

**EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA DE UN PROCESO DE INYECCIÓN
CICLICA DE VAPOR USANDO POZOS HORIZONTALES.**

CARLOS ANDRES URIBE HIDALGO

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2012

**EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA DE UN PROCESO DE INYECCIÓN
CICLICA DE VAPOR USANDO POZOS HORIZONTALES.**

CARLOS ANDRES URIBE HIDALGO

Trabajo de grado para optar al título de ingeniero de petróleos

SAMUEL FERNANDO MUÑOZ NAVARRO

M. Sc. Ingeniería de Petróleos

DIRECTOR

M.sc. Carlos E. Naranjo Suarez

Ing. Luis Roberto Oliveros Gómez

CO-DIRECTORES

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2012

DEDICATORIA

A Dios, por permitirme cumplir esta etapa de la vida y brindarme tantas experiencias y oportunidades de ser cada día mejor.

Mi papa y mama por brindarme todo su apoyo y fuerza para lograr este objetivo, gracias porque juntos logramos graduarnos, gracias por esas palabras en los momentos de flaqueza y gracias por hacer este esfuerzo tan grande al cumplir mis sueños, mami gracias por enseñarme esa verraquera y constancia en la vida.

A mi tía porque sin tu ayuda y apoyo esto no sería posible, gracias por convertirte en mi segunda madre y brindarme un espacio en tu hogar y tu corazón.

A mis hermanos, pachó y aleja, por ser parte de mi vida y por brindarme ese apoyo de hermano, a pesar de lo lejos.

Al bb por su apoyo en todos los sentidos, por brindarme tanto amor y cariño incondicional, gracias por todos los momentos vividos y por hacerme sentir tantas cosas lindas.

A mis abuelos, Vicente e Hímera, abuelo lo logre cumplimos nuestro sueño, porque yo se que tu deseabas esto tanto como yo, gracias por criarme y brindarme tanto cariño.

A mis amigos desde el colegio, Mono, Grajales, Ivan, feliz, Maria Ale y demás.

A mis amigos de la U, el dream team y todos los demás como carva, rafa, Juss, osu, metelon's, gracias por todos esos momentos y experiencias, espero que esta amistad no quede en la universidad, sino que dure toda la vida.

GRACIAS

AGRADECIMIENTOS

A la prestigiosa Universidad Industrial de Santander, por hacerme un profesional y enseñarme tantos conocimientos y valores para ser lo que soy hoy día.

A la Escuela de Ingeniería de petróleos, los buenos profesores que se esforzaron por brindar la mayor parte de sus conocimientos, el porfe Samuel por darme la oportunidad de realizar este trabajo de grado y brindarme todos sus conocimientos.

A esa pequeña familia llamada grupo de recobro mejorado, por ser tan incondicionales y brindarme tanto apoyo desinteresado, gracias Luis porque primero que mi jefe fuiste mi amigo.

Gracias Yatte y Panchis por esos datos que permitieron poner el moño a esta tesis.

Gracias bb por esas ayuditas con mi tesis.

Gracias Palma y Nelson por cada ayuda desinteresada que me brindaron.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	13
1. FUNDAMENTOS DE LA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR USANDO POZOS HORIZONTALES.....	17
1.1 TECNOLOGIA DE POZOS HORIZONTALES	19
1.1.1 Perforación de pozos horizontales	20
1.1.2 Completamiento de pozos horizontales.....	20
1.1.3 clasificación de los pozos horizontales	24
1.1.4 Aplicación de pozos horizontales	27
1.2 INYECCIÓN CICLICA DE VAPOR USANDO POZOS HORIZONTALES	29
1.2.1 Descripción del proceso.....	31
1.2.1.1 Periodo de inyección.....	31
1.2.1.2 Periodo de remojo	32
1.2.1.3 Periodo de producción	33
1.3 PARAMETROS QUE AFECTAN LA INYECCIÓN CICLICA DE VAPOR USANDO POZOS HORIZONTALES.....	33
1.3.1 Parámetros de yacimiento influyentes.....	34
1.3.2 Parámetros de diseño influyentes.	40
2. CONSTRUCCIÓN DEL MODELO CONCEPTUAL DE SIMULACIÓN	44
2.1 GENERALIDADES DE LA SIMULACIÓN.....	44
2.1.1 Información necesaria para la simulación	45
2.2 DESCRIPCIÓN DEL YACIMIENTO	46
2.3 MODELO CONCEPTUAL DE SIMULACIÓN.....	46
2.3.1 Dimensiones del grid de simulación	47
2.3.2 Propiedades de la roca.....	49
2.3.3 Propiedades de los fluidos	50
2.3.4 Interacción roca-fluido	56
2.3.5 Pozos.....	57
2.4 SELECCIÓN DEL TIPO DE REFINAMIENTO	60
2.4.1 Refinamiento cartesiano.....	61
2.4.2 Refinamiento radial.....	61
2.4.3 Refinamiento Hibrido.....	62
2.4.4 Determinación del refinamiento usado.	62
2.5 RESULTADOS PRELIMINARES	63

2.6	CAMBIO EN EL ESQUEMA DE INYECCIÓN.....	69
3.	MODELOS HETEROGENEOS, CONFINAMIENTO Y COMPARACIÓN CON POZOS VERTICALES.....	75
3.1	MODELOS HETEROGÉNEOS CON VARIACIONES DE PERMEABILIDAD EN K75	
3.2	MODELOS HETEROGÉNEOS CON VARIACIONES DE PERMEABILIDAD EN I	83
3.3	MODELOS HETEROGÉNEOS CON VARIACIONES DE KV/KH.....	91
3.4	MODELO CONFINADO	93
3.5	MODELO CON POZOS VERTICALES	98
4.	OPTIMIZACIÓN DE PARAMETROS INFLUYENTES EN PROCESOS DE INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR USANDO POZOS HORIZONTALES.....	104
4.1	SENSIBILIDAD A LA LONGITUD HORIZONTAL DEL POZO.....	104
4.2	ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD ASISTIDO POR CMOST DE PARAMETROS OPERACIONALES Y DE YACIMIENTO	105
4.1.1	Análisis de sensibilidad a parámetros operacionales	106
4.1.2	Resultados del análisis de sensibilidad a parámetros operacionales	109
4.1.2	Análisis de sensibilidad a parámetros de yacimiento	114
4.2	OPTIMIZACIÓN DE PARÁMETROS OPERACIONALES	116
4.1.1	Metodología usada en la optimización	117
5.	ANÁLISIS FINANCIERO.....	126
5.1	INVERSIÓN INICIAL.....	127
5.2	INGRESOS.....	129
5.3	EGRESOS.....	130
5.4	FLUJO DE CAJA	130
5.5	RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA	131
	CONCLUSIONES	135
	RECOMENDACIONES	136
	BIBLIOGRAFIA	137

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Completamiento con hueco abierto	21
Figura 2. Completamiento con liner ranurado	21
Figura 3. Completamiento con grava	22
Figura 4. Completamiento con grava	23
Figura 5. Pozo horizontal de radio ultracorto.....	25
Figura 6. Pozo horizontal de radio corto.....	25
Figura 7. Pozo horizontal de radio medio.....	26
Figura 8. Pozo Horizontal de radio largo	27
Figura 9. Yacimientos con fracturas verticales	27
Figura 10. Yacimientos con efectos de conificación de agua y gas	28
Figura 11. Yacimientos con espesores delgados	28
Figura 12. Etapas del proceso de inyección cíclica de vapor usando pozos horizontales. ..	31
Figura 13. Comportamiento de la calidad del vapor respecto a la profundidad.	35
Figura 14. Perdidas de calor hacia estratos superiores e inferiores.	36
Figura 15. Influencia de la longitud horizontal del pozo respecto al Kv/Kh en la recuperación de hidrocarburo.....	37
Figura 16. Influencia de la longitud horizontal del pozo en la recuperación de hidrocarburo.....	38
Figura 17. Efecto del daño sobre la tasa de producción de crudo.....	39
Figura 18. Modelo base de simulación.....	48
Figura 19. Propiedades térmicas de la roca	50
Figura 20. Construcción del PVT en CMG	51
Figura 21. Datos ingresados.....	52
Figura 22. Tablas generadas	52
Figura 23. Relación gas-aceite (R_s) en el PVT sintético	53
Figura 24. Factor volumétrico de formación del aceite (B_o) en el PVT sintético.....	54
Figura 25. Densidad del aceite en el PVT sintético	54
Figura 26. Comportamiento de la viscosidad con la temperatura	55
Figura 27. Curva de permeabilidad relativa.	57
Figura 28. Ubicación de los pozos en el estrato productor	58
Figura 29. Refinamiento Cartesiano, vista frontal con pozo horizontal.....	61
Figura 30. Refinamiento Radial.....	62
Figura 31. Comportamiento del factor de recobro en el tiempo	64
Figura 32. Comportamiento de la producción de aceite acumulada en el tiempo	64
Figura 33. Comportamiento de la presión con el tiempo	65
Figura 34. Comportamiento de la tasa de producción de aceite y el corte de agua	65
Figura 35. Comportamiento de la tasa de producción de aceite por pozo	66
Figura 36. Comportamiento de la tasa de producción de agua	66
Figura 37. Comportamiento de la tasa de inyección	67
Figura 38. Comportamiento del corte de agua acumulado en el tiempo	68
Figura 39. Comportamiento del SOR	68
Figura 40. Esquema de inyección alternada de vapor.	69
Figura 41. Grafica de factor de recobro con inyección alternada de vapor.....	70
Figura 42. Grafica de la tasa de producción de aceite.....	70
Figura 43. Grafica de la caída de presión del yacimiento	71
Figura 44. Corte de agua en el tiempo.....	72
Figura 45. Tasa de producción de agua.....	72
Figura 46. Distribución de temperatura en la vista areal.....	73
Figura 47. Distribución de temperatura en la vista jk.....	73
Figura 48. Distribución de saturaciones en la vista areal.....	74

Figura 49. Variación de permeabilidad de mayor valor a menor.	76
Figura 50. Variación de permeabilidad de menor valor a mayor.	76
Figura 51. Variación de permeabilidad de forma aleatoria.	77
Figura 52. Comparación en factor de recobro para los 3 esquemas de permeabilidades en K77	
Figura 53. Distribución de temperatura para el modelo de mayor permeabilidad a menor permeabilidad	78
Figura 54. Distribución de temperatura para el modelo de menor permeabilidad a mayor permeabilidad	79
Figura 55. Distribución de temperatura para el modelo de permeabilidad aleatoria	79
Figura 56. Distribución de saturación de aceite para el modelo de mayor permeabilidad a menor permeabilidad	80
Figura 57. Distribución de saturación de aceite para el modelo de menor permeabilidad a mayor permeabilidad	80
Figura 58. Distribución de saturación de aceite para el modelo de permeabilidad aleatoria	81
Figura 59. Variación de permeabilidad de mayor valor a menor en el modelo con paso de 200 mD.	81
Figura 60. Variación de permeabilidad de menor valor a mayor en el modelo con paso de 200 mD.	82
Figura 61. Variación de permeabilidad de aleatoria en el modelo con paso de 200 mD.....	82
Figura 62. Comparación en factor de recobro para los 3 esquemas de permeabilidades en K con paso de 200 mD.....	83
Figura 63. Variación de permeabilidad en dirección i de mayor valor a menor partiendo desde el talón del pozo.....	84
Figura 64. Variación de permeabilidad en dirección i de menor valor a mayor partiendo desde el talón del pozo.....	84
Figura 65. Variación de permeabilidad en dirección i de forma aleatoria.	85
Figura 66. Comparación en factor de recobro para los 3 esquemas de permeabilidades en i.85	
Figura 67. Distribución de temperatura para el modelo de aumento de permeabilidad desde el talón hacia la punta.....	86
Figura 68. Distribución de temperatura para el modelo de aumento de permeabilidad desde la punta hacia el talón.	87
Figura 69. Distribución de temperatura para el modelo de variación de permeabilidad aleatoria	87
Figura 70. Distribución de saturaciones de aceite para el modelo de aumento de permeabilidad desde el talón hacia la punta.....	88
Figura 71. Distribución de saturaciones de aceite para el modelo de aumento de permeabilidad desde la punta hacia el talón.	88
Figura 72. Distribución de saturaciones de para el modelo de variación de permeabilidad aleatoria	88
Figura 73. Variación de permeabilidad en dirección i de mayor valor a menor partiendo desde el talón del pozo para el modelo con paso de 200 mD.....	89
Figura 74. Variación de permeabilidad en dirección i de menor valor a mayor partiendo desde el talón del pozo para el modelo con paso de 200 mD.....	90
Figura 75. Variación de permeabilidad en dirección i de forma aleatoria, paso de 200 mD. .	90
Figura 76. Comparación en factor de recobro para los 3 esquemas de permeabilidades en i con paso de 200 mD.....	91
Figura 77. Comparación en factor de recobro para los 3 primeros esquemas de Kv/Kh con la permeabilidad en k fija.	92
Figura 78. Comparación en factor de recobro para los 3 últimos esquemas de Kv/Kh con la permeabilidad en i fija.	92
Figura 79. Vista 3D del modelo confinado.....	94
Figura 80. Vista areal del modelo confinado con porosidad de 0.8 en fracción	95
Figura 81. Vista areal del modelo confinado con porosidad de 0.6 en fracción	95
Figura 82. Vista areal del modelo confinado con porosidad de 0.6 en fracción	96
Figura 83. Vista areal del modelo confinado con porosidad de 0.6 en fracción	96

