

**EVALUACIÓN TÉCNICA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE TOE TO HEEL EN
PROCESOS DE INYECCIÓN DE VAPOR MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA**

HERNÁN GILBERTO GUTIÉRREZ CEPEDA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2011

**EVALUACIÓN TÉCNICA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE TOE TO HEEL EN
PROCESOS DE INYECCIÓN DE VAPOR MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA**

HERNÁN GILBERTO GUTIÉRREZ CEPEDA

**Trabajo de grado para optar el título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

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

**M.SC. ERIKA MARGARITA TRIGOS BECERRA
M.SC. CARLOS EDUARDO NARANJO SUAREZ
CO-DIRECTORES**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2011

DEDICATORIA

A Dios por haberme concedido tan grandes bendiciones desde el momento que me dio la oportunidad de nacer. Por haberme enseñado el verdadero amor que un Padre puede tener con su hijo. Gracias por estar siempre a mi lado.

A mi madre Marleny por haber sido la mejor del mundo y haberme permitido vivir una vida alegre y llena de felicidad. Porque sus consejos fueron, son y serán los más sabios y acertados en la vida. Porque dedicó su vida a verme crecer y hoy esta recompensa es para ella.

A mi padre Gilberto, por haberme dado el honor de llevar su mismo nombre. Un hombre que me enseñó cuales eran los caminos correctos en la vida y me dio todo su cariño, amor, ternura y educación. Durante este tiempo que llevo de vida me ha enseñado muchas cosas de las cuales estoy eternamente agradecido.

A mi hermano Camilo, porque su llegada a mi vida fue lo mejor que me pudo ocurrir y siempre estará allí para acompañarme, escucharme y molestarme.

A mi abuelo Tito, que con sus historias, siempre alegró mi vida y la llenó de ilusión. Sus oraciones fueron vitales para lograr todo esto.

A mi abuela Leo, a mi tío Alejo y a mi tío Fabio, que desde el cielo, sé que fueron y seguirán unos bellos ángeles.

A mi chiquita Sophie, que se ha convertido en el motor de mi vida para seguir luchando por todas las cosas que quiero y poder brindarle todo de mí.

A todos mis tíos maternos, Ana, Gladys, Gloria, Henry, Fernando y Orlando que siempre fueron un apoyo incondicional.

*Para mis tías, Melanda y Evira, que constituyeron parte importante en este proceso
que hasta ahora comienza.*

A toda los prim@s que estuvieren pendientes siempre de las cosas desde el principio.

*A Laura, quien me regaló amor y amistad durante gran parte de mi vida,
permitiéndome compartir grandes y bellos momentos al lado de ella.*

*A Osguita porque me brindó siempre su amistad incondicional y me abrió las puertas
de su corazón y de su casa para hacerme uno más de su familia desde el principio de la
carrera; nunca olvidaré el caldillo Peruano y los chocolates ultra viscosos que
amenizaban nuestras tardes de estudio. A la Dra. Luna, por ser nuestra compañera
incondicional de estudio. A Luz Helena porque, así como sus hijas, me abrió las
puertas de su casa y de su familia.*

*A Andre por ser una amiga, compañera y consejera que siempre estuvo dispuesta a
escucharme y acompañarme en este camino. Además por ser una compañera de sala
chévere*

*A mis amigas de sala Yess y Adri de las cuales recibí los mejores consejos y deseos
siempre, llenando un espacio en mi corazón.*

*Al parche Ben-Ice Lima, con los cuáles se compartió unos muy gratos recuerdos en el
viaje. Entre ellos el July, Edith, Fer, Adrián, Betty, Chiki.*

*A mis amig@s, especialmente Juan G. Cortés, por brindarme una amistad
incondicional.*

A SPK por permitirme crecer personalmente y brindarme infinitas oportunidades.

A su junta 2010-2011, un grupo de trabajo increíble

*A la gran familia GRM, Palma, Yatte, Nelson, Sandra, Luis y demás
integrantes que confiaron en mí, en los cuales pude encontrar un apoyo incondicional y
sincero.*

Hernán G. Gutiérrez G.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a la prestigiosa Universidad Industrial de Santander por formarme como un profesional íntegro y una persona para aportar grandes cosas a la sociedad

Al Instituto Colombiano del Petróleo por su apoyo y colaboración para la realización de este proyecto.

A la Escuela de Ingeniería de Petróleos y sus profesores, que contribuyeron y compartieron su conocimiento y experiencia para mi formación.

Al Ing. Samuel Muñoz, por ser una gran persona y un gran director, por confiar en mis capacidades, y por haber compartido su conocimiento y tiempo durante el desarrollo del proyecto.

A la Ing. Erika Trigos, cuyo apoyo incondicional, conocimiento y experiencia, fueron de vital importancia en el proyecto. Gracias por haber sido una gran guía durante este tiempo.

Al GRM, de dónde aprendí aparte de conocimiento técnico, a ser una mejor persona.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	21
1. FUNDAMENTOS Y GENERALIDADES SOBRE LA APLICACIÓN DE LA CONFIGURACIÓN TOE TO HEEL EN PROCESOS DE INYECCIÓN DE VAPOR.	23
1.1 INYECCIÓN DE VAPOR CONVENCIONAL	24
1.1.1. Formas tradicionales de inyección de vapor	25
1.2 TECNOLOGÍA DE POZOS HORIZONTALES	28
1.2.1 Ventajas de los pozos horizontales	29
1.2.2 Aplicaciones de los pozos horizontales	30
1.2.3 Desventajas de los pozos horizontales	32
1.2.4 Fallas de los pozos horizontales.	32
1.3 APLICACIÓN DE LOS POZOS HORIZONTALES EN PROCESOS DE INYECCIÓN DE VAPOR	34
1.4 PROCESOS DE DESPLAZAMIENTO DE CORTA Y LARGA DISTANCIA	38
1.4.1 Procesos de Desplazamiento de Aceite de Larga Distancia.....	38
1.4.2 Procesos de Desplazamiento de Aceite de Corta Distancia	40
1.4.2.1 Características y Problemas Comunes de los procesos de desplazamiento de corta distancia.....	44
1.5 INYECCIÓN DE VAPOR EN CONFIGURACIÓN TOE TO HEEL.....	46
1.5.1 Parámetros que afectan el desempeño de la inyección de vapor en una configuración toe to heel	50
1.4.2.2 Condiciones de yacimiento	51
1.5.1.2 Parámetros Operacionales	57
2.DESARROLLO DEL MODELO CONCEPTUAL BASE DE SIMULACIÓN DEL PROCESO DE INYECCIÓN DE VAPOR EN UNA CONFIGURACIÓN TOE TO HEEL	60
2.1 GENERALIDADES DEL YACIMIENTO	61
2.1.1 Fluidos	62
2.2 EVALUACIÓN PRELIMINAR PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE TOE TO HEEL	63
2.2.1 Dimensiones del Grid de Simulación	65

2.2.2 Propiedades de la roca	68
2.2.3 Modelo de Fluidos.....	69
2.2.4 Curvas de permeabilidad relativa.....	72
2.3 SIMULACIÓN DEL PROCESO DE INYECCIÓN DE VAPOR EN UNA CONFIGURACIÓN TOE TO HEEL.....	74
2.3.1 Selección de Parámetros Operacionales	75
2.3.1.1 Presión de fondo fluyente del pozo productor.....	75
2.3.1.2 Tasa de Inyección.....	77
2.3.1.3 Distancia entre pozos productor e inyector	78
2.3.1.4 Longitud pozo vertical	80
2.3.1.5 Tiempos de simulación	82
2.3.1.6 Refinamiento del grid de simulación	84
2.3.2 Análisis De Resultados	87
2.3.2.1 Caso Base	88
2.3.2.2 Efecto de las heterogeneidades del yacimiento.....	92
2.3.2.3 Efecto de la relación entre la permeabilidad horizontal y la permeabilidad vertical, Kv/Kh	96
2.3.2.4 Efecto de la viscosidad	100
3. SIMULACIÓN DEL PROCESO TOE TO HEEL EN UN MODELO DE ÁREA REDUCIDA	107
3.1 MODELO DE SIMULACIÓN DE 23 ACRES.....	107
3.1.1. Desempeño del Proceso.....	108
3.1.1.1 Esquema #1: 3 pozos verticales inyectores y 3 pozos horizontales productores	108
3.1.1.2 Esquema # 2: 4 pozos verticales inyectores 4 pozos horizontales productores	114
3.1.2 Efecto de las heterogeneidades del yacimiento.....	119
3.1.3 Efecto de la relación entre la permeabilidad horizontal y vertical, Kv/Kh	122
3.2 MODELO DE SIMULACIÓN DE OCHO ACRES	127
3.3 COMPARACIÓN CON TÉCNICAS CONVENCIONALES.....	129
3.3.1 Modelo de 92 Acres	130
3.3.1.1 Análisis de Resultados.....	132
3.3.2 Modelo de 23 Acres	136

3.3.2.1 Análisis de Resultados.....	137
4. OPTIMIZACIÓN DE LOS PARÁMETROS INFLUYENTES EN EL DESEMPEÑO DE UN PROCESO DE INYECCIÓN DE VAPOR EN UNA CONFIGURACIÓN TOE TO HEEL	141
4.1 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD ASISTIDO POR CMOST DE LOS PARÁMETROS OPERACIONALES Y DE YACIMIENTO EN UN PROCESO DE INYECCIÓN DE VAPOR EN UNA CONFIGURACIÓN TOE TO HEEL	141
4.1.1 CMOST (Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool)	142
4.1.2 Análisis de Sensibilidad en CMOST	143
4.1.2.1 Importancia del análisis de sensibilidad	144
4.1.2.2 Presentación de resultados.....	145
4.1.3 Desarrollo del Análisis de Sensibilidad	146
4.1.3.1 Resultados Modelo 92 Acres	148
4.1.3.2 Resultados Modelo 23 Acres	151
4.2 OPTIMIZACIÓN ASISTIDA POR CMOST PARA UN PROCESO DE INYECCIÓN DE VAPOR EN UNA CONFIGURACIÓN TOE TO HEEL	153
4.2.1 Desarrollo del proceso de optimización	154
4.2.1.1 Función Objetivo	155
4.2.1.2 Algoritmo de Optimización de CMG, DECE (Designed Exploration and Controlled Evolution).....	156
4.2.2 Análisis de Resultados.....	157
4.2.2.1 Resultados Modelo de 92 Acres	157
4.2.2.2 Resultados Modelo 23 Acres	159
5. CONCLUSIONES	162
RECOMENDACIONES.....	164
BIBLIOGRAFÍA.....	165
ANEXO A.....	170

LISTA DE TABLAS

Tabla 1: Screening Inyección continua de vapor	49
Tabla 2. Parámetros que influyen en el desempeño del proceso THSF	51
Tabla 3. Propiedades del yacimiento	61
Tabla 4. Propiedades de la roca y fluidos del campo.....	62
Tabla 5. Comparación de las propiedades del campo con el screening planteado para un proceso de inyección continua de vapor convencional.....	63
Tabla 6. Propiedades iniciales del modelo de simulación conceptual.....	64
Tabla 7. Modelos de simulación y dimensiones usadas para el análisis de sensibilidad	66
Tabla 8. Propiedades de la roca del modelo de simulación	68
Tabla 9: Propiedades de los fluidos del modelo de simulación.....	69
Tabla 10. Viscosidad del Crudo del yacimiento en estudio a diferentes temperaturas y % crudo - agua.....	70
Tabla 11. Tabla viscosidad del fluido en el modelo de simulación.....	71
Tabla 12. Datos usados para la correlación de Hirasaki	73
Tabla 13. Valores Curva de permeabilidad relativa	73
Tabla 14. Parámetros operacionales del modelo base de simulación	84
Tabla 15. Factor de recobro para los casos heterogéneos y los casos con diferentes relaciones de permeabilidad horizontal sobre la vertical	99
Tabla 16. Valores de viscosidades en función de la temperatura de yacimiento para evaluar el efecto de la viscosidad	100
Tabla 17. Comparación de los factores de recobro obtenidos para los escenarios heterogéneos y con variación de la relación K_v/K_h	126
Tabla 18. Tiempos usados para la inyección cíclica previa a la inyección continua	131
Tabla 19. Comparación de los modelos Toe to Heel con las técnicas convencionales. Modelo 92 Acres	135
Tabla 20. Comparación de los modelos Toe to Heel con las técnicas convencionales. Modelo 23	140
Tabla 21. Variables para el análisis de sensibilidad.....	146
Tabla 22. Parámetros a sensibilizar con sus respectivos valores máximos y mínimos	147
Tabla 23. Valores a optimizar y sus respectivos rangos de variación.....	154
Tabla 24. Valores para el cálculo del VPN.....	156
Tabla 25. Parámetros seleccionados y descartados (rojo) en el proceso de optimización para el modelo de 92 Acres	158
Tabla 26. Parámetros seleccionados y descartados (rojo) en el proceso de optimización para el modelo de 92 Acres	160

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Esquema de las zonas que se crean durante la inyección de vapor en un proceso convencional	27
Figura 2. Fenómeno de overriding en un proceso de inyección de vapor convencional	28
Figura 3. Proceso de Desplazamiento de Aceite de Larga Distancia	40
Figura 4. Proceso de desplazamiento de Corta Distancia. Tipo 1.	43
Figura 5. Proceso de desplazamiento de Corta Distancia. Tipo 2. Desplazamiento Toe-To-Heel.....	44
Figura 6. Comparación de los métodos de desplazamiento de Larga y Corta Distancia	45
Figura 7: Vista esquemática del proceso Toe To Heel Steam Flooding	47
Figura 8. Viscosidad en función de la temperatura	52
Figura 9. Comportamiento del factor de recobro para análisis del tamaño del grid	66
Figura 10. Comportamiento de la producción diaria de aceite para análisis del tamaño del grid	67
Figura 11. Grid del modelo base de simulación	68
Figura 12. Curva de viscosidad del crudo en el modelo de simulación.....	71
Figura 13. Curva de permeabilidad relativa	74
Figura 14. Geometría del arreglo de pozos usado para el desarrollo de la simulación. Empuje en línea directa	75
Figura 15. Comportamiento del factor de recobro en función de la presión de fondo fluyente del pozo horizontal productor	76
Figura 16. Comportamiento de la tasa de inyección de agua para el modelo base de simulación	77
Figura 17. Comportamiento del factor de recobro en función de la tasa de inyección para el modelo base de simulación.....	78
Figura 18. Comportamiento del factor de recobro con la variación de la distancia entre el pozo inyector y productor.....	79
Figura 19. Comportamiento de la tasa de producción de aceite con la variación de la distancia entre el pozo inyector y productor	79
Figura 20. Comportamiento del factor de recobro en función de la longitud del pozo vertical inyector	80
Figura 21. Comportamiento de la tasa de producción de aceite en función de la longitud del pozo vertical inyector	81
Figura 22. Distancia entre pozos inyector y productor y longitud del pozo vertical	81
Figura 23. Comportamiento del factor de recobro en función de los tiempos de producción	82
Figura 24. Comportamiento de la tasa de producción de aceite en función de los tiempos de producción.....	82
Figura 25. Comportamiento de la tasa de producción de aceite a un tiempo de 15 años de simulación	83

Figura 26. Refinamiento del modelo de simulación. Órdenes de magnitud	85
Figura 27. Comportamiento del factor de recobro en función del refinamiento	86
Figura 28. Comportamiento de la tasa de producción de aceite en función del refinamiento	86
Figura 29. Comparación de la Forma y temperatura de la cámara de vapor para el modelo de simulación refinado orden de magnitud 2 (Abajo Izq.), 3 (Abajo Der.) y el modelo base (Arriba) desde la vista Superior	86
Figura 30. Comportamiento del factor de recobro para el caso base de simulación	88
Figura 31. Comportamiento de la tasa de producción de agua para el caso base de simulación	89
Figura 32. Comportamiento de la tasa de producción de aceite para el caso base de simulación	89
Figura 33. Comportamiento de la relación aceite – vapor acumulada para el caso base de simulación	90
Figura 34. Comportamiento de la presión promedio del yacimiento para el caso base de simulación	90
Figura 35. Isosuperficies de temperatura para el avance del frente de vapor en el modelo base de simulación. Vista superior capa 1 (Izq.), Vista superior capa 10 (Der.).....	91
Figura 36. Desarrollo del frente de vapor caso base de simulación.....	91
Figura 37. Comportamiento típico del frente de vapor en un proceso de inyección de vapor en una configuración Toe to Heel	92
Figura 38. Modelo heterogéneo 1 y forma teórica del avance del frente de vapor	93
Figura 39. Modelo heterogéneo 2 y forma teórica del avance del frente de vapor	94
Figura 40. Desarrollo del frente de vapor para el caso Heterogéneo 1.....	94
Figura 41. Comportamiento de la tasa de producción de aceite en función de las heterogeneidades	95
Figura 42. Comportamiento del factor de recobro de aceite en función de las heterogeneidades	96
Figura 43. Dirección teórica del vapor para cada relación de permeabilidades, K_v/K_h	97
Figura 44. Desarrollo del frente de vapor para el caso de relación $K_v/K_h=0,25$	98
Figura 45. Comportamiento del factor de recobro en función de la relación entre la permeabilidad horizontal y la permeabilidad vertical, K_v/K_h	99
Figura 46. Selección de las diferentes viscosidades según la temperatura inicial del yacimiento	100
Figura 47. Comportamiento del factor del recobro en función de la viscosidad del crudo.....	101
Figura 48. Comportamiento de la tasa de producción de agua en función de la viscosidad del crudpo	102
Figura 49. Comportamiento de la tasa de producción de aceite en función de la viscosidad del crudo	102
Figura 50. Comportamiento de la tasa de inyección de vapor en función de la viscosidad del crudo	103

Figura 51. Comportamiento del factor de recobro en para un crudo de viscosidad de 10.000 cP.....	104
Figura 52. Desarrollo del frente de vapor para un crudo de viscosidad inicial de 10.000 cP.....	104
Figura 53. Geometría para el modelo de 23 Acres con 3 pares de pozos	108
Figura 54. Comportamiento de la tasa de inyección en función de la distancia entre los pozos inyector y productor para el modelo de 23 acres con 3 pares de pozos	109
Figura 55. Comportamiento del Factor de Recobro para el modelo de 23 Acres con 3 pares de pozos	110
Figura 56. Comportamiento de la producción de aceite para el modelo de 23 Acres con 3 pares de pozos.....	110
Figura 57. Comportamiento de la relación Vapor – Aceite Acumulado para el modelo de 23 Acres con 3 pares de pozos.....	111
Figura 58. Comparación de los modelos de 92 y 23 con 3 pares de pozos con base al factor de recobro	111
Figura 59. Comparación de los modelos de 92 y 23 con base a la tasa de producción	112
Figura 60. Vista Superior del desarrollo del frente de vapor para el modelo de 23 Acres con 3 pares de pozos	113
Figura 61. Desarrollo del frente de vapor para el modelo de 23 Acres con 3 pares de pozos	114
Figura 62. Geometría para el modelo de 23 Acres con 4 pares de pozos	115
Figura 63. Comportamiento de la tasa de inyección para el modelo de 23 Acres con 4 pares de pozos.....	115
Figura 64. Comportamiento de la curva de factor de recobro para el modelo de 23 acres con 4 pares de pozos	116
Figura 65. Comportamiento de la curva de factor de recobro para el modelo de 23 Acres con 4 pares de pozos	117
Figura 66. Comportamiento de la Relación Vapor – Aceite Acumulado para el modelo de 23 Acres con 4 pares de pozos.....	117
Figura 67. Vista superior del avance del frente de vapor para el modelo de 23 Acres con 4 pares de pozos	118
Figura 68. Desarrollo del frente de vapor para el modelo con 4 pares de pozos.	119
Figura 69. Desarrollo del frente de vapor para el caso Heterogéneo 1 del modelo de 23 Acres con 3 pares de pozos.....	120
Figura 70. Comportamiento del factor de recobro en función de las heterogeneidades del yacimiento para el modelo de 23 Acres con 4 pares de pozos	121
Figura 71. Comportamiento de la tasa de producción de aceite en función de las heterogeneidades del yacimiento para el modelo de 23 Acres con 4 pares de pozos	122
Figura 72. Vista superior del avance del frente de vapor para el modelo de 23 Acres con 3 pares de pozos, $K_v/K_h=0,1$	123

Figura 73. Desarrollo del frente de vapor para el modelo de 23 Acres con 3 pares de pozos, $K_v/K_h=0,1$	124
Figura 74. Canalización del vapor a través del pozo horizontal en pruebas de laboratorio de Toe To Heel Steam Flooding	124
Figura 75. Comportamiento del factor de recobro en función de la relación K_v/K_h	125
Figura 76. Comportamiento de la producción de aceite en función de la relación K_v/K_h	126
Figura 77. Geometría para el modelo de 8 Acres	127
Figura 78. Vista superior del avance del frente de vapor para el modelo de 8 Acres.....	128
Figura 79. Comportamiento de la tasa de producción de aceite para el modelo de 8 Acres.....	128
Figura 80. Comportamiento del factor de recobro para el modelo de 8 Acres.....	129
Figura 81. Esquema de explotación para inyección de vapor convencional usando pozos verticales	130
Figura 82. Esquema Inyección cíclica previa a la inyección continua.....	131
Figura 83. Comportamiento de la tasa de inyección para los diferentes modelos de inyección de vapor convencional. Modelo de 92 Acres	132
Figura 84. Comportamiento de la tasa de producción de aceite para la comparación entre Toe to Heel y técnicas convencionales. Modelo 92 Acres	133
Figura 85. Comportamiento del factor de recobro para la comparación entre Toe to Heel y técnicas convencionales. Modelo 92 Acres	134
Figura 86. Comportamiento de la relación Vapor – Aceite Acumulado para la comparación entre Toe to Heel y técnicas convencionales. Modelo 92 Acres	135
Figura 87. Comportamiento de la tasa de inyección para los diferentes modelos de inyección de vapor convencional. Modelo de 23 Acres	137
Figura 88. Comportamiento de la tasa de producción de aceite para la comparación entre Toe to Heel y técnicas convencionales. Modelo 23 Acres	138
Figura 89. Comportamiento del factor de recobro para la comparación entre Toe to Heel y técnicas convencionales. Modelo 23 Acres	139
Figura 90. Comportamiento de la relación Vapor – Aceite Acumulado para la comparación entre Toe to Heel y técnicas convencionales. Modelo 23 Acres	139
Figura 91. Diagrama de tornado para presentar los resultados del análisis de sensibilidad	145
Figura 92. Diagrama tornado del Factor de recobro para el modelo de 92 Acres	148
Figura 93. Diagrama tornado del SOR Acumulado para el modelo de 92 Acres .	150
Figura 94. Diagrama tornado del factor de recobro para el modelo de 23 Acres.	152
Figura 95. Diagrama tornado del SOR Acumulado para el modelo de 23 Acres .	153
Figura 96. Procedimiento para el desarrollo del proceso de optimización	154
Figura 97. Gráfica de dispersión modelo de 92 Acres	157
Figura 98. Histogramas de frecuencias para el proceso de optimización del modelo de 92 Acres.....	159
Figura 99. Gráfica de dispersión modelo de 23 Acres	159

Figura 100. Histogramas de frecuencias para el proceso de optimización del modelo de 92 Acres160

LISTA DE ANEXOS

Anexo A. GUÍA DE SIMULACIÓN PARA EL DESARROLLO DE ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD Y OPTIMIZACIÓN ASISTIDOS POR CMOST.....	170
--	-----

RESUMEN

TÍTULO: EVALUACIÓN TÉCNICA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE TOE TO HEEL EN PROCESOS DE INYECCIÓN DE VAPOR MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA *

AUTOR: HERNÁN GILBERTO GUTIÉRREZ CEPEDA **

Palabras clave: Métodos de recobro mejorado, Inyección de vapor en una configuración Toe to Heel, Inyección de Vapor Convencional, Simulación Numérica, Pozos Horizontales, Crudo Pesado Móvil

DESCRIPCIÓN

En la inyección de vapor bajo una configuración convencional pueden ocurrir diferentes problemas: segregación gravitacional, calentamiento ineficiente de la zona, eficiencia de barrido pobre, lo que resulta en un bajo factor de recobro bajo final. Debido a éstos, se propone la implementación de un método térmico de recobro mejorado, de corta distancia: inyección de vapor en una configuración Toe to Heel (THSF; por su sigla en inglés). Este proceso alcanza altos factores de recobro en virtud de un frente de propagación estable y la utilización de pozos horizontales como productores. El principal beneficio de usar esta configuración es tomar ventaja de la gravedad, y al mismo tiempo, mitigar la mayoría de las limitaciones presentes en un proceso convencional.

Se desarrolla un modelo de simulación conceptual en 3-D, con el fin de evaluar técnicamente la implementación de este proceso. Las propiedades del modelo fueron tomadas con base a las propiedades promedio de un campo colombiano. El modelo de fluidos fue construido considerando que, a pesar de ser un crudo de 12,5 °API, tiene una movilidad inicial alta. Esta característica hace que se preste especial atención a los resultados finales, puesto que esta técnica ha sido evaluada, en su mayoría, para yacimientos de crudos altamente viscosos y con movilidad inicial limitada.

Posteriormente, se realizó un análisis de sensibilidad a los parámetros operacionales y de yacimiento, seguido de una optimización, con el fin de encontrar el escenario más favorable en que la técnica puede ser implementada, teniendo en cuenta que el fluido es un crudo pesado móvil. Finalmente, el desempeño del proceso de inyección de vapor bajo una configuración Toe to Heel se comparó con uno de tipo convencional en función del factor de recobro y la cantidad de energía inyectada en el yacimiento.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingeniería Físicoquímicas Escuela de Ingeniería de Petróleos, Director: Samuel Fernando Muñoz Navarro. Co-director: Erika Margarita Trigos Becerra, Carlos Eduardo Naranjo Suarez.

ABSTRACT

TITLE: TECHNICAL EVALUATION FOR IMPLEMENTING TOE TO HEEL CONFIGURATION IN STEAM INJECTION PROCESSES BY NUMERICAL SIMULATION*

AUTHOR: HERNÁN GILBERTO GUTIÉRREZ CEPEDA**

Key Words: Enhanced oil Recovery Methods Toe to Heel Steam Flooding, Conventional Steam Flooding, Numerical Simulation, Horizontal Wells, Mobile Heavy Oil

DESCRIPTION:

In conventional steam flooding processes different problems could occur: gravitational segregation, inefficient heating of the zone, low vertical sweep resulting in low final oil recovery factor as its direct consequence. Due to these problems, a short-distance, thermal oil recovery method is proposed: Toe to Heel Steam Flooding (THSF). This process achieves high recovery factors by virtue of its stable front propagation and the utilization of horizontal wells as producers. The main benefits of using this configuration is take advantage of the gravity and to mitigate most of the limitations from conventional one.

It's developed a 3-D conceptual simulation model in order to evaluate technical feasibility of THSF for its implementation. The properties of the model were on the basis of the average reservoir properties from a Colombian field. The fluid model was built considering that oil is 12.5 °API, but it has a high initial mobility. That feature makes us to pay special attention in the final results because this technique has been evaluated the most for reservoir which oil has a high viscosity and limited initial mobility.

Subsequently, a sensitive analysis for both reservoir and operational parameters, and an optimization process are done, in order to find the most favorable scenario in which this technique could be implemented knowing that the fluid is heavy mobile oil. Finally, THSF performance was compared with the one from conventional configuration using results of oil recovery factor and the quantity of energy injected into the reservoir.

* Graduate Work

** Faculty of Physic-chemical Engineering. School of Petroleum Engineering, Director: Samuel Fernando Muñoz Navarro. Co-director: Erika Margarita Trigos Becerra, Carlos Eduardo Naranjo Suarez.

INTRODUCCIÓN

Dada la creciente demanda de recursos energéticos a nivel global y la escasez de nuevos grandes descubrimientos, es necesario el desarrollo de tecnologías que permitan obtener el máximo rendimiento de los yacimientos existentes, y el mayor factor de recobro para yacimientos de crudo no convencional tales como aceite pesado, extra pesado y arenas bituminosas.

Respecto a Colombia, el país cuenta con unas reservas aproximadas de 42.000 MMBE (Millones de Barriles Equivalentes) donde cerca de 12.000 MMBO (Millones de Barriles de Crudo) del OOIP (Original Oil in Place) corresponden a crudo pesado¹. Estas reservas de crudo no convencional se encuentran ubicadas principalmente en los Llanos Orientales y en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Para su explotación, es conveniente el uso de métodos de recobro mejorado de tipo térmico, entre ellas la inyección de vapor.

Las modalidades tradicionales para este método de recobro mejorado con pozos verticales son la inyección continua y la estimulación cíclica, cuyo objetivo principal es suministrar energía al yacimiento mediante el vapor, con el fin de reducir la viscosidad y facilitar el flujo del crudo hacia el pozo productor. No obstante, estos procesos pueden presentar inconvenientes tales como efecto de overriding del vapor, calentamiento ineficiente de la zona, eficiencia de barrido pobre de la arena objetivo, lo que se traduce finalmente en bajos factores de recobro. Por tales motivos, se ha estudiado una técnica la cual usa un pozo horizontal y un pozo vertical, lo que mitigaría estos efectos negativos. Esta técnica se conoce como Toe To Heel Steamflooding (THSF) o Steam Injection (THSI).

El proceso Toe to Heel Steamflooding (THSF, por su sigla en inglés) es una técnica novedosa, como aplicación de método de recobro mejorado de crudos

¹ SAAVEDRA, Néstor Fernando, ICP. Retos de la Industria de Hidrocarburos en Colombia. En: Conferencia SPE - UIS StudentChapter (2011 : Bucaramanga).

pesados. Esta consiste en inyectar vapor a través de un pozo vertical hacia un pozo horizontal productor, donde se aprovechan tanto las ventajas de tener un pozo de este tipo, como los efectos que actúan negativamente en los procesos de inyección de vapor convencionales, tales como la segregación gravitacional, la cual juega un papel importante para obtener una mayor producción. Además, se obtiene un frente de vapor más estable que permite una eficiencia de barrido mayor y por ende, un mejor factor de recobro comparado con las técnicas convencionales.

El desarrollo de este trabajo tiene como finalidad hacer una evaluación técnica de la implementación de inyección de vapor en una configuración Toe To Heel, determinando los parámetros de yacimiento y operacionales bajo los cuales el proceso pueda desarrollarse; haciendo uso de la simulación numérica de yacimientos, mediante la construcción de un modelo conceptual con propiedades promedio de un campo colombiano de crudo pesado, la evaluación de los efectos de las heterogeneidades del yacimiento y el espaciamiento entre los pozos; finalmente, el desarrollo de un análisis de sensibilidad y la optimización para la obtención de los parámetros adecuados para la implementación de esta técnica.

1.FUNDAMENTOS Y GENERALIDADES SOBRE LA APLICACIÓN DE LA CONFIGURACIÓN TOE TO HEEL EN PROCESOS DE INYECCIÓN DE VAPOR.

Los métodos de recobro mejorado surgieron ante la necesidad de incrementar la vida productiva de los yacimientos, con el fin de aumentar el factor de recobro final. Éstos se usan frecuentemente cuando aquellos de tipo convencional, tales como inyección de agua y/o inyección de gas, no representan una utilidad monetaria neta atractiva, y no se pueden aplicar por las condiciones presentes.

El recobro mejorado comprende procesos que involucran un agente externo que ayude a reducir la viscosidad del crudo, aumentar los canales porosos, disminuir la tensión interfacial entre los fluidos o incrementar la movilidad del crudo que será producido, lo que finalmente resulta en una modificación de la roca y/o los fluidos que se encuentran originalmente en el yacimiento. Dentro de estos procesos, se pueden citar como ejemplos: métodos térmicos (inyección de vapor o combustión in situ), métodos químicos (inyección de surfactantes o de polímeros) o métodos miscibles (inyección de CO_2).²

Las grandes reservas de crudo pesado y extra pesado que existen en el mundo representan un gran desafío en cuanto a explotación se refiere, puesto que por las propiedades de estos tipos de hidrocarburos, no es recomendable el uso de métodos de recobro convencionales; además, una de las características más importantes, que es su viscosidad, presentan un valor alto, teniendo un rol adverso para la movilidad, que afecta directamente la eficiencia de barrido. Una de las formas para producir este tipo de crudo es por medio del calentamiento del crudo, el cual, ayuda a la reducción de la viscosidad, y se constituye como el principio básico de los métodos térmicos de recobro mejorado.

² BARILLAS, J. L. M.; DUTRA JR., T. V.; MATA, W. Improved Oil Recovery Process for Heavy Oil: A Review. En: Brazilian Journal of Petroleum and Gas. 2008, Vol. 2 N° 2, p. 45-54.

Hacia mediados de la década de los 60's, cuando se aplicaron ampliamente los métodos térmicos de recobro mejorado, se logró la inclusión de la gran mayoría de yacimientos de bitumen y crudo pesado en los registros de reservas mundiales, puesto que antes no se consideraban como proyectos viables económicamente.

A continuación, se presentan las generalidades del método de recobro térmico inyección de vapor, los fundamentos de los pozos horizontales, y el método mencionado anteriormente bajo una configuración Toe to Heel.

1.1 INYECCIÓN DE VAPOR CONVENCIONAL

La inyección de vapor como método de recobro mejorado, ha sido usado durante muchos años para el recobro de crudo pesado, extra pesado y bitumen, dado que el vapor es considerado como uno de los fluidos calientes de inyección más eficientes, debido a su gran capacidad calorífica, teniendo un efecto significativo en la reducción de la viscosidad del crudo y de la saturación de aceite residual.³

Las modalidades tradicionales de inyección de vapor con pozos horizontales son la inyección continua y la inyección cíclica (conocida también como Huff-and-Puff), aunque actualmente el Drenaje Gravitacional Asistido por Vapor, (SAGD, por su sigla en inglés) está en auge debido a que aprovecha las ventajas, tanto del drenaje gravitacional como las de los pozos horizontales.

Inicialmente, la inyección de vapor estaba enfocada bajo el concepto de que el calor reducía la viscosidad, y este efecto significaba más producción de hidrocarburos. Por tal motivo, su uso se dirigió casi exclusivamente a yacimientos de crudo de alta viscosidad, sin tener en cuenta consideraciones de otros procesos de recobro. A finales de la década de los 70's, este proceso de recobro

³ EL-ABBAS, A.A. "Experimental Investigation of the Feasibility of Steam/Chemical Steam Flooding Processes Through Horizontal Wells". Paper SPE 68767. 2001.

térmico se volvió predominante frente a otros métodos de recobro, y pasó a considerarse como un proceso de desplazamiento.

Bajo el escenario de los altos precios del crudo de la época, el estudio de la técnica se vio limitado, haciendo que no se entendiera de la mejor manera y repercutiera en el uso ineficiente de la energía. Esta concepción llevó a pensar que, si se quería más crudo, se tenía que inyectar más vapor.⁴

Con la posterior caída del precio del crudo, el pensamiento hacia la inyección vapor tuvo una transformación significativa, porque se revisaron los fundamentos de la técnica nuevamente, y el enfoque era determinar cómo hacer que éste fuera más eficiente, en términos energéticos. A partir de este momento, nace lo que se denomina la administración de la energía que, junto con los avances tecnológicos, resultan en lo que tenemos hoy día para este proceso de recobro térmico.

1.1.1. Formas tradicionales de inyección de vapor

En la inyección continua, el vapor se inyecta en un patrón de pozos inyectoros, mientras que los fluidos son producidos en unos pozos designados. Cuando se inyecta vapor en un yacimiento, el frente que se crea en el yacimiento forma cinco zonas diferentes. La primera zona, ubicada más cerca al pozo inyector, corresponde a la zona de vapor, donde están presentes principalmente agua en forma líquida y de vapor, y aceite residual. Las fracciones livianas del crudo se vaporizan y se condensan delante del frente de vapor, creando un banco de solventes, el cual conforma la segunda zona. El banco de solvente es miscible con el crudo, lo que ocasiona una reducción en su tensión interfacial y la viscosidad. La tercera zona, está compuesta por agua caliente, donde el vapor se condensa y el crudo volátil entra en contacto con la zona más fría. Como resultado de la disminución de la viscosidad y del desplazamiento en las tres primeras regiones,

⁴ SANDOVAL MUÑOZ, Jorge Eduardo. A simulation study of steam and steam-propane injection using a novel smart horizontal producer to enhance oil production. Texas, USA. 2004. Tesis de Maestría.

se forma un banco de crudo, que se ubica como una cuarta zona. La quinta zona, que se encuentra muy alejada del pozo inyector, está compuesta por crudo original (frio).⁵ Lo descrito anteriormente se ilustra en la figura 1.

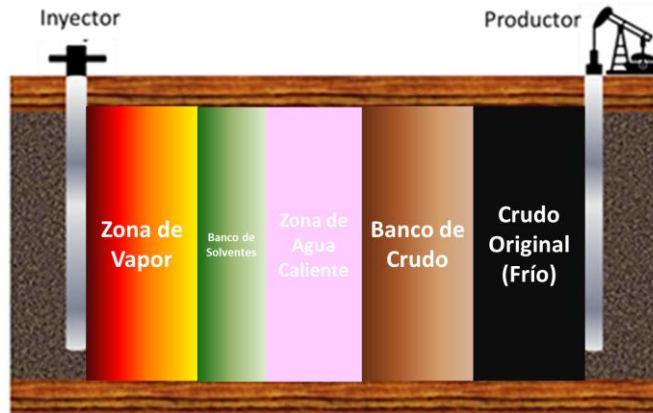
En la inyección o estimulación cíclica, se busca suministrar energía térmica a los alrededores del pozo por medio del vapor, lo que permite que la roca actúe como intercambiador de calor debido al almacenamiento de la energía inyectada. Este calor puede ser usado efectivamente para disminuir la viscosidad del crudo que fluye a través de la región calentada. El proceso se desarrolla en tres etapas: Inyección de vapor (con calidades del 70% al 85%) por un periodo específico de tiempo, que generalmente dura de una a seis semanas; un periodo corto de remojo en el cual, la mayor parte del calor latente del vapor se transfiere a la formación que rodea el pozo; y finalmente, un periodo de producción, que generalmente dura varios meses. Durante este último, la tasa de producción de fluidos calientes iniciales es mayor que aquella para la producción primaria. Sin embargo, ésta declina con el tiempo hasta valores cercanos a la producción inicial en frío, dado que el calor está siendo removido constantemente junto con los fluidos producidos, y al mismo tiempo, se está disipando en las formaciones no productoras o adyacentes. Estas tres etapas constituyen un ciclo, y se repiten tanto como el proyecto sea rentable.

Desde un punto de vista técnico, los dos factores principales necesarios para el éxito de los procesos mencionados anteriormente son: un efecto significativo de la temperatura sobre la viscosidad del crudo, con el fin de reducir la resistencia al flujo alrededor del pozo productor; y un mecanismo de producción natural o una fuerza de empuje que esté presente en el yacimiento.⁶

⁵ SANDOVAL MUÑOZ, Óp. Cit. 4

⁶ Ibíd.

Figura 1. Esquema de las zonas que se crean durante la inyección de vapor en un proceso convencional



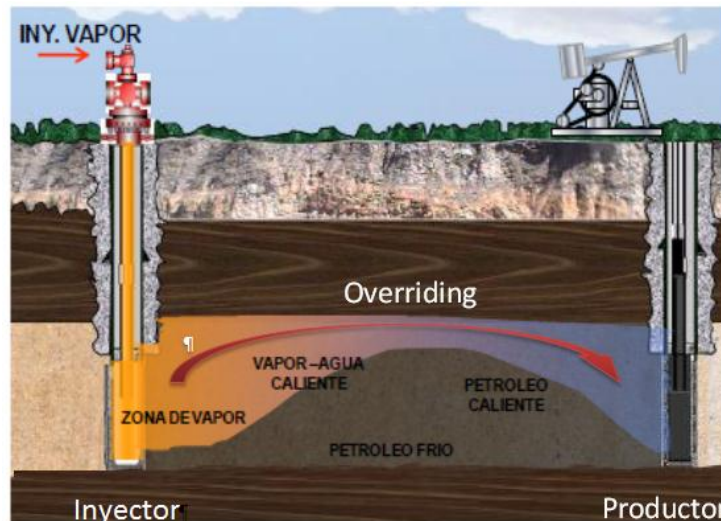
En casi todos los casos históricos de inyección de vapor con pozos verticales, la geometría no fue optimizada, ni con la forma que se esperaba de la zona de vapor, o la geometría del yacimiento, por lo que resultaba en no alcanzar una eficiencia de barrido máxima antes que el vapor irrumpiera en los pozos productores. Además de esto, después de ruptura, se volvía bastante difícil operar los pozos involucrados en el proceso de una manera eficiente, por las altas temperaturas y la interferencia del vapor. Por tales razones, se ha considerado, a través del tiempo, unos gastos adicionales para recuperar las reservas remanentes.⁷

Una de las características más importante en un proceso de desplazamiento en un medio poroso cuando un fluido menos denso desplaza a un fluido más denso, como en el caso de la inyección de vapor, es la gravedad. Bajo este concepto, cuando se inyecta a bajas tasas ocurrirá el fenómeno de overriding (Figura 2), conllevando a que ocurra una irrupción temprana del fluido inyectado en el pozo productor y un bajo factor de recobro final. Sin embargo, cuando se inyecta a tasas altas, debido a la relación desfavorable de viscosidades, el proceso estará

⁷ ESCOBEDO, B. M.: "Conceptual Steamflood Designs Using Horizontal Wells to Maximize Project Profitability". Paper SPE 30279. 1995.

dominado por la digitación viscosa, lo que resulta en que el fluido que desplaza, sobrepasará el crudo por ciertos canales de flujo preferencial que faciliten el flujo. Tales problemas han sido, de cierta forma, mitigados con la incorporación de pozos horizontales al proceso de inyección de vapor.

Figura 2. Fenómeno de overriding en un proceso de inyección de vapor convencional



Fuente. Modificado de GONZALES BARRIOS, Andrés Ricardo, y PINILLA TORRES, Jaime Miguel. Evaluación de procesos de inyección continua de vapor en yacimientos estratificados mediante el análisis de la eficiencia térmica: Aplicación Campo Teca. Bucaramanga. 2009. 178 p. Tesis de Grado

1.2 TECNOLOGÍA DE POZOS HORIZONTALES

Durante los últimos años, los pozos horizontales han ganado popularidad en proyectos de crudos pesado y extra pesado. El incremento en productividad de tales pozos, ha hecho de muchos proyectos, que antes eran considerados marginales, se conviertan en atractivos económicos.

Los pozos horizontales representan una tecnología bien establecida que incrementa significativamente la productividad de un pozo, y puede aplicarse en casi cualquier tipo de yacimiento. La razón principal para su uso es que pueden

implementarse en todas las etapas de desarrollo de los yacimientos, desde la exploración hasta el recobro mejorado.

1.2.1 Ventajas de los pozos horizontales

Dadas las numerosas ventajas, los pozos horizontales han ganado una atención especial en la industria del petróleo durante las últimas décadas. A continuación se enuncia una serie de ellas:

- Proveen mayor área de contacto dentro de un yacimiento, y así se elimina la necesidad de múltiples pozos verticales para adquirir la misma área de drenaje: El intervalo perforado por pozo vertical es limitado al espesor del horizonte neto productor, mientras para un pozo horizontal, el intervalo perforado puede ser más de 10 veces que para el espesor neto productor de un pozo vertical. La producción de hidrocarburos puede ser de dos a cinco veces mayor que para un pozo vertical no estimulado.⁸
- Además de ser efectivos en el mejoramiento de la producción, lo son en el aumento de las reservas: Esto convierte a los pozos horizontales en una herramienta efectiva y útil para la gerencia de yacimientos.
- En el caso de un yacimiento donde la perforación vertical de las formaciones sería anti económica, por ejemplo formaciones delgadas, la perforación de un pozo horizontal que este ubicado apropiadamente, resultaría en un pozo con suficiente producción para obtener un mayor factor de recobro, y un mejor desarrollo económico.
- En los yacimientos donde hay predominio de conificación de agua y gas, proporcionan un mejor factor de recobro de crudo: Estos efectos se minimizan con la presencia de un pozo de este tipo y se aumenta la tasa de producción de hidrocarburos.⁹

⁸ JOSHI, S.D. "Horizontal Well Application: Reservoir Management". Paper SPE 37036. 1996

⁹ THAKUR, G. C. Horizontal Well Technology - A Key to Improving Reserves. En: Journal of Canadian Petroleum Technology. October 1999, Vol. 38 N° 10, p. 55-60,

- Contactan más crudo en yacimientos fracturados: Esto se debe, principalmente, a su mejor alcance para interceptar cavernas y fracturas.

1.2.2 Aplicaciones de los pozos horizontales

Aparte de las mencionadas ventajas de los pozos horizontales, se tienen una serie de aplicaciones en las operaciones de campo:

- Aumentar la producción de gas o crudo desde las mismas facilidades de superficie: Sin la necesidad de una inversión adicional en las facilidades de superficie, es posible aumentar la producción de fluidos del yacimiento. Esta aplicación ha sido especialmente útil en operaciones costa afuera y áreas remotas y/o de difícil acceso. Dado que se ayuda a mitigar el problema de conificación de agua, por ejemplo en yacimientos con empuje por acuífero, el corte de agua puede ser reducido y la producción de crudo se puede aumentar sin afectar la tasa total de líquidos producidos.
- Reducción del número de pozos inyectores y productores: Esta aplicación es muy útil, tanto para operaciones costa adentro, como costa afuera.
En costa afuera, la reducción en el número de pozos implica una posible reducción en el tamaño de la plataforma, lo que repercutiría directamente en el capital de inversión inicial, y podría hacer de campos marginales, objetivos económicamente atractivos.
En aplicaciones costa adentro, los costos operativos dependerán principalmente en el número de pozos existentes; entonces, la reducción en su número disminuirá tales costos, sin afectar la producción de crudo.
- Acceso a reservas previamente inaccesibles. Dada la ventaja de los pozos horizontales de contactar una mayor parte del yacimiento y extenderse lateralmente, su uso ha sido de vital importancia para acceder a reservas que se encuentran en lugares tales como debajo de ciudades y áreas ambientalmente sensibles sin generar un impacto significativo.

- Proteger el área de drenaje adquirida: En lugares como Estados Unidos y Canadá, y algunos otros países, donde más de una compañía está presente en un mismo yacimiento, se ha optado por perforar pozos horizontales cerca de las fronteras de área adquirida para protegerse que las otras compañías drenen de dicha locación.
- Encontrar reservas mediante la redefinición o relocalización de los límites del yacimiento: En pozos verticales, la identificación de los topes y bases de las formaciones, se realiza por medio de los registros de pozos, y para una zona específica, se unen los topes y fondos de cada uno de los pozos que se encuentran allí mediante líneas rectas. Este procedimiento puede llevar, ya sea a la subestimación o sobreestimación del volumen en sitio de los fluidos, dependiendo de la geometría de la zona. Con el uso de pozos horizontales, la trayectoria puede ser planeada de tal forma que se pueda localizar el tope o la base de la formación objetivo. Esto ha sido también importante para encontrar reservas adicionales.

