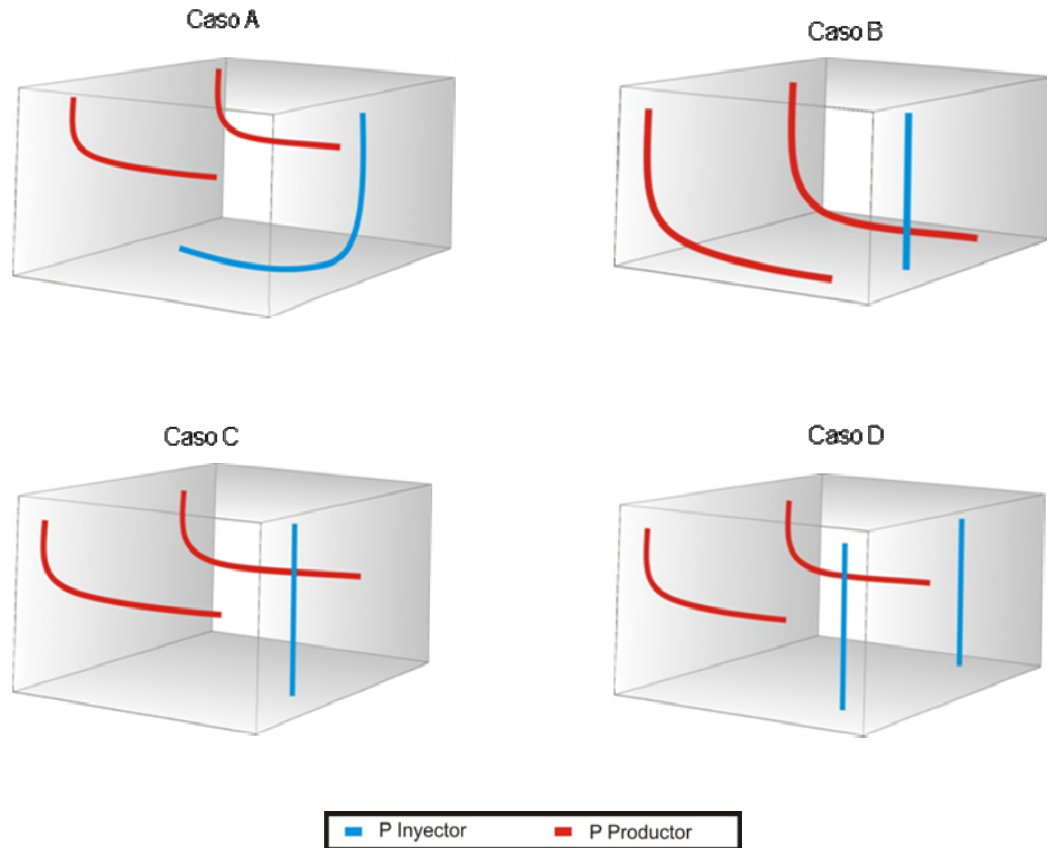
Tabla 21. Factor de recobro, relación agua-aceite y corte de agua para diferentes valores de área del modelo.

	Área (acres)	FR @ 2016 (%)	RAP @ 2016	CA @ 2016 (%)	FR @ 2025 (%)	RAP @ 2025	CA @ 2025 (%)
	27	37.0	2.6	72.0	46.0	16.3	94.2
VP_{iny}		0.2	0.2	0.2	0.66	0.66	0.66
	32	34.7	2.0	67.2	44.8	12.3	92.5
VP_{iny}		0.17	0.17	0.17	0.55	0.55	0.55
	40	31.7	1.5	60.0	43.0	8.4	89.4
VP_{iny}		0.14	0.14	0.14	0.44	0.44	0.44
	63	26.1	0.8	44.7	38.3	3.9	79.6
VP_{iny}		0.09	0.09	0.09	0.28	0.28	0.28
	↑	↓	↓	↓	↓	↓	↓

3.2.2. Configuración 3D del TTHW. Estas sensibilidades se realizaron con el propósito de determinar qué cantidad de pozos serían necesarios para incrementar el factor de recobro del área de 63 acres estudiada anteriormente a un valor cercano al obtenido con el área de 27 acres. Las configuraciones estudiadas se muestran en la figura 67.

Posteriormente, se eligió la comparación 3D que presentó mejores resultados en el análisis de sensibilidad realizado y se llevó a cabo una comparación con diferentes patrones de la inyección de agua convencional para determinar cuál de los métodos resulta ser más eficiente en la recuperación de petróleo.

Figura 67. Configuraciones 3D para la inyección de agua usando pozos horizontales.

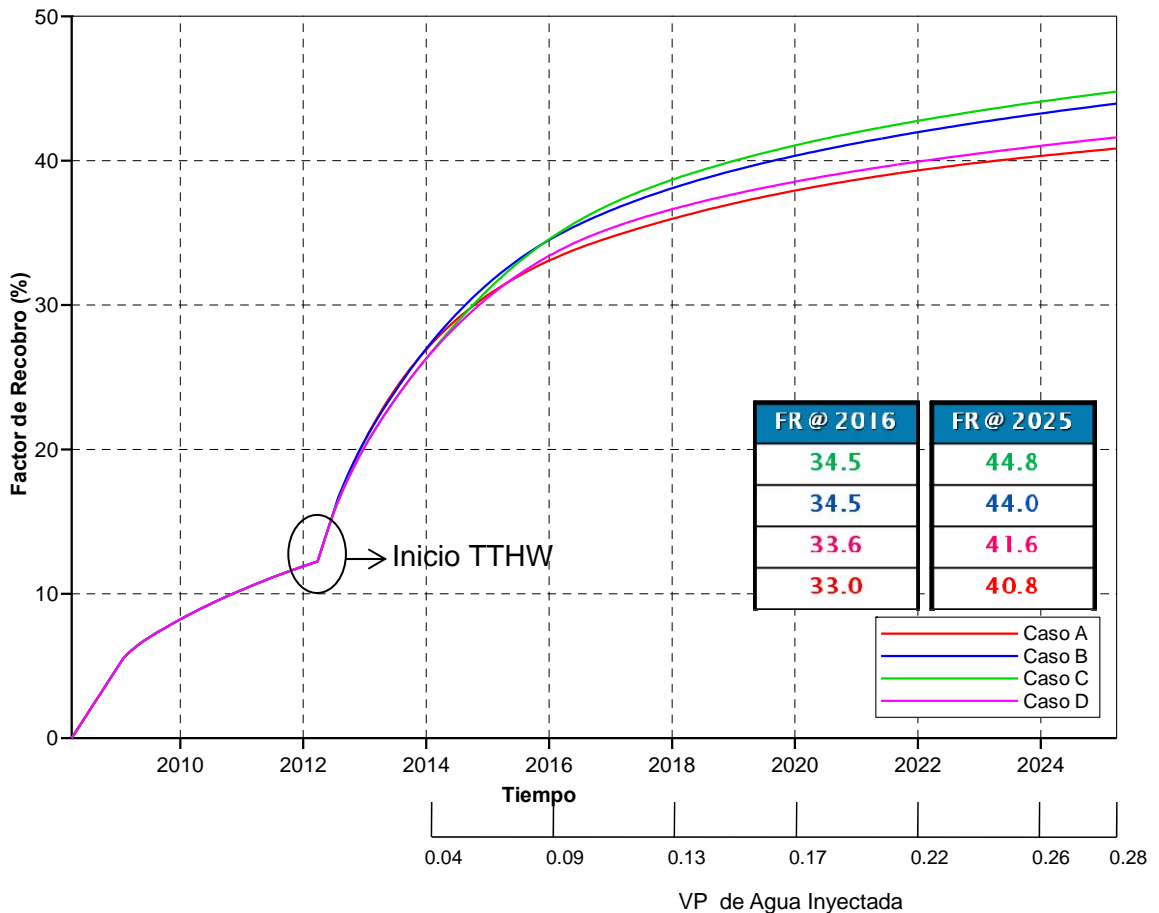


Fuente: Tomada y modificada de Westermark y Schmeling. "Application of Horizontal Waterflooding To Improve Oil Recovery From Old Oil Fields". SPE 99668. 2006.

Una vez realizadas las corridas de simulación para cada una de las configuraciones de la figura anterior, se analizó el factor de recobro (ver figura 68) y se encontró que aunque al inicio del proyecto de inyección de agua usando pozos horizontales no se presenta cambio alguno en este factor, sin embargo, transcurridos aproximadamente seis años existe una variación importante en el factor de recobro, que se explicara a continuación.

- **Caso A:** En el caso A se puede observar que al contar con pozos horizontales tanto productores como inyectores el proceso no funciona bien puesto a que arroja el factor de recobro más bajo y las relaciones agua-aceite más altas (ver figuras 68 y 69), esto es originado debido a que el agua inyectada por el pozo horizontal ingresa de forma rápida a la formación abarcando toda la base de la misma y dirigiéndose hacia los pozos productores horizontales, los cuales se encargan de drenarla y producirla en mayor proporción que el crudo.

Figura 68. Factor de recobro para diferentes configuraciones 3D.



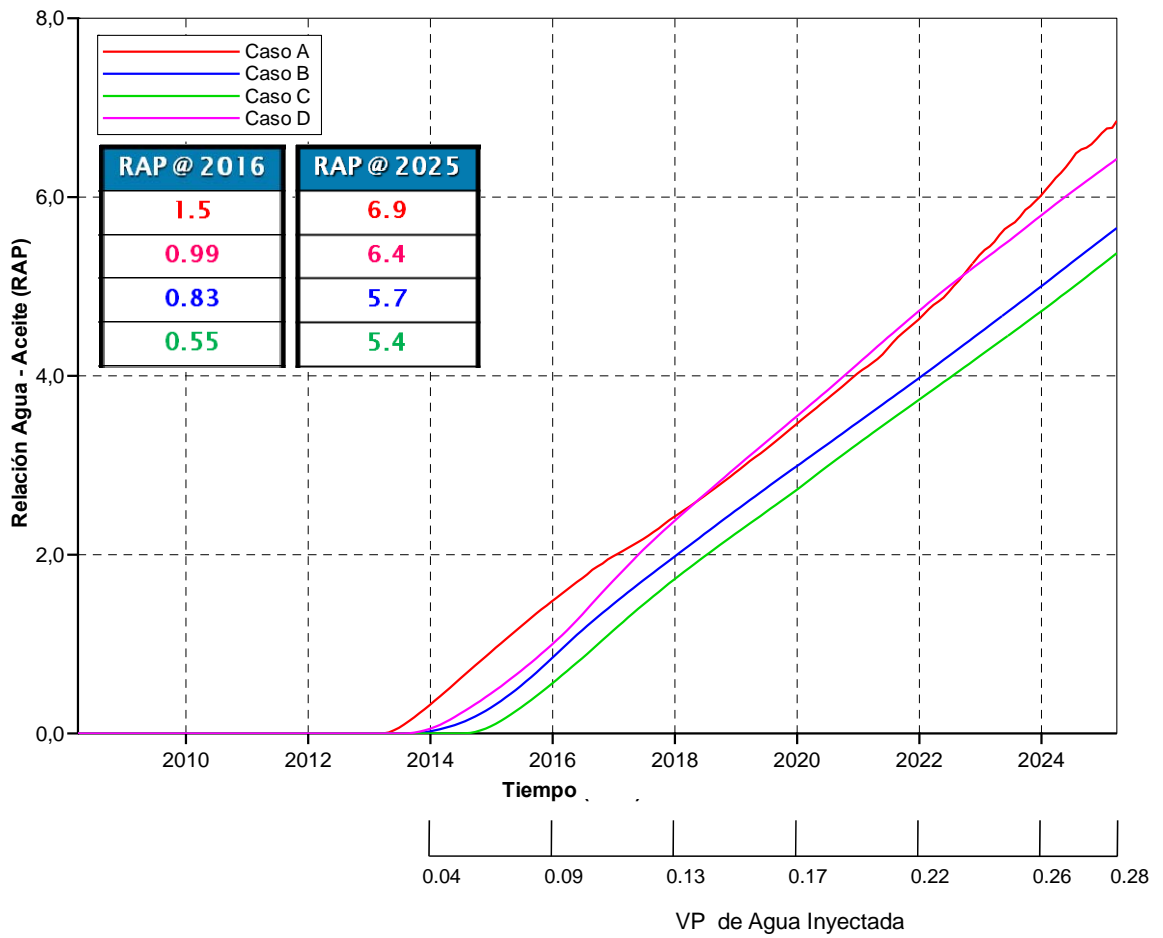
Fuente: Simulador IMEX-CMG.

- **Caso B:** En el caso B aunque presenta factores de recobro altos gracias a la acción de los dos pozos productores horizontales, se observa en la figura 69 que su ubicación no es la más adecuada para este tipo de procesos ya que al estar situados en la base de la formación las cantidades de agua que van a ser producidas se incrementan en un menor tiempo originando altas relaciones agua-aceite.

- **Caso C:** Para el caso C se obtuvo el factor de recobro más alto y la relación agua-aceite más baja, convirtiéndose en la configuración óptima para este tipo de procesos. Estos resultados se presentan porque al tener dos pozos horizontales ubicados en el tope de la formación el yacimiento va a ser drenado de forma rápida. Además gracias a que el pozo vertical inyector se encuentra perforado únicamente en la base de la formación, el agua producida va a ser menor y por tanto disminuirá la relación agua-aceite incrementando la cantidad de petróleo producido y las ganancias esperadas.

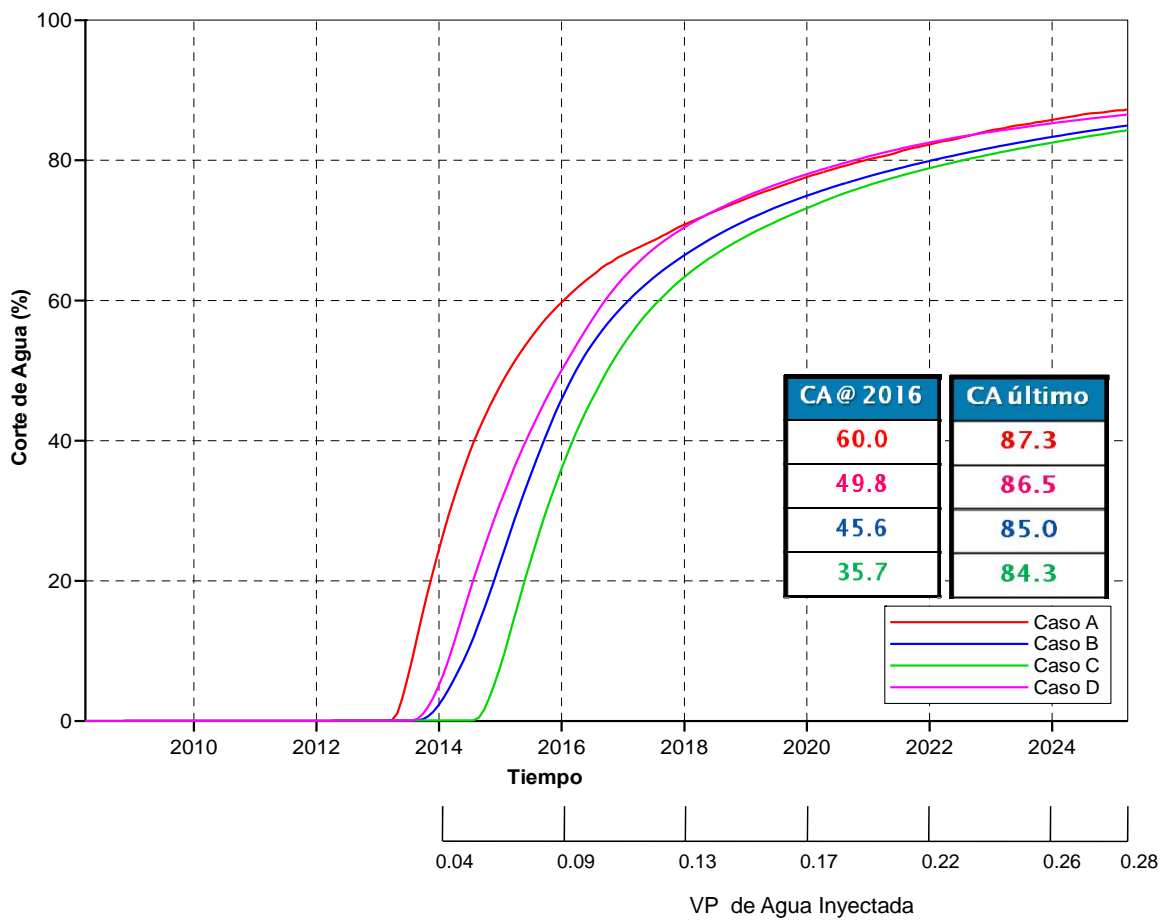
- **Caso D:** En esta configuración los resultados de factor de recobro no son los mejores debido a que se cuenta además de dos pozos productores horizontales con dos pozos inyectores verticales, por lo que la cantidad de agua inyectada en el yacimiento se duplica y como consecuencia se reduce el petróleo producido y aumenta el corte de agua como se observa en la figura 70.

Figura 69. Relación agua-aceite (RAP) para diferentes configuraciones 3D.



Fuente: Simulador IMEX-CMG.

Figura 70. Corte de agua para diferentes configuraciones 3D.



Fuente: Simulador IMEX-CMG.

Los resultados detallados de cada una de las configuraciones se presentan en la siguiente tabla.

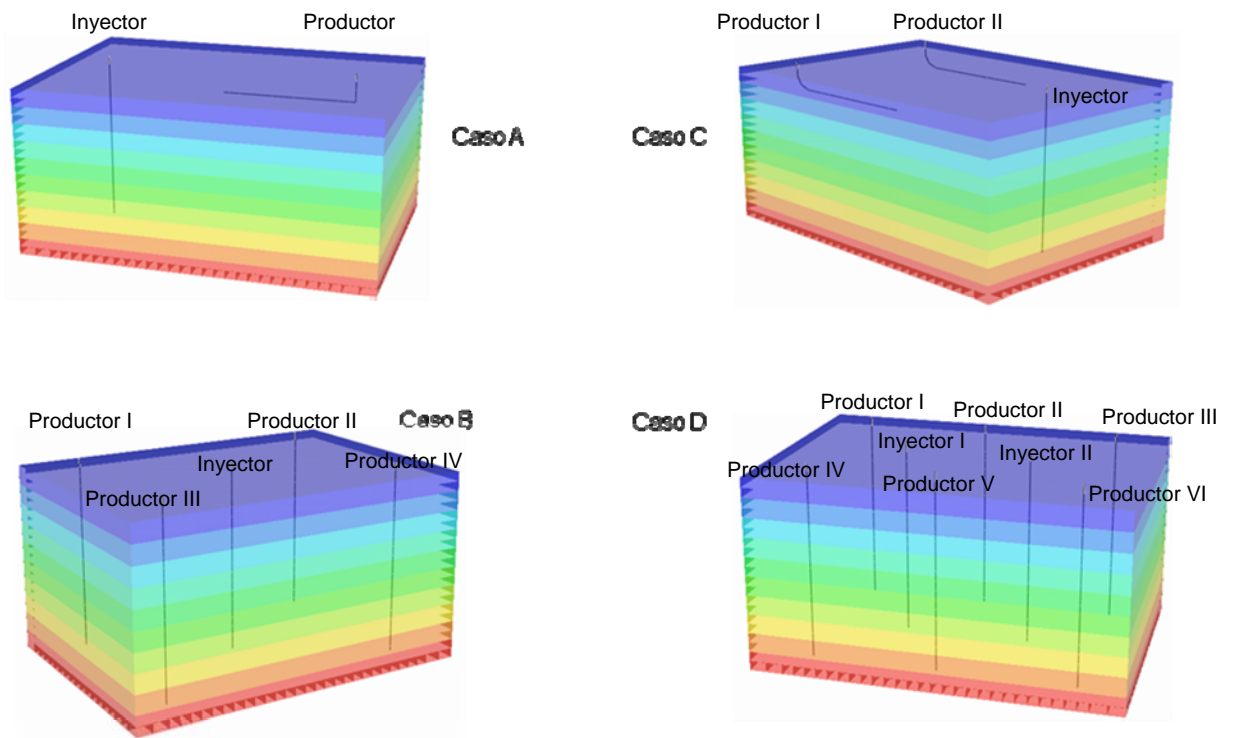
Tabla 22. Factor de recobro, relación agua-aceite y corte de agua para diferentes configuraciones 3D.

Configuraciones 3D	FR @ 2016 (%)	RAP @ 2016	CA @ 2016 (%)	FR @ 2025 (%)	RAP @ 2025	CA @ 2025 (%)
Caso A	33.0	1.5	60.0	40.8	6.9	87.3
Caso B	34.5	0.83	45.6	44.0	5.7	85.0
Caso C	34.5	0.55	35.7	44.8	5.4	84.3
Caso D	33.6	0.99	49.8	41.6	6.4	86.5
VP_{iny}	0.09	0.09	0.09	0.28	0.28	0.28

3.2.2.1. Inyección de Agua Usando Pozos Horizontales vs. Inyección de Agua Convencional

Con el fin de analizar cuál de estos dos métodos de recobro resulta más eficiente en la recuperación de aceite, se realizó un análisis de los comportamientos del factor de recobro contra el tiempo para cada uno de los casos que se presentan en la figura 71.

Figura 71. Configuraciones empleadas en la Inyección de Agua Usando Pozos Horizontales vs. Inyección de Agua Convencional



Fuente: Simulador IMEX-CMG.

Al llevar a cabo corridas de simulación para el TTHW y la inyección de agua convencional se analizaron las tendencias del factor de recobro y relación agua-aceite (ver figuras 72 y 73) para determinar con cuál de los casos anteriores se obtienen mejores resultados en estos aspectos comparándolas de la siguiente forma: caso A contra caso B y caso C contra caso D.

- **Casos A y B:** Para estos casos se empleo una tasa de inyección de 700 Bls/día de agua y una tasa de producción de aceite de 700 Bls/día para los pozos verticales y 1400 Bls/día para el pozo horizontal. Como se puede observa en la

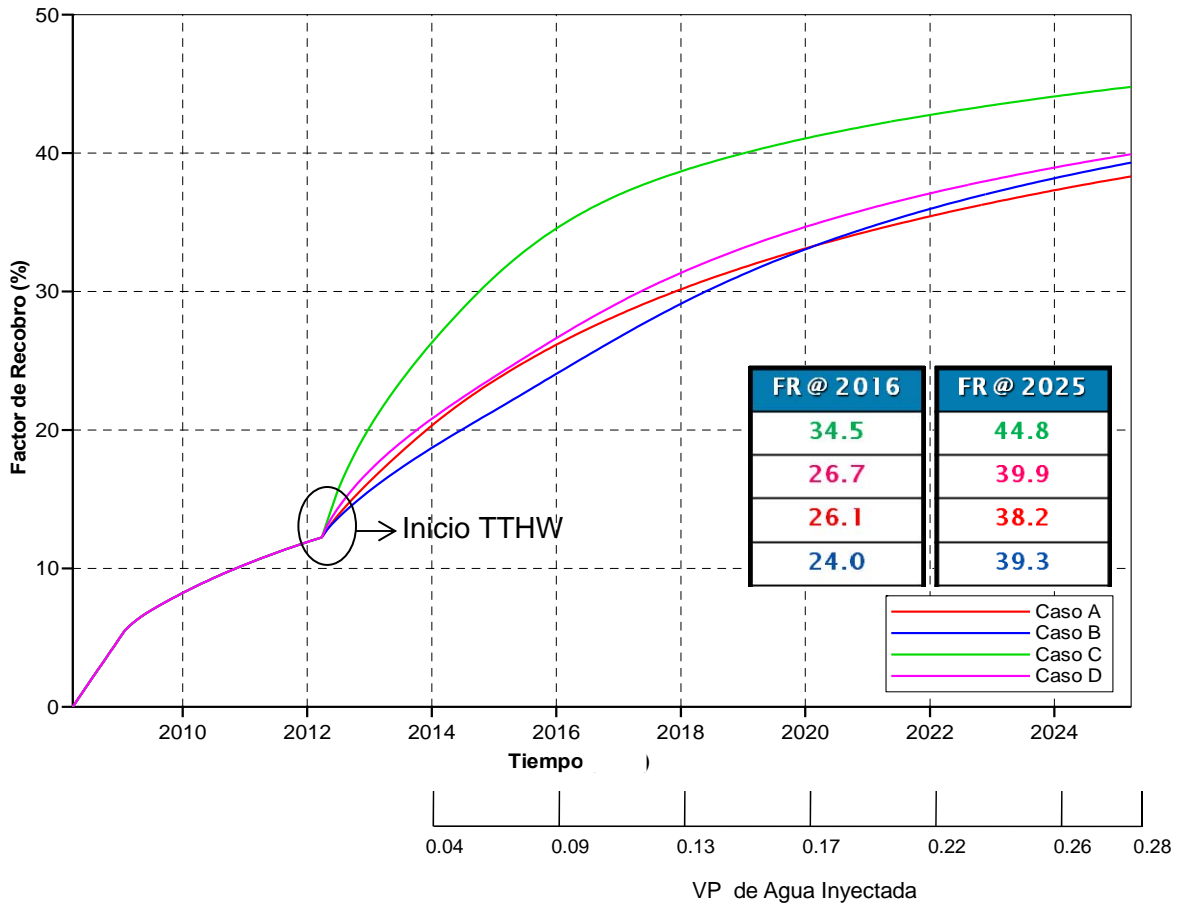
figura 72 el factor de recobro es mayor para en caso A al inicio del proyecto gracias a la acción del pozo horizontal que se encarga de drenar de forma rápida el yacimiento.

Además, con la configuración del caso A también se obtienen grandes cortes de agua (ver figura 73) durante todo el proceso. Por lo anterior, el emplear o no la configuración que involucra el pozo horizontal dependería de las capacidades del operador para tratar el crudo y agua una vez se encuentren en superficie.

- **Casos C y D:** En esta comparación se empleo una tasa de inyección de 700 Bls/día de agua en el caso C y una tasa de inyección de agua de 350 Bls/día para cada uno de los pozos inyectoros verticales del caso D. Además, se restringieron los pozos productores verticales con una tasa de producción de aceite de 700 Bls/día y de 1400 Bls/día para los pozos horizontales.

Al graficar el comportamiento del factor de recobro para los casos C y D se observa (ver figura 72) que la diferencia es notoria siendo mucho mayor el factor de recobro para el caso C durante todo el proceso.

Figura 72. Factor de recobro contra tiempo para las configuraciones empleadas en la inyección de agua usando pozos horizontales vs. inyección de agua convencional.