Figura 84. Vista areal del modelo confinado con porosidad de 0.6 en fracción	97
Figura 85. Modelo de simulación con pozos verticales vista 3d.....	98
Figura 86. Esquema de inyección en pozos verticales	99
Figura 87. Sensibilidad a la tasa de inyección de vapor para el modelo con pozos verticales	99
Figura 88. Inyectividad de los pozos para un caudal de 250 bbl/día	100
Figura 89. Inyectividad de los pozos para un caudal de 150 bbl/día	101
Figura 90. Sensibilidad a la tasa de inyección de vapor para el modelo con pozos verticales	102
Figura 91. Sensibilidad a la tasa de inyección de vapor para el modelo con pozos verticales	103
Figura 92. Sensibilidad a la longitud horizontal	104
Figura 93. Funciones objetivo para el proceso de optimización	109
Figura 94. Metodología para realizar el análisis de sensibilidad de variable	109
Figura 95. Presentación de resultados en un análisis de sensibilidad mediante diagramas tornado	110
Figura 96. Resultado del análisis de sensibilidad respecto al factor de recobro	112
Figura 97. Resultado del análisis de sensibilidad respecto al SOR.....	113
Figura 98. Resultado del análisis de sensibilidad respecto al SOR.....	114
Figura 99. Resultado del análisis de sensibilidad de condiciones de yacimiento respecto al FR	116
Figura 100. Metodología usada para el proceso de optimización	117
Figura 101. Grafica de dispersión de la función objetivo VPN	123
Figura 102. Histograma de frecuencia para parámetros evaluados	124
Figura 103. Metodología para realizar una evaluación financiera	127
Figura 104. Flujo de caja para producción en frío con pozos horizontales	131
Figura 105. VPN y PAYBACK ajustado para producción en frío con pozos horizontales....	133
Figura 106. VPN y PAYBACK ajustado para 4 ciclos de vapor con pozos horizontales	134

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Screening de la técnica	31
Tabla 2. Condiciones iniciales del modelo.....	48
Tabla 3. Propiedades de la roca.....	49
Tabla 4. Propiedades iniciales del fluido	51
Tabla 5. Propiedades de interacción roca-fluido	56
Tabla 6. Parámetros operacionales de los pozos	59
Tabla 7. Parámetros operacionales en los ciclos de inyección.....	60
Tabla 8. Variaciones de Kv/Kh en el modelo de simulación	91
Tabla 9. Parámetros operacionales en los ciclos de inyección para comparación de pozos verticales y horizontales	101
Tabla 10. Parámetros a sensibilizar en el proceso.....	108
Tabla 11. Análisis de la función objetivo en un Diagrama Tornado.	111
Tabla 12. Rango de variación para los parámetros operacionales a optimizar	118
Tabla 13. Cálculos para determinar el precio de venta del crudo	120
Tabla 14. Valores para el cálculo de VPN en CMOST	121
Tabla 15. Matriz de resultados óptimos.	122
Tabla 16. Costos de perforar pozos horizontales.....	128
Tabla 17. Inversión inicial.....	128
Tabla 18. Ingresos por producción	129
Tabla 19. Egresos.....	130
Tabla 20. Resultados de criterios financieros	133

RESUMEN

TITULO: EVALUACIÓN TECNICO-FINANCIERA DE UN PROCESO DE INYECCIÓN CICLICA DE VAPOR USANDO POZOS HORIZONTALES*

AUTOR: CARLOS ANDRES URIBE HIDALGO**

PALABRAS CLAVES: inyección cíclica de vapor, pozos horizontales, yacimientos delgados, crudo pesado, recobro mejorado, simulación numérica, sensibilidad, optimización y análisis financiero

Con el fin de determinar el mejor esquema de explotación, teniendo en cuenta el aumento de la demanda de hidrocarburos y la necesidad de aumentar el recobro de los campos existentes, las técnicas de recobro mejorado son una alternativa para la industria petrolera.

En Colombia, los yacimientos estratificados de crudo pesado se han convertido en el foco de explotación petrolera con métodos EOR, incluido el evaluado conceptualmente en este trabajo. Sin embargo, la producción de estos campos se ha limitado a estratos que presentan espesores considerables, olvidando ciertas cantidades de hidrocarburos de yacimientos delgados, que representan un potencial importante para el aumento de producción y reservas.

En búsqueda de la mejor alternativa de extracción de estas reservas de crudo pesado contenidas en espesores delgados, el presente trabajo muestra la evaluación técnica y financiera de aplicar inyección cíclica de vapor usando pozos horizontales en estos yacimientos, aprovechando la inyektividad y el beneficio de la ubicación de los pozos horizontales, y la reducción de viscosidad producto del calentamiento con vapor.

Para llevar a cabo este proceso, se evaluó el efecto de cada parámetro operacional y de yacimiento. Posteriormente, debido a la incertidumbre de la distribución de vapor en el yacimiento y la importancia de las heterogeneidades en este efecto, se realizó la simulación numérica del proceso con un modelo homogéneo y modelos heterogéneos, comparando los comportamientos productivos de cada escenario, para determinar el mejor modelo a usar en la optimización de parámetros operacionales.

Una vez determinado el mejor escenario de evaluación, se realizó la sensibilidad y optimización del proceso, buscando las condiciones de explotación que mostraran los mejores resultados con la inyección cíclica de vapor en pozos horizontales, para un posterior análisis financiero que brindara un completo estudio de factibilidad.

*Trabajo de Grado

**Facultad de Ingenierías Físico – Químicas. Ingeniería de Petróleos. Director. M.Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro. Co-Director. Ing. Luis Roberto Oliveros Gómez y M.Sc Carlos Eduardo Naranjo Suarez

ABSTRACT

TITLE: TECHNICAL AND FINACIAL EVALUATIÓN OF A PROCESS OF CYCLIC STEAM INYECTION USING HORIZONTAL WELLS*

AUTHOR: CARLOS ANDRES URIBE HIDALGO**

KEYWORDS: Cyclic steam injection, horizontal wells, thin reservoirs, heavy oil, enhanced oil recovery, numerical simulation, sensibility, optimization and financial analysis.

In order to determine the best scheme of exploitation, considering the increasing demand of hydrocarbons and the necessity of increase the existent field recoveries, the enhance oil recovery techniques are an alternative for the petroleum industry.

In Colombia, the layered reservoirs of heavy oils has become in the focus of petroleum exploitation with EOR techniques, including the conceptually evaluated in this project. However, the productions of these fields with enhance oil recovery techniques have been limited to considerable thicknesses, neglecting quantities of oil from reservoir thin thicknesses, which represent an important potential to increase the production and reserves.

Seeking the best alternative to produce these heavy oil reserves of thin reservoirs, this project shows the technical and financial feasibility of applying cyclic steam injection using horizontal wells in thin reservoirs, taking advantage of the injectivity and horizontal well location benefit, and the viscosity reduction due the reservoir heating with steam.

To carry out this process, the effect of each operational and reservoir parameter was evaluated by literature research. Subsequently, due to the uncertainty of the steam distribution in the reservoir and the importance of heterogeneities in this effect, a numerical simulation of the technique was made with homogeneous and heterogeneous models, comparing the productive behaviors of each scenario to determine the best model to use in the optimization of operational parameters.

After determining the best scenario of evaluation, the sensitivity and optimization analysis was made seeking the best operational conditions that sowed a favorable outcome of cyclic steam injection in horizontal wells, for a further financial analysis that would provide a complete feasibility of application.

* Proyecto de grado

**Facultad de Ingenierías Físico – Químicas. Ingeniería de Petróleos. Director. M.Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro. Co-Director. Ing. Luis Roberto Oliveros Gómez y M.Sc Carlos Eduardo Naranjo Suarez

INTRODUCCIÓN

Los yacimientos de crudo pesado en la actualidad, son la alternativa para suplir la demanda de hidrocarburo en el mundo. Estos yacimientos representan alrededor del 70% de las reservas a nivel mundial,¹ y las acumulaciones de crudo pesado contienen aproximadamente 10 trillones de barriles de hidrocarburo in situ,² donde las reservas de crudo pesado más grandes se encuentran al norte de la franja del Orinoco, en Venezuela.³

Colombia cuenta con un OOIP aproximado de 42.000 MMBE (Millones de Barriles Equivalentes), donde cerca de 12.000 MMBO (Millones de Barriles de Crudo) del OOIP corresponden a crudo pesado,⁴ ubicado principalmente en los Llanos Orientales y en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Los yacimientos comunes del país presentan en su mayoría estratificación y alta heterogeneidad, por lo que su producción resulta complicada, logrando factores de recobro muy bajos y perdiendo gran cantidad de hidrocarburo por recuperar. Por lo anterior, es importante recurrir a nuevas técnicas IOR y EOR que permitan mejorar el desarrollo de la producción de hidrocarburo, y optimizar el trabajo realizado hasta la actualidad.

Las técnicas IOR y EOR resultan de gran importancia para incrementar las reservas y generar alternativas de extracción, donde el uso de pozos horizontales se presenta como una de las tecnologías IOR líderes en la industria, teniendo en cuenta su versatilidad y beneficios al desarrollo petrolero. Por ende, el uso de pozos horizontales es una gran alternativa, ya que no es una técnica nueva, y los expertos aseguran que incrementa considerablemente la tasa de producción de

¹ALBOUDWAREJ, H. *et al.*: "Highlighting Heavy Oil," *Oilfield Review* (2006) **18**, No. 2, 34

²GONZALEZ, K., BASHBUSH, J.L., RINCON, A.: "Simulation Study of Steamflooding with Horizontal Producers Using PEBI Grids," paper SPE 121488. 2009

³Energy Information Administration (2001) "Venezuela Offers Full Market Value to Encourage Foreign Investment in Oil

⁴ SAAVEDRA, Néstor Fernando, ICP. Retos de la Industria de Hidrocarburos en Colombia. En: Conferencia SPE-UIS Student Chapter (2011: Bucaramanga).

hidrocarburo y el factor de recobro.⁵ Además, su versatilidad para llegar a nuevas reservas, donde hay problemas como estratificación, arcillas, fracturas y buzamientos, en fin heterogeneidades; evitando el uso de múltiples pozos verticales para adquirir una respuesta similar del yacimiento, y reduciendo costos operativos y de inversión, genera buena aceptación en la industria y un amplio beneficio financiero en la mayoría de proyectos.

En la actualidad ha resultado bastante útil el uso de pozos horizontales con recobro térmico en yacimientos de crudo pesado, debido a la existencia de una mayor área de contacto con el yacimiento, lo que permite una mejor distribución del calor y transporte de los fluidos.⁶ La inyección cíclica de vapor usando pozos horizontales depende tanto de las características del yacimiento como del diseño técnico y la viabilidad financiera, por tal motivo en este proyecto se busca evaluar la factibilidad técnico-financiera de aplicar la técnica en yacimientos con diferentes condiciones de heterogeneidad y para arenas delgadas, teniendo en cuenta los ciclos de inyección y la cantidad de vapor, para alcanzar los mejores resultados y así mostrar los beneficios que puede traer la técnica de recobro a la industria petrolera local e internacional.

⁵Steven E Ross, the use of horizontal wells to affect drainage area and increase oil and gas recovery, Chevron Petroleum technology company, La Habra, California, U.S.A, SPE 15v02p0445.

⁶E. Escobar, P. Valko, W.J. Lee, M.G. Rodríguez. Optimization methodology for cyclic steam injection with horizontal wells. PDVSA INTEVEP & Texas A&M. SPE 65525

1. FUNDAMENTOS DE LA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR USANDO POZOS HORIZONTALES.

A través de los años se ha manejado el término de recuperación mejorada para describir la producción adicional de los yacimientos bajo sistemas de recuperación primaria y secundaria, con los cuales se han tenido bajos porcentajes de crudo teniendo en cuenta el potencial del yacimiento. En la actualidad la recuperación mejorada o terciaria muestra un crecimiento importante, debido a la necesidad de aumentar el factor de recobro en campos maduros y mejorar el desempeño en campos nuevos, donde las características del yacimiento, fluidos y el montaje operacional, permiten un mejor desarrollo logrando altos factores de recobro y beneficios económicos.

Los métodos de recobro mejorado aparecen ante la necesidad de disminuir cantidades de hidrocarburos remanentes en el yacimiento, de tal manera que un proyecto de inversión sea rentable por largo tiempo. Sin embargo, es posible aplicar recobro mejorado, incluso desde el inicio del desarrollo de un campo, puesto que se pueden generar mejores beneficios del efecto de calentamiento con vapor en la producción de hidrocarburos.

En el mundo existen grandes reservas de crudo pesado y extra pesado, que se caracterizan por su baja movilidad y bajos factores de recobro, esto atribuido en gran parte a las altas viscosidades y baja gravedad API que determina el poco flujo de fluidos a través del medio poroso.

Un buen gerenciamiento y diseño para operar un campo resulta en una buena respuesta del mismo. Para producir cantidades de hidrocarburo adicionales, durante la última década, los métodos térmicos han sido los más usados para recobro de crudo pesado, concentrando su aplicación en Canadá, Brasil, Venezuela, E.E.U.U, la unión soviética y china, alcanzando factores de recobro

hasta del 50% en algunas aplicaciones.⁷ Por lo anterior, es correcto decir que estos métodos son buenos en desarrollos petroleros para crudo pesado y extra pesado, debido a que disminuyen la viscosidad del crudo, remueven los depósitos de asfaltenos y mejoran el desplazamiento de los fluidos.

Debido a la necesidad de obtener mejores factores de recobro, la habilidad de incrementar el área de contacto con el yacimiento, permitir el acceso a zonas de espesores delgados, mitigar efectos de conificación, aumentar la inyectividad y demás, los pozos horizontales han sido usados en diferentes aplicaciones de recobro mejorado, siendo un aporte claro en el mejoramiento de procesos y permitiendo el desarrollo de aplicaciones EOR con éxito.

La inyección cíclica de vapor usando pozos horizontales es una técnica EOR creada para aumentar la eficiencia de recobro en yacimientos de petróleo pesado, por lo que actualmente ha ganado mucha aceptación y representa un éxito como tecnología, teniendo en cuenta que muestra grandes beneficios respecto a una inyección cíclica convencional en pozos verticales. El objetivo primario de este proceso es proporcionar energía térmica en las cercanías del pozo, usando el vapor como medio de transporte de calor y permitiendo que la roca actúe como intercambiador para el almacenamiento de la energía inyectada. Este calor es usado para disminuir la viscosidad del petróleo, que fluye a través de la región calentada aumentando la tasa de producción y el factor de recobro.