En un estudio llevado a cabo sobre la aplicación de pozos horizontales realizado por Coffin¹⁰, se muestran los siguientes resultados:

- El índice de productividad de los pozos horizontales fue 3.2 veces que el de los pozos verticales.
- La producción acumulada de los pozos horizontales fue 2.5 veces mayor que para los pozos verticales.
- Hubo una menor producción de arena en este tipo de pozos, puesto que la caída de presión era menor.
- Hubo un porcentaje de éxito del 84%.

El 16% restante, que corresponde al porcentaje donde se presentaron problemas, se analizará posteriormente.

¹⁰ COFFIN, P. "Horizontal Well Evaluation After 12 Years". Paper SPE 26618. 1993

1.2.3 Desventajas de los pozos horizontales

A pesar de ser una tecnología llamativa para el desarrollo de proyectos, existen ciertas desventajas en la aplicación de este tipo de pozos¹¹:

- Los pozos horizontales son de mayor costo en comparación a los pozos verticales: En Colombia, por ejemplo, un pozo horizontal nuevo perforado desde la superficie cuesta de 1.5 a 2.5 veces más que un pozo vertical¹². En países como Estados Unidos, una perforación desde un pozo vertical existente cuesta alrededor de 0.4 a 1.3 veces más. Sin embargo, las recientes innovaciones en tecnología de perforación horizontal han ayudado a reducir estos costos de perforación.
- Generalmente, sólo es posible producir una zona a la vez cuando se usa pozos horizontales: Si el yacimiento tiene múltiples zonas productoras, y con grandes diferencias en profundidad vertical o diferentes permeabilidades, no es fácil drenar todas las capas o zonas usando un sólo pozo horizontal.
- La tasa general actual de éxito comercial de los pozos horizontales en los Estados Unidos está alrededor de un 65%: La tasa de éxito aumenta a medida que se perforan más pozos en la formación objetivo. Esto significa que, en el inicio de un proyecto es probable que tan sólo 2 de 3 pozos sean comercialmente viables, creando así un riesgo inicial extra en el proyecto.

1.2.4 Fallas de los pozos horizontales.

A pesar que la mayoría de pozos horizontales sean exitosos en el aspecto económico, son susceptibles a fallar en su aplicación. Los parámetros principales que determinan la viabilidad de un proyecto con estos pozos son: daño a la formación, incertidumbre geológica, tamaño del pozo, espaciamiento de los pozos,

¹¹ JOSHI, S.D. "Cost/Benefits of Horizontal Wells". Paper SPE 83621. 2003

¹² SAAVEDRA, N. F.; JOSHI, S. D. "Application of Horizontal Well Technology in Colombia". Paper SPE/PS-CIM 65477. 2000

costos de la perforación y el completamiento, y finalmente la vida productiva del mismo. Además, existen otros parámetros, tales como la permeabilidad vertical, orientación del pozo, presión del yacimiento y disponibilidad de un prospecto multipozo, que también desempeñan un papel importante para su implementación.

Retomando los resultados del estudio realizado por Coffin¹³, se indica que hay tres razones principales para la falla del 16% de los pozos restantes del estudio:

- Encontrar una geología inesperada junto a una pobre definición del objetivo.
- Daño a la formación.
- Una excesiva caída de presión en el pozo horizontal, debido a una subestimación de la tasa de depleción del yacimiento.

De las anteriores razones, la principal causa de falla fue la definición del objetivo. La sísmica 3-D ayuda a localizar los objetivos de los pozos pero no provee una descripción pie a pie del yacimiento, la cual es importante para la perforación horizontal. A pesar de las diferentes tecnologías disponibles, como la descrita inmediatamente antes, la falla por esta causa es aún de especial cuidado.

La segunda razón para la falla de los pozos horizontales fue el daño a la formación. Esto es especialmente cierto en yacimientos de baja permeabilidad, dado que existe la limitante al flujo por la permeabilidad y la ocasionada por este factor. Además, si se tiene un yacimiento poco o no consolidado, se suma el problema de producción de arena.

Una de las mayores razones por las cuales los pozos horizontales son más susceptibles al daño a la formación está relacionada a las prácticas de completamiento. El hecho es que, la mayoría de estos pozos se completan a hueco abierto o con algún tipo de liner ranurado. Esto, en comparación con los

¹³ COFFIN, Op. Cit, 10

pozos verticales, está en desventaja puesto que la mayoría están revestidos, cementados y perforados.

La tercera y última razón para la falla de pozos horizontales fue debido a una excesiva caída de presión en el mismo pozo horizontal, comparada a la que se genera en el yacimiento. En yacimientos de gas de baja presión y algunos yacimientos de crudo pesado, más allá de cierta longitud, el pozo no puede contribuir en producción, porque la presión en el wellbore es cercana a la presión del yacimiento, lo que reduce la entrada de fluidos cerca a la punta del mismo.

1.3 APLICACIÓN DE LOS POZOS HORIZONTALES EN PROCESOS DE INYECCIÓN DE VAPOR

Los pozos horizontales han sido usados satisfactoriamente en conjunto con la inyección de vapor cíclica y continua y, drenaje gravitacional asistido por vapor (SAGD, por su sigla en inglés), con el fin de producir aceite de yacimientos de crudo pesado, extra pesado, y arenas bituminosas.

Diferentes autores han realizado estudios entorno a la utilización de pozos horizontales con inyección de vapor, y unos pocos se enuncian a continuación.

Gussis¹⁴ simuló el empuje por vapor con la aplicación de varias configuraciones de pozos horizontales para producir aceite de 12°API. Él observó que la inyección cíclica de vapor inicial, seguida por inyección continua de vapor, resultó en mayores tasas de aceite y de producción acumulada en las configuraciones simuladas.

¹⁴ GUSSIS, G.L. "Simulation of Steam Injection through Horizontal Wellbores for Viscous Oil Recovery". Paper HTCS/CF.1985.

Joshi y Threkeld¹⁵ reportaron que los pozos verticales inyectoros y los pozos horizontales productores fueron un esquema de pozos preferido para drenaje gravitacional asistido por vapor en un yacimiento con barreras de shale no continuas. En esta investigación de laboratorio, se usó aceite de 17° API.

Luo y Baker¹⁶ propusieron una estrategia de estimulación con vapor para el desarrollo de crudos pesados usando pozos horizontales. Dentro de los procesos propuestos planteaban que el vapor fuera inyectado cíclicamente a través de un patrón de pozos horizontales para calentar la zona cercana al pozo, y después de un periodo de estimulación cíclica con vapor, uno de los patrones de los pozos era convertido a inyector y el otro a productor. Ellos también compararon el desempeño de la producción de la estrategia propuesta con estimulación cíclica con vapor convencional, inyección continua de vapor y drenaje gravitacional asistido por vapor. De igual forma, realizaron un análisis de sensibilidad para estudiar el efecto de la viscosidad del aceite y la permeabilidad del yacimiento sobre el desempeño en la producción de los pozos horizontales bajo diferentes estrategias. Para aplicaciones de pozos horizontales, la estimulación cíclica con vapor, seguida de inyección continua, resultó en una estrategia muy eficiente para producir crudo pesado.

Mamora y Sandoval¹⁷ investigaron el uso de un nuevo patrón inteligente para minimizar el efecto de overriding del vapor con el fin de mejorar la producción de aceite, y reducir los costos de la inyección de vapor. La configuración de pozos usada en el patrón inteligente de inyección de vapor consistía de un pozo inyector vertical ubicado en el centro del patrón, y un pozo horizontal productor en cada uno de los dos lados (paralelos) del mismo. La sección horizontal del pozo productor estaba abierta inicialmente, pero después que el vapor irrumpía, sólo

¹⁵ JOSHI, S.D.; THRELKELD, C.B. Laboratory Studies of Thermally Aided Gravity Drainage Using Horizontal Wells. *En: AOSTRA Journal of Research*. September 1985, Vol. 2, p. 11-19.

¹⁶ LUO, S.; BAKER, A. "Optimizing Horizontal-Well Steam-Stimulation Strategy for Heavy Oil Development". Paper SPE 104520. 2006.

¹⁷ MAMORA, D.D.; SANDOVAL, J.E. "Investigation of a Smart Steamflood Pattern to Enhance Production from San Ardo Field, California". Paper SPE 95491. 2005.

una tercera parte (la parte final del talón, Heel) permanecía abierta. El factor de recobro de crudo fue significativamente mayor con el patrón de inyección de vapor inteligente (61% OOIP) comparado al patrón de inyección de vapor convencional (51% OOIP).

Terez y Ehlig-Economides¹⁸, usaron diferentes geometrías para pozos horizontales paralelos con inyección de vapor por cada pozo vertical presente, con el fin de investigar el recobro de hidrocarburos por producción primaria, y los procesos de desplazamiento y drenaje gravitacional. Esto reveló que el factor de recobro, seguido por una depleción primaria, fue mejorado mediante la ubicación del pozo inyector cerca al tope de la formación y el productor cerca al fondo. Una vez la cámara de vapor entre el pozo inyector y el productor fuese formada y tuviera continuidad, el mecanismo de drenaje gravitacional se volvía dominante.

Alajmi *et al*¹⁹, investigaron el desempeño de pozos verticales inyectores con pozos horizontales productores en procesos de inyección de vapor. Se estudiaron parámetros de diseño, tales como configuración de pozos horizontales y verticales, patrones de inyección, longitud del pozo horizontal y relación de movilidades, y el factor de recobro de las configuraciones de pozos horizontal/vertical.

Sharma *et al*²⁰, llevaron a cabo un estudio de simulación con el fin de evaluar la aplicación de diferentes configuraciones del drenaje gravitacional asistido por vapor (SAGD, por sus siglas en inglés), donde se incluye una configuración que utiliza pozos verticales inyectores. Dentro de los parámetros a evaluar se tenían, el espaciamiento de los pozos, el patrón de inyección, las heterogeneidades y la anisotropía del yacimiento; todos estos en función al efecto sobre el desempeño

¹⁸ TEREZ, I.E.; EHLIG-ECONOMIDES, C. "Horizontal Wells in Thermal Applications for Displacement and Gravity Drainage". Paper SPE 78974. 2002.

¹⁹ ALAJMI, A.F.; ALGHARAIB, M.; GARBI, R. "Heavy Oil Displacement by Thermal Recovery Using Different Horizontal/Vertical Wells Configurations". Paper SPE 106347. 2006.

²⁰ SHARMA, B. C.; KHATANIAR, S.; PATIL, S. L. "A Simulation Study of Novel Thermal Recovery Methods in the Ungu Tar Sand Reservoir, North Slope, Alaska". Paper SPE 76729. 2002.

del yacimiento. Las comparaciones fueron hechas con un proceso de inyección de vapor convencional, llegando a la conclusión que todas las configuraciones presentaban un desempeño muy superior que esta última.

Guanghul *et al*²¹, llevaron a cabo una serie de experimentos de inyección de vapor, a escala de laboratorio, para evaluar el desempeño de diferentes configuraciones de pozos horizontal/vertical en yacimientos de crudo pesado. El modelo implicaba el uso de dos pozos verticales y cuatro pozos horizontales los cuales eran productores o inyectores. De acuerdo a los resultados, concluyeron que la mejor configuración era un pozo horizontal productor y uno horizontal inyector, con un factor de recobro del 54%, comparado con uno de 35% obtenido para la inyección de vapor convencional. Para la configuración inyector vertical/productor horizontal se obtuvo un factor de recobro del 43%, por encima del SAGD, que obtuvo un factor de recobro aproximado del 28%. Aparte de esto, se concluyó que a una mayor tasa de inyección de vapor, se obtienen mayores factores de recobro. En el caso de la configuración productor Horizontal/inyector Horizontal, cuando la tasa se aumentó significativamente, el factor de recobro obtenido fue del 77%.

Leonhardt²² presentó un estudio en el cual se usaban pozos horizontales para aumentar el factor de recobro de un yacimiento que fue sometido a cierto número de procesos térmicos. En el estudio, se usaron tres pozos horizontales productores que rodeaban un pozo vertical inyector. Esta configuración mostró un aumento significativo en el desempeño en comparación al escenario donde sólo existían pozos verticales. Aparte de un mejor desempeño, resultó en un proceso económicamente atractivo puesto que la Relación Vapor - Aceite (SOR, por sus siglas en inglés), fue de las más bajas de los proyectos realizados.

²¹ GHUANGUL, Z.; ZHANG, R.; SHARI, D.; PU, H. "Horizontal Well Applications in High Viscous Oil Reservoir". Paper SPE 30281. 1995.

²² LEONHARDT, B. "Enhancing Steamflood Effectiveness by Horizontal Producers". Paper SPE 69707. 2001.

1.4 PROCESOS DE DESPLAZAMIENTO DE CORTA Y LARGA DISTANCIA

La utilización de pozos horizontales en la industria de los hidrocarburos ha permitido que se haga popular una nueva aproximación, que busca mejorar el factor de recobro de crudos pesados, donde el movimiento del crudo a través largas distancias (del orden de cientos de metros), se convierta en un desplazamiento de corta distancia, con longitudes alrededor de unos pocos a decenas de metros.

1.4.1 Procesos de Desplazamiento de Aceite de Larga Distancia

En muchas situaciones, debido a la alta viscosidad del crudo, el desplazamiento del hidrocarburo a los pozos productores, que están situados a gran distancia de un inyector, puede ser impráctico o no rentable. En estos casos, si el yacimiento de crudo consiste de un estrato productor delgado y relativamente homogéneo, y, si no hay canalización o efecto de overriding, la presión de inyección requerida será demasiado alta por la existencia de grandes gradientes de presión, lo que requerirá sostener grandes tasas de inyección que no serán razonables en términos técnicos y económicos.

Sin embargo, en la mayoría de los casos, debido a una relación de movilidad excesivamente alta, ocurrirá el efecto de overriding o underriding. Estos efectos, o una canalización excesiva, pueden llevar a eficiencias de barrido volumétricas y tasas de producción de aceite muy bajas, escaso factor de recobro y no rentabilidad económica. Un ejemplo de desplazamiento de aceite a larga se muestra en la Figura 3.

Las características principales de los procesos de desplazamiento a larga distancia son:

- Las partículas deben “viajar” una gran distancia, desde su ubicación original hasta el pozo productor, con el fin de ser producidas.
- Los efectos de Overriding/underriding ocurren, incluso, en sistemas totalmente homogéneos: La relación de movilidad es crucial ya sea, en la intensificación o reducción de la tendencia de estos efectos, debido a la diferencia entre las densidades.
- En un sistema heterogéneo, la tendencia al avance preferencial del frente de desplazamiento es función de la resistencia de flujo total desde el pozo inyector hasta el pozo productor: En este punto, la relación de movilidades también juega un papel importante, ya sea en la intensificación o reducción de la tendencia de inestabilidad del frente, iniciado por la existencia de heterogeneidad de las permeabilidades.

De esta forma, el desempeño depende de la distribución de las propiedades, principalmente la permeabilidad, viscosidades y densidades de los fluidos tanto inyectados como la del crudo, a través de la trayectoria de flujo, entre los pozos productores e inyectores.

El desempeño de los procesos de larga distancia es fuertemente dependiente de los siguientes factores:

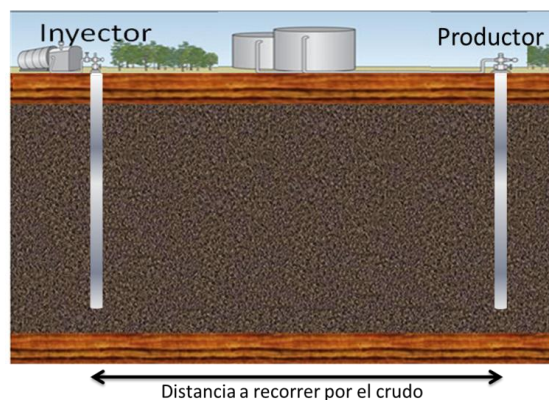
- Segregación gravitacional (debido al contraste de densidades de los fluidos desplazante y desplazados), ocasionando ya sea overriding o underriding de los fluidos inyectados.
- La heterogeneidad de la roca, llevando a la canalización del fluido inyectado.
- La relación de movilidades entre los fluidos desplazante y desplazado.

Mientras que los primeros dos factores pueden tener efectos tanto positivos como negativos, una relación de movilidades desfavorable siempre agrava el efecto de estos dos.

El efecto negativo de la heterogeneidad de la roca y la segregación gravitacional aumenta de forma proporcional a medida que incrementa la viscosidad del crudo, porque en este caso, la movilidad se vuelve extremadamente desfavorable para el desarrollo del proceso. Es así, como se deben usar métodos de explotación que mitiguen estos efectos negativos.

Casi todos los métodos convencionales de inyección de fluidos (en configuraciones por patrones o empuje lineal), como los que han sido aplicados por los últimos 70 años, son procesos de larga distancia²³. A pesar de ser relativamente ineficientes, éstos siguen siendo económicamente aceptables en situaciones con crudos de baja viscosidad (<10 cP.), pero cuando el hidrocarburo es pesado, el hecho de cambiar a procesos de desplazamiento de corta distancia es necesario, los cuales están soportados en gran medida del crecimiento de la popularidad de los pozos horizontales.

Figura 3. Proceso de Desplazamiento de Aceite de Larga Distancia



1.4.2 Procesos de Desplazamiento de Aceite de Corta Distancia

Históricamente, los procesos de recobro mejorado, aplicados con procesos de corta distancia, estaban clasificados, ya sea a su habilidad para incrementar la

²³ TURTA, A.T.; SINGHAL, A.K. Overview of Short-Distance Oil Displacement Processes. En: Journal of Canadian Petroleum Technology. February 2004, Vol. 43 N°.2, p. 29-38.

eficiencia de desplazamiento microscópica (como los métodos miscible e inmiscibles) en la zona invadida, o a su habilidad para incrementar la eficiencia de barrido haciendo la relación de movilidad más favorable, mediante el incremento de la viscosidad del fluido inyectado o disminuyendo la viscosidad del crudo. En el primer caso, como los métodos miscibles, se puede usar ya sea gas o agua; mientras que en el segundo caso, se puede usar métodos térmicos o inyección de polímeros. Sin embargo, debe destacarse que, en principio, mientras que un incremento en la viscosidad del agua inyectada con los polímeros ocurre en toda la zona invadida, para los métodos térmicos, la disminución de la viscosidad ocurre tan sólo delante del frente de desplazamiento. De este modo, el promedio efectivo de la viscosidad del crudo es un promedio ponderado de la viscosidad del crudo en la zona fría y la viscosidad del crudo en la región calentada. Este es el valor que influencia fuertemente la propagación del frente de desplazamiento en estratos con diferentes permeabilidades. Desafortunadamente, este promedio está más cercano a la viscosidad del crudo no contactado (original), que la zona de aceite móvil. Consecuentemente, en el caso de métodos clásicos de desplazamiento de larga distancia, las relaciones de movilidad entre el fluido inyectado y el crudo son muy altas, por ende resultan desfavorables.

Los procesos de desplazamiento de crudo de corta distancia (SDOD, por sus siglas en inglés) están definidos como una amplia categoría de procesos de desplazamiento en los que la movilidad (viscosidad) del fluido inyectado es importante, pero no domina el proceso.²⁴ La característica más importante es que las partículas deben “viajar” una corta distancia antes de ser producidas.

Los procesos de corta distancia están específicamente diseñados para la inyección de fluidos de alta movilidad, generalmente con una relación de movilidad desfavorable entre el crudo y el fluido inyectado. Así, en lugar de buscar soluciones para hacer más favorable esta relación, este tipo de procesos tiende a

²⁴ TURTA, SINGHAL Op. Cit 23

restarle la importancia que le es debida en un proceso de desplazamiento de larga distancia.

Este enfoque es mucho más práctico, puesto que para la mayoría de las acumulaciones de crudo pesado, aunque se alcance una relación de movilidades de uno, las presiones de inyección requeridas para mantener una tasa de flujo económicamente aceptable, serían poco prácticas o conducirían al fracturamiento, que siempre es indeseable en los procesos de desplazamiento.

Otra característica importante de los procesos de corta distancia, es la mitigación de la segregación gravitacional entre el fluido inyectado y el crudo. El pozo horizontal productor y las regiones de alrededor del yacimiento, además de ser “sumideros” de presión, también tienen usualmente, mucha más movilidad comparada con las regiones lejanas del pozo (consecuencia de la estimulación por calentamiento, producción de arena y finos o prácticas de completamiento), facilitando caminos de menor resistencia para los fluidos móviles. De esta forma, se atenúan considerablemente los efectos negativos debido a las relaciones de movilidad desfavorables y las heterogeneidades que conllevan a la canalización de los fluidos.

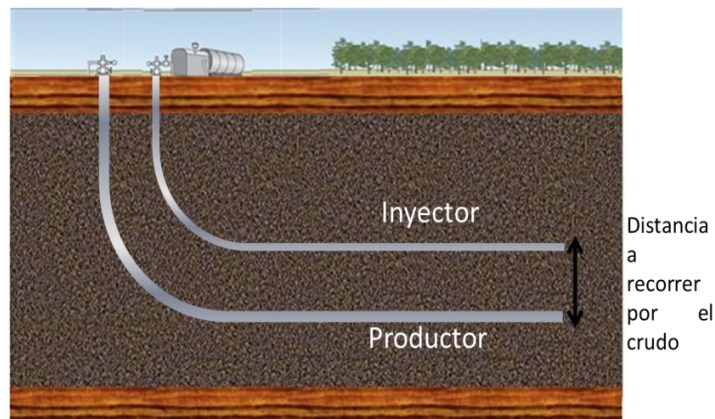
Generalmente, se usan pozos horizontales productores e inyectores, o combinaciones alternativas de pozos horizontales productores y pozos verticales inyectores. De acuerdo a la naturaleza del frente de desplazamiento y su posición relativa a la sección horizontal del producto, hay dos tipos de proceso de corta distancia:

- Procesos en los que la zona barrida rodea el pozo horizontal productor, formando una cámara que se expande continuamente, y el frente de desplazamiento es cuasi paralelo al productor horizontal (Figura 4).

- Procesos en los que el frente de desplazamiento es cuasi perpendicular al productor horizontal, la zona barrida comienza desde la punta (Toe) y se mueve progresivamente hacia el talón (Heel) del pozo (Figura 5).

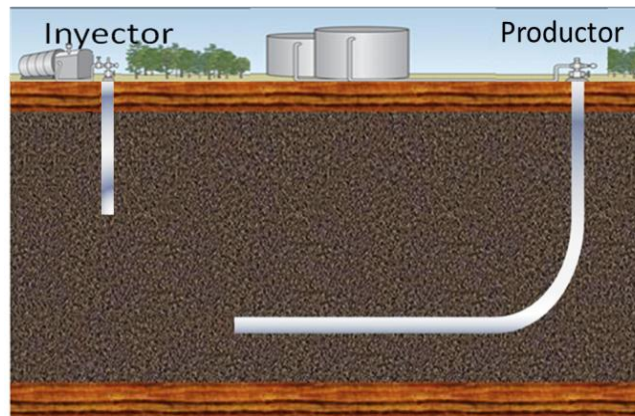
Los del primer tipo, usan dos pozos horizontales paralelos, uno inyector y el otro productor. Los del segundo tipo usan un pozo vertical inyector y un pozo productor horizontal, con la punta del productor ubicado próximo al zapato del inyector. En el primer tipo, las líneas de flujo son perpendiculares a la sección horizontal del productor y el pozo produce a través de toda la sección horizontal del pozo durante toda la vida productiva del proyecto.

Figura 4. Proceso de desplazamiento de Corta Distancia. Tipo 1.



En el segundo tipo, las líneas de flujo se “doblan” hacia el pozo productor, debido a la distribución del flujo, el cual resulta de un efecto combinado de empuje hacia el pozo horizontal y segregación gravitacional. Otra diferencia significativa es la distancia que viaja el fluido inyectado, en el primer tipo, el fluido inyectado siempre viaja una distancia corta, mientras que en el segundo, pueden viajar distancias cortas o “largas”.

Figura 5. Proceso de desplazamiento de Corta Distancia. Tipo 2. Desplazamiento Toe-To-Heel



Los procesos de Drenaje Gravitacional Asistido por Vapor (SAGD) y Extracción con Vapor (Vapex) pertenecen al primer tipo, mientras que los procesos de desplazamiento Toe-to-Heel, son del segundo. Éstos últimos, pueden ser aplicados como tecnología de recobro no térmico, como Inyección de agua Toe-to-Heel (TTHW) o como tecnología térmica, como Inyección de vapor Toe-to-Heel (THSF) e Inyección de aire Toe-To-Heel (THAI™).

1.4.2.1 Características y Problemas Comunes de los procesos de desplazamiento de corta distancia.

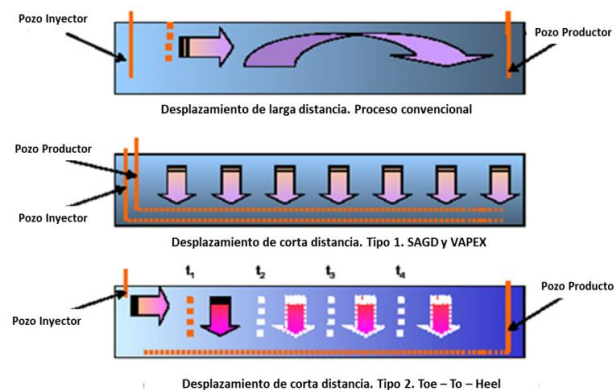
En la aplicación de los procesos de corta distancia para el recobro de crudo pesado y bitumen, el aspecto más importante es la creación de una comunicación inicial entre los pozos inyector y productor. Para procesos tales como SAGD y VAPEX, este es un paso conocido y fundamental para el éxito del proyecto. Sin embargo, para los procesos de desplazamiento Toe-to-Heel, es considerado aún de mayor importancia porque, no sólo se intenta crear la comunicación, sino también crear el frente de desplazamiento vertical inicial, y que se haga el “anclaje” adecuadamente a la punta del pozo horizontal.

El primer paso es muy importante para los proceso de desplazamiento Toe-to-Heel, porque el desarrollo subsecuente del proceso dependerá, en gran medida, de la calidad de éste frente inicial. Para aplicaciones térmicas, si el “anclaje” del frente no está hecho correctamente, puede ocurrir un overriding del fluido inyectado durante el periodo de propagación del frente. Por otro lado, si el frente inicial está muy cercano a la punta del pozo horizontal, se podría presentar una canalización del fluido inyectado.

En arenas bituminosas, sólo hay dos opciones para la creación de la comunicación inicial: si se calienta la región inter-pozos hasta que el aceite contenido en la región alcance una cierta movilidad mínima, o desarrollar mecánicamente algunos caminos artificiales, también conocidas como fracturas. En el último caso, esto podría afectar negativamente el desempeño del proceso por la falta de control en la creación de tales canales y más aún, en un yacimiento altamente heterogéneo. Por tal motivo, se prefiere utilizar el primer método y para su implementación existen diferentes procedimientos.

Con el fin de mostrar la forma como el fluido se desplaza en los diferentes tipos de procesos de desplazamiento se presenta una comparación que se encuentra en la Figura 6.

Figura 6. Comparación de los métodos de desplazamiento de Larga y Corta Distancia



Fuente. Sandoval, Roy. Simulación del proceso THSI. Informe de investigación. GRM, 2005.

1.5 INYECCIÓN DE VAPOR EN CONFIGURACIÓN TOE TO HEEL

Toe To Heel Steam Flooding (THSF) o Steam Injection (THSI) (Figura 7) es otra de las aplicaciones que emplean desplazamiento en arreglos Toe-to-Heel (de la punta al talón, haciendo analogía a un pie de un humano), donde se inyecta vapor. Lo que se busca con la técnica es que, el frente de vapor o de condensación, se propague o avance de forma estable, persiguiendo como fin último, un mayor barrido y con esto, un factor de recobro más alto. En compañía a su homólogo THAI™ (donde se inyecta aire), fueron parte del concepto original Toe – to – Heel.²⁵

El desempeño de THAI™ y de THSF, para su aplicación en crudos pesados, ha sido estudiado por más de una década en los laboratorios del Grupo de Recobro Mejorado (IOR Group) de la Universidad de Bath, Inglaterra, mediante pruebas con modelos físicos (celdas 3-D).²⁶

Asimismo, se han planteado diferentes configuraciones geométricas dentro de las que se incluyen:

- Un pozo inyector vertical y un pozo productor horizontal, con empuje en línea directa, que es el desarrollado en este trabajo (Inyector Vertical/Productor Horizontal, VIHP). Para este caso puede haber más de un pozo, pero la característica radica en que los pozos estén uno en frente del otro, esto es, se ubiquen por pares.
- Dos pozos inyectores verticales y un pozo horizontal productor, con empuje en línea alternada (2VIHP). Para este caso, siempre habrá más inyectores que productores.

²⁵ GREAVES, M; TURTA, A.T.: .Oil Field *In Situ* Combustion Process., U.S. Patent No. 5,626,191 (1997).

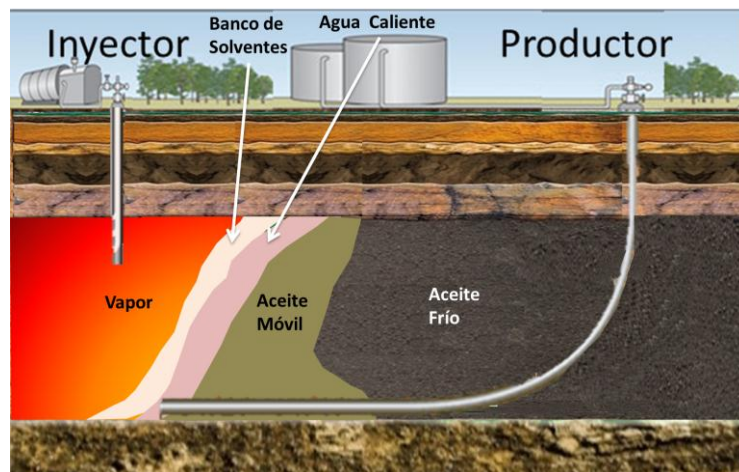
²⁶ XIA, T.X.; GREAVES, M. Downhole Upgrading Athabasca Tar Sand Bitumen Using THAI – SARA Analysis. Paper SPE 69693. 2001.

- Un pozo inyector vertical y dos pozos horizontales productores, con empuje en línea alternada (VI2HP). Para este caso siempre habrán más productores que inyectores.

La característica general de cualquier arreglo Toe – to – Heel es, que la punta de los productores está cerca al zapato de los pozos verticales inyectores y la sección horizontal del productor se ubique, generalmente, en la base de la formación. Con esto, la desventaja de la inyección de vapor en esquemas convencionales, en términos de barrido vertical, se supera por el beneficio de la gravedad.

Inicialmente, esta técnica fue estudiada mediante simulación bajo el nombre de Drenaje Gravitacional Controlado por Presión (PCGD, por su sigla en inglés) en 1997.²⁷ Este proceso es una inyección de vapor en una configuración Toe – to – Heel con una pequeña modificación en la curvatura de la punta de la sección horizontal hacia el zapato del pozo vertical inyector, para facilitar la generación de comunicación inicial.

Figura 7: Vista esquemática del proceso Toe To Heel Steam Flooding



²⁷ TURTA, A.T.; SINGAL, A.K.; XIA, T.X., GREAVES, M.; GOLDMAN, J.; IVORY, J. Preliminary Considerations on Application of Steamflooding in a Toe-to-Heel Configuration. En: Journal of Canadian Petroleum Technology. November 2009, Vol. 48 N° 11, p. 41-50.

La idea esencial de este proceso de inyección de vapor es tomar ventaja del efecto de la segregación gravitacional, y que el flujo sea posible, únicamente, desde el tope hacia la base de la formación. Igualmente, que la zona movilizada, junto con el vapor condensado delante del frente de vapor, se produzcan de la misma forma en el pozo horizontal.

Una característica importante de la técnica es que, a medida que el vapor se condense en agua caliente, esta fluya hacia el “fondo” del yacimiento por gravedad y que caliente el crudo, movilizándolo a través de la región fría hacia el pozo productor. Esto significa que una gran área de crudo puede ser móvil, sin que necesariamente exista contacto directo con el vapor, lo que se refleja en una producción temprana de crudo.

El proceso también crea más “espacio” para el vapor que hace overriding, mostrándose en el hecho que, el agua condensada y el aceite móvil siempre estén delante del frente de vapor. Por lo tanto, antes de la irrupción del vapor en el pozo productor, se podría contactar una gran área del yacimiento.

El proceso de inyección de vapor encuentra el mayor incremento de la producción de crudo después que el frente de vapor condensado llega al productor. Por consiguiente, bajo esta configuración, la punta del pozo horizontal productor debe situarse cerca al pozo vertical inyector, para inducir una irrupción temprana del vapor condensado, y consecuentemente, reducir la caída de presión entre ambos pozos.

Las tasas de producción de líquidos son más estables en un proceso bajo una configuración Toe – to – Heel, con bajas tasas de incremento de la relación vapor-líquido (SLR, por su sigla en inglés). En el caso convencional, se ve una marcada declinación en la curva de tasa de líquidos después de la ruptura del vapor en el pozo productor. Además, se observa también bajos cortes de agua, lo que lleva a mayores tasas de producción de crudo.

El estudio de esta técnica no ha sido extenso, y aún no se ha establecido un screening para su implementación; sin embargo, para tal fin, el existente para inyección de vapor convencional (Tabla 1), puede usarse teniendo en cuenta unas consideraciones adicionales relacionadas con el uso de pozos horizontales. Los parámetros, tales como espesor neto de la formación, permeabilidad y presión, son aquellos a los cuales se les debe prestar especial atención dada la geometría de la configuración Toe to Heel.

Tabla 1: Screening Inyección continua de vapor

PROPIEDAD	VALOR
Gravedad API	13 – 25
Viscosidad del Crudo [cP]	< 15000
Profundidad [ft]	< 3000
Espesor Neto [ft]	> 20
Porosidad [Fracción]	> 0,2
Permeabilidad [mD]	> 250
Presión del Yacimiento [psi]	< 1500
Saturación de Aceite	No Crítica

Fuente: Modificado de GONZALES BARRIOS, Andrés Ricardo, y PINILLA TORRES, Jaime Miguel. Evaluación de procesos de inyección continua de vapor en yacimientos estratificados mediante el análisis de la eficiencia térmica: Aplicación Campo Teca. Bucaramanga. 2009.

Crouse²⁸ en su estudio, menciona tres criterios de screening importantes para el uso de pozos horizontales que son, la permeabilidad, el daño y el perfil de heterogeneidades. Para el primero, menciona que entre mejor permeabilidad mayor producción, puesto que esta propiedad se relaciona directamente con la productividad del pozo.

En cuanto al daño, muchos yacimientos de manera teórica, pueden desarrollarse mejor con pozos horizontales; sin embargo, estos son muy susceptibles a este factor y podrían resultar en un fracaso en términos económicos.

La perforación horizontal crea un ambiente ideal para el daño a la formación siendo éste difícil y costoso de eliminar; por tal motivo, lo mejor es prevenirlo desde el principio del proceso.

Por último, un entendimiento profundo de la heterogeneidad del yacimiento, ayudara al correcto desarrollo de un pozo horizontal, dado que no todas las heterogeneidades proveen un ambiente favorable para este tipo de pozos.

Saber dónde perforar la sección horizontal, es el reto que siempre se enfrenta y para ello, debe conocerse las diferentes “capas” de permeabilidad existentes en el yacimiento.

1.5.1 Parámetros que afectan el desempeño de la inyección de vapor en una configuración toe to heel

Es necesario considerar ciertas condiciones de yacimientos y parámetros operacionales, con el fin de obtener el mejor desempeño en la aplicación del proceso de inyección de vapor en una configuración toe to heel.

En la Tabla 2 se muestran tales parámetros como influyentes en el desempeño de este proceso.

²⁸ CROUSE, P. Screening and Economic Criteria for Horizontal Well Technology. Paper SPE 23617. 1992.

Tabla 2. Parámetros que influyen en el desempeño del proceso THSF

PARÁMETRO	FACTORES
CONDICIONES DE YACIMIENTO	<ul style="list-style-type: none"> •Viscosidad del crudo •Espesor del estrato productor •Permeabilidad del yacimiento •Permeabilidad horizontal •Permeabilidad vertical •Estratificación •Movilidad del Crudo •Profundidad •Presencia de Arcillas •Previa Producción en frío.
PARÁMETROS OPERACIONALES	<ul style="list-style-type: none"> •Geometría del arreglo. •Presión de fondo fluyendo de los productores. •Tasa de inyección •Presión de Inyección •Calidad del vapor

Fuente. Autor

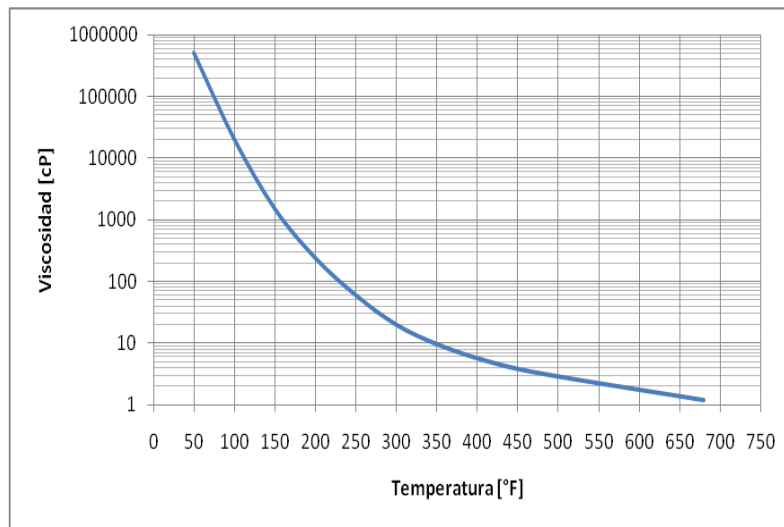
1.4.2.2 Condiciones de yacimiento

- Viscosidad del crudo

Este parámetro es uno de los más relevantes para cualquier proceso de recobro térmico, puesto que, a medida que el frente de vapor avanza, va transfiriendo la energía a la formación, aumentando la temperatura, y finalmente disminuyendo la viscosidad, lo que se traduce en que el crudo pueda fluir de una forma más fácil hacia el pozo productor. La mencionada disminución de la viscosidad está en función de la viscosidad inicial del crudo y cuanto más alta sea, la reducción va a ser más drástica.

La figura 8 muestra una curva de viscosidad de un crudo pesado, de comportamiento exponencial, donde se puede observar que, un incremento pequeño de la temperatura significa una disminución significativa en el valor de esta propiedad.

Figura 8. Viscosidad en función de la temperatura



Fuente. Autor

- Efecto del espesor del estrato productor

El espesor de la arena productora del yacimiento tiene un impacto significativo en el desempeño del proceso. Cuando este estrato es delgado, existe una mayor pérdida de calor a las formaciones adyacentes, lo que resulta en una disminución en la energía disponible para los fluidos del yacimiento; además, la distancia que el vapor viaja, desde el pozo inyector hasta la punta del pozo productor, resulta en la aceleración del tiempo al cual irrumpe el frente del vapor. Cuando el espesor es de tamaño considerable, las pérdidas a las formaciones adyacentes van a ser menores, y por ende habrá mayor energía disponible para el crudo in situ, a parte que la ruptura del frente de vapor tomará más tiempo.

Dado que el pico de producción se alcanza cuando los condensados irrumpen en el pozo productor, un espesor delgado no permitirá una condensación eficiente y por consiguiente, un aumento de producción no tan significativa en comparación con un espesor de mayor tamaño.

Por otro lado, para el método convencional de inyección de vapor, un espesor pequeño reduce el efecto de overriding del vapor, lo que incrementa el avance frontal del vapor y un barrido eficiente. Ciertamente, entre más delgado el espesor del yacimiento, menor la eficiencia del proceso y un factor de recobro bajo.

- Efecto de la permeabilidad del yacimiento

Cuando el yacimiento presenta una permeabilidad baja, tanto horizontal como vertical, la tasa de producción de líquidos se ve afectada significativamente, debido a que se presenta una baja inyectividad. Este efecto es más severo en el proceso Toe – to – Heel, que en un proceso convencional de inyección de vapor, dada la influencia de la permeabilidad en un pozo horizontal, tal como se indicó anteriormente.

Además, una baja permeabilidad tiene efecto significativo en la relación de movilidades líquido – vapor, puesto que la cantidad de componentes condensados del frente de vapor disminuye en comparación al componente gaseoso. Por su parte, en el proceso convencional de inyección de vapor, la respuesta en producción es más demorada, pero el periodo “estabilizado” es significativamente mayor, por ende el desempeño global no se ve seriamente afectado.²⁹

En cuanto a crudo acumulado recuperado, en un proceso de inyección convencional, las bajas permeabilidades no influyen; sin embargo, el proceso en una configuración Toe – to - Heel, es el más afectado, pero aun así, presentaría un mayor recobro que el proceso convencional.

²⁹ BAGCI, A.S.; SALISU, M.H.; MACKAY, E. Investigation of Toe-to-Heel Steam Flooding (TTHSF) for Heavy Oil Recovery. World Heavy Oil Congress Proceedings. 2008

- Efecto de la permeabilidad horizontal.

Cuando hay baja permeabilidad horizontal en el yacimiento, se presenta una disminución de la velocidad del empuje del vapor, lo que incrementa las pérdidas de calor globales y, se disminuye el factor de recobro final.

- Efecto de la permeabilidad vertical

Para el proceso con una configuración Toe – to - Heel, la tasa de producción es la que se ve seriamente afectada. Cuando es una permeabilidad baja, las tasas de producción podrían no alcanzar una estabilización y el vapor irrumpiría tempranamente. Esto se debe principalmente a que, se demora la tasa a la cual ocurre el drenaje gravitacional del crudo y del condensado del vapor hacia el horizontal productor. De esta forma, el vapor condensado que entra a la punta del pozo horizontal productor se reduce. Por su parte, en un proceso convencional, se obtendrían mejores tasas de producción de líquido, con un tiempo de irrupción bastante alejado de la fecha de inicio de la inyección. La baja permeabilidad vertical disminuye el efecto de overriding del vapor, lo que implica que el vapor pueda “viajar” hacia el productor por el estrato inyectado o deseado.

El crudo acumulado recuperado, en un proceso convencional, es inicialmente menor debido a un proceso de bajo desplazamiento, pero eventualmente podría ser mayor que en un proceso con configuración Toe – to - Heel. Al final del proyecto, el recobro de crudo aumenta para un proceso convencional debido al bajo efecto de overriding del vapor; contrario al comportamiento en un proceso THSF, donde este valor es mucho menor. Es así como este último no es efectivo en yacimientos de baja permeabilidad vertical, y se recomienda que exista una suficiente permeabilidad vertical para que se presente el respectivo drenaje gravitacional del crudo y del condensado.

- Efecto de la estratificación del yacimiento

En el caso del proceso convencional, el vapor viajaría más rápidamente en los estratos de mayor permeabilidad, entonces el efecto de overriding será mayor o

menor dependiendo de la ubicación de los mismos (parte superior o inferior de la arena productora), y se obtendrán así mejores o no eficiencias de barrido vertical.

En una configuración Toe – to - Heel, el vapor también viajaría por el estrato de mayor permeabilidad, y su ubicación indicará que tan rápido irrumpe el vapor en el pozo horizontal, lo que implicaría que gran parte del yacimiento no sea contactado y que tan buen avance frontal del vapor podría presentarse.

Por ejemplo, si la capa de mayor permeabilidad se encuentra en la parte inferior y las de menor hacia la parte superior de la formación de interés, se podría presentar lo siguiente: para un proceso convencional, se obtendría altas tasas de líquido con irrupción tardía del vapor debido a la disminución del efecto de overriding y un mejoramiento del avance frontal. Asimismo, el corte de agua podría disminuirse.

Para el caso Toe – to - Heel, las tasas de producción inicial de aceite serían mayores, pero debido a la ubicación del estrato de mayor permeabilidad en la base de la formación, se presenta una irrupción temprana del vapor, y por consiguiente, una disminución considerable de tales tasas.

El petróleo acumulado recuperado sería inicialmente mayor para éste último, pero después caería por debajo del valor que podría registrarse para un caso convencional en las mismas condiciones, con una irrupción de vapor que se volvería excesiva.

- Profundidad

Junto con la viscosidad, la profundidad es uno de los parámetros determinantes en un proceso de inyección continua de vapor, puesto que a mayor profundidad, menor calidad del vapor inyectado, lo que se traduce en menos energía disponible para transferir. Para una profundidad mayor a 3000 pies, no es viable llevar a cabo

el proceso dado que las pérdidas serían muy altas desde superficie hasta la cara del pozo y prácticamente se tendría agua caliente en fondo.³⁰

- Movilidad del Crudo

Si en el yacimiento el crudo es móvil, el sólo hecho de tener un pozo horizontal contactando gran parte del mismo, ocasionaría altas tasas de producción en frío y el efecto del vapor no sería tan alto. Entonces, implementar la técnica de inyección de vapor en una configuración Toe – to - Heel, debe tener un análisis económico profundo. Esto es, evaluar si el incremento de la producción es significativo frente a una posible producción en frío.

- Presencia de Arcillas

Cuando las arenas están lo más libres de arcilla, se convierten en las mejores candidatas para un proceso de recobro térmico, dado que estos elementos tienden a capturar el vapor inyectado generando mayores pérdidas de calor y, por ende, una baja eficiencia global del proceso.

- Efecto de previa producción en frío

Para yacimientos de crudo pesado, la producción en frío es viable a ciertas tasas consideradas como rentables. De esta forma, puede llevarse a cabo, previo al proceso de inyección de vapor, para bajar las presiones de yacimiento y mejorar la economía del proceso. En general, unas bajas presiones de yacimiento implican menores requerimientos del generador de vapor y de las presiones de operación, para entregar una tasa de inyección dada que resulte en sistemas más económicos.

En general, a bajas presiones de operación en el yacimiento, la entalpia del vapor más la del agua caliente es mayor, y con esto, el componente relativo del calor latente de vaporización incrementa en relación con el calor total del sistema, haciendo el proceso más eficiente.

³⁰ DIETZ, D. "Review of Thermal Recovery Methods". Paper SPE-AIME 5584. 1975.

1.5.1.2 Parámetros Operacionales

- Geometría del arreglo Toe - to - Heel

La inyección de vapor, especialmente en yacimientos de crudo pesado y viscoso, es afectada significativamente por el efecto de la segregación gravitacional, el cual, si es usado correctamente y se aprovecha de la mejor forma, tiende a mejorar el factor de recobro y disminuir los efectos negativos de la digitación viscosa.

Los efectos combinados favorables de drenaje gravitacional y una mayor transferencia de calor hacia el yacimiento y sus fluidos, se reflejan en el comportamiento del petróleo acumulado producido, donde la ubicación de los pozos cerca al fondo de la formación, a través de una buena navegación, se recompensa con más de 40% de recobro adicional de crudo.

Como el vapor tiende a moverse hacia el tope de la formación debido a la diferencia de densidades y fuerzas gravitacionales, cuando los pozos horizontales se ubican cerca al tope, la ruptura del vapor ocurriría más rápido, y de esta forma, se transferiría menos calor a los fluidos del yacimiento. Mientras que, cuando se colocan los pozos cerca a la base del yacimiento, el vapor “viajaría” verticalmente desde el tope del yacimiento hacia el pozo productor de una manera más uniforme, transfiriendo su calor a los fluidos dentro de una mayor área de contacto, y resultando finalmente, en un mayor factor de recobro.