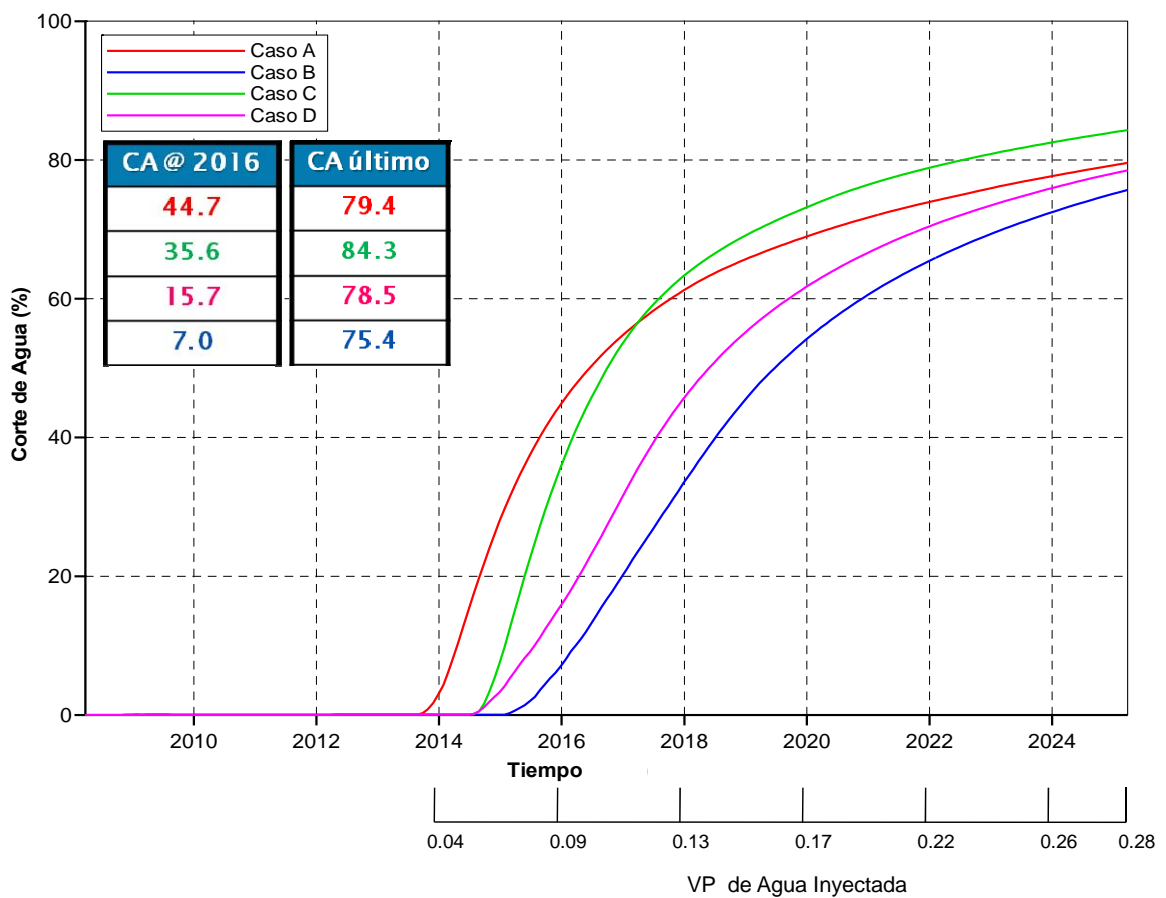
Fuente: Simulador IMEX-CMG.

Por otra parte, con el caso C también se obtienen altos cortes de agua como se puede ver en la figura 73, requiriendo mayor cantidad de equipos en superficie, haciendo que el proceso sea rechazado en muchos casos.

Sin embargo, se debe tener en cuenta que el costo de un pozo horizontal es aproximadamente dos veces más que el costo de un pozo vertical, lo cual en este

caso significaría una menor inversión en cuanto a perforación de pozos en el caso C, puesto que se ahorraría el valor equivalente a tres pozos verticales comparado con el caso D.

Figura 73. Corte de agua contra tiempo para las configuraciones empleadas en la inyección de agua usando pozos horizontales vs. inyección de agua convencional.



Fuente: Simulador IMEX-CMG.

Los resultados de cada una de las comparaciones mencionadas anteriormente se encuentran en la tabla 23.

Tabla 23. Factor de recobro, relación agua-aceite y corte de agua para las configuraciones empleadas en la inyección de agua usando pozos horizontales vs. inyección de agua convencional.

Configuraciones 3D	FR @ 2016 (%)	RAP @ 2016	CA @ 2016 (%)	FR @ 2025 (%)	RAP @ 2025	CA @ 2025 (%)
Caso A	26.1	0.8	44.7	38.2	3.9	79.4
Caso B	24.0	0.07	7.0	39.3	3.1	75.4
Caso C	34.5	0.6	35.6	44.8	5.4	84.3
Caso D	26.7	0.2	15.7	39.3	3.7	78.5
VP_{iny}	0.09	0.09	0.09	0.28	0.28	0.28

3.2.3. Sensibilidad al Modelo Heterogéneo. Para realizar el análisis de sensibilidad se construyeron dos modelos heterogéneos (casos A y B) variando la permeabilidad vertical con diferentes coeficientes de heterogeneidad y se llevó a cabo una comparación con el modelo homogéneo (caso C) que involucra un pozo horizontal productor ubicado en el tope de la formación y un pozo vertical inyector cuyas perforaciones se encuentran cerca a la base de la formación que se presenta en la figura 74.

La variación de la permeabilidad vertical del modelo heterogéneo se realizó dividiendo el yacimiento en diez capas de igual espesor (9.5 pies) y permeabilidad horizontal constante (600 mD), posteriormente se empleó la fórmula geométrica correspondiente al método de Dysktra Parson para calcular los valores de permeabilidad vertical para cada capa como se muestra a continuación.

$$R_v = \frac{\sum_{i=1}^n (K_{vi} \cdot h_i)}{\sum_{i=1}^n h_i}$$

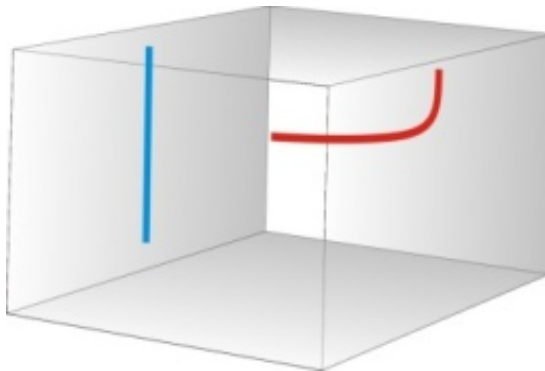
Donde,

\bar{K}_v : Permeabilidad vertical promedio.

h_i : Espesor de cada capa.

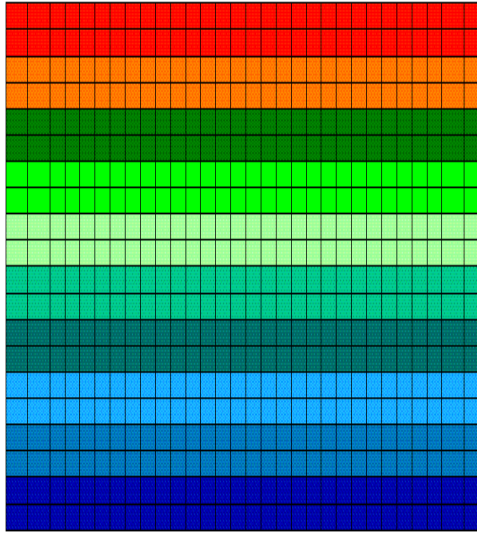
K_{vi} : Permeabilidad vertical de cada capa.

Figura 74. Modelo Homogéneo de inyección de agua usando pozos horizontales (caso C).



Las características de cada uno de los modelos heterogéneos estudiados se presentan en la figura 75 y las tablas 24 y 25.

Figura 75. Modelo Heterogéneo.






Fuente: Simulador IMEX-CMG.

Tabla 24. Modelo Heterogéneo con coeficiente de heterogeneidad igual a 0.22.

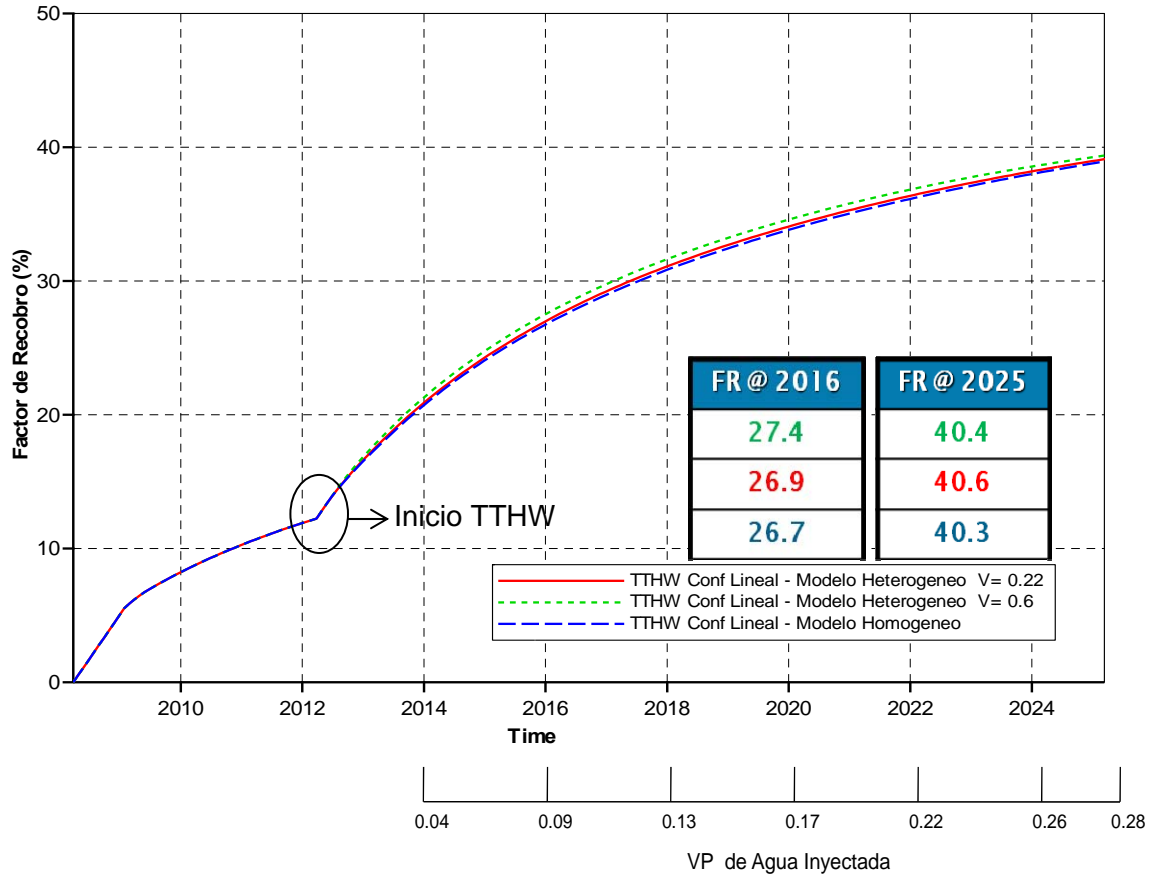
Capa	K_v (mD)	K_v/K_h	h (ft)	
1	300	0.500	9,5	
2	230	0.383	9,5	
3	220	0.367	9,5	
4	210	0.350	9,5	
5	200	0.333	9,5	
6	190	0.317	9,5	
7	180	0.300	9,5	
8	170	0.283	9,5	
9	160	0.267	9,5	
10	140	0.233	9,5	

Tabla 25. Modelo Heterogéneo con coeficiente de heterogeneidad igual a 0.6.

Capa	K_v (mD)	K_v/K_h	h (ft)	
1	380	0.633	9,5	
2	320	0.533	9,5	
3	300	0.500	9,5	
4	260	0.433	9,5	
5	200	0.333	9,5	
6	180	0.300	9,5	
7	160	0.267	9,5	
8	120	0.200	9,5	
9	80	0.133	9,5	
10	60	0.100	9,5	

Una vez construido los modelos de simulación heterogéneos, se procedió a graficar el factor de recobro obteniendo las tendencias presentadas en la figura 76.

Figura 76. Factor de recobro para los modelos homogéneo y heterogéneo.



Fuente: Simulador IMEX-CMG.

Como se observa en la figura anterior, la inyección de agua usando pozos horizontales en yacimientos heterogéneos arroja resultados favorables obteniendo mejores factores de recobro que en yacimientos homogéneos.

Este fenómeno se presenta debido a la variación realizada en la permeabilidad vertical, es decir, al contar con un yacimiento con diferentes permeabilidades verticales el agua inyectada avanza de forma rápida por las capas de mayor permeabilidad empujando el aceite hacia el tope de la formación.

A medida que el banco de agua va ascendiendo, se encuentra con capas de menor permeabilidad vertical que retrasan su avance ayudando a que el agua barra de forma más uniforme el banco de aceite y de esta forma aumente la eficiencia de barrido generando mayor recuperación del aceite en sitio.

Los resultados finales del proceso se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 26. Factor de recobro, relación agua-aceite y corte de agua para los modelos homogéneo y heterogéneo.

Configuraciones 3D	FR @ 2016 (%)	RAP @ 2016	CA @ 2016 (%)	FR @ 2025 (%)	RAP @ 2025	CA @ 2025 (%)
Caso A (V=0.22)	26.9	0.79	44.2	40.4	4.2	80.3
Caso B (V=0.60)	27.4	0.82	45.2	40.6	4.6	81.8
Caso C (homogéneo)	26.7	0.79	44.2	40.3	4.0	79.8
VP_{iny}	0.09	0.09	0.09	0.28	0.28	0.28

De acuerdo a los resultados obtenidos durante el estudio de simulación de los modelos homogéneo y heterogéneo, fue posible construir una tabla (ver tabla 27) con los criterios de aplicación de la inyección de agua usando pozos horizontales (TTHW), los cuales se sugieren para la aplicación de este tipo de procesos en campos Colombianos.

Tabla 27. Criterios de la aplicación del proceso TTHW basados en los resultados de los modelos de simulación homogéneo y heterogéneo.

Criterios de aplicación proceso TTHW	
Tasas de inyección	Menores a 1200 Bls/día.
Longitud del pozo horizontal	Mayor a 554 pies.
Distancia entre pozos	Mayor a 246 pies.
Permeabilidad horizontal (K_h)	Mayor a 200 mD.
Permeabilidad vertical (K_v)	Mayor a 50 mD.
Relación de permeabilidades (K_v/K_h)	Mayor a 0.25.
Viscosidad del aceite (μ_o)	Menor a 600 cp.
Espesor	Mayor a 56 pies.

Los datos de la tabla anterior fueron seleccionados en base a comparaciones realizadas entre el factor de recobro ultimo (correspondiente a trece años de inyección), obteniendo valores superiores a 40% y relaciones agua-aceite (RAP) a este mismo periodo de tiempo, con valores inferiores a 35.

3.3. APLICACIÓN PILOTO DEL TTHW AL CAMPO TELLO MEDIANTE SIMULACION NUMERICA

Con el fin de analizar la aplicabilidad de la técnica TTHW a un campo colombiano, se construyó un modelo de simulación numérica. Para propósitos del estudio se selecciono el campo Tello, ya que cumple con características petrofísicas y de los fluidos para llevar a cabo este tipo de procesos; las cuales se encuentran entre los criterios de selección establecidos para el TTHW, tanto los presentados en la literatura, como los establecidos en base en el análisis de sensibilidad del caso base (ver tablas 1 y 27); dentro de los cuales se destacan: Espesor mayor a 30 pies, viscosidad de 14 cp, buena permeabilidad horizontal y vertical (70 – 260

mD); además el campo presenta facilidades de superficie adecuadas para el tratamiento del agua de inyección y producción, lo cual es una gran ventaja en caso de llegar a aplicarse este tipo procedimientos usando pozos horizontales.

Para el estudio, inicialmente se realizó un ajuste a la producción primaria donde se analizó el factor de recobro primario, además de la caída de presión y la tasa de aceite; posteriormente se implementó la inyección de agua convencional tal como se llevó a cabo en campo Tello; por último se implementó el TTHW, donde se analizó el comportamiento de este proceso en cuanto al factor de recobro, presión promedio, tasa instantánea de aceite, cortes de agua y relaciones agua aceite.

A continuación se presentan las principales propiedades y características del campo y del sector elegido, las cuales fueron tomadas como base para la construcción del modelo conceptual en el que se implementó el piloto de inyección de agua empleando pozos horizontales y se realizó el respectivo análisis y estudio, mediante simulación numérica.

3.3.1. Localización del campo Tello. El Campo Tello está ubicado al noreste de la ciudad de Neiva en el departamento del Huila, a tres kilómetros aproximadamente del casco urbano de la ciudad de Neiva, en la subcuenca del Valle Superior del Magdalena (ver figura 77).

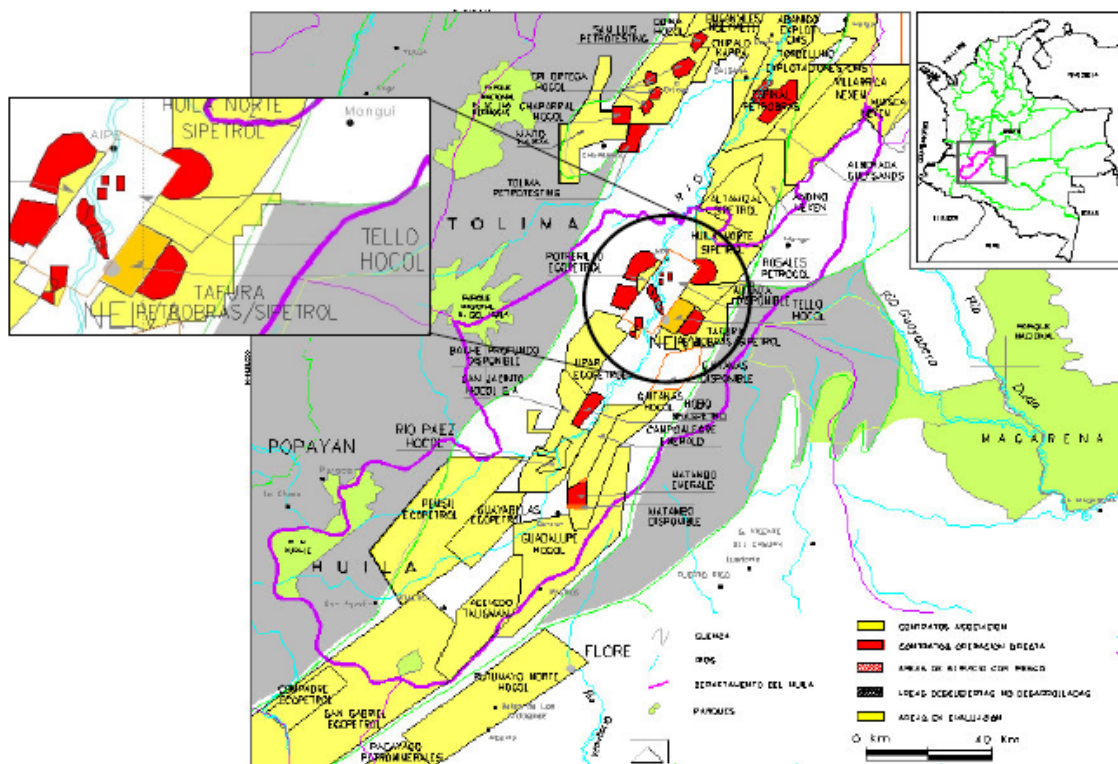
3.3.2. Historia del campo Tello. El Campo Tello hacía parte de la antigua Concesión Tello 1161. Esta Concesión fue adjudicada a la compañía Tennessee Colombia S.A. en el año de 1971 y pasó a la compañía Hocol S.A. en el año de 1979. En febrero 14 de 2006 reversionó a la nación a la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH).

El Campo Tello fue descubierto con la perforación del pozo Tello 1 en marzo de 1972. El desarrollo principal de este campo se terminó con la perforación de los

pozos del año de 1985, para esta fecha el campo alcanzó una producción máxima de 14.000 barriles de petróleo por día.

En el año de 1995 se construyeron las nuevas instalaciones para la recolección y tratamiento del crudo del Campo Tello. En septiembre de 1997 en el Campo Tello se inicia el proyecto de inyección de agua, el desarrollo de la zona norte del campo y la perforación infill.

Figura 77. Ubicación del campo Tello.



Fuente: Proyecto de Producción Incremental de los Campos Tello y La Jagua.

Con este plan de desarrollo se incrementó notablemente la producción así como también las reservas del campo y se alcanzó una producción máxima de 15552 barriles por día.

A junio del 2006 la producción del Campo Tello era de 9016 barriles diarios de petróleo con 32 pozos productores activos y nueve pozos inyectores (Junio de 2006). La producción acumulada, a diciembre de 2005 es de 90.95 millones de barriles y con los pozos activos actualmente se estima que la producción acumulada será de 109.2 millones de barriles en el año 2033. La Tabla 28 presenta un resumen de los datos de los Campos Tello y La Jagua a diciembre de 2005.

Tabla 28. Información general del campo Tello.

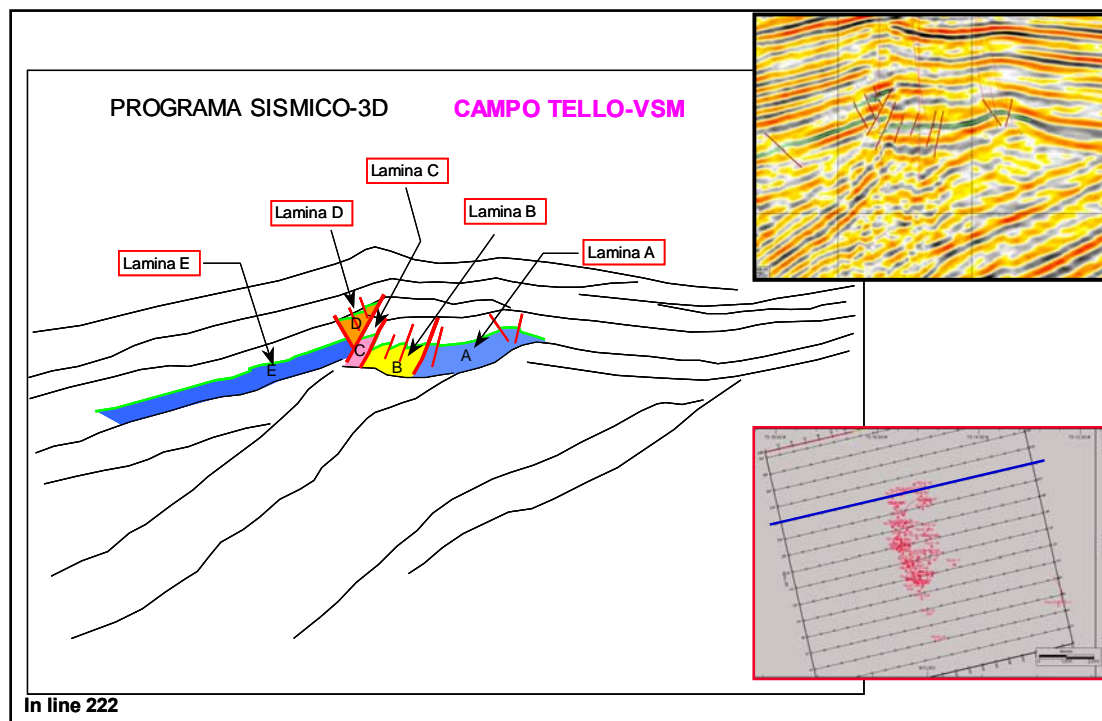
Parámetro	Valor
Primer dato de producción (año).	1972
Producción máxima primaria (Bopd).	11200
Producción máxima secundaria (Bopd)	15552
Producción a diciembre del 2006 (Bopd)	9450
Aceite in Situ (MBIs)	442.2
Gravedad API del crudo	19.2
Producción acumulada (MBIs)	90.9
Factor recobro a diciembre del 2006 (%)	20.6
Factor recobro último (%)	24.7
Pozos productores activos	32
Pozos inyectores activos	9
Pozos secos	8
Pozos abandonados	11
Profundidad (pies)	10500

Fuente: Proyecto de Producción Incremental de los Campos Tello y La Jagua.

3.3.3. Modelo estructural del campo Tello. La formación productora del campo Tello es Monserrate. El yacimiento se encuentra compartimentalizado en cinco láminas estructurales separadas entre sí por fallas de cabalgamiento con un anticlinal asociado a cada una de ellas.

Las cinco láminas estructurales han sido denominadas de este a oeste A, B, C, D y E (figura 78). La lámina estructural A, que está ubicada en el extremo oriental del campo, es la más extensa, la menos deformada estructuralmente y la de mayor impacto en la producción de hidrocarburos.

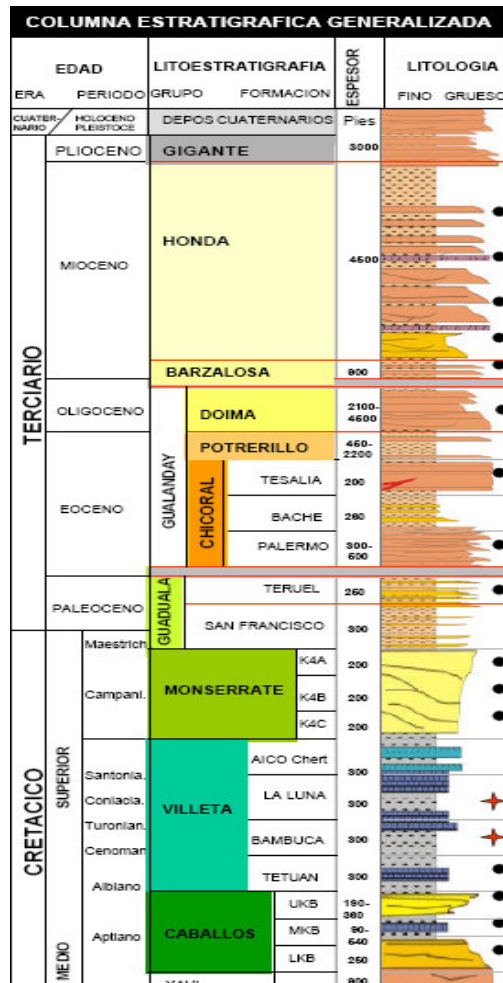
Figura 78. Láminas estructurales del Campo Tello.



Fuente: Proyecto de Producción Incremental de los Campos Tello y La Jagua.

3.3.4. Modelo Estratigráfico. La columna litológica que se presenta en el Campo Tello, comprende rocas que van de las edades del Pre-Cámbrico hasta el Cuaternario reciente, como se observa en la columna estratigráfica generalizada del Valle Superior del Magdalena (ver figura 79). La formación Monserrate en el campo Tello es la formación productora que subyace sobre la formación Villeta y en el tope es discordante con la formación Barzalosa. Las areniscas de la formación Monserrate fueron depositadas en un ambiente marino somero (Isla Barrera) durante el Senoniano – Maastrichtiano.

Figura 79. Columna estratigráfica del valle medio del Magdalena.



Fuente: Proyecto de Producción Incremental de los Campos Tello y La Jagua.

3.3.5. Características del campo y propiedades petrofísicas. De acuerdo al modelo estratigráfico, el yacimiento está constituido por areniscas de la formación Monserrate. Estas areniscas están divididas en cuatro miembros principales, que se diferencian por sus características petrofísicas (ver tabla 29). Estas unidades son continuas lateralmente a lo largo de todo el campo y en algunos sectores se presentan repeticiones debido a las estructuras de cabalgamiento.

La tabla 29 presenta las propiedades petrofísicas de los miembros productores correspondientes a la lamina A, la cual es la de principal interés para el presente estudio debido a que cuenta con un espesor adecuado para implementar esta técnica, de igual forma presenta valores de permeabilidad y porosidad que favorecen el proceso según lo estudiado en el modelo homogéneo analizado anteriormente. El miembro B3 de la formación Monserrate, presenta el espesor y la porosidad más adecuada para llevar a cabo el TTHW.

Tabla 29. Propiedades petrofísicas promedio de la Formación Monserrate del Campo Tello, para la lamina A.