Numerosos factores económicos y técnicos pueden limitar el uso de la técnica de inyección cíclica de vapor usando pozos horizontales. El primer factor sería el alto costo de perforar un pozo horizontal, el segundo factor está relacionado con la alta viscosidad que presentan los yacimientos de crudo pesado y extra pesado, donde generalmente se aplica la técnica, y el tercero es la distribución irregular del vapor

⁷ Dr. LenoirSurguchev, Dr Eduardo Manrique & Porf. Vladimir Alvarado. Improved oil recovery status and opportunities, Rogalan Research, Questa Energy Corp & catholic pontifician university of Rio de Janeiro. SPE 18-0886

a través del intervalo productor.⁸ Sin embargo, desde un punto de vista operacional la aplicación de inyección cíclica de vapor usando pozos horizontales es simple, ya que un generador de vapor puede servir para estimular varios pozos si se monitorea que la energía se distribuya uniformemente entre ellos. Además, si el proceso resulta exitoso, con un buen diseño y monitoreo los resultados pueden verse de inmediato en la producción del pozo estimulado.

1.1 TECNOLOGIA DE POZOS HORIZONTALES

La búsqueda de nuevas tecnologías que permitan recuperar cantidades mayores de hidrocarburos y el afán de optimizar los sistemas de explotación, han ayudado a la tecnología de pozos horizontales a mostrarse como una de las alternativas más viables para las compañías petroleras, quienes la han utilizado de manera exitosa logrando grandes avances para la industria.

Muchos pozos horizontales se han perforado en todo el mundo con el fin de mejorar la producción de los campos petroleros como Bachaquero, Girasol, Cold lake, etc, resultando útiles al mejorar el área de contacto con el yacimiento y por tanto la productividad e inyectividad del pozo. De esta manera, la implementación de procesos EOR en pozos horizontales genera grandes beneficios por la producción adicional.

Teniendo en cuenta que la viabilidad de implementar cualquier tecnología requiere de un buen diseño, se presentan a continuación algunas características generales de los pozos horizontales como su perforación, completamiento, clasificación y aplicación.

⁸ Mendoza Humberto, Horizontal well steam stimulation: A Pilot Test in Western Venezuela, PDVSA-Maraven, Caracas, Venezuela. SPE 129-1998.

1.1.1 Perforación de pozos horizontales

Para desarrollar e implementar este tipo de tecnología es necesario realizar minuciosos estudios que implican los siguientes aspectos:

- ❖ Definición de un modelo geológico. Se basa en la identificación y correlación de los cuerpos de arena, con el fin de elaborar secciones estructurales y estratigráficas que cubran toda el área de estudio.
- ❖ Identificación cartográfica de los cuerpos de arena y mapas isopacos estructurales.
- ❖ Cálculo de la cantidad de energía presente en el yacimiento y detección de acuífero, si lo hay.
- ❖ Diseño de la perforación a realizar teniendo en cuenta el tipo de broca, la amplitud de la perforación, los ángulos de inclinación, la uniformidad de los rumbos, la profundidad final, los fluidos de perforación y el tipo de equipo que se va a emplear.

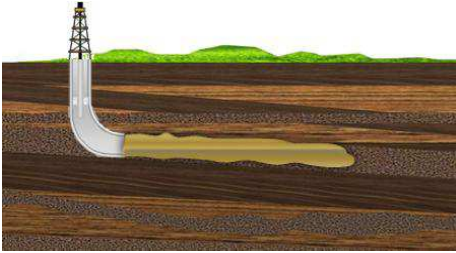
1.1.2 Completamiento de pozos horizontales

Existen distintos tipos de completamiento para ciertas condiciones que presentan los yacimientos, como los que se muestran a continuación:

Hueco abierto: Generalmente cuando no existen problemas con el yacimiento, es decir, que las condiciones de la roca son estables y no existen los efectos de conificación, es posible realizar el completamiento del pozo con hueco abierto, como se ha realizado en la mayoría de los casos para pozos horizontales (figura 1).^{9,10}

⁹C.T. Doan & S.M. Farouq Ali. "Horizontal wells-are they worth the world?" University of Alberta (Edmonton). SPE 30154

Figura 1. Completamiento con hueco abierto



Fuente: Sandoval Publio, Naranjo Carlos, Trigos Erika, Rueda Silvia, Bello Johana. Presentación “piloto de inyección continua de vapor en el campo Teca para incrementar el factor de recobro. Ecopetrol S.A

Liner ranurado: Este tipo de completamiento consiste en un liner perforado, solo en ciertos tramos donde generalmente resulta muy ventajoso perforar, para controlar el flujo de fluidos y tener una mejor producción de hidrocarburos. Generalmente este completamiento se utiliza cuando el yacimiento presenta fracturas en sentido vertical (figura 2).

Figura 2. Completamiento con liner ranurado



Fuente: Sandoval Publio, Naranjo Carlos, Trigos Erika, Rueda Silvia, Bello Johana. Presentación “piloto de inyección continua de vapor en el campo Teca para incrementar el factor de recobro. Ecopetrol S.A

Empaquetamiento con grava: Este tipo de completamiento generalmente se utiliza para inhibir la migración de finos, demostrando su efectividad al combatir el arenamiento hacia la tubería de producción. Consiste básicamente en crear pequeños tapones compuestos por partículas de gran tamaño, que se alojan en

¹⁰U. Ahmed and S. Jacobsen. “Practical Aspects of Horizontal Well Technology: A Perspective”. Schlumberger, SPE 21260.

los espacios porosos de la grava, reteniendo partículas de arena más pequeñas. El material que se acumula en los poros de la grava corresponde a partículas de arena de la formación con un diámetro de grano más pequeño que el de la grava (4 o 5 veces más pequeño), y 2 o 3 veces más grande que el tamaño promedio de arena (figura 3).¹¹

Figura 3. Completamiento con grava



Fuente: Sandoval Publio, Naranjo Carlos, Trigos Erika, Rueda Silvia, Bello Johana. Presentación “piloto de inyección continua de vapor en el campo Teca para incrementar el factor de recobro. Ecopetrol S.A

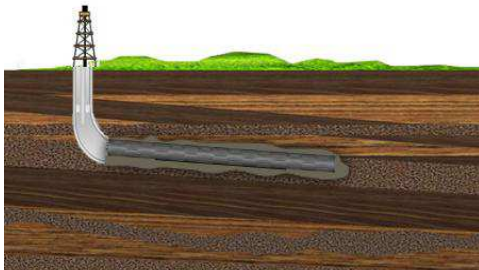
Hueco cementado: Este tipo de completamiento es ampliamente usado por las condiciones de seguridad que genera, pero en realidad su aplicabilidad está dada para yacimientos poco consolidados y que presentan conificación de gas y agua. Sin embargo, este completamiento en muchos de los casos requiere de trabajos de estimulación y workover posteriores, que en la mayoría de las situaciones implican grandes desafíos y costos adicionales a los ya suscitados con la cementación de grandes longitudes horizontales (>3000 pies).

El mayor problema en estos completamientos generalmente depende de la calidad del trabajo de cementación. Las partículas sólidas de la lechada de cemento tienden a asentarse en el fondo del hueco cuando el agua migra hacia la parte

¹¹ Oscar J. Vargas Ordoñez. “revisión de los parámetros del empaquetamiento con grava y planteamiento para mejorar su eficiencia en los pozos del campo Jazmin”. Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga 2006.

superior, haciendo el pozo excéntrico y creando canales de flujo en la sección más alta del mismo (figura 4).^{12,13}

Figura 4. Completamiento con grava



Fuente: Sandoval Publio, Naranjo Carlos, Trigos Erika, Rueda Silvia, Bello Johana. Presentación “piloto de inyección continua de vapor en el campo Teca para incrementar el factor de recobro. Ecopetrol S.A

1.1.2.1 Completamiento térmico

La inyección de vapor al yacimiento pone en condiciones severas al casing y la cementación del pozo, debido a las altas temperaturas, por lo que en muchas aplicaciones de inyección de vapor se han presentado distintas complicaciones en tuberías, acoples y la misma cementación, causando costos adicionales en remediación y pérdidas de producción. Por esto, el diseño adecuado de un proceso de inyección de vapor no solo involucra un análisis del yacimiento, sino que también un análisis de las condiciones de operación, donde resulta importante escoger un casing que brinde todas las garantías de seguridad y aislamiento, y una lechada de cemento resistente y con baja conductividad térmica.

Los procesos de inyección cíclica de vapor someten a la tubería a importantes esfuerzos por compresión y tensión que pueden generar daños y hasta pérdidas del pozo, por esto un factor fundamental para determinar la cantidad de esfuerzo a la que puede ser sometido el casing y de esta manera seleccionar el adecuado,

¹²C.T. Doan & S.M. FarouqAli. “Horizontal wells-are they worth the world?” University of Alberta (Edmonton). SPE 30154

¹³U. Ahmed and S. Jacobsen. “Practical Aspects of Horizontal Well Technology: A Perspective”. Schlumberger, SPE 21260.

ya sea J55, N80, P105 o P110, teniendo en cuenta que los de mayor grado como el P110 tienen una mayor resistencia y brindan una mayor seguridad, es la temperatura de inyección de vapor. Adicionalmente, para evitar daños en tuberías y pérdidas de calor se suele usar empaquetadores térmicos que pueden reducir la temperatura promedio del casing en 120 °F y los esfuerzos térmicos en 20000 psi, resultando muy favorables a pesar de los costos en el diseño.

Para mejorar los procesos de inyección de vapor y disminuir las fallas que se generan por diseños inadecuados, también resulta importante hacer una buena selección de la lechada de cemento. Según estudios de laboratorio, una cementación normal puede dañarse a temperaturas superiores de 230 °F, incrementando su permeabilidad y reduciendo la resistencia a los esfuerzos, por lo que es importante para el proyecto que el cemento desarrolle una buena consistencia, utilizando cementos expansibles que se obtienen agregando cloruro de sodio a la composición del cemento, con una mejora de 20-30% en la consistencia del mismo y una reducción de la fricción.

Generalmente para procesos con vapor se recomienda utilizar 2 tipos de cementos, el API clase G, mezclado con una combinación de un pie cubico de cemento, 1 a 3 pies cúbicos de perlita expandida, 30% de silica-fluor y 2% de gel bentonita, donde el último componente es importante para el control de la separación de las perlitas, y el cemento Pozzolan con ciertas restricciones a los esfuerzos por compresión.¹⁴

1.1.3 clasificación de los pozos horizontales

Los pozos horizontales se clasifican según la longitud de su radio de curvatura, como se muestra a continuación:

¹⁴ C.F. Gates and B.G. Holmes. Mobil Oil Corporation. "Thermal well completions and operations".SPE 07v03p0419

Pozos de radio ultracorto: Se caracterizan por emplear un radio de curvatura entre 10 y 12 pulgadas. Utiliza agua a altas presiones como mecanismo de perforación, limitando su uso en yacimientos poco consolidados. Con este sistema se pueden obtener secciones horizontales de 100 a 200 pies de longitud y un diámetro aproximado de 4 pulgadas (figura 5).

Figura 5. Pozo horizontal de radio ultracorto.



Pozos de radio corto: Este sistema es también llamado "rotacional", debido al uso de herramientas y equipo rotatorio para la obtención del pozo hasta la horizontal. Se caracteriza por tener un radio de curvatura inferior a 50 pies, con una razón de curvatura por pie perforado superior a un grado. Este sistema puede adoptar secciones horizontales entre los 200 y 800 pies, aunque con el equipo adecuado pueden superarse estas longitudes (figura 6).

Figura 6. Pozo horizontal de radio corto.



Se han desarrollado sistemas novedosos que emplean en fondo motores de lodo previstos de un buen control direccional. Este tipo de pozos pueden ser completados con hueco abierto o liner ranurado.

Pozos de radio medio: Este sistema permite obtener secciones horizontales superiores a los 1000 pies de longitud, con una curvatura de 20 a 75 grados por cada 100 pies perforados. Este tipo de pozos han empezado a adquirir mayor importancia que los demás pozos, puesto que el radio de giro es amplio y es posible emplear herramientas en el fondo de uso convencional. Generalmente, este sistema tiene un motor para la sección de curvatura y un motor dirigible para la longitud horizontal (figura 7).

Figura 7. Pozo horizontal de radio medio



Pozos de radio largo: en este tipo de pozos se alcanzan grandes radios y longitudes horizontales que sobrepasan los 3000 pies, poseen una razón de curvatura que figura entre 1 y 8 grados por cada 100 pies perforados. Sin embargo, cuando se superan los 4000 pies pueden presentarse dificultades con el torque y el arrastre de ripios originados durante la perforación. Generalmente, se utilizan motores dirigibles. Estos pozos se han utilizado en mayor medida para aplicaciones costa afuera con el fin de producir yacimientos lejanos a las plataformas (figura 8).¹⁵

¹⁵ Ingrith J. Villamizar Ballesteros & Fabian C. Yatte Garzon. "Aplicación de pozos horizontales en procesos de inyección de agua mediante simulación numérica". Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga 2008.

Figura 8. Pozo Horizontal de radio largo



1.1.4 Aplicación de pozos horizontales

Los pozos horizontales han surgido como una alternativa para reducir efectos adversos en la producción de ciertos campos que presentan características que disminuyen el potencial de producción, por lo que sus características y éxito han llevado a esta tecnología a producir yacimientos como los que se explican a continuación.

Yacimientos con fracturas verticales: Una de las más importantes aplicaciones de esta tecnología consiste en ubicar el pozo perpendicular a las fracturas, y por ende mejorar la producción con el drenaje preferencial por las mismas (figura 9).

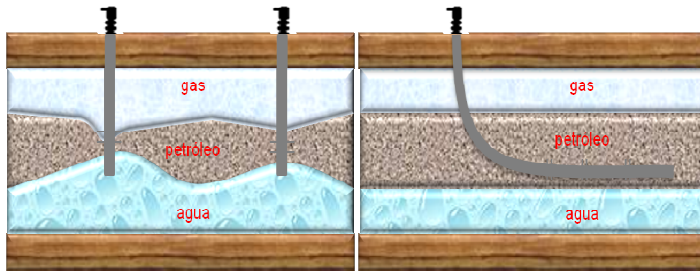
Figura 9. Yacimientos con fracturas verticales



Yacimientos con conificación de agua y gas. Al aumentar el área de contacto entre el pozo y el yacimiento, los pozos horizontales reducen efectos de

conificación de agua y gas, ya que disminuye el drawdown en las cercanías del pozo, permitiendo un mayor flujo de hidrocarburo hacia superficie (figura 10).