Es destacable que, los factores de recobro pueden incrementar cuando los pozos horizontales productores se ubican cerca a la base de un yacimiento conectado verticalmente, debido al uso favorable de las fuerzas gravitacionales.

El hecho de perforar el pozo vertical más profundo y en consecuencia más cercano a la base de la formación, implica que el vapor irrumpa más temprano en el pozo productor y el barrido desde el tope de la formación hacia la base sea ineficiente.

La cercanía entre el pozo productor e inyector repercute directamente en el tiempo al cual el vapor llega al pozo productor. Entre más cerca se encuentre el uno del otro, más rápido llegará el vapor y se tendrá una menor zona para barrer entre pozos. Sin embargo, si se encuentran muy lejos el proceso se vuelve ineficiente, puesto que el vapor tendrá que viajar una gran distancia para llegar a la punta del pozo horizontal, ocasionando mayores pérdidas de energía durante el trayecto, y se presentaría un barrido ineficiente de la zona.

- Presión de fondo fluyente de los productores.

Encontrar un equilibrio entre la presión de inyección, la presión de yacimiento y la presión de fondo fluyente es crucial para que se obtenga un escenario óptimo para los procesos de inyección de vapor. Si la caída de presión (drawdown) es muy alta, el vapor viajaría muy rápido hacia el pozo productor, creando canales de flujo preferencial, desde el inyector hasta el productor, desperdiciándose así energía valiosa que fue invertida en su generación. Sin embargo, cuando la caída de presión es pequeña, las tasas de producción de crudo se pueden reducir excesivamente, se incrementaría el tiempo de residencia del vapor y/o agua caliente condensada en la formación, ocasionando el consecuente incremento de las pérdidas de calor hacia las formaciones adyacentes.

Finalmente, la presión de fondo fluyente del pozo productor define, indirectamente, la tasa de depleción de la presión de yacimiento.

- Tasa de Inyección de vapor

La cantidad de agua equivalente inyectada como vapor en el yacimiento, es un parámetro importante y un factor relevante en las consideraciones económicas. El costo de generar cada tonelada de vapor debe considerarse cuando se analice la eficiencia de algún proceso de este tipo. Se recomienda entonces, hacer una evaluación de la tasa de inyección en función de la producción de petróleo acumulado neto para venta, en vez del petróleo acumulado bruto recuperado.

Es necesario encontrar un balance entre la cantidad de vapor inyectado y la capacidad del yacimiento, y los fluidos, de recibir el calor que está siendo suministrado, dado que mucho vapor podría crear canalización y una ruptura temprana del mismo; mientras que poco, podría crear un frente de movimiento lento donde la condensación obstaculizaría un adecuado desplazamiento del crudo.

- Presión de inyección

Este parámetro está relacionado directamente con la tasa de inyección. Lo ideal es inyectar a la máxima presión posible sin llegar a fracturar la formación, puesto que se incurriría en un daño a la misma y se afectaría el factor de recobro. Lo recomendado es encontrar el equilibrio, como se mencionó anteriormente.

- Calidad del vapor

Es una de las propiedades, en los parámetros operacionales, más importante en la inyección continua de vapor, y su valor es dependiente de las propiedades del agua como la temperatura, presión de saturación, calor específico, calor sensible y calor latente³¹. Lo que indica esta propiedad es la cantidad de agua que permanece en estado gaseoso y en estado líquido. Con esto, se puede inferir cuanto calor se está transfiriendo del fluido inyectado a la formación.

Lo que se busca es que la calidad del vapor sea lo más cercana a uno a la salida del generador, y que después de viajar hasta fondo de pozo, contando las pérdidas, sea lo más alto, técnica y económicamente posible para que se pueda transferir la mayor cantidad de calor y tener un calentamiento eficiente del crudo en el yacimiento.

³¹ S. M. ALÍ, F. "Practical Heavy Oil Recovery". Chapter 7. Steamflooding. 2006. p. 7.1

2. DESARROLLO DEL MODELO CONCEPTUAL BASE DE SIMULACIÓN DEL PROCESO DE INYECCIÓN DE VAPOR EN UNA CONFIGURACIÓN TOE TO HEEL

Las circunstancias actuales de la industria del petróleo, donde las reservas de crudo convencional se han venido agotando, los yacimientos no convencionales en especial los de crudo pesado, están siendo el principal objeto de investigación para la implementación de procesos de recobro mejorado.

En Colombia, se pueden identificar dos cuencas de crudo pesado con características particulares; estas son, la cuenca del Valle Medio del Magdalena, donde prevalece la presencia de intercalaciones de arcilla, con campos como Teca, Nare, Under River, Jazmín y Palagua, entre otros. Por otro lado, la cuenca de los Llanos Orientales, que se caracterizan por altas profundidades y arenas de gran espesor, se encuentran campos como Castilla, Chichimene y Rubiales.

Dada las características de gran espesor de los yacimientos encontrados en la cuenca de los Llanos Orientales, se tomarán las propiedades promedio encontradas allí para evaluar la técnica objeto de este trabajo.

Las técnicas de recobro mejorado involucran muchas variables que son de carácter fundamental, por eso es necesario la realización de un estudio previo representativo. Tal estudio, puede desarrollarse de la mejor forma, mediante la simulación numérica de yacimientos, que se constituye en una herramienta que permite predecir el desempeño de una técnica a evaluar. Para llevarla a cabo, existen diferentes simuladores diseñados para implementar diferentes tipos de procesos. Para el caso de evaluar la factibilidad técnica de implementar inyección continua de vapor en una configuración Toe to Heel, se utilizará el simulador comercial CMG de la compañía Computer Modelling Group Ltd.

2.1 GENERALIDADES DEL YACIMIENTO

El yacimiento lo constituyen las areniscas del tercio inferior de la Formación Carbonera, de edad Eoceno Tardío - Oligoceno Temprano, llamadas informalmente Arenas Basales, las cuales fueron depositadas en un ambiente predominantemente fluvial y reposan discordantemente sobre rocas Paleozoicas. La geometría del yacimiento lo califica como complejo, porque es una combinación entre canales entrecruzados, canales con sinuosidad alta y canales tipo meandro. En la Tabla 3 se muestran las características del yacimiento como los tipos de roca y ciertas propiedades petrofísicas.

La Unidad de Areniscas Basales poseen un espesor de 140 a 280 pies de espesor, se encuentra entre los 2400 y los 3000 pies de profundidad, y tienen muy baja sobrecarga, por lo que las rocas tienden a ser relativamente no consolidadas. En general, se presentan porosidades entre 25 - 32% y permeabilidades en el rango de 5 a 50 Darcies, lo que indica una roca almacén de muy buena calidad y que permiten un buen movimiento los fluidos. Sin embargo, la característica de la roca que controla la calidad del yacimiento es el contenido de arcilla-lutita, que ocurre como nódulos, laminaciones y crecimientos excesivos de granos antigénicos, la cual se encuentra en una proporción de 30% aproximadamente.

Tabla 3. Propiedades del yacimiento

PROPIEDAD	DESCRIPCIÓN
Roca Fuente	Formación Gacheta (origen marino). Edad: Cretácico Superior
Proceso de entrapamiento y migración	Desde la cuenca de los Llanos Orientales hacia la región Oeste. (Formación Carbonera del Paleozoico)
Yacimiento	Formación Carbonera (Cuarzo mono y poli cristalino y Feldespatos potásicos)
Porosidad [%]	25 – 32
Permeabilidad [Darcies]	5 – 50
Espesor de producción [Pies]	10 – 80

Fuente. RUBIO, C.A.; AGUDELO, P.A.; PEÑALOZA, J.E. "Comparative Analysis of Production Method with PCP Systems at Rubiales Oil Field (Colombia)". Paper SPE 114191. 2008.

2.1.1 Fluidos

El campo presenta una profundidad promedio de la Unidad Arenisca Basales de 2700 Pies TVD, donde el aceite presente en los yacimientos es de base parafínica y su gravedad API oscila alrededor de los 12.5°API, clasificándose de esta manera como un crudo pesado.

De acuerdo al comportamiento de la presión, la cual medida a una profundidad promedio de la Unidad Areniscas Basales es de 1.170 psig, la temperatura de yacimiento es de 145 °F, la presión de burbuja es de 80 psia, condiciones bajo las cuales la solubilidad del gas es de 5 SCF/STB, el factor volumétrico inicial de 1,013 Bbl/STB y la viscosidad promedio del petróleo es de 1.000 cP. Con estas características se tiene un flujo que es bifásico, porque únicamente está compuesto por crudo pesado y agua de producción. Algunas propiedades de la roca y los fluidos se muestran en la Tabla 4.

Tabla 4. Propiedades de la roca y fluidos del campo

PARÁMETROS	VALOR
Profundidad Promedio [Pies]	2.700
Espesor neto de Arena [Pies]	140 – 280
Porosidad [%]	18 – 30
Saturación de Agua [%]	25 – 58
Permeabilidad [Darcies]	5 – 50
Salinidad de Agua de Formación [ppm]	300 – 1.000
Temperatura de Yacimiento (Ty) [°F]	145 @ 2700 [Pies]
Presión de Burbuja @ Ty [Psia]	80
Viscosidad @ Ty [cP]	1000
Compresibilidad del fluido @ Ty [P_{si}^{-1}]	9.84×10^{-6}
Presión del Yacimiento [Psig]	1170
Densidad [°API]	12,5
GOR [SCF/STB]	5
Factor Volumétrico de Formación [Bbl/STB]	1,013
Relación Agua – Petróleo [Bbl/Bbl]	4,2

Fuente. BRADLEY, Max. Análisis y cuantificación de las incertidumbres geológicas y de ingeniería en un sector del campo Rubiales. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. 2009

2.2 EVALUACIÓN PRELIMINAR PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE TOE TO HEEL

Dada la naturaleza del crudo en estudio, que es de tipo pesado, es necesaria la implementación de métodos de recobro mejorado de tipo térmico, que permitan la explotación del mismo de un modo más fácil, mediante la reducción de su viscosidad, y con ello un aumento de su movilidad. Además, la gran cantidad de hidrocarburo en sitio que se encuentra en conjunto con las propiedades de roca y fluidos favorables que se tienen, lo hace un atractivo para la implementación de nuevas técnicas que permitan obtener el mayor factor de recobro.

Una vez conocidas las propiedades promedio a utilizar para la construcción del modelo de simulación, es necesario un estudio previo. Para este caso, donde la técnica no posee un screening desarrollado, se tomó el que se encuentra mostrado en el capítulo anterior, que corresponde al de la inyección continua de vapor convencional.

De acuerdo a la comparación, que se ilustra en la tabla 5, entre los parámetros establecidos en el screening y las propiedades del campo, es posible implementar el proceso, y el hecho de tener arenas productoras de gran tamaño, hace un ambiente adecuado para los pozos horizontales.

Tabla 5. Comparación de las propiedades del campo con el screening planteado para un proceso de inyección continua de vapor convencional.

PROPIEDAD	SCREENING	CAMPO
Gravedad API	13 – 25	12,5
Viscosidad del Crudo [cP]	< 15000	1000
Profundidad [ft]	< 3000	2700
Espesor Neto [ft]	> 20	180 – 240
Porosidad [Fracción]	> 0,2	0.25 – 0.32
Permeabilidad [mD]	> 250	2000
Presión del Yacimiento [psi]	< 1500	1170
Saturación de Aceite	No Crítica	84%

A parte del espesor, es importante destacar que la saturación de aceite promedio es alta, indicando que, además de existir una gran cantidad de crudo en sitio, la saturación de agua es mínima, lo que elimina el hecho de que existan mayores problemas por pérdidas de calor.

2.3 MODELO DE SIMULACIÓN CONCEPTUAL

Para la construcción del modelo de simulación, se tuvo en cuenta las propiedades descritas anteriormente para el campo, resaltando que son propiedades promedio, por lo que existe un amplio rango de variación de los valores de las mismas; en la Tabla 6 se muestran las propiedades iniciales del modelo de simulación.

Se construyó un modelo conceptual dado que permite evaluar el comportamiento de los yacimientos cuando éstos son sometidos a diferentes esquemas de explotación, sin tener en cuenta la historia de producción de éste. Para su construcción, fue necesaria la determinación de factores tales como dimensiones del grid de simulación y, el desarrollo del modelo de roca y fluidos.

Tabla 6. Propiedades iniciales del modelo de simulación conceptual

PROPIEDAD	VALOR
Profundidad [pies] (Tope de la formación)	2700
Porosidad [%]	27
Espesor neto [pies]	80
Saturación de agua [%]	20
Saturación de Aceite [%]	80
Permeabilidad [mD]	2000
Temperatura de Yacimiento [°F]	145
Presión de Yacimiento [psi]	1170

La construcción del modelo conceptual se realizó mediante la herramienta STARS (**S**tream, **T**hermal and **A**dvanced **P**rocesses **R**eservoir **S**imulator) del simulador

CMG. Esta herramienta es un simulador de procesos avanzados para el modelado de flujo de fluidos multicomponentes y en tres fases. Además, es el apropiado para el modelado de procesos de recobro mejorado, tales como inyección de vapor, solventes, aire y químicos.

2.2.1 Dimensiones del Grid de Simulación

Se construyó un modelo cartesiano en 3 dimensiones, con un área de 92 acres aproximadamente, 2000 x 2000 pies cuadrados, con un espesor del yacimiento de 80 pies. El área de estudio fue sugerida por el director del proyecto, y el espesor del yacimiento, con base en la información disponible de las propiedades usadas para la construcción del mismo. Es importante destacar que, se usaron elementos simétricos, lo que tiene un número de razones para hacerlo:

- En comparación a un modelo Black-Oil, los modelos térmicos requieren mucho más tiempo de cómputo y de almacenamiento por bloque. Es así, como una menor cantidad de bloques en el grid, ayudará a reducir tales tiempos y, también prevenir exceder la capacidad de almacenamiento del computador.
- Los procesos de recobro mejorado de tipo térmico requieren mayor cantidad de bloques por pozo y patrón, dado que los frentes son precisos y definidos.
- La precisión puede maximizarse.
- Algunos resultados de un elemento pueden generalizarse a otros elementos y patrones.
- Puede investigarse la interferencia entre patrones mediante corridas de análisis de sensibilidad con diferentes esquemas de inyección y producción.
- Las simulaciones de patrones completos o de multi-patrones, pueden hacerse una vez se construya un grid de simulación básico.

Para seleccionar el número de celdas a usar en el modelo de simulación, se hizo un análisis de sensibilidad para asegurar precisión y estabilidad en el simulador.

Se trabajó con un total de 5 modelos de simulación cartesianos, los cuales fueron comparados, y cuyos resultados se muestran en la Tabla 7.

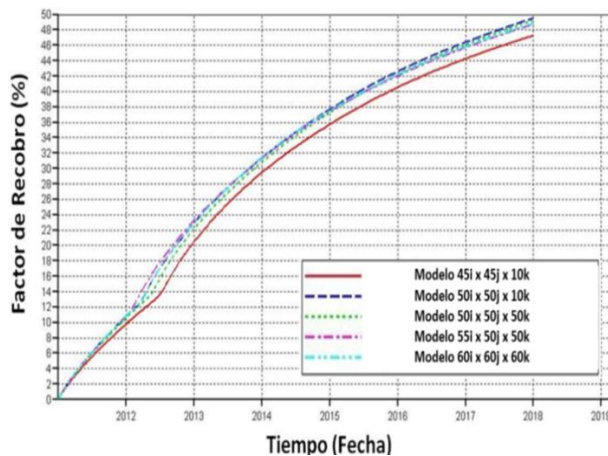
El grid de simulación de dimensiones 50ix50jx10k se seleccionó, debido a que los resultados de simulación no tenían un cambio significativo al aumentar el número de celdas.

Tabla 7. Modelos de simulación y dimensiones usadas para el análisis de sensibilidad

Número total de celdas	Número de Celdas en la dirección I	Número de celdas en la dirección J	Número de celdas en la dirección K	Dimensiones de las celdas [Pies]			Tiempo de Computo
				I	j	K	
20250	45	45	10	44,4	44,4	8	7 min 15 seg
25000	50	50	10	40	40	8	10 min 23 seg
37500	50	50	15	40	40	5,33	20 min 32 seg
30250	55	55	10	36,364	36,364	8	13 min 30 seg
36000	60	60	10	33,333	33,333	8	16 min 57 seg

La Figura 9 muestra el comportamiento del factor de recobro para los tamaños de los modelos de simulación planteado.

Figura 9. Comportamiento del factor de recobro para análisis del tamaño del grid

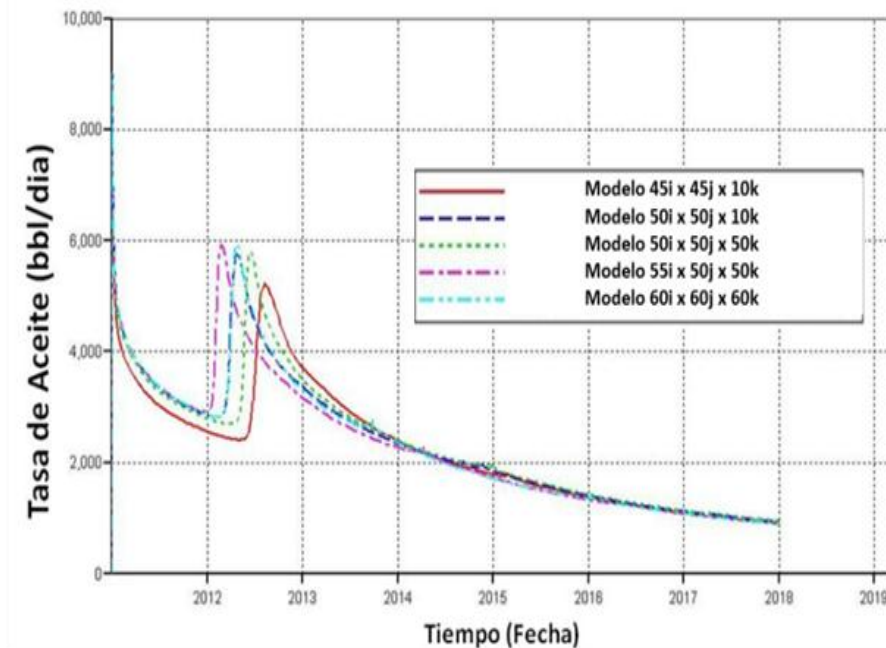


Fuente. Computer Modelling Group, (CMG), Steam, Thermal and advanced Processes Reservoir Simulator, STARS.

La diferencia en el factor de recobro es de menos de 2% al final del tiempo de simulación, y tal valor se mantiene a lo largo del proceso. Se descarta el modelo del menor número de celdas (45i x 45j x 45k), puesto que el tiempo donde se tiene el aumento del factor de recobro difiere en varios meses de los otros modelos, por lo que los resultados obtenidos comienzan a ser inexactos y ser menos representativos para la evaluación técnica del proceso. Un mayor número de celdas representa mayor exactitud en los resultados, sin embargo requiere mayores tiempos de cómputo, y por ende mayor cantidad de dinero.

De acuerdo al comportamiento de la tasa de producción de aceite (Figura 10) con el modelo de celdas más grandes, se obtiene un pico de producción menor que para los demás, por lo que ayuda a sustentar el hecho de no escogerlo como el de dimensiones adecuadas. Los demás, difieren en el tiempo donde ocurre el pico de producción, pero como se apreció en la curva del factor de recobro, el hidrocarburo total producido varía muy poco.

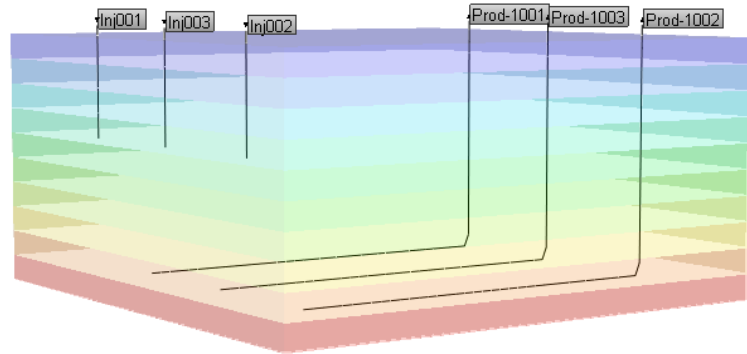
Figura 10. Comportamiento de la producción diaria de aceite para análisis del tamaño del grid



Fuente. Computer Modelling Group, (CMG), Steam, Thermal and advanced Processes Reservoir Simulator, STARS.

En la Figura 11, se puede apreciar el modelo base de simulación con el tamaño de celdas que se ha escogido el cual tiene un Original Oil In Place (OOIP) de 11.985.000 STB.

Figura 11. Grid del modelo base de simulación



Fuente. Computer Modelling Group, (CMG), Steam, Thermal and advanced Processes Reservoir Simulator, STARS.

2.2.2 Propiedades de la roca

Una plena caracterización de la roca permitirá obtener resultados confiables en lo que respecta al flujo de fluidos en el medio poroso; es por esto que, este paso resulta fundamental para la construcción del modelo. La Tabla 8 muestra las propiedades de la roca del modelo de simulación.

Tabla 8. Propiedades de la roca del modelo de simulación

PROPIEDAD	VALOR
Permeabilidad Horizontal [mD]	2000
Permeabilidad Vertical [mD]	2000
Porosidad [%]	27
Conductividad térmica [BTU/Pie*día]	30
Compresibilidad [1/psi]	5×10^{-4}
Capacidad Calórica [BTU/Pie*día*°F]	30
Pérdidas de calor a las formaciones adyacentes	30

Como se puede apreciar en la tabla anterior, las rocas poseen propiedades térmicas que son fundamentales tenerlas para obtener resultados más acercados a la realidad, dada la naturaleza del proceso de recobro. Cabe resaltar que, estas propiedades son influyentes para definir la eficiencia térmica del proceso y para el desempeño total del mismo.

2.2.3 Modelo de Fluidos

El modelado correcto de los fluidos es muy importante para la simulación de yacimientos, porque con este se caracteriza su comportamiento a través de la vida del proyecto. Dado que el campo presenta fluido bifásico, tal como se indicó anteriormente, sólo se tienen dos componentes en el modelo de simulación: crudo y agua, cuyas propiedades se encuentran en la Tabla 9.

Tabla 9: Propiedades de los fluidos del modelo de simulación

PROPIEDAD	VALOR	
	Agua	Aceite
Peso Molecular [Lb/Lbmol]	600	18
Densidad [Lb/ft^3]	62,4	61,316
Gravedad °API	10	12,5
Viscosidad @145°F [cP]	0,44	1906
Compresibilidad del Líquido [1/psi]	$3,3 \times 10^{-6}$	$5,5 \times 10^{-6}$
Coefficiente de expansión Térmica [1/°F]	0	$3,9 \times 10^{-6}$

Una de las propiedades más importantes en la construcción del modelo de fluidos es la viscosidad, representada mediante una curva que está en función de la temperatura, dada su alta dependencia con esta propiedad.

Al igual que la viscosidad del crudo, los demás fluidos juegan un papel importante, puesto que con este parámetro se determina la movilidad del crudo en yacimiento.

Dependiendo del comportamiento de la viscosidad con la temperatura, se podrá determinar cuan influyente será el efecto térmico al inyectar energía al yacimiento por medio del vapor. Para el caso en estudio, donde se tiene una configuración Toe to Heel para llevar a cabo la inyección de vapor, la disminución de la viscosidad es importante, pero predomina el efecto de la segregación gravitacional para lograr la mayor cantidad de producción de hidrocarburos.

Para el campo en estudio, no se contaba con una curva de viscosidad única (Tabla 10); sin embargo, se construyó una curva que pudiera representar un comportamiento acertado del crudo pesado, y que a condiciones iniciales tuviera la viscosidad requerida. Esto se hizo con ayuda de datos de viscosidad de otros crudos pesados, resultando en una curva con valores consignados en la Tabla 11.

Tabla 10. Viscosidad del Crudo del yacimiento en estudio a diferentes temperaturas y % crudo - agua

Temperatura [°F]	Viscosidad [cP]					
	Deshidratado	90% Crudo – 10%Agua (10%BSW)	80% Crudo – 20%Agua (20%BSW)	70% Crudo – 30%Agua (30%BSW)	60% Crudo – 40%Agua (10%BSW)	50% Crudo – 50%Agua (50%BSW)
80	6591	9828	13580	24313	33415	66559
100	2118	3155	4095	7030	10440	19160
120	858	1201	15661	2485	4320	7540
140	374	526	666,4	1004	1761	2881
160	186	260	317	462	830	1290
180	103	140	170	236,4	440,8	658,2
200	61,40	81,89	95,96	132,2	249,2	358,4
220	39,04	51,27	60,44	79,33	150,2	209,3
240	26,22	33,95	39,50	50,64	95,8	129,7
260	18,44	23,57	27,12	34,04	64,15	84,7

Fuente. BLANCO MÁRQUEZ, Nelson Ramiro. Diseño de un sistema de descarga de crudo pesado desde carrotanques para Campo Rubiales, Meta en la empresa ingeniería Strycon, LTDA. Trabajo de grado Ingeniero Mecánico. Universidad Industrial de Santander. 2010.

La Figura 12 muestra la forma de la curva de viscosidad en función de la temperatura.

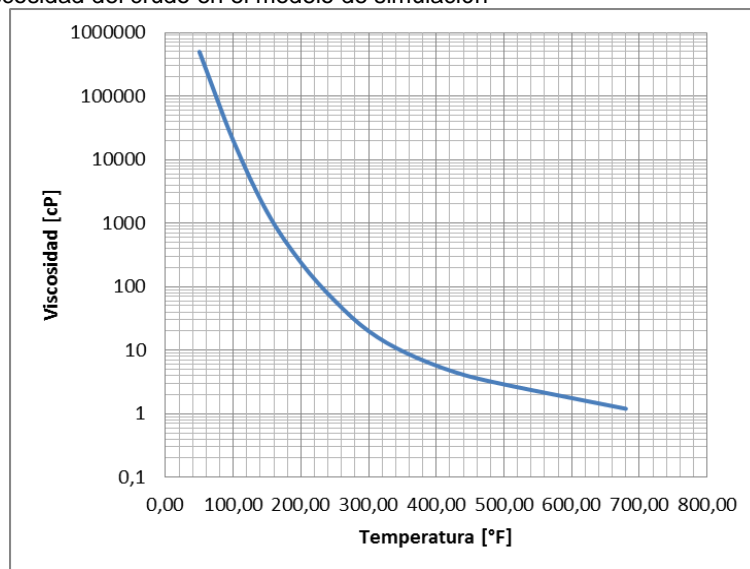
Tabla 11. Tabla viscosidad del fluido en el modelo de simulación

Temperatura [°F]	Viscosidad [cP]
50	500.000
100	20.000
150	1.500
200	240
250	60
300	20
356	9
428	4,5
500	2,9
680	1,2

Fuente. Modificado de SANDOVAL MUÑOZ, Jorge Eduardo. A simulator study of steam and steam-propane injection using a novel Smart horizontal producer to enhance oil production. Trabajo de Maestría (Ingeniería de Petróleos). Texas A&M University. Texas. 2004

Al principio se puede apreciar que, para un incremento pequeño en temperatura, la viscosidad se reduce en varios órdenes de magnitud; sin embargo, una vez se llegue hasta un punto, la disminución en su valor no será significativa, comportándose como lo haría un crudo liviano.

Figura 12. Curva de viscosidad del crudo en el modelo de simulación



2.2.4 Curvas de permeabilidad relativa

El concepto de permeabilidad relativa puede resultar muy simple, sin embargo, su medición e interpretación en función de la saturación no lo es tanto. Una curva de permeabilidad relativa puede estar en función de muchos más parámetros, aparte de la saturación de los fluidos, por ejemplo, la temperatura, la velocidad de flujo, la historia de saturación, los cambios de mojabilidad y el comportamiento de la roca, que también pueden jugar papeles importantes en cambiar la dependencia funcional de la permeabilidad relativa sobre la saturación.

Se asume generalmente, que la permeabilidad relativa depende primordialmente del volumen ocupado por una fase, y por eso se expresa en función de la saturación.

Una reducción en la permeabilidad efectiva de un orden de magnitud, en algunos casos, la permeabilidad relativa puede tener un efecto significativo en el flujo de fluidos, y por lo tanto es un parámetro importante para determinar en ingeniería de yacimientos. Las correlaciones de permeabilidad relativa que involucran aceite, agua y gas, son bien conocidas, y han sido usadas satisfactoriamente para el modelado del flujo.

En esta simulación se usó la correlación de Hirasaki [1] [2] para la construcción de la curva de permeabilidad relativa.

$$K_{ro} = (K_{ro})_{S_{wi}} \left(\frac{S_o - S_{or}}{1 - S_{or} - S_{wi}} \right)^{N_o} \quad (1)$$

$$K_{rw} = (K_{rw})_{S_{wm}} \left(\frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{or} - S_{wi}} \right)^{N_w} \quad (2)$$

Los valores usados en la correlación están consignados en la Tabla 12

Tabla 12. Datos usados para la correlación de Hirasaki

PARÁMETRO	VALOR
Swi [Fracción]	0,305
Sor [Fracción]	0,2
Kro	1
Krw	0,27
No	3
Nw	2

Los datos de la curva de permeabilidad relativa para el modelo, se presentan en la Tabla 13.

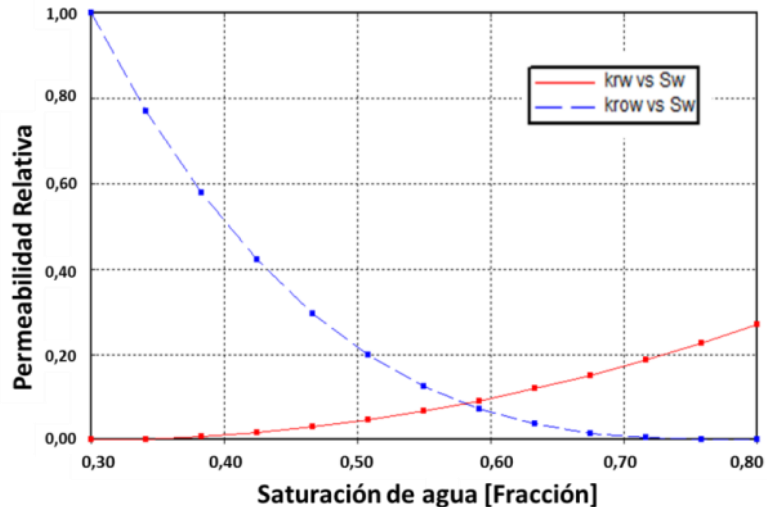
Tabla 13. Valores Curva de permeabilidad relativa

Sw	Krw	Krow
0,305	0	1
0,34625	0,001875	0,770
0,3875	0,0075	0,578
0,42875	0,016875	0,421
0,47	0,03	0,296
0,51125	0,046875	0,198
0,5525	0,0675	0,125
0,59375	0,091875	0,072
0,635	0,12	0,037
0,67625	0,151875	0,015
0,7175	0,1875	0,004
0,75875	0,226875	0,0002
0,8	0,27	0

Es de carácter importante graficar los datos en función de la saturación de agua con el fin de tener un indicio de la mojabilidad del yacimiento. De esta forma, se

presenta la Figura 13, de la cual se puede estimar que el yacimiento esta mojado por agua lo que favorece el proceso, puesto que habrá un mayor desplazamiento del aceite en comparación en comparación al del agua, lo que se reflejará en la producción de crudo.

Figura 13. Curva de permeabilidad relativa



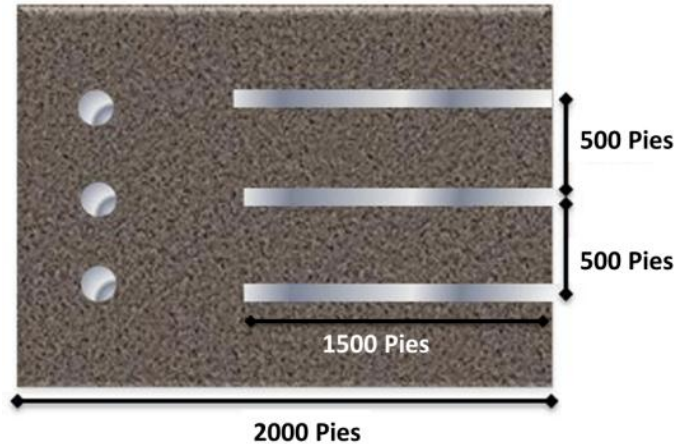
Fuente. Computer Modelling Group, (CMG), Steam, Thermal and advanced Processes Reservoir Simulator, STARS.

2.3 SIMULACIÓN DEL PROCESO DE INYECCIÓN DE VAPOR EN UNA CONFIGURACIÓN TOE TO HEEL

Con el fin de implementar el proceso de inyección de vapor, se plantea un esquema de explotación usando una configuración Toe to Heel en línea directa; esto es, el número de pozos de pozos inyectoros es igual al número de pozos productores y se ubican uno frente al otro.

Para contactar la mayor parte del yacimiento bajo esta configuración, se sugiere el uso de 3 pares de pozos, donde cada par de pozos está separado uno del otro aproximadamente en 500 pies y, se establece una longitud para los pozos horizontales de 1500 pies. En la Figura 14 se puede apreciar el arreglo geométrico de los pozos y las respectivas distancias interpozo.

Figura 14. Geometría del arreglo de pozos usado para el desarrollo de la simulación. Empuje en línea directa



2.3.1 Selección de Parámetros Operacionales

Para desarrollar el modelo base se realizan una serie de análisis a parámetros operacionales, tales como la tasa de inyección, distancia entre pozos, longitud del pozo vertical, presión de fondo fluyente del pozo horizontal productor y tiempo de inicio de inyección de vapor. Una vez se tuvieron los parámetros operacionales definidos, se procedió a corroborar que el tiempo de simulación escogido fuera el apropiado.

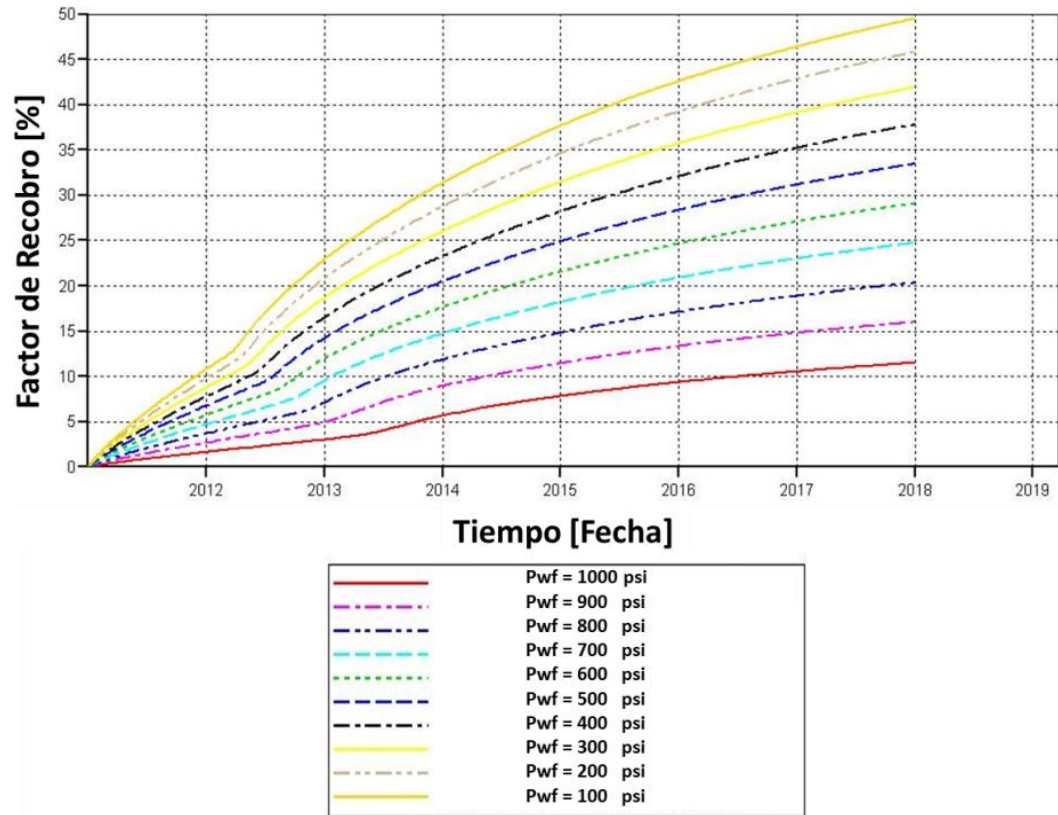
2.3.1.1 Presión de fondo fluyente del pozo productor

Uno de los parámetros más influyentes en la producción de fluidos es la presión de fondo fluyente, dado que con esta se determinará cuán grande será la diferencia de presión entre la presión de yacimiento y la presión de pozo, indicando la cantidad de fluidos que podrán fluir del yacimiento hacia el pozo; por tal motivo, se hicieron corridas de simulación cada 100 psi, para así escoger su valor en el caso base de simulación.

La Figura 15 muestra que, a la menor presión de fondo fluyente, que en este caso fue de 100 psi, se obtuvo la mayor tasa de producción y el factor de recobro más alto, y según la forma de la curva, se producirá una mayor cantidad de fluidos de

una forma más rápida. Por tal razón, en este caso, se puede hablar que el factor de recobro se está acelerando, logrando de esta manera obtener la mayor de cantidad de crudo en un menor tiempo.

Figura 15. Comportamiento del factor de recobro en función de la presión de fondo fluuyente del pozo horizontal productor



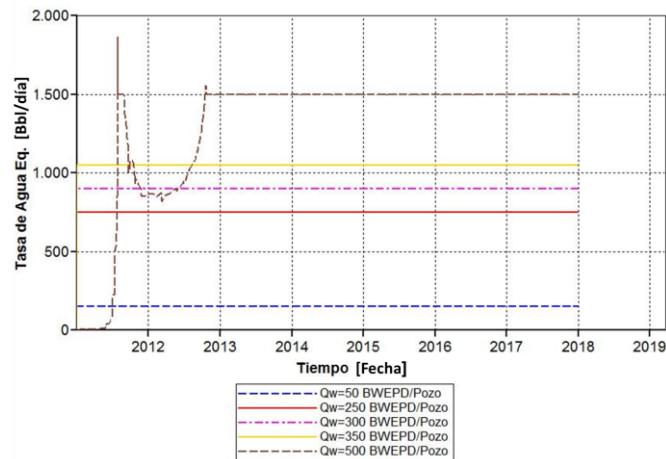
Fuente. Computer Modelling Group, (CMG), Steam, Thermal and advanced Processes Reservoir Simulator, STARS.

Los pozos horizontales, dadas sus ventajas, y el hecho de contactar gran parte de un yacimiento, muestra los mejores resultados cuando se tiene la mayor caída de presión. Aunque para este caso con crudo pesado, existe cierta movilidad del fluido, le permite producirse en frío a tasas rentables. Por eso, se deben tener en cuenta consideraciones adicionales cuando se explota un crudo de mayor viscosidad, es decir, que tenga movilidad inicial limitada o nula en yacimiento.

2.3.1.2 Tasa de Inyección

Con el fin de determinar la tasa de inyección a utilizar, es necesaria la realización de una prueba con el simulador donde se pueda observar cómo se comporta el yacimiento frente a las diferentes tasas de inyección, representadas mediante barriles de agua equivalente. La idea es hacer una inyección constante de vapor antes y después de ruptura a fin de evaluar el efecto del vapor a lo largo de la vida productiva del proceso.

Figura 16. Comportamiento de la tasa de inyección de agua para el modelo base de simulación



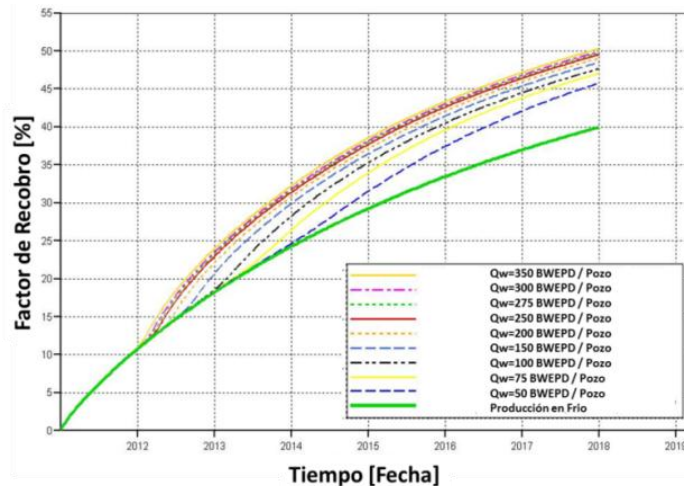
Fuente. Computer Modelling Group, (CMG), Steam, Thermal and advanced Processes Reservoir Simulator, STARS.

De acuerdo a los resultados reportados en la Figura 16, a una tasa muy alta, en este caso de 1500 BWE PD (Barriles de Agua Equivalente por día), el yacimiento no tendrá la capacidad de recibir toda la energía suministrada, y comenzará a observarse una variación en la línea recta que representa recepción total por parte del yacimiento.

Una vez realizado el análisis de las tasas que pueden ser recibidas por el yacimiento, se procedió a la escogencia de la misma para hacer la respectiva implementación del proceso. Para tal fin, se observó el efecto de la tasa sobre el factor de recobro (Figura 17). Con ello se pudo evidenciar que, las tasas altas no

tenían una influencia significativa, por lo que finalmente se sugirió seleccionar la tasa entre los valores de 1050 y 750 BWEPD, dado que la variación en el valor del factor era menor al 1%; finalmente la tasa de 750 BWEPD, lo que corresponde a 250 BWEPD por pozo inyector, se seleccionó para el modelo base de simulación.

Figura 17. Comportamiento del factor de recobro en función de la tasa de inyección para el modelo base de simulación

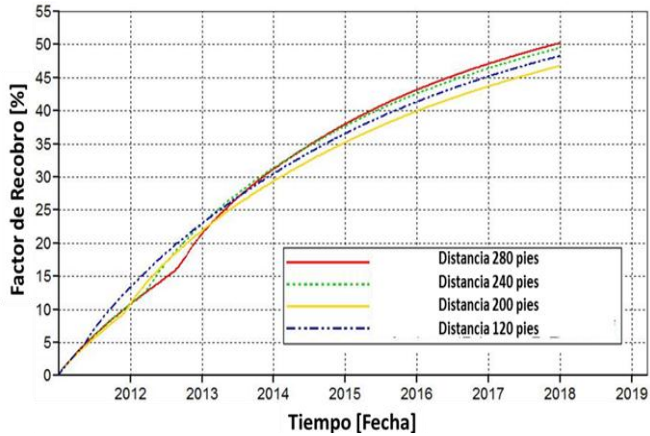


Fuente. Computer Modelling Group, (CMG), Steam, Thermal and advanced Processes Reservoir Simulator, STARS.

2.3.1.3 Distancia entre pozos productor e inyector

La idea de un proceso de desplazamiento a corta distancia es que las partículas viajen la menor distancia posible y se tome provecho de aspectos tales como la gravedad. Sin embargo, el hecho de ser de corta distancia, no implica que los pozos deban ubicarse tan cerca uno del otro, puesto que el frente de vapor condensado llegaría muy rápido al pozo, teniendo una producción incremental no tan significativa y bajas tasas a tiempos mayores. Por este motivo, se hace necesaria una evaluación de la distancia entre los pozos. Para encontrar la distancia óptima, se usó como referencia las curva de factor de recobro (Figura 18).

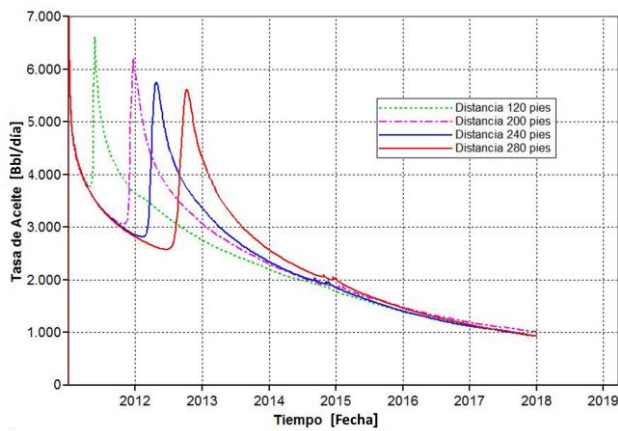
Figura 18. Comportamiento del factor de recobro con la variación de la distancia entre el pozo inyector y productor



Fuente. Computer Modelling Group, (CMG), Steam, Thermal and advanced Processes Reservoir Simulator, STARS.

Aunque a una distancia entre pozos de 280 pies se obtiene un mayor factor de recobro a lo largo del tiempo de simulación, el aumento de producción ocurre un tiempo después que para la distancia de 240 pies. A medida que la distancia disminuye, el incremento en el factor de recobro será más temprano, pero su valor será bajo a lo largo del tiempo de simulación. En este parámetro es importante evaluar que es primordial, si tener un factor de recobro alto a lo largo del proceso, o tener un aumento a tiempos tempranos.

Figura 19. Comportamiento de la tasa de producción de aceite con la variación de la distancia entre el pozo inyector y productor



Fuente. Computer Modelling Group, (CMG), Steam, Thermal and advanced Processes Reservoir Simulator, STARS.

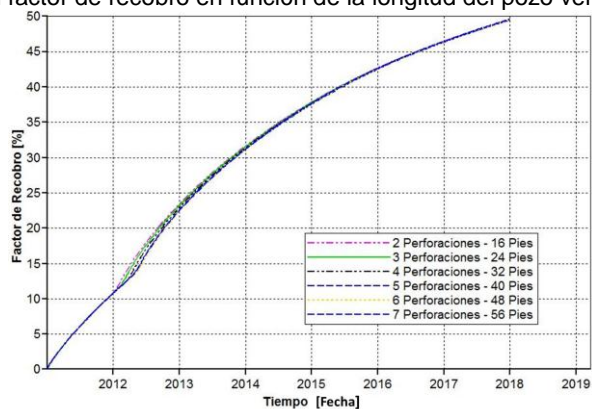
Se puede observar que, a medida que se aumenta la distancia entre los pozos, el frente de vapor condensado retrasa su llegada al pozo productor, el cual represente el tiempo al cual ocurre el pico de producción (Figura 19), lo que repercute en que la producción, antes de este momento, se comporte como si fuera en frío; sin embargo, el hecho de retrasar la llegada de este frente, ocasiona tener una menor producción incremental de crudo. De acuerdo a los resultados obtenidos y los análisis realizados, se seleccionó una distancia de 240 pies entre pozos.

2.3.1.4 Longitud pozo vertical

La técnica, bajo su planteamiento original, recomienda la inyección de vapor desde la parte superior de la formación de interés, con el fin de que se presente un barrido de arriba hacia abajo, y la segregación gravitacional tenga un efecto significativo. Atendiendo a esto, se procedió a perforar los 32 pies de formación de la parte superior.

A partir de esa distancia, se procedió a disminuir y aumentar el número de pies perforados en la formación sin obtener mayores cambios en el factor de recobro final (Figura 20).