Lamina	Miembro	Espesor bruto (pies)	Espesor neto (pies)	Porosidad (%)	Permeabilidad (mD)
A	B1	61.19	20.2	19.68	143.91
	B2	97.27	45.5	19.83	259.86
	B3	92.78	60.1	22.12	103.84
	C	105.86	25.4	16.78	75.17

Fuente: Proyecto de Producción Incremental de los Campos Tello y La Jagua.

3.3.6. Aceite original in-situ y reservas. El campo Tello presenta un aceite original in-situ de alrededor de 442.2 MBIs, con un factor de recobro de aproximadamente 21% a diciembre del 2005. El presente estudio de simulación está enfocado en la lámina A, ya que ésta presenta la mayor cantidad de aceite inicial (196.9 MBIs), además de adecuadas propiedades para implementar el TTHW tales como espesores permeabilidades entre 70 y 200 mD y porosidades en el rango de 16 a 23%.

En cuanto a los miembros productores de dicha lamina, el B3 presenta una mayor cantidad de aceite original con 77.72 MBIs y un espesor alrededor de 60 pies, correspondiente a un área de 1091.48 acres. Razón por la cual el presente estudio se enfoca en dicho miembro productor.

3.3.7. Propiedades de los fluidos. El crudo del Campo Tello es un petróleo negro subsaturado de 19.2 °API siendo este valor favorable para la aplicación del TTHW, con un GOR en el rango de 1200 a 1500 pcs/bl. La viscosidad está de 14.2 a 10 centipoises a la presión de burbuja (842 psi) y el factor volumétrico de 1.1 (ver tabla 30).

El gas producido en el Campo Tello tiene una capacidad calorífica de 1425 Btu. La composición se destaca la presencia de CO₂, alto contenido de C₃₊. En cuanto al agua de formación, la salinidad está entre 5800 y 7500 ppm de cloruros. El factor volumétrico es de 1.038 By/bls a 842 psi y la viscosidad de 0.4 centipoises.

3.3.8. Descripción del modelo de simulación. Una vez estudiada la inyección de agua usando pozos horizontales en un modelo homogéneo, se eligió el campo Tello descrito anteriormente y a partir de sus propiedades petrofísicas se construyó un modelo conceptual, con el fin de llevar a cabo un piloto de la técnica TTHW, para determinar mediante simulación numérica la posibilidad de

implementar este proceso desde el punto de vista técnico, con el objetivo de incrementar la producción actual.

Tabla 30. Propiedades PVT del campo Tello.

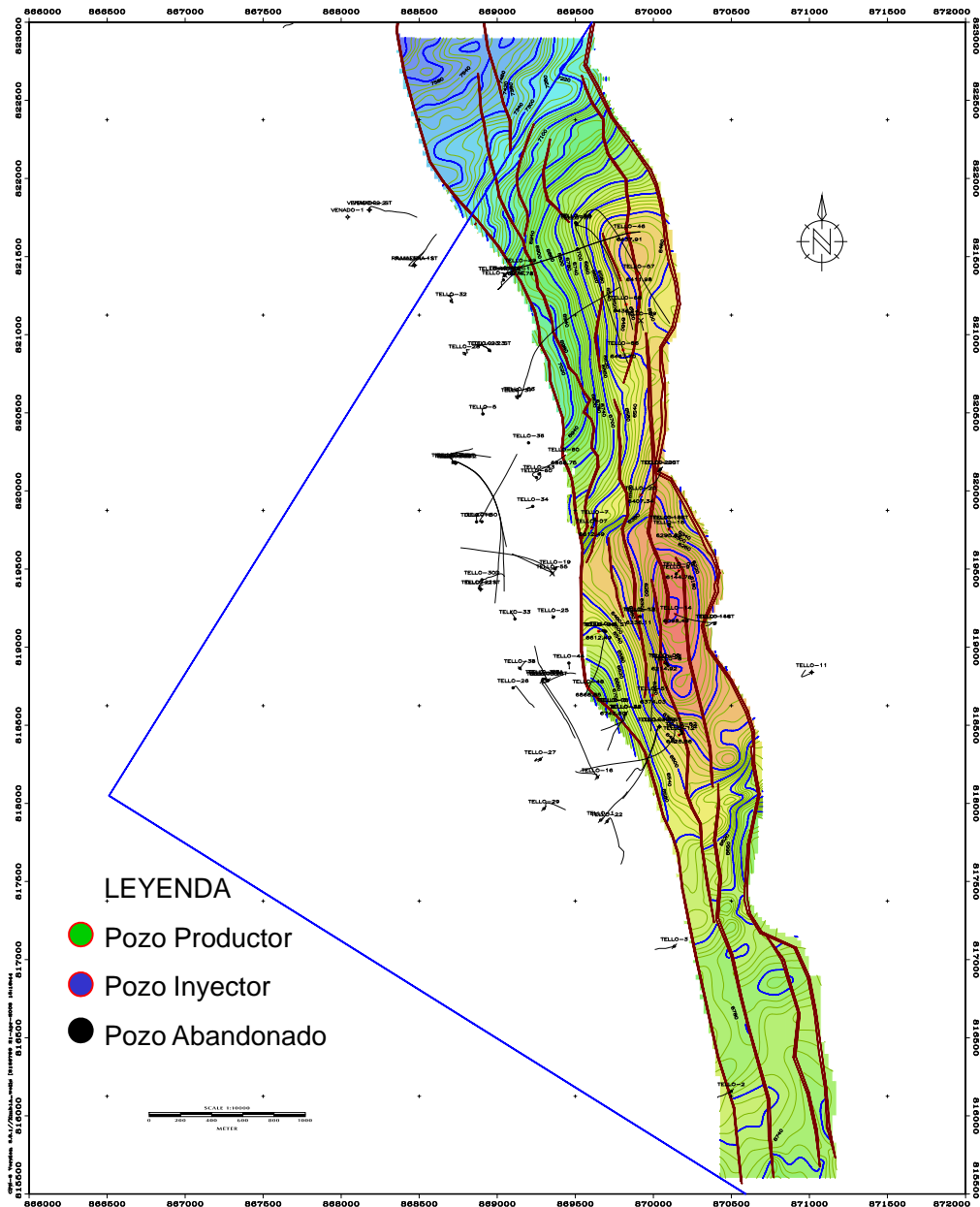
Parámetro	Valor
Fecha de muestreo	01-jun-72
Profundidad de muestreo (ft)	8250
Presión Inicial Yacimiento @ -6300 ft (Psia)	3549
Presión de Burbuja, P_b (Psia)	842
Temperatura de Yacimiento @ -6300 (°F)	161
Factor Volumétrico de Formación, B_o (STB/STB)	1.114
Relación Gas-Aceite en Solución, R_{si} (SFC/BL)	142
Gravedad (°API)	19.2
Viscosidad del aceite (cp)	14.2

Fuente: Proyecto de Producción Incremental de los Campos Tello y La Jagua.

Para llevar a cabo el estudio de simulación fue seleccionada la lámina A como se observa en la figura 80, la cual se encuentra dividida en cuatro sectores productores denominados B1, B2, B3 y C, cada uno con propiedades petrofísicas diferentes.

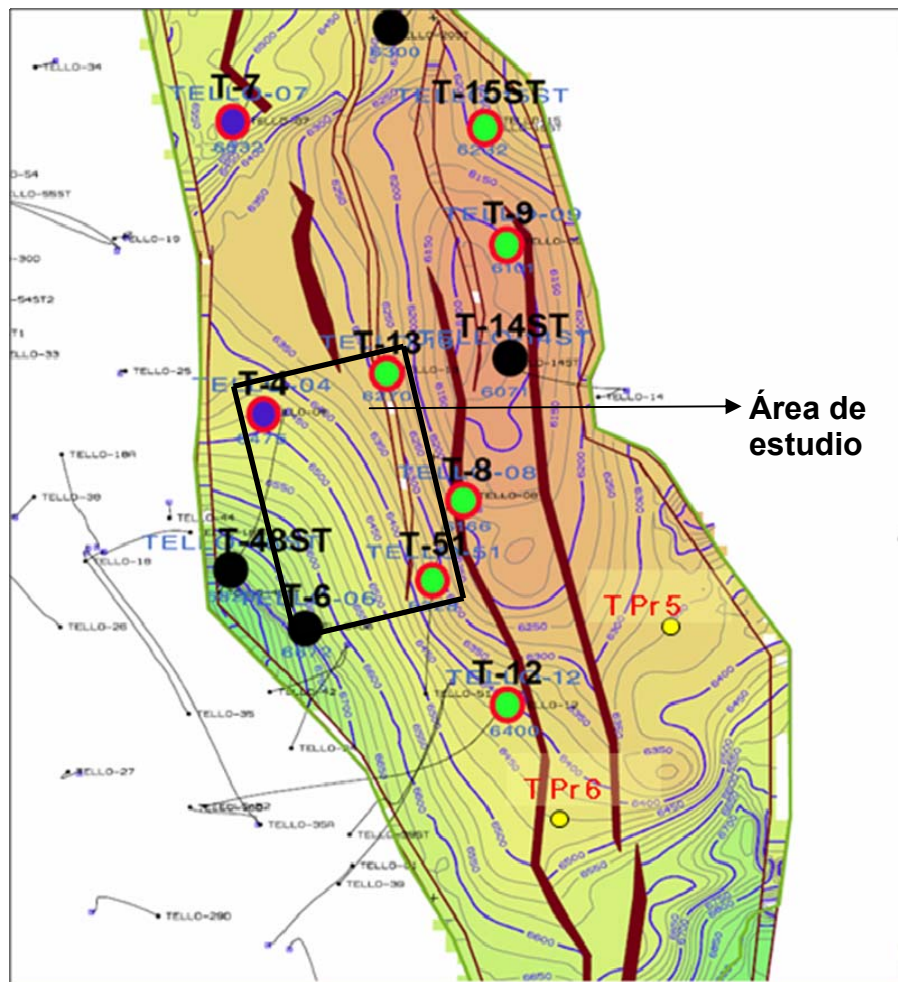
Debido a que el total de la lámina A ocupa un área demasiado extensa, se decidió realizar un piloto en una porción del sector B3 que involucra los pozos actualmente activos T4, T13 y T51 como se puede ver en la figura 81.

Figura 80. Mapa estructural de la lámina A del campo Tello.



Fuente: Tomada de proyecto de producción incremental de los campos Tello y la jagua. Empresa colombiana de petróleos s.a. Agencia nacional de hidrocarburos.

Figura 81. Mapa estructural de la lámina A sector sur del campo Tello.



Fuente: Tomada de proyecto de producción incremental de los campos Tello y la Jagua. Empresa colombiana de petróleos s.a. Agencia nacional de hidrocarburos.

Tomando como base el sector señalado en la figura anterior, se creó un modelo con un área de 63 acres y una compresibilidad de la roca de $1.68 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$ a una presión de referencia de 3500 psi. Además, se tuvieron en cuenta las propiedades petrofísicas correspondientes al pozo T4, las cuales fueron seleccionadas de acuerdo a datos de análisis de corazones realizados en este pozo como se

presenta en la tabla 31. Estas propiedades son propicias para llevar a cabo un proyecto de TTHW, esto de acuerdo a los estudios de simulación realizados anteriormente al caso base homogéneo, ya que se tiene un espesor alrededor de 60 pies, el cual es adecuado para la configuración de los pozos, además una porosidad promedio de 22%, con una relación de permeabilidades cerca de 0.3, permitiendo de esta forma crear un modelo conceptual del campo Tello con condiciones optimas para la implementación de dicha técnica.

Tabla 31. Propiedades petrofísicas, miembro productor B3 correspondiente a la lámina A, Pozo T4.

Capa	Tope (pies)	Porosidad (%)	Permeabilidad I	Permeabilidad K
1	8629	24.4	313	93.9
2	8631	25.4	295	88.5
3	8633	19.1	252	75.6
4	8635	24.9	212	63.6
5	8639	21.4	613	183.9
6	8642	22.1	111	33.3
7	8644	22.3	73.	21.9
8	8648	20.4	74	22.2
9	8650	19.7	193	57.4
10	8657	20.7	37	11.1
11	8659	22.3	33	9.9
12	8662	27.8	36	10.8
13	8665	26.7	57	17.1
14	8669	18.5	49	14.7
15	8670	29.9	133	39.9
16	8674	29.1	31	9.3
17	8682	27.3	177	53.1

Fuente: Tomada de proyecto de producción incremental de los campos Tello y la jagua. Empresa colombiana de petróleos s.a. Agencia nacional de hidrocarburos.

De igual forma se generaron las curvas de permeabilidades relativas de los fluidos del yacimiento con las propiedades mencionadas en la tabla 32.

Tabla 32. End Points de las curvas de permeabilidad relativa.

Característica	Descripción
Saturación de agua inicial (S_{wi})	0.28
Saturación de agua crítica (S_{wcrit})	0.28
Saturación de aceite inicial (S_{oi})	0.72
Saturación de aceite irreducible (S_{or})	0.285
Saturación de aceite residual (S_{oR})	0.285
Permeabilidad relativa del aceite a saturación de agua crítica (K_{rocw})	0.7
Permeabilidad relativa del agua a saturación de aceite irreducible (K_{rwi})	0.2
Exponente para la curva de permeabilidad relativa al aceite (K_{rwiro})	2
Exponente para la curva de permeabilidad relativa al agua (K_{rwiro})	2

Fuente: Tomada de proyecto de producción incremental de los campos Tello y la jagua. Empresa colombiana de petróleos s.a. Agencia nacional de hidrocarburos.

Por último, se tomaron datos para las propiedades de los fluidos presentes en el campo, provenientes de estudios PVT realizados anteriormente. Estas propiedades se listan en la tabla 33.

Tabla 33. Datos iniciales para la generación de la tabla PVT.

Característica	Descripción
Presión inicial del modelo	4312 psi
Temperatura inicial del modelo	190 °F
Presión de burbuja	846 psi
°API	20
Viscosidad	14 cp
Densidad del agua	61.63 lbs /ft ³
Densidad del aceite	58.24 lbs/ft ³

Fuente: Tomada de proyecto de producción incremental de los campos Tello y la jagua. Empresa colombiana de petróleos s.a. Agencia nacional de hidrocarburos.

Con el fin de analizar el comportamiento de la inyección de agua usando pozos horizontales, fue necesario realizar un ajuste histórico de los datos de producción proporcionados.

Para ello, se simularon los diferentes eventos transcurridos desde el primer año de producción del campo y se ajustaron los valores de factor de recobro y presión obtenidos para cada una de las etapas de producción (producción primaria, inyección de agua), de tal forma que se represente de forma más cercana el comportamiento del campo bajo estudio.

Las propiedades del modelo de simulación se presentan en la siguiente tabla.

Tabla 34. Dimensiones del modelo.

Característica	Descripción
Espesor	60 ft
Celdas en I	30
Celdas en J	19
Celdas en K	17
Longitud celdas en I	2*90.05 pies, 26*61.53 pies, 2*90.05 pies
Longitud celdas en J	1*100pies, 17*70pies, 1*100 pies
Área del modelo	63 acres

Para la etapa de producción primaria, se seleccionaron los pozos T4 y T13 quienes iniciaron su producción desde el año de descubrimiento del campo y alcanzaron una producción máxima de petróleo de 1000 Bls/día. Posteriormente se construyó el modelo de simulación presentado en las figuras 82 y 83 con las condiciones de operación de los pozos que se muestran en la tabla 35 y se realizaron corridas de simulación para esta etapa. La distancia entre pozos se calculó con ayuda de la escala presentada en el mapa estructural de la figura 80.

Tabla 35. Condiciones de operación de los pozos.

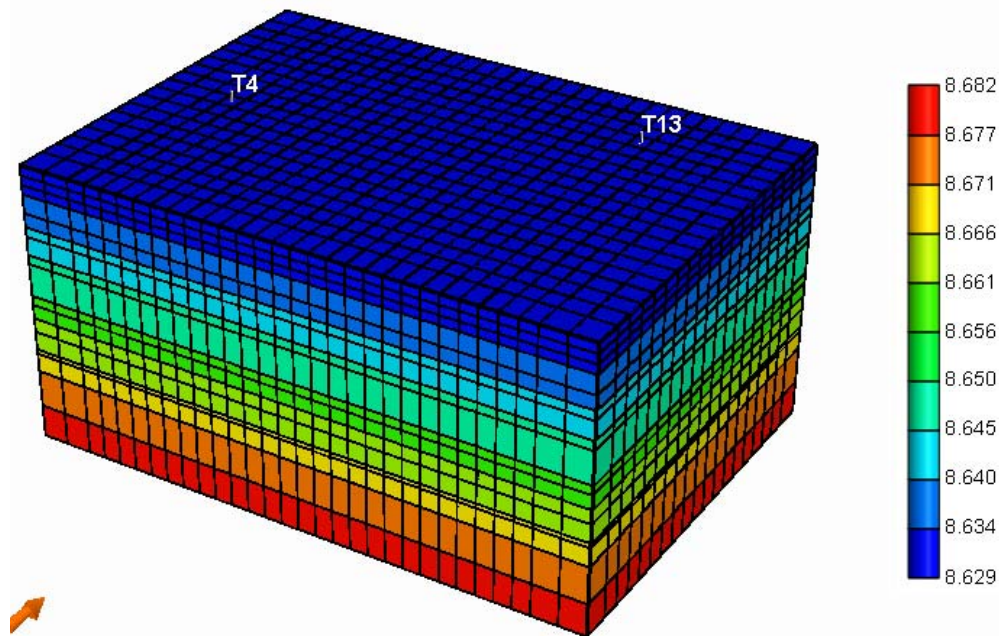
Característica	Valor
Presión de fondo mínima - pozos productores (BHP)	500 psi
Tasa de producción de aceite máxima – Pozo vertical (STO)	1000 Bls
Tasa de producción de aceite máxima-Pozo horizontal (STO)	2000 Bls
Tasa de inyección máxima-Pozo vertical (STW)	1000 Bls

La presión de fondo mínima para los pozos productores, se estableció de acuerdo a las presiones trabajadas en el campo Tello y a los estudios realizados en el caso base de simulación, en el cual se obtuvieron buenos resultados en cuanto al factor de recobro, además este valor seleccionado permite obtener tendencias en las curvas acordes a las obtenidas a lo largo de la vida del campo.

La tasa de inyección de agua para el modelo del campo Tello se estableció en 1000 barriles de agua por día, ya que según los análisis de sensibilidad realizados al TTHW, nos es conveniente trabajar con elevadas tasas, puesto que se tendrían tempranas rupturas del agua en los pozos horizontales, afectando la uniformidad del frente de barrido.

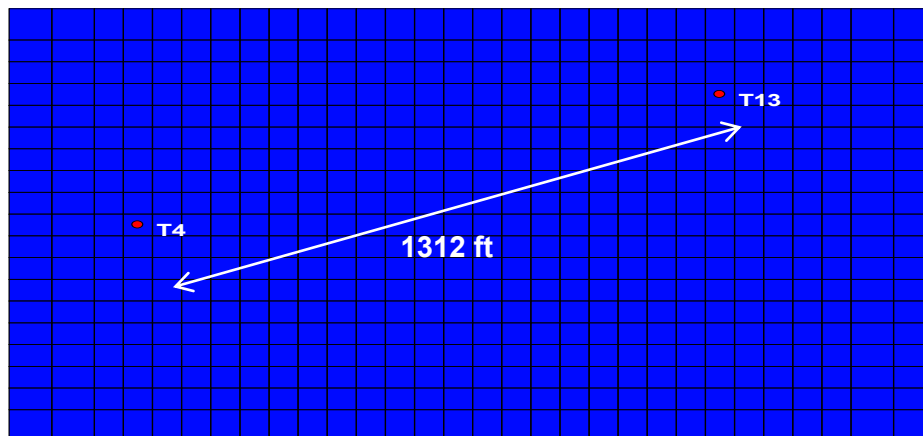
En cuanto a las tasas de producción de aceite de los pozos horizontales, se tomo el doble de la establecida en el pozo vertical, ya que los horizontales tienen una mayor capacidad de drenaje, que se encuentra entre el doble y el triple de la generada en los verticales.

Figura 82. Modelo de simulación correspondiente a la producción primaria del sector analizado (vista 3D).



Fuente: Simulador IMEX-CMG.

Figura 83. Modelo de simulación correspondiente a la producción primaria del sector analizado (vista superior).

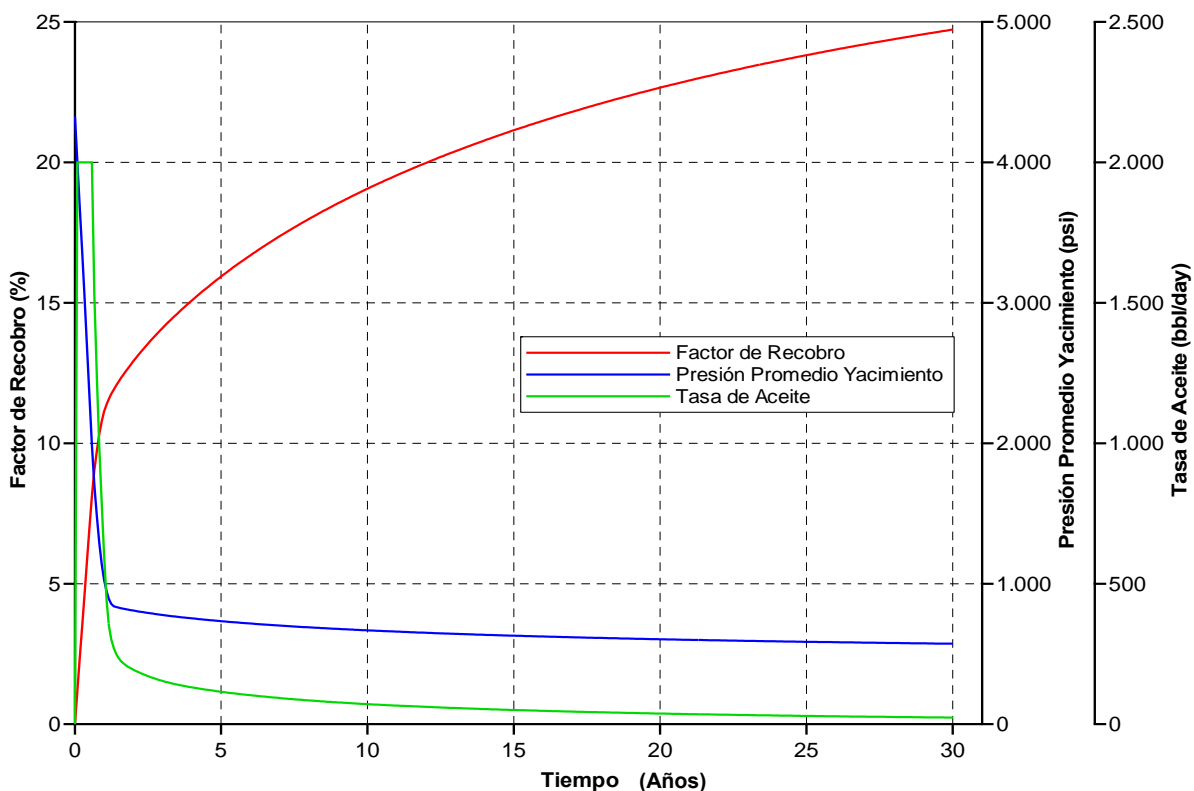


Fuente: Simulador IMEX-CMG.

De acuerdo a los datos proporcionados¹⁴, el factor de recobro para la etapa de producción primaria alcanzó un valor máximo de de 18%, correspondiente al año 10 para el modelo de simulación creado, razón por la cual se decidió implementar la inyección de agua a partir de este año.

Los resultados de la producción primaria se observan en la siguiente figura.

Figura 84. Resultados obtenidos en la etapa de producción primaria para el sector analizado.

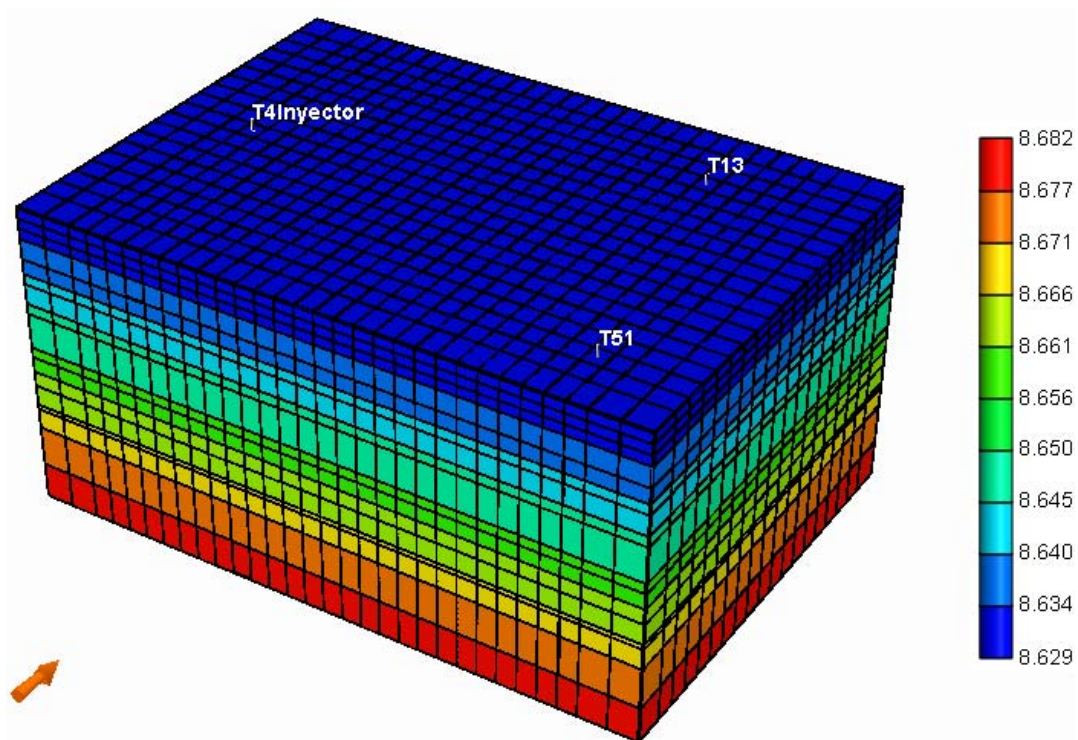


Fuente: Simulador IMEX-CMG.

14. Proyecto de producción incremental de los campos Tello y la jagua. Empresa colombiana de petróleos s.a. Agencia nacional de hidrocarburos.

Para llevar a cabo el proceso de inyección de agua, se convirtió el pozo T4 a inyector debido a que presentaba altos valores de BSW y no podía seguir siendo usado empleado como pozo productor. Posteriormente, se perforó el pozo productor T51 a una distancia de 1497 ft del pozo T4 como se muestra en la figuras 85 y 86.