Figura 10. Yacimientos con efectos de conificación de agua y gas



Producción de gas: Los pozos horizontales se usan en la producción de gas cuando se tienen yacimientos de baja y alta permeabilidad, debido a que en yacimientos con baja permeabilidad se mejora el área de drenaje y reduce el número de pozos para drenar el yacimiento, y en yacimientos de alta permeabilidad se reduce la turbulencia cerca de la cara del pozo y por tanto se aumenta el potencial del mismo.

Formaciones de espesor delgado: Los pozos horizontales perforados en yacimientos de espesores delgados son más efectivos que los perforados en espesores gruesos, ya que este tipo de pozos permiten el acceso a estos depósitos de hidrocarburo e incrementan el área de contacto con el yacimiento (figura 11).

Figura 11. Yacimientos con espesores delgados



Aplicaciones EOR: Un pozo horizontal proporciona una mayor área de contacto con el yacimiento, por lo tanto aumenta la inyectividad, resultando beneficiosos en aplicaciones donde la inyectividad es un problema. Los pozos horizontales en aplicaciones térmicas permiten una mejor distribución del vapor y un amplio drenaje de hidrocarburos, por ende son de gran utilidad para la industria y presentan grandes beneficios económicos.

Según estudios realizados, los proyectos que involucran pozos horizontales tienen mayor duración debido a que su vida productiva es más prolongada, sin embargo, esto depende del espaciamiento presente entre los pozos, por lo que para este tipo de pozos se deben considerar espaciamientos mayores que en los pozos verticales.

Respecto a las limitaciones, se pueden perforar grandes longitudes en pozos horizontales proporcionando una área de contacto superior a la que denotaría un pozo vertical, pero existirá la desventaja de que solo una zona de interés puede ser drenada, existiendo la necesidad de recurrir a pozos multilaterales con los que se puede tener acceso a múltiples arenas, que debido a las características del yacimiento se encuentran incomunicadas parcial o totalmente¹⁶.

1.2 INYECCIÓN CICLICA DE VAPOR USANDO POZOS HORIZONTALES

Una de las técnicas que se ha desarrollado con el fin de aumentar la temperatura del yacimiento, reducir el daño de los pozos, disminuir la viscosidad del crudo e incrementar el factor de recobro es la inyección cíclica de vapor; esta técnica ha mostrado su aplicabilidad teniendo en cuenta el recobro adicional de hidrocarburo, las facilidades necesarias en superficie y los costos de su implementación, por lo que representa un éxito como método de recobro mejorado.

¹⁶Paper: optimal Multilateral / Multi branch completions. Pag.697, JPT Julio de 1997.

Con la llegada de la tecnología de pozos horizontales, la producción de yacimientos de crudo pesado, extra-pesado y bitumen ha sido considerablemente buena.¹⁷ La inyección cíclica de vapor usando pozos horizontales ha representado un éxito para la industria. Sin embargo, numerosos factores económicos y técnicos pueden limitar su uso comercialmente.

Uno de los factores económicos que pueden limitar el proceso es el alto costo de perforar un pozo horizontal respecto al costo de un vertical, que generalmente cuesta la tercera parte de un pozo horizontal, además las altas viscosidades que presentan los yacimientos de crudo pesado y extra pesado, donde generalmente se aplica la técnica, representan un reto para cualquier compañía petrolera, así como también el control de la distribución del vapor en el yacimiento, ya que una distribución irregular del vapor a través del intervalo productor podría causar el fracaso de la implementación.¹⁸

Por lo anterior, resulta importante evaluar la factibilidad de implementar esta técnica, teniendo en cuenta los beneficios y perjuicios que genera su implementación, y tomando como punto de partida las aplicaciones ya realizadas, de las cuales se puede tener el screening que se muestra en la tabla 1.

¹⁷ E. Escobar, SPE, PDVSA INTEVEP, P. Valkó, SPE, Texas A&M, W.J. Lee, SPE, Texas A&M, M.G. Rodriguez, SPE, PDVSA E&P. Optimization Methodology for Cyclic Steam Injection With Horizontal Wells. SPE 65525.

¹⁸Humberto Mendoza, Horizontal well steam stimulation: A Pilot Test in Western Venezuela, PDVSA-Maraven, Caracas, Venezuela. SPE 129-1998.

Tabla 1. Screening de la técnica

SCREENING DE LA TÉCNICA HCSS	
Porosidad (%)	> 20
Kv/Kh (fracción)	> 0.4
So (%)	> 55
K (darcys)	> 1
Profundidad (ft)	< 3000
Espesor (ft)	10 -100
Viscosidad (Cp)	> 300
Presión del yacimiento (psi)	<1500

Fuente: Tomado y modificado. Publio Alejandro Sandoval, Carlos Eduardo Naranjo, Erika Margarita Trigos, Silvia Fernanda Rueda, Johana Bello Arévalo. Presentación “piloto de inyección continua de vapor en el campo Teca para incrementar el factor de recobro. Ecopetrol S.A

1.2.1 Descripción del proceso

El proceso de inyección cíclica de vapor consta esencialmente de tres etapas: periodo de inyección, remojo y producción, las cuales se realizan en un mismo pozo como muestra la Figura 12.

Figura 12. Etapas del proceso de inyección cíclica de vapor usando pozos horizontales.



1.2.1.1 Periodo de inyección

En esta primera etapa se suministra calor inyectando una alta cantidad de vapor saturado a la formación, durante un periodo de días hasta semanas, dicho tiempo

dependerá de las características de la formación, así como también de la cantidad de vapor inyectado y de los límites operacionales de los equipos utilizados para el proyecto. Para este periodo se recomiendan tasas de inyección de vapor altas, con el fin de aprovechar la inyectividad de los pozos horizontales y así calentar más eficientemente el yacimiento.¹⁹

1.2.1.2 Periodo de remojo

En la segunda etapa del proceso, después del periodo de inyección, se cierra el pozo inyector por varios días para establecer la distribución de la zona caliente alrededor del pozo, y estabilizar la presión del yacimiento.²⁰ Este tiempo se aprovecha para realizar los trabajos de workover de cambiar a sarta de producción con el fin de estar preparados para la etapa de producción. La duración del periodo de remojo depende de parámetros como presión y temperatura del yacimiento, espesor de la formación, viscosidad del aceite y pérdidas de calor, de acuerdo a las propiedades térmicas de las formaciones adyacentes y la cantidad de vapor inyectado. Este periodo, debe ser bastante corto para evitar excesivas pérdidas de calor a los estratos no productores adyacentes, pero no debe ser tan pequeño de manera que el vapor sea capaz de entregar calor a la roca y al fluido.²¹

En esta etapa de la inyección cíclica de vapor una fracción del vapor inyectado se condensa cerca a la cara del pozo, haciendo que esta zona en su mayor parte este saturada con agua. Por lo anterior, el pozo producirá gran cantidad de agua al inicio de la etapa de producción, seguido de una gran producción de hidrocarburo debida al calentamiento y reducción de la viscosidad del aceite.

¹⁹ Boton, L; Pacheco, E. "Simulación Numérica de la influencia de la Inyección Cíclica de Vapor previa a Procesos de Inyección Continua". Proyecto de Grado, Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga 2007.

²⁰Rodriguez, E; Barrios, W; Santos, N: "Numerical Simulation For Cyclic Steam Injection at Santa Clara Field". CT&F Ciencia, Tecnología y Futuro, Vol. 3, Núm. 4, diciembre-sin mes, 2008.

²¹TREBOLLE, R. L. DE PAZ, M. C. and MARTINEZ, D. E.: "Parametric Study of the Design Factors for Cyclic Steam Injection in Lake Oil Fields", paper SPE 25810.p.3

1.2.1.3 Período de producción

En la tercera etapa, después del periodo de remojo, cuando el vapor ha calentado la formación y la presión del yacimiento se ha estabilizado, el pozo es abierto y puesto en producción. Al inicio se registran grandes cantidades de agua a altas temperaturas, resultado de la condensación del vapor inyectado, luego la tasa de producción de agua comienza a disminuir mientras la producción de aceite aumenta. La respuesta del pozo a la estimulación depende principalmente de la viscosidad del crudo, la permeabilidad existente, radio de calentamiento, presión inicial del yacimiento y pérdidas de calor.²²

La duración de la etapa de producción dependerá principalmente de la rapidez con la que los fluidos producidos enfríen la formación, y de las pérdidas de calor que se presenten en el sistema hacia las formaciones adyacentes. Cuando la tasa de producción de aceite tiende a la tasa de inicio de la estimulación, se considera que el yacimiento se ha enfriado y debe repetirse el proceso sucesivamente hasta que se alcance el límite económico.

1.3 PARÁMETROS QUE AFECTAN LA INYECCIÓN CICLICA DE VAPOR USANDO POZOS HORIZONTALES.

Con el fin de obtener el mejor desempeño de la aplicación del proceso de inyección cíclica de vapor usando pozos horizontales, resulta importante evaluar la influencia de parámetros de yacimiento y operacionales que afectan de manera positiva o negativa el mismo. A continuación se mostraran los parámetros de yacimiento y operacionales más influyentes en el proceso y su respectivo análisis.

²²Rodriguez, E; Barrios, W; Santos, N: "Numerical Simulation For Cyclic Steam Injection at Santa Clara Field". CT&F Ciencia, Tecnología y Futuro, Vol. 3, Núm. 4, diciembre-sin mes, 2008.

1.3.1 Parámetros de yacimiento influyentes.

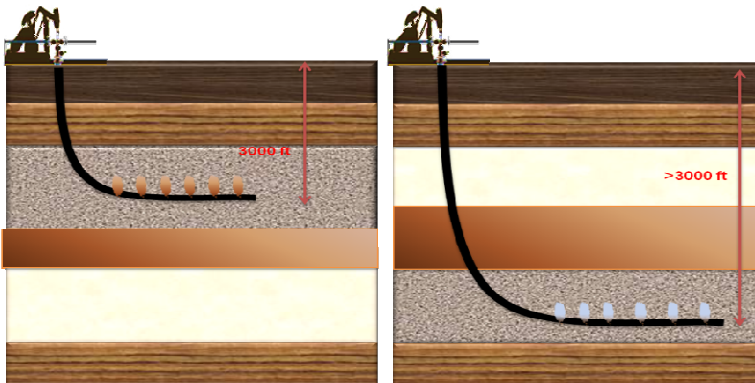
Para el diseño de proyectos de inyección de vapor es necesario conocer la influencia de ciertos parámetros en el desarrollo del proceso, y así elegir el mejor escenario de implementación. Existen ciertos parámetros de yacimiento que influyen de manera positiva o negativa en el desarrollo de un proyecto de inyección cíclica de vapor usando pozos horizontales, debido al efecto que causan en la economía del proyecto, respecto a los beneficios obtenidos; por esto es importante realizar un análisis de estos parámetros con el fin de tener el mejor escenario para desarrollar el proyecto. A continuación se describen aquellas propiedades y condiciones del yacimiento que causan impacto sobre un proceso de este tipo.

Profundidad de la formación: este resulta ser uno de los parámetros más importantes al momento de implementar una inyección de vapor, debido a que a mayor profundidad se limita el proceso de inyección de vapor, porque se le entrega menos energía al yacimiento y se generan pérdidas en el transporte de vapor desde el equipo de generación hasta el fondo de pozo.

Cuando la formación productora presenta profundidades grandes (>3000) el vapor supera su presión crítica y se condensa significativamente en el recorrido hasta la formación, afectando la entrega de energía y por ende la calidad del vapor en fondo de pozo, (figura 13).²³ Generalmente en los campos donde se aplican procesos con vapor no se tienen las condiciones de aislamiento adecuadas en tuberías y aditamentos, por lo que las pérdidas se maximizan, llegando en ciertos casos a limitar el proceso en profundidades menores que los 3000 pies.

²³ Liliana Botón García & Erika Andrea Pacheco Gómez. "Simulación numérica de la influencia de la inyección cíclica de vapor previa a procesos de inyección continua". Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga 2007.

Figura 13. Comportamiento de la calidad del vapor respecto a la profundidad.



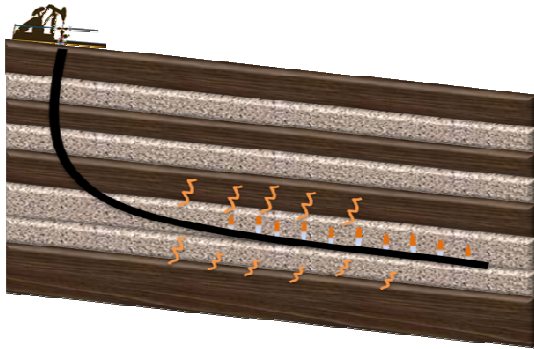
También resulta muy importante tener en cuenta que en esta técnica se utilizan pozos horizontales, por lo que no solo hay que garantizar la calidad en fondo, en sentido vertical, sino que es necesario garantizarla en toda la longitud horizontal del pozo.

Espesor de la formación: Este parámetro también tiene una gran influencia para la aplicación de esta técnica, debido a que la tecnología de pozos horizontales permite drenar zonas que con pozos verticales resulta ineficiente y poco económico. Además, es importante tener en cuenta que dependiendo del espesor de la formación la estimulación térmica puede presentar pérdidas de calor hacia zonas superiores e inferiores que influyen en el desarrollo del proceso de manera negativa (figura 14). Si la formación es muy delgada (< 30 pies) generalmente las pérdidas de calor hacia los estratos superiores e inferiores serán más altas, por el rápido contacto con estas zonas ladronas de calor.

Es importante agregar que con pozos horizontales el efecto del calentamiento de zonas superiores e inferiores adyacentes se mitiga, debido a que el vapor se distribuye de mejor manera en el yacimiento, a través de la longitud horizontal del pozo, y se contacta una mayor zona de hidrocarburo. Por lo anterior, la aplicación de pozos horizontales en inyección de vapor se ha presentado como una

alternativa para producir yacimientos estratificados, donde se encuentran espesores delgados y reservas de crudo pesado que con pozos verticales no serían viables para producir.²⁴

Figura 14. Perdidas de calor hacia estratos superiores e inferiores.