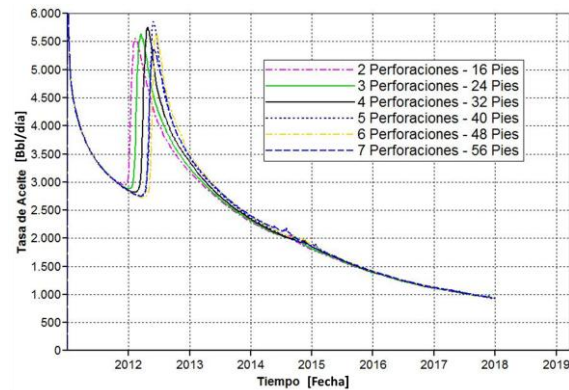
Figura 20. Comportamiento del factor de recobro en función de la longitud del pozo vertical inyector



Fuente. Computer Modelling Group, (CMG), Steam, Thermal and advanced Processes Reservoir Simulator, STARS.

Perforar una menor o mayor cantidad de pies en la formación, tiene una relación directa en la tasa de agua equivalente a la cual se puede inyectar en la formación. Manteniendo una tasa constante para todos los casos, de 250 BWEPD por pozo inyector, la Figura 21 muestra el efecto de la longitud del pozo vertical sobre la tasa de producción de aceite, indicando que a medida que se aumenta esta longitud, el frente de vapor condensado le tomará más tiempo llegar al pozo productor.

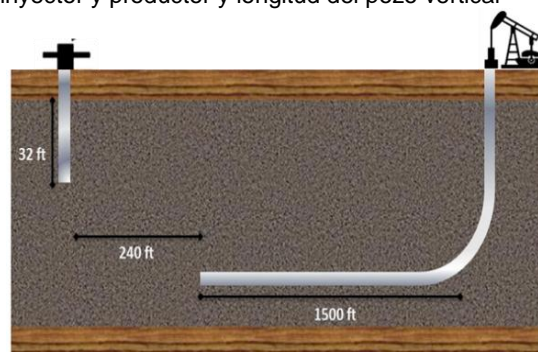
Figura 21. Comportamiento de la tasa de producción de aceite en función de la longitud del pozo vertical inyector



Fuente. Computer Modelling Group, (CMG), Steam, Thermal and advanced Processes Reservoir Simulator, STARS.

En la Figura 22 se observa en conjunto la distancia entre los pozos y la longitud del pozo vertical inyector

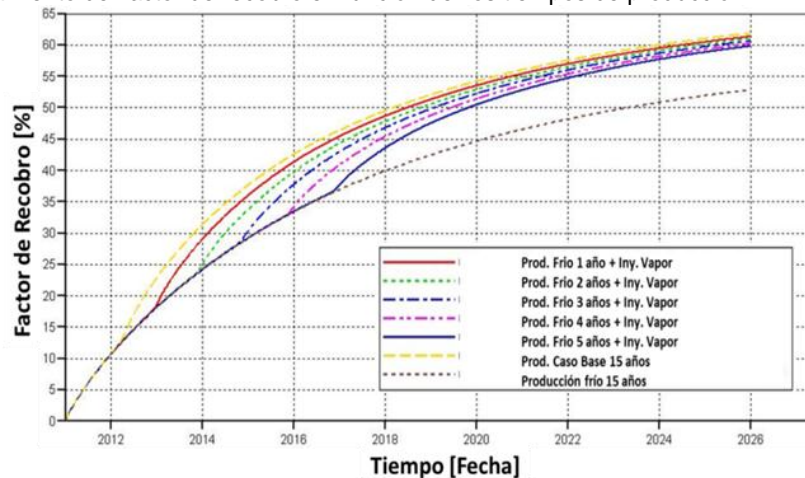
Figura 22. Distancia entre pozos inyector y productor y longitud del pozo vertical



2.3.1.5 Tiempos de simulación

Una vez el modelo quedó ajustado con los parámetros operacionales, se procedió a analizar cuál era el mejor esquema de explotación. Para ello, se tomaron escenarios donde se tenían 1, 2, 3, 4 y 5 años de producción en frío y posterior inicio de la inyección de vapor. Con el fin de evaluar el mejor, se usó la curva de comportamiento en función del factor de recobro (Figura 23) y la tasa de producción (Figura 24)

Figura 23. Comportamiento del factor de recobro en función del los tiempos de producción

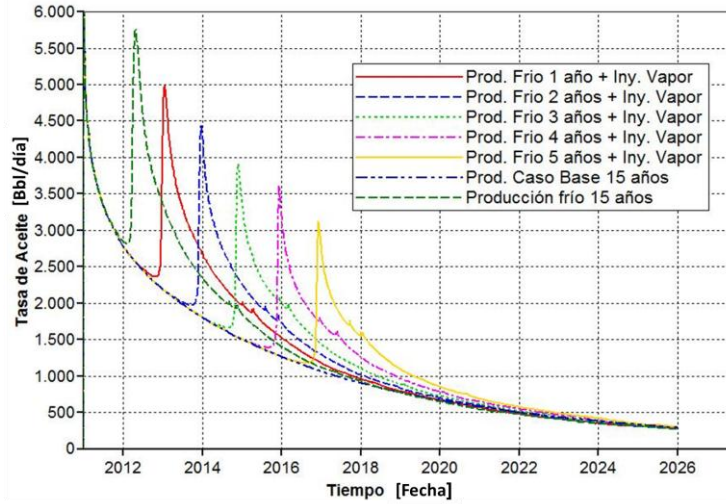


Fuente. Computer Modelling Group, (CMG), Steam, Thermal and advanced Processes Reservoir Simulator, STARS.

El mejor resultado, en cuanto a factor de recobro, se obtiene inyectando vapor desde el principio; sin embargo, cuando se incluye el aspecto económico, es necesario hacer el estudio respectivo de los flujos de caja y de esa forma obtener el más favorecedor para la compañía.

La influencia de un tiempo previo de producción en frío, es que se retrasa la llegada del frente de vapor condensado y además, el pico de producción generado por la llegada de este al pozo productor, va a ser menor puesto que una cierta cantidad de fluidos ya han sido producidos previamente.

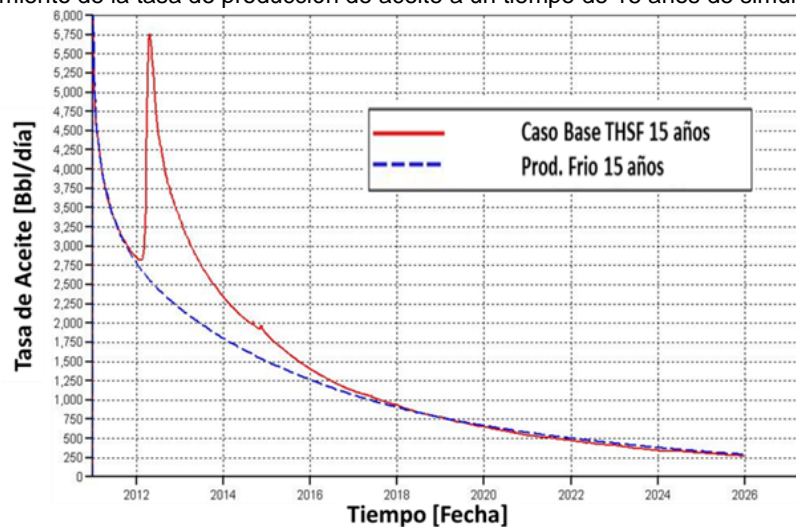
Figura 24. Comportamiento de la tasa de producción de aceite en función de los tiempos de producción



Fuente . Computer Modelling Group, (CMG), Steam, Thermal and advanced Processes Reservoir Simulator, STARS.

El tiempo de simulación escogido fue de 7 años, según sugerencia de los directores del proyecto; sin embargo, era importante evaluar lo que sucedía a tiempos posteriores a éste. Por ello, con el caso base, se procedió a inyectar y producir en frío por un periodo de 15 años, haciendo la comparación con base en el comportamiento de la curva de producción de aceite (Figura 25).

Figura 25. Comportamiento de la tasa de producción de aceite a un tiempo de 15 años de simulación



Fuente. Computer Modelling Group, (CMG), Steam, Thermal and advanced Processes Reservoir Simulator, STARS.

En la Figura 25 se logra observar que al tiempo de 7 años la curva de producción bajo el efecto térmico y la curva de producción en frío se interceptan, por lo que se decidió seguir con el tiempo de simulación inicial.

Finalmente, en la Tabla 14 se resumen los parámetros operacionales del modelo y las características de los pozos.

Tabla 14. Parámetros operacionales del modelo base de simulación

PARÁMETRO	PROPIEDAD
Longitud Pozo Horizontal [ft]	1500
Intervalo Perforado Pozo Inyector	32 [2700 – 2732]
Presión de fondo Fluyente [psi] (Restricción)	100
Presión de Inyección [psi]	1470
Tasa de Inyección [Bbl/día/pozo]	250
Tasa máxima de producción de líquidos [Bbl/día/pozo] (Restricción)	3000
Calidad del vapor [%]	60
Temperatura de Inyección [°F]	584,3
Distancia entre pozos [Pies]	500

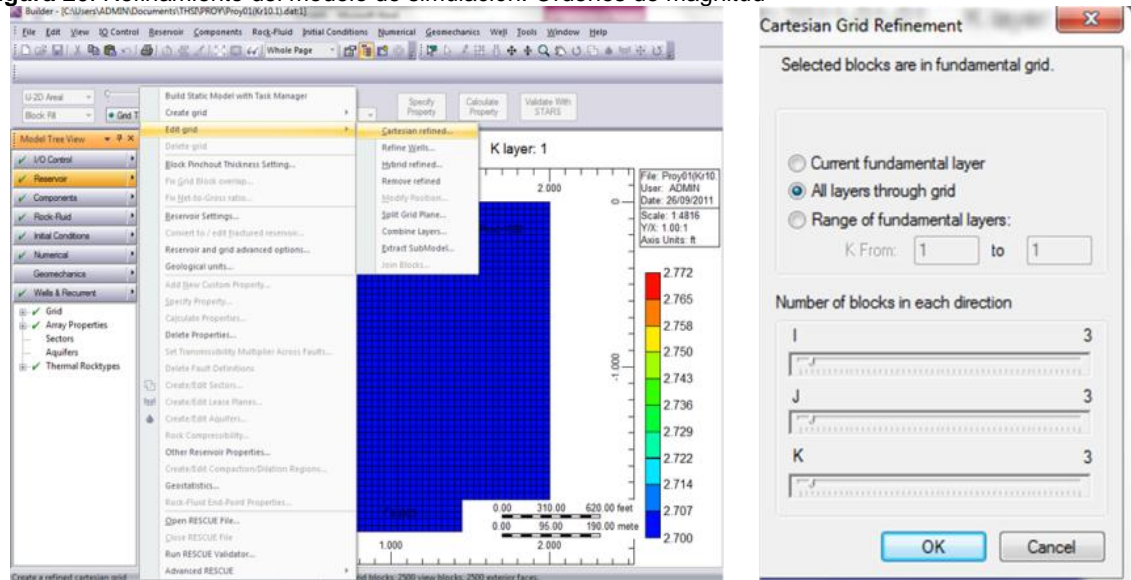
2.3.1.6 Refinamiento del grid de simulación

De acuerdo al proceso físico a modelar, se selecciona el tipo de refinamiento a usar, que puede ser cartesiano, radial o híbrido. Para el desarrollo del presente trabajo, se seleccionó un refinamiento cartesiano en las áreas de interés, las cuales son, desde el pozo inyector y toda la zona que posiblemente pueda ser afectada por la presencia del pozo horizontal. Se hace una selección de zonas, dado que refinar un modelo completo se incurriría en grandes tiempos de simulación y así mismo un mayor gasto económico.

El refinamiento cartesiano consiste en dividir las celdas en cierto orden de magnitud, el cual es definido por el usuario. Este valor influirá directamente en la precisión de las propiedades en cada celda. Para el caso del presente proyecto, se utilizó un orden de grid de magnitud de refinamiento de 2 y de 3.

Para modificar el orden de magnitud, se procede a ingresar por la opción de Reservoir en la ventana principal del simulador; posteriormente en Edit Grid y finalmente Cartesian Refined, tal como se muestra en la Figura 26. Una vez hecho esto, aparece otra ventana para realizar la modificación y la dirección en la cual se quiera aplicar; esto se muestra en la parte derecha de la gráfica. Ya seleccionado el orden y la dirección se aceptan los cambios (OK) y se tiene aplicado el refinamiento cartesiano.

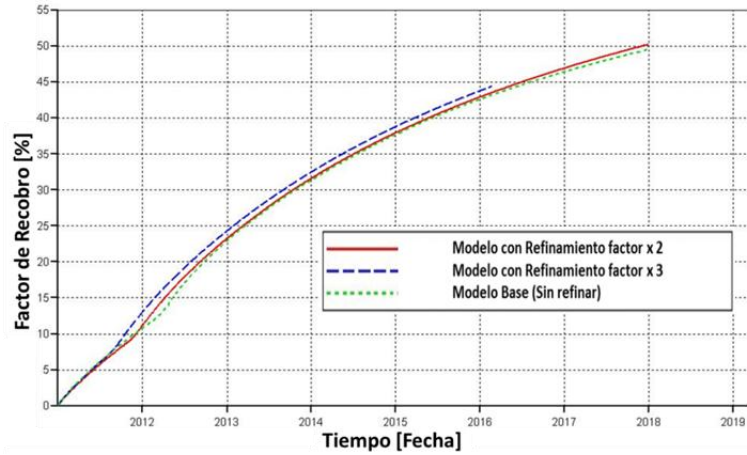
Figura 26. Refinamiento del modelo de simulación. Órdenes de magnitud



Fuente . Computer Modelling Group, (CMG), BUILDER

Adicionalmente, se presenta el desempeño del modelo refinado con el modelo base y poder elegir cual es el más apropiado para representar el proceso; tal comparación se hace en función del comportamiento de la curva de factor de recobro (Figura 27) y tasa de producción de crudo (Figura 28).

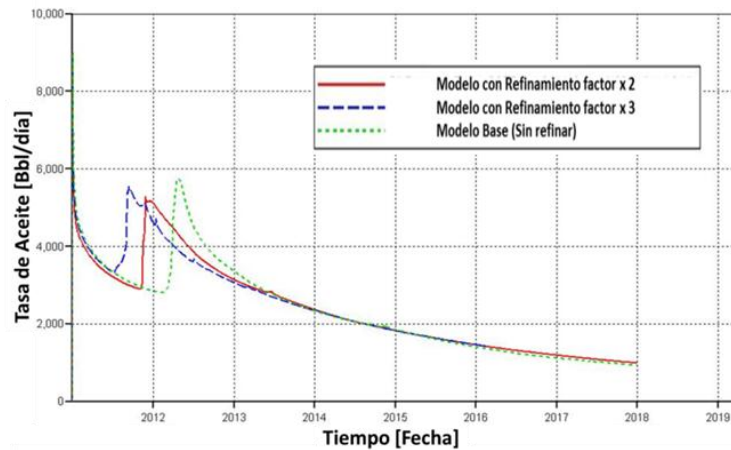
Figura 27. Comportamiento del factor de recobro en función del refinamiento



Fuente. Computer Modelling Group, (CMG), Steam, Thermal and advanced Processes Reservoir Simulator, STARS.

En cuanto al factor de recobro, la variación no representa una diferencia significativa puesto que difieren alrededor de 2%; sin embargo, un modelo más refinado implica mayor exactitud pero al mismo tiempo más tiempo de computo.

Figura 28. Comportamiento de la tasa de producción de aceite en función del refinamiento

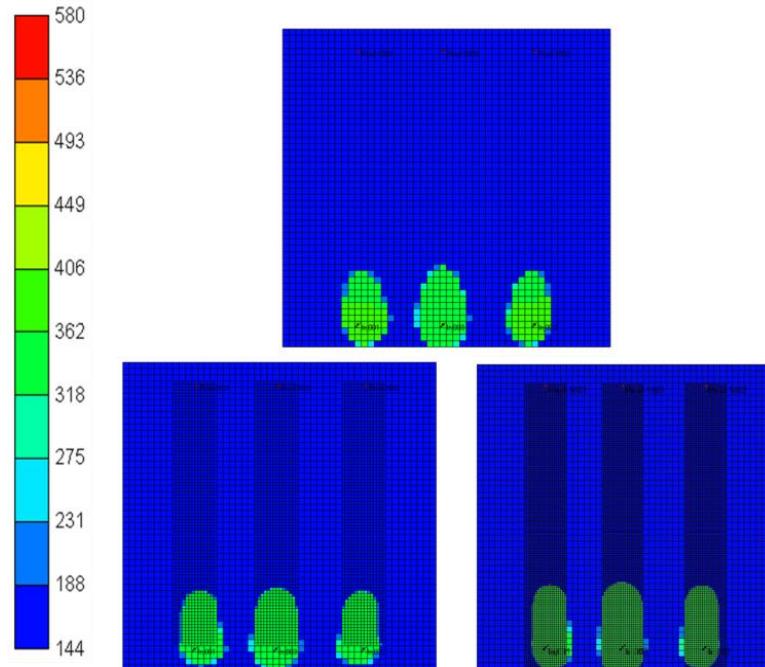


Fuente. Computer Modelling Group, (CMG), Steam, Thermal and advanced Processes Reservoir Simulator, STARS.

En cuanto a la tasa de producción de aceite, el comportamiento es similar, sin embargo, difieren en el tiempo donde se presenta el pico máximo de producción, pero en general, no tienen una variación relevante; por tal motivo, se procedió a

trabajar con el caso base (sin aplicar refinamiento) porque los resultados son buenos y requieren menores tiempos de computo. Sin embargo, la gran ayuda de tener refinamiento en el modelo consiste en poder observar mejor la forma del frente de vapor. La comparación de las formas de los frentes de vapor del modelo sin refinar y los refinados se tiene en la Figura 29.

Figura 29. Comparación de la Forma y temperatura de la cámara de vapor para el modelo de simulación refinado orden de magnitud 2 (Abajo Izq.), 3 (Abajo Der.) y el modelo base (Arriba) desde la vista Superior.



Fuente. Computer Modelling Group, (CMG), Steam, Thermal and advanced Processes Reservoir Simulator, STARS.

2.3.2 Análisis De Resultados

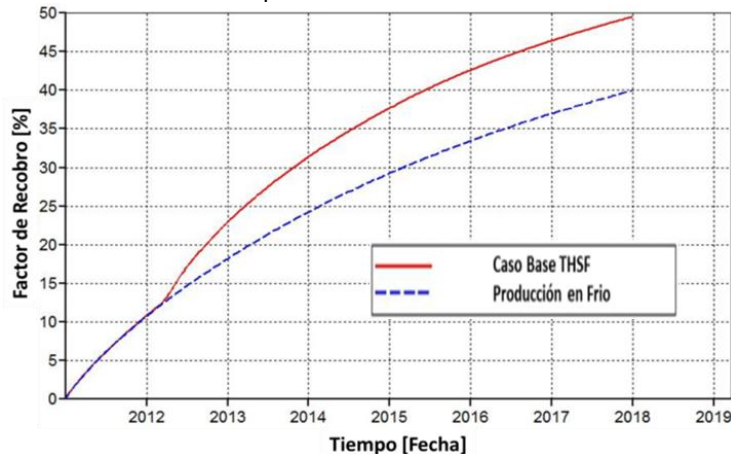
Una vez se obtuvieron los parámetros operacionales bajo los cuales se llevó a cabo la simulación del proceso de inyección de vapor, se procedió a realizar la respectiva simulación. Los resultados obtenidos fueron analizados, y el enfoque fue principalmente con base al desempeño en parámetros como factor de recobro, producción de agua, producción de aceite y relación vapor – aceite acumulada.

Además, fue importante la evaluación tanto del avance del frente de vapor bajo diferentes escenarios, y la forma que tomaba durante el desarrollo del proceso.

2.3.2.1 Caso Base

Para el caso base, se obtiene un factor de recobro cercano al 50% del crudo original después de la implementación del proceso, sin embargo, si se compara con la curva de producción en frío, el aporte, en porcentaje de factor de recobro, al final de los 7 años de simulación es tan sólo de 10% por acción de la inyección del vapor (Figura 30). Bajo este escenario, es importante destacar el hecho que los pozos horizontales juegan un papel importante en la producción de los fluidos.

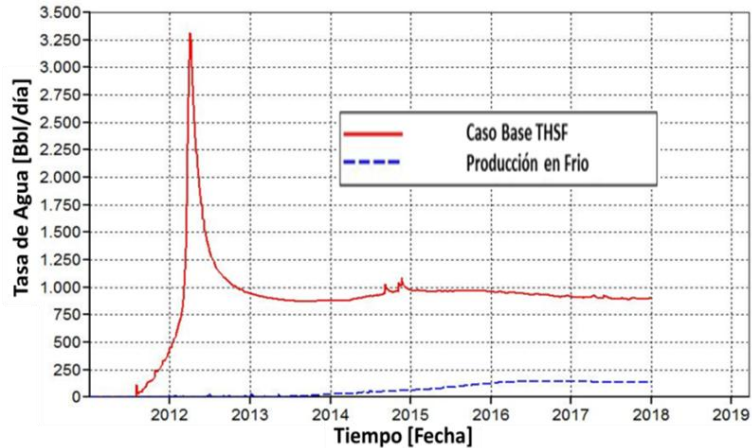
Figura 30. Comportamiento del factor de recobro para el caso base de simulación



Fuente. Computer Modelling Group, (CMG), Steam, Thermal and advanced Processes Reservoir Simulator, STARS.

El comportamiento de la producción de agua (Figura 31) está acorde con el comportamiento de la tasa de producción de aceite (Figura 32). Una vez se produce la mayor cantidad de agua, que representa la irrupción del frente de vapor condensado en el pozo horizontal, se obtiene el pico de producción de hidrocarburos.

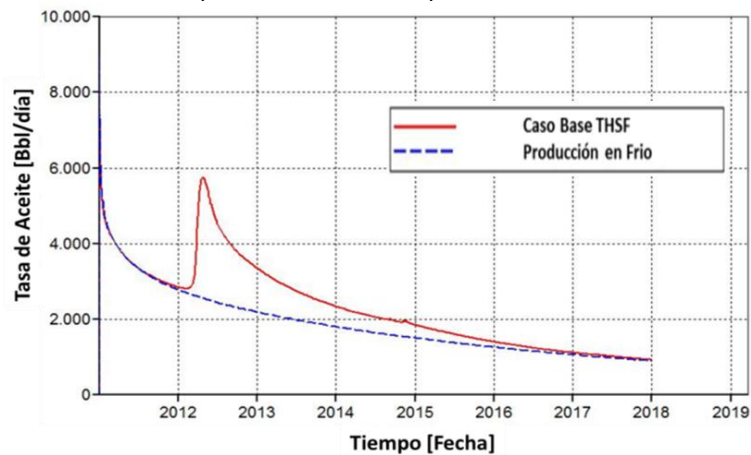
Figura 31. Comportamiento de la tasa de producción de agua para el caso base de simulación



Fuente. Computer Modelling Group, (CMG), Steam, Thermal and advanced Processes Reservoir Simulator, STARS.

La tasa de producción, por efecto térmico, es relativamente alta a tiempos tempranos, puesto que esta es una característica propia de los procesos de desplazamiento a corta distancia. A tiempos mayores, y dadas las condiciones de movilidad del crudo, la tasa de producción disminuye hasta tal punto que se iguala con la curva de producción en frío. Bajo estas circunstancias, es importante hacer una evaluación financiera con el fin de saber la rentabilidad de las tasas esperadas.

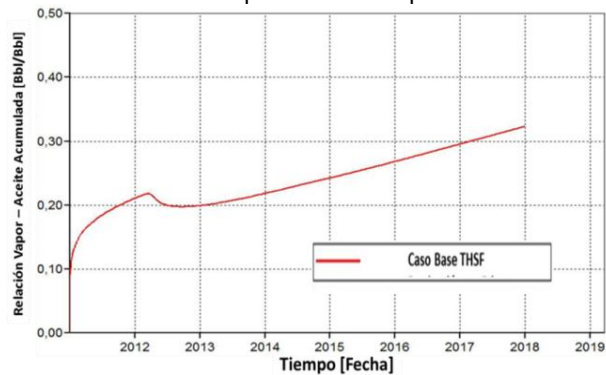
Figura 32. Comportamiento de la tasa de producción de aceite para el caso base de simulación



Fuente. Computer Modelling Group, (CMG), Steam, Thermal and advanced Processes Reservoir Simulator, STARS.

Generalmente, el límite económico de un proceso de inyección continua de vapor está dado por la relación aceite – vapor acumulada y se estima ser alrededor de 4. Para este caso, tal como se muestra en la Figura 33, se tiene un valor al final del proyecto de 0,32 indicando que es poca la influencia que tiene el vapor en el desempeño del proceso.

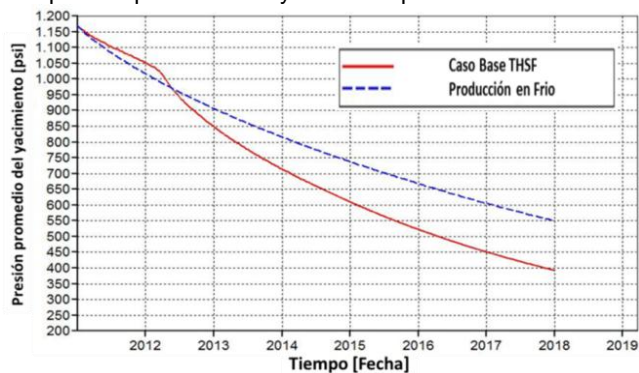
Figura 33. Comportamiento de la relación aceite – vapor acumulada para el caso base de simulación



Fuente. Computer Modelling Group, (CMG), Steam, Thermal and advanced Processes Reservoir Simulator, STARS.

Al inicio del proceso de inyección, antes de la llegada del frente de vapor condensado al pozo productor, la caída de presión es menor que para el proceso de producción en frío (Figura 34); sin embargo, una vez se produce la mayor cantidad de fluidos, la presión comienza a declinar de una forma más rápida.

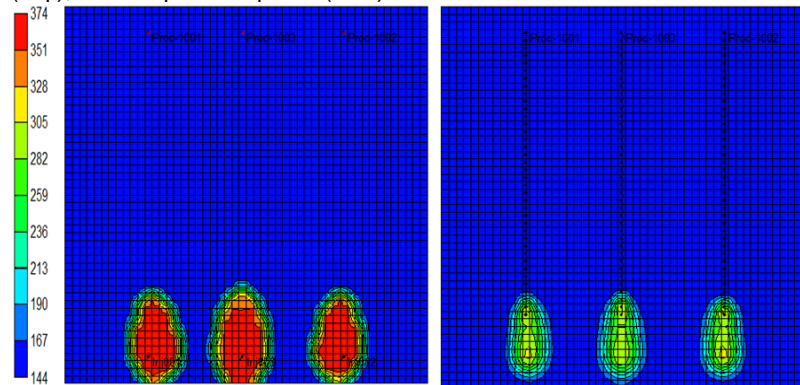
Figura 34. Comportamiento de la presión promedio del yacimiento para el caso base de simulación



Fuente. Computer Modelling Group, (CMG), Steam, Thermal and advanced Processes Reservoir Simulator, STARS.

Otro aspecto importante a considerar para evaluar el desempeño del proceso, es por medio de la observación del avance y forma del frente de vapor. En este caso se usaron isosuperficies de temperatura, graficadas desde una vista superior (Figura 35).

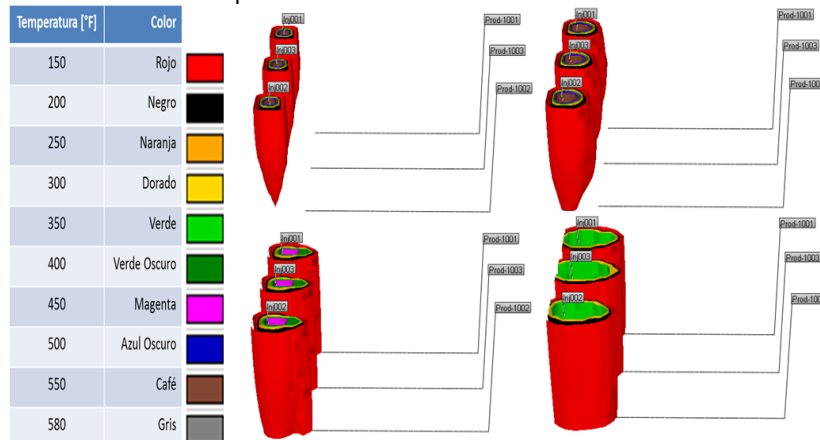
Figura 35. Isosuperficies de temperatura para el avance del frente de vapor en el modelo base de simulación. Vista superior capa 1 (Izq.), Vista superior capa 10 (Der.)



Fuente. Computer Modelling Group, (CMG), Steam, Thermal and advanced Processes Reservoir Simulator, STARS.

Observando estas mismas, pero desde una vista en 3 dimensiones, se puede apreciar de una mejor manera la forma del frente durante el desarrollo del proceso de inyección (Figura 36)

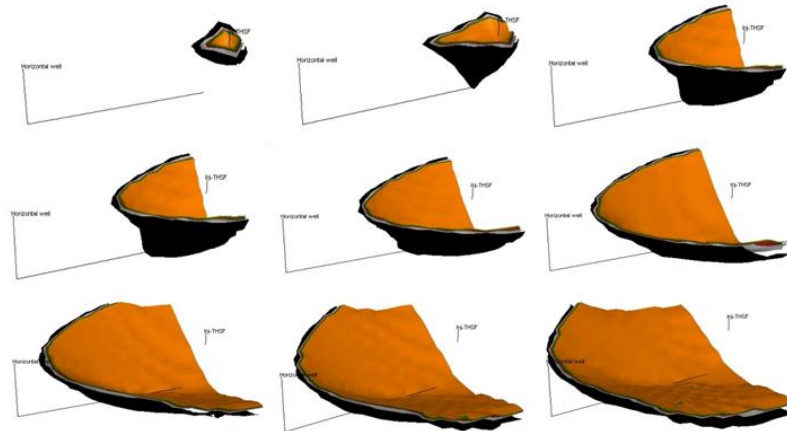
Figura 36. Desarrollo del frente de vapor caso base de simulación



Fuente. Computer Modelling Group, (CMG), Steam, Thermal and advanced Processes Reservoir Simulator, STARS.

Con los resultados anteriores, se puede evidenciar que el avance del frente no es muy grande en comparación a la longitud total del pozo horizontal y al tamaño total del modelo. Además la forma que adquiere, una vez llega al pozo horizontal, no ajusta dentro del comportamiento normal en este tipo de procesos (Figura 37).

Figura 37. Comportamiento típico del frente de vapor en un proceso de inyección de vapor en una configuración Toe to Heel



Fuente. SANDOVAL, Roy. Simulación del Proceso THSI (Toe to Heel Steam Injection). Informe de Investigación, Grupo de Recobro Mejorado, GRM – UIS. 2005.

Puesto que, el comportamiento del frente de vapor no era el apropiado, se optó por realizar unas variaciones en la permeabilidad y la relación entre la permeabilidad vertical y la permeabilidad horizontal, conocida como la relación K_v/K_h , para evaluar su influencia en la formación del frente de vapor. Es de destacar que, más que evaluar el efecto sobre el desempeño basados en las curvas de factor de recobro y producción de fluidos, quería verse si alguna de estas variables influía drásticamente en el proceso de formación del frente de vapor y obtener una forma normal.

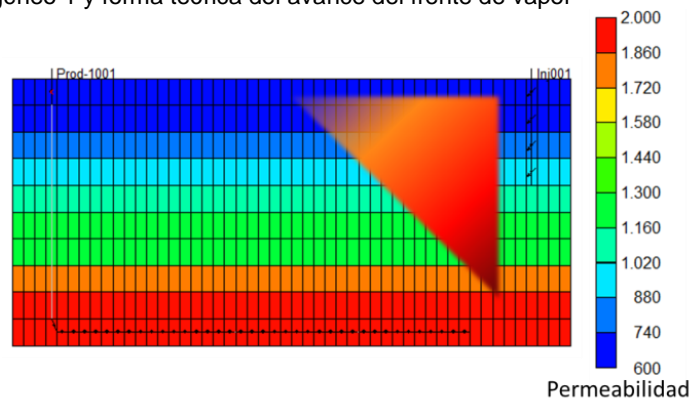
2.3.2.2 Efecto de las heterogeneidades del yacimiento

El modelo de simulación tiene 80 pies de espesor los cuales están divididos en 10 capas y cada capa tomará un valor diferente de permeabilidad.

- Heterogéneo 1

Para el primer modelo estratificado, se les asignó valores de permeabilidad en orden descendente a las diferentes capas del modelo, de tal forma que la permeabilidad fuera mayor en el tope y disminuyera hacia la base de la formación. Los valores usados fueron, en su orden desde la capa 1 a la capa 10: 2000, 1900, 1800, 1300, 1200, 1100, 1000, 800, 700, 600 mD. La Figura 38 muestra la distribución de las permeabilidades en el modelo y la forma, teóricamente hablando, como debería avanzar el frente de vapor

Figura 38. Modelo heterogéneo 1 y forma teórica del avance del frente de vapor

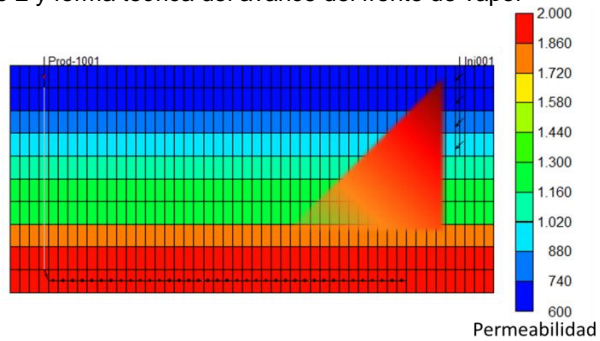


Fuente. Computer Modelling Group, (CMG), BUILDER.

- Heterogéneo 2

Para el segundo modelo estratificado, se les asignó valores de permeabilidad en orden descendente a las diferentes capas del modelo, de tal forma que la permeabilidad fuera menor en el tope y aumentara hacia la base de la formación. Los valores usados fueron, en su orden desde la capa 1 a la capa 10: 600, 700, 800, 1000, 1100, 1200, 1300, 1800, 1900, 2000 mD. La Figura 38 muestra la distribución de las permeabilidades en el modelo y la forma, teóricamente hablando, como debería avanzar el frente de vapor.

Figura 39. Modelo heterogéneo 2 y forma teórica del avance del frente de vapor



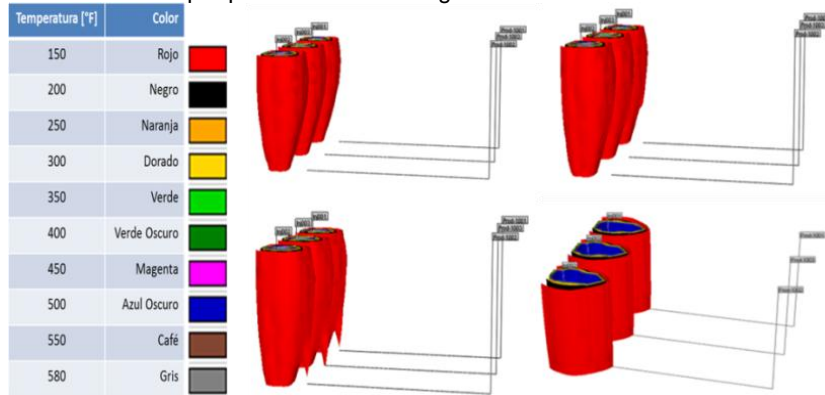
Fuente. Computer Modelling Group, (CMG), BUILDER.

•Heterogéneo 3

Para el tercer modelo estratificado, se les asignó valores de permeabilidad en orden aleatorio a las diferentes capas del modelo sin tendencia alguna. Los valores usados fueron, en su orden desde la capa 1 a la capa 10: 2000 1600 900 1100 1400 1800 1500 1300 1900 1000 mD.

Puesto que el comportamiento del frente de vapor a través del tiempo de simulación fue semejante para los tres casos de heterogeneidad, se mostrará el correspondiente a la configuración del heterogéneo 1, ya que con éste se esperaba que el vapor tuviera un efecto de overriding marcado, porque las capas de mayor permeabilidad se encontraban en el tope de la formación.

Figura 40:.Desarrollo del frente de vapor para el caso Heterogéneo 1



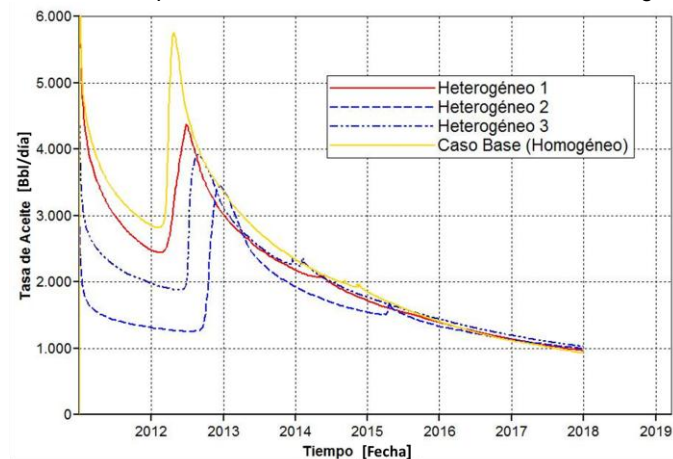
Fuente. Computer Modelling Group, (CMG), Steam, Thermal and advanced Processes Reservoir Simulator, STARS.

De acuerdo a los comportamientos evidenciados para cada caso, se puede concluir que la distribución de las permeabilidades tiene un efecto sobre la forma del frente de vapor sólo al inicio del proceso, dado que una vez se alcanza el pozo productor, en todos los casos, se sigue el mismo comportamiento y predomina una forma “cilíndrica” de la cámara de vapor.

En cuanto a la producción de aceite (Figura 41) se puede ver que para el caso homogéneo, el desempeño será el mejor con las mayores tasas; por otro lado, en el caso Heterogéneo 1 donde las permeabilidades menores se encuentran en la parte superior, el flujo de fluidos hacia el pozo productor será menor y las tasas serán las más bajas. Para el caso Heterogéneo 2, donde las mayores permeabilidades están en la base de la formación, se tendrá muy buena respuesta en cuanto a producción, sin superar el caso base homogéneo.

Cuando se tiene el Heterogéneo 3, que es un caso más acercado a la realidad, dada las distribuciones aleatorias de la permeabilidad, las tasas de producción dependerán de la ubicación del canal de mayor permeabilidad y, como los resultados muestran, tendrá un desempeño intermedio entre los casos heterogéneo 1 y 2.

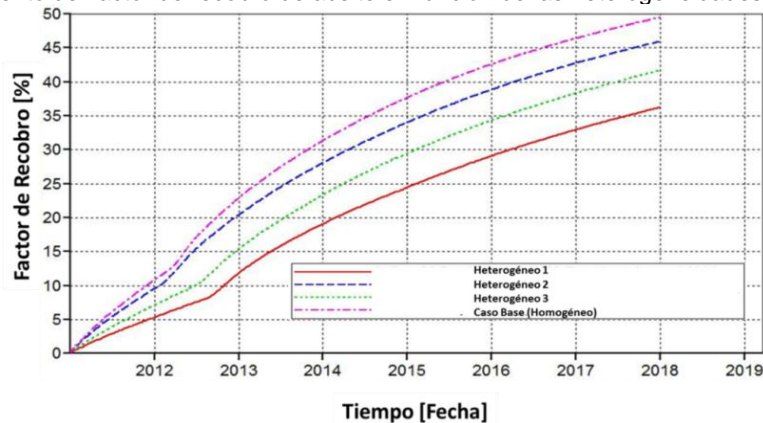
Figura 41. Comportamiento de la tasa de producción de aceite en función de las heterogeneidades



Fuente. Computer Modelling Group, (CMG), Steam, Thermal and advanced Processes Reservoir Simulator, STARS.

Mediante la curva del factor de recobro (Figura 42) se puede evidenciar que tan rápido llega el frente de vapor condensado al pozo, puesto que en ese punto la curva cambia su tendencia. El caso base, será el mejor por su condición de homogeneidad, seguido del caso Heterogéneo 2, donde las mayores permeabilidades están en la base de la formación y finalmente teniendo una respuesta más demorada y un menor factor de recobro, el Heterogéneo 1, dada la distribución de las permeabilidades.

Figura 42. Comportamiento del factor de recobro de aceite en función de las heterogeneidades



Fuente. Computer Modelling Group, (CMG), Steam, Thermal and advanced Processes Reservoir Simulator, STARS.

2.3.2.3 Efecto de la relación entre la permeabilidad horizontal y la permeabilidad vertical, K_v/K_h

La variación de las permeabilidades no tuvo un efecto significativo sobre la forma del frente de vapor, por eso, se observó ahora el efecto de la variación de la relación entre la magnitud de la permeabilidad horizontal y la vertical. Lo que se buscaba con esto era que el vapor tuviera un canal preferencial en dirección horizontal, puesto que tenía la mayor permeabilidad, y disminuir el valor de la magnitud de la permeabilidad vertical.

El valor de la permeabilidad horizontal se mantuvo constante en 2000 mD (milidarcies) y se disminuyó el valor de la permeabilidad a 1500, 1000 y 500 mD

(milidarcies), lo que corresponde a relaciones K_v/K_h de 0,75, 0,50 y 0,25 respectivamente.

- Relación K_v/K_h 0,75

El valor de la permeabilidad relativa se mantuvo constante para todas las capas en 2000 mD y se modificó el de las permeabilidades verticales para que tuvieran el valor de 1500 mD.

- Relación K_v/K_h 0,50

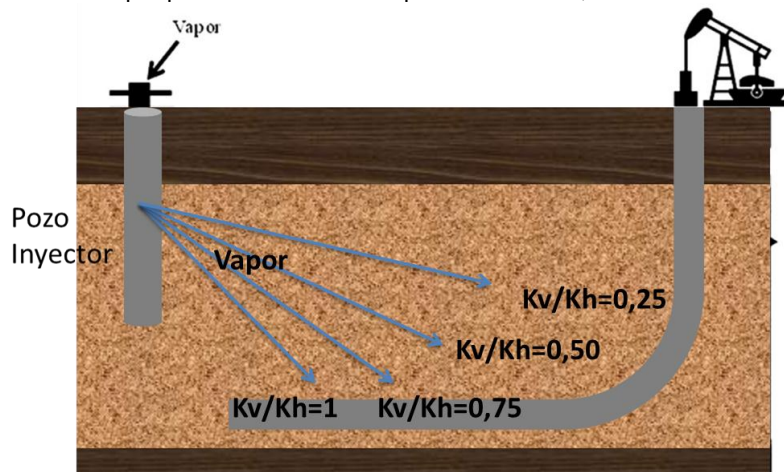
El valor de la permeabilidad relativa se mantuvo constante para todas las capas en 2000 md y se modificó el de las permeabilidades verticales para que tuvieran el valor de 1000 mD.

- Relación K_v/K_h 0,25

El valor de la permeabilidad relativa se mantuvo constante para todas las capas en 2000 md y se modificó el de las permeabilidades verticales para que tuvieran el valor de 500 mD.

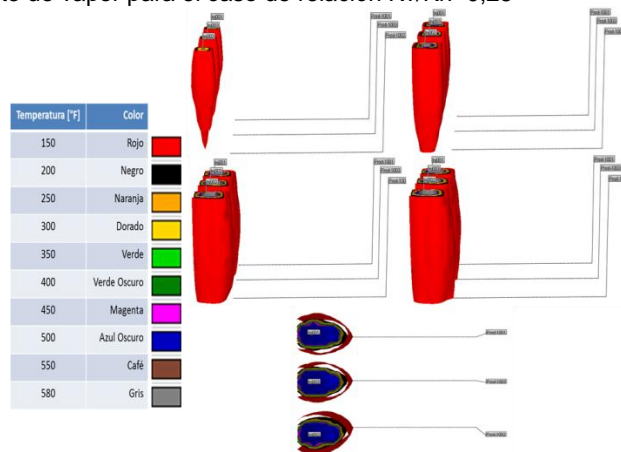
La idea de modificar esta variable es buscar que el vapor tenga una dirección de flujo preferencial tal como se ilustra en la Figura 43.

Figura 43. Dirección teórica del vapor para cada relación de permeabilidades, K_v/K_h



La relación de K_v/K_h con un valor de 0.25 se esperaba que tuviera la mayor influencia sobre la forma de la cámara de vapor dada la dirección de flujo esperada. Sin embargo, observando el desarrollo de la misma, en la Figura 44, se tiene todo lo contrario, una forma cilíndrica para la cámara de vapor y un desplazamiento uniforme.

Figura 44. Desarrollo del frente de vapor para el caso de relación $K_v/K_h=0,25$



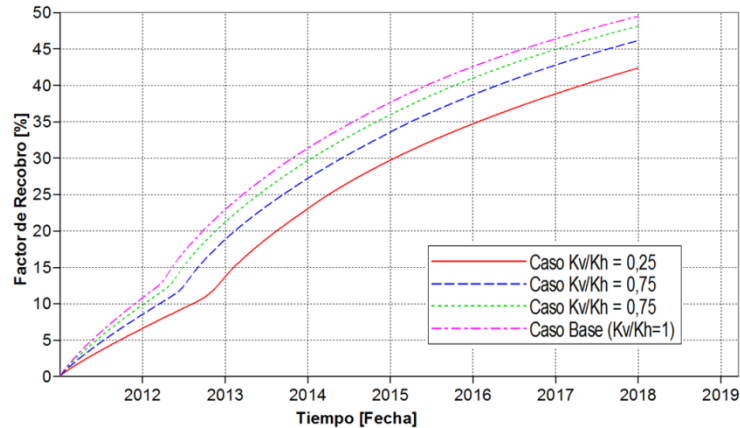
Fuente. Computer Modelling Group, (CMG), Steam, Thermal and advanced Processes Reservoir Simulator, STARS.

Al igual que para el caso de la variación de las permeabilidades, el efecto que tiene el cambiar la relación de permeabilidades se ve antes que el frente de vapor irrumpa en el pozo horizontal. Entre menor sea esta relación, al principio del proceso de inyección, se observará la forma deseada del frente con un avance mayor en la parte superior; no obstante, a medida que el frente avanza, el efecto de la caída de presión del pozo horizontal tiene la mayor influencia y comienza a tornarse de nuevo de forma cilíndrica y quedar así hasta el final del proyecto.

Para evaluar el desempeño bajo los diferentes valores de la relación K_v/K_h , se hace con base en la curva de factor de recobro (Figura 45). A medida que se disminuye el valor de esta relación, se obtiene un menor factor de recobro, puesto que el movimiento del crudo en dirección vertical será menor y el incremento en producción ocurre más tarde, porque el frente de vapor condensado le tomará más

tiempo llegar a la punta del pozo horizontal y la facilidad de flujo será en la dirección horizontal.

Figura 45. Comportamiento del factor de recobro en función de la relación entre la permeabilidad horizontal y la permeabilidad vertical, K_v/K_h



Fuente. Computer Modelling Group, (CMG), Steam, Thermal and advanced Processes Reservoir Simulator, STARS.