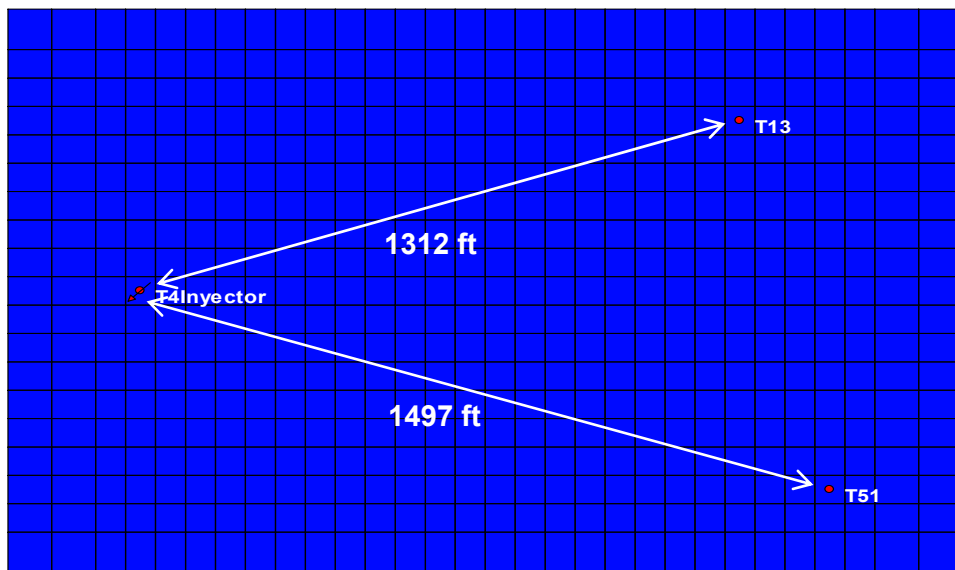
Figura 85. Modelo de simulación correspondiente a la inyección de agua convencional del sector analizado (vista 3D).



Fuente: Simulador IMEX-CMG.

Al implementar la inyección de agua convencional, el sector estudiado alcanzó un factor de recobro último de aproximadamente 26% y una presión promedio de yacimiento de 1200 psi, según el reporte presentado por parte de ECOPETROL¹⁵.

Figura 86. Modelo de simulación correspondiente a la inyección de agua convencional del sector analizado (vista superior).



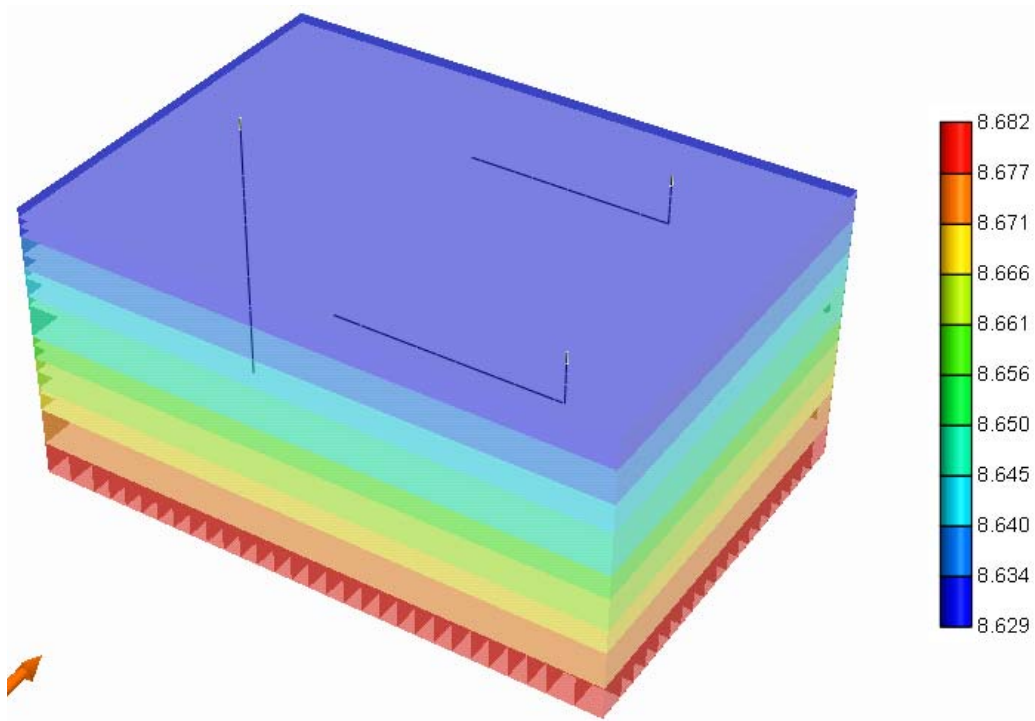
Fuente: Simulador IMEX-CMG.

Para el modelo creado en este caso, el valor de factor de recobro igual a 26% se alcanza en el año 13. Por lo anterior, se decide implementar el uso de pozos horizontales en la inyección de agua en este año, con el objetivo de estudiar el comportamiento del yacimiento frente a este proceso y determinar si es posible incrementar la producción del sector en comparación con la inyección de agua convencional.

15. Proyecto de producción incremental de los campos Tello y la Jagua. Empresa colombiana de petróleos s.a. Agencia nacional de hidrocarburos.

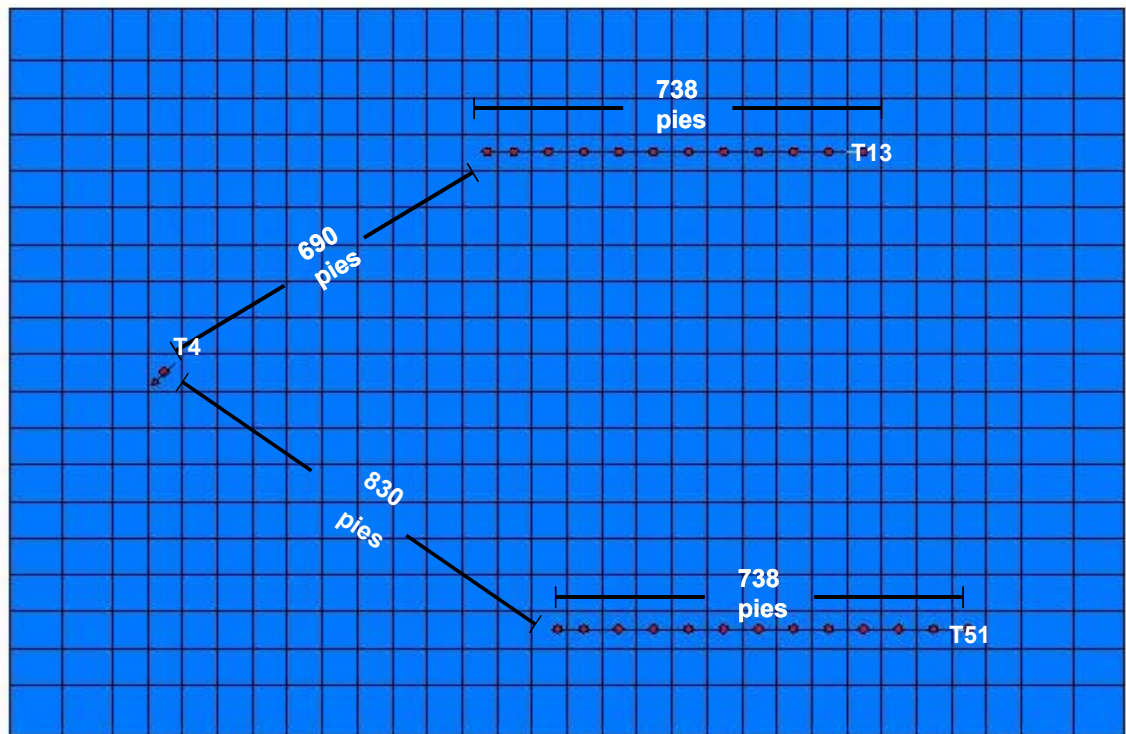
Para este caso, se mantuvo el pozo T4 como inyector y se convirtieron los dos pozos productores verticales (T13 y T51) a productores horizontales, siendo esta la configuración que mejores resultados arrojó durante los estudios previos. Las longitudes de los pozos es de 738 pies, con una distancia del pozo horizontal con respecto al tope de la formación de 10 pies, valores que fueron seleccionados como óptimos, gracias al análisis de simulación del modelo homogéneo realizado anteriormente. Las distancias de los pozos horizontales al pozo inyector vertical se presentan en la figura 88, estas también son acordes a los resultados obtenidos en el modelo base de simulación, donde se observó que era conveniente trabajar con distancias mayores a los 600 pies para evitar la rápida ruptura del agua en el pozo productor. Las configuraciones empleadas se presentan en las figuras 87 y 88.

Figura 87. Modelo de simulación correspondiente a la inyección de agua usando pozos horizontales (TTHW) del sector analizado (vista 3D).



Fuente: Simulador IMEX-CMG.

Figura 88. Modelo de simulación correspondiente a la inyección de agua usando pozos horizontales (TTHW) del sector analizado (vista superior).

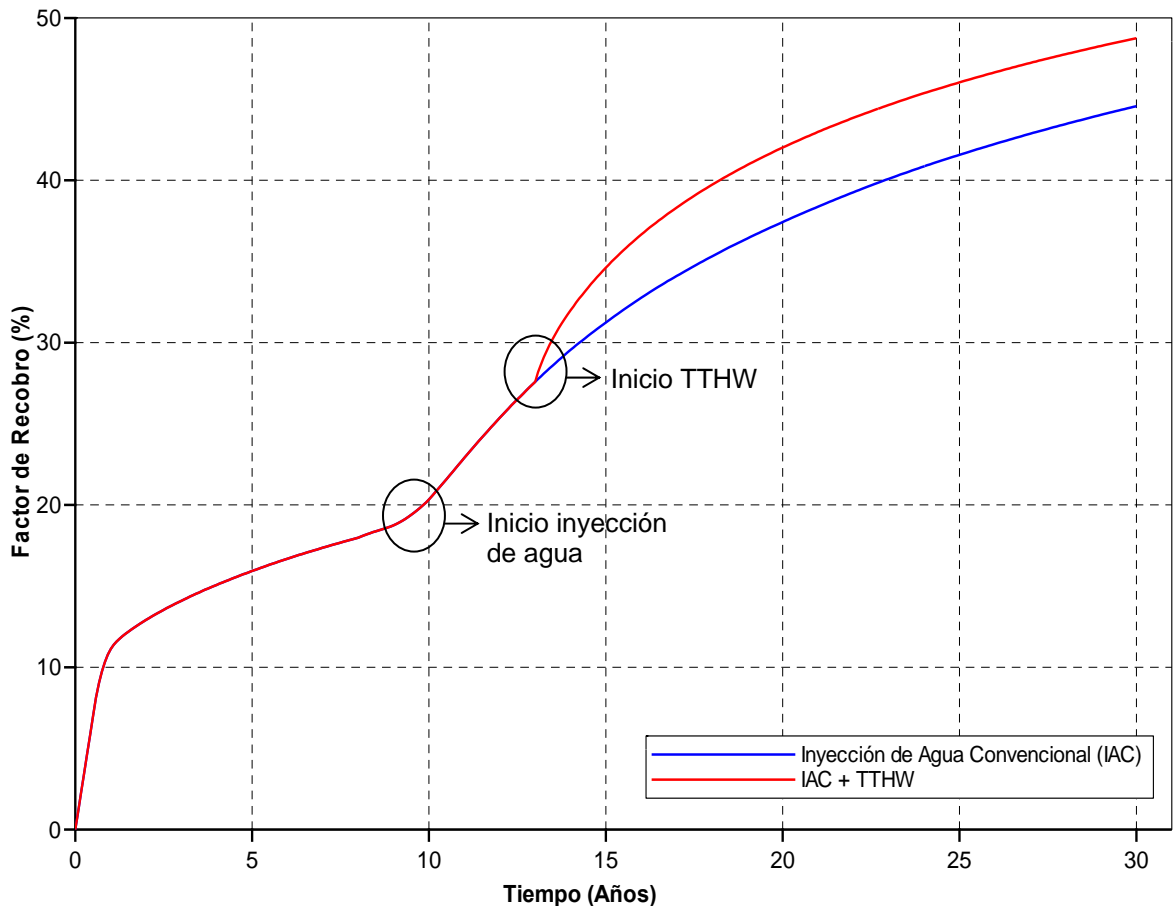


Fuente: Simulador IMEX-CMG.

Los resultados obtenidos una vez finalizadas las corridas de simulación se muestran en las figuras 89, 90, 91, 92 y 93 en donde se comparan dos tipos de curvas, la de color rojo representa tanto la producción primaria como la inyección de agua convencional y el TTHW.

La curva de color azul representa la producción primaria y la inyección de agua convencional, lo cual permite establecer una comparación para determinar cuál de los procesos puede ser más eficiente desde el punto de vista técnico, la inyección de agua con pozos verticales o con pozos horizontales.

Figura 89. Factor de recobro para la inyección de agua convencional y la inyección de agua usando pozos horizontales (TTHW).



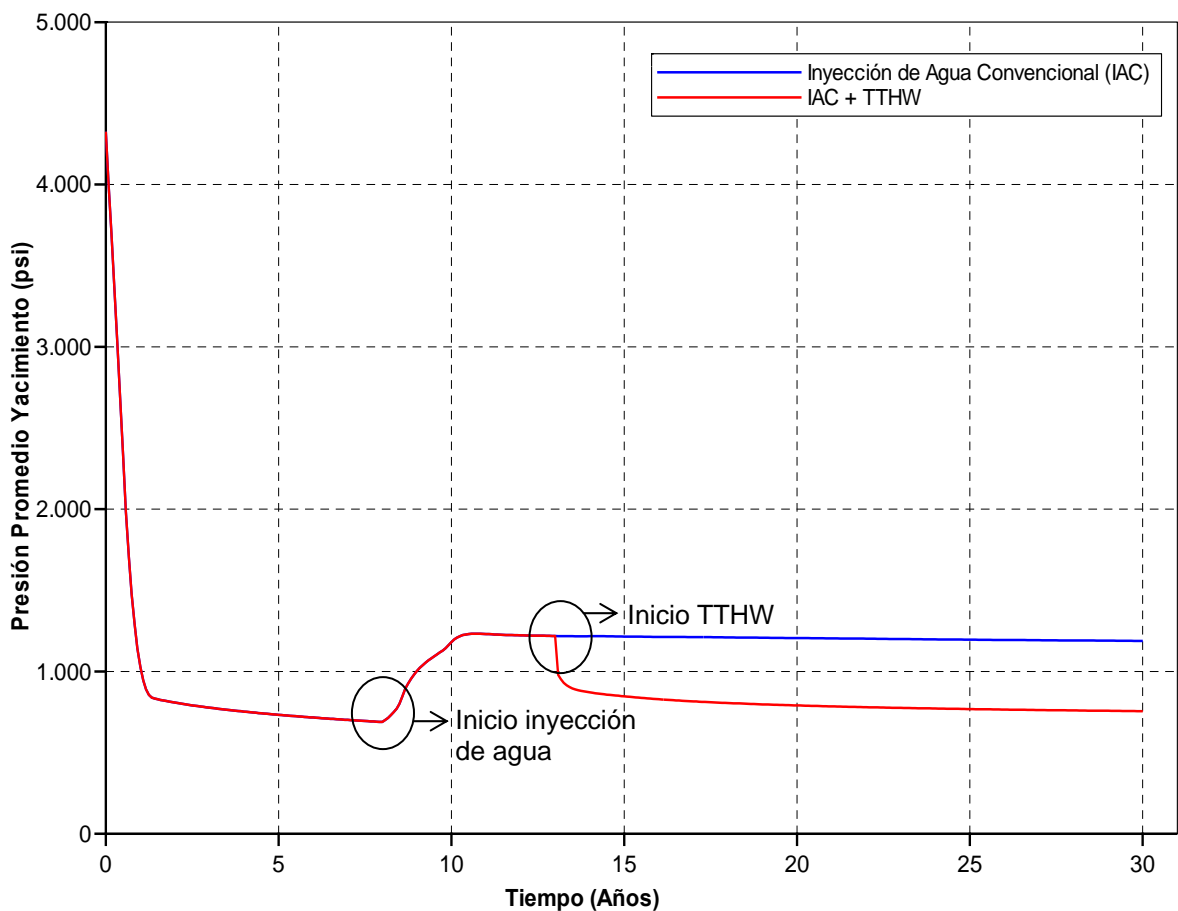
Fuente: Simulador IMEX-CMG.

Como se observa en la figura anterior, la inyección de agua usando pozos horizontales (TTHW) se implementó en el año 13, en el cual el factor de recobro de la inyección de agua convencional alcanzó el valor de 26% reportado anteriormente.

En esta figura, se observa claramente que la técnica TTHW genera factores de recobro superiores a los que se obtendrían de continuar con la inyección de agua

convencional, concluyéndose de este comportamiento que el uso de pozos horizontales es una gran alternativa para incrementar la producción del sector y obtener mejores factores de recobro en menor tiempo. Sin embargo, como se observa en la figura 90, al usar pozos horizontales la presión promedio del yacimiento cae de forma rápida debido a la capacidad de drenaje de los mismos.

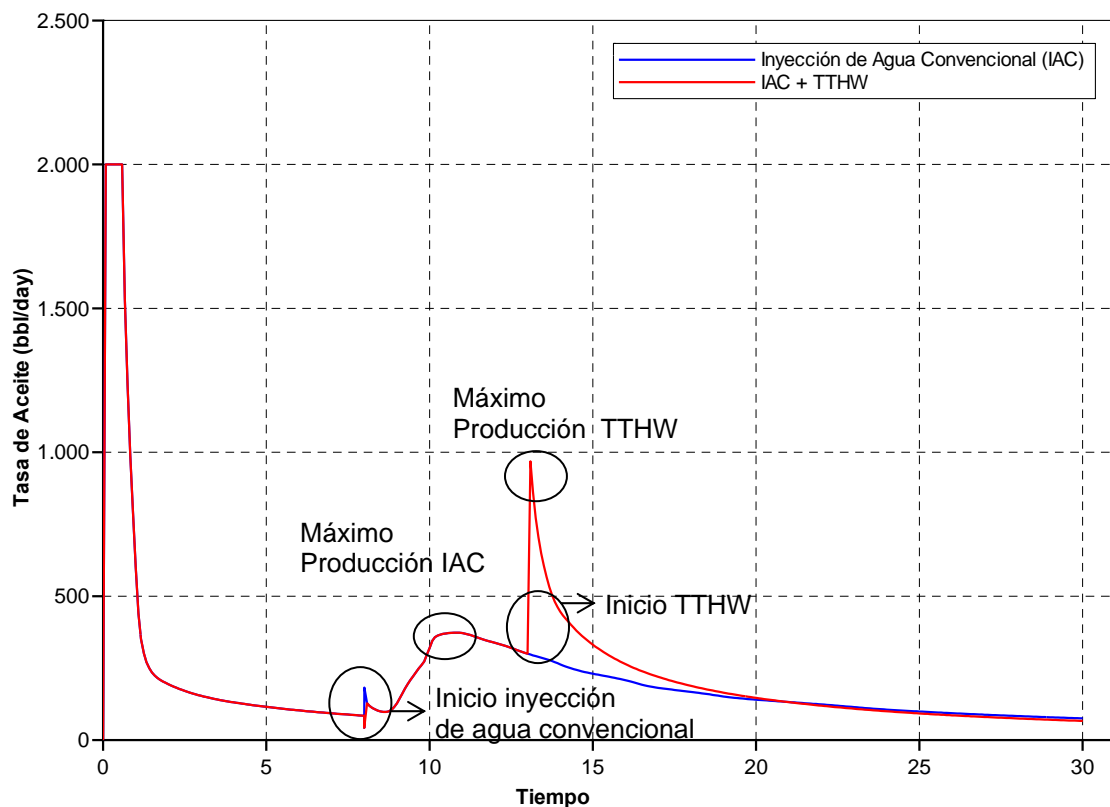
Figura 90. Presión promedio para la inyección de agua convencional y la inyección de agua usando pozos horizontales (TTHW).



Fuente: Simulador IMEX-CMG.

Además, gracias al eficiente drenaje generado por los pozos horizontales, el máximo de producción es considerablemente mayor al alcanzado en la inyección convencional. Por otro lado se observa un comportamiento extraño al inicio de esta (ver figura 91), esto debe a que en ese punto la presión se encuentra por debajo del punto de burbuja y se ha liberado el gas que se encontraba en solución, razón por la cual la respuesta a la inyección de agua no es inmediata, a diferencia del TTHW, el cual se implementa a una presión mayor a la presión de burbuja.

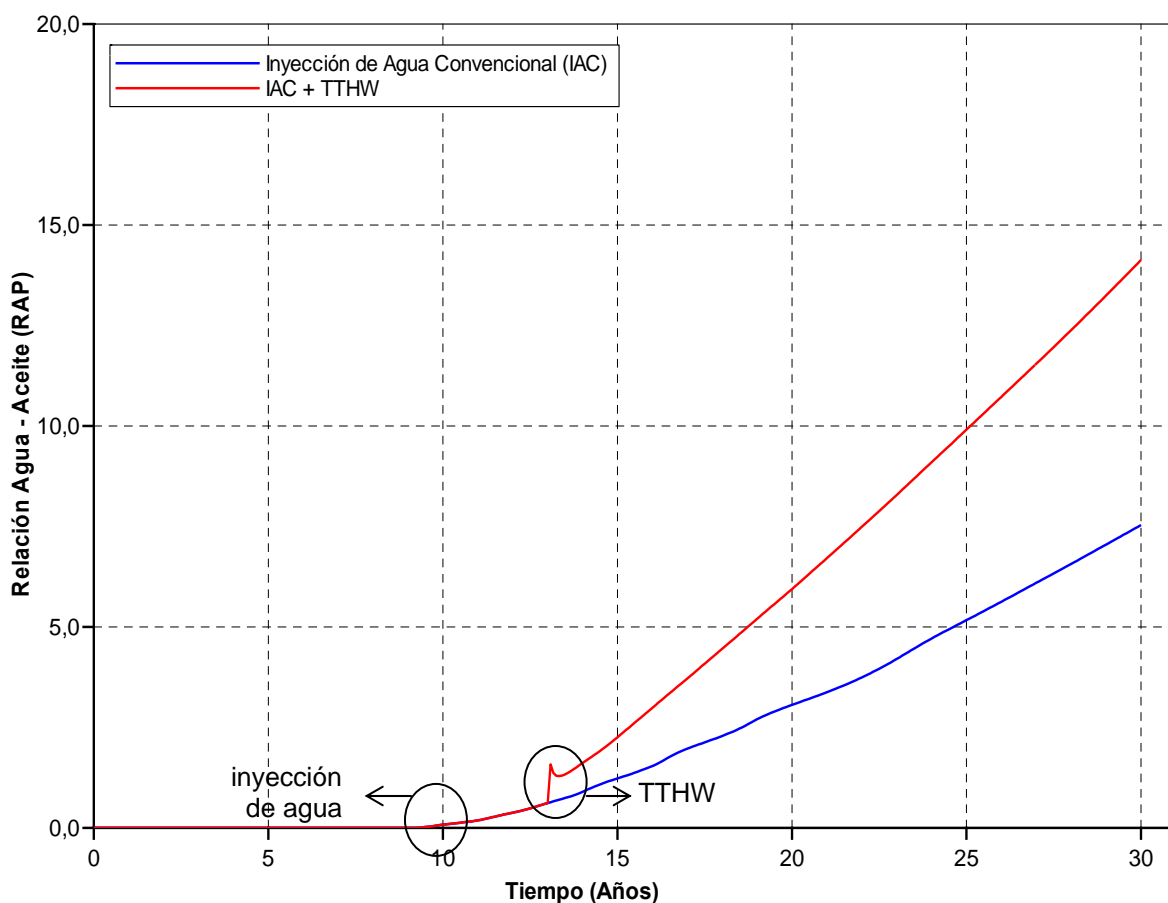
Figura 91. Tasa de aceite del para la inyección de agua convencional (IAC) y la inyección de agua usando pozos horizontales (TTHW).



Fuente: Simulador IMEX-CMG.

Por otra parte, como se estudió en el análisis de simulación del modelo homogéneo, una característica de los procesos que involucran pozos horizontales en la inyección de agua, son los altos cortes de agua que se presentan de forma rápida (ver figura 93) incrementando las relaciones agua-aceite (RAP) durante el proceso como se observa en la siguiente figura.

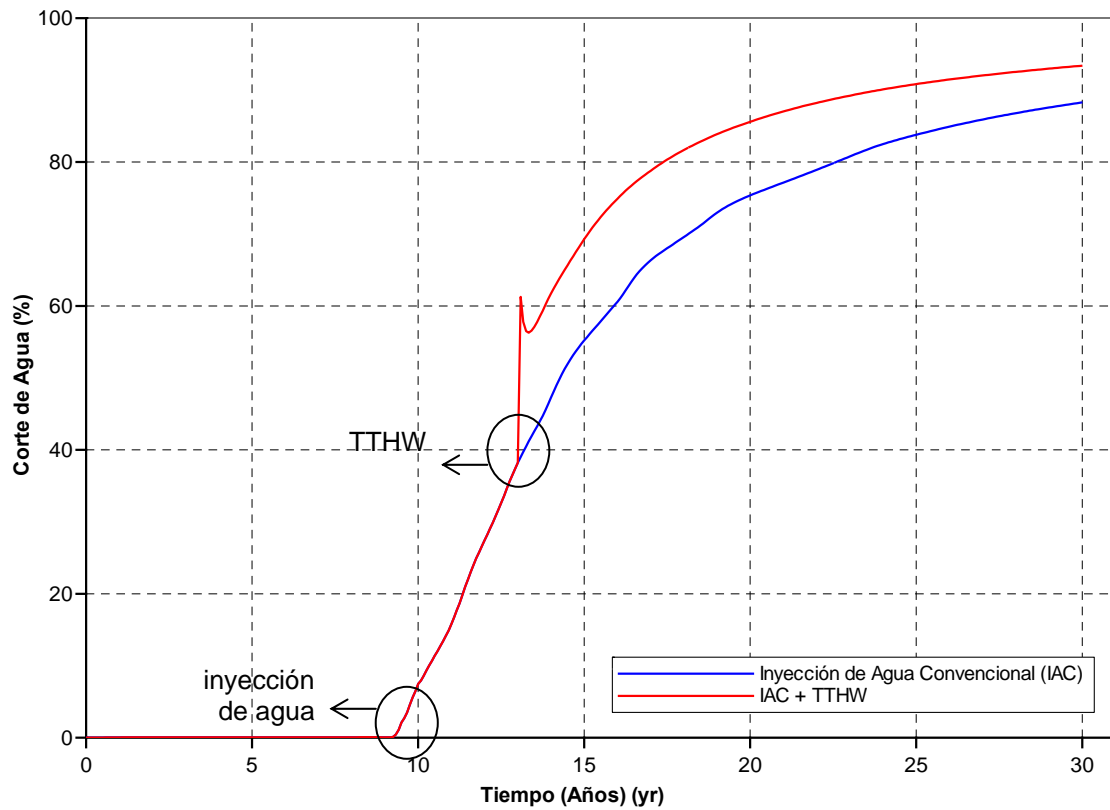
Figura 92. Relación agua-aceite (RAP) para la inyección de agua convencional y la inyección de agua usando pozos horizontales (TTHW).



Fuente: Simulador IMEX-CMG.

Como era de esperarse, la implementación de pozos horizontales en la inyección da como resultado una mayor recuperación de aceite en un menor lapso de tiempo, pero debido a cortas distancias entre pozos, presenta mayores problemas en cuanto al manejo del agua producida, como se puede apreciar claramente en la figura 93.

Figura 93. Corte de agua para la inyección de agua convencional y la inyección de agua usando pozos horizontales (TTHW).



Fuente: Simulador IMEX-CMG.

Debido a que el campo Tello presenta buzamientos a lo largo de todas laminas estructurales que posee, es conveniente elaborar un estudio de la posibilidad de aplicar la técnica TTHW en zonas que presenten buzamientos considerables, por lo que se decidió crear un modelo de simulación que involucre el buzamiento máximo permitido (20°) por este proceso de acuerdo a los criterios de screening consultados en la revisión bibliográfica.