Kv/Kh: La permeabilidad es un parámetro de yacimiento importante, debido a que en cierta medida influye en la entrega del yacimiento, ya que altas permeabilidades mejoran el desplazamiento del fluido inyectado, permitiendo que el frente de vapor se mueva más eficientemente y se incremente el radio calentado, así como se permite mayor desplazamiento del fluido producido a través de la formación hacia la longitud horizontal del pozo. Se recomienda que la formación tenga altas permeabilidades, del orden de Darcys, para que haya un alto flujo de fluidos y los proyectos se puedan pagar rápidamente.

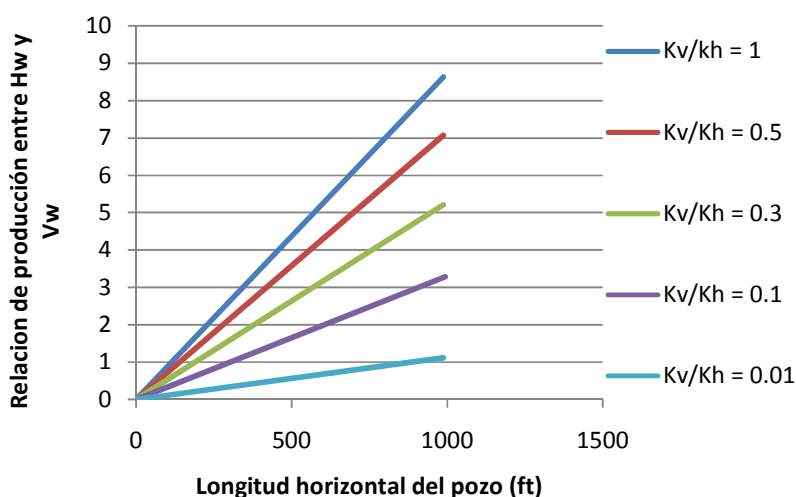
El efecto de la relación de las permeabilidades influye significativamente en el desarrollo del proceso, resultando conveniente tener altos valores de K_v/K_h ($> 0,4$), con el fin de que el flujo vertical sea menor que el horizontal y se pueda generar una cámara de vapor en la longitud horizontal.²⁵

²⁴S. Lacy, W. Ding & S.D. Joshi. "Horizontal well application and parameters for economic success", Joshi Technologies international, SPE 23676.

²⁵L.B. Zepa. numerical simulation of horizontal wells in a heavy crude reservoir in venezuela. SPE 30282.

La relación K_v/K_h también está bien relacionada con la longitud horizontal del pozo, mostrando en las múltiples aplicaciones que cuando la longitud horizontal del pozo es mayor, el incremento de producción respecto a la técnica en pozos verticales es significativamente más alto (figura 15). Sin embargo, en ciertos casos debido a efectos de heterogeneidades y demás, esta regla no se cumple a cabalidad.²⁶

Figura 15. Influencia de la longitud horizontal del pozo respecto al K_v/K_h en la recuperación de hidrocarburo.



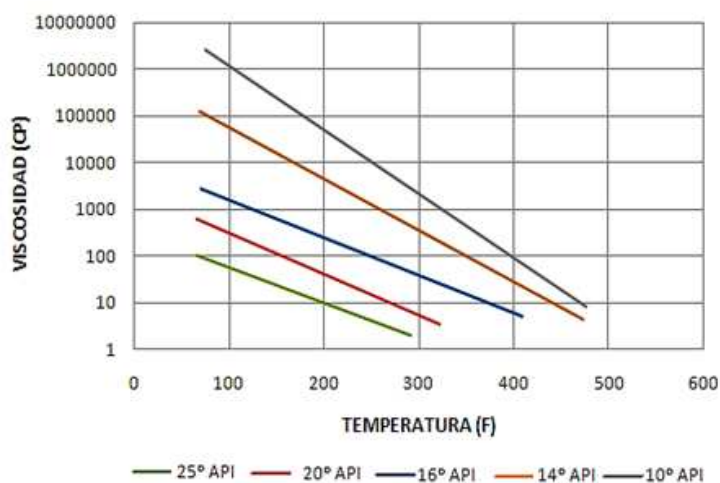
Fuente: tomado y mejorado de G.C. Thakur. "Horizontal Well Technology – a key to improving reserves" Chevron Petroleum Technology Company. PETSOC -99-10-05-P.

Viscosidad: Lo que respecta a la viscosidad del crudo en un proceso de inyección cíclica de vapor, si no se presentan pérdidas de calor desde la región calentada de la arena productora, el aumento productivo en el ciclo para un aceite de baja viscosidad, puede marcar la diferencia en la tasa de aceite, y generar el mismo recobro de aceite que el que se podría obtener para un crudo de alta viscosidad. Por ello, las pérdidas de calor hacia rocas no productoras son importantes en la evaluación del efecto de la viscosidad del aceite sobre el recobro.

²⁶ G.C. Thakur. "Horizontal Well Technology – a key to improving reserves" Chevron Petroleum Technology Company. PETSOC -99-10-05-P

Como se puede observar a continuación (figura 16), con un pequeño aumento en la temperatura a un crudo pesado se logra una disminución considerable de la viscosidad, de igual manera si el crudo posee una viscosidad menor al aumentar su temperatura ocurrirá una disminución de la misma, pero en menor medida. Generalmente, la viscosidad es un parámetro determinante para desarrollar procesos térmicos, debido a que el efecto del vapor es más notorio en yacimientos de crudo pesado, es por esto que la mayoría de aplicaciones de recobro térmico se han enfocado a crudos de alta viscosidad y baja gravedad API.

Figura 16. Influencia de la longitud horizontal del pozo en la recuperación de hidrocarburo.

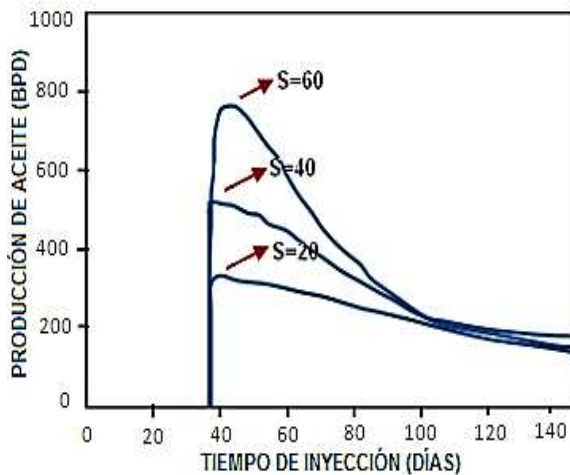


Fuente: Gonzales, D. "Análisis e Interpretación de Yacimientos sometidos a Inyección Cíclica de Vapor mediante analogías". Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga 2005. Modificado.

Daño a la formación: La existencia del daño presente en el pozo, antes de la estimulación, tiene un efecto positivo sobre la respuesta de producción cuando se efectúa la estimulación. Esto quiere decir, que si existe presencia de daño, la cara de la formación en las cercanías del pozo se va a taponar, y al efectuar una estimulación con vapor esta zona taponada se va a liberar, por lo que se podrá observar un aumento de producción aun más significativo del esperado, como se

puede apreciar en la figura 17 del ejemplo que cita Boberg, para inyección cíclica de vapor en pozos verticales.

Figura 17. Efecto del daño sobre la tasa de producción de crudo.



Fuente: Boberg, T.C. and Lantz, R.B. Paper SPE 1578.

Presión del yacimiento: En procesos de inyección cíclica de vapor, es conveniente tener una alta presión de yacimiento por debajo de los 1500 psi, para permitir la inyección de vapor saturado y tener una baja caída de presión, ya que un yacimiento con baja presión no dará una buena respuesta a la estimulación con vapor, debido a que no tendrá suficiente presión para producir sus fluidos, y una rápida caída de presión puede significar que la estimulación sólo será económicamente viable para los primeros ciclos, presentándose una pobre cantidad de fluidos producidos y una rápida pérdida del yacimiento.

En los yacimientos depletados o con muy poca presión, la producción se debe principalmente a otros mecanismos de empuje, como drenaje por gravedad o compactación. Los yacimientos de gran espesor, que producen por drenaje gravitacional, pueden dar una buena respuesta a la inyección durante varios ciclos, a pesar de que la caída de presión sea acelerada. Este fenómeno se

presenta, debido a que en estos yacimientos el peso de la columna de fluido es bastante considerable.

Saturación de aceite: gran parte de los yacimientos que presentan altas porosidades (mayor a 20%) y altas saturaciones de aceite (mayor a 55%) son buenos candidatos para el proceso de inyección cíclica. La explicación para que se requieran altas saturaciones de aceite se fundamenta en que si esta es máxima, entonces se garantiza que la saturación de agua es mínima, lo que reduce el agua connata como ladrona de calor. Contrario a lo anterior, si se presenta que el agua es máxima y el petróleo mínimo, ésta agua se convierte en ladrona de calor, aumentando las pérdidas de calor y disminuyendo el hidrocarburo producido. Además, a mayor saturación de aceite se podrá recuperar mayor cantidad de crudo, logrando que el proceso sea aplicable y económicamente viable.

1.3.2 Parámetros de diseño influyentes.

En el desarrollo de un proceso EOR el diseño de la técnica juega un papel importante, y resulta diferente dependiendo de las condiciones que presente el yacimiento. Es por esto, que a continuación se muestran los parámetros más influyentes en el diseño del proceso de inyección cíclica de vapor usando pozos horizontales.

Caudal de inyección: Generalmente, en los procesos de inyección cíclica de vapor es recomendable emplear altas tasas de inyección, para aprovechar los beneficios de la inyectividad de este tipo de pozos. Un estimativo para determinar la tasa de inyección es inyectar alrededor de 30 MMBTU/pie de formación. Cuando se utilizan tasas de inyección altas, se logra maximizar el radio de calentamiento, mejorando el efecto de la estimulación y el tiempo de duración en cierre, para evitar pérdidas de producción.

Para estimar la tasa de inyección de vapor adecuada, se evalúan principalmente factores como: condiciones de presión y temperatura del yacimiento, viscosidad del fluido, capacidad de los equipos de generación de vapor disponibles, y espesor de la arena estimulada.²⁷

Cantidad de vapor inyectado: La cantidad de vapor inyectado, es la principal variable que el ingeniero puede manejar y optimizar durante la inyección cíclica de vapor. En general, altas cantidades de vapor pueden inyectarse en pozos con alta productividad, con grandes espesores productores, sin daño y con crudos de alta viscosidad, y pequeñas cantidades de vapor puede ser inyectado para pozos donde el problema es el daño en la cara del pozo, obteniéndose resultados muy buenos debidos a la remoción de este.²⁸

Presión de inyección: En procesos de inyección cíclica de vapor lo ideal es trabajar con altas presiones de inyección, ya que esta variable se encuentra directamente relacionada con la tasa de inyección. Lo anterior sin dejar a un lado que la presión de inyección no debe ser mayor que la presión de fractura, porque pueden generarse daños en la formación debidos al sobre-presionamiento de los estratos, afectando propiedades muy importantes como la porosidad y la permeabilidad, y originar pérdidas de calor y disminución del factor de recobro.²⁹ Es importante también tener en cuenta la capacidad de los equipos en superficie para que el proceso sea eficiente y viable financieramente.

Tiempo de remojo: Este parámetro operacional generalmente se debe analizar desde dos puntos de vista con base en la duración del tiempo de remojo. El primero, cuando nos encontramos con yacimientos que se encuentran depletados

²⁷Gonzales, D. "Análisis e Interpretación de Yacimientos sometidos a Inyección Cíclica de Vapor mediante analogías". Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga 2005.

²⁸ Mannucci, J. E. "Recobro adicional de petróleo por métodos no convencionales". 1990. Capitulo 3. P. 14.

²⁹ Boton, L; Pacheco, E. "Simulación Numérica de la influencia de la Inyección Cíclica de Vapor previa a Procesos de Inyección Continua". Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga 2007.

se recomienda que el pozo sea puesto en producción inmediatamente, y de esta manera aprovechar la presión que está siendo inyectada. El segundo, cuando el yacimiento presenta altas presiones, se recomienda cerrar el pozo hasta que el vapor ceda el calor suficiente, y la viscosidad sea reducida a tal punto que el crudo fluya a superficie con mayor facilidad durante su etapa de producción.

Calidad del vapor: La calidad del vapor es uno de los parámetros operacionales más importantes en un proceso de recuperación térmica, la calidad depende de las propiedades del agua tales como el calor específico, calor latente, calor sensible y del equipo de generación de vapor que se emplee, bien sea portátil o fijo.³⁰

La calidad de vapor a la salida del generador debe ser cercana a 1, teniendo en cuenta parámetros como costos y la necesidad de una fase líquida para que lleve los sólidos en suspensión, se recomienda que este valor oscile entre un 80 y 90% para que al llegar a la cara de la formación, después de un recorrido en el cual se generan pérdidas de calor, el vapor logre calidades del 60 y 70 %, conservándose la cantidad de energía suficiente para calentar efectivamente el crudo. Con este parámetro es importante tener en cuenta, que no solo se desea que la calidad de vapor sea buena en fondo, sino que también se mantenga a lo largo de la longitud horizontal del pozo.

Número de ciclos: La disminución en la cantidad de aceite producido y la cantidad de vapor inyectado, después de cada ciclo de estimulación, son las variables de las cuales depende el número de ciclos empleados en el proceso, cuyo parámetro de control es la cantidad de aceite producido por unidad de agua equivalente inyectada o RAV, teniendo en cuenta el límite económico del proyecto.

³⁰Mannucci, J. E.: "Recobro Adicional de Petróleo por Métodos no Convencionales". 1990. Capítulo 3, p. 14.

Distancia entre pozos: Aún cuando en un proceso de inyección cíclica de vapor se utiliza el mismo pozo para inyectar y producir, la estimulación puede tener efecto positivo en la respuesta de producción de otro pozo que no está siendo estimulado. Por esto, generalmente en las aplicaciones de inyección de vapor el estimular los pozos en diferentes tiempos puede tener un efecto positivo en la respuesta de producción, además se obtiene un ahorro en compra de equipos para la generación y una operación más sencilla.