El frente de vapor no tuvo la forma adecuada para un proceso Toe to Heel, por eso, se cambió el punto de vista hacia evaluar el efecto de la viscosidad del crudo en el desarrollo del proceso.

Los resultados, en factor de recobro, para cada caso expuesto anteriormente se muestran en la Tabla 15.

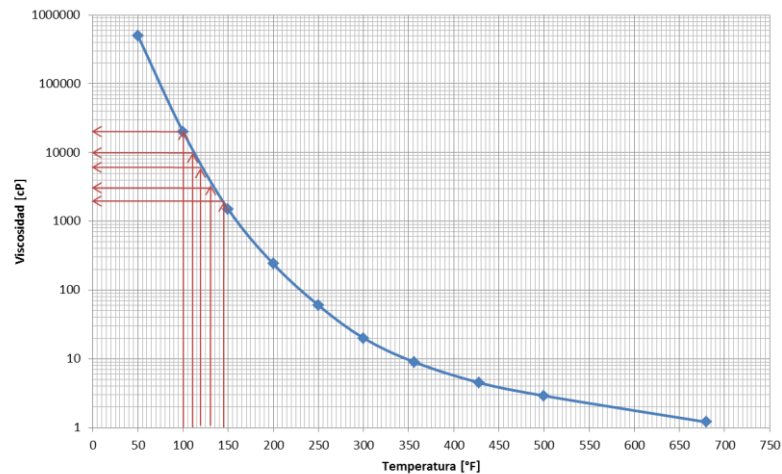
Tabla 15. Factor de recobro para los casos heterogéneos y los casos con diferentes relaciones de permeabilidad horizontal sobre la vertical

CASO	FACTOR DE RECOBRO [%]
Base (Homogéneo, $K_v/K_h = 1$)	49,5
Heterogéneo 1	33,8
Heterogéneo 2	45,2
Heterogéneo 3	41,6
$K_v/K_h = 0,75$	48,1
$K_v/K_h = 0,50$	46,2
$K_v/K_h = 0,25$	42,4

2.3.2.4 Efecto de la viscosidad

De acuerdo a los análisis anteriores, no se observó un gran impacto sobre el frente de vapor, por lo que se evaluó el efecto de la movilidad del crudo, ya que en este caso, se cuenta con un crudo que a pesar de ser pesado, tiene movilidad inicial alta en el yacimiento. Para ello, se varió la temperatura del yacimiento y de esa forma obtener diferentes viscosidades iniciales tal como se muestra en la Figura 46.

Figura 46. Selección de las diferentes viscosidades según la temperatura inicial del yacimiento



Una vez se seleccionaron las temperaturas, se consignan las viscosidades iniciales para cada modelo en la Tabla 16.

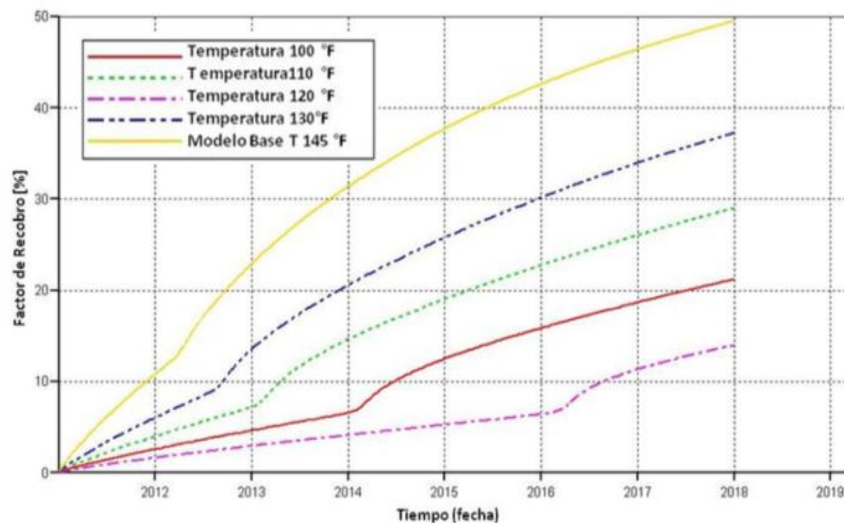
Tabla 16. Valores de viscosidades en función de la temperatura de yacimiento para evaluar el efecto de la viscosidad

Temperatura [°F]	Viscosidad [cP]
100	20.000
110	10.000
120	6.000
130	4.000
145	Modelo

Para evaluar la influencia de la viscosidad en el desempeño de un proceso de inyección de vapor en una configuración Toe to Heel, se procedió a realizar las respectivas simulaciones y analizar los resultados obtenidos.

Las gráficas de factor de recobro, tasa de producción de aceite y tasa de producción de agua están relacionadas dado que, en el momento que se tiene la mayor producción de agua, esto es la zona de vapor condensado llega al pozo, se tiene el valor máximo de la producción de aceite y la curva de factor de recobro se separa de la tendencia de producción en frío. Con esto se concluye que no se modifica el comportamiento obtenido para el crudo del modelo base.

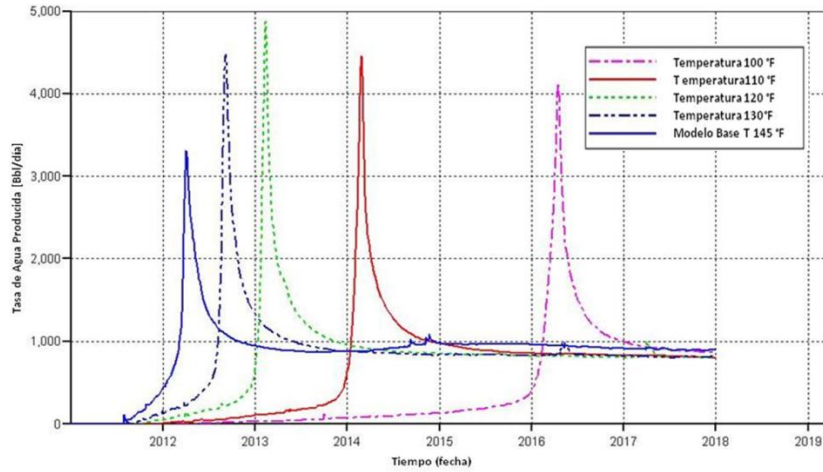
Figura 47. Comportamiento del factor del recobro en función de la viscosidad del crudo



Fuente. Computer Modelling Group, (CMG), Steam, Thermal and advanced Processes Reservoir Simulator, STARS.

A medida que aumenta la viscosidad, manteniendo la misma configuración del modelo base, se tiene que el factor de recobro disminuye (Figura 47) y el frente de vapor condensado le tomará mucho más tiempo llegar al pozo productor. Observando la Figura 48, se puede evidenciar este hecho, ya que la máxima producción de agua indica la llegada de este frente y con este el pico máximo en la producción de aceite.

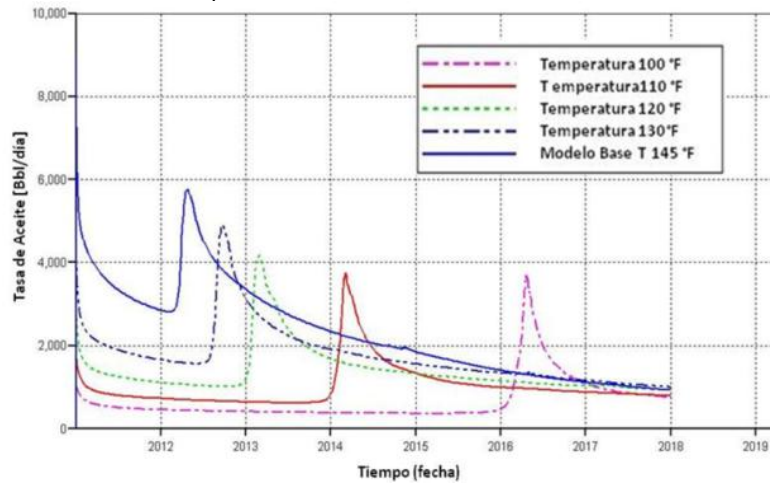
Figura 48. Comportamiento de la tasa de producción de agua en función de la viscosidad del crudo



Fuente. Computer Modelling Group, (CMG), Steam, Thermal and advanced Processes Reservoir Simulator, STARS.

Un aspecto importante de la tasa de producción de crudo (Figura 49) es que, con el incremento de viscosidad, las tasas de producción en frío, que son las que se ven antes del pico máximo de producción son muy bajas, por lo que se sugiere que debe replantearse el arreglo geométrico de la configuración y considerar aspectos como distancia entre los pozos y la longitud horizontal del pozo productor.

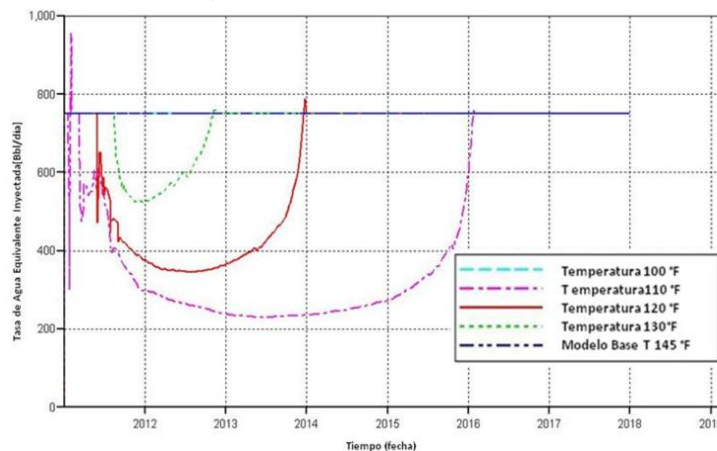
Figura 49. Comportamiento de la tasa de producción de aceite en función de la viscosidad del crudo



Fuente. Computer Modelling Group, (CMG), Steam, Thermal and advanced Processes Reservoir Simulator, STARS.

En cuanto a la inyección de vapor, el crudo al ser más viscoso requerirá un periodo de calentamiento, con el fin que la formación pueda tomar la mayor cantidad de vapor posible y se tenga un mejor proceso. Como se puede evidenciar en la Figura 50, a medida que la viscosidad es mayor, la tasa debe reducirse para tener una inyección constante durante todo el proceso. Esto se debe a que a una mayor viscosidad, el crudo tiende a comportarse como si estuviera en estado sólido, entonces la recepción de energía será menor. Una vez se logra reducir la viscosidad del crudo, mediante la inyección de vapor a tasas bajas, puede posteriormente hacer uso de tasas más altas, dado que aumenta la inyectividad o la cantidad de energía que puede ser recibida en su totalidad.

Figura 50. Comportamiento de la tasa de inyección de vapor en función de la viscosidad del crudo

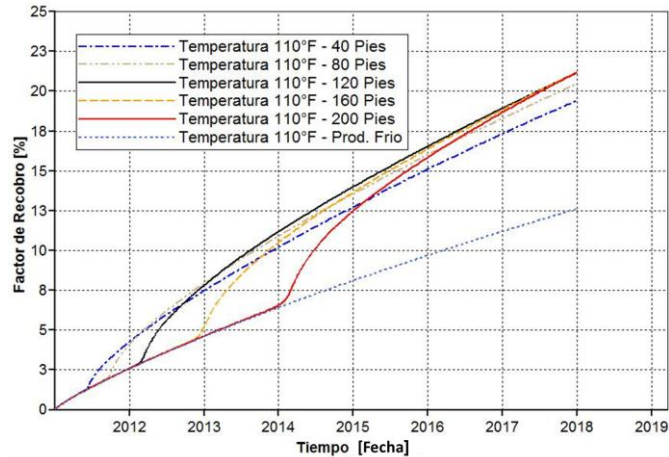


Fuente. Computer Modelling Group, (CMG), Steam, Thermal and advanced Processes Reservoir Simulator, STARS.

En un análisis adicional, se escogió trabajar con el modelo con temperatura de yacimiento de 110°F, con lo que se tendría una viscosidad inicial aproximadamente de 10.000 cP. La idea era evaluar el desarrollo del frente de vapor y ajustar la distancia entre los pozos productor e inyector.

De acuerdo a la Figura 51, se puede observar que, con el fin de obtener una respuesta temprana del yacimiento, y un factor de recobro alto a lo largo de la implementación del proceso, es necesario acercar los pozos.

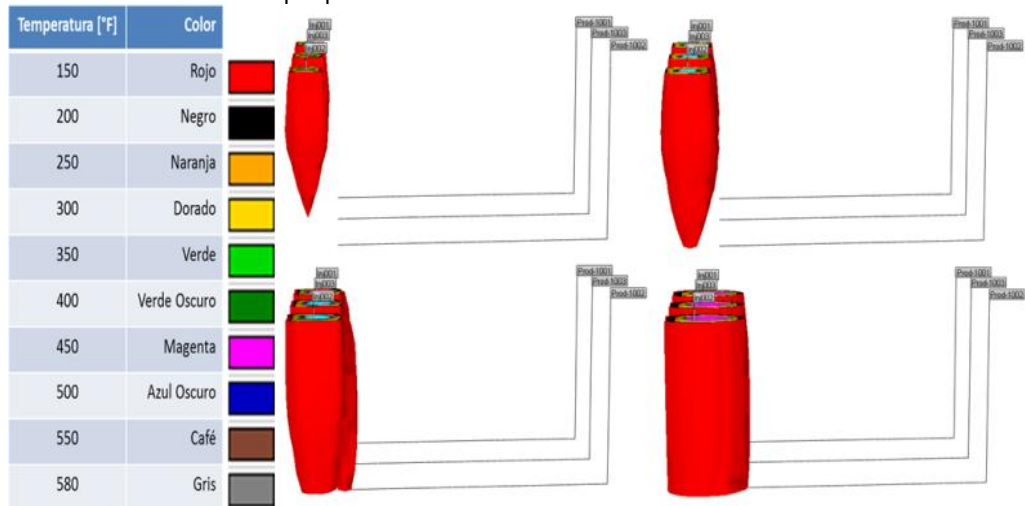
Figura 51. Comportamiento del factor de recobro en para un crudo de viscosidad de 10.000 cP.



Fuente. Computer Modelling Group, (CMG), Steam, Thermal and advanced Processes Reservoir Simulator, STARS.

Este es un aspecto importante puesto que, para el modelo base, la distancia entre los pozos fue de 240 pies mientras que para este, con una viscosidad mayor, la distancia se reduce a la mitad para obtener una respuesta adecuada y tener el mayor factor de recobro. Sin embargo, observando el desarrollo del frente de vapor (Figura 52) se tiene que éste se desarrolla de la misma forma cilíndrica que se presentó para todos los casos anteriores.

Figura 52. Desarrollo del frente de vapor para un crudo de viscosidad inicial de 10.000 cP



Fuente. Computer Modelling Group, (CMG), Steam, Thermal and advanced Processes Reservoir Simulator, STARS.

El hecho de tener un crudo de movilidad inicial en yacimiento hace que las consideraciones originales de la técnica Toe to Heel tengan que variar en gran medida. Por ejemplo, para el desarrollo del modelo actual, se tiene una separación entre pozos inyector y productor de 240 pies, lo que implica que el vapor y el crudo deban recorrer una gran distancia para ser producidos, y el principio de la técnica, que es un proceso de desplazamiento de corta distancia, donde se plantea que las distancias varían desde unos pocos de hasta unas decenas de metros, se vea modificada. Turta *et al*³², en su estudio para la implementación de procesos Toe to Heel en inyección de vapor, plantean que la distancia entre los pozos debería estar entre 5 a 20 metros ó 16.4 a 65.6 pies.

Al inicio de la inyección, el frente se desarrolla de una forma adecuada porque el vapor comienza a avanzar por la parte superior de la formación, sin embargo, una vez consigue llegar a la punta del pozo horizontal productor, se crea un canal de flujo directo entre este y el inyector, haciendo que se torne de forma cilíndrica e impide que el frente avance de una forma adecuada, convirtiendo el proceso en uno ineficiente.

En esta etapa, se puede hablar de una canalización del vapor a través del pozo productor que difícilmente afecta el crudo in situ, el cual es el objetivo a contactar. Una de las razones principales que hacen que el frente de vapor no avance tanta distancia, es el hecho que la gran caída de presión generada por la presencia del pozo, aunada a su gran longitud, hace que el vapor prefiera fluir casi directamente hacia la base de la formación y avance muy poco en dirección horizontal.

El frente de vapor condensado llega al pozo productor al cabo de un tiempo posterior al inicio del proceso, y durante este lapso se han producido una cantidad considerable de hidrocarburos que junto con la caída de presión que es bastante

³² TURTA, T.A.; SINGHAL, A.K.; GRAVEZ, M.; XIA, T.X.; IVORY, J.; GOLDMAN, J. Preliminary Consideration on Application of Steamflooding in a Toe – to – Heel Configuration. Paper PETSOC 2008-013. 2008

alta; hacen que el vapor prefiera fluir hacia el fondo en vez de ascender hacia el tope de la formación.

Caso contrario ocurriría si el crudo contenido dentro del yacimiento fuera de tipo extra pesado o bituminoso, bajo los cuales la técnica de Toe to Heel fue concebida. En estos escenarios, donde la movilidad del fluido es limitada o nula, la caída de presión que se debe generar con el pozo horizontal debe ajustarse, de tal forma que el vapor avance por la parte superior de la formación, caliente el crudo que se encuentre delante de él y los fluidos se produzcan por efecto de drenaje gravitacional.

Dadas las condiciones, se plantea la reducción del área del modelo y evaluar los resultados manteniendo las mismas condiciones aquí planteadas.

3. SIMULACIÓN DEL PROCESO TOE TO HEEL EN UN MODELO DE ÁREA REDUCIDA

Teniendo en cuenta los resultados obtenidos en el capítulo anterior, se pudo concluir que el desempeño del proceso de inyección de vapor en una configuración Toe to Heel, en un área grande, resultó en un bajo aumento del factor de recobro por efecto térmico; por tal motivo se planteó un redimensionamiento del modelo, buscando evaluar el efecto de la distancia entre los pozos sobre el desempeño del proceso.

Se construyeron dos modelos diferentes, uno que consistió de un área de 23 Acres (1000 x 1000 *pies*²) bajo el mismo esquema de explotación de 3 pares de pozos y, uno de la misma área pero con un esquema de explotación de 4 pares de pozos. De igual forma, se desarrolló un modelo de 8 acres (600 x 600 *pies*²), con el que las distancias se reducían bastante.

Puesto que, la reducción en el espaciamiento entre los pozos tiene un efecto significativo en el desarrollo de un proceso de inyección de fluidos, se realizó un análisis de sensibilidad y una optimización para el modelo de 23 Acres, cuyos resultados se mostrarán en el capítulo siguiente con el fin de comparar los resultados con los del modelo base inicial de 92 Acres.

3.1 MODELO DE SIMULACIÓN DE 23 ACRES

Para el desarrollo del modelo de simulación, se utilizaron dos esquemas de explotación, uno que consistió de 3 pozos verticales inyectoros y 3 pozos horizontales productores, el cual fue ajustado con el fin de inyectar a la misma tasa de energía que el modelo inicial; el segundo, de 4 pozos verticales inyectoros y 4 pozos horizontales productores, que también fue ajustado para que la formación recibiera la cantidad inyectada de una forma constante, aclarando que, la tasa era mayor que la del modelo inicial. La idea era evaluar el efecto sobre el

desempeño del proceso de inyección de vapor en una configuración Toe to Heel con variables de salida como factor de recobro, tasa de producción de aceite, relación vapor-aceite acumulada y especialmente la forma desarrollada por el frente de vapor del frente de vapor.

3.1.1. Desempeño del Proceso

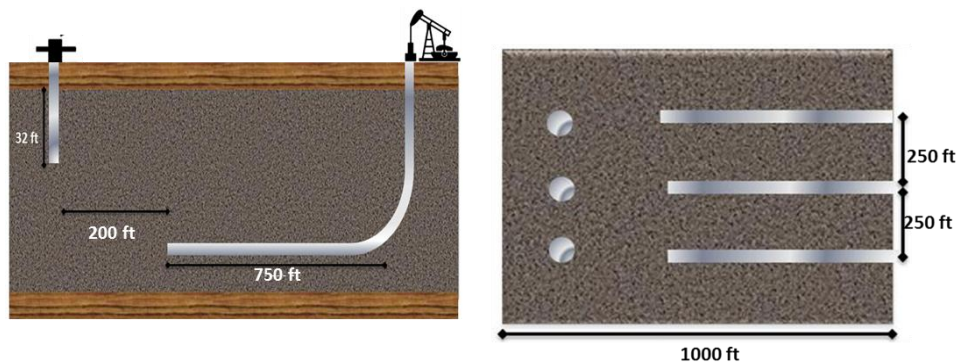
A continuación se muestra el desempeño para los dos esquemas de explotación planteados

3.1.1.1 Esquema #1: 3 pozos verticales inyectores y 3 pozos horizontales productores

Con este esquema, se mantiene la misma cantidad de pozos que el modelo planteado inicialmente, con lo que se puede evaluar el efecto del espaciamiento entre los pozos.

La geometría del modelo se puede observar en la Figura 53, donde la distancia entre los pozos, productor e inyector, se ajustó de tal forma que, la formación recibiera la misma cantidad de energía inyectada que para el modelo base, cuyo valor fue de 750 BWEPD.

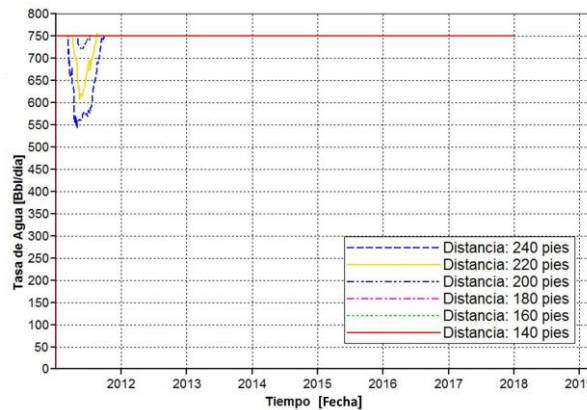
Figura 53. Geometría para el modelo de 23 Acres con 3 pares de pozos



El procedimiento de ajuste consistió en realizar varias corridas de simulación, con diferentes distancias entre los pares de pozos, inyectores y productores, observando el comportamiento de la tasa de inyección de agua equivalente. La distancia con la cual se lograra obtener una línea recta, que indica una inyección constante durante todo el proceso, se escogía como la apropiada, ya que se garantiza una equivalencia energética entre ambos modelos. Este procedimiento se ilustra en la Figura 54.

En este caso, se seleccionó la distancia de 200 pies, aunque se presente una pequeña variación, no es significativa para el desarrollo del proceso.

Figura 54. Comportamiento de la tasa de inyección en función de la distancia entre los pozos inyector y productor para el modelo de 23 acres con 3 pares de pozos

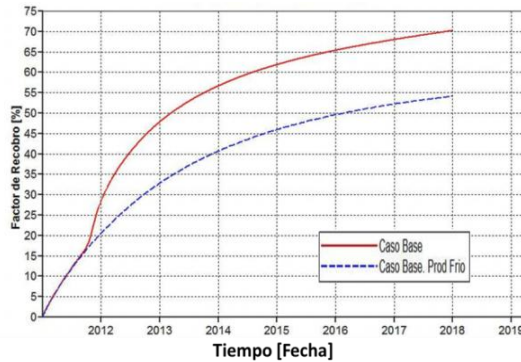


Fuente. Computer Modelling Group, (CMG), Steam, Thermal and advanced Processes Reservoir Simulator, STARS.

Una vez realizado este ajuste, se procedió a efectuar el respectivo análisis del desempeño del proceso y compararlo con el del modelo inicial.

El hecho que los pozos se encuentren más cercanos uno del otro, para este caso, implicó obtener un mayor de recobro (Figura 55); sin embargo, es importante destacar que, al disminuir el área de la aplicación de la técnica, la cantidad de hidrocarburo en sitio, OOIP, cambia, con un valor para éste modelo de 2.996.300 STB.

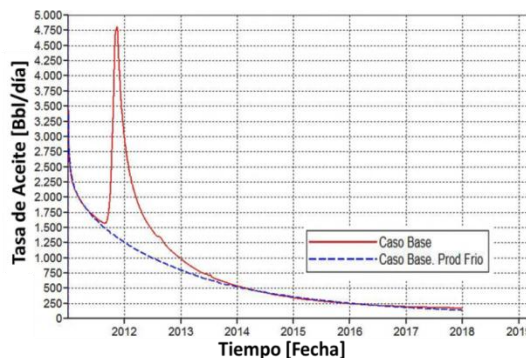
Figura 55. Comportamiento del Factor de Recobro para el modelo de 23 Acres con 3 pares de pozos



Fuente. Computer Modelling Group, (CMG), Steam, Thermal and advanced Processes Reservoir Simulator, STARS.

De igual forma, cuando los pozos están separados por una corta distancia, la tasa de producción de hidrocarburos debe ser considerada puesto que, al cabo de cierto tiempo de iniciado el proceso, ésta será muy baja, y se igualará con la curva del proceso como si estuviera produciendo en frío (Figura 56). En este caso, la intercepción de las curvas ocurre a los 3 años, en comparación al modelo inicial, que ocurre a los 7 años. En este punto, es importante un análisis económico profundo que permita establecer el límite económico del proyecto.

Figura 56. Comportamiento de la producción de aceite para el modelo de 23 Acres con 3 pares de pozos



Fuente. Computer Modelling Group, (CMG), Steam, Thermal and advanced Processes Reservoir Simulator, STARS.

Finalmente, se observa que para la relación Vapor-Aceite acumulada (Figura 57), aún sería factible seguir inyectando vapor, puesto que tiene un valor final de 0.96;

además, este valor es mayor al registrado que para el modelo base, por lo que se puede decir que hay un mayor efecto del vapor sobre el desarrollo del proceso.

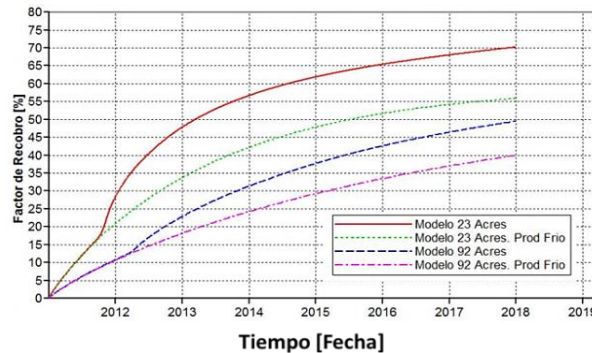
Figura 57. Comportamiento de la relación Vapor – Aceite Acumulado para el modelo de 23 Acres con 3 pares de pozos



Fuente. Computer Modelling Group, (CMG), Steam, Thermal and advanced Processes Reservoir Simulator, STARS.

De acuerdo a lo anteriormente mencionado, el vapor tiene un aporte más significativo en éste modelo, dado que la diferencia en el valor del factor de recobro, con una curva de producción en frío es de 15%, comparado contra un 10% obtenido para el modelo inicial de 92 Acres. Esto se puede evidenciar en la Figura 58, donde se muestra el comportamiento de la curva de dicho factor para ambos modelos de simulación.

Figura 58. Comparación de los modelos de 92 y 23 con 3 pares de pozos con base al factor de recobro



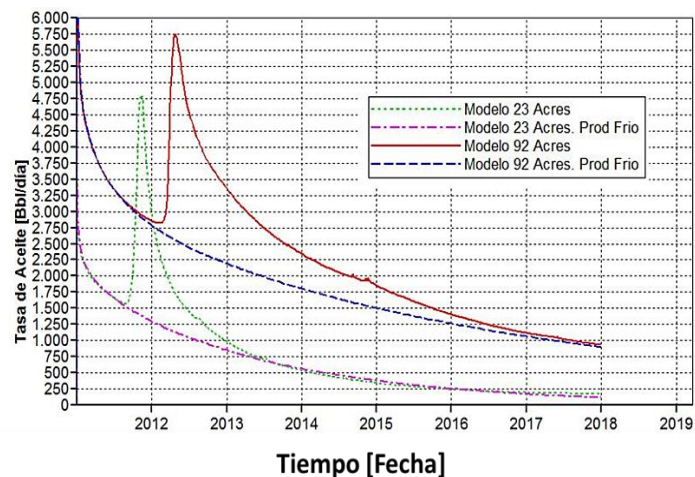
Fuente. Computer Modelling Group, (CMG), Steam, Thermal and advanced Processes Reservoir Simulator, STARS.

Sin embargo, tener un mayor factor de recobro no indica la misma cantidad en fluidos producidos, como se observa en la curva de la tasa de producción de aceite para ambos casos (Figura 59). Dado que el área del modelo es reducida, implica una menor cantidad de hidrocarburos, como se mencionó anteriormente.

Es así como se debe considerar que, un esquema planteado en una mayor área recuperará una mayor cantidad de hidrocarburo sin necesidad de tener implementado el proceso térmico, en contraste con un mejor desempeño, para este último, en un área reducida, pero la cantidad de crudo producido será menor.

Bajo estas circunstancias, se hace necesario un evaluación financiera robusta que acompañe las decisiones, ya que en cierto caso, sería posible la implementación de inyección de vapor en una configuración Toe to Heel cuando el área no es significativamente grande.

Figura 59. Comparación de los modelos de 92 y 23 con base a la tasa de producción



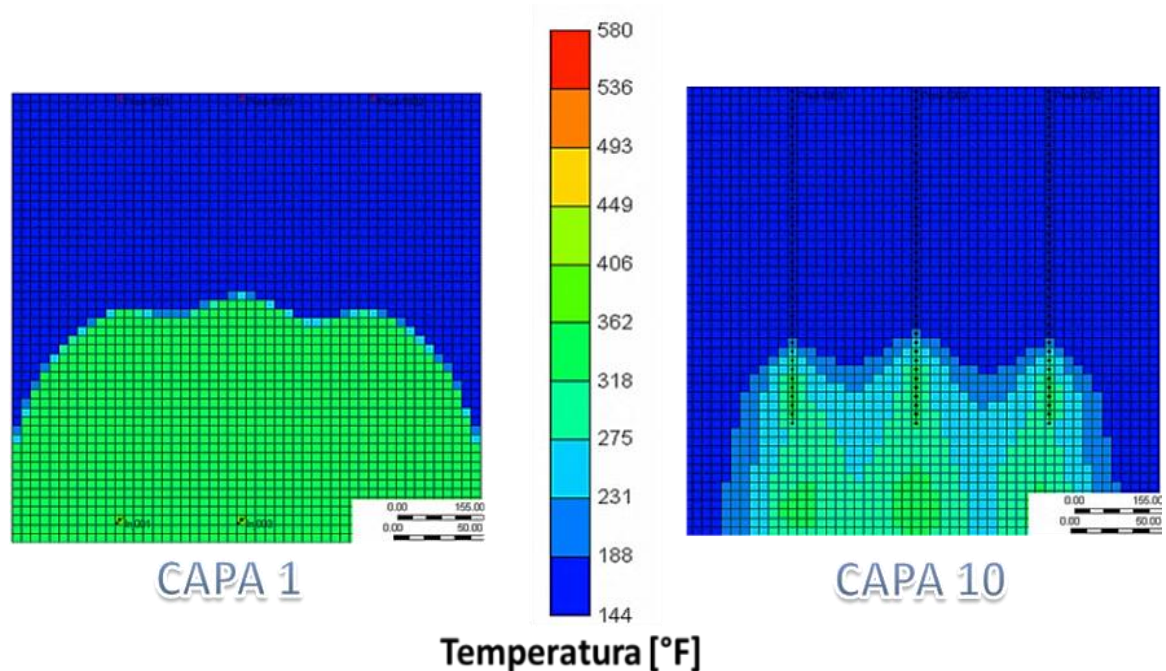
Fuente. Computer Modelling Group, (CMG), Steam, Thermal and advanced Processes Reservoir Simulator, STARS.

•Desarrollo del frente de vapor

Uno de los aspectos importantes a evaluar es el desarrollo y avance del frente de vapor, porque con esto se puede ver la parte del yacimiento que ha de ser

contactada. El avance que éste tiene, se muestra desde una vista superior tanto para la capa 1 como para la capa 10 del modelo, usando isosuperficies de temperatura (Figura 60).

Figura 60. Vista Superior del desarrollo del frente de vapor para el modelo de 23 Acres con 3 pares de pozos

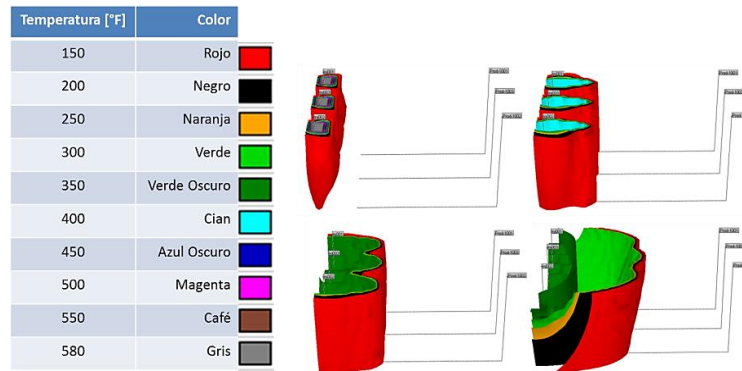


Fuente. Computer Modelling Group, (CMG), Steam, Thermal and advanced Processes Reservoir Simulator, STARS.

El frente tiene un avance uniforme hasta casi la mitad del modelo, como se aprecia en la capa 1; sin embargo, en la capa 10 su avance se ve limitado, alcanzando una distancia de 200 pies desde la punta del pozo horizontal. Esta diferencia indica que el vapor tiende a avanzar, preferencialmente, por la parte superior de la formación.

Con el fin de observar mejor la forma de dicho frente, se hace uso de isosuperficies de temperatura en 3 dimensiones, tal como se muestra en la Figura 61.

Figura 61. Desarrollo del frente de vapor para el modelo de 23 Acres con 3 pares de pozos



Fuente. Computer Modelling Group, (CMG), Steam, Thermal and advanced Processes Reservoir Simulator, STARS.

Al principio del proceso, el frente de vapor de cada pozo se desarrolla de forma individual, como para el mostrado en el modelo inicial; no obstante, después de un tiempo, las cámaras de vapor de cada uno interfieren entre ellas, creando un frente de vapor uniforme, corroborando que tiende a tener un avance preferencial por la parte superior de la arena, pero que aún difiere del esperado para un modelo Toe – to – Heel.

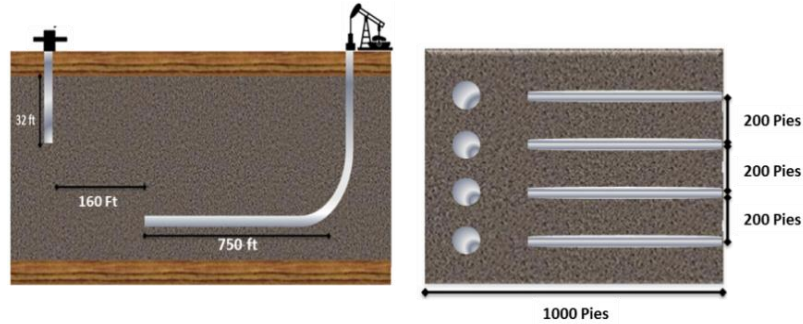
3.1.1.2 Esquema # 2: 4 pozos verticales inyectores 4 pozos horizontales productores

Con la intención de evaluar el efecto de un par de pozos adicionales en el modelo de simulación, y con esto una menor distancia entre los mismos, se construye un modelo con 4 pares de pozos productores e inyectores.

La geometría de este esquema de explotación se puede observar en la Figura 62, donde al igual que para el esquema anterior, la distancia entre los pozos, productor e inyector, se ajustó de tal forma que, la formación pudiera recibir la cantidad de energía inyectada por cada pozo inyector, cuyo valor fue de 250

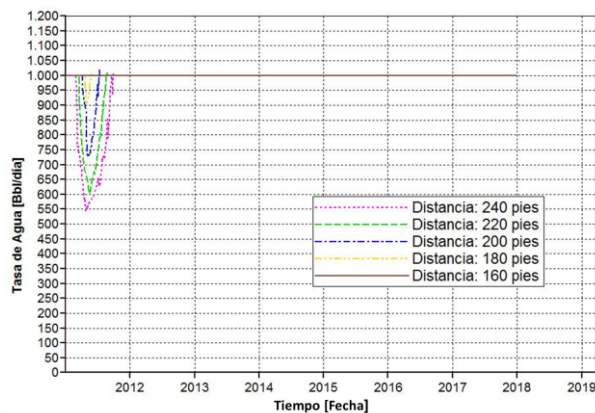
BWEPD, para tener un total de 1000 BWEPD, cantidad mayor a la del modelo base, dada la presencia de un pozo inyector adicional.

Figura 62. Geometría para el modelo de 23 Acres con 4 pares de pozos



Para ajustar la tasa de inyección, se procedió de igual forma que en el modelo anterior, mediante una sensibilidad a la distancia entre los pozos, donde los resultados se muestran en Figura 63. De acuerdo a éstos, la distancia de 160 pies se escogió como la configuración en la cual, la formación recibe toda la cantidad de energía inyectada de una forma constante. La distancia de 180 pies no se seleccionó dado que, la variación que presenta en su curva, muestra que deja de inyectar, por ese periodo de tiempo, un total de 100 BWEPD, lo que podría afectar los resultados finales.

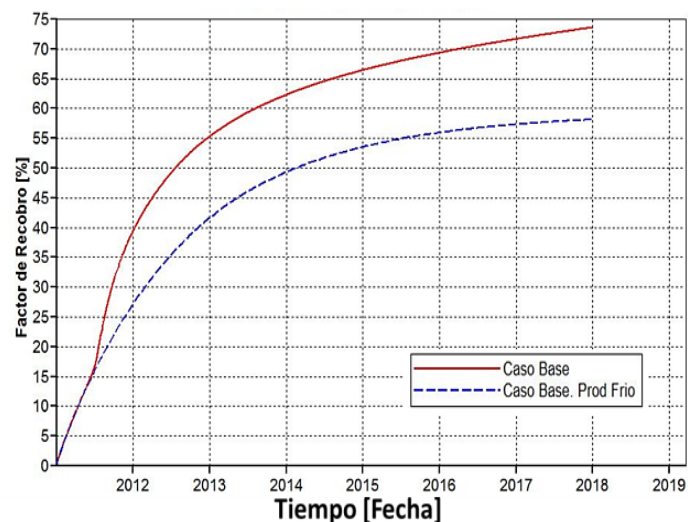
Figura 63. Comportamiento de la tasa de inyección para el modelo de 23 Acres con 4 pares de pozos



Fuente. Computer Modelling Group, (CMG), Steam, Thermal and advanced Processes Reservoir Simulator, STARS.

Evaluando el desempeño del proceso, se observa que la diferencia en factor de recobro (Figura 64) entre un posible proceso de producción en frío, con el valor registrado con inyección de vapor, no difiere en gran medida, lo que sugiere que la presencia de un cuarto pozo horizontal, contribuye significativamente a la producción de hidrocarburos en frío, más que con la de un cuarto pozo inyector para el desempeño del proceso térmico.

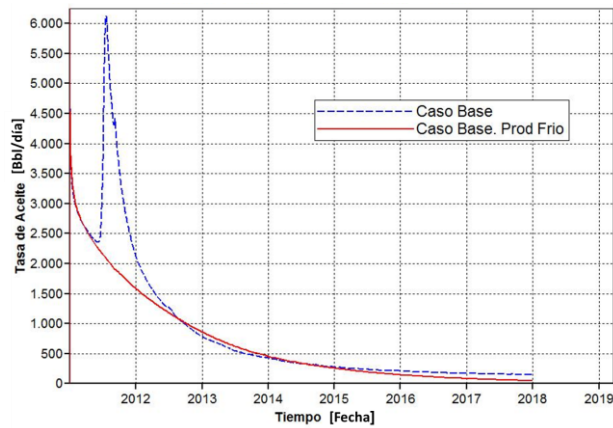
Figura 64. Comportamiento de la curva de factor de recobro para el modelo de 23 acres con 4 pares de pozos



Fuente. Computer Modelling Group, (CMG), Steam, Thermal and advanced Processes Reservoir Simulator, STARS.

Para sustentar el hecho que los pozos horizontales representan una mejor producción en frío, se puede ver en el comportamiento de la curva de producción de aceite (Figura 65). A un tiempo menor a 3 años, que fue el observado para el modelo con 3 pares de pozos, se obtiene la intersección de las curvas de producción de aceite para la explotación con y sin inyección de vapor.

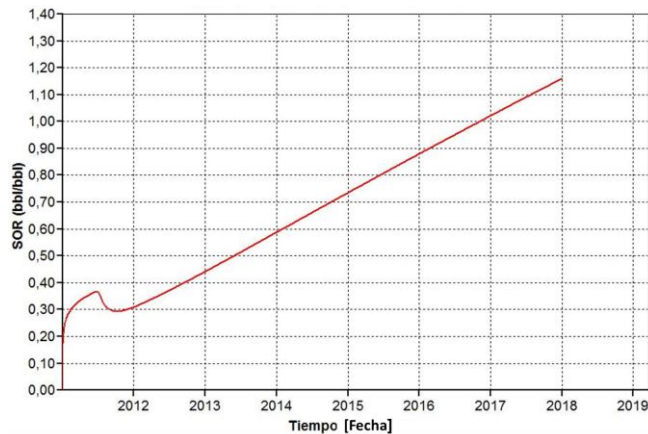
Figura 65. Comportamiento de la curva de factor de recobro para el modelo de 23 Acres con 4 pares de pozos



Fuente. Computer Modelling Group, (CMG), Steam, Thermal and advanced Processes Reservoir Simulator, STARS.

La presencia del pozo vertical inyector adicional se ve reflejado en el aumento en el valor obtenido para la Relación Vapor – Aceite Acumulado (Figura 66), dado que se está inyectando una mayor cantidad de vapor; para este caso, corresponde a 1.15, comparado con el modelo con 3 pares de pozos, donde el valor de la relación era menor a 1, haciendo que fuera un proceso atractivo para una posible evaluación financiera.

Figura 66. Comportamiento de la Relación Vapor – Aceite Acumulado para el modelo de 23 Acres con 4 pares de pozos

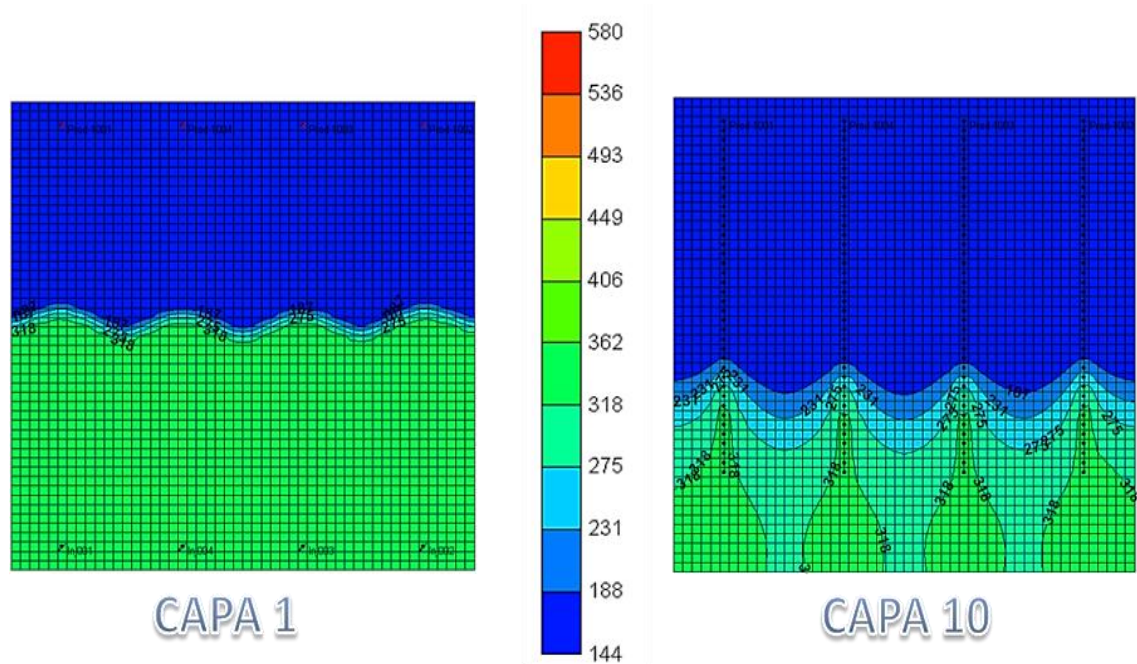


Fuente. Computer Modelling Group, (CMG), Steam, Thermal and advanced Processes Reservoir Simulator, STARS.

•Desarrollo del frente de vapor

Para observar el avance del frente, también se usan isosuperficies de temperatura con una vista superior, tanto para la capa 1 como para la capa 10 (Figura 67).

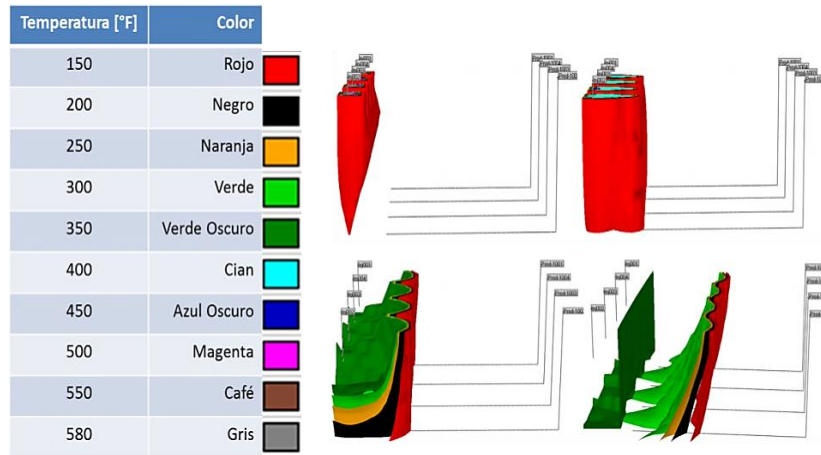
Figura 67. Vista superior del avance del frente de vapor para el modelo de 23 Acres con 4 pares de pozos



Fuente. Computer Modelling Group, (CMG), Steam, Thermal and advanced Processes Reservoir Simulator, STARS.

El frente que se puede observar es más uniforme y tiene un mayor avance que cuando se tenían sólo tres pares de pozos, indicando la influencia que tiene la disminución del espaciamiento entre los pozos junto con un aumento en el caudal de inyección. Sin embargo, la forma del frente de vapor se ve mejor como se muestra en la Figura 68, usando también isosuperficies de temperatura, pero con una vista en 3 dimensiones.

Figura 68. Desarrollo del frente de vapor para el modelo con 4 pares de pozos



Fuente. Computer Modelling Group, (CMG), Steam, Thermal and advanced Processes Reservoir Simulator, STARS.

El desarrollo del frente es el mismo que el mostrado para el modelo de 23 acres, no obstante es más uniforme y hay mayor preferencia del vapor para fluir por la parte superior del estrato. Con esto se puede confirmar que el aumento de la tasa de inyección, un pozo adicional y la reducción en el espaciamiento influyen en el desarrollo y la forma del frente de vapor.