El modelo de simulación fue construido teniendo en cuenta las mismas propiedades empleadas en el modelo anterior (sin buzamiento), con la modificación del numero de celdas del mismo, el cual fue modificado a un valor de 14280. Es necesario aclarar que el área de estudio, la distancia entre pozos y la longitud de los pozos horizontales se mantuvieron iguales a las empleadas en el modelo de simulación sin buzamiento. A continuación se presenta el modelo de simulación para este caso de estudio.

Figura 94. Modelo de simulación con buzamiento correspondiente a la inyección de agua usando pozos horizontales (TTHW) del sector analizado (vista superior).

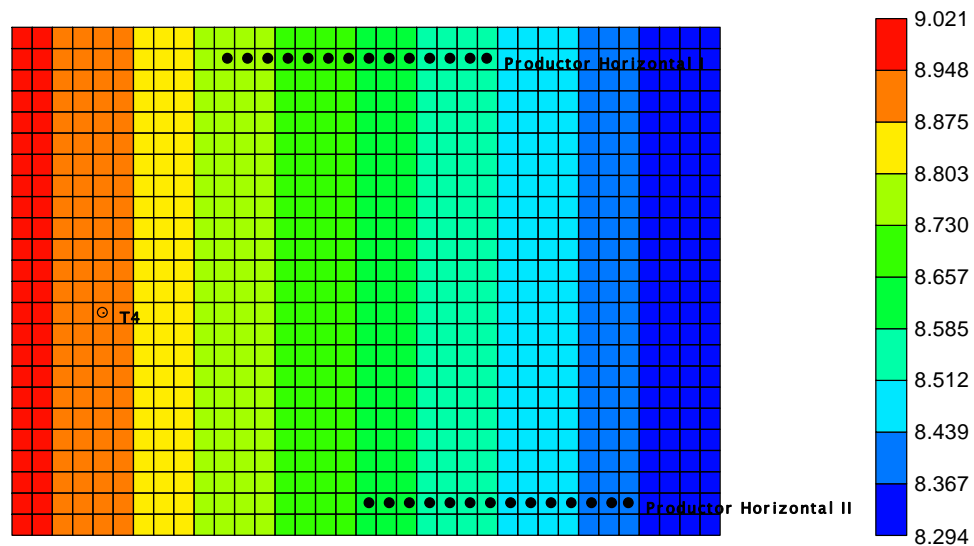
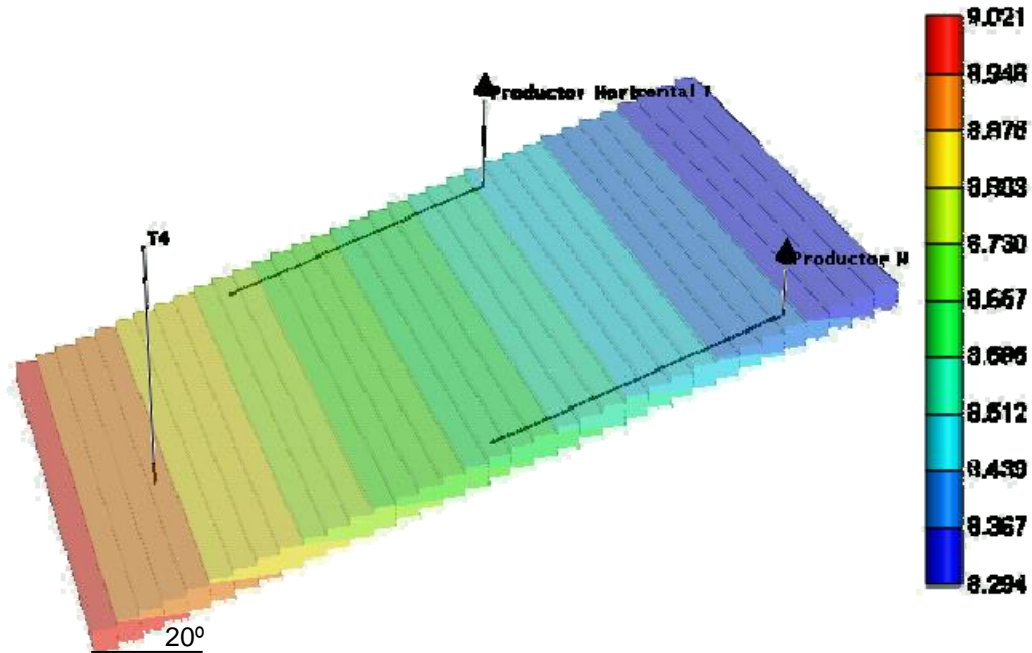


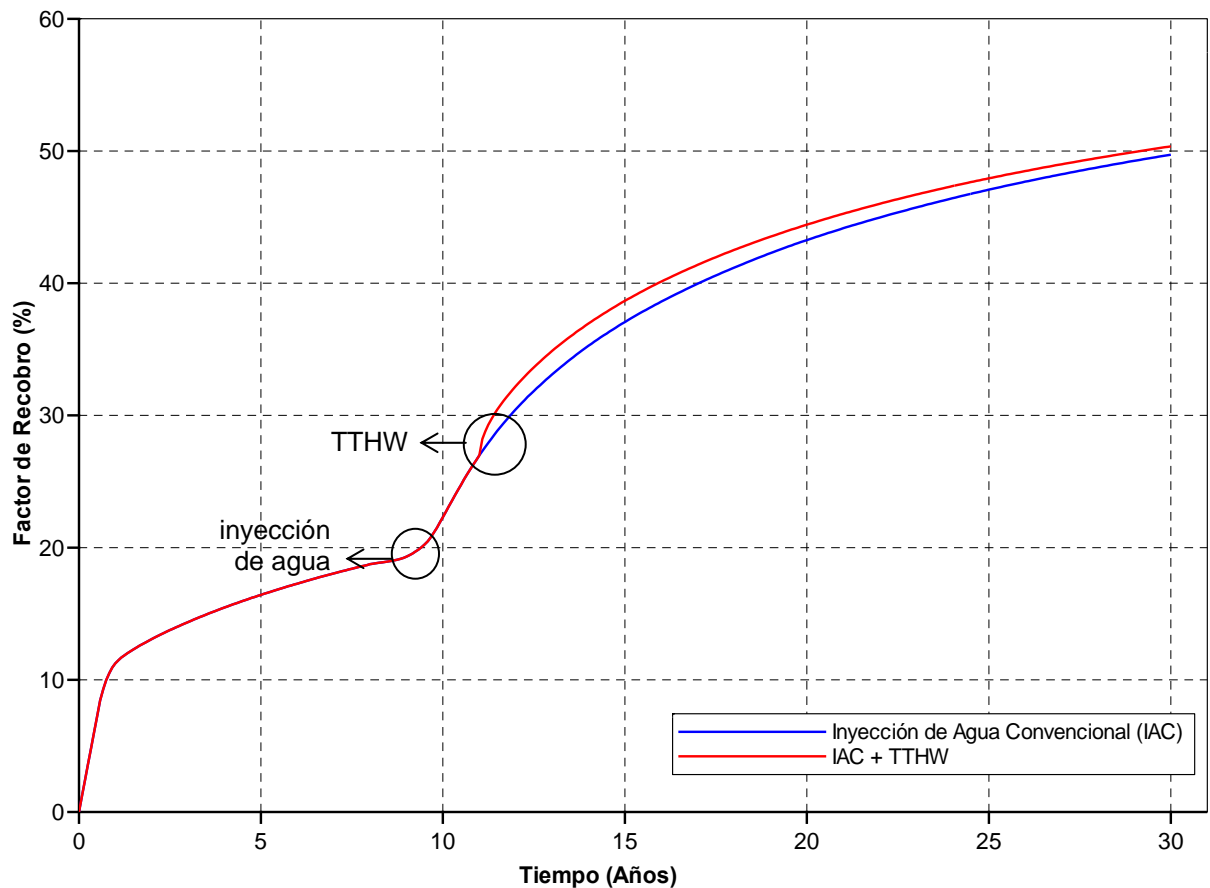
Figura 95. Modelo de simulación con buzamiento correspondiente a la inyección de agua usando pozos horizontales (TTHW) del sector analizado (vista 3D).



La escala de colores presentada en las figuras anteriores, representa los topes de cada uno de los estratos del modelo.

Una vez construido el nuevo modelo de simulación, se construyó la grafica de factor de recobro con el fin de analizar el efecto de buzamiento en el comportamiento del mismo (ver figura 96).

Figura 96. Factor de recobro para el modelo de simulación con buzamiento correspondiente a la inyección de agua usando pozos horizontales (TTHW) del sector analizado.



Como se observa en la figura anterior, el proceso TTHW no es afectado por el buzamiento, puesto que los valores de factor de recobro a lo largo del proceso son los mismos que los obtenidos en el modelo de simulación que no posee buzamiento (horizontal). Sin embargo, se puede notar que la curva de inyección de agua convencional aumenta considerablemente, debido a que el agua se está inyectando buzamiento arriba, conllevando a que los efectos de segregación gravitacional no sean relevantes, dando origen a una disminución en el valor del

flujo fraccional del agua y por tanto aumentando la eficiencia de desplazamiento del proceso.

Con base en lo anterior se puede concluir que la aplicación de la técnica TTHW al campo Tello resultaría factible desde el punto de vista técnico cuando se tiene buzamientos bajos, puesto que se obtienen mayores factores de recobro a los obtenidos durante la inyección convencional. Sin embargo, para valores de buzamiento alto, no es conveniente aplicar el proceso TTHW puesto que los costos de perforación generarían inversiones muy altas y no se obtendría diferencia considerable en los resultados de factor de recobro obtenidos. A pesar de lo anterior, se recomienda realizar otros estudios relacionados con análisis económicos, con el fin de determinar si la cantidad de aceite recuperado con la técnica Toe To Heel Waterflooding para yacimientos con buzamientos considerables, genera dividendos que permiten costear los pozos horizontales y a su vez obtener ganancias atractivas.

CONCLUSIONES

- La aplicación de pozos horizontales en la inyección de agua, surge como alternativa para mitigar los problemas causados por factores como: heterogeneidad del yacimiento, segregación gravitacional de fluidos y desfavorable relación de movilidades, los cuales afectan la eficiencia de barrido volumétrica, generando una pronta irrupción del agua en los pozos productores y disminuyendo los factores de recobro esperados.
- El tiempo de respuesta en un proceso Toe To Heel Waterflooding (TTHW) es menor que en procesos de inyección de agua convencional, dando como resultado una alta producción de aceite rápidamente, debido a la corta distancia que éste recorre para llegar al pozo productor horizontal. Además, teniendo en cuenta que con los pozos horizontales es posible abarcar una mayor área del yacimiento, el aceite original en sitio es drenando con rapidez, permitiendo obtener dividendos en corto plazo.
- Se pudo comprobar que para determinadas condiciones del yacimiento en las cuales la inyección de agua convencional resulta ineficiente, el TTHW aprovecha estas características obteniendo mejores resultados en cuanto al factor de recobro. Sin embargo, también se producen altos cortes de agua y una rápida caída de presión producto de la capacidad de drenaje de los pozos horizontales, ocasionando inconvenientes como altas relaciones agua-aceite (RAP) y gas-aceite (GOR).
- Se obtienen mejores resultados cuando el TTHW es aplicado a yacimientos de alta permeabilidad vertical y horizontal, ya que se favorece la uniformidad del frente de agua, primero al desplazarse el agua por la base

de la formación y posteriormente a medida que va ascendiendo hacia el pozo productor horizontal; efectos que no son favorables en la inyección de agua convencional puesto que una alta permeabilidad vertical permite la segregación del agua, afectando la eficiencia de barrido volumétrica.

RECOMENDACIONES

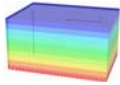
- En este tipo de procesos de corta distancia, se obtienen altas producciones de agua en poco tiempo, ya que es corta la distancia que debe recorrer el agua de inyección, por tal razón resulta conveniente trabajar con tasas de inyección moderadas y así, evitar incrementar costos por tratamiento de agua en superficie.
- Con el estudio de la viscosidad se comprobó que para un rango de valores alto, la relación de movilidades aumenta produciendo altos cortes de agua y a su vez bajos factores de recobro, por lo cual se recomienda implementar la inyección de agua usando pozos horizontales únicamente para crudos convencionales de viscosidades moderadas.
- Al llevar a cabo la técnica TTHW, es aconsejable el uso de dos pozos horizontales productores cerca al tope de la formación y un pozo inyector vertical con sus perforaciones cerca a la base, ya que resulta ser la configuración más eficiente permitiendo recuperar altas cantidades de crudo en corto tiempo, con moderadas relaciones agua petróleo.
- Para el desarrollo del estudio de simulación realizado, se elaboró un modelo de yacimiento que involucra las propiedades petrofísicas de un pequeño sector de la lámina de interés, por lo que se recomienda que para trabajos posteriores, se lleve a cabo un análisis que tenga en cuenta el modelo geológico de toda la lámina con el fin de obtener resultados más confiables.
- Según los análisis llevados a cabo en el presente trabajo, se obtienen resultados optimistas en cuanto a factor de recobro, haciendo factible el

proyecto desde el punto de vista técnico. Sin embargo, es necesario realizar un análisis económico del proyecto y de esta forma garantizar que la inversión realizada en la perforación de los pozos horizontales ofrezca la rentabilidad suficiente para llevar a cabo el mismo.

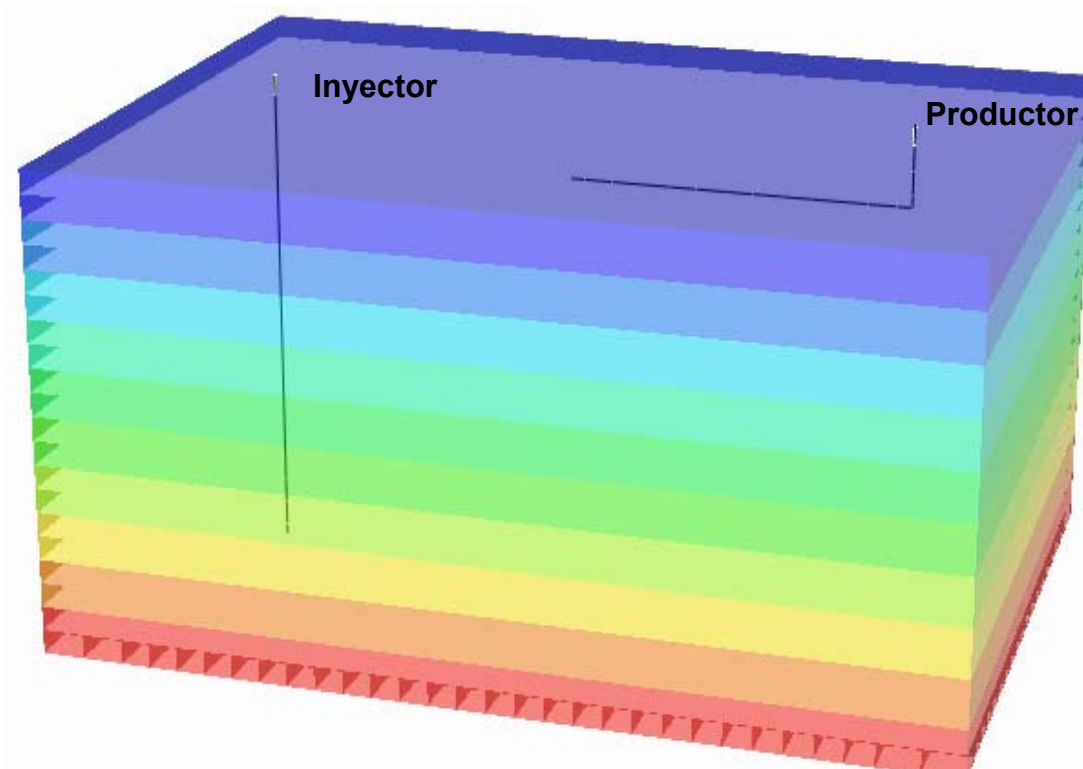
BIBLIOGRAFIA

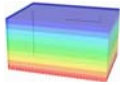
1. COMPUTER MODELING GROUP LTD. User's Guide. Builder. Versión 2007.
2. PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos. Segunda Edición. Maracaibo. 2001.
3. JOSHI, S.D. Horizontal Well Technology. PennWell Books. Tulsa, Oklahoma.
4. FITZMORRIS, Kelsey. PANDE. Effect of Crossflow on Sweep Efficiency in Water/Oil Displacements in Heterogeneous Reservoirs. SPE 24901. 1992.
5. TABER. SERIGHT. Horizontal Injection and Production Wells for EOR or Waterflooding. SPE 23952.1992.
6. JOSHI, S. D. Cost/Benefits of Horizontal Wells. SPE 83621. 2003.
7. TURTA, Alex. GOLDMAN, Jon. SINGHAL, Ashok. ZHAO, Litong. Toe-To-Heel Waterflooding. Part II: 3D Laboratory Test Results. SPE 84077. 2003.
8. WESTERMARK, R.V. SCHMELING, J. DAUBEN, D. ROBINOWITZ, S. WEYLAND, H.V. Increased Production Results From Pilot Horizontal Waterflood in Osage County, Oklahoma. SPE 94094. 2005.
9. ZHAO, Litong. TURTA, Alex. Toe-To-Heel Waterflooding: Field Scale Numerical Simulation Study. SPE 89380. 2004.

10. HAMADOUCHE, SONATRACH, TIAB. Simulation Study of Waterflooding Performance Using Horizontal Wells in Heterogeneous Reservoirs, HMD Field Algeria. SPE 108615. 2007.
11. WESTERMARK, R.V. SCHMELING. Application of Horizontal Waterflooding To Improve Oil Recovery From Old Oil Fields. SPE 99668. 2006.
12. POPA, Constantin. TURTA, Alex. Waterflooding by Horizontal Injectors and Producers. SPE 78989. 2002.
13. POPA, Constantin. Improved Waterflooding Efficiency by Horizontal Wells. SPE 50400. 1998.



ANEXO A
GUÍA DE SIMULACIÓN PARA PROCESOS DE INYECCIÓN DE AGUA
UTILIZANDO EL SOFTWARE IMEX 2007 DE LA COMPAÑÍA COMPUTER
MODELLING GROUP. CMG



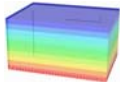


INTRODUCCION

El éxito de un proyecto de inyección de agua u otro mecanismo de recobro, depende de la selección adecuada de diversos parámetros operacionales y de yacimiento como tasas de inyección, permeabilidades, porosidades, etc. Por esta razón, es necesario realizar estudios previos del comportamiento que tendría la técnica de recuperación a emplear mediante simulación numérica con el fin de optimizar el proceso.

En este caso, se empleó el simulador IMEX-CMG de la compañía Computer Modelling Group, del cual se presenta una guía de simulación para orientar a próximos usuarios indicando los pasos que debe seguir para realizar corridas de simulación que permitan analizar un proceso de inyección de agua usando pozos horizontales.

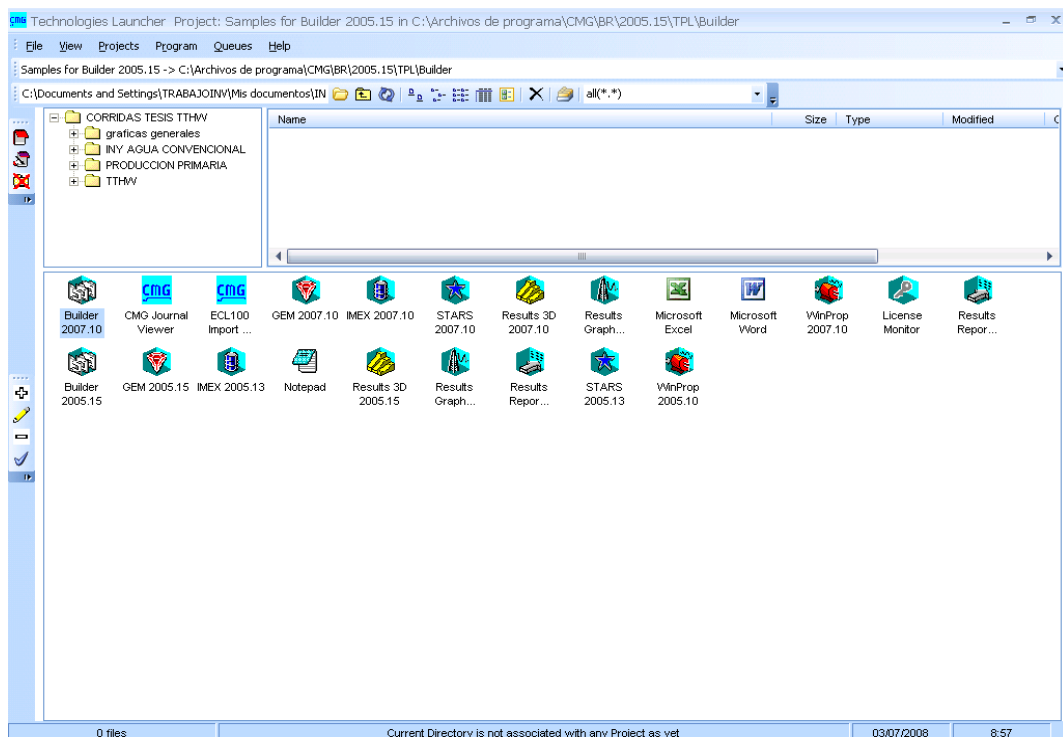
Sin embargo, es necesario que el lector consulte las guías de usuario incorporadas en el simulador, las cuales pueden ser encontradas en **archivos de programa/CMG/IMEX/2007.10/DOC/im2007sp**, para realizar cambios al modelo presentado en este caso particular.



A.1 INICIO DE LA PLATAFORMA DE LANZAMIENTO (TECHNOLOGIES LAUNCHER)

Para acceder a la plataforma de lanzamiento del simulador, debe hacer doble clic en el icono de **CMG**, o en el menú de programas del computador donde se encuentra instalado el simulador; posteriormente seleccione la carpeta **CMG** y haga clic en **Launcher 2007.10**. A continuación se abrirá el **Technologies Launcher** (ver figura 1), el cual permite acceder a los diferentes simuladores, pre-procesadores y post-procesadores que conforman la familia **CMG**, y que funciona como directorio de proyectos. Mediante esta interface gráfica, el usuario puede iniciar las simulaciones y manejar los archivos utilizados y generados durante la simulación.

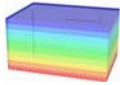
Figura 1. Entorno Gráfico del Technologies Launcher 2007.10.



Fuente: Simulador IMEX-CMG.

Ingrith Johana Villamizar Ballesteros.
Fabián Camilo Yatte Garzón.

Escuela de Ingeniería de Petróleos
Universidad Industrial de Santander
Grupo de Investigación Recobro Mejorado




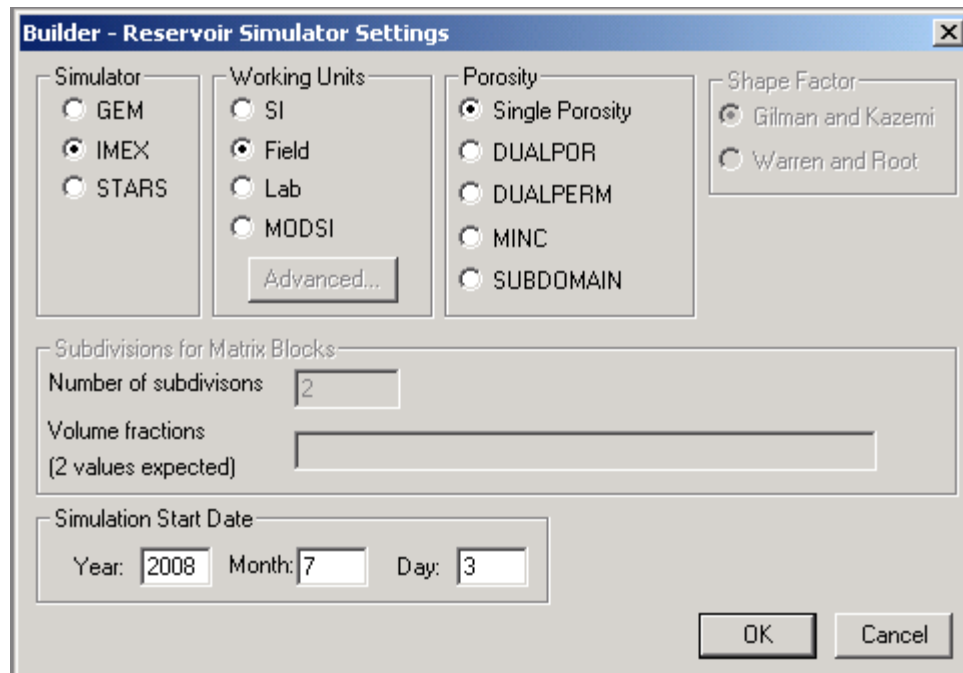
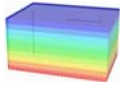
Para crear el archivo de entrada de datos, haga doble clic en el icono del **ModelBuilder** . Allí se abrirá una ventana (ver figura 2), que permite escoger el tipo de simulador a utilizar (IMEX, STARS o GEM), las unidades a trabajar (unidades del Sistema Internacional (SI), unidades de Campo (Field) o unidades de Laboratorio (Lab)), la porosidad (indicando si el yacimiento es fracturado o no) y la fecha de inicio del proceso de simulación.

Figura 2. Ventana para la configuración del simulador.

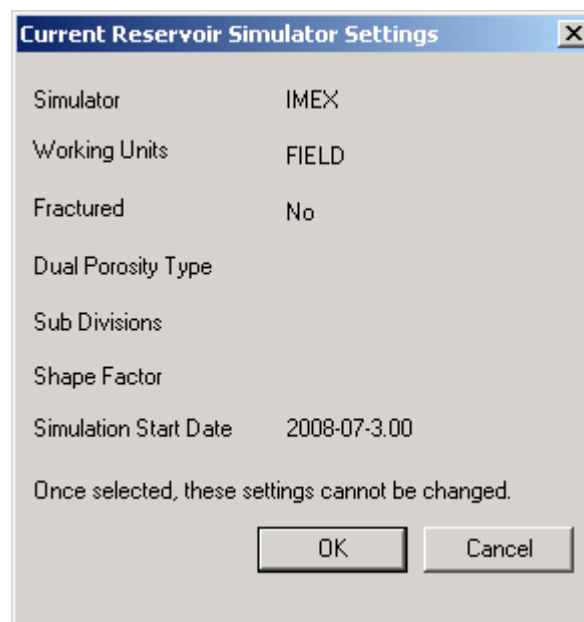


Fuente: Simulador IMEX-CMG.



Una vez realizado lo anterior, debería aparecer una ventana como se muestra en la figura 3, que muestra todos los ítems seleccionados y advierte que una vez seleccionados, no podrán ser modificados. Haga clic en **OK** para aceptar el mensaje.

Figura 3. Ventana para la configuración actual del simulador.



Fuente: Simulador IMEX-CMG.

A continuación, el simulador ingresa **ModelBuilder**, por medio del cual se creara el archivo de entrada de datos ingresando la información de cada una de las ocho secciones que se pueden observar en la figura 4.