Este parámetro operacional está directamente relacionado con el radio de la zona calentada, la viscosidad del crudo y características geológicas de la formación, lo cual a su vez tiene un impacto en el factor de recobro del yacimiento estimulado. A partir de los parámetros relacionados se determina el espacio adecuado entre pozos para realizar un proceso de inyección cíclica de vapor.³¹

Longitud del pozo: este es un parámetro muy importante en esta aplicación, debido a que el aumento más significativo de producción es por el uso de pozos horizontales, y por ende una selección adecuada de la longitud del mismo conlleva a un mejor desempeño y una mayor producción de hidrocarburos. La literatura muestra que a mayor longitud del pozo mayor producción de hidrocarburos, y mayor factor de recobro, pero su diseño depende de muchos factores como espesor y heterogeneidades del yacimiento, por lo que un estudio previo resulta de gran beneficio en la selección de la longitud adecuada del pozo.³²

³¹Mannucci, J. E.: "Recobro Adicional de Petróleo por Métodos no Convencionales". 1990. Capítulo 3.p. 14.

³²L.B. Zerpa. "Numerical simulation of horizontal wells in a heavy crude reservoir in Venezuela".SPE 30282.

2. CONSTRUCCIÓN DEL MODELO CONCEPTUAL DE SIMULACIÓN

La simulación numérica de yacimientos se ha practicado desde comienzos de 1960 como un medio para la determinación de comportamientos futuros de los yacimientos, ayudado por la evolución de la capacidad de procesamiento de los computadores y la evolución paralela de métodos numéricos, que permiten la resolución de grandes grupos de ecuaciones distintas al mismo tiempo.³³ En esta se combinan diferentes áreas como modelos numéricos, geología, petrofísica, yacimientos, producción, entre otras, las cuales permiten tener una descripción detallada del yacimiento, las variables involucradas en el proceso y la evaluación de diferentes escenarios de producción, así como la variación de las diferentes propiedades del yacimiento.

Los métodos EOR son el futuro de la industria, por lo que evaluar el comportamiento de un yacimiento, previo a la implementación de una técnica, resulta de gran importancia para las compañías. Existen una gran cantidad de simuladores comerciales y no comerciales en la industria, que nos permiten evaluar la aplicación de un proceso en un determinado yacimiento de manera rápida, económica y ajustada a la realidad. Para la evaluación técnica de un yacimiento sometido a inyección cíclica con pozos horizontales, se hizo uso del simulador térmico STARS (Steam Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator) de la compañía CMG (Computer Modeling Group Ltd), teniendo en cuenta que este se ajusta a los requerimientos por el uso de vapor como método EOR.

2.1 GENERALIDADES DE LA SIMULACIÓN

La construcción del modelo conceptual con propiedades promedio de un yacimiento del Magdalena Medio, se realizó mediante el simulador térmico STARS

³³Lacomunidadpetrolera.com/2009/05/simulacion-numerica-de-yacimientos_140

(Steam Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator), el cual modela flujo en tres fases de fluidos multi-componentes, y predice el comportamiento de procesos de recobro térmico como el que se refiere en este proyecto.

2.1.1 Información necesaria para la simulación

Para realizar cualquier simulación es necesario tener una información básica del yacimiento en cuanto a geología y petrofísica, fluidos y ubicación de pozos, ya que para poder implementar cualquier proceso se necesita de esta información, de lo contrario, el simulador no arroja resultados sino errores. Por esto, a continuación se mencionan aquellas características básicas para llevar a cabo una simulación de yacimientos.

1. Mapas geológicos y petrofísicos del área
 - Limites del yacimiento
 - Discontinuidades de las capas
 - Características de la formación y del acuífero
 - profundidad
2. Propiedades petrofísicas
 - Porosidad
 - Permeabilidad
 - saturaciones (S_w , S_o , S_g)
 - Compresibilidades de la roca y el fluido
3. Propiedades de los fluidos (PVT)
 - Viscosidades del aceite, agua y gas
 - Curvas de permeabilidad relativa
 - Factor volumétrico del aceite, agua y gas
 - Densidad del aceite, agua y gas
4. Estado mecánico de los pozos
 - Orientación de los pozos

- Profundidad
- Radio del pozo

2.2 DESCRIPCIÓN DEL YACIMIENTO

El modelo conceptual de simulación fue construido teniendo en cuenta propiedades promedio del campo Teca, el cual es un campo Colombiano del magdalena medio ubicado a 160 kilómetros del noroccidente de Bogotá y con una extensión de 2788 acres. La estratigrafía muestra un basamento de rocas ígneas y metamórficas de la edad cretácica, cubierta por una secuencia sedimentaria no consolidada de edad terciaria, compuesta por granos finos, conglomerados, arcillolitas, arenas fluviales, e intercaladas de shales. La sección sedimentaria tiene un espesor que varía entre 2000 y 3000 pies.³⁴

El yacimiento cuenta con 2 arenas productoras, la arena A que se ubica a una profundidad entre 1400 y 1800 pies, con un espesor bruto aproximado de 390 pies, además tiene una porosidad promedio de 29% y una permeabilidad máxima de 1080 mD, y la arena B que se ubica en el intervalo de 1920 a 2050 pies, con un espesor aproximado de 130 pies; tiene una porosidad de 28% y una permeabilidad máxima de 780 mD

2.3 MODELO CONCEPTUAL DE SIMULACIÓN

Los modelos conceptuales nos permiten evaluar el desempeño de los yacimientos cuando son sometidos a diferentes esquemas de explotación, como lo son las técnicas EOR, sin tener en cuenta la historia de producción del campo y por ende el ajuste histórico de ciertas variables. Para la construcción del modelo son necesarias ciertas propiedades como dimensiones del grid, propiedades

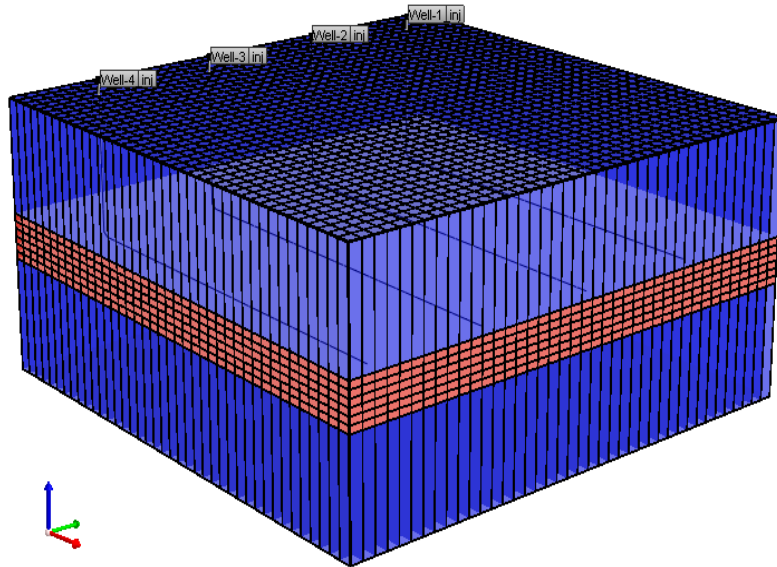
³⁴Yessica Mateus, "Evaluación técnica y económica del uso de vapor para acelerar el factor de recobro en yacimientos estratificados de crudo pesado". Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga 2011

petrofísicas, PVT y estado mecánico de los pozos, por lo que estas propiedades se consideran como datos de entrada y se basan, para los fines de este modelo, en datos promedio del campo teca, otras en datos del simulador por default y las restantes en producción del autor.

2.3.1 Dimensiones del grid de simulación

El primer paso para la construcción del modelo de simulación es establecer el grid de simulación, donde se va a implementar el proceso con sus respectivas dimensiones, así como ingresar datos iniciales del yacimiento como profundidad, espesor, presión del yacimiento, entre otros, y datos de la roca como compresibilidad y propiedades térmicas. La construcción del modelo se hizo con un enmallado cartesiano, el cual nos permite modelar el flujo de fluidos satisfactoriamente y con ahorro en tiempos de cómputo. Las celdas del grid son: $40i \ 40j \ 8k$, con dimensiones de 50 pies en i y j , y 30 pies en k para el primer estrato de arcilla (overburden), 2 pies para cada una de las 6 celdas que representan el espesor neto productor y 30 pies para el estrato de arcilla inferior (underburden), generando un área normal de 91,8 acres para implementar los 4 pozos, sugerencia del director de la tesis y apoyo en otras tesis de recobro mejorado. La profundidad del tope del estrato productor es de 1630 pies, teniendo en cuenta la profundidad promedio de la zona A del campo teca. El espesor productor es de 12 pies, para una profundidad en el fondo de la zona productora de 1642 pies. La figura 18 muestra el modelo base de simulación, construido en el Builder de CMG.

Figura 18. Modelo base de simulación



Fuente: Computer modeling group, CMG, Steam Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator STARS

La tabla 2 muestra las condiciones iniciales que fueron tomadas y modificadas del campo teca para llevar a cabo el proceso, modelando el comportamiento típico de este yacimiento según sus condiciones y/o características.

Tabla 2. Condiciones iniciales del modelo.

Propiedad	Valor
Temperatura (°F)	105
Saturación de aceite (%)	80
Saturación de agua (%)	20
Presión @ 1600 pies (psi)	890
Profundidad (pies)	1630
Espesor neto productor (pies)	12

Fuente: Tomado y modificado de YESSICA MATEUS, “Evaluación técnica y económica del uso de vapor para acelerar el factor de recobro en yacimientos estratificados de crudo pesado”.

2.3.2 Propiedades de la roca

Las propiedades de la roca son muy importantes al momento de escoger un esquema de explotación, debido a ciertas condiciones y características de la roca que favorecen una aplicación u otra de recobro mejorado, como las que se muestran en la tabla 3.

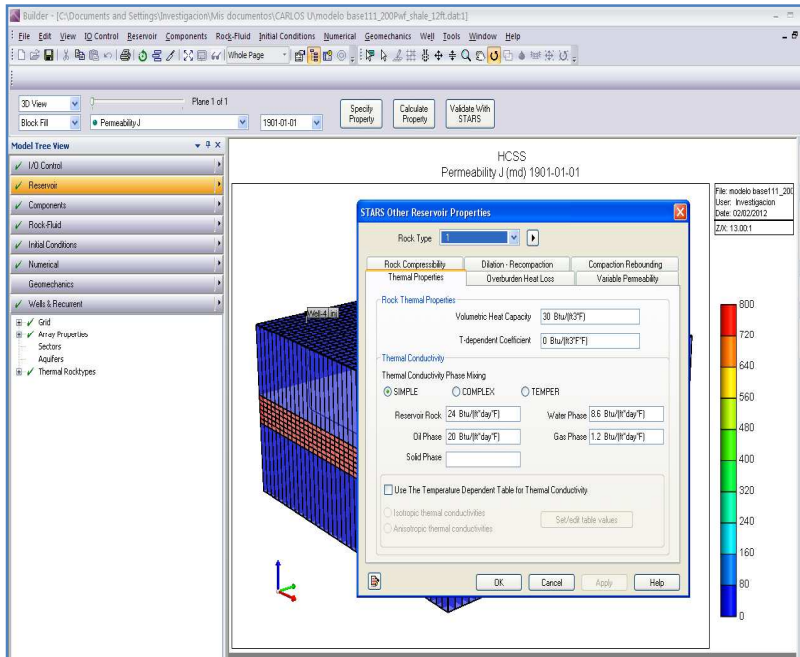
Tabla 3. Propiedades de la roca.

Propiedad	Valor
Permeabilidad horizontal (mD)	800
Permeabilidad vertical (mD)	800
Porosidad (%)	29
Conductividad térmica(Btu/(pies*day*F))	24
Compresibilidad de la roca (psi ⁻¹)	5.0 E ⁻⁴
Capacidad calórica de la arena (Btu/(pies ³ *F))	30
Capacidad calórica de la arcilla (Btu/(pies ³ *F))	40

Fuente: Tomado y modificado de YESSICA MATEUS, “Evaluación técnica y económica del uso de vapor para acelerar el factor de recobro en yacimientos estratificados de crudo pesado”.

Como se menciona anteriormente, para la construcción del modelo de simulación se utilizó la herramienta Builder del simulador CMG, donde en la sección reservoir/specify property se asignaron las propiedades típicas del yacimiento como porosidad, permeabilidad, profundidad, espesor y presión, además de las propiedades térmicas de la roca en la sección reservoir / other reservoir properties, donde se asignaron 2 tipos de roca, la primera para modelar el espesor de arena productor y la segunda para modelar las formaciones de arcilla superiores e inferiores. En la figura 19 se puede ver como se ingresaron Las propiedades térmicas de la roca como capacidad calórica y conductividad térmica.

Figura 19. Propiedades térmicas de la roca



Fuente: Computer modeling group, CMG, Steam Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator STARS

2.3.3 Propiedades de los fluidos

Las propiedades de los fluidos son de gran importancia, debido a que estas caracterizan el fluido cuando en el yacimiento experimenta cambios de temperatura, presión y saturación, además modelan el flujo de un fluido respecto al otro en el yacimiento. Para la construcción del modelo de fluidos es necesario conocer propiedades como viscosidad, curvas de permeabilidad relativa, densidades y saturaciones. El modelo de fluidos se generó a partir de un PVT sintético creado en IMEX-CMG mediante el uso de correlaciones. En la tabla 4 se pueden ver las propiedades iniciales del fluido utilizado para el modelo, las cuales representan propiedades típicas del campo teca.

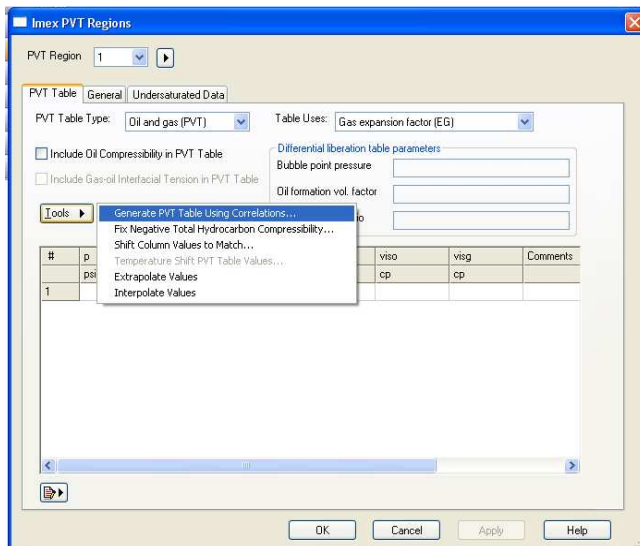
Tabla 4. Propiedades iniciales del fluido

Propiedad	Valor
Viscosidad @ 105 °F	4050
Gravedad API	10.8
Saturación inicial de aceite (%)	80
Peso molecular (lb/lb mol)	600
Densidad (lb/pies ³)	60.988
Presión de burbuja (psi)	500
AGUA	
PROPIEDADES ESTANDAR	

Fuente: Tomado y modificado de YESSICA MATEUS, “Evaluación técnica y económica del uso de vapor para acelerar el factor de recobro en yacimientos estratificados de crudo pesado”.