3.1.2 Efecto de las heterogeneidades del yacimiento

Al igual que para el modelo inicial de 92 Acres, se planteó la evaluación del efecto de las heterogeneidades presentes en el yacimiento, dada la mayor cercanía de los pozos inyectores, y que después de un tiempo, las cámaras de vapor de cada uno hacen interferencia. Retomando las configuraciones planteadas para el modelo inicial se tiene lo siguiente:

- Heterogéneo 1

Los valores usados fueron, en su orden desde la capa 1 a la capa 10: 2000, 1900, 1800, 1300, 1200, 1100, 1000, 800, 700, 600 mD.

•Heterogéneo 2

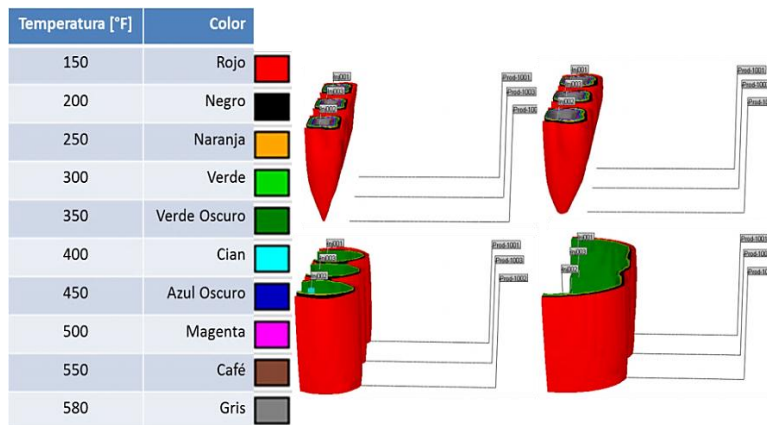
Los valores usados fueron, en su orden desde la capa 1 a la capa 10: 600, 700, 800, 1000, 1100, 1200, 1300, 1800, 1900, 2000 mD.

•Heterogéneo 3

Los valores usados fueron, en su orden desde la capa 1 a la capa 10: 2000 1600 900 1100 1400 1800 1500 1300 1900 1000 mD.

El desarrollo del frente de vapor para los tres casos fue similar; sin embargo, hay una marcada diferencia al inicio del proceso. Por tal motivo, se muestra el correspondiente para el modelo Heterogéneo 1 (Figura 69), ya que estas capas se encuentran en la parte superior, donde el vapor tendría que fluir, teóricamente, más fácil por esta parte de la formación.

Figura 69. Desarrollo del frente de vapor para el caso Heterogéneo 1 del modelo de 23 Acres con 3 pares de pozos



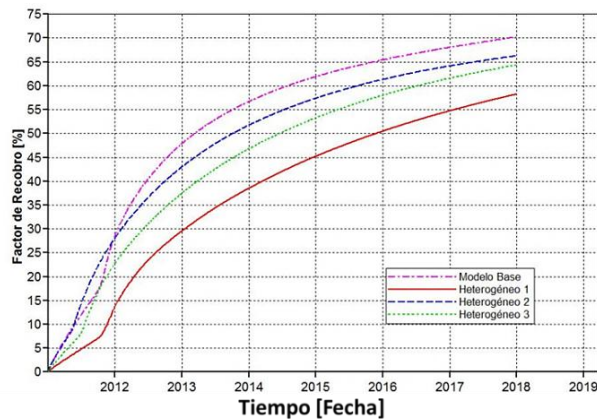
Fuente. Computer Modelling Group, (CMG), Steam, Thermal and advanced Processes Reservoir Simulator, STARS.

El proceso se desarrolla según lo esperado, con vapor haciendo overriding, pero una vez se alcanza el pozo horizontal, desaparece este fenómeno, haciendo que se tenga, nuevamente, una forma cilíndrica en los frentes de vapor, y a medida que avanza, se evidencia la interferencia de cada uno de éstos, creando un frente

más estable e uniforme, empero no se observa un mayor avance por la parte superior, como lo era para el modelo homogéneo.

El modelo Heterogéneo 1 presenta un menor factor de recobro final, de acuerdo al comportamiento de este factor para los tres casos, que se encuentra en la Figura 70; esto se debe a que las capas de mayor permeabilidad se encuentran en la parte superior, lo que restringe el movimiento del fluido por la parte inferior donde se encuentra ubicado el pozo productor. De esta forma, el desempeño es mejor para el caso Heterogéneo 2, sin superar el del caso base, el cual es homogéneo. El caso Heterogéneo 3, dado la distribución aleatoria de las permeabilidades presenta un factor de recobro que se encuentra entre el rango de los casos 1 y 2.

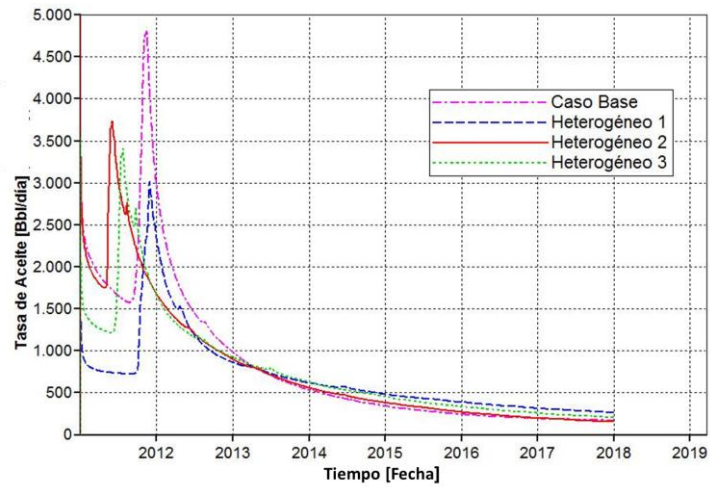
Figura 70. Comportamiento del factor de recobro en función de las heterogeneidades del yacimiento para el modelo de 23 Acres con 4 pares de pozos



Fuente. Computer Modelling Group, (CMG), Steam, Thermal and advanced Processes Reservoir Simulator, STARS.

En cuanto a la tasa de producción de aceite (Figura 71), la influencia de la distribución de permeabilidad se notará en el hecho que, se acelera o se retrasa el momento en el cual el frente de vapor condensado llega al pozo productor, y con éste, el aumento en producción. El modelo Heterogéneo 1 le tomará más tiempo tener el aumento de producción, dada la distribución de permeabilidades, mientras que el heterogéneo 2, mostrará el incremento a un menor tiempo, incluso más rápido que para el caso base.

Figura 71. Comportamiento de la tasa de producción de aceite en función de las heterogeneidades del yacimiento para el modelo de 23 Acres con 4 pares de pozos



Fuente. Computer Modelling Group, (CMG), Steam, Thermal and advanced Processes Reservoir Simulator, STARS.

3.1.3 Efecto de la relación entre la permeabilidad horizontal y vertical, K_v/K_h

De acuerdo a los resultados obtenidos se puede concluir que, el efecto de las heterogeneidades es el mismo para los modelos de 23 y 92 Acres; por eso también, se decidió evaluar el efecto de la variación de la relación entre la permeabilidad horizontal y vertical, mediante dos casos cuyos valores fueron 0.7 y 0.1.

- Relación K_v/K_h 0.7

El valor de la permeabilidad horizontal se mantuvo constante para todas las capas en 2000 mD y el de las permeabilidades verticales de 1400 mD.

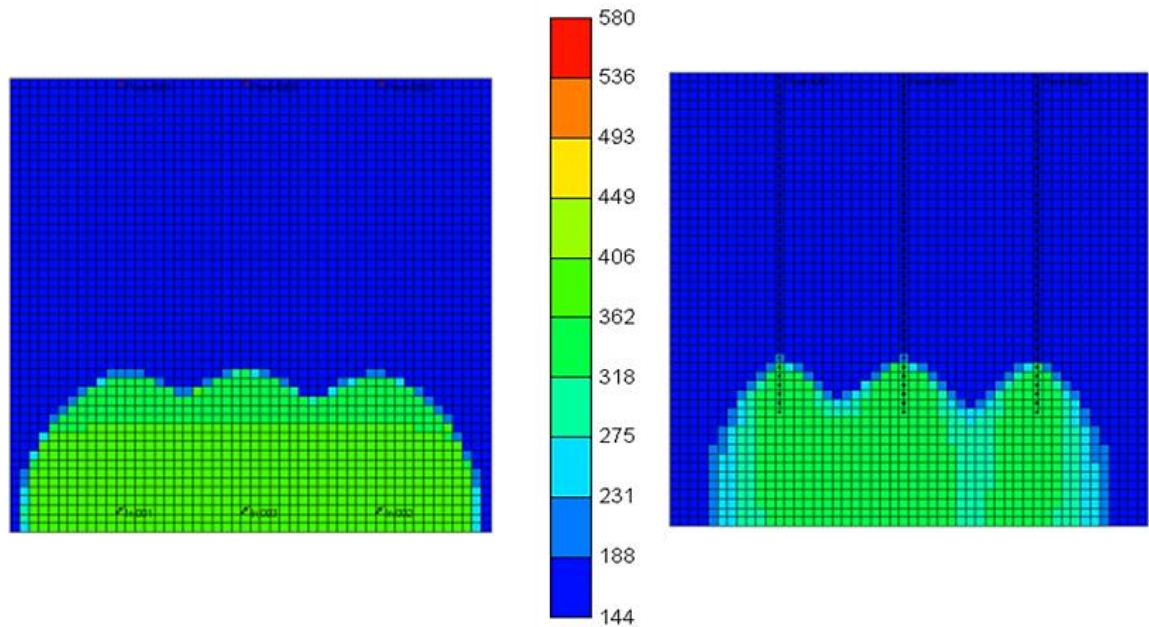
- Relación K_v/K_h 0.10

El valor de la permeabilidad relativa se mantuvo constante para todas las capas en 2000 md y el de las permeabilidades verticales de 200 mD.

El avance del frente de vapor, cuando la relación entre las permeabilidades es menor, tiende a ser horizontal y se espera que, dada la facilidad de flujo en esta

dirección, pueda hacer overriding. Para poder comprobar si sucede este fenómeno, se observó el avance del frente de vapor desde una vista superior (Figura 72), y por medio de isosuperficies de temperatura en una vista 3D, que permiten visualizar mejor la forma del frente formado (Figura 73).

Figura 72. Vista superior del avance del frente de vapor para el modelo de 23 Acres con 3 pares de pozos, Kv/Kh=0,1

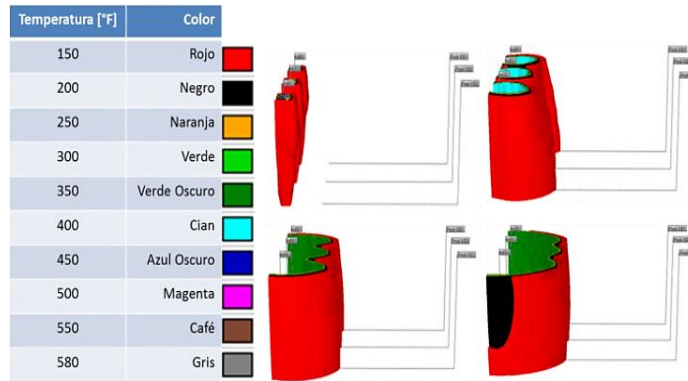


Fuente. Computer Modelling Group, (CMG), Steam, Thermal and advanced Processes Reservoir Simulator, STARS.

Desde una vista superior, se puede notar que el frente tiene un menor avance en dirección horizontal, comparando con el visto en el modelo base de 23 acres, tanto en la capa 1 como en la capa 10.

La forma que toma el frente de vapor es particular al inicio del proceso, porque existe canalización del vapor a través del pozo horizontal (Figura 74) dado que hay un mayor avance en la parte inferior.

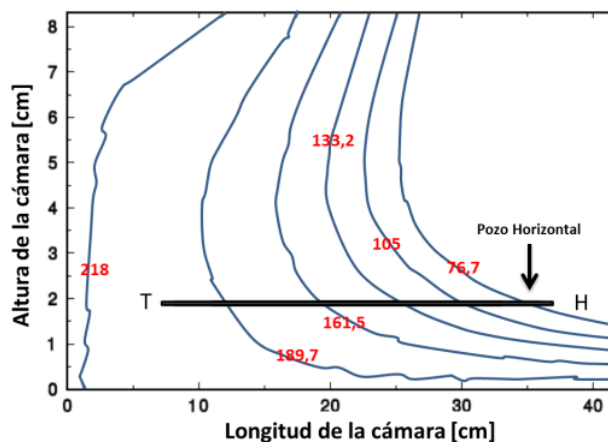
Figura 73. Desarrollo del frente de vapor para el modelo de 23 Acres con 3 pares de pozos, Kv/Kh=0,1



Fuente. Computer Modelling Group, (CMG), Steam, Thermal and advanced Processes Reservoir Simulator, STARS.

Una vez las cámaras de vapor hacen interferencia, el frente toma su forma particular, desapareciendo el fenómeno de canalización. Éste puede presentarse debido a que, una vez el vapor alcanza la punta del pozo horizontal, se crea un camino preferencial de flujo y, dadas las condiciones de permeabilidad horizontal y vertical, será más fácil fluir en dirección del pozo, donde además existe una caída de presión adicional, que todo junto contribuye a este hecho.

Figura 74. Canalización del vapor a través del pozo horizontal en pruebas de laboratorio de Toe To Heel Steam Flooding

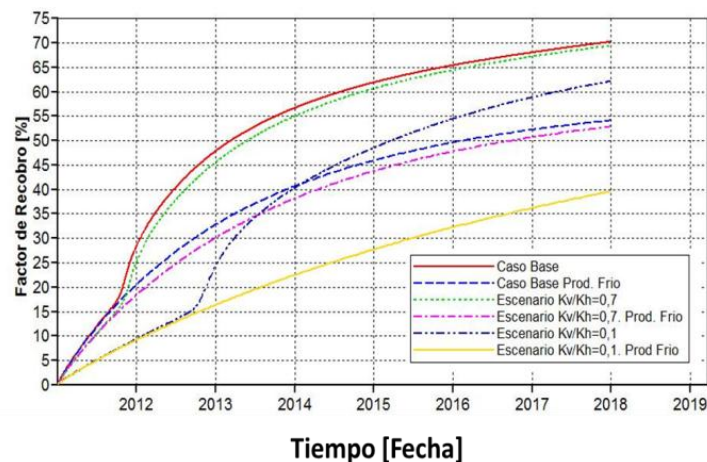


Fuente. Modificado de TURTA, T.A.; SINGHAL, A.K.; GREAVEZ, M.; XIA, T.X.; IVORY, J.; GOLDMAN, J. Preliminary Consideration on Application of Steamflooding in a Toe-To-Heel Configuration. Paper PETSOC-2008-013. 2008.

Al igual que, para el caso de la variación de las permeabilidades, el efecto que tienen el cambiar la relación de permeabilidades se ve antes que el frente de vapor irrumpa en el pozo horizontal, pero en este caso, a medida que la relación tiene un valor más bajo, se evidencia una mayor canalización del vapor a través del pozo horizontal.

Para evaluar el desempeño bajo los diferentes valores de la relación K_v/K_h , se hace con base a la curva de factor de recobro (Figura 75). A medida que se disminuye el valor de la relación de permeabilidades, el factor de recobro es menor, puesto que el movimiento del crudo, en dirección vertical, estará limitado. También se puede observar que, la diferencia entre la producción en frío, y bajo el efecto térmico, se hace mayor a medida que la relación es menor. Por ejemplo, con una relación de uno, la diferencia es de aproximadamente 15%, mientras que para el escenario de un valor de 0,1, esta diferencia aumenta a un 22%.

Figura 75. Comportamiento del factor de recobro en función de la relación K_v/K_h

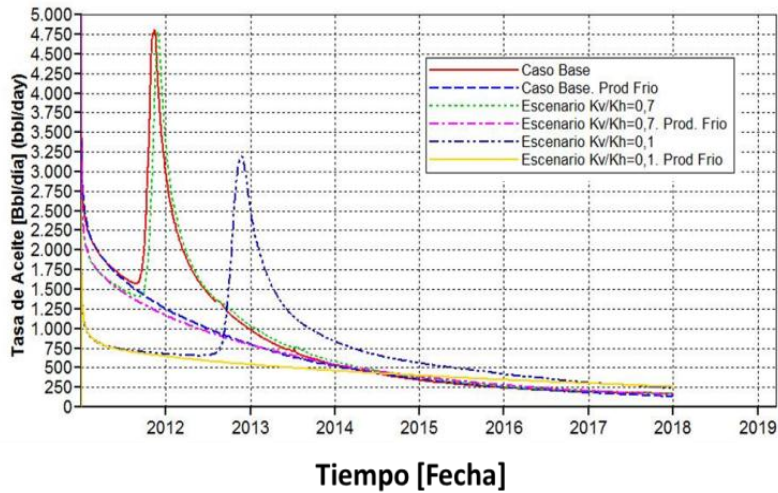


Fuente. Computer Modelling Group, (CMG), Steam, Thermal and advanced Processes Reservoir Simulator, STARS.

En cuanto al comportamiento de la tasa de producción de aceite (Figura 76), la respuesta en aumento de producción tomará más tiempo para una relación de

permeabilidades más baja, la cual irá acompañada de cantidades de fluidos producidos menores.

Figura 76. Comportamiento de la producción de aceite en función de la relación Kv/Kh



Fuente. Computer Modelling Group, (CMG), Steam, Thermal and advanced Processes Reservoir Simulator, STARS.

Finalmente, la Tabla 17 resume los factores de recobro final obtenido para todos los escenarios simulados.

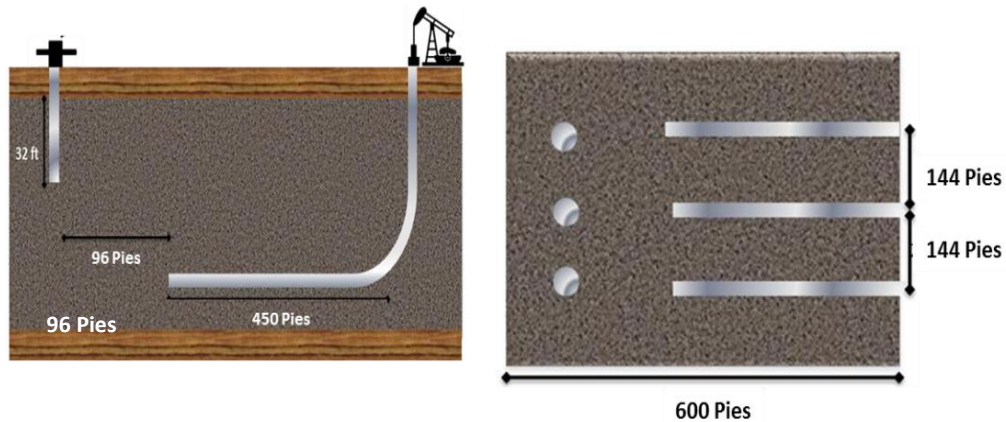
Tabla 17. Comparación de los factores de recobro obtenidos para los escenarios heterogéneos y con variación de la relación Kv/Kh

CASO	FACTOR DE RECOBRO [%]
THSF 23 Acres	70,2
THSF 23 Acres Frio	40
THSF 23 Acres Heterogéneo 1	58,2
THSF 23 Acres Heterogéneo 2	66,3
THSF 23 Acres Heterogéneo 2	64,3
THSF 23 Acres Kv/Kh=0,7	69,4
THSF 23 Acres Kv/Kh=0,1	62,2

3.2 MODELO DE SIMULACIÓN DE OCHO ACRES

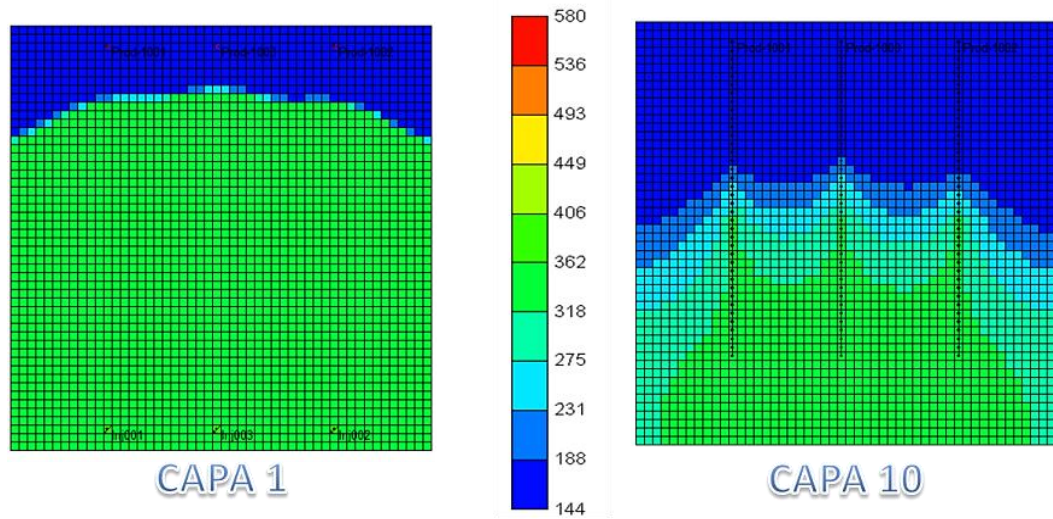
Con la intención de evaluar el desempeño de un proceso de inyección de vapor en un configuración Toe -to - Heel con poco espaciamiento entre los pozos, se planteó un modelo con un área de ocho Acres ($600 \times 600 \text{ pies}^2$), cuya geometría se puede observar en la Figura 77, donde, al igual que los modelos anteriores, la distancia entre los pozos, inyector y productor, se ajustó de tal forma que, la formación pudiera recibir la misma cantidad de energía inyectada que para el modelo base.

Figura 77. Geometría para el modelo de 8 Acres



A pesar que el frente de vapor contacta casi todo el modelo, como se puede evidenciar en la Figura 78, visto en la capa 1, el desempeño obtenido no fue el mejor para la implementación del proceso de inyección de vapor. Sin embargo, no se descarta el hecho que, bajo una geometría diferente, el proceso pueda tener un resultado más favorable.

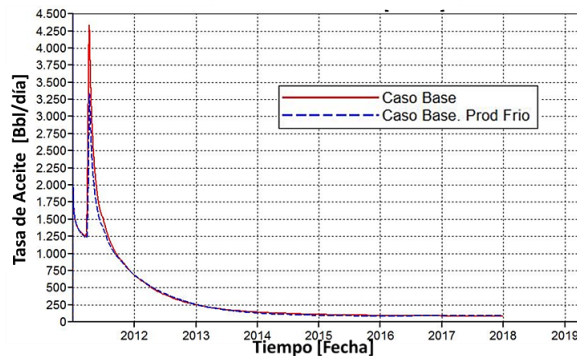
Figura 78. Vista superior del avance del frente de vapor para el modelo de 8 Acres.



Fuente. Computer Modelling Group, (CMG), Steam, Thermal and advanced Processes Reservoir Simulator, STARS.

Observando la curva de producción, mostrada en la Figura 79, se tiene que la producción en frío casi iguala a la curva obtenida con inyección de vapor, lo que indica que, aun sigue siendo técnicamente viable la aplicación de este proceso, en con espaciamientos tan pequeños entre los pozos, empero una evaluación financiera podría ser desfavorable dado que el incremento en producción no es tan significativo.

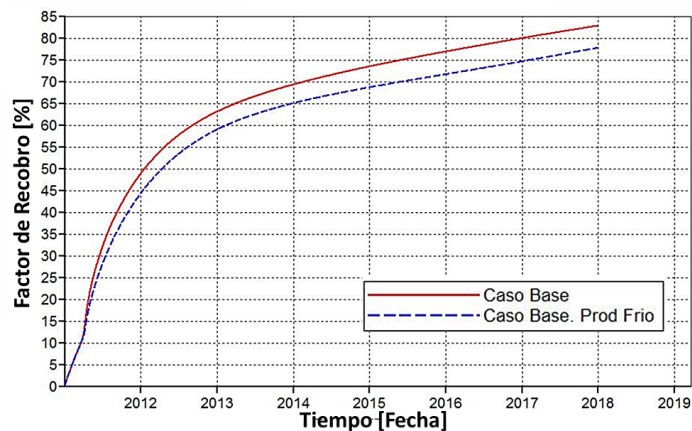
Figura 79. Comportamiento de la tasa de producción de aceite para el modelo de 8 Acres



Fuente. Computer Modelling Group, (CMG), Steam, Thermal and advanced Processes Reservoir Simulator, STARS.

Para corroborar que el aumento en producción no representa una cantidad significativa, se observa la diferencia en factor de recobro (Figura 80) que para una posible producción en frío comparado con la inyección de vapor es de tan sólo 5% en promedio a lo largo del proyecto.

Figura 80. Comportamiento del factor de recobro para el modelo de 8 Acres



Fuente. Computer Modelling Group, (CMG), Steam, Thermal and advanced Processes Reservoir Simulator, STARS.

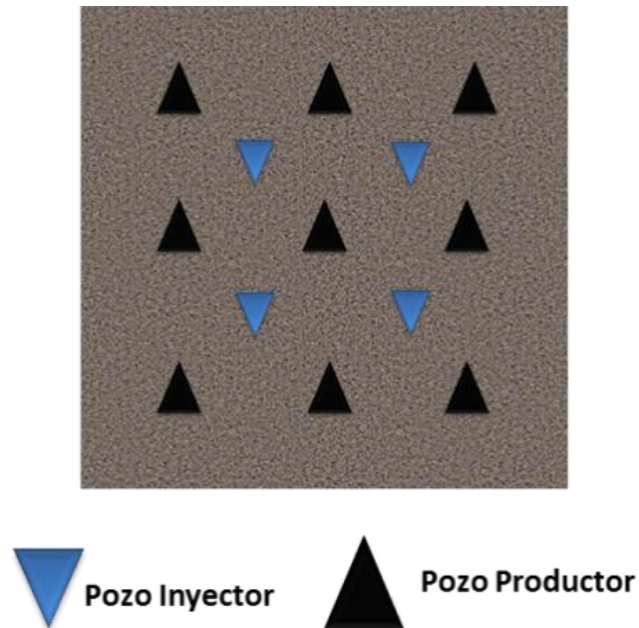
De lo anterior se concluye que, bajo las condiciones planteadas en el modelo, donde se tiene un crudo móvil, la producción por los pozos horizontales tiende a dominar el proceso, y es mayor su efecto cuando la separación entre los pozos es menor como lo visto para el caso inmediatamente anterior.

3.3 COMPARACIÓN CON TÉCNICAS CONVENCIONALES

Cuando se está trabajando con una técnica que aún se encuentra en fase de estudio y no se ha implementado en campo, como lo es la inyección de vapor en una configuración Toe – to – Heel, es necesario realizar la comparación con las técnicas convencionales, como en este caso usando pozos verticales, para evaluar la factibilidad técnica para su implementación.

Para el desarrollo de la implementación de Toe – to – Heel se trabajaron dos modelos con diferente área, así mismo se realizó para un esquema de explotación usando pozos verticales. La configuración planteada para este último se encuentra en la Figura 81

Figura 81. Esquema de explotación para inyección de vapor convencional usando pozos verticales



3.3.1 Modelo de 92 Acres

El esquema de explotación planteado consiste en cuatro patrones de cinco puntos invertido, donde se simula un proceso de inyección continua y un proceso de inyección cíclica previo a una inyección continua.

- Inyección Continua de Vapor

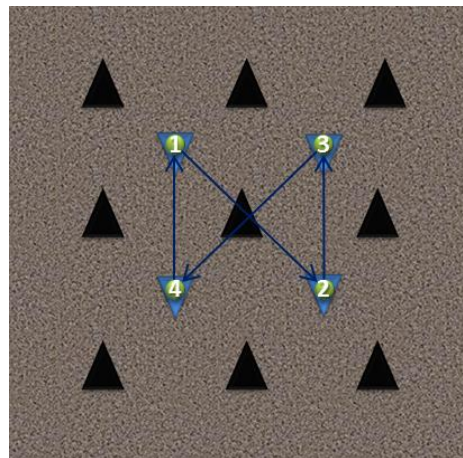
Para la inyección continua, se hacen dos escenarios: el primero, para una tasa de inyección equivalente al modelo Toe – to - Heel; el segundo, a la máxima tasa que pudo ser aceptada, según los resultados del simulador.

De esta forma, el modelo de inyección de vapor a tasa equivalente corresponde a inyectar un total de 750 BWEPD a través de los 4 pozos inyectoros y, el modelo de inyección a tasa alta, corresponde a la inyección de un total de 1900 BWEPD.

- Inyección cíclica de vapor previa a la inyección continua

Para este caso, durante el proceso de inyección cíclica, se inyecta a una tasa de 1000 BWEPD por pozo inyector, que corresponde a la máxima que puede ser recibida por el yacimiento. La forma como se inyecta se muestra en la Figura 82, donde se implementan dos ciclo de estimulación.

Figura 82. Esquema Inyección cíclica previa a la inyección continua.



Los tiempos para cada ciclo se encuentran en la Tabla 18. Los dos ciclos de estimulación previa a la inyección continua fueron sugeridos por los directores del proyecto.

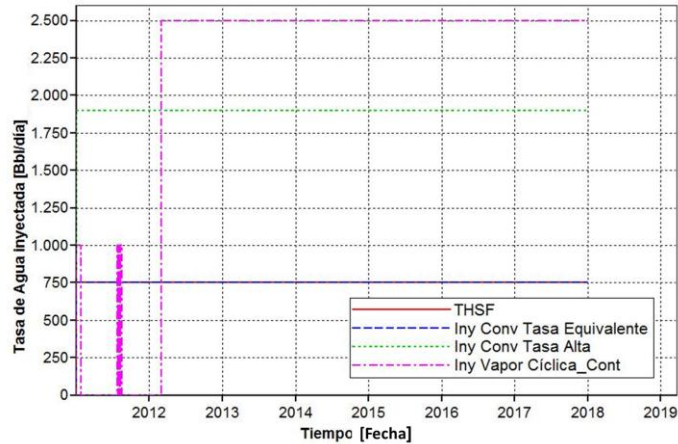
Tabla 18. Tiempos usados para la inyección cíclica previa a la inyección continua

Tiempo de Inyección	Tiempo de Remojo	Tiempo de Producción
6 días	2 días	195 días

Fuente. GARCÍA ECHEVERRI, Yolet Andrea, y ZAFRA URREA, Tatiana Yiceth. Factibilidad de implementar un proceso de inyección cíclica de vapor en un campo colombiano mediante simulación numérica. Bucaramanga 2010. 116 p. Trabajo de grado (Ingeniero de petróleos). Universidad Industrial de Santander.

El comportamiento de las tasas de inyección tanto para los modelos de inyección continua, como para el de inyección cíclica, previa a la inyección continua, se encuentra ilustrado en la Figura 83.

Figura 83. Comportamiento de la tasa de inyección para los diferentes modelos de inyección de vapor convencional. Modelo de 92 Acres



Fuente. Computer Modelling Group, (CMG), Steam, Thermal and advanced Processes Reservoir Simulator, STARS.

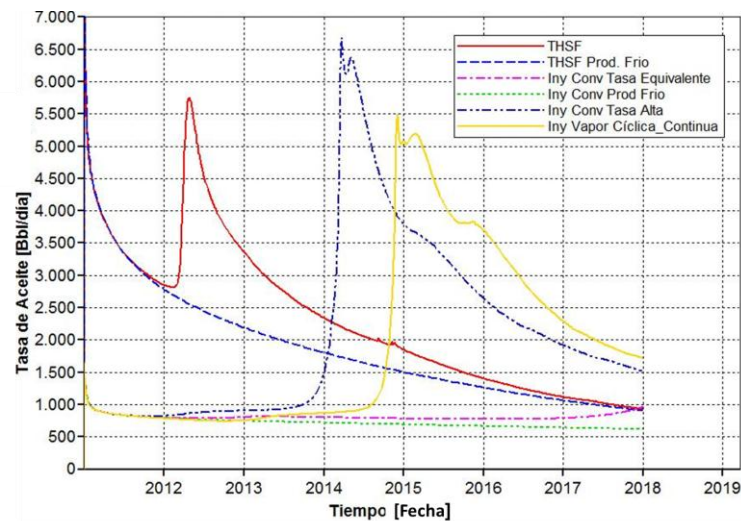
3.3.1.1 Análisis de Resultados

La comparación del desempeño de las técnicas Toe – to Heel y convencionales son hechas con base al factor de recobro, la tasa de producción de aceite y la relación Vapor – Aceite Acumulada.

De acuerdo al comportamiento de la tasa de producción de aceite (Figura 84) se puede observar que la técnica de inyección de vapor con Toe – to – Heel tiene una respuesta más rápida en cuanto al incremento de producción. Ésta, se presenta al cabo de un año de haber comenzado el proceso. En el proceso convencional, cuando se está inyectando a una tasa equivalente, no hay una respuesta significativa por parte del yacimiento, tanto que las tasas son similares a como si estuviera produciendo en frío; sin embargo, cuando la tasa aumenta a la máxima permitida, al cabo de tres años del proceso, hay un aumento considerable en

producción de hidrocarburos, producto de la llegada del frente de vapor condensado al pozo. Este comportamiento es similar al modelo de inyección cíclica previa a la inyección continua, sin embargo, a este último, le toma un poco más tiempo tener una respuesta en aumento de producción, aunque al principio, tiene pequeños incrementos producto de la estimulación.

Figura 84. Comportamiento de la tasa de producción de aceite para la comparación entre Toe to Heel y técnicas convencionales. Modelo 92 Acres



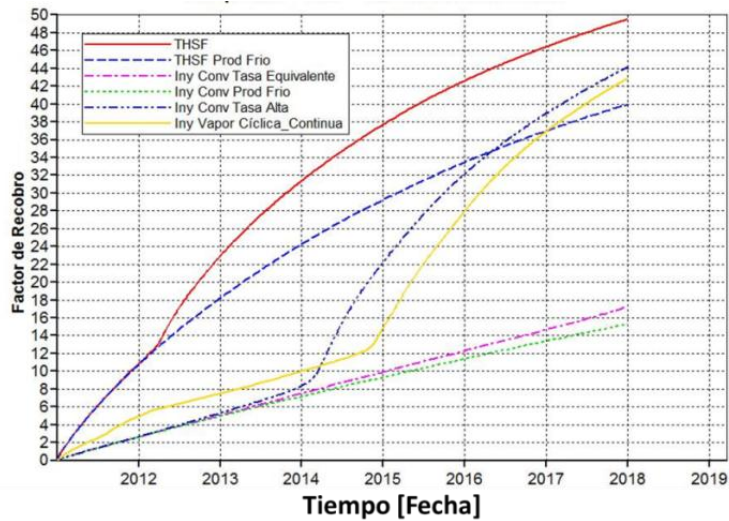
Fuente. Computer Modelling Group, (CMG), Steam, Thermal and advanced Processes Reservoir Simulator, STARS.

A pesar que el incremento en producción de las técnicas convencionales es significativo, el proceso Toe to Heel tiene un mayor factor de recobro final. La ventaja de tener esta configuración radica en el hecho que se tiene una mayor cantidad de crudo al poco tiempo de iniciado el proceso.

Lo anterior representa una gran ventaja frente a las técnicas convencionales, porque en estas últimas el vapor tiene que recorrer una mayor distancia para poder hacer el barrido del yacimiento y tener el incremento en la curva de factor de recobro.

Sin embargo, el factor de recobro obtenido usando sólo pozos horizontales tiene un valor significativamente alto, comparado con el de las técnicas convencionales, haciéndolo atractivo para su implementación y la inversión podría ser menor, dado que no se está inyectando fluido alguno (Figura 85).

Figura 85. Comportamiento del factor de recobro para la comparación entre Toe to Heel y técnicas convencionales. Modelo 92 Acres

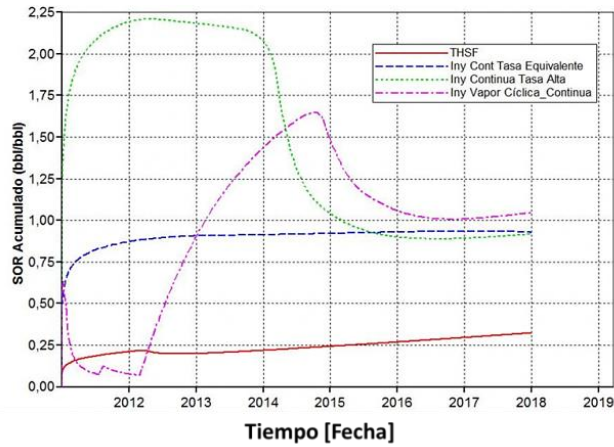


Fuente. Computer Modelling Group, (CMG), Steam, Thermal and advanced Processes Reservoir Simulator, STARS.

Llegado el caso de implementar un proceso de inyección de vapor, es preferible usar la configuración Toe to Heel dado que, la relación Aceite Vapor Acumulado (Figura 86) se mantiene muy por debajo de las técnicas convencionales, lo que indica que se necesitará menos cantidad de vapor para producir la misma cantidad de fluidos.

Si se observa la inyección convencional a tasa equivalente, con la técnica Toe to Heel, esta última tiene un valor aproximado final de 0.32 contra un valor de 0.91, indicando que, bajo este escenario, se preferiría usar la primera; sin embargo, debe hacerse el respectivo análisis económico dado que el costo de perforar un pozo horizontal es mayor que el de un pozo vertical.

Figura 86. Comportamiento de la relación Vapor – Aceite Acumulado para la comparación entre Toe to Heel y técnicas convencionales. Modelo 92 Acres



Fuente. Computer Modelling Group, (CMG), Steam, Thermal and advanced Processes Reservoir Simulator, STARS.

En la Tabla 19, se resumen los valores de factor de recobro, Relación Aceite – Vapor Acumulado y tasa de inyección para cada modelo.

Tabla 19. Comparación de los modelos Toe to Heel con las técnicas convencionales. Modelo 92 Acres

CASO	FACTOR DE RECOBRO [%]	SOR [BWE/STB]	TASA DE AGUA EQUIVALENTE INYECTADA [BWE/PD]
THSF 92 Acres	49,5	0,32	750
THSF –92 Acres Frio	40	-	-
CONVENCIONAL 92 Acres Frio	15,3	-	-
CONVENCIONAL 92 Acres Tasa Equivalente	17,1	0,91	750
CONVENCIONAL 92 Acres Tasa Alta	44,1	0,91	1900
CONVENCIONAL 92 Acres CSS - Continua	42,9	1,04	1000 - 2500

De acuerdo a los datos anteriores, el mejor desempeño lo tiene la producción en frío usando pozos horizontales, aunque la inyección de vapor Toe to Heel tenga mayor factor de recobro, en este no se está generando costo por inyección y se obtiene un desempeño similar.

Para éste caso, donde la separación entre los pozos es bastante, la implementación de Toe to Heel es viable técnicamente; sin embargo, podría no representar una utilidad neta significativa.

3.3.2 Modelo de 23 Acres

El esquema de explotación planteado es el mismo que para el modelo de 92 Acres; la diferencia radica en que los pozos ahora estarán más cercanos por las dimensiones del modelo a trabajar. De la misma forma, se simula un proceso de inyección continua y un proceso de inyección cíclica previo a una inyección continua.

- Inyección Continua de Vapor

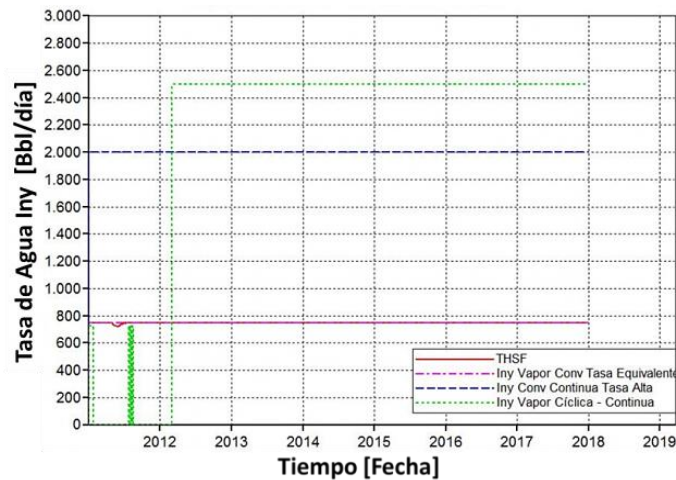
También se crean los mismos escenarios que para el modelo anterior, cambiando únicamente las tasas de inyección. De esta forma, el modelo de inyección de vapor a tasa equivalente corresponde a inyectar un total de 750 BWE PD a través de los 4 pozos inyectoros y, el modelo de inyección a tasa alta, corresponde a la inyección de un total de 2000 BWE PD.

- Inyección cíclica de vapor previa a la inyección continúa

Para este caso, durante el proceso de inyección cíclica, se inyecta a una tasa de 725 BWE PD por pozo inyector, que corresponde a la máxima que puede ser recibida por el yacimiento. La forma como se inyecta se mantiene igual que para el modelo anterior (Figura 82), también con dos ciclos de estimulación y los mismos tiempos (Tabla 18).

Las tasas de inyección mencionadas anteriormente para los modelos se muestran en la Figura 87.

Figura 87. Comportamiento de la tasa de inyección para los diferentes modelos de inyección de vapor convencional. Modelo de 23 Acres



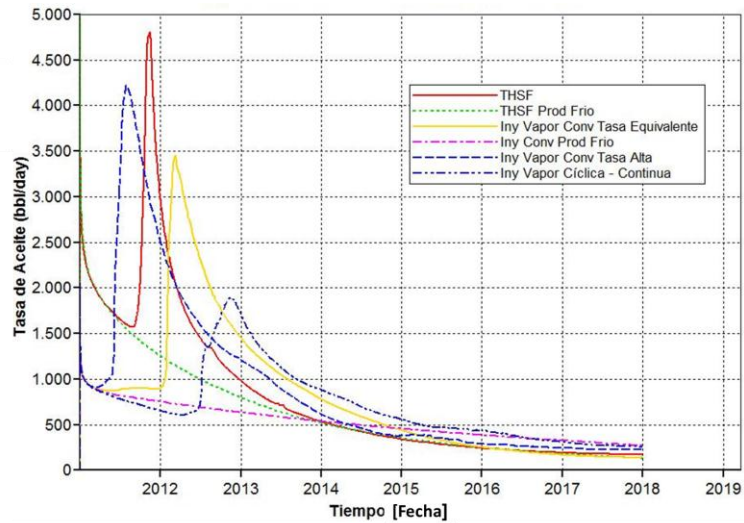
Fuente. Computer Modelling Group, (CMG), Steam, Thermal and advanced Processes Reservoir Simulator, STARS.

3.3.2.1 Análisis de Resultados

El desempeño del proceso Toe to Heel muestra las mayores tasas de producción al inicio del proceso, como es de esperarse para un proceso de este tipo y, con tasa muy bajas al final; sin embargo, como los pozos están más cerca, la inyección de vapor convencional tiene un buen desempeño tanto para la inyección a la misma tasa y a una más alta.

Como se puede evidenciar en la Figura 88, la inyección convencional a una tasa alta, tiene una respuesta en producción más rápida que la obtenida para el proceso Toe to Heel. Además, la obtenida a una tasa de inyección equivalente también tiene una respuesta a un corto tiempo de haber iniciado el proceso, lo que muestra la influencia del espaciamiento en el desarrollo del proceso.

Figura 88. Comportamiento de la tasa de producción de aceite para la comparación entre Toe to Heel y técnicas convencionales. Modelo 23 Acres



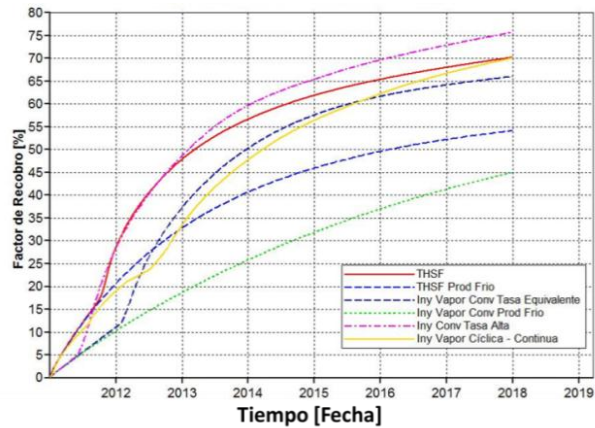
Fuente. Computer Modelling Group, (CMG), Steam, Thermal and advanced Processes Reservoir Simulator, STARS.

Observando el comportamiento del factor de recobro, en la Figura 89, se tiene que inyectar vapor mediante pozos verticales, a una mayor tasa, resulta en un proceso con mayor factor de recobro; cuando se implementa un proceso de inyección cíclica, previa a la inyección continúa se obtiene prácticamente el mismo factor de recobro que el de Toe – to – Heel.

Lo importante para destacar es que, la alternativa de inyectar vapor a la misma tasa bajo un esquema usando pozos verticales, resulta en un desempeño bueno puesto que la diferencia entre su factor de recobro y el obtenido con Toe – to Heel es de tan sólo 5%

Por otro lado, de gran protagonismo, está el hecho de producir en frío, que representa una alternativa llamativa para su implementación.

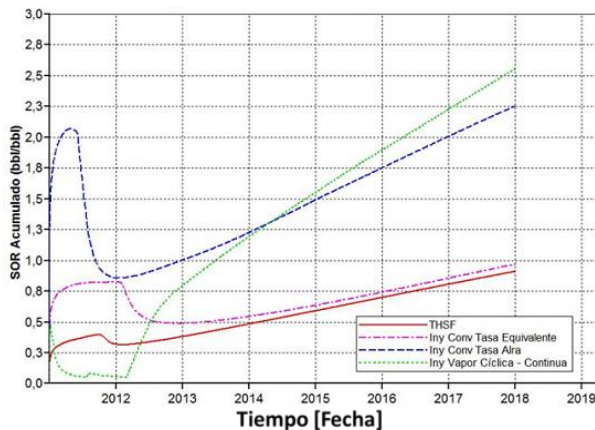
Figura 89. Comportamiento del factor de recobro para la comparación entre Toe to Heel y técnicas convencionales. Modelo 23 Acres



Fuente. Computer Modelling Group, (CMG), Steam, Thermal and advanced Processes Reservoir Simulator, STARS.

En cuanto a la relación Vapor – Aceite Acumulado (Figura 90), los procesos de inyección de vapor en Toe to Heel y el convencional a tasa equivalente, presentan los valores más bajos, y van de la mano con buen comportamiento en el desempeño con la cantidad de fluidos recuperados. Bajo estas condiciones, y con una evaluación financiera, es posible conocer que esquema de explotación sería más conveniente.

Figura 90. Comportamiento de la relación Vapor – Aceite Acumulado para la comparación entre Toe to Heel y técnicas convencionales. Modelo 23 Acres



Fuente. Computer Modelling Group, (CMG), Steam, Thermal and advanced Processes Reservoir Simulator, STARS.

En la Tabla 20, se resumen los resultados obtenidos para los diferentes modelos simulados en función del factor de recobro, la Relación Vapor – Aceite acumulado y la tasa equivalente inyectada.