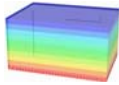
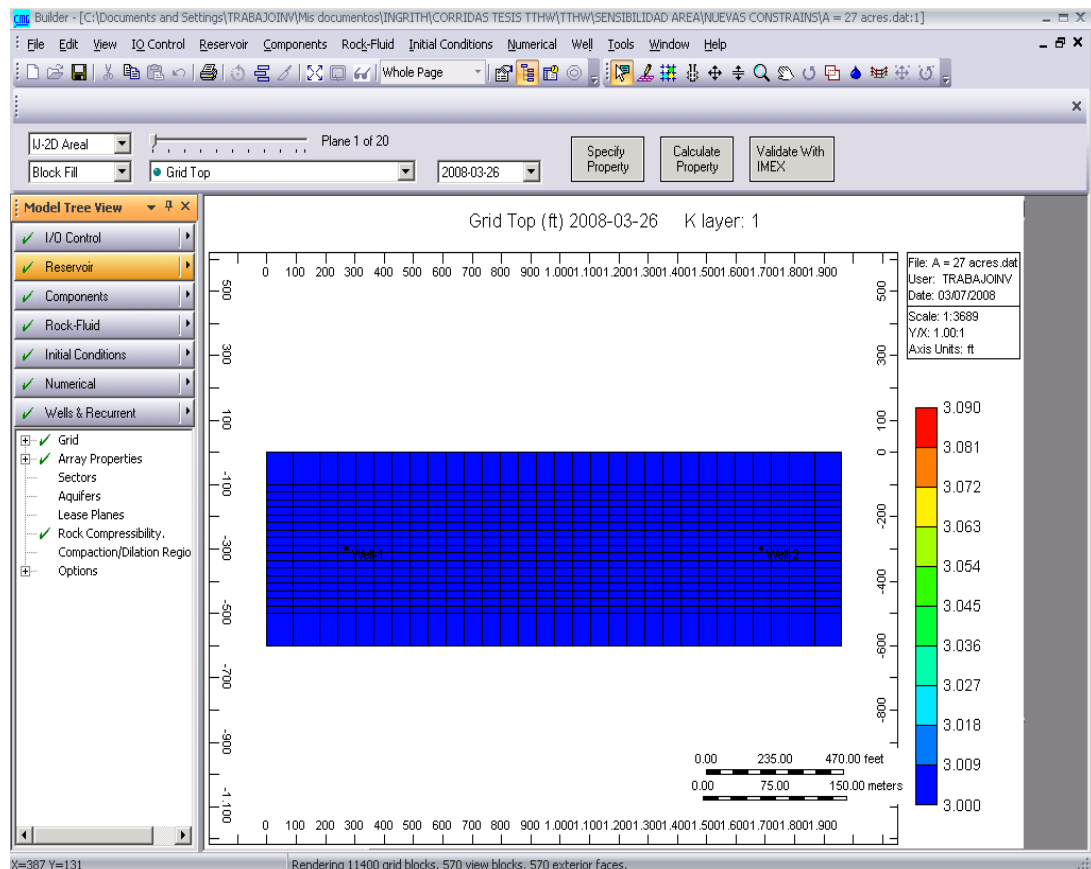


Figura 4. Ventana principal del ModelBuilder.



Fuente: Simulador IMEX-CMG.

A.2 INGRESO DE DATOS AL MODELUILDER

Como se mencionó anteriormente, **ModelBuilder** está dividido en ocho secciones (ver figura 5), de las cuales tres son opcionales (**Input/Output Control**, **Numerical Control** y **Geomechanics**), sin embargo, se debe tener en cuenta que en algunos casos es necesario configurarlas. Por otra parte, las cinco secciones restantes son requeridas para llevar a cabo la simulación y serán descritas a continuación.

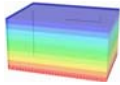
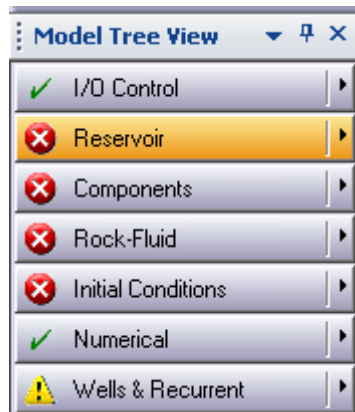
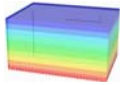


Figura 5. Secciones del ModelBuilder.



Fuente: Simulador IMEX-CMG.

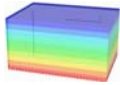
- **Input/Output Control (Control de Entradas y Salidas).** Como su nombre lo indica, en esta sección se definen los parámetros de de entrada y salida del simulador como títulos, control de reinicio, selección de variables, entre otras; con las que será posible detallar la información del enmallado y de los pozos en los archivos de salida y SR2 (archivo de resultado principal). En esta etapa no existen palabras requeridas u obligatorias y a su vez, cada palabra clave cuenta con un valor por defecto, que puede ser empleado.
- **Reservoir (Descripción del Yacimiento).** En esta sección se establecen las características geométricas del enmallado a utilizar permitiendo el ingreso de las propiedades de la formación, tales como el tope, espesor, porosidad, permeabilidad, entre otras. De igual forma se pueden definir algunas condiciones iniciales del yacimiento como temperatura, presión, saturaciones a agua, aceite y gas, entre otras.



Esta sección está enlazada al **GridBuilder**, pre-procesador que ayuda a modelar la geometría del yacimiento.

El sistema de coordenadas a usar debe ser elegido teniendo en cuenta que el enmallado puede ser cartesiano, radial, de profundidad y espesor variable, y de tipo **corner point** o puntos de esquina.

- **Components (Propiedades de los Componentes).** En esta sección se definen las características del fluido que se encuentra en el yacimiento como viscosidades, densidades, compresibilidades, entre otras.
- **Rock-Fluid (Propiedades del Sistema Roca-Fluido).** Aquí se especifican las propiedades de interacción del sistema roca-fluido y se generan las curvas de permeabilidades relativas y presiones capilares.
- **Initial Conditions (Condiciones Iniciales).** Esta sección permite definir las condiciones a las cuales se encuentra inicialmente el yacimiento, antes de iniciar la simulación. Entre ellas, se encuentran la presión del yacimiento, las profundidades de los contactos tanto agua-aceite como gas-aceite, profundidad de referencia y la presión del punto de burbuja del yacimiento.
- **Numerical (Control Numérico).** En esta etapa, se encuentran los parámetros que controlan las actividades numéricas del simulador, como intervalos de tiempo y definición del método de solución, por medio de las cuales se pueden corregir los errores de convergencia generados durante la corrida.



- **Well & Recurrent Data (Datos de Pozos y Datos Recurrentes).** En esta sección, se especifican las propiedades de los pozos y sus restricciones de operación. También se pueden definir las fechas de los eventos que se llevarán a cabo durante el proceso, como lo son el inicio de la producción, el inicio de la inyección, el cierre de los pozos, entre otros.

La forma de ingresar a cada sección es haciendo clic en su respectivo botón. Sin embargo, para llevar a cabo la ejecución de una corrida de simulación, es importante completar cada sección en el orden en que aparecen, puesto que algunas dependen de las secciones anteriores. El simulador indica al usuario el estado de cada sección por medio de los siguientes iconos:



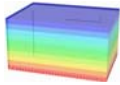
Indica que el **ModelBuilder** no encontró errores de validación y por ende la sección se encuentra completa. Una simulación podrá llevarse a cabo cuando todas las secciones se encuentren con este símbolo.



Indica que una de las secciones se encuentra incompleta, es decir, hace falta introducir datos requeridos para llevar a cabo la simulación. Cuando esto ocurra deberá revisarse la información de la sección y completar la misma, de lo contrario la simulación no podrá realizarse.



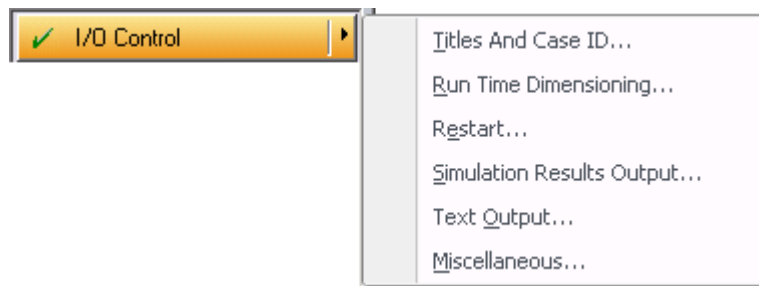
Este símbolo es una advertencia mas no un error; indica que a la sección le hace falta información o la información ingresada no es la adecuada y podrían generarse fallas de convergencia en la simulación, por lo que se aconseja reevaluar la información ingresada y si es posible corregirla por un dato más coherente.



A.2.1 INPUT/OUTPUT CONTROL (Control de Entradas y Salidas).

En el control de entradas y salidas se genera la identificación del proyecto. Este se divide en seis secciones, **Titles and Case ID**, **Run Time Dimensioning**, **Restart**, **Simulation Results Output**, **Text Output**, **Miscellaneous**. Para ingresar a cada una de ellas, se debe hacer clic en la pestaña correspondiente, como se observa en la Figura 6.

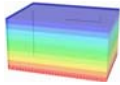
Figura 6. Menú Sección de Control de Entradas y Salidas.



Fuente: Simulador IMEX-CMG.

A.2.1.1 Titles and Case ID (Nombre de la corrida). En ella se escribe el nombre del modelo y una breve descripción del mismo, con el fin de identificar la corrida que se va a ejecutar.

A.2.1.2 Run Time Dimensioning (Dimensionamiento en el tiempo de la corrida). Esta sección se utiliza cuando los parámetros que vienen por defecto en el simulador no son suficientes para realizar la corrida. Sin embargo, se recomienda acudir al manual de usuario en caso de realizar modificaciones a los valores mencionados.



A.2.1.3 Restart (Reinicio). Es usado cuando se requiere agilizar el proceso de simulación. Para hacerlo, se debe contar con un modelo ya elaborado, a partir del cual, se elige una fecha determinada en la cual se iniciará la simulación del nuevo modelo. Esta sección es útil para hacer análisis de sensibilidad, ajuste histórico, o realizar cambios, sin necesidad de repetir toda la simulación.

A.2.1.4 Simulation Results Output (Resultados de salida de la simulación). En esta opción se eligen las propiedades que serán reportadas en los archivos de salida de la simulación. Además, se especifica la frecuencia con la que se reporta la información en los archivos de resultados. Al hacer clic en esta sección, aparecerá la ventana que se presenta a continuación.

Figura 7. Información a reportar en los archivos de salida.

Simulation result file name will consist of root name of the input file plus .irf extension

View/Edit TNEXT Dates

Frequency of Simulation Results File writing - When to write (WSRF)

Date/Time	Information	Writing Frequency	Value
Initial	Well	Specified frequency	1
Initial	Grid	Every TIME or DATE keywords (TIME)	
Initial	Sector	Every TIME or DATE keywords (TIME)	

Items in Simulation Results File - What to write (OUTSRF)

Date/Time	Information	Variables selection
Initial	Well	No layer information (LAYER NONE)
Initial	Reservoir	All variables (ALL)
Initial	Grid	Select grid variables

Write floating point data to SR2 file in precision (SR2PREC).

Grid mode for writing OUTSRF GRID quantities to the SR2 file for dynamic gridding runs (DYNSR2MODE)

DYNAGRID writing frequency

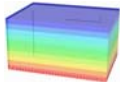
Comments for

OK Cancel Help

Fuente: Simulador IMEX-CMG.

Ingrith Johana Villamizar Ballesteros.
Fabián Camilo Yatte Garzón.

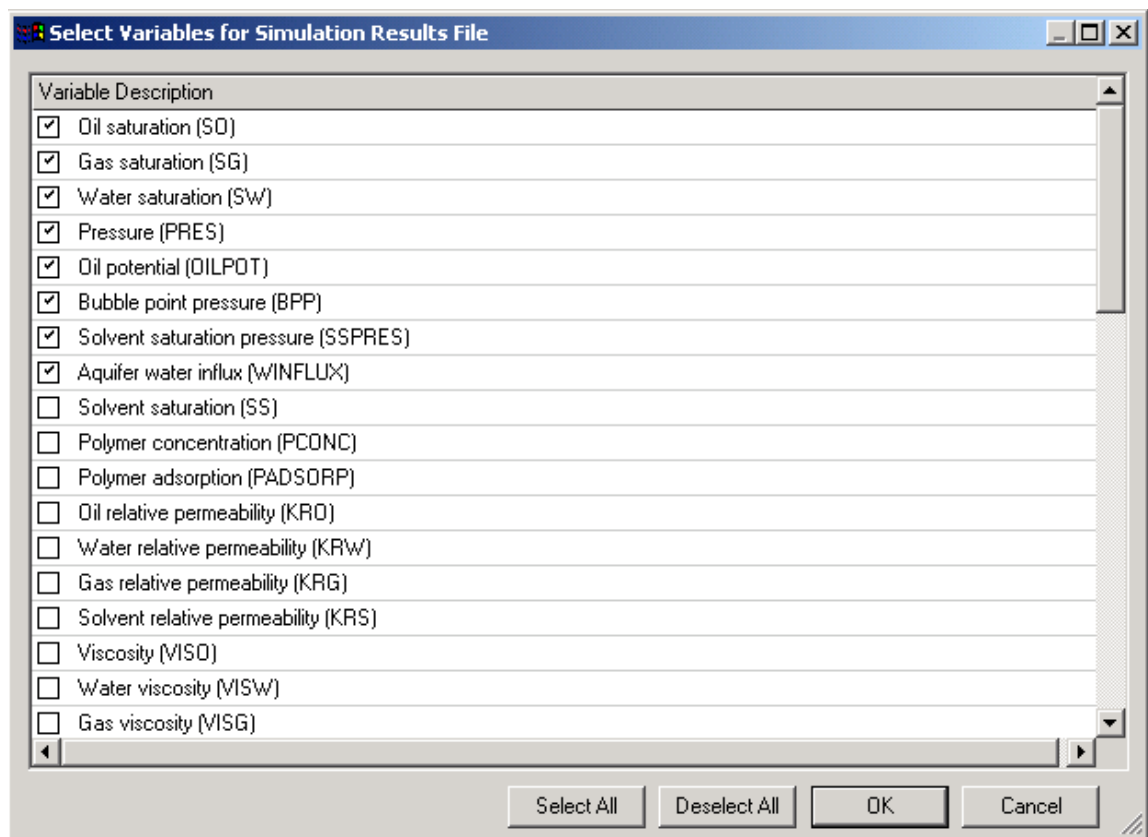
Escuela de Ingeniería de Petróleos
Universidad Industrial de Santander
Grupo de Investigación Recobro Mejorado



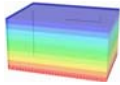
En las casillas de **Writing Frequency** para **Well Information**, **Grid Information** y **Sector Information**, es posible escoger **Specify Frequency** o **Every TIME or DATE Keywords (TIME)**. En caso de seleccionar la primera opción, se debe digitar el valor de 1 en la casilla **value**. Con esto, el simulador generará reportes del pozo, del enmallado y del sector para cada paso de tiempo.

En la casilla **Grid Information**, al seleccionar **Select Grid Variables** y hacer clic en **Select**, se desplegará una ventana como se observa en la figura 8, en la cual, se escogen las propiedades que requiera durante la simulación. Para guardar los cambios realizados, deberá hacer clic en **OK**.

Figura 8. Ventana de selección de variables de salida.



Fuente: Simulador IMEX-CMG.



A.2.1.5 Text Output (Texto de Salida). En esta sección, es posible seleccionar la frecuencia con la cual se escribirán los datos del pozo, enmallado, sector, y las soluciones de la matriz y de las iteraciones a los archivos de salida, también es posible identificar la información de las variables que estarán presentes en estos archivos.

Para esto, debe hacer clic en **Text Output**, para que se abra una ventana similar a la presentada en la figura 7. Posteriormente, deberá ingresar la información para el enmallado, pozo, sector e iteraciones.

Si desea seleccionar las variables que se quieran reportar, haga clic en el botón **Select**, y se desplegará una ventana similar a la presentada en la figura 8, en la cual aparecen todas las variables que presenta el simulador.

A.2.2 RESERVOIR (Descripción del Yacimiento). En este ítem, es posible configurar la geometría del enmallado de simulación y la distribución de algunas propiedades en los bloques que conforman el enmallado.

A.2.2.1 Grid (Creación del Enmallado). En esta opción se elabora el enmallado que representa el yacimiento que va a ser simulado. Al hacer clic en la pestaña para crear el enmallado, aparecerán las diferentes configuraciones en las que puede ser construido: Cartesiano, Radial, de Profundidad y Espesor variable y de tipo Puntos de Esquina.

Allí debe especificarse el número de celdas que conforman el enmallado en todas las direcciones y su respectivo espesor, como se presenta en la figura 10.

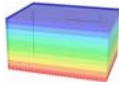
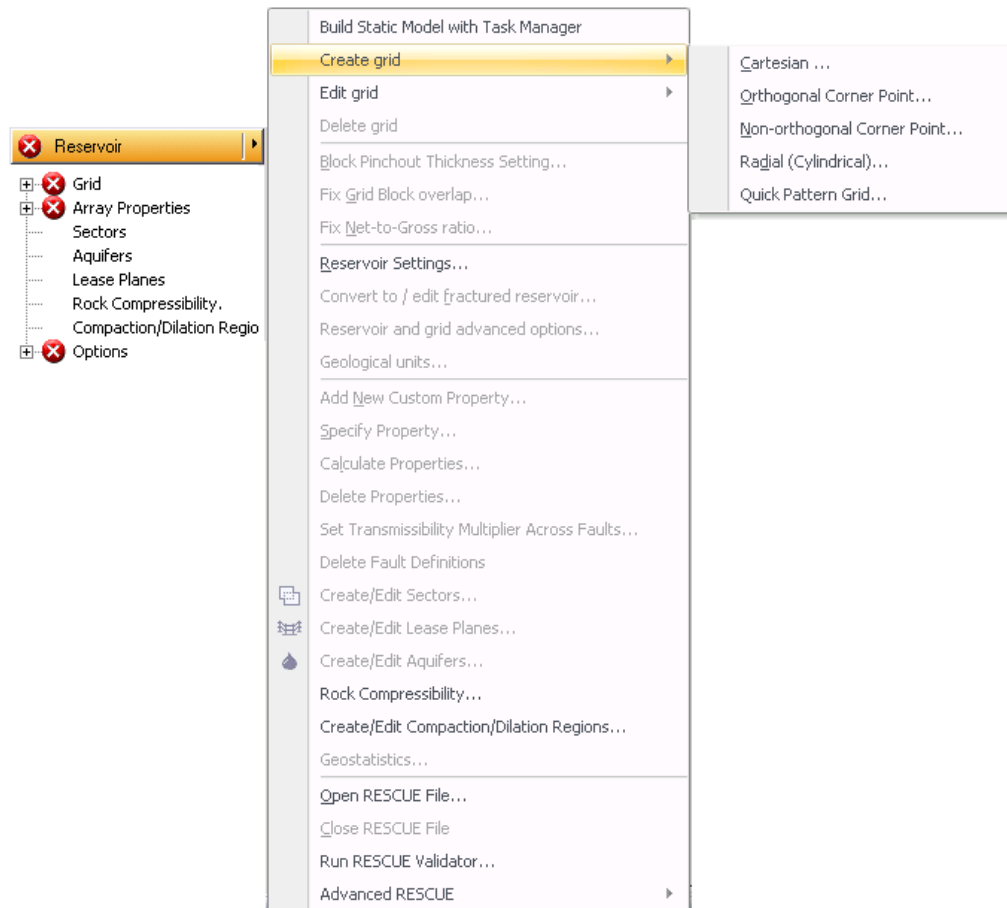


Figura 9. Menú de Descripción del Yacimiento.



Fuente: Simulador IMEX-CMG.

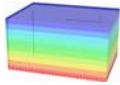
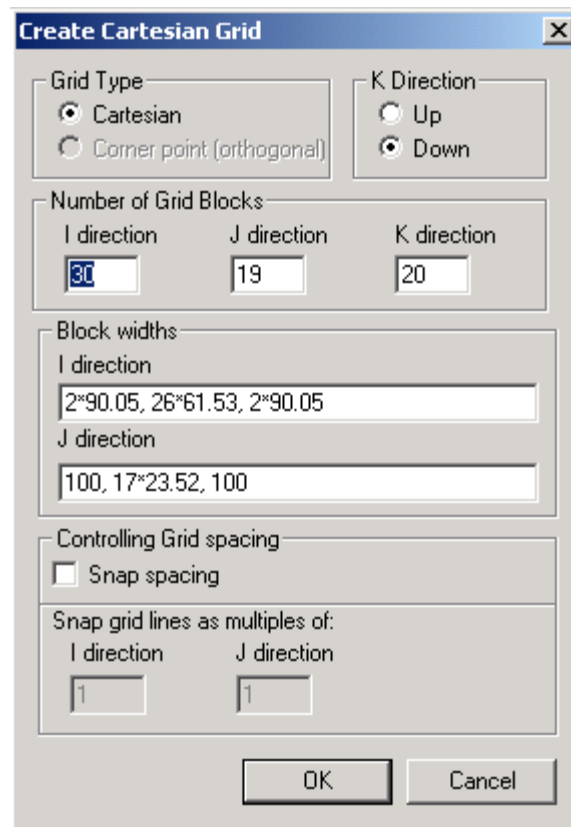


Figura 10. Definición del Enmallado de Simulación.



Fuente: Simulador IMEX-CMG.

A.2.2.2 Array Properties (Propiedades del Modelo). Una vez creado el enmallado de simulación, se deben definir algunas propiedades del yacimiento, como el tope de la formación, la permeabilidad, la porosidad, el espesor, como se muestra en la figura 11. El procedimiento anterior se realiza en la ventana que se despliega al hacer clic en la casilla de esta sección.

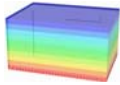


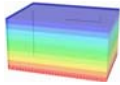
Figura 11. Propiedades Generales del Yacimiento.

	Grid Top	Grid Thickness	Porosity	Permeability
UNITS:	ft	ft		
SPECIFIED:	X	X	X	
HAS VALUES:	X	X	X	
Whole Grid		4.75	0.25	600
Layer 1	3000			
Layer 2				
Layer 3				
Layer 4				
Layer 5				
Layer 6				
Layer 7				
Layer 8				
Layer 9				
Layer 10				

Fuente: Simulador IMEX-CMG.

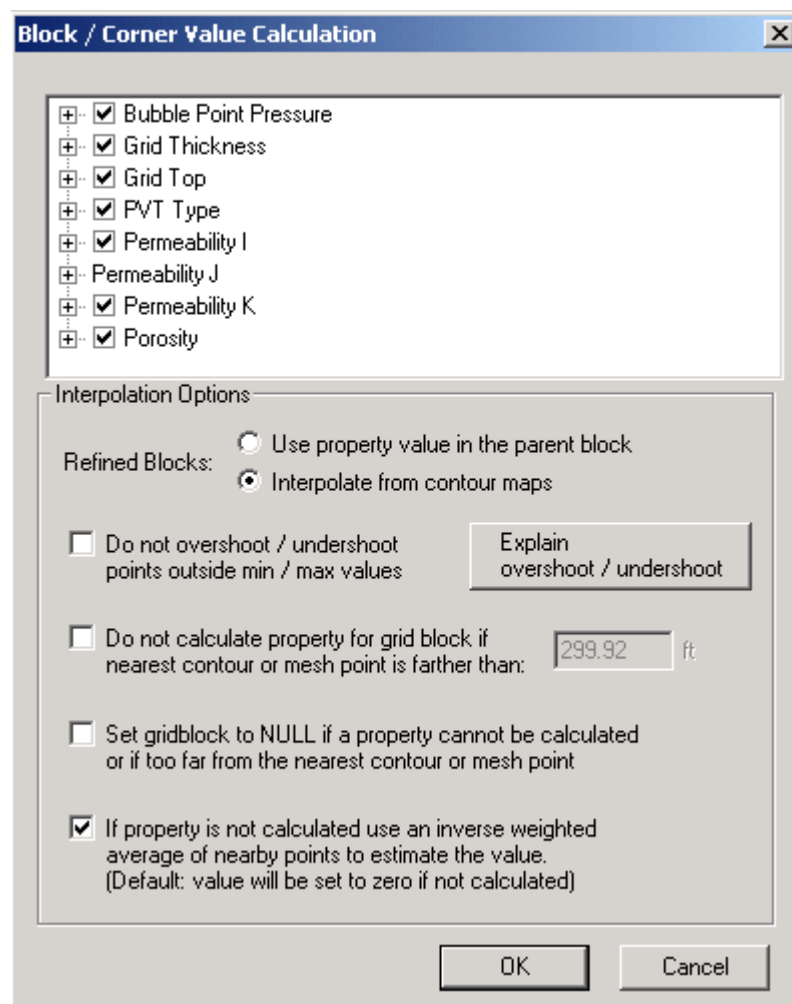
Después de ingresar los datos requeridos haga clic en **OK**. Posteriormente, aparecerá una ventana (ver figura 12), en la cual se listan las propiedades definidas anteriormente. En ella, el usuario puede definir la forma en la cual el simulador realizará los cálculos de cada una de ellas a través de todo el enmallado, es decir, el método de interpolación usado de acuerdo a las características del modelo.

A.2.2.3 Sectors (Sectores). Esta sección se utiliza para definir una región especial que se desea analizar una vez finalice la simulación. Para activar esta opción, debe hacer clic en **Sectors** y aparecerá la ventana que se presenta en la figura 13.



En ella, el usuario puede establecer la zona del yacimiento que desea analizar y las capas en las cuales se encuentra. Una vez seleccionada dicha zona, se debe hacer clic en **Add selected blocks to sector** y posteriormente en **Apply**. Después de definir todos los sectores, haga clic en **OK**.

Figura 12. Ventana para calcular la distribución de propiedades en el modelo.



Fuente: Simulador IMEX-CMG.

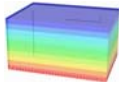
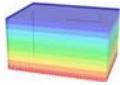


Figura 13. Definición de Sectores.

Fuente: Simulador IMEX-CMG.



A.2.2.4 Aquifers (Acuíferos). Como su nombre lo indica, esta opción se utiliza para definir acuíferos que generen un empuje sobre los hidrocarburos que contenga el yacimiento, o como mecanismo de mantenimiento de presión.

A.2.2.5 Rock Compressibility (Compresibilidad de la Roca). Esta sección, permite establecer los valores de compresibilidad de la roca y la presión de referencia a la cual se calculan los efectos de ésta sobre la roca, como se muestra la figura 14.

Figura 14. Compresibilidad de la Roca.


Rock Compressibility

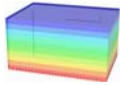
Pressure dependence of formation porosity / Rock Compressibility (CPOR)
3.57e-6 1/psi

Reference pressure for calculating the effect of rock compressibility (PRPOR)
14.6923 psi

OK Cancel

Fuente: Simulador IMEX-CMG.

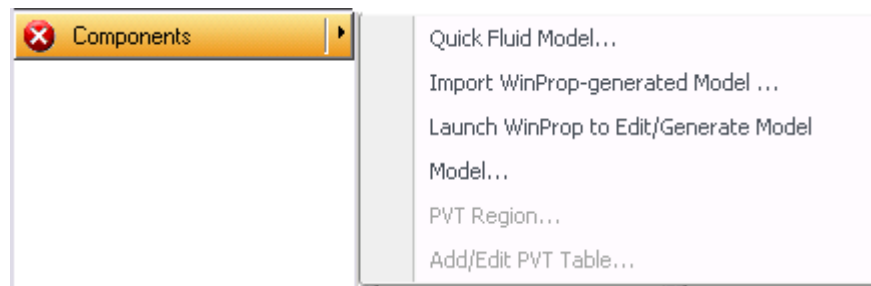
Una vez realizado completado el proceso, aparecerá el icono , indicando que esta sección se ha completado correctamente.