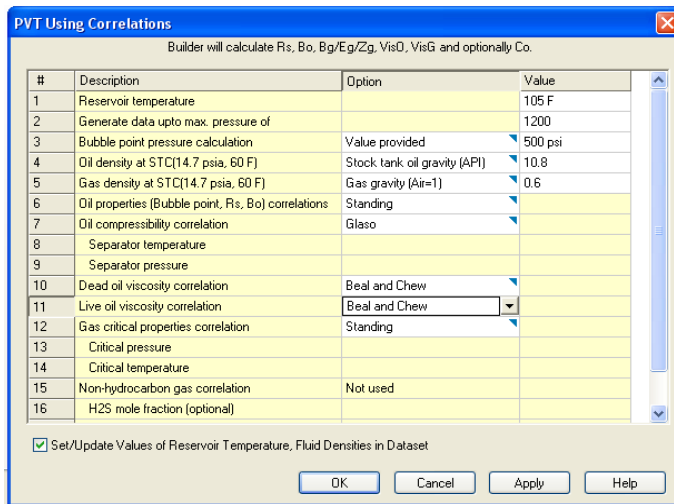
En la figura 20, 21 y 22 se pueden observar los pasos a seguir para generar la tabla de propiedades del fluido del PVT sintético elaborado en IMEX y exportada al archivo de STARS.

Figura 20. Construcción del PVT en CMG



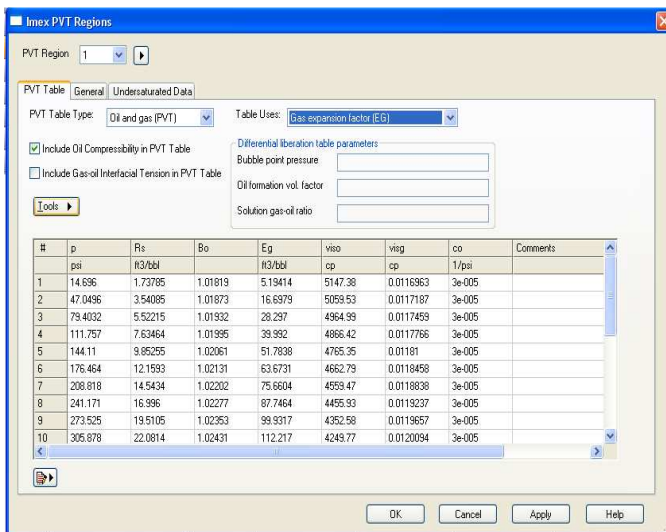
Fuente: Computer modeling group, CMG, Steam Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator STARS.

Figura 21. Datos ingresados



Fuente: Computer modeling group, CMG, Steam Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator STARS.

Figura 22. Tablas generadas



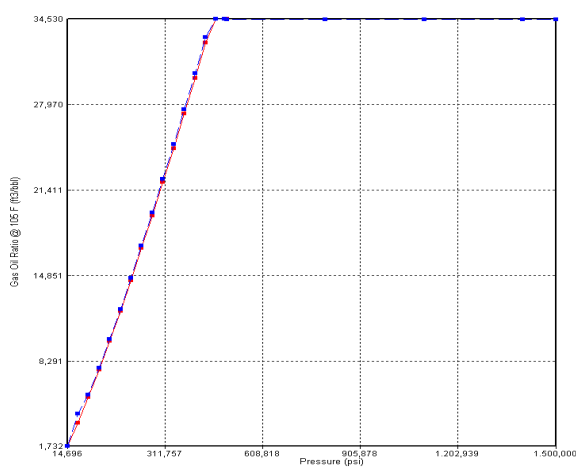
Fuente: Computer modeling group, CMG, Steam Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator STARS.

Es importante resaltar que para generar el modelo PVT fue importante realizar una caracterización de los modelos existentes en el simulador, debido a que muchos de ellos no modelaban correctamente el comportamiento PVT de un crudo

pesado. Luego de una revisión bibliográfica al respecto,³⁵ se encontró que la ecuación de Beal and chew es la que se ajusta mejor al modelo de fluidos de teca, puesto que aplica para viscosidades >2000 cP (crudo pesado) en un rango API de 10 <API<20. De las ecuaciones cargadas en el simulador, la de Beal and Chew era la única que ajustaba para crudo pesado, por lo que, a pesar de ser bastante sensible al cambio de API, se escogió como la que mejor en lo que se buscaba para las condiciones iniciales del fluido. Con el modelo de Beal and Chew se logró ajustar la viscosidad del fluido con valores representativos para el campo teca variando la °API hasta 10,8 como el mejor ajuste.

Otras propiedades obtenidas con el PVT sintético como la relación gas - aceite, el factor volumétrico de formación del aceite y la densidad del aceite fueron calculadas a partir de las correlaciones utilizadas. Dichas comportamientos de propiedades son mostrados a continuación en la figura 23, 24 y 25 respectivamente.

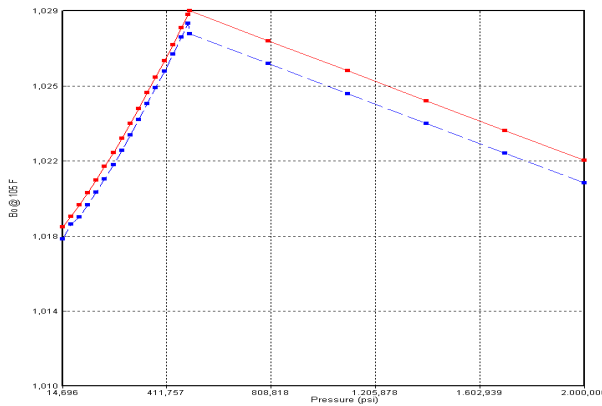
Figura 23. Relación gas-aceite (Rs) en el PVT sintético



Fuente: Computer modeling group, CMG, Steam Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator STARS.

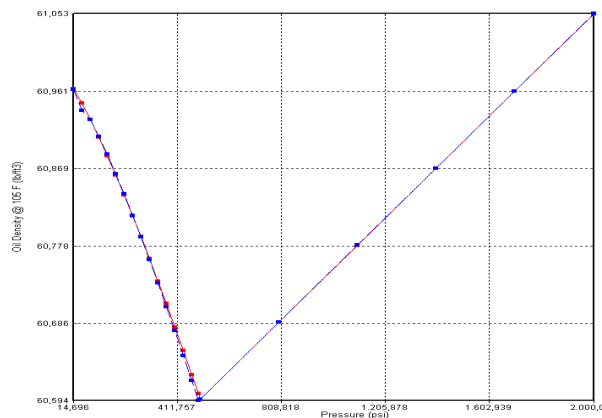
³⁵ Trevor Bennison. "Prediction of heavy oil viscosity". AEA technology plc, presented at IBC heavy oil development conference, London 2- 4 December 2008.

Figura 24. Factor volumétrico de formación del aceite (B_o) en el PVT sintético



Fuente: Computer modeling group, CMG, Steam Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator STARS.

Figura 25. Densidad del aceite en el PVT sintético



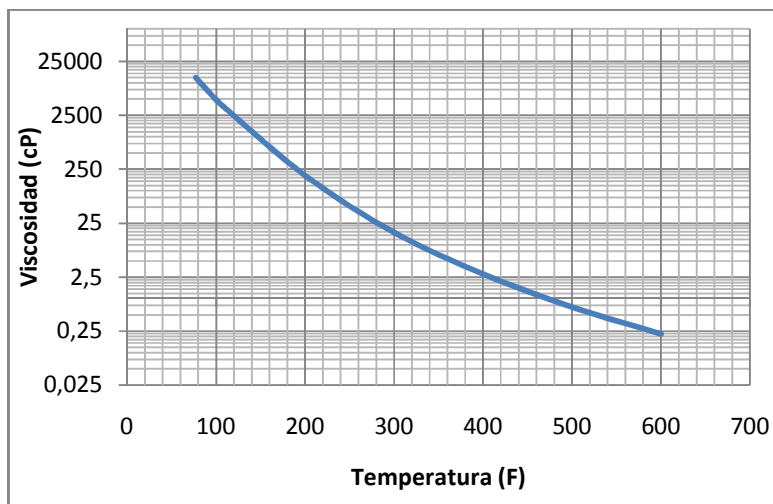
Fuente: Computer modeling group, CMG, Steam Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator STARS.

Otra propiedad muy importante es la viscosidad del fluido en yacimiento, como ya se ha mencionado el crudo utilizado es pesado, por lo que se infiere un valor mayor a 2000 cP a condiciones de yacimiento, siendo para el caso de esta simulación de 4050 cP @ 105 °F. La viscosidad del aceite es una propiedad que se ve afectada severamente por cambios como la temperatura del yacimiento y la viscosidad del gas, que generalmente se combina con el aceite y reduce la

viscosidad global del fluido, el agua no tiene una influencia significativa en la viscosidad del aceite.

Para aplicaciones con procesos térmicos, la viscosidad es uno de los factores más importantes al momento de llevar a cabo la implementación. Si el proceso es de inyección continua de vapor, es importante resaltar que la viscosidad no es el principal factor que influye en la producción de fluidos, mientras que si tenemos un proceso de inyección cíclica de vapor la viscosidad se convierte en el factor más influyente para la producción de los fluidos, debido al aumento de la temperatura y reducción de la viscosidad misma, donde se puede observar que la influencia del calor transferido por el vapor al fluido de yacimiento es más significativa al principio del calentamiento, y tiene mayor incidencia en crudos pesados de este tipo (figura 26).

Figura 26.Comportamiento de la viscosidad con la temperatura



Fuente: Computer modeling group, CMG, Steam Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator STARS.

2.3.4 Interacción roca-fluido

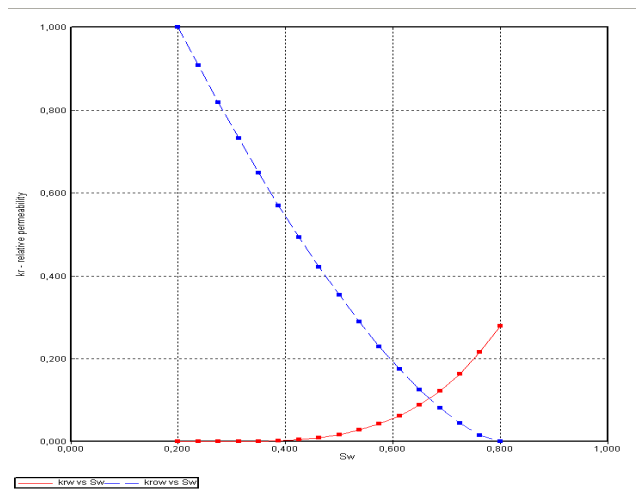
Otras propiedades muy importantes son las resultantes de la interacción roca-fluido, ya que determina el movimiento de los fluidos en el yacimiento, estos datos son la base de modelos numéricos para la predicción de desempeño de cualquier proceso EOR. En la tabla 5 y la figura 27 se muestra el comportamiento de la permeabilidad relativa al aceite para fines de este proyecto.

Tabla 5. Propiedades de interacción roca-fluido

Sw	krw	krow
0.2	0	1
0.2375	4,27E-01	0,90773
0.275	6,84E+00	0,818488
0.3125	0,000346069	0,732378
0.35	0,00109375	0,649519
0.3875	0,00267029	0,570045
0.425	0,00553711	0,494106
0.4625	0,0102582	0,421875
0.5	0,0175	0,353553
0.5375	0,0280316	0,289379
0.575	0,0427246	0,22964
0.6125	0,0625531	0,174693
0.65	0,0885938	0,125
0.6875	0,122026	0,0811899
0.725	0,164131	0,0441942
0.7625	0,216293	0,015625
0.8	0,28	0

Fuente: Tomado y modificado de YESSICA MATEUS, "Evaluación técnica y económica del uso de vapor para acelerar el factor de recobro en yacimientos estratificados de crudo pesado".

Figura 27. Curva de permeabilidad relativa.

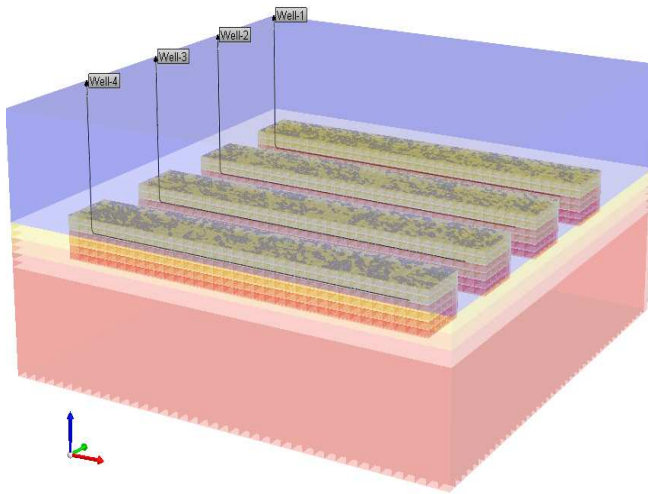


Fuente: Computer modeling group, CMG, Steam Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator STARS.