Tabla 20. Comparación de los modelos Toe to Heel con las técnicas convencionales. Modelo 23

CASO	FACTOR DE RECOBRO [%]	SOR [bbt/bbl]	TASA DE AGUA EQUIVALENTE INYECTADA [BWEPD]
THSF 23 Acres	70,2	0,91	750
THSF – Frio 23 Acres	54,1	-	-
CONVENCIONAL Frio 23 Acres	45	-	-
CONVENCIONAL 23 Acres Tasa Equivalente	66	0,97	750
CONVENCIONAL 23 Acres Tasa Alta	75,7	2,25	2000
CONVENCIONAL 23 Acres CSS – Continua	70	2,55	725 - 2500

De esta forma se concluye que, para este modelo, con un crudo de movilidad inicial alta la mejor opción para explotación sería mediante pozos horizontales, independientemente del área a explotar dado que los resultados en desempeño son similares. Para un área pequeña, podría considerarse el hecho de poder implementar un proceso de inyección de vapor ya sea bajo una configuración Toe – to – Heel o convencional, esto basado en los estudios de factibilidad financiera que se puedan hacer a los diferentes escenarios.

4. OPTIMIZACIÓN DE LOS PARÁMETROS INFLUYENTES EN EL DESEMPEÑO DE UN PROCESO DE INYECCIÓN DE VAPOR EN UNA CONFIGURACIÓN TOE TO HEEL

Optimizar es, según definición de la Real Academia Española, buscar la mejor manera de realizar una actividad. Ahora, trasladando esta definición al área de la ingeniería de petróleos, podría decirse que optimizar es la búsqueda del mejor plan de desarrollo de un campo, con el fin de obtener la mayor cantidad de hidrocarburos, que finalmente representan ingresos, al menor costo posible y bajo las mejores condiciones de operación. Para llevar a cabo la optimización es necesario saber cuál es la función objetivo, la cual puede ser de carácter cuantitativo como el factor de recobro, aceite producido acumulado y relación aceite – vapor. Sin embargo, a estas variables se les puede asignar un valor monetario, por lo que el proceso de optimización puede desarrollarse usando el valor presente neto (VPN) de una forma simplificada. Sin embargo, antes de realizar un proceso de optimización se considera bueno desarrollar un análisis de sensibilidad de las variables que influyen en el proceso y determinar aquellos con mayor relevancia.

4.1 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD ASISTIDO POR CMOST DE LOS PARÁMETROS OPERACIONALES Y DE YACIMIENTO EN UN PROCESO DE INYECCIÓN DE VAPOR EN UNA CONFIGURACIÓN TOE TO HEEL

Un análisis de sensibilidad permite cuantificar la influencia que tienen las diferentes variables presentes en un proceso con base en una función objetivo, que se define según los requerimientos del mismo. Estas funciones objetivos pueden ser factor de recobro, relación vapor – aceite, producción acumulada de agua, entre otras, las cuales determinarán la viabilidad técnica y/o financiera de un proyecto. Además, mediante la cuantificación de la influencia, se puede determinar las variables de mayor peso en los resultados y tomar decisiones al respecto.

Para evaluar técnicamente la aplicación de un proceso de inyección de vapor en una configuración Toe to Heel, se realizó un análisis de sensibilidad a los parámetros operacionales y de yacimiento, mediante la herramienta CMOST (Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool) de la compañía Computer Modelling Group (CMG).

4.1.1 CMOST (Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool)

CMOST es una herramienta que permite realizar ajuste histórico, optimizaciones, análisis de sensibilidad y evaluación de incertidumbre. También, puede usarse bajo cualquier situación donde se necesitan hacer múltiples corridas con la intención de, ya sea converger en la mejor solución a algún problema, u observar el efecto del cambio de alguna variable sobre la(s) otras(s).

CMOST está totalmente acoplado a simuladores de CMG (IMEX, GEM y STARS), permitiendo al ingeniero analizar de manera eficiente todos los regímenes de recuperación primaria, secundaria o mejorada, con el fin de maximizar el factor de recobro, las tasas de flujo o VPN (valor presente neto), minimizar el SOR, número de pozos, las tasas o presiones de inyección, y cualquier otro objetivo posible de optimización en un corto tiempo de ejecución.³³

La utilización de CMOST tiene una serie de ventajas³⁴:

- CMOST genera las corridas de simulación automáticamente a partir del modelo base y, posteriormente las realiza y analiza de acuerdo al rango de valores para los múltiples parámetros involucrados en el proceso.

³³ Tutorial: Computer Assisted History Matching Optimization and Uncertainty Assessment Tool (CMOST), versión 2009. (Página 2)

³⁴ Ibid

- CMOST aprende cuales valores producen los mejores resultados, permitiendo así la mayor reducción de corridas de simulación requeridas para encontrar la solución óptima. Esta es la técnica más rápida para un ajuste histórico acertado y una predicción fiable de la producción.
- CMOST aumenta la efectividad de cada ingeniero de yacimientos mediante la eliminación de la tediosa labor de generar casos individuales para cientos de escenarios, por lo que les permite centrarse en la interpretación y evaluación de los resultados.
- La potencia de CMOST radica en el diseño moderno y experimental de los algoritmos de optimización, que pueden variar los parámetros de forma simultánea para encontrar la solución óptima.
- CMOST ayuda a los ingenieros a crear modelos más precisos en mucho menos tiempo y, permite a los gerentes tener un mayor grado de confiabilidad en las predicciones.

4.1.2 Análisis de Sensibilidad en CMOST

Un análisis de sensibilidad se usa para determinar la variación general de los resultados de simulación bajo diferentes valores de los parámetros y, de esta forma, establecer cuales tienen la mayor influencia sobre el proceso a evaluar. Este proceso normalmente usa un pequeño número de corridas de simulación para hacer la determinación de cuan sensibles son los resultados a los diferentes parámetros usados. Asimismo, se puede tener un mejor entendimiento del efecto de los parámetros sobre los resultados. Con estos, es posible proceder posteriormente a tareas como ajuste histórico, optimización o análisis de incertidumbre, ya que hacen uso de la mayor parte de las corridas de simulación hechas, así como también ayuda a determinar cuáles parámetros deben ser variados y sus rangos de variación.³⁵

³⁵ Op Cit 32

Dependiendo del número de variables que se sensibilicen en forma simultánea, el análisis puede clasificarse como unidimensional o multidimensional. En el análisis unidimensional, la sensibilización se aplica a una sola variable, mientras que en el multidimensional, se examinan los efectos sobre los resultados que se producen por la incorporación de variables simultáneas en dos o más variables relevantes. Ésta última es más eficiente que la primera³⁶, puesto que investiga todas las posibles combinaciones de los parámetros que hacen parte del estudio; por ejemplo, bajo el supuesto que una variable no tenga efecto significativo sobre la función objetivo, cuando todas las demás son fijas, puede que la combinación de ésta con las demás pueda tener un impacto relevante.

El diseño experimental de dos niveles es el usado por CMOST para realizar el análisis de sensibilidad. Este consiste en asignar dos valores, uno máximo y uno mínimo, a cada parámetro que integra el estudio, y realizar las respectivas corridas de simulación haciendo un análisis multidimensional.

Este tipo de diseño es ideal para diseños de screening; además son simples, económicos y aportan la mayor cantidad de información requerida para un experimento de respuesta multinivel si es necesario realizarlo.

4.1.2.1 Importancia del análisis de sensibilidad

La importancia del análisis de sensibilidad se manifiesta en el hecho de que los valores de las variables que se han utilizado para llevar a cabo la evaluación del proyecto, pueden tener desviaciones con efectos de consideración en la medición de sus resultados.

La evaluación del proyecto será sensible a las variaciones de uno o más parámetros si, al incluir estas variaciones en el criterio de evaluación empleado, la decisión inicial cambia. El análisis de sensibilidad, a través de los diferentes

³⁶Gutiérrez H y Salazar R: Análisis y Diseño de Experimentos. Mc Graw Hill.

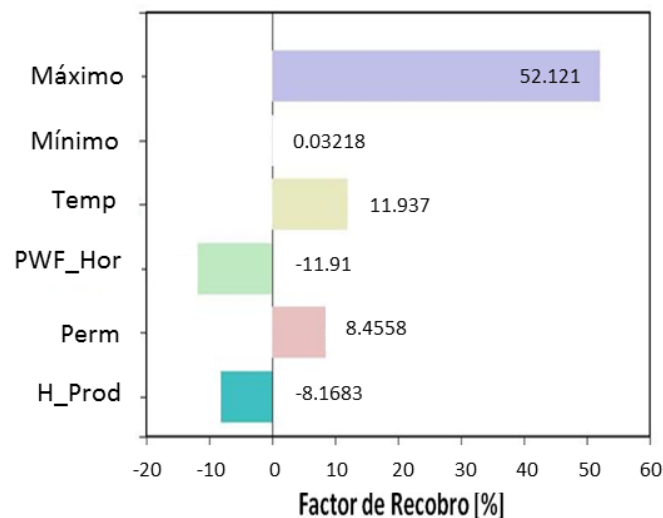
modelos, revela el efecto que tienen las variaciones sobre la rentabilidad en los pronósticos de las variables relevantes.

Es importante visualizar qué variables tienen mayor efecto en el resultado frente a distintos grados de error, en su estimación permite decidir acerca de la necesidad de realizar estudios más profundos de esas variables, para mejorar las estimaciones y reducir el grado de riesgo por error.

4.1.2.2 Presentación de resultados

Los resultados del análisis de sensibilidad se presentan por medio de diagramas de tornado (Figura 91). Éstos gráficos consisten de barras horizontales, mediante las cuales se muestra una secuencia de los efectos estimados de todos los parámetros sobre la función objetivo. Los efectos están en orden ascendente, es decir, están ordenados desde los parámetros que tienen la mayor influencia sobre la función objetivo hasta los que tienen la menor.

Figura 91. Diagrama de tornado para presentar los resultados del análisis de sensibilidad



Fuente. Computer Modelling Group, (CMG). Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool, CMOST

Cada barra representa el valor del efecto estimado (y), la cual se calcula mediante la resta entre el valor promedio de la función objetivo cuando el parámetro toma su valor máximo y, el valor promedio de la función objetivo cuando el parámetro toma su valor mínimo [3].

$$y = \overline{\text{Valor Función Objetivo (+x)}} - \overline{\text{Valor Función Objetivo (-x)}} \quad (3)$$

De acuerdo a la ecuación anterior, si existe una gran diferencia entre los dos promedios, implica que el parámetro es importante porque lleva a un cambio significativo en la respuesta de la función objetivo; en caso contrario, cuando hay una pequeña diferencia implica que el factor no es importante.

4.1.3 Desarrollo del Análisis de Sensibilidad

Debido a que se desarrollaron dos modelos, cada uno con un área diferente, de igual forma se hizo para el análisis de sensibilidad.

Para conocer la influencia de los diferentes parámetros, se seleccionaron unas variables de estudio, según criterio ingenieril, que se muestran con su valor base en la Tabla 21.

Tabla 21. Variables para el análisis de sensibilidad

PARÁMETRO	VALOR [RANGO]
Horizonte Productor [ft]	80
Relación Kv/Kh	1
PWF Pozo Horizontal [psi]	100
Permeabilidad I [md]	200
Permeabilidad J [md]	2000
Presión de Inyección [psi]	1470
Skin	0
.Tasa de Inyección [BWEPD]	250
Temperatura [°F]	145

Debido a que se deben establecer unos valores máximos y mínimos para evaluar el efecto de las variables sobre las funciones objetivo, los usados para este proyecto se muestran en la Tabla 22.

Tabla 22. Parámetros a sensibilizar con sus respectivos valores máximos y mínimos

PARÁMETRO	VALOR MÍNIMO	VALOR BASE	VALOR MÁXIMO
Horizonte Productor [ft]	50	80	200
Relación Kv/Kh	0.25	1	1
PWF Pozo Horizontal [psi]	100	100	1000
Permeabilidad I [md]	500	2000	2000
Permeabilidad J [md]	500	2000	2000
Presión de Inyección [psi]	1170	1470	1470
Skin	0	0	5
Tasa de Inyección [BWEPD]	100	250	500
Temperatura [°F]	100	145	145

Posteriormente, se establecen las funciones objetivos, que son aquellas que CMOST usa para para analizar los datos que se recuperan de los archivos de simulación de salida.

En este caso, las funciones objetivos, tales como factor de recobro, producción acumulada de agua y de aceite, tasa acumulada de agua equivalente inyectada y la relación vapor-aceite acumulada fueron usadas en el estudio.

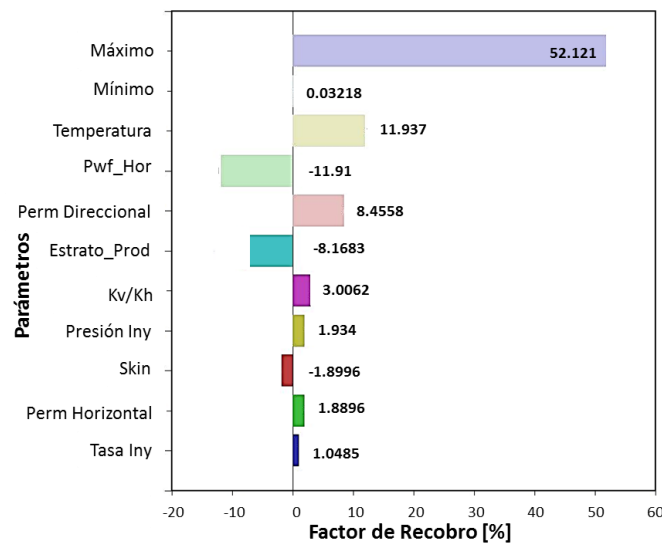
Los resultados obtenidos para los modelos de 92 acres se muestran a continuación

4.1.3.1 Resultados Modelo 92 Acres

Antes de entrar en detalle, es importante resaltar que los resultados varían de acuerdo a los rangos escogidos, y a las propiedades tanto de roca como de fluido del yacimiento. Es decir, la respuesta en cuanto a la influencia de cada variable depende de la diferencia entre los valores usados y de la respuesta del yacimiento al desarrollo del proceso.

A continuación se presentan los diagramas tornado que muestran detalladamente la influencia de los diferentes parámetros de operación, y su respectiva interpretación.

Figura 92. Diagrama tornado del Factor de recobro para el modelo de 92 Acres



Fuente. Computer Modelling Group, (CMG). Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool, CMOST

Analizando el diagrama tornado mostrado en la Figura 92, se observa que la temperatura, la cual representa la viscosidad del crudo, tiene la mayor influencia

sobre el proceso puesto de ésta depende que el fluido tenga una alta o baja movilidad inicial; entonces, cuando la temperatura es alta, la viscosidad es baja, y por ende la producción de fluidos va a ser mayor.

Por su parte, la presión de fondo fluyente, es otro de los parámetros de mayor influencia, indicando que, bajo estas condiciones, es determinante para obtener el máximo factor de recobro del proyecto. Su valor es negativo, indicando que a la menor presión, se obtendrá el mejor desempeño. En su orden, la permeabilidad direccional juega un papel importante dado que, primero permite la expansión de la cámara de vapor y al mismo tiempo facilita el flujo de fluidos hacia el pozo productor el cual es de forma radial, el cual depende de las permeabilidades en todas las direcciones.

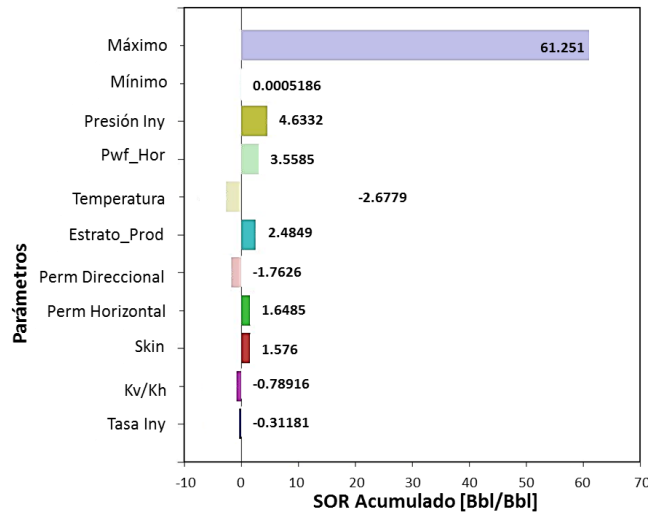
Otro de los parámetros de mayor influencia es el espesor del estrato productor. Los resultados indican que a un menor espesor habrá un mayor factor de recobro; esto se debe a que el barrido es más uniforme a través de un estrato de poco espesor en comparación a uno de mayor tamaño; no obstante, las pérdidas a las formaciones adyacentes serán mayores, por lo que se debe considerar este aspecto.

El siguiente factor, que corresponde a la relación K_v/k_h , no tiene un efecto significativo sobre el factor de recobro final, tal como se había analizado durante el estudio de las heterogeneidades del yacimiento.

Los demás factores, tales como la presión de inyección, el daño y la permeabilidad horizontal, no tienen un papel significativo sobre el factor de recobro, dado que los primeros dominan fuertemente el proceso.

Por último, se encuentra la tasa de inyección, con lo que afirma que el hecho de tener una mayor o menor tasa no influye en el desempeño del proceso.

Figura 93. Diagrama tornado del SOR Acumulado para el modelo de 92 Acres



Fuente. Computer Modelling Group, (CMG). Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool, CMOST

En cuanto al diagrama de tornado en función del SOR Acumulado (Figura 93), la mayor influencia la tiene la presión de inyección, de forma positiva, esto es que, a una mayor presión, mayor cantidad de vapor podrá entrar a la formación. Seguido de este, se encuentra la presión de fondo fluvente, que cual tiene un efecto inverso al registrado para el factor de recobro. La razón técnica es que el SOR acumulado (relación vapor inyectado/aceite producido), es inversamente proporcional a la cantidad de aceite producido.

El siguiente parámetro es la temperatura con un valor negativo; esto implica que el crudo al ser más viscoso y, bajo este esquema de tasa de inyección constante, los valores de esta última serán muy bajos en comparación a la cantidad de crudo que pueda ser producido, por lo que la relación tendrá un valor más bajo.

El estrato productor al tener un mayor espesor, requerirá una mayor cantidad de vapor inyectado para poder hacer el barrido uniforme y obtener una buena producción de crudo, razón por la cual su valor tiende a aumentar.

La permeabilidad direccional al ser menor, influirá sobre el valor del SOR acumulado, puesto que se el flujo de fluidos hacia el pozo producción será menor, bajo la misma cantidad de vapor inyectado. Caso contrario a la permeabilidad horizontal, donde un escenario de altas permeabilidades contribuye al aumento del mismo.

Finalmente, se observa que una variación de la permeabilidad vertical es la que menos, junto con la tasa de inyección, representa una influencia sobre este valor, en comparación a las otras variables estudiadas.

4.1.3.2 Resultados Modelo 23 Acres

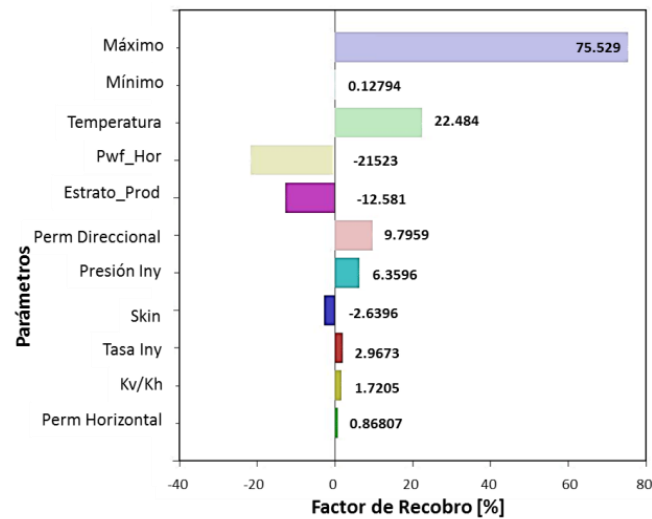
Según el diagrama tornado para el factor de recobro (Figura 94), el proceso tiene la mayor atribución, al igual que para el modelo de 92 Acres, por parte de la temperatura y la presión de fondo fluyente del pozo horizontal; sin embargo, el espesor del estrato productor influye más que la permeabilidad direccional puesto que, al estar más cercanos los pozos, las cámaras de vapor se juntan, que de la mano con un estrato pequeño, hará que sea mejor la eficiencia de barrido y por tal motivo su mayor influencia. Cabe destacar que, la permeabilidad direccional también influye sobre un porcentaje importante del factor de recobro.

La presión de inyección es aún relevante, lo que también indica que las características operacionales de la inyección de vapor son ahora más importantes para la evaluación del proyecto. Que sea positivo indica que, mientras se inyecte a mayor presión, será mejor la respuesta del yacimiento. En este aspecto es importante conocer la presión de fractura de la formación para evitar ocasionarle un daño.

Por su parte, los demás factores no tienen una influencia significativa en comparación a los primeros, empero, la tasa de inyección ya no es el último

parámetro que influye, sino que lo son las posibles heterogeneidades que se encuentran en el yacimiento.

Figura 94. Diagrama tornado del factor de recobro para el modelo de 23 Acres



Fuente. Computer Modelling Group, (CMG). Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool, CMOST

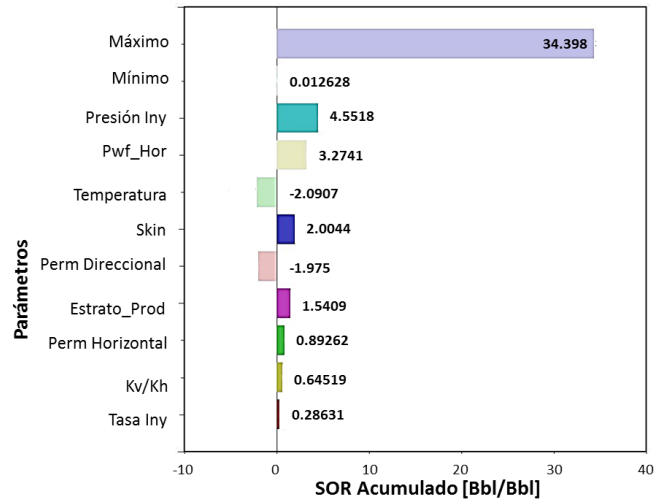
El comportamiento del diagrama tornado para el SOR Acumulado (Figura 95) tiene el mismo comportamiento que el mostrado para el modelo de 92 Acres hasta el tercer parámetro, que corresponde a la temperatura; no obstante, el orden de los siguientes parámetros cambia, indicando que el factor de daño del pozo horizontal tiene una mayor influencia en el proceso. Si existe un daño alto en el pozo, se limitará la producción de hidrocarburos, pero la tasa de inyección no se afectará, por lo que aumenta el valor de esta relación. Los demás parámetros tienen el mismo efecto que el explicado para el modelo de 92 Acres.

Por último se tiene la relación kv/kh y la tasa de inyección, los cuales no representan una gran influencia en comparación al resto de los demás parámetros evaluados.

En conclusión, los parámetros tales como factor de daño y permeabilidades tienen una mayor influencia sobre el proceso cuando se tiene un área reducida; a pesar

de eso, la relación Kv/Kh y la tasa de inyección siguen estando como los parámetros menos relevantes para el proceso.

Figura 95. Diagrama tornado del SOR Acumulado para el modelo de 23 Acres



Fuente. Computer Modelling Group, (CMG). Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool, CMOST

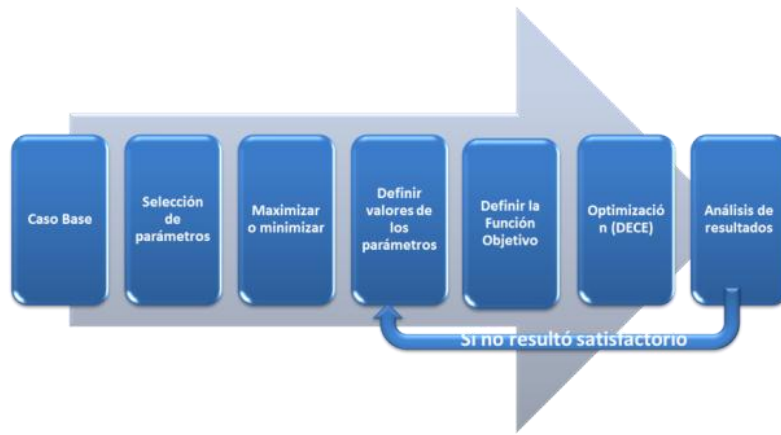
4.2 OPTIMIZACIÓN ASISTIDA POR CMOST PARA UN PROCESO DE INYECCIÓN DE VAPOR EN UNA CONFIGURACIÓN TOE TO HEEL

El proceso de optimización que realiza la herramienta CMOST fundamenta su parte matemática en el algoritmo “Designed Exploration and Controlled Evolution” (DECE), el cual requiere la declaración de una función objetivo y de parámetros de entrada, bloqueando aquellos que reconoce como no beneficiosos para el éxito del proyecto, e imitando el trabajo que desarrolla un ingeniero de yacimientos para encontrar las condiciones óptimas para la aplicación de un proceso³⁷.

El esquema general para el desarrollo de un proceso de optimización utilizado por CMOST se ilustra en la Figura 96.

³⁷ Op. Cit. 32

Figura 96. Procedimiento para el desarrollo del proceso de optimización



4.2.1 Desarrollo del proceso de optimización

Para este caso, los valores de las variables se escogieron bajo criterio ingenieril con el fin de obtener el mejor desempeño del proyecto. La Tabla 23 muestra tales parámetros y sus respectivos rangos de variación.

Tabla 23. Valores a optimizar y sus respectivos rangos de variación

PARÁMETRO	VALOR MÍNIMO	VALOR BASE	VALOR MÁXIMO
PWF Pozo Horizontal [psi]	100	100	1000
Presión de Inyección [psi]	1170	1470	1470
Tasa de Inyección [BWEPD]	100	250	500

Después de la selección del rango de variación de los parámetros, se procede a determinar la función objetivo, la cual es el fundamento de la optimización porque en torno a ésta, trabajará el simulador. Por eso, debe ser determinada por criterio

ingenieril, con el fin que se represente realmente los intereses de quien está realizando el proceso.

4.2.1.1 Función Objetivo

El Valor Presente Neto, VPN, se define como el valor total presente de una serie de flujos de caja que se realizan a través del tiempo, que son evaluados a tiempo actual, mediante la reducción de su valor por una tasa apropiada de descuento de acuerdo a la unidad de tiempo del flujo. Este es un método estándar que usa el valor del dinero a través del tiempo para evaluar proyectos a largo tiempo. La interpretación de los resultados obtenidos del cálculo del VPN puede realizarse de varias formas, no obstante la importancia radica en la decisión a tomar para la realización del proyecto.

- VPN = 0. Proyecto que resulta indiferente puesto que, al tiempo presente, las inversiones y las utilidades son iguales en valor.
- VPN < 0. Proyecto que no resulta viable dado que las inversiones son mayores a las utilidades calculadas
- VPN > 0. Proyecto que resulta viable porque las utilidades calculadas son mayores a las inversiones proyectadas.

La herramienta CMOST utiliza el VPN como variable de tránsito para encontrar los parámetros que optimizan el proceso. El simulador en este módulo, determina los flujos de caja generados a partir de la ejecución del proyecto, tomando como ingresos la venta del crudo, y como egresos los costos del tratamiento del agua de producción, de los fluidos producidos y, el de generar la energía inyectada al yacimiento.

Los valores usados en el proceso de optimización para el cálculo del Valor Presente Neto se muestran en la Tabla 24.

Tabla 24. Valores para el cálculo del VPN

Parámetro	Valor ³⁸
Valor del Crudo [US\$/Bbl]	35
Costo de Generar Energía [US\$/MMBTU]	6,14
Costo de la separación de los fluidos [US\$/Bbl]	0,12
Costo del tratamiento del aceite [US\$/Bbl]	1,12

4.2.1.2 Algoritmo de Optimización de CMG, DECE (Designed Exploration and Controlled Evolution)

El algoritmo puede describirse como un proceso de optimización iterativo que aplica dos etapas de manera secuencial: Designed Exploration y Controlled Evolution. En la primera etapa, la meta es explorar todos los valores asignados a cada parámetro, y las diferentes combinaciones para realizar una búsqueda de las posibles soluciones de una manera aleatoria designada. Al final de esta etapa, se crea un set de datos de las simulaciones más representativas. En la segunda etapa, se llevan a cabo una serie de análisis estadísticos para los resultados obtenidos en la fase anterior. Con este, el algoritmo escrudiva el valor de cada parámetro y determina si tienen una influencia positiva sobre la función objetivo, de lo contrario no los tiene en cuenta, y son marcados por el simulador para no ser usados en la siguiente etapa de Controlled Exploration. Para minimizar la posibilidad de quedar atrapado en un mínimo local, el algoritmo revisa los valores rechazados cada paso de tiempo para asegurar que siga siendo válida la decisión de rechazar tales valores. Si el algoritmo determina que ciertas decisiones no son válidas, estas se renombran de tal forma que los valores que le correspondan sean usados nuevamente.

Una de las características única del método de optimización DECE de CMOST es su capacidad de incorporar el criterio y entendimiento del ingeniero, en cuanto al comportamiento del yacimiento en el proceso de optimización, mediante el concepto de la matriz de influencia. Cada elemento de esta matriz indica una estimación del impacto sobre la función objetivo del cambio de un parámetro.

³⁸ Datos suministrados por los directores del proyecto

4.2.2 Análisis de Resultados

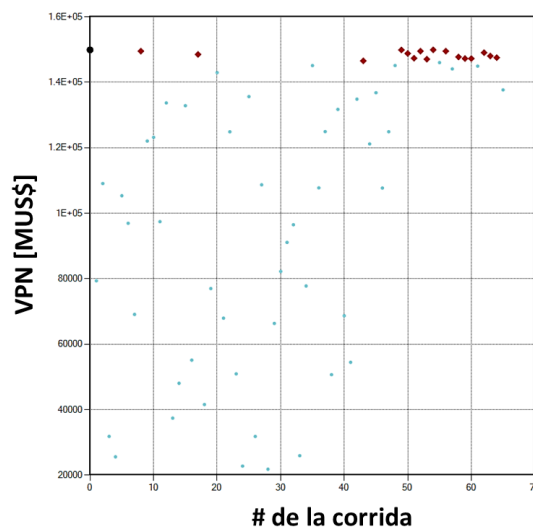
Los resultados reportados por la herramienta CMOST se dan por medio de tablas, donde se indican cuales parámetros son favorables para el proceso y cuáles no, una gráfica de dispersión del valor de la función objetivo de cada corrida hecha por el simulador e histogramas de frecuencia de uso de los valores de cada parámetro.

A continuación se muestra los resultados obtenidos de la simulación para el modelo de 92 y de 23 Acres

4.2.2.1 Resultados Modelo de 92 Acres

Analizando la gráfica de dispersión del modelo (Figura 97), se puede observar que existen casos óptimos (puntos rojos) según el criterio del algoritmo, sin embargo, no representan un valor muy superior al registrado por el caso base (punto negro). También se puede observar que se realizaron aproximadamente 65 corridas de simulación.

Figura 97. Gráfica de dispersión modelo de 92 Acres



Fuente. Computer Modelling Group, (CMG). Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool, CMOST

También, se observa la Tabla 25, que contiene los parámetros que fueron usados y descartados por el simulador para la optimización de la función objetivo.

Tabla 25. Parámetros seleccionados y descartados (rojo) en el proceso de optimización para el modelo de 92 Acres

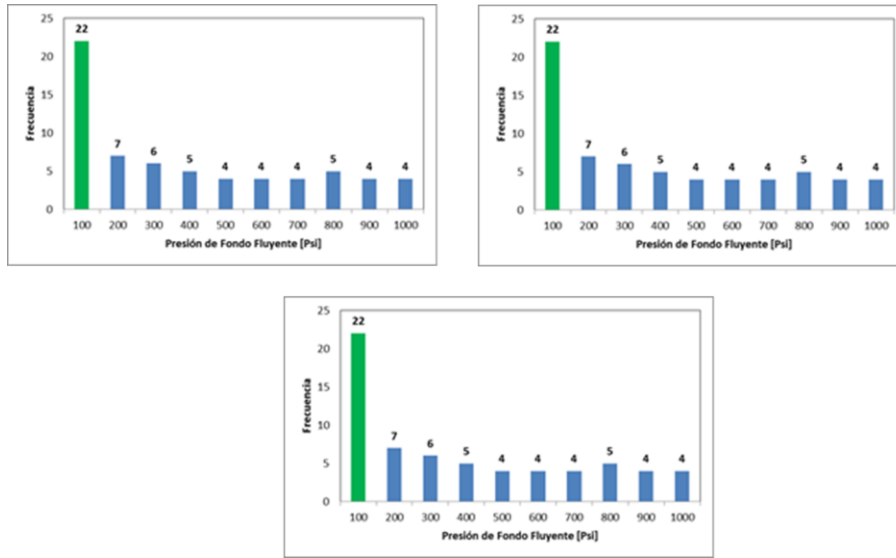
PWF_Horizontal	100	200	300	400	500	600	700	800	900	1000
Presión Inyección	1170	1270	1370	1470						
Tasa Inyección	100	180	260	340	420	500				

De acuerdo a los resultados obtenidos, se concluye que la mayor producción se obtiene por efecto de la presión de fondo fluente del pozo horizontal productor, sin importar el valor de la tasa a la cual se esté inyectando. Esto corrobora el hecho que las fuerzas viscosas dominan el proceso, donde deberían predominar las fuerzas gravitacionales. En cuanto a la presión de inyección, lo importante es inyectar a una presión mayor a la presión del yacimiento para que se pueda desarrollar el proceso.

Entonces, una combinación de los parámetros que no se encuentran sombreados de color rojo, darán los mejores resultados en su aplicación.

De los anteriores parámetros, y con ayuda de los histogramas de frecuencia (Figura 98) es posible determinar, de los parámetros óptimos, cuales valores fueron los más usados. En cuanto a la tasa de inyección no es posible determinar si es mejor una tasa de inyección alta o una baja dado que de ambos lados se usan varias veces los valores; esto corrobora el hecho que la tasa no influye en el desempeño del proceso. En cuanto a la presión de inyección, se prefieren altos valores para tener los mejores resultados.

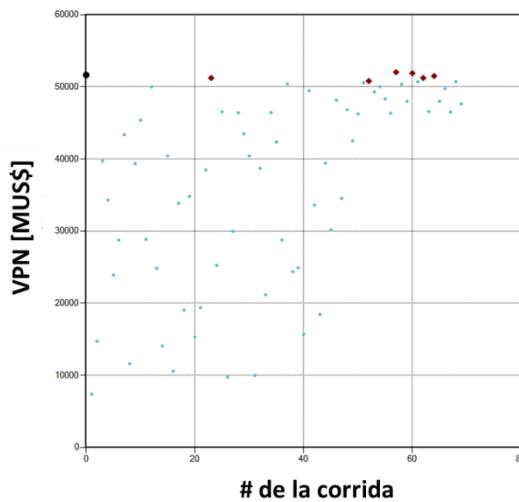
Figura 98. Histogramas de frecuencias para el proceso de optimización del modelo de 92 Acres



4.2.2.2 Resultados Modelo 23 Acres

Analizando la gráfica de dispersión para el modelo (Figura 99), se observa que, al igual que para el modelo de 92 Acres, la cantidad de casos óptimos no varían mucho de los encontrados para el caso base.

Figura 99. Gráfica de dispersión modelo de 23 Acres



Fuente. Computer Modelling Group, (CMG). Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool, CMOST

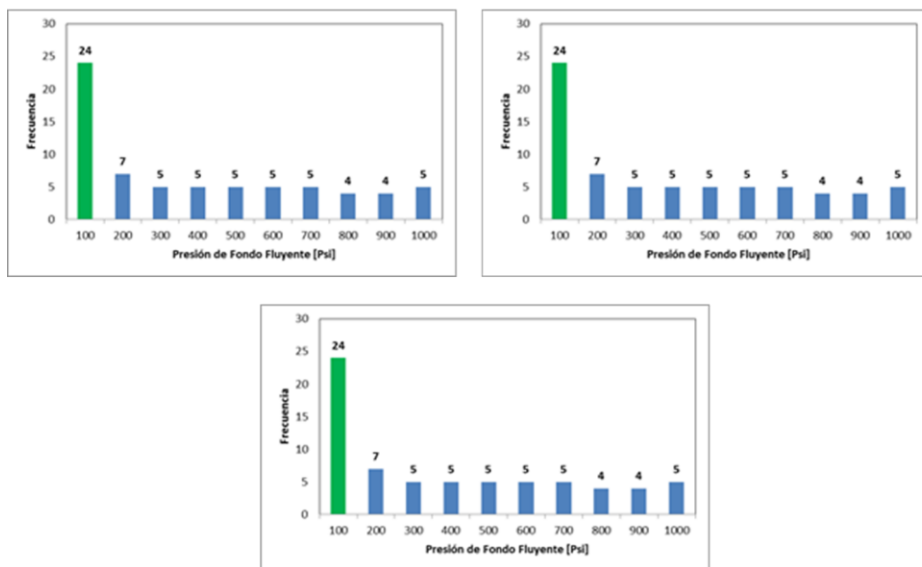
Sin embargo, como se puede evidenciar en la Tabla 26, la producción sigue dominada por la acción del pozo horizontal, pero la tasa debe ser administrada para poder maximizar la función objetivo; se concluye que, no se debe inyectar a tasas altas ni a tasas muy bajas.

Tabla 26. Parámetros seleccionados y descartados (rojo) en el proceso de optimización para el modelo de 92 Acres

PWF_Horizontal	100	200	300	400	500	600	700	800	900	1000
Presión Inyección	1170	1270	1370	1470						
Tasa Inyección	100	180	260	340	420	500				

Ahora, el factor que no tiene influencia alguna es la presión de inyección, dado que cualquier valor usado contribuye positivamente a la optimización del proceso. Este último, se puede observar mejor mediante los histogramas de frecuencia, mostrados en la Figura 100, que muestran que todos los valores fueron favorables para el proceso.

Figura 100. Histogramas de frecuencias para el proceso de optimización del modelo de 92 Acres



De todo lo anterior se concluye que el escenario apropiado para obtener el mayor beneficio para la implementación de un proceso de inyección de vapor en una configuración Toe to Heel, bajo las condiciones de explotación aquí planteadas, están caracterizadas por altas permeabilidades tanto horizontal como direccional y preferiblemente, yacimiento con baja heterogeneidad, no obstante, esto no influye significativamente en el desempeño del proceso. Además, el proceso de optimización ayudó a confirmar el hecho que el parámetro más influyente, y que determinará el éxito de un proceso, es la presión de fondo fluyente en el pozo dada las características de movilidad del crudo con el cual se trabajó; no obstante, a medida que el área de explotación se reduce otros, tales como la tasa de inyección toman mayor relevancia y son determinantes para el éxito del proceso. Entonces, se cumple con el objetivo de haber realizado los procesos anteriormente mencionado y conocer las condiciones que maximizan el desempeño del proceso estudiado en este proyecto.

5. CONCLUSIONES

- La movilidad inicial del crudo, es el factor que más incide sobre el desempeño de un proceso en una configuración Toe to Heel, ya que dependiendo de ésta, se puede modificar el planteamiento original de la técnica; por ejemplo, en este caso, prevalecen altas caídas de presión, longitudes entre pozos bastante grandes y predominio de la producción por acción del pozo horizontal, lo que opaca el efecto de la segregación gravitacional, el cual debería ser el mecanismo principal.
- La implementación del proceso de inyección de vapor en una configuración Toe to Heel bajo las condiciones de movilidad estudiadas, incrementa el factor de recobro en un 10% respecto a la producción en frío usando pozos horizontales, lo que lo hace viable técnicamente.
- El uso de espaciamiento entre pozos de 250 pies, representado por el modelo de área de 23 acres, para la inyección de vapor en una configuración Toe to Heel, logra un incremento de 15% en factor de recobro con respecto a un área de 92 Acres donde se obtiene tan sólo 10%, comparado con sus respectivos valores de producción en frío. Esto indica que el aporte generado por el efecto térmico aumenta al reducir el espaciamiento, y parámetros como la tasa de inyección comienzan a ser importantes para la evaluación del proyecto.
- Con la inyección de vapor usando pozos verticales, en un área reducida, se obtuvo buenos resultados en cuanto a factor de recobro con un valor de 66% (21% por aporte del vapor), y SOR acumulado con un valor de 0,97, comparado con lo obtenido para el modelo usando una configuración Toe to Heel, donde se obtuvo un factor de recobro de 70,2% (16,1% por aporte del vapor) y un SOR acumulado de 0,91, por lo que ambos son viables

técnicamente y su implementación dependerá de un análisis económico exhaustivo.

RECOMENDACIONES

- En el caso de un crudo pesado, extra-pesado o bituminoso, con movilidad inicial limitada o nula, las consideraciones necesarias para la implementación de la técnica, varían significativamente con las planteadas en este modelo, porque se requerirán condiciones que garanticen que el vapor contacte la mayor parte de la formación para movilizar el crudo, se presente acción del drenaje gravitacional y se obtenga el máximo beneficio de la configuración Toe – to–Heel, por lo que se hace necesario un estudio como el desarrollado mediante este trabajo para obtener el mejor desempeño por parte del proceso.
- Se recomienda desarrollar un estudio financiero donde se incluya la inversión inicial y los costos de mantenimiento para determinar la factibilidad económica, ya que la producción en frío y las técnicas convencionales muestran un buen desempeño.
- Se recomienda incluir en futuros estudios el efecto de parámetros, tales como la presencia de un acuífero, arcillas y fuentes de energía para la generación del vapor, dado que es importante para la determinación de la viabilidad técnica y financiera de un proyecto de este tipo.

BIBLIOGRAFÍA

- 1.ADEGBESAN, K.O. Reservoir Simulation Study of a Thermal Horizontal Well Pilot in the Cold Lake Sands. Paper SPE 21539. 1992.
- 2.ADEGBESAN, K.O.; LEAUTÉ, R.P.; COURTNAGE, D.E. Performance of a Thermal Horizontal Well Pilot. Paper SPE 22892. 1991.
- 3.ALAJMI, A.F.; ALGHARAIB, M.; GHARBI, R. Heavy Oil Displacement by Thermal Recovery Using Different Horizontal/Vertical Wells Configurations. Paper SPE 106347. 2006.
- 4.BAGCI, A.S.; SALISU, M.H.; MACKAY, E. Investigation of Toe-to-Heel Steam Flooding (TTHSF) for Heavy Oil Recovery. World Heavy Oil Congress Proceedings. 2008
- 5.BAGCI, S.; GÜMRAH, F. An examination of steam-injection processes in horizontal and vertical wells for heavy-oil recovery. En: Journal of Petroleum Science and Engineering.1992, Vol. 8, p 59-72.
- 6.BOTON GARCIA, Liliana, y PACHECHO GOMEZ, Erika Andrea. Simulación numérica de la influencia de la inyección cíclica de vapor previa a procesos de inyección continua. Bucaramanga. 2007. 235 p. Trabajo de Grado (Ingeniero de Petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de ingeniera de petróleos.
- 7.DELGADILLO, Claudia y MUÑOZ, Samuel. Estudio de la Técnica Toe To Heel Steamflood, THSF: Una Nueva Opción para el Desarrollo de Crudo

Pesado. En: Revista Fuentes: El Reventón Energético. Vol. 7, N° 1. (Ene. – jun. 2009); p.51

- 8.ESCOVEDO, B.M. Conceptual Steamflood Profitability Designs Using Horizontal Wells to Maximize Project. Paper SPE 30279. 1995.
- 9.FATEMI, S. M; JAMALOEI, B. Y. Injection Well – Producer Well Combinations in Application of Toe-To-Heel Steam Flooding (THSF). Paper SPE 140703. 2011
- 10.GARCÍA ECHEVERRI, Yolet Andrea, y ZAFRA URREA, Tatiana Yiceth. Factibilidad de implementar un proceso de inyección cíclica de vapor en un campo colombiano mediante simulación numérica. Bucaramanga 2010. 116 p. Trabajo de grado (Ingeniero de petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de ingeniera de petróleos.
- 11.GÓMEZ GUALDRON, Max Bradley. Análisis y cuantificación de las incertidumbres geológicas y de ingeniería en un sector del Campo Rubiales. Bucaramanga. 2009. 194 p. Trabajo de Grado (Ingeniero de Petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de ingeniera de petróleos.
- 12.GONZALES BARRIOS, Andrés Ricardo, y PINILLA TORRES, Jaime Miguel. Evaluación de procesos de inyección continua de vapor en yacimientos estratificados mediante el análisis de la eficiencia térmica: Aplicación Campo Teca. Bucaramanga. 2009. 178 p. Trabajo de Grado (Ingeniero de Petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de ingeniera de petróleos.

13. GONZALEZ, K., BASHBUSH, J.L., RINCON, A. Simulation Study of Steamflooding with Horizontal Producers Using PEBI Grids. Paper SPE 121488. 2009.
14. HUANG, W.S.; HIGHT, M.A. Evaluation of Steamflood Processes with Horizontal Wells. Paper SPE 14130. 1989.
15. JESPERSEN, P.J; FONTAINE, T.J. The Tangleflags North Pilot a Horizontal Well Steamflood. Paper PETSOC-SS-92-4. 1992.
16. LEONHARDT, B. Enhancing Steamflood Effectiveness by Horizontal Producer. Paper SPE 69707. 2001.
17. MALIK, S.; ZHANG, Y.M.; AL ASIMI, M.; GOULD, T.L. Steamflood with Vertical Injectors and Horizontal Producers in Multiple Zones. Paper SPE 129248. 2011.
18. MAMORA, D.D; SANDOVAL, J.E. Investigation of a Smart Steamflood Pattern to Enhance Production from San Ardo Field, California. Paper SPE 95491. 2005.
19. PETIT, H.J-M; RENARD, G.; VALENTIN, E. Technical and Economic Evaluation of Steam Injection with Horizontal Wells for Two Typical Heavy-Oil Reservoirs. Paper SPE 19828. 1989.
20. RIVERO, J.A.; MAMORA, D.D. Oil Production Gains for Mature Steamflooded Oil Field Using Propane as a Steam Additive and a Novel Smart Horizontal Producer. Paper SPE 110538. 2007.

21. RUBIO, C.A.; DOVAL, J.M.; MEDINA, J.A. Rubiales Oil Field: A Heavy-Oil Colombian Example of Excellent Operative PCP Systems Development. Paper SPE 107953.
22. SANDOVAL MUÑOZ, Jorge Eduardo. A simulation study of steam and steam-propane injection using a novel smart horizontal producer to enhance oil production. Texas, USA. 2004. 194 p. Trabajo de Grado (Master of Science in Petroleum Engineering). Texas A&M University.
23. TEREZ, I.E.; EHLIG-ECONOMIDES, C. Horizontal Wells in Ternal applications for Displacement and Gravity Drainage. Paper SPE/ Petroleum Society of CIM/CHOA 78974. 2002.
24. TURTA, A.T.; SINGAL, A.K.; XIA, T.X., GREAVES, M.; GOLDMAN, J.; IVORY, J. Preliminary Considerations on Application of Steamflooding in a Toe-to-Heel Configuration. En: Journal of Canadian Petroleum Technology. November 2009, Vol. 48 N° 11, p. 41-50.
25. TURTA, A.T.; SINGHAL, A.K. Overview of Short Distance Oil Displacement Processes. SPE/Petroleum Society of CIM 66791. 2000
26. TURTA, A.T.; SINGHAL, A.K. Overview of Short-Distance Oil Displacement Processes. En: Journal of Canadian Petroleum Technology. 2004, Vol. 43, N° 2, p. 29-38.
27. TURTA, T.A.; SINGHAL, A.K.; GREAVEZ, M.; XIA, T.X.; IVORY, J.; GOLDMAN, J. Preliminary Consideration on Application of Steamflooding in a Toe-To-Heel Configuration. Paper PETSOC-2008-013. 2008.