A.2.3 COMPONENTS (PROPIEDADES DE LOS COMPONENTES)

Al Seleccionar la opción **Components**, se despliega el menú que se presenta en la figura 15. Haciendo clic en **Model**, aparece una ventana que permite crear el modelo de fluido. Después, seleccione la opción **Launch Dialog to Create a Quick BLACKOIL Model Using Correlations** y haga clic en **OK**. A continuación, se desplegará una ventana (ver figura 16), en la cual se ingresan los datos necesarios para generar la tabla PVT. Haga clic en **Apply** y luego en **OK**.

Figura 15. Menú Sección Componentes.



Fuente: Simulador IMEX-CMG.

Una vez ingresados los valores correspondientes, **IMEX**, creará una tabla PVT similar a la que se presenta en la 17.

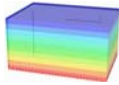
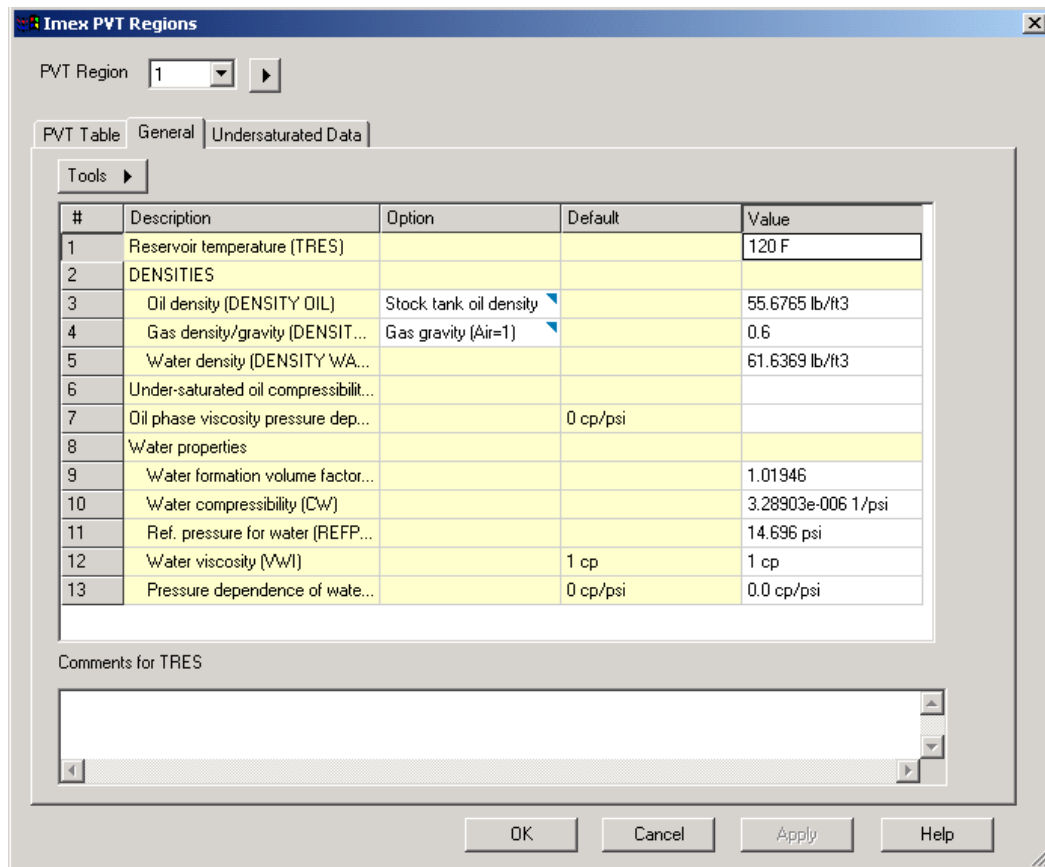


Figura 16. Ventana para crear el modelo de fluido.



Fuente: Simulador IMEX-CMG.

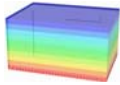


Figura 17. Tabla PVT.

Imex PVT Regions

PVT Region: 1

PVT Table: General | Undersaturated Data

PVT Table Type: Oil and gas (PVT) | Table Uses: Gas expansion factor (EG)

Include Oil Compressibility in PVT Table
 Include Gas-oil Interfacial Tension in PVT Table


Tools

Differential liberation table parameters:
Bubble point pressure:
Oil formation vol. factor:
Solution gas-oil ratio:

#	p psi	Rs ft3/bbl	Bo	Eg ft3/bbl	viso cp	visg cp	co 1/psi
1	14.696	2.95227	1.04113	4.81286	21.4581	0.0114751	3e-005
2	67.7829	8.14348	1.04315	22.3854	20.2105	0.0115237	3e-005
3	120.87	14.0144	1.04545	40.2561	18.9475	0.0115865	3e-005
4	173.957	20.3478	1.04793	58.4318	17.735	0.0116592	3e-005
5	227.044	27.04	1.05058	76.9195	16.5971	0.0117401	3e-005
6	280.131	34.0287	1.05336	95.7257	15.5416	0.0118286	3e-005
7	333.218	41.2718	1.05626	114.857	14.569	0.0119243	3e-005
8	386.305	48.7384	1.05927	134.319	13.6759	0.012027	3e-005
9	439.391	56.4054	1.06238	154.118	12.8571	0.0121365	3e-005
10	492.478	64.2542	1.06558	174.258	12.1069	0.012253	3e-005

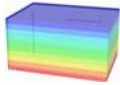
OK Cancel Apply Help

Fuente: Simulador IMEX-CMG.

Una vez realizado este procedimiento, aparecerá el icono , indicando que esta sección se ha completado de forma correcta.

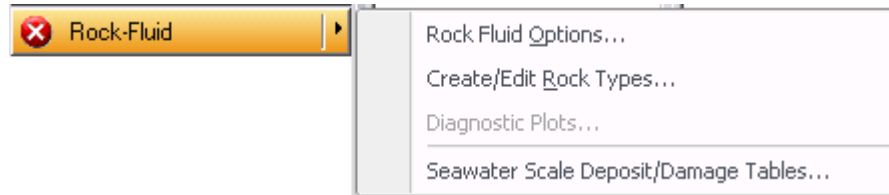
A.2.4 ROCK-FLUID (Datos del Sistema Roca-Fluido).

En esta sección se definen las propiedades de interacción del sistema roca-fluido, y se generan las curvas de permeabilidades relativas y presiones capilares.



Para que esto ocurra, haga clic en **Rock-Fluid**, e inmediatamente aparecerá la ventana del menú principal como se muestra en la figura 18.

Figura 18. Menú de la Sección Rock-Fluid.



Fuente: Simulador IMEX-CMG.

Posteriormente, haga clic en **Create/Edit Rock Types** y en la opción **Rock Type**, seleccione **New Rock Type**, con esto se creará el tipo de roca y se activarán las diferentes pestañas.

En la pestaña **Rocktype Properties**, se podrá definir el tipo de mojabilidad que presenta la roca y el método empleado para evaluar las permeabilidades relativas.

En la opción **Relative Permeability Tables**, ingrese los valores correspondientes a la tabla de permeabilidad relativa para el sistema agua-aceite y para el sistema gas-líquido, como se observa en la siguiente figura.

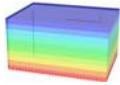
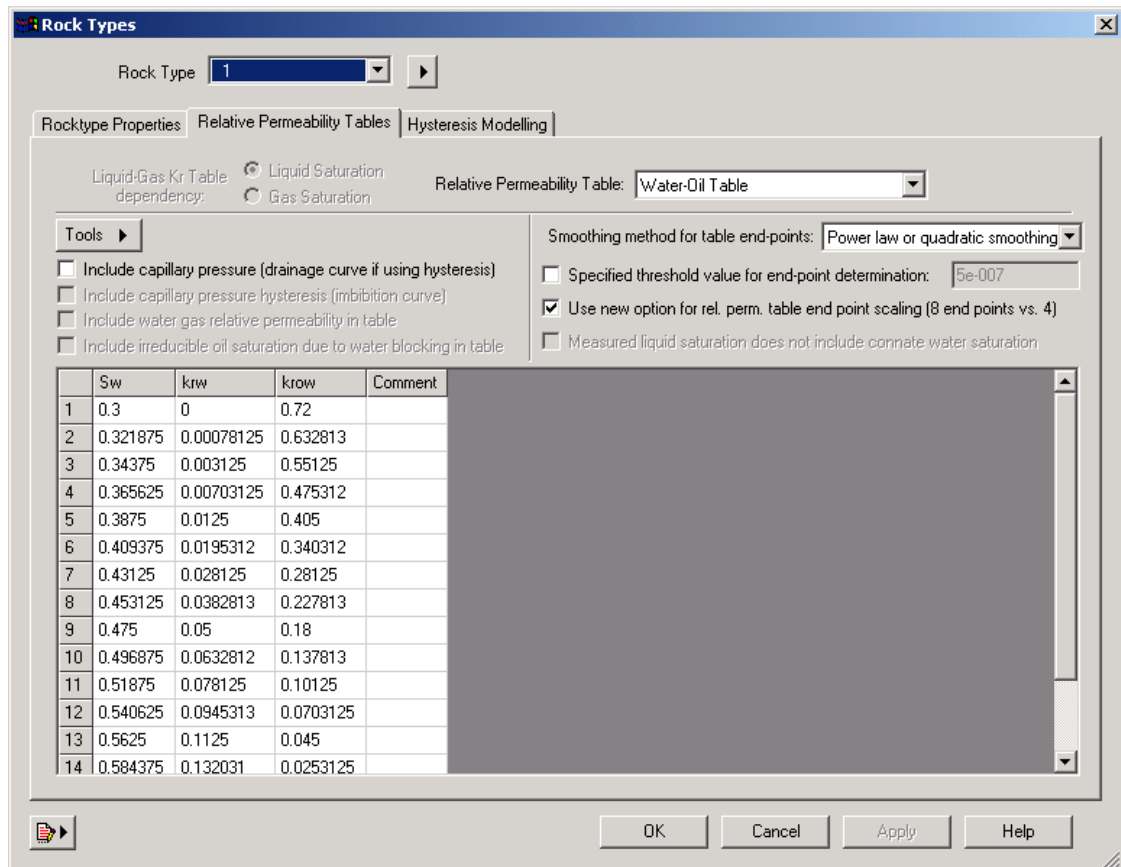



Figura 19. Tabla de Permeabilidades Relativas.

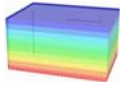


Fuente: Simulador IMEX-CMG.

Una vez realizado este proceso, notará que aparece el icono , que indica que esta sección se ha completado de forma correctamente.

A.2.5 INITIAL CONDITIONS (Condiciones Iniciales).

En esta opción se genera una región de inicialización, definiendo los valores de presión inicial, profundidad de referencia, contactos agua-petróleo y gas-petróleo, a las condiciones iniciales del yacimiento.



Después haga clic en **Initial Conditions**, para desplegar la opción **Initialization Settings** (ver figura 20). De esta forma aparecerá la ventana que se muestra en la figura 21, en la cual, se digitan los valores correspondientes a la presión inicial, profundidad de referencia, profundidad de los contactos agua-petróleo y gas-petróleo, y a la presión de burbuja.

Figura 20. Menú de la Sección Initial Conditions.



Fuente: Simulador IMEX-CMG.

Figura 21. Condiciones Iniciales.

Initial Conditions

Perform Gravity-Capillary Equilibrium of A Reservoir Initially Containing

- Water, Oil, Gas (VERTICAL DEPTH_AVE WATER_OIL_GAS EQUIL)
- Water, Oil (VERTICAL DEPTH_AVE WATER_OIL EQUIL)
- Water, Gas (VERTICAL DEPTH_AVE WATER_GAS EQUIL NOTRANZONE)

There will be no residual saturation in Gas Cap (GASZONE NOOIL)

Reference Pressure and Depth

Pressure (REFPRES)

Depth (REFDEPTH)

Phase Contact Depths

Water-Oil Contact (DWOC)

Gas-Oil Contact (DGOC)

Water-Gas Contact (DWGC)

Datum Depth for Output Pressure

Note: This item is optional.

Depth (DATUMDEPTH depth)

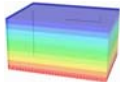
Pressure will be corrected using the initial equilibrium pressure distribution (DATUMDEPTH depth INITIAL)


Bubble Point Input Format

- Reservoir initially saturated (PB = P)
- Constant Bubble Point Pressure (PB)

For more options use the Advanced Interface

Fuente: Simulador IMEX-CMG.



Una vez realizado el procedimiento anterior, haga clic en **OK** para finalizar. A continuación, aparecerá el icono , indicando que se ha finalizado correctamente la sección.

A.2.6 NUMERICAL (Métodos Numéricos).

En esta sección se definen los parámetros que controlan las actividades numéricas del simulador, tales como los intervalos de tiempo, la solución iterativa de ecuaciones de flujo no lineales y la solución del sistema de ecuaciones lineales que se producen.

Esta parte es opcional, sin embargo, puede modificarse con el fin de corregir problemas de convergencia que pueden presentarse durante la simulación. La forma correcta de ingresar es haciendo clic en **Numerical** para que se despliegue la ventana presentada en la figura 22, en la que se pueden modificar los valores que el simulador usa por defecto, y de esta forma solucionar posibles problemas de convergencia.

Para el caso de este proyecto en particular, esta sección no fue modificada, debido a que no se presentaron problemas de convergencia durante la simulación.

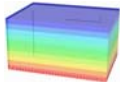


Figura 22. Sección de Control Numérico.

Keyword Description	Default Value	Dataset Value	Set At Time
Timestep Control Keywords			
Maximum Number of Timesteps (MAXSTEPS)			
Maximum Time Step Size (DTMAX)	365 day		
Minimum Time Step Size (DTMIN)	0.001 day		
First Time Step Size after Well Change (DTWELL)	1 day		
Maximum CPU Seconds (MAXCPU)			
Normal Variation per Time Step (NDORM)			
Pressure (PRESS)	435.113 psi		
Saturation (SATUR)	0.1		
Bubble Point Pressure (PBUB)	435.113 psi		
Dew Point Pressure (PDW)	1450.38 psi		
Maximum Changes per Time Step (MAXCHANGE)			
Pressure (PRESS)	126.216 psi		
Saturation (SATUR)	0.2		
Bubble Point Pressure (PBUB)	126.216 psi		

Comments for

OK Cancel Apply Help

Fuente: Simulador IMEX-CMG.

A.2.7 WELLS & RECURRENT (Datos de Pozo y Datos Recurrentes). En esta casilla se pueden crear los pozos, editar sus restricciones y definir la ubicación de sus perforaciones. Para realizar este procedimiento, haga clic en **Well & Recurrent**, donde se desplegará la ventana que se observa en la siguiente figura.

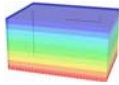
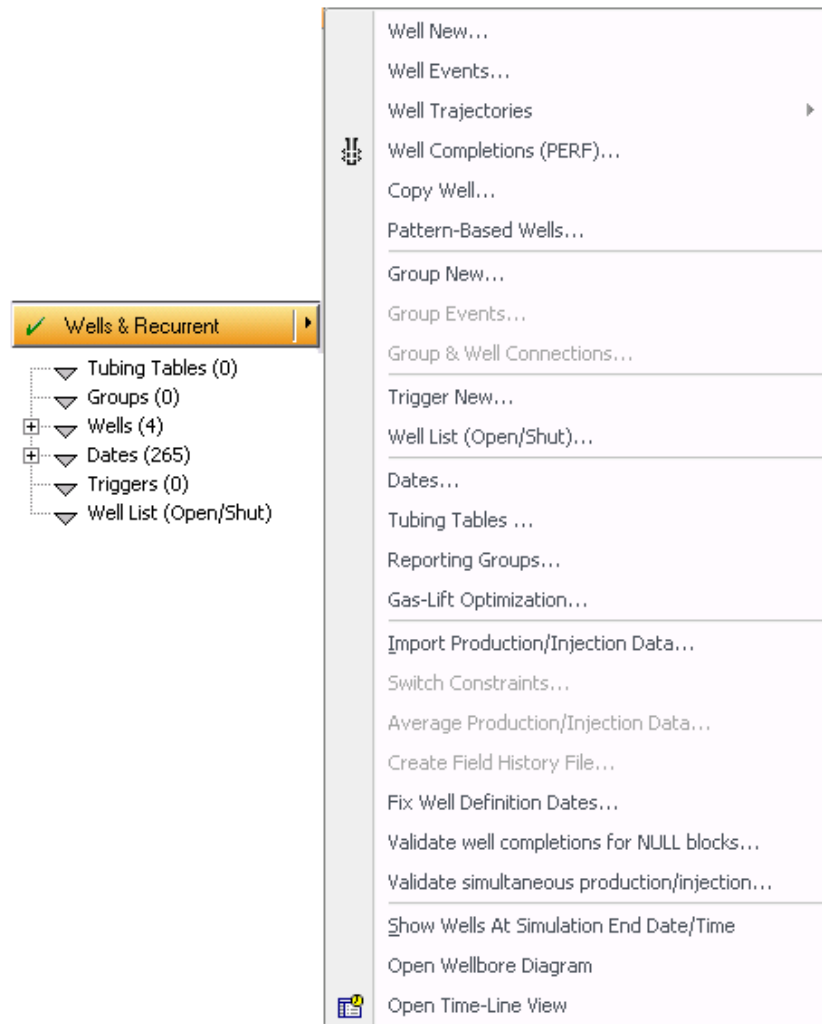


Figura 23. Menú Sección Well & Recurrent.



Fuente: Simulador IMEX-CMG.

A.2.7.1 Wells (Pozos). Para crear un pozo, deberá hacer clic en **Well New**, allí se abrirá la ventana mostrada en la figura 24. En ella, se puede definir el nombre del pozo, el tipo de pozo (inyector o productor), y la fecha a la cual es creado.

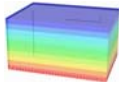


Figura 24. Ventana para crear los pozos.

Create New Well

ID & Type

Constraints

Multipliers

Wellbore

Injected Fluid

Name: Enter a single well name or a comma (,) separated list of names.
PRODUCER

Add multiple wells numbered 1 through 10 The name is used as a base and numbers are appended.

Type: PRODUCER

Group: <None> 3rd or 2nd level group with no other groups attached to it

Well definition date & time

Simulation start date: 1901-01-01

Date (Y-M-D): 2008-03-26

Time (day): 39166

Add wells using a drilling schedule of 1 wells every 2 months.

Add new well OK Cancel Help

Fuente: Simulador IMEX-CMG.

Una vez definidos los pozos, se deben establecer sus condiciones de operación, haciendo clic en la pestaña **Constraints**, como indica la figura 25.

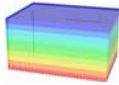
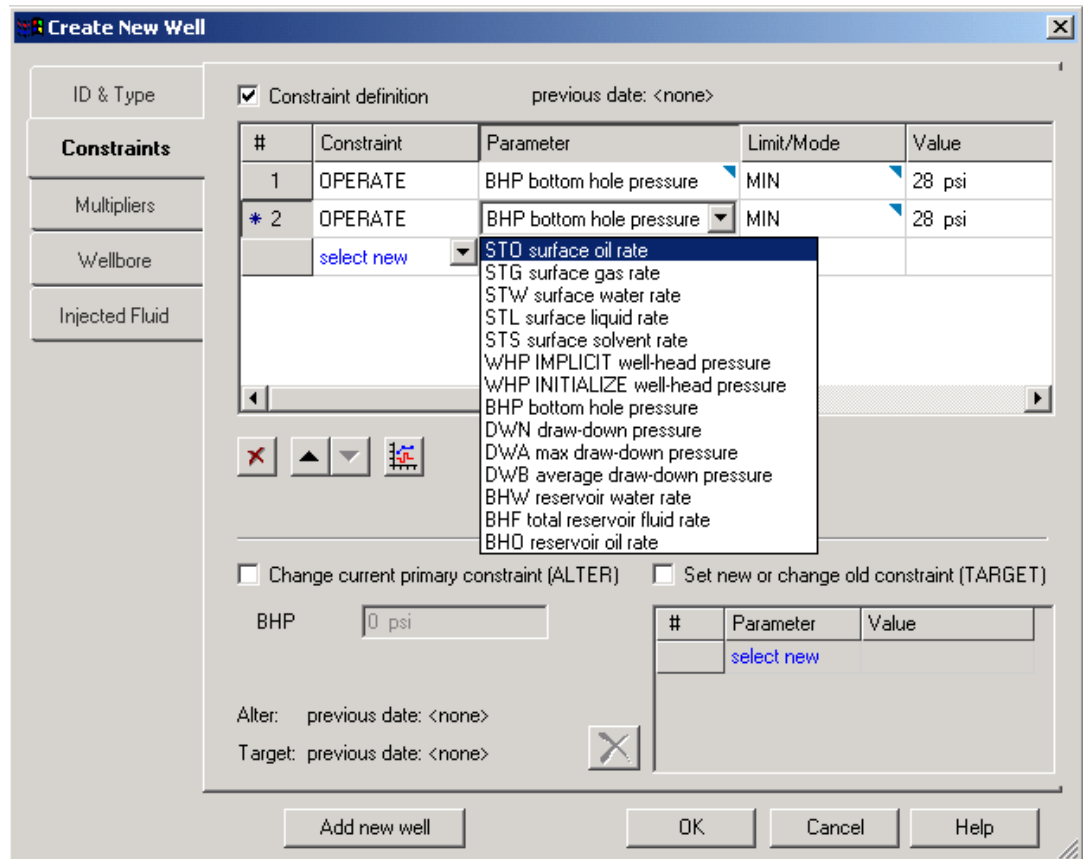



Figura 25. Restricciones de los pozos.



Fuente: Simulador IMEX-CMG.

La forma de definir los pozos inyectoros varía según el simulador usado. En caso de utilizar **IMEX**, debe hacer clic en la pestaña **Injected Fluid**, con el fin de verificar que el fluido que se está inyectando es agua. Para crear las perforaciones de los pozos (inyectores y productores), haga clic en **Edit Well Perforations** o en el icono , donde se abrirá la siguiente ventana.

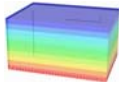
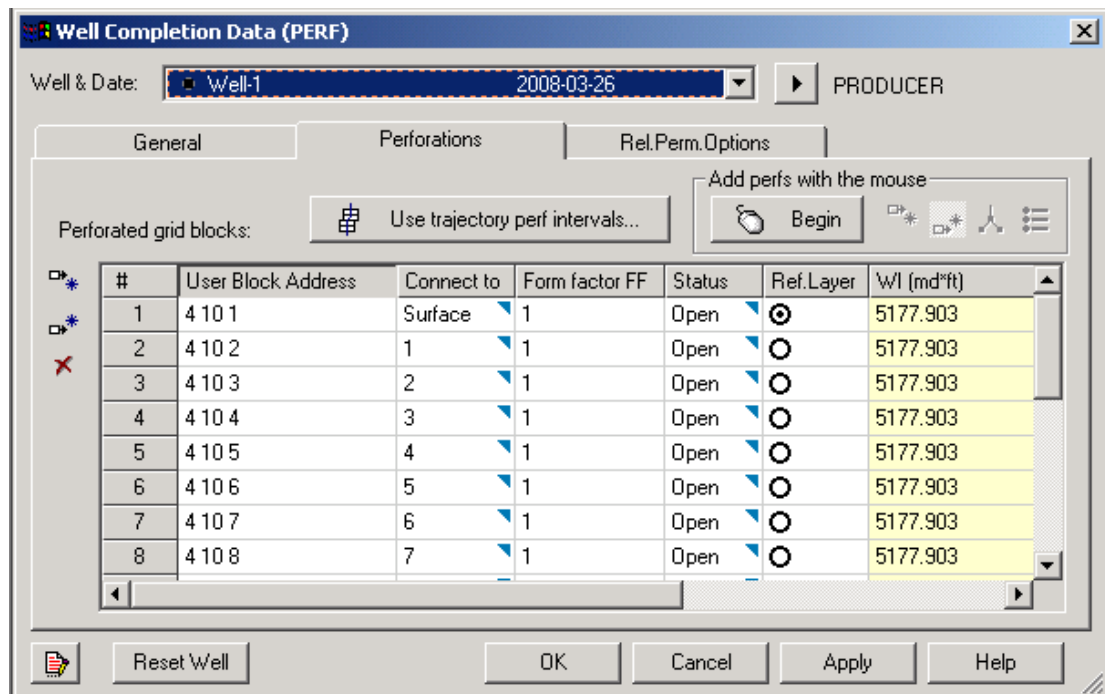


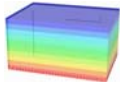
Figura 26. Perforaciones de los Pozos.



Fuente: Simulador IMEX-CMG.

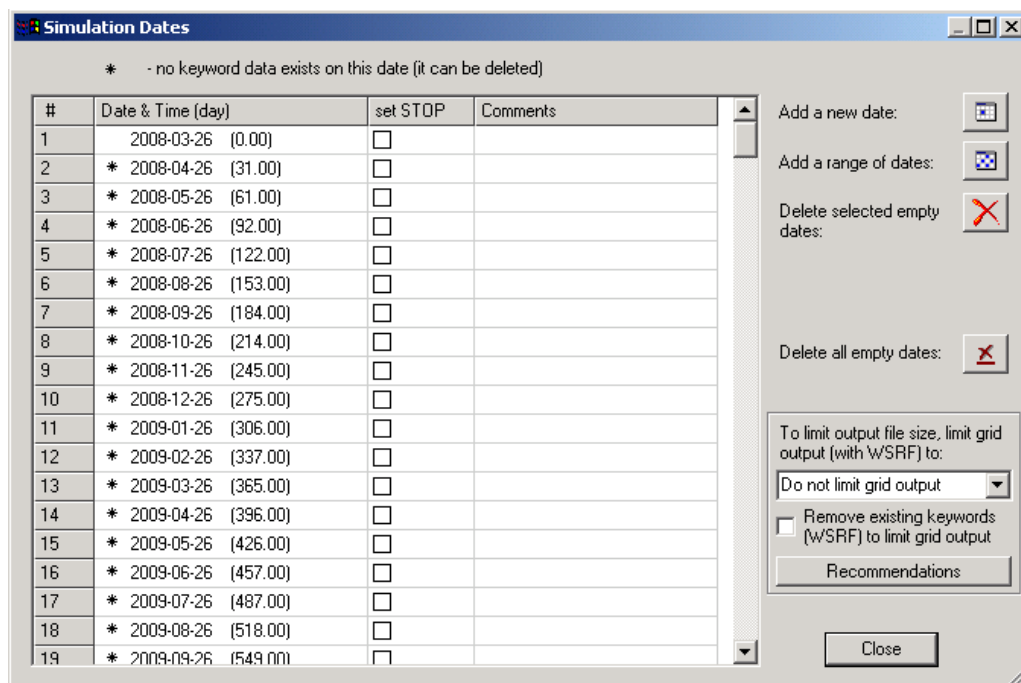
En la opción **Well & Date**, el usuario podrá elegir el pozo al que desea definir sus perforaciones, las cuales son creadas en forma manual dentro del enmallado, activando la opción **Begin**. Una vez definidas todas las perforaciones de los pozos, haga clic en **Apply** y luego en **OK**.

A.2.7.2 Dates (Fechas). Esta opción permite crear el cronograma de actividades para el proceso de inyección que se esté implementando (inyección de agua en este caso). Para ello, haga clic en la opción **Dates**, allí se abrirá la ventana presentada en la figura 27.





En esta ventana, se pueden seleccionar las fechas a las que se desean observar los resultados obtenidos en la simulación y el tiempo en el que termina la ejecución de la corrida.

Figura 27. Ventana de Fechas de Simulación.



Fuente: Simulador IMEX-CMG.

Si desea agregar una nueva fecha, haga clic sobre el icono , o en , para agregar una serie de fechas. Hecho esto, se desplegará una ventana (ver figura 28), donde se ingresa la fecha de inicio y la fecha de finalización de la simulación.

En adición, se puede especificar si el intervalo deseado es anual, mensual o diario.

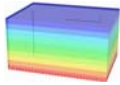
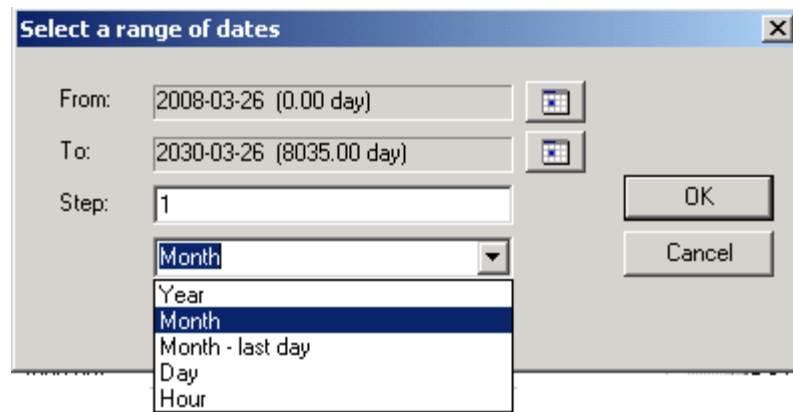



Figura 28. Creación de una serie de fechas.



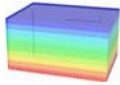
Fuente: Simulador IMEX-CMG.

Para indicar cuándo finalizará la simulación, seleccione la fecha a la cual desea que termine la ejecución de la corrida. Realizado este procedimiento, haga clic en **OK**. Aparecerá el icono , indicando que se ha completado correctamente esta sección.

Es necesario que durante el ingreso de los datos al simulador, el usuario guarde el archivo en el que está creando el modelo de simulación de forma continua, con el fin de evitar posibles pérdidas de la información.

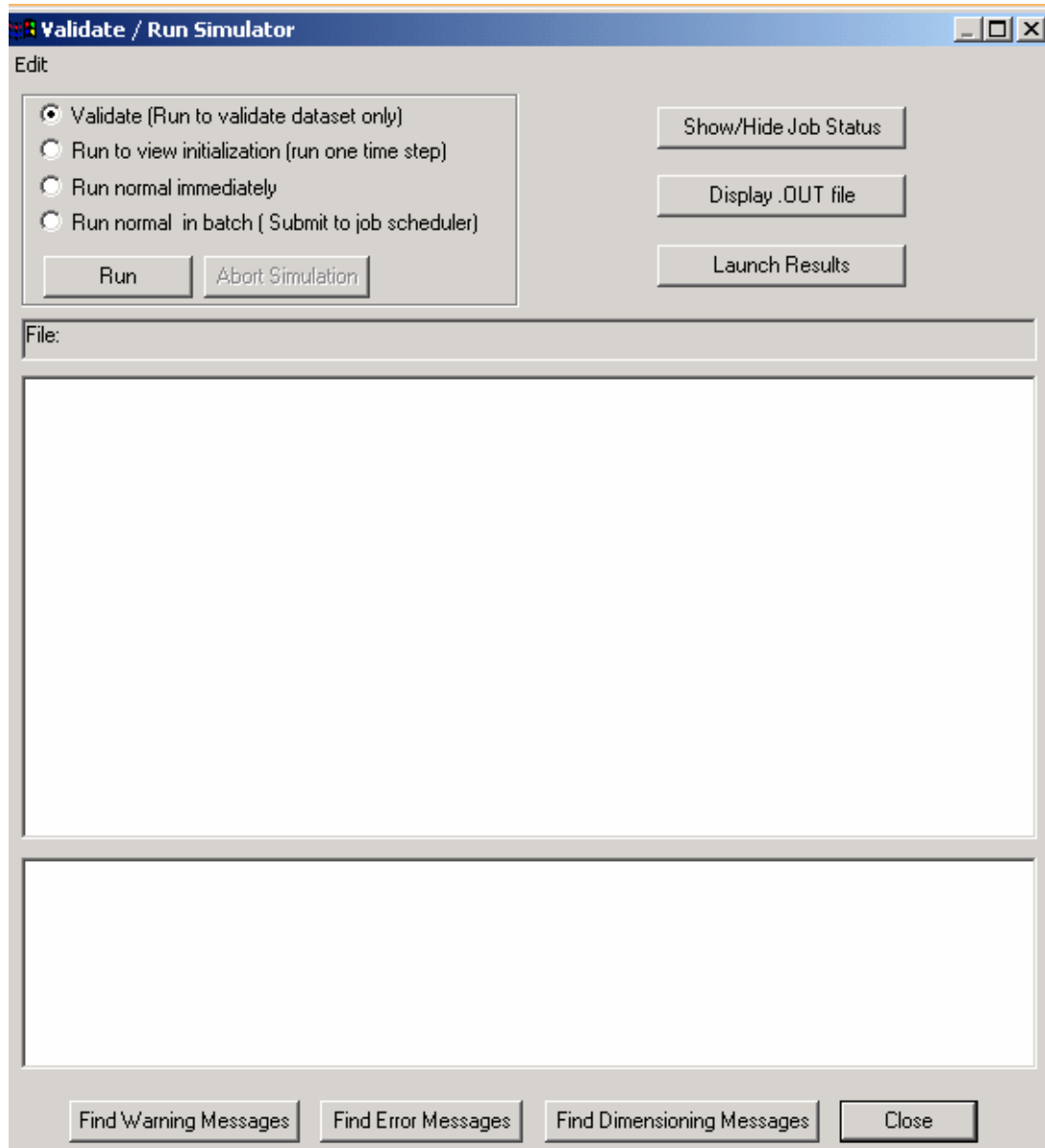
A.3 ETAPAS DE LA SIMULACIÓN

Antes de realizar la ejecución de la corrida de simulación, es aconsejable validar, inicializar y posteriormente llevar a cabo la simulación para corroborar que todas las casillas hayan sido llenadas de forma correcta.

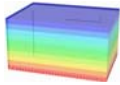


Para hacerlo, haga clic en **Tools/Validate With simulator**, donde aparecerá una ventana ilustrada en la figura 29, en la que se pueden observar las opciones **Validate**, **Run to View Initialization** y **Run Normal Immediately**.


Figura 29. Ventana para validar, inicializar o realizar la corrida del modelo.



Fuente: Simulador IMEX-CMG.



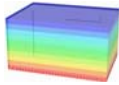
A.3.1 VALIDATE (Validar). Este paso se hace con el fin de validar los datos de entrada y prevenir posibles errores que puedan presentarse durante la corrida de simulación. Para validar los datos seleccione **Validate** y haga clic en **Run Simulator** (ver figura 29). Una vez hecho esto, se iniciará la lectura del archivo de simulación y validará cada sección. Los mensajes serán impresos en un cuadro de texto, donde aparecerán los errores y mensajes de alerta.

Una vez terminada la validación, cierre la ventana y revise las secciones que presentaron errores y trate de solucionarlos. Si encuentra errores graves en los datos, se recomienda consultar al equipo de soporte técnico de CMG. Posteriormente guarde los cambios pulsando el icono  o ingresando a **File/Save dataset**.

A.3.2 RUN TO VIEW INITIALIZATION (Realizar la corrida de inicialización). Mediante esta opción, es posible realizar una corrida de inicialización y de esta forma calcular el **OOIP**. Para hacerlo, seleccione **Run to View Initialization** y pulse el botón **Run Simulator** como se muestra en la figura 29.

A.3.3 RUN NORMAL IMMEDIATELY (Realizar la corrida del archivo). Al ejecutar esta opción, se iniciará la corrida del archivo creado. Para que esto ocurra, seleccione **Run Normal Immediately** y haga clic en el botón **Run Simulator** (ver figura 29).

El software imprimirá en la ventana ilustrada en la figura 30 los resultados de la simulación, indicando las tasas de producción, de inyección y otros parámetros, para cada intervalo de tiempo. Una vez finalizada la simulación, el software reportará la producción total de fluidos y la inyección de los mismos, los fluidos in-situ, los ciclos de iteración requeridos para solucionar el problema, el número de



errores presentados durante los cálculos realizados y el tiempo que transcurrido durante la simulación.

Además, el software generará los archivos de salida **output file (*.out)**, **index-results file (*.irf)** y **main-results file (*.mrf)**. Para ver el contenido del archivo *.out haga clic en la opción **Display .OUT file**, luego haga clic en la opción **Launch Results**, para lanzar el **Results 3D** y el **Results Graph** y de esta forma iniciar el análisis de los resultados de la simulación.

Figura 30. Resultados del proceso de simulación.

File: C:\Documents and Settings\TRABAJOS\Mis documentos\INGRITHYCORRIDAS TESIS TTHWATTHW\SENSIBILIDAD AREA\NUEVAS CONSTRAINS\A = 27 acres.log

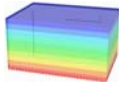
Time Step	Time	Total Production					Total Injection		Total	Max.	Max.	Change	
		Oil	Gas	Water	GOR.	Mat.	Gas	Water	Avg.	bal.	Satur.	Pres.	
No.	Days	STB/D	MCF/D	STB/D	STB	%	MCF/D	STB/D	psia	%	%	psia	
181w	31.0 1 0	4993	2021:11:26	58.78430	7.606672	656.3335	129.4	91.78	700.0000	482.7	.27g	-.010o	-.625
182w	30.0 1 0	5023	2021:12:26	58.18103	7.522270	656.5773	129.3	91.86	700.0000	482.3	.27g	-.010o	-.584
183w	31.0 1 0	5054	2022:01:26	57.56913	7.428827	656.8255	129.0	91.94	700.0000	481.8	.27g	-.010o	-.606
184w	31.0 1 0	5085	2022:02:26	56.96906	7.330972	657.0777	128.7	92.02	700.0000	481.4	.28g	-.010o	-.624
185w	28.0 1 0	5113	2022:03:26	56.43545	7.241081	657.3134	128.3	92.09	700.0000	481.1	.28g	-.009o	-.526
186w	31.0 1 0	5144	2022:04:26	55.85706	7.140841	657.5628	127.8	92.17	700.0000	480.6	.28g	-.010o	-.553
187w	30.0 1 0	5174	2022:05:26	55.30714	7.043590	657.8056	127.4	92.24	700.0000	480.3	.28g	-.010o	-.540
188w	31.0 1 0	5205	2022:06:26	54.74994	6.944351	658.0504	126.8	92.32	700.0000	479.9	.28g	-.010o	-.556
189w	30.0 1 0	5235	2022:07:26	54.22089	6.844856	658.2919	126.2	92.39	700.0000	479.5	.28g	-.009o	-.524
190w	31.0 1 0	5266	2022:08:26	53.68540	6.740327	658.5457	125.6	92.46	700.0000	479.1	.28g	-.009o	-.536
191w	31.0 1 0	5297	2022:09:26	53.16013	6.635301	658.8022	124.8	92.53	700.0000	478.8	.28g	-.009o	-.529
192w	30.0 1 0	5327	2022:10:26	52.66145	6.532602	659.0672	124.0	92.60	700.0000	478.4	.28g	-.010o	-.506
193w	31.0 1 0	5358	2022:11:26	52.15578	6.427970	659.3396	123.2	92.67	700.0000	478.1	.28g	-.010o	-.511
194w	30.0 1 0	5388	2022:12:26	51.67749	6.327310	659.6221	122.4	92.73	700.0000	477.7	.28g	-.010o	-.492

#	Item	Units	Value
1	Total oil in place	STB	0.33483E+07
2	Total water in place	STB	0.14837E+07
3	Total gas in place	SCF	0.38328E+09
#	Item	Units	SECTOR:0
1	HC. Pore Volume	M RBBL	3506.1

Fuente: Simulador IMEX-CMG.

Ingrith Johana Villamizar Ballesteros.
Fabián Camilo Yatte Garzón.

Escuela de Ingeniería de Petróleos
Universidad Industrial de Santander
Grupo de Investigación Recobro Mejorad




Si desea realizar la corrida de forma diferente, diríjase a **File/Save as**, guarde el archivo y mediante el botón , escogiendo el lugar en donde será almacenado. A continuación, cierre el **Builder** y vaya a la plataforma **Technologies Launcher**. Busque el archivo creado (*.dat) y arrástrelo hasta el icono del simulador que esté usando (en este caso **IMEX**), en donde aparece la ventana ilustrada en la figura 31, desde la cual se realizará la corrida una vez seleccione la opción **Run Immediately**. Los resultados obtenidos y los archivos generados, serán los mismos sin importar la forma en que se realiza la corrida del archivo.

Figura 31. Programación de la simulación.

cmg Schedule a simulation job

Application: mx200710.exe

Number of processors to use 1

File Names

Input File: A = 27 acres.dat

Output file: A = 27 acres.out

Restart IRF file:

Log file: A = 27 acres.log

Write output files to a temporary folder during simulation and copy all files back to the current folder when the job is done

Write output files to the following folder

C:\Documents and Settings\TRABAJOINV\Mis document

CMG Simulator Run Options

Run simulator in check-only mode

Print detailed model dimensioning information at run-time

Run simulator for one time-step only

Additional simulator switches

Submit Job Options

Submit to local computer job queue

Submit to Platform LSF job queue

Queue Name:

Additional LSF 'bsub' switches

File sharing environment

Submit to Microsoft Compute Cluster

Additional 'job submit' switches

Scheduling Options

Run after job is finished

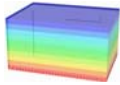
Job Start day Thursday Job Start time 10 : 7 PM

Execution Priority

Low Normal High

Submit Job Run immediately Cancel

Fuente: Simulador IMEX-CMG.



A.5 VISUALIZACIÓN DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS


Para visualizar los resultados se realiza utilizando los archivos que el simulador generó una vez finalizada la corrida. Para esto, arraste el archivo de extensión **.out** hasta el icono del block de notas, y allí observará la siguiente información:

- Datos ingresados por el usuario al simulador.
- Datos arrojados por el simulador.
- Procesos realizados durante la simulación.
- Duración del tiempo de ejecución de la corrida.

Para ver los resultados en forma grafica utilice el archivo de extensión **.irf** como se indica a continuación.

A.5.1 VISUALIZACIÓN DE LOS RESULTADOS EN FORMA GRÁFICA (2D).

Para generar los resultados obtenidos en gráficas 2D, seleccione el archivo **index-results file (*.irf)** en el **Technologies Launcher** y arrástrelo hasta el icono de

Results Graph,  donde se desplegará una ventana similar a la de la figura 32.

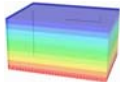
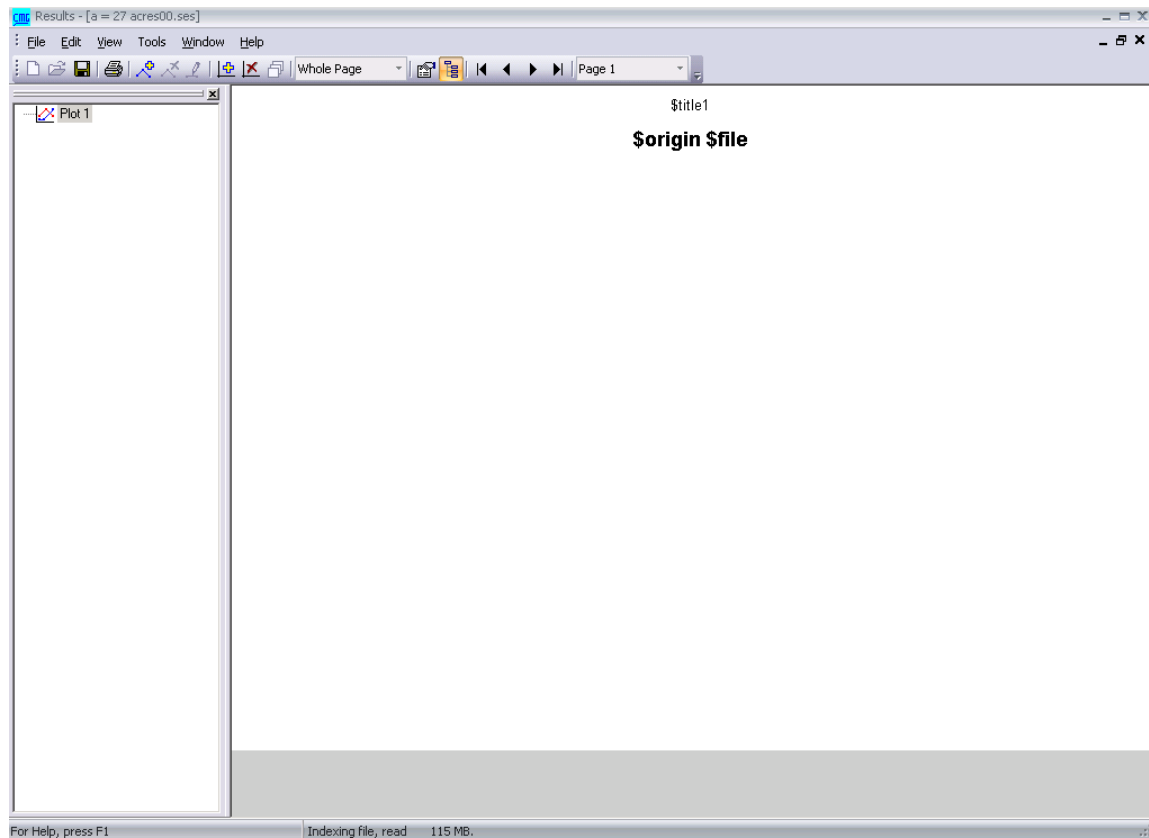



Figura 32. Ventana principal del Results Graph.



Fuente: Results Graph. Versión 2007.10, Computer Modelling Group.

Para crear una gráfica, seleccione el icono , de esta forma se abrirá la ventana que se presenta en la figura 33. Por medio de la opción **Origin Type**, el usuario puede escoger si la gráfica va a ser para el campo, los pozos, un sector, etc. En la opción **Parameter**, se podrá elegir el parámetro que se va a graficar (factor de recobro, tasas de producción, corte de agua, relación agua-petróleo, entre otros). Una vez, realizado este procedimiento, haga clic en **OK** y obtendrá la curva deseada. Un ejemplo de lo que podrá observar al graficar un parámetro se presenta en la figura 34.

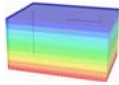
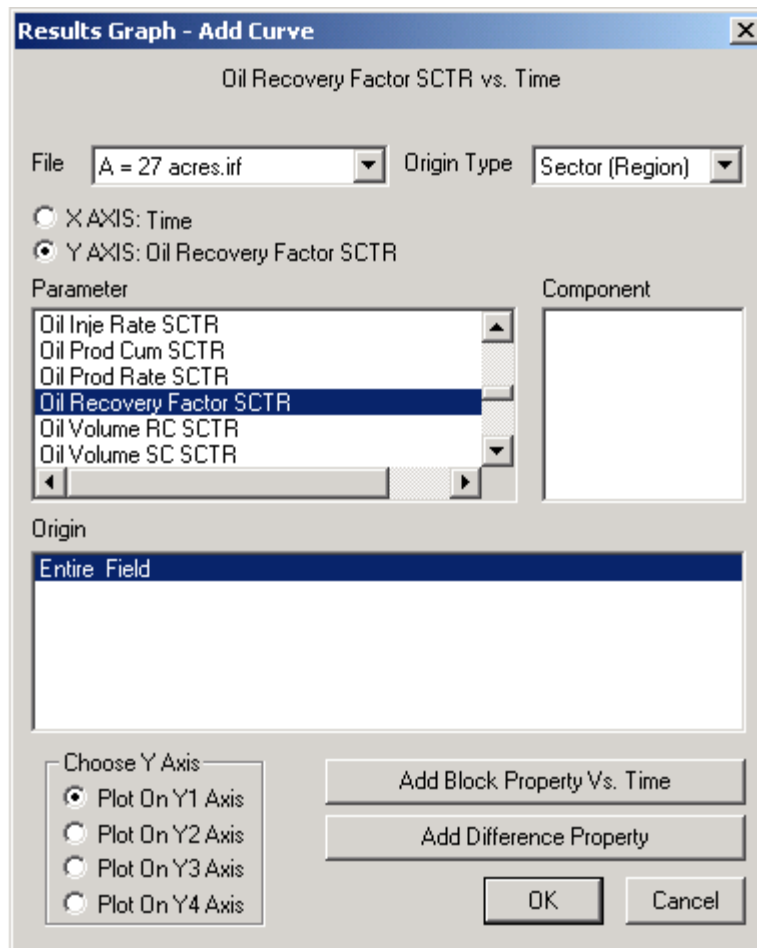


Figura 33. Ventana de adición de curvas del Results Graph.



Fuente: Results Graph. Versión 2007.10, Computer Modelling Group.

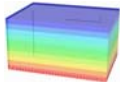
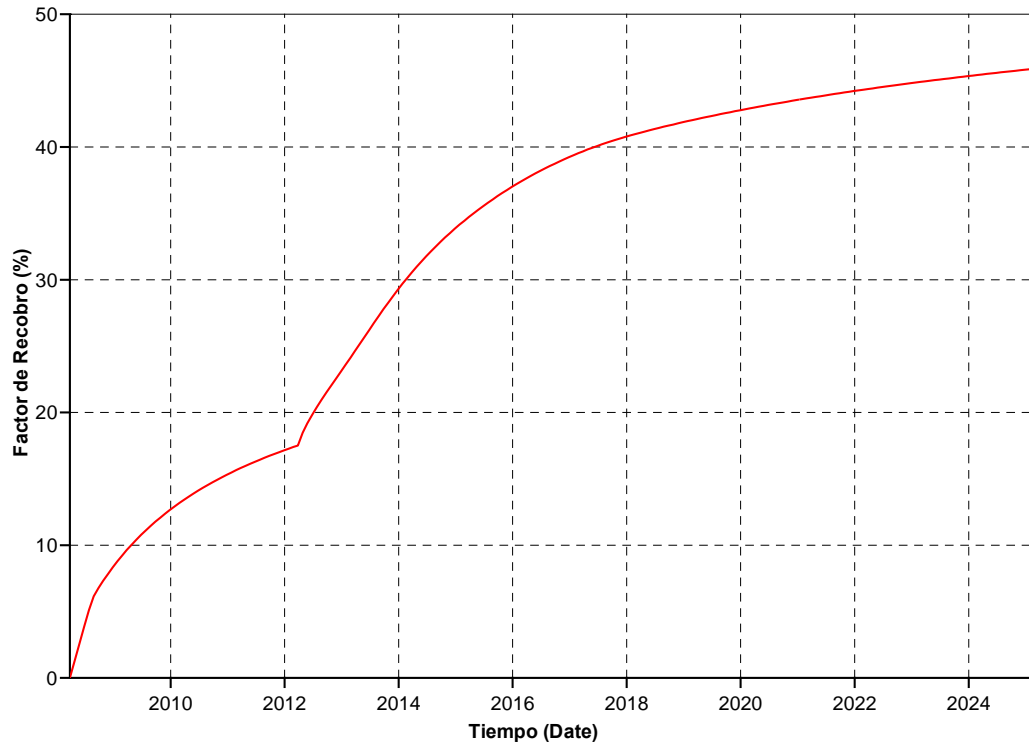


Figura 34. Adición de curvas para resultados gráficos 2D.

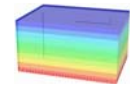


Fuente: Results Graph. Versión 2007.10, Computer Modelling Group.

A.5.2 VISUALIZACIÓN DE LOS RESULTADOS EN FORMA GRÁFICA (3D).

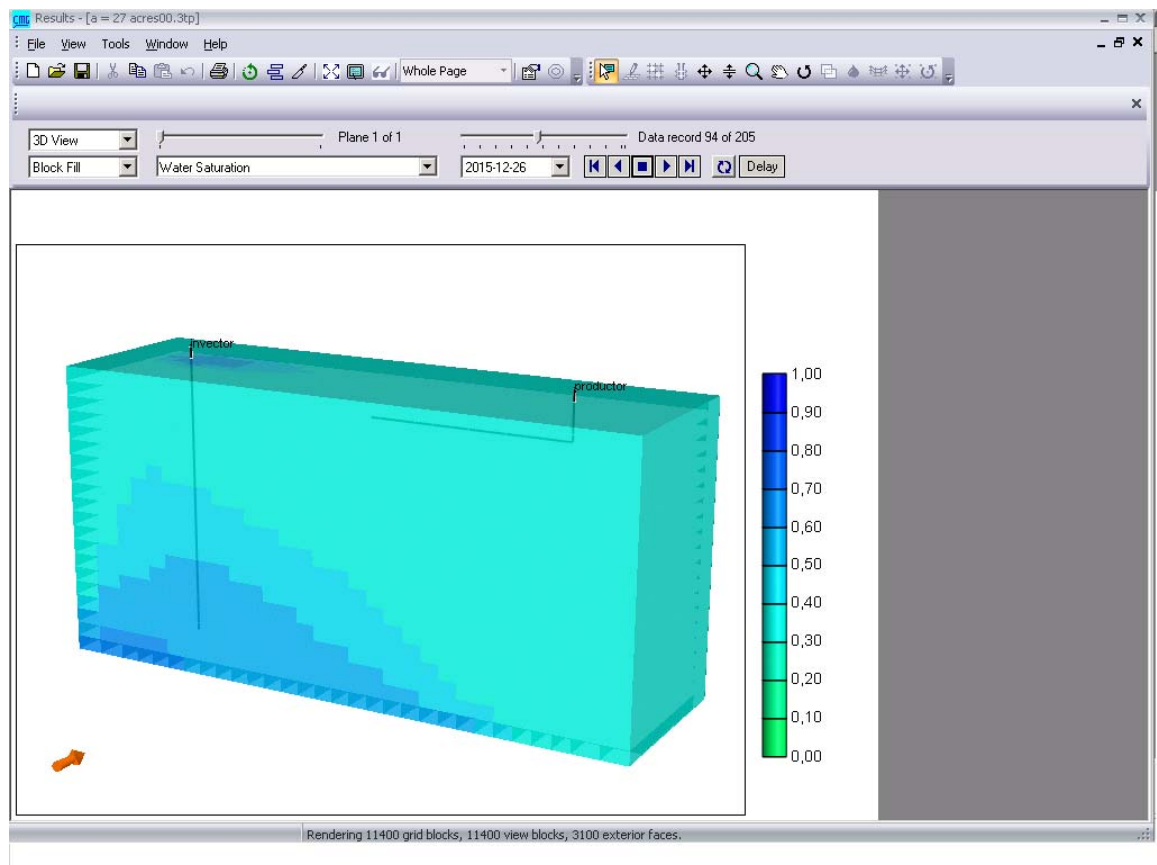
Para observar y analizar el comportamiento de las diferentes propiedades de los fluidos del yacimiento, en el transcurso del tiempo de simulación, el usuario podrá utilizar la opción **Results 3D**, el cual presenta los resultados obtenidos mediante una vista bidimensional o tridimensional.

Para generar una gráfica en **Results 3D**, seleccione el archivo **index-results file (*.irf)** en el **Technologies Launcher** y arrástrelo hasta el icono de **Results 3D**,



en el cual se abrirá una ventana similar a la presentada en la figura 35, en la que se selecciona la propiedad que se desea analizar.

Figura 35. Visualización de los resultados en forma gráfica (3D) empleando Results 3D.



Fuente: Results 3D. Versión 2007.10, Computer Modelling Group.