28.ZHOU, G.; ZHANG, R.Horizontal Well Application in a High Viscous Oil Reservoir. Paper SPE 30281. 1995.

Anexo A

**GUÍA DE SIMULACIÓN PARA EL DESARROLLO DE ANÁLISIS DE
SENSIBILIDAD Y OPTIMIZACIÓN ASISTIDOS POR CMOST**

La simulación numérica es una herramienta eficaz en la ingeniería de yacimientos para llevar a cabo predicciones de los resultados que se obtendrían al aplicar cualquier método de recobro mejorado. Para la realización de este proyecto se utilizó el simulador comercial CMG y su software CMOST de la compañía Computer Modelling Group Ltd, los cuales son ampliamente reconocidos en la industria petrolera.

Esta herramienta está orientada a la simulación de yacimientos, y es ideal para realizar tareas tales como análisis de sensibilidad y optimización. Además tiene una amplia aplicación dado que se encuentra acoplado con las diferentes herramientas del simulador.

A continuación se presenta una breve guía enfocada en el desarrollo del análisis y sensibilidad y optimización, llevados a cabo en este proyecto, con el fin de facilitar el entendimiento a los estudiantes y profesionales que consulten este trabajo.

A.1 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Para el desarrollo del análisis de sensibilidad se debe seguir una serie de pasos en el software CMOST.

Antes de iniciar el programa, es necesario tener los archivos correspondientes al caso base que se desea sensibilizar; esto es, tener los archivos .dat (Archivo plano), .irf (Archivo de resultados), .fhf (Field History File), .ses (Base Session File) los cuales serán tomados para realizar la comparación. Para este caso, sólo se usaron los dos primeros.

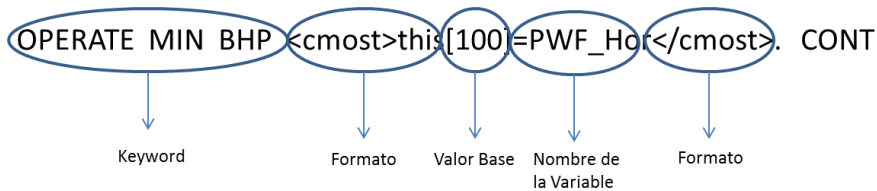
A.1.1 Lenguaje CMOST

Para iniciar, el archivo plano del caso base debe editarse de tal forma que tenga en él, un lenguaje aceptado por CMOST para tomar los parámetros a sensibilizar. Para ello, se realiza un cambio en la sintaxis como se muestra a continuación.

- Lenguaje para STARS

OPERATE MIN BHP 100. CONT

- Lenguaje para CMOST

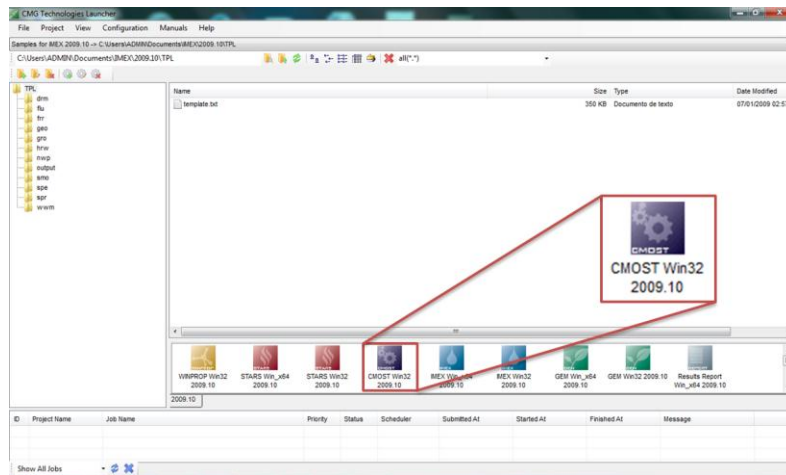


Una vez se cambien todas las variables que se desean usar en el estudio, a lenguaje CMOST, el archivo se guarda con extensión .cmm.

A.1.2 Desarrollo del proceso

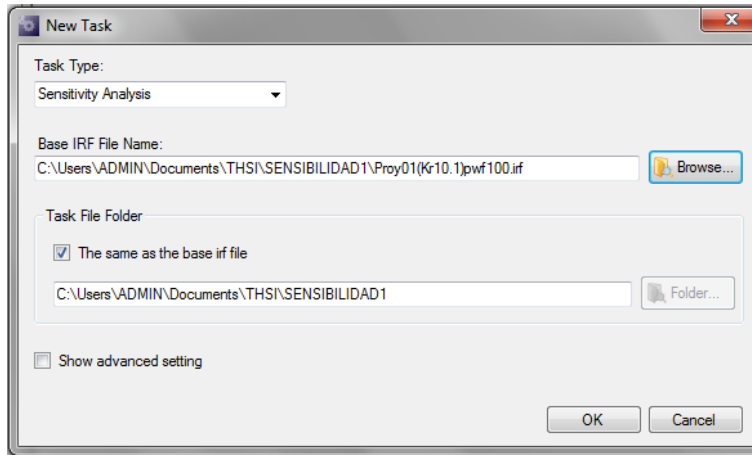
Con el archivo de CMOST listo, se procede a ejecutar el programa (Figura A 1); luego se debe indicar que se va a hacer un análisis de sensibilidad (Sensitive Analysis) y se carga el archivo con extensión .irf del caso base, tal como se muestra en la Figura A 2

Figura A 1. Pantalla inicio CMG. Launcher



Fuente. Computer Modelling Group, (CMG). Technologies Launcher

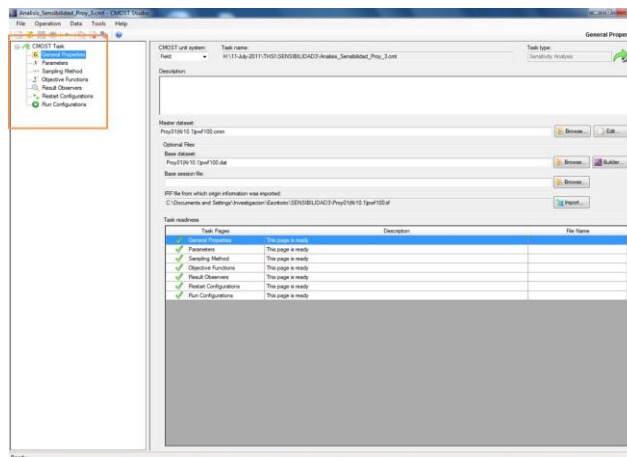
Figura A 2. Asignación tarea de Análisis de Sensibilidad



Fuente. Computer Modelling Group, (CMG). Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool, CMOST

Ya hecho esto, aparece la ventana de la interfaz de CMOST donde se despliega, en una columna ubicada en la parte izquierda, las secciones que deben ser completadas para llevar a cabo el proceso (Figura A 3).

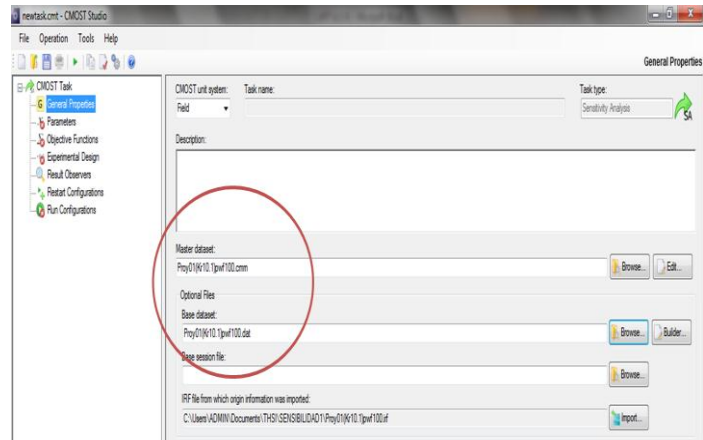
Figura A 3. Pantalla inicio CMOST.



Fuente. Computer Modelling Group, (CMG). Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool, CMOST

En la primera pestaña, General Properties, se debe cargar el archivo con extensión .cmm, que se creó previamente, y el de extensión .dat, correspondiente al caso base (Figura A 4).

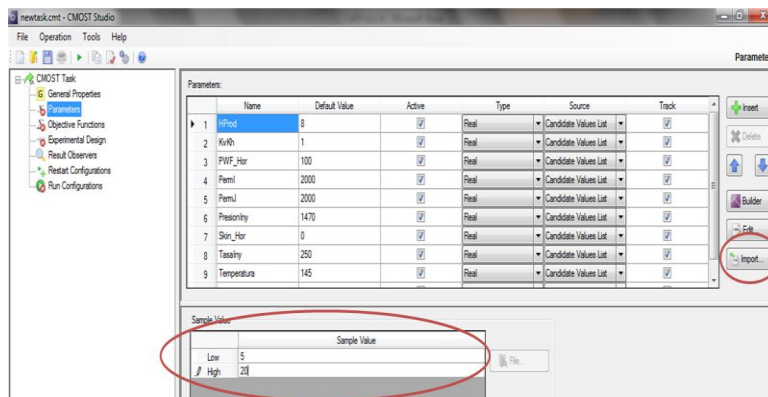
Figura A 4. Cargar los archivos base a CMOST



Fuente. Computer Modelling Group, (CMG). Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool, CMOST

Ahora, en la sección Parameters, se importan los parámetros que fueron modificados para crear el archivo .cmm, y se les asigna los valores máximos y mínimos (Figura A 5), dejando por default las casillas de Type y Source.

Figura A 5. Ingreso de los valores máximo y mínimo para las variables en CMOST



Fuente. Computer Modelling Group, (CMG). Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool, CMOST

El siguiente paso es escoger el método para el muestreo y la cantidad de combinaciones o patrones de trabajo a realizar, los cuales para este caso, fueron el del hipercubo latino y 240 simulaciones, respectivamente.

Éste método consiste en la selección de los parámetros y variables a muestrear, la asignación de distribuciones de probabilidad a cada una (que pueden estar basados en estudios teóricos o mediciones experimentales), la división de cada distribución en un número fijado *a priori* de intervalos equiprobables, la generación de una muestra aleatoria dentro de cada intervalo y para cada variable, y el apareamiento aleatorio de muestras entre variables, de modo de obtener vectores de valores de entrada, uno por cada intervalo.

Con cada vector de valores de entrada, el modelo numérico es ejecutado una vez; es decir, el método requiere correr el modelo tantas veces como intervalos se hayan supuesto en la división de las distribuciones de probabilidad, independientemente del número de variables muestreadas. Normalmente esta técnica permite reducir en uno o más órdenes de magnitud la cantidad de corridas necesarias para obtener una determinada representatividad, en comparación con un Montecarlo clásico.

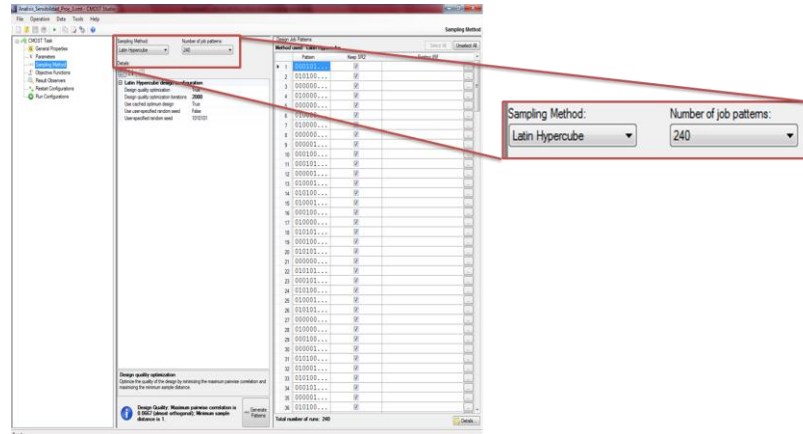
Sin embargo, un problema que aparece, indicado por McKay, Beckman and Conover³⁹, es que la representatividad de los resultados sólo se puede evaluar luego de efectuar las corridas del modelo numérico, y en caso de que no sea satisfactoria, se deberían repetir todos los pasos, con un número mayor de muestras (intervalos), no pudiendo utilizar los resultados anteriores. Esta limitación es muy seria cuando se trata de correr un modelo complejo (que implica, por ejemplo, horas de CPU) y es por ello que la obtención de un método que permita escalar muestras resulta de utilidad.⁴⁰

En la Figura A 6 se ilustra la forma del muestreo por CMOST.

³⁹ MCKAY, M.; BECKMAN, R.; CONOVER, W. A Comparison of Three Methods for Selecting Values of Input Variables in the Analysis of Output from a Computer Code. *Technometrics*, 21, 239-245. 1979.

⁴⁰ NÚÑEZ, J.; BARÓN, J. Técnicas estadísticas avanzadas en el análisis de grandes modelos computacionales. MECOM 99. Septiembre 1999

Figura A 6. Forma de muestreo CMOST



Fuente. Computer Modelling Group, (CMG). Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool, CMOST

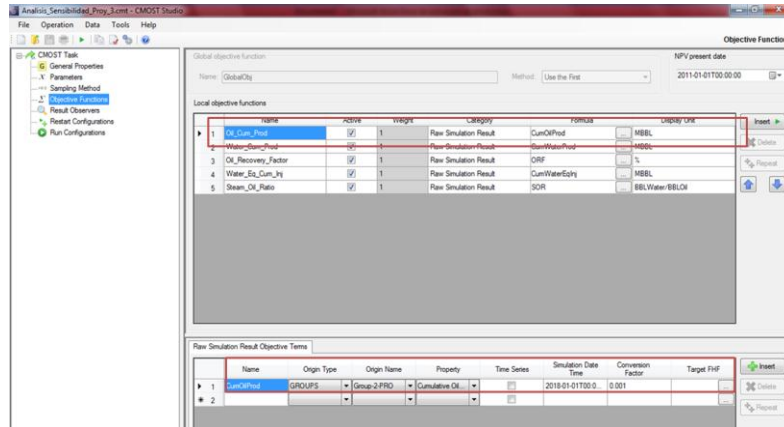
Posteriormente, se establecen las funciones objetivos, que son aquellas que CMOST usa para analizar los datos que se recuperan de los archivos de simulación de salida. Los resultados son de tipo Raw Simulation, los cuales permiten al ingeniero especificar dichas funciones. A su vez, cada una de éstas contiene una lista de términos con un nombre único para definir la función. Sin embargo, se tiene libertad para construir una variable con estos términos, por medio de una formula, la cual CMOST usará para los cálculos de la(s) función(es) objetivo(s).

En este caso, las funciones objetivos, tales como factor de recobro, producción acumulada de agua y de aceite, tasa acumulada de agua equivalente inyectada y la relación vapor-aceite acumulada fueron usadas en el estudio (Figura A 7).

En Objective FunctionTerms se establece la propiedad que representará, en Local ObjectiveFunction, la variable de resultado. En la pestaña Term, es opcional asignarle un nombre; en Origin Type se selecciona en función de la escala a la cual se quiera evaluar: pozo(s), grupos de pozos, sectores o campo completo. La pestaña Origin Name está relacionada directamente con la anterior, y finalmente, Property donde se selecciona como tal la propiedad a usar. Los demás valores se dejan por default.

Lo anterior se repite para todas las funciones objetivo que quieran especificarse.

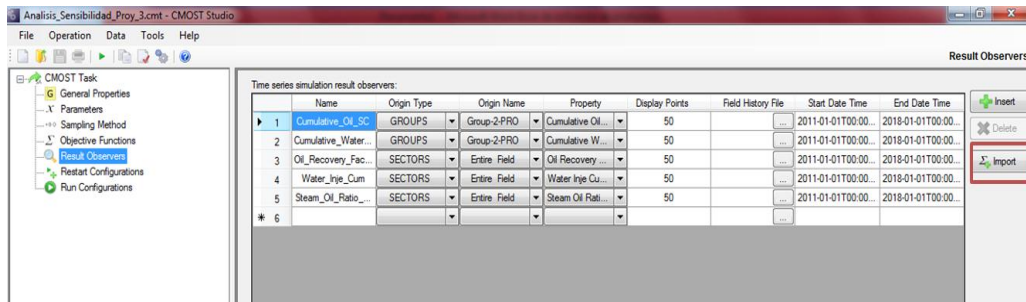
Figura A 7. Funciones Objetivo CMOST



Fuente. Computer Modelling Group, (CMG). Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool, CMOST

Luego de esto, se establecen unos observadores de resultados (Result Observers) que pueden ser los mismos que las funciones objetivo. En esta sección, existe la opción de importar para realizar el procedimiento anterior (Figura A 8).

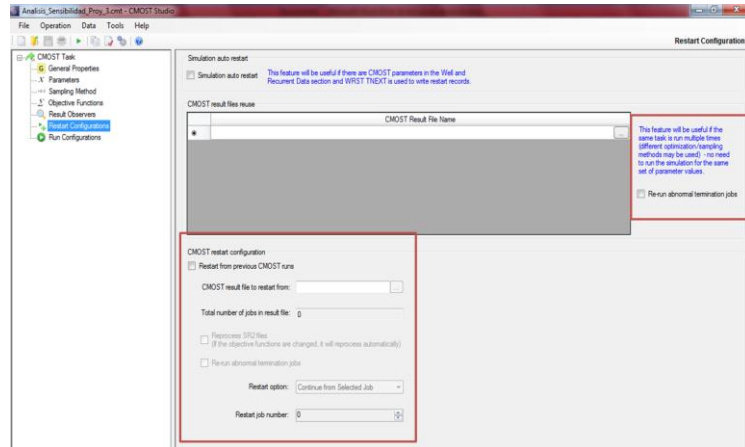
Figura A 8. Establecimiento de los observadores de resultados.



Fuente. Computer Modelling Group, (CMG). Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool, CMOST

El siguiente ítem es opcional y consiste en Restart Configurations (Figura A 9). Aquí se puede usar una tarea previamente realizada sobre la cual se quiera realizar una modificación, o de la cual se quiera partir para continuar realizando el análisis de sensibilidad.

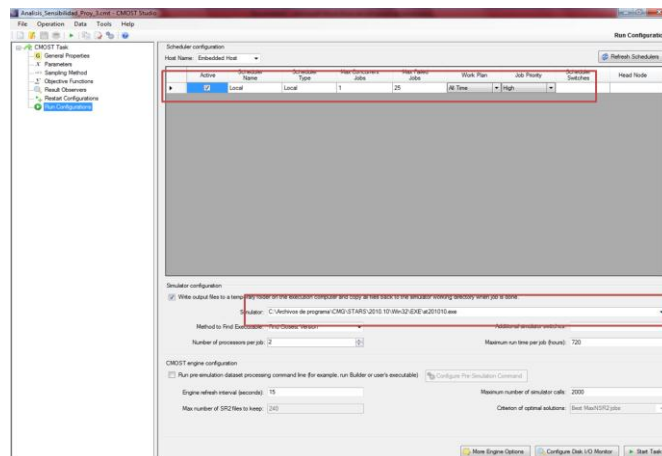
Figura A 9. Sección Restart Configurations



Fuente. Computer Modelling Group, (CMG). Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool, CMOST

Finalmente, se procede a activar la configuración bajo la cual se va a realizar la corrida, ya sea en un cluster o en un solo equipo. Conjuntamente, se puede asignar el plan de trabajo al simulador, que consiste en los tiempos para realizar las respectivas corridas de simulación, y la prioridad del trabajo a realizar. En la parte inferior, se selecciona el simulador, para este caso STARS (Figura A 10)

Figura A 10. Configuración computacional para realizar la corrida

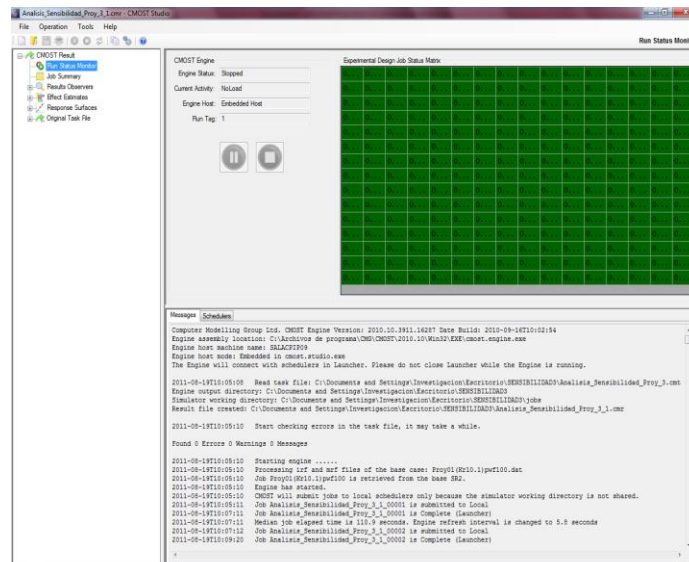


Fuente. Computer Modelling Group, (CMG). Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool, CMOST

De esta forma, CMOST procede a realizar el proceso y determinar qué valores producen los mejores resultados para reducir de forma significativa el número de corridas requeridas, y encontrar la mejor combinación de los parámetros usados y la mejor respuesta.

Para visualizar el avance del trabajo, se muestra el estatus de cada una de las simulaciones, donde a medida que son hechas, los cuadros, que representan las diferentes combinaciones, se tornan en color verde oscuro. Cuando se complete todo el trabajo, todos los recuadros estarán coloreados (Figura A 11)

Figura A 11. Avance del trabajo de avance de sensibilidad

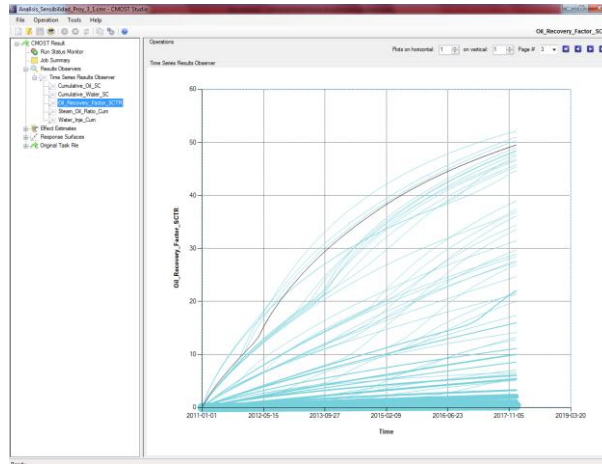


Fuente. Computer Modelling Group, (CMG). Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool, CMOST

Los resultados pueden observarse por medio de:

- Gráficas que muestren el comportamiento de las variables que se especificaron en los observadores de resultados (Figura A 12).

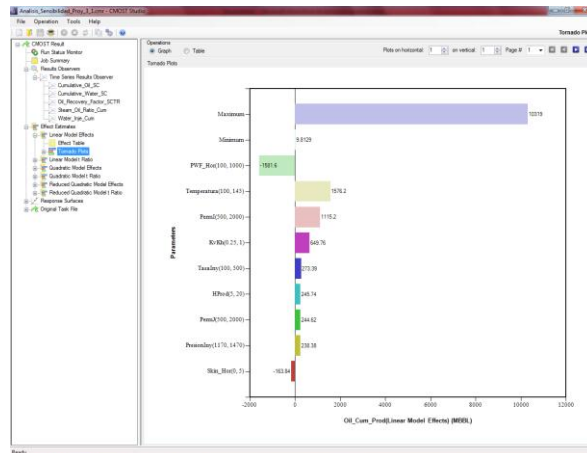
Figura A 12. Resultados mediante gráficas de los observadores de resultados.



Fuente. Computer Modelling Group, (CMG). Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool, CMOST

- Diagramas tornado donde se puede apreciar el impacto de las variables sensibilizadas sobre cada una de las funciones objetivo (Figura A 13)

Figura A 13. Resultados mediante diagramas tornado



Fuente. Computer Modelling Group, (CMG). Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool, CMOST

- Una tabla donde se resumen numéricamente los diagramas tornado (Figura A 14).

Figura A 14. Resultados mediante tabla donde se resumen los resultados obtenidos.

Parameters	Oil_Cum_Prod	Oil_Recovery_Fact	Steam_Oil_Ratio	Water_Cum_Prod	Water_Eq_Cum_In
Maximum	10319	82.121	61.251	3852.6	3826.5
Minimum	9.8129	0.03218	0.0005186	0	0.000983
PWF_Hor(100.1)	-1581.6	-11.91	3.5585	-377.35	-231.65
Temperatura(100.1)	1576.2	11.937	-2.6779	628.04	719.01
Pem(1500.2000)	1115.2	8.4558	-1.7626	379.07	338.02
KvRy(0.25.1)	649.76	3.0062	-0.78916	201.96	153.4
Tasaaly(100.500)	273.39	1.0485	-0.31181	451.45	560.28
HProd(5.20)	245.74	-8.1683	2.4849	-269.66	107.54
Pem(1500.2000)	244.62	1.8896	1.6485	283.55	316.09
Presionry(1170.1)	238.38	1.934	4.6332	440.09	910.74
Sk_Hor(0.5)	-163.84	-1.8996	1.576	-74.233	-64.181

Fuente. Computer Modelling Group, (CMG). Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool, CMOST

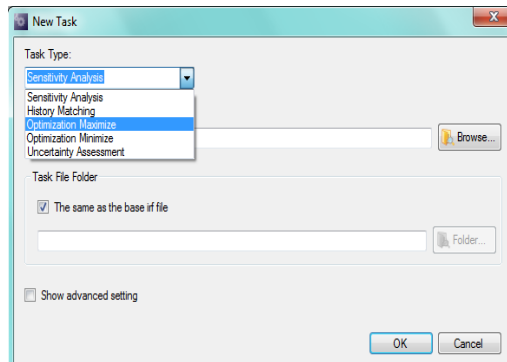
A.2 OPTIMIZACIÓN

Los mismos archivos que se tienen para el proceso de análisis de sensibilidad, son requeridos para llevar a cabo la optimización; a su vez, se usa el mismo lenguaje, que se explicó anteriormente para CMOST, en la definición de los parámetros a optimizar.

A.2.1 Desarrollo del Proceso

En la pantalla de inicio de CMOST existen dos opciones de optimización: maximización y minimización; su selección dependerá de lo que el ingeniero requiera para su función objetivo (Figura A 15).

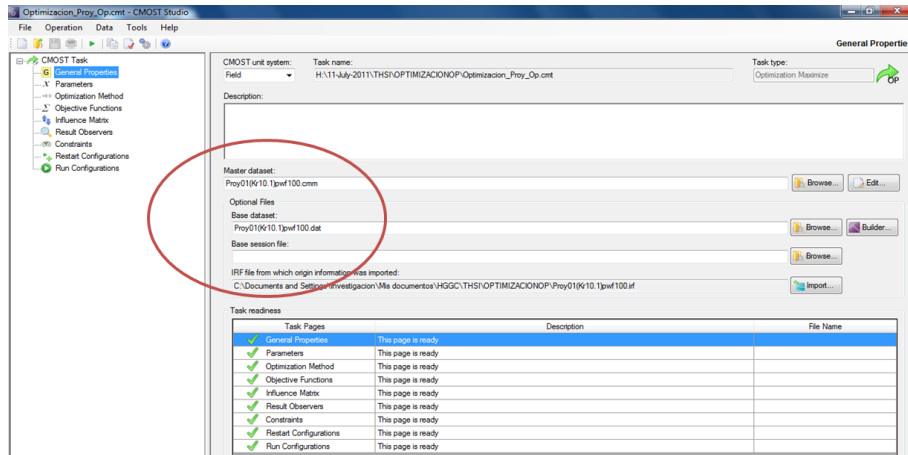
Figura A 15. Asignación de tarea de optimización



Fuente. Computer Modelling Group, (CMG). Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool, CMOST

Una vez se define el tipo de optimización, se procede a cargar los archivos del caso base, de la misma forma que para el procedimiento del análisis de sensibilidad (Figura A 16).

Figura A 16. Ventana para cargar los archivos del caso a optimizar

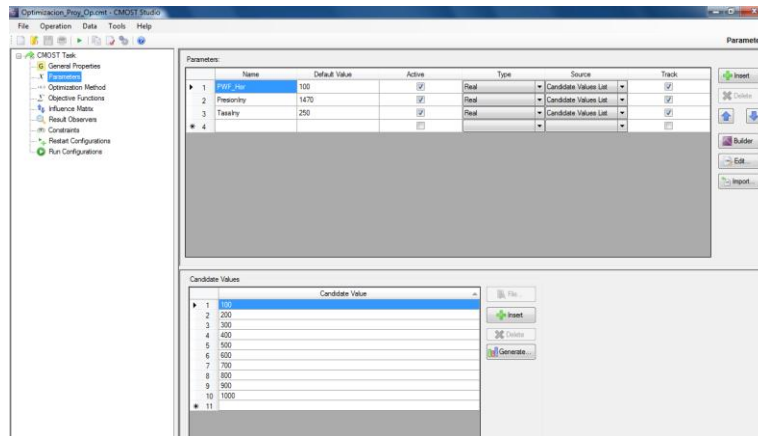


Fuente. Computer Modelling Group, (CMG). Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool, CMOST

Con los archivos cargados al programa, se importan las variables, con la opción dada por CMOST; que toma los parámetros del archivo de extensión .cmm, y se le asigna valores bajo los cuales el simulador va a trabajar para encontrar el escenario óptimo. Estos valores se escogen de acuerdo a los resultados obtenidos del análisis de sensibilidad, experiencia de campo y criterio ingenieril (Figura A 17).

En este paso, no hay límite para escoger el número de valores que se le quiera asignar a una variable, empero, esto incurre en mayores tiempos de simulación y requerimientos computacionales.

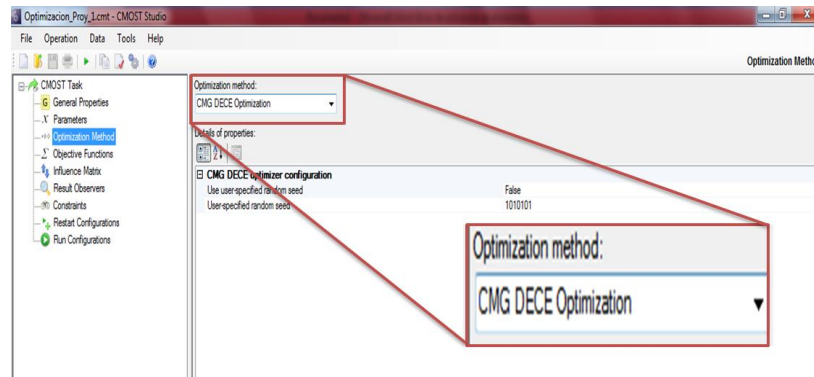
Figura A 17. Definición de los valores para cada parámetro involucrado en el proceso



Fuente. Computer Modelling Group, (CMG). Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool, CMOST

En su orden, luego se selecciona el método de optimización (algoritmo) con el cual el simulador escogerá los casos óptimos de acuerdo a los criterios establecidos. En este caso fue el algoritmo DECE (Designed Exploration and Controlled Evolution), tal como se muestra en la Figura A 18.

Figura A 18. Selección del método de optimización



Fuente. Computer Modelling Group, (CMG). Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool, CMOST

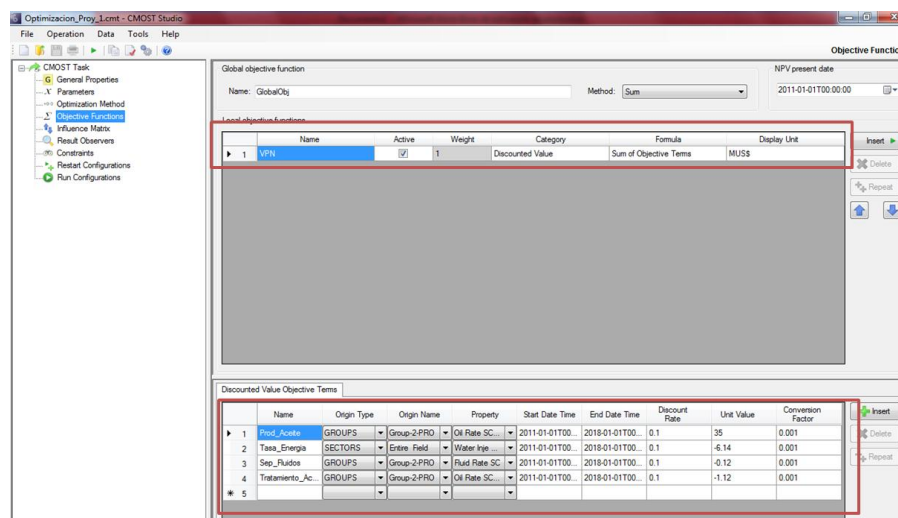
Después de la selección del algoritmo, se procede a determinar la función objetivo, la cual es el fundamento de la optimización porque en torno a ésta, trabajará el simulador. Por eso, debe ser determinada por criterio ingenieril, con el fin que se represente realmente los intereses de quien está realizando el proceso.

Dado que la función objetivo es el Valor Presente Neto (VPN), se debe definir de tipo Discounted Value y Sum of Objective Terms (Figura A 19).

Los elementos que van a constituir el cálculo serán los Discounted Value Objective Terms. Al igual que el caso de análisis de sensibilidad, se escoge la escala a la cual se quiera evaluar la variable y posteriormente la variable. Para este caso, se seleccionaron la tasa de producción diaria de aceite, de agua, y la de fluidos, y la tasa de inyección de agua equivalente.

Para cada una de las variables, se selecciona una tasa de descuento que generalmente es de 10%. En seguida se define el valor por unidad, es decir, el valor que va a multiplicar la variable para luego ser incluida en el cálculo del VPN. Siguiendo con el caso, el valor por unidad para la tasa diaria de producción de aceite corresponderá al precio de crudo, y así de esta forma para las demás variables; es importante mencionar que estos valores serán positivos si representan ingresos y negativos si son egresos. Finalmente, si se manejan cifras muy grandes, es posible usar un factor de conversión para reducir el número de cifras en la respuesta.

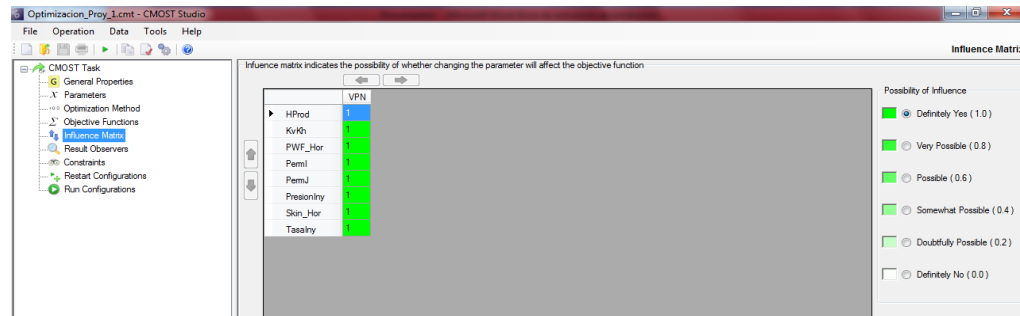
Figura A 19. Definición de la función objetivo para la optimización



Fuente. Computer Modelling Group, (CMG). Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool, CMOST

En ciertos casos, no todas las variables tienen la misma probabilidad de influencia sobre el proceso por eso, con la ayuda de la opción de Matrix Influence, se asigna un valor de 0 a 1 para cada parámetro, siendo 1 la mayor probabilidad y 0 el que definitivamente no representa influencia alguna. Esta opción se muestra en la Figura A 20.

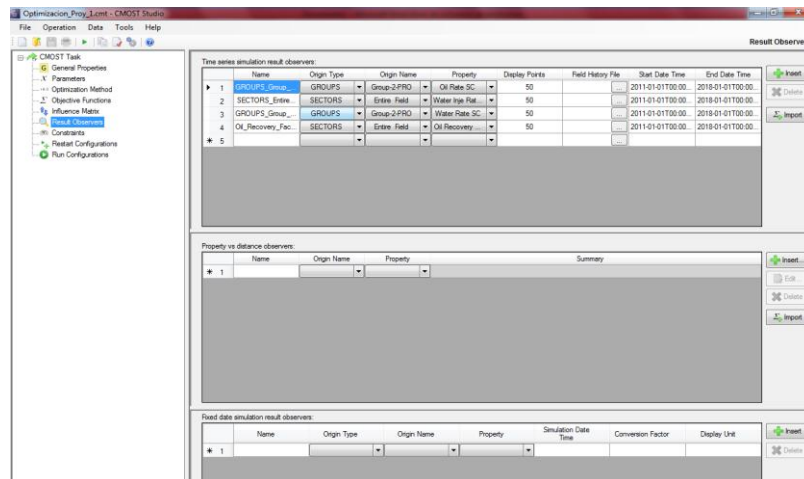
Figura A 20. Matriz de influencia de los parámetros involucrados en la optimización



Fuente. Computer Modelling Group, (CMG). Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool, CMOST

A continuación, al igual que para el proceso de análisis de sensibilidad, se pueden escoger unos observadores de resultados los cuales pueden ser las mismas variables usadas para la definición de la función objetivo (Figura A 21).

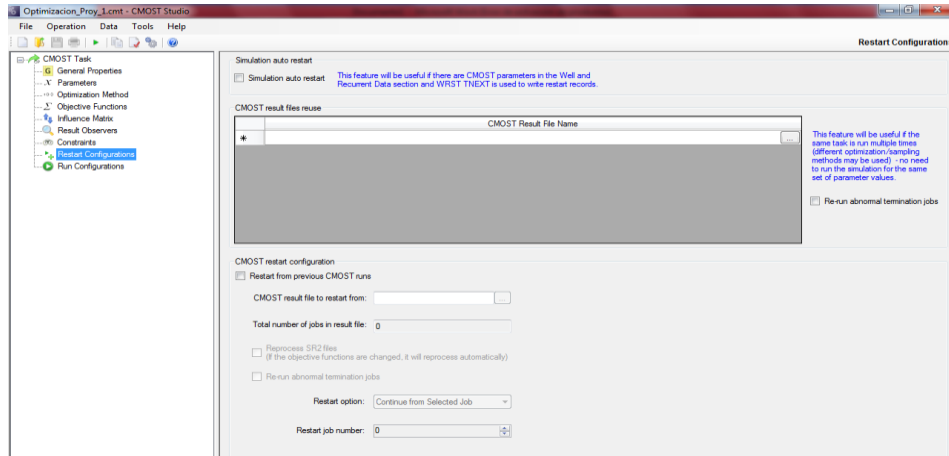
Figura A 21. Definición de los observadores de resultados para la optimización



Fuente. Computer Modelling Group, (CMG). Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool, CMOST

Para la optimización, también es posible utilizar Restart Configurations (Figura A 22) y se dan las mismas opciones que para el análisis de sensibilidad.

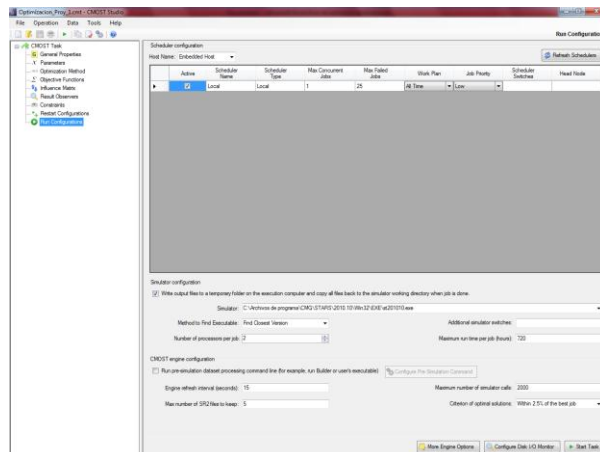
Figura A 22. Restart Configurations para Optimización



Fuente. Computer Modelling Group, (CMG). Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool, CMOST

Por último, solo queda especificar la configuración para realizar la corrida de simulación, tal como se especificó anteriormente (Figura A 23).

Figura A 23. Configuración para realizar la optimización

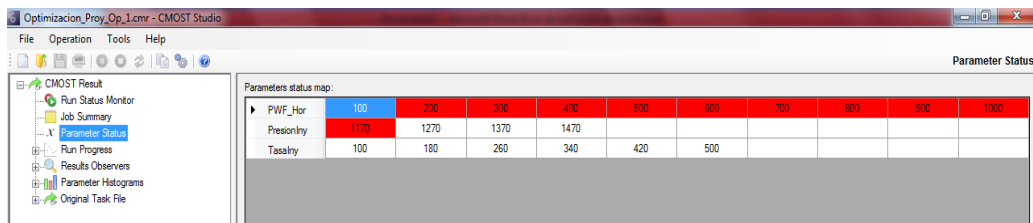


Fuente. Computer Modelling Group, (CMG). Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool, CMOST

Existen diferentes formas para observar el estado de la optimización y como tal los resultados finales del proceso.

- Una tabla de eliminación de parámetros, donde con color rojo se señalan aquellos que fueron descartados por el simulador y los demás que pueden considerarse dentro de los mejores escenarios para la aplicación del proceso evaluado (Figura A 24).

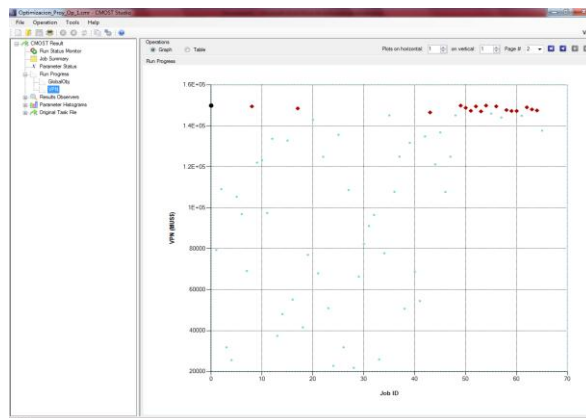
Figura A 24. Resultados mediante tabla de eliminación



Fuente. Computer Modelling Group, (CMG). Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool, CMOST

- Una gráfica de dispersión donde se indica los valores que tomó la función objetivo en cada una de las corridas. El punto negro indica el caso base y los puntos rojos, aquellos trabajos cuyas combinaciones que la maximizan (Figura A 25).

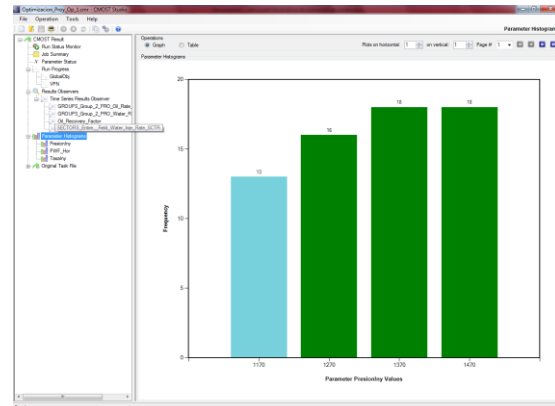
Figura A 25. Resultados mediante gráfica de dispersión



Fuente. Computer Modelling Group, (CMG). Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool, CMOST

- Histogramas de frecuencia para las variables del diseño que hacen parte del estudio, en los cuales las barras de color verde corresponden al valor que más fue usado y contribuye positivamente al proceso (Figura A 26).

Figura A 26. Resultados mediante histogramas de frecuencia



Fuente. Computer Modelling Group, (CMG). Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool, CMOST

- Una tabla donde se resume todas las corridas con sus respectivas combinaciones, el valor tomado de la función objetivo y el estado final (Figura A 27).

Figura A 27. Resumen Resultados Optimización

Job ID	Optimal	User Highlight	Global Obj.	VPI	PVP	Obj.	Priority	Penalty	Status
1	[]	[]	1.4957E-05	1.4957E-05	693	1470	100	0	Normal Termination
2	[]	[]	1.0846E-05	1.0846E-05	403	1270	260	0	Normal Termination
3	[]	[]	31939	31939	900	1170	340	0	Normal Termination
4	[]	[]	29989	29989	1000	1370	300	0	Normal Termination
5	[]	[]	1.0533E-05	1.0533E-05	403	1170	100	0	Normal Termination
6	[]	[]	90910	90910	500	1370	340	0	Normal Termination
7	[]	[]	69091	69091	700	1470	300	0	Normal Termination
8	[]	[]	1.4946E-05	1.4946E-05	300	1370	100	0	Normal Termination
9	[]	[]	1.2235E-05	1.2235E-05	300	1270	340	0	Normal Termination
10	[]	[]	1.2110E-05	1.2110E-05	300	1370	400	0	Normal Termination
11	[]	[]	37410	37410	900	1470	200	0	Normal Termination
12	[]	[]	1.3267E-05	1.3267E-05	200	1170	100	0	Normal Termination
13	[]	[]	37422	37422	900	1270	400	0	Normal Termination
14	[]	[]	48861	48861	900	1170	400	0	Normal Termination
15	[]	[]	1.5305E-05	1.5305E-05	200	1070	300	0	Normal Termination
16	[]	[]	90121	90121	800	1470	200	0	Normal Termination
17	[]	[]	1.6454E-05	1.6454E-05	100	1270	100	0	Normal Termination
18	[]	[]	41760	41760	900	1470	340	0	Normal Termination
19	[]	[]	76979	76979	800	1170	400	0	Normal Termination
20	[]	[]	1.4291E-05	1.4291E-05	100	1170	100	0	Normal Termination
21	[]	[]	67942	67942	700	1370	100	0	Normal Termination
22	[]	[]	1.2466E-05	1.2466E-05	300	1470	340	0	Normal Termination
23	[]	[]	90910	90910	800	1470	100	0	Normal Termination
24	[]	[]	22792	22792	1000	1370	100	0	Normal Termination
25	[]	[]	1.3969E-05	1.3969E-05	200	1370	200	0	Normal Termination
26	[]	[]	31629	31629	800	1170	1100	0	Normal Termination
27	[]	[]	1.0875E-05	1.0875E-05	400	1370	300	0	Normal Termination
28	[]	[]	21911	21911	1000	1070	100	0	Normal Termination
29	[]	[]	66532	66532	700	1270	340	0	Normal Termination
30	[]	[]	92196	92196	900	1470	100	0	Normal Termination
31	[]	[]	31985	31985	500	1170	400	0	Normal Termination
32	[]	[]	96492	96492	500	1470	300	0	Normal Termination
33	[]	[]	29942	29942	1000	1370	400	0	Normal Termination
34	[]	[]	77764	77764	900	1170	100	0	Normal Termination
35	[]	[]	1.4677E-05	1.4677E-05	400	1470	100	0	Normal Termination

Fuente. Computer Modelling Group, (CMG). Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool, CMOST