2.3.5 Pozos

En la sección de pozos es importante tener en cuenta parámetros operacionales como espaciamento entre pozos, ubicación de los mismos, longitud horizontal de los pozos, presión de fondo fluyendo y demás parámetros influyentes. Para el proyecto se construyeron 4 pozos horizontales ubicados en un área de 91,8 acres, con espaciamento de 500 pies entre pozos y una longitud horizontal de 1575 pies. Además, los pozos se ubicaron en la mitad del espesor neto productor en busca de crear una cámara de vapor de tipo elipsoidal en el estrato productor, como se puede ver en la figura 28 a continuación. El espaciamento entre pozos fue seleccionado teniendo en cuenta cálculos de radio calentado para cada pozo, donde se asumió que el comportamiento para la distribución de vapor en forma de elipsoide, debido a que se están trabajando pozos horizontales en espesores delgados.

Figura 28. Ubicación de los pozos en el estrato productor



Fuente: Computer modeling group, CMG, Steam Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator STARS.

En total se implementaron 8 pozos en el simulador, 4 productores y 4 inyectores, debido a que el simulador no reconoce el hecho de que los pozos produzcan e inyecten a la vez. Para lo anterior, a los 4 pozos productores se les asignó unas condiciones de operación, donde fue necesario un análisis de sensibilidad a la presión de fondo fluyendo (BHP), debido a que el dato por default (28 psi) mostraba un comportamiento anormal de producción, y una baja BHP conlleva un rápido agotamiento del yacimiento, y por ende una alta caída de presión.

La sensibilidad mostró que a menor BHP, en este caso de 100 psi, se obtiene el mayor factor de recobro y los fluidos se producen más rápido, por lo que el recobro se está acelerando y las ganancias del proyecto son palpables en un menor tiempo. Sin embargo, en la sensibilidad también se demostró que a una BHP menor, el yacimiento pierde la energía rápidamente, por lo cual la duración del yacimiento es mucho menor que con BHP's más altas.

Al realizar el análisis de sensibilidad a la BHP se llegó a la conclusión de que la mejor BHP era la de 200 psi, en consenso con el director del proyecto, debido a

que el factor de recobro es alto y se produce el yacimiento en menos tiempo. Además, a pesar de que la presión del yacimiento tiene una disminución considerable, esta tendencia de caída de presión es normal y por ende se puede llevar a cabo el desarrollo del campo. Los datos operacionales de los pozos se muestran en la tabla 6.

Tabla 6. Parámetros operacionales de los pozos

Parámetro	Valor
Pozos productores	
Presión de fondo fluyendo (psi)	200
Tasa de agua en superficie (bbl/día)	1000
Pozos inyectores	
Presión de inyección (psi)	900
Tasa de agua máxima (bbl/día)	1400

Igualmente que la sensibilidad en la BHP, se realizó una reducción a la presión de inyección inicial de 1400 psi por 900 psi, debido a que la presión inicial era muy alta para un proceso normal y posiblemente se estaba inyectando de forma inadecuada, por encima de la presión de fractura. Por otra parte, se pudo constatar mediante ciertas corridas de simulación que para unas presiones de inyección de 1400 psi, 1200 psi, 900 psi y 800 psi el factor de recobro es el mismo, y por ende este parámetro parece no tener mucha influencia en el desarrollo del proceso.

Para llevar a cabo la simulación del proceso se realizó una producción en frío de 8 años, a partir de la cual se empezó la implementación de los ciclos de inyección, para los cuales se utilizó una keyword llamada GCONCYCLE, que modela el comportamiento de un proceso de inyección cíclica, donde se especificaron los parámetros que se muestran en la tabla 7.

Tabla 7. Parámetros operacionales en los ciclos de inyección

Parámetro	Valor
Tasa Max de líquidos en superficie(bbl/día)	1000
Tasa de inyección de vapor (bbl/día)	800
Numero de ciclos	3
Periodo de inyección (días)	15
Periodo de cierre (días)	4
Periodo de producción (días)	200

Al observar los parámetros de los pozos, es importante destacar que el dato de tasa de inyección en 800 bbl/día fue seleccionado teniendo en cuenta la capacidad de entrega de un generador, que en la realidad es de 40 MMBTU/hora aproximadamente, por lo que una tasa muy alta superaría la capacidad de generación y por lo tanto sería necesario un segundo generador, lo cual resulta poco viable económicamente.

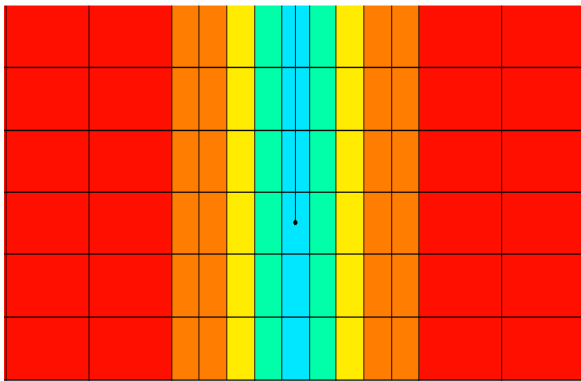
2.4 SELECCIÓN DEL TIPO DE REFINAMIENTO

Para llevar a cabo la simulación de un proceso de recobro mejorado es necesario el entendimiento y buen desarrollo del mismo, donde ciertas variables como la visualización y cálculo de las propiedades promedio en el grid de simulación son de gran importancia. Dentro de los tipos de refinamiento que existen podemos tener el refinamiento radial, cartesiano e híbrido, que se selecciona teniendo en cuenta el flujo de fluidos, el área de drenaje de cada pozo, la visualización y el tiempo de cómputo. Para llevar a cabo el refinamiento del modelo generalmente se refina en las cercanías del pozo, con el fin de representar el comportamiento del proceso que se está implementando, reducir los tiempos de cómputo y gastos en memoria del computador, donde se lleva a cabo la simulación.

2.4.1 Refinamiento cartesiano

Inicialmente el modelo de simulación se encuentra dividido en celdas de un tamaño determinado, el refinamiento cartesiano subdivide esas celdas en tamaños aun menores, con el fin de obtener una mejor visualización y cálculo de las propiedades promedio del campo. A menudo resulta necesario refinar partes del yacimiento, generalmente en las cercanías de los pozos, debido a que en esta zona es donde ocurre el mayor cambio en cuanto a presión, saturación de fluidos, viscosidad y temperatura. La figura 29 muestra la vista frontal del refinamiento cartesiano realizado a un modelo de simulación con pozos horizontales.

Figura 29. Refinamiento Cartesiano, vista frontal con pozo horizontal.

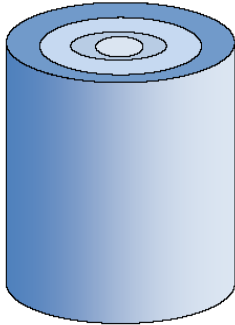


Fuente: Computer modeling group, CMG, Steam Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator STARS.

2.4.2 Refinamiento radial

Este tipo de refinamiento es ideal para zonas cercanas a pozos inyectoros y productores, debido a que estos pozos generan un delta de presión que hace que el flujo hacia y desde ellos sea de forma radial. Con este refinamiento se reduce el tiempo de cómputo y se modela de mejor forma el flujo de fluidos hacia y desde la cara del pozo, sin embargo se complica el modelo y la visualización no es la más adecuada. La figura 30 muestra un esquema de refinamiento radial.

Figura 30. Refinamiento Radial



Fuente: Manual Computer modeling group, CMG, BUILDER.

2.4.3 Refinamiento Híbrido

Al modelar un yacimiento el desplazamiento de los fluidos resulta de gran importancia, siendo este de forma radial en las cercanías del pozo y lineal en las partes lejanas a este, es por esto que el refinamiento híbrido es una alternativa viable para representar el flujo de fluidos y conservar su comportamiento normal.

2.4.4 Determinación del refinamiento usado.

A pesar de que el flujo de fluidos en las cercanías del pozo presenta una forma radial y en las lejanías es de forma lineal, el refinamiento híbrido no es viable debido a que con pozos horizontales no es posible representar este comportamiento en sentido horizontal, resulta en tiempos de computo mayores y la visualización no es adecuada para describir el comportamiento del yacimiento ante una estimulación con vapor. Por lo anterior, el refinamiento usado es el cartesiano, permitiendo una mejor visualización y cálculo de las propiedades en el yacimiento.

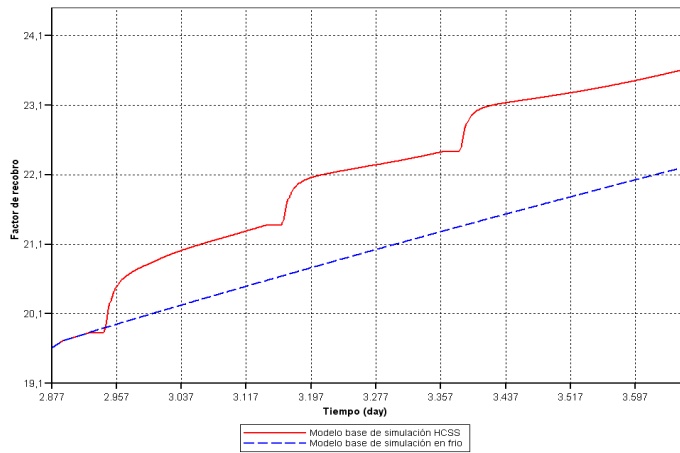
Para el refinamiento del modelo de simulación en el espesor neto productor se subdividieron 2 celdas a cada lado del pozo y la del pozo, en tres partes iguales, permitiendo una mejor resolución en las cercanías, donde se desarrolla el proceso, y un mejor cálculo de las propiedades en cada celda.

2.5 RESULTADOS PRELIMINARES

Para tener un buen desarrollo del proyecto de inversión, es necesario que la producción adicional genere unos valores financieros positivos, por esta razón es necesario evaluar todas aquellas variables de salida que nos genera el simulador como factor de recobro, tasa de producción de aceite, energía inyectada, perdidas de calor, tasa de producción de agua, entre otras, con el fin de comprobar si el proceso esta desempeñándose eficazmente y dentro de los parámetros esperados.

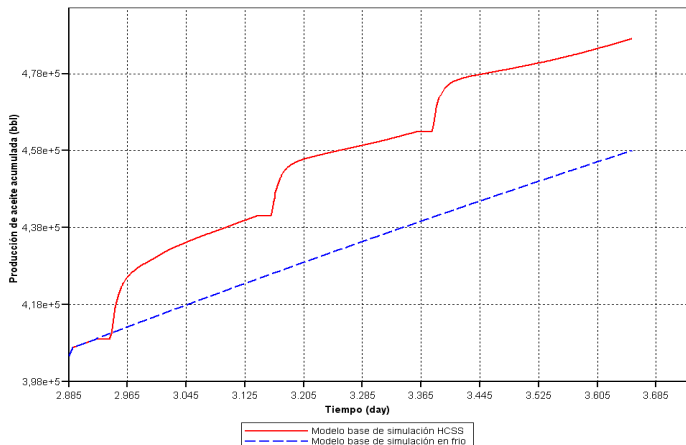
Para el caso base de simulación del proceso de inyección cíclica de vapor usando pozos horizontales, se obtuvo un factor de recobro adicional de 1.4 %, respecto a la producción en frio (figura 31), donde es importante destacar el aporte en producción de los pozos horizontales, debido al contacto que tienen con el yacimiento y la alta inyectividad de los mismos. También es muy importante resaltar que para la producción en frio del sector o campo se tuvo un Np de 457.799 bbls de aceite respecto a un OOIP de 1'983.312,397 bbls, para un factor de recobro aproximado de 22.2%, mientras que para la producción en caliente con la inyección cíclica de vapor se obtuvo un Np de 490.155 bbls de aceite, lo que muestra una producción incremental de 29.074 bbls en tres ciclos de inyección, para un factor de recobro aproximado de 23.6% (figura 32).

Figura 31. Comportamiento del factor de recobro en el tiempo



Fuente: Computer modeling group, CMG, Steam Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator STARS.

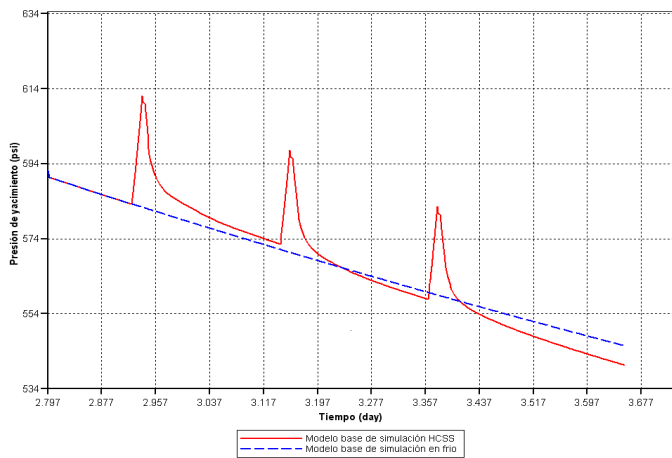
Figura 32. Comportamiento de la producción de aceite acumulada en el tiempo



Fuente: Computer modeling group, CMG, Steam Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator STARS.

Como se menciona anteriormente, se llevo a cabo una producción en frío de 8 años tratando de reproducir el comportamiento normal del campo teca, obteniendo a su vez una presión del yacimiento cercana a 570 psi al inicio de la estimulación con vapor, lo que se observa en la figura 33.

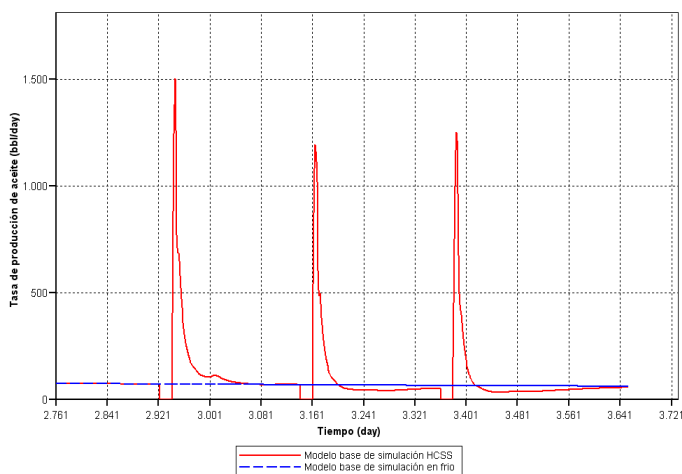
Figura 33. Comportamiento del la presión con el tiempo



Fuente: Computer modeling group, CMG, Steam Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator STARS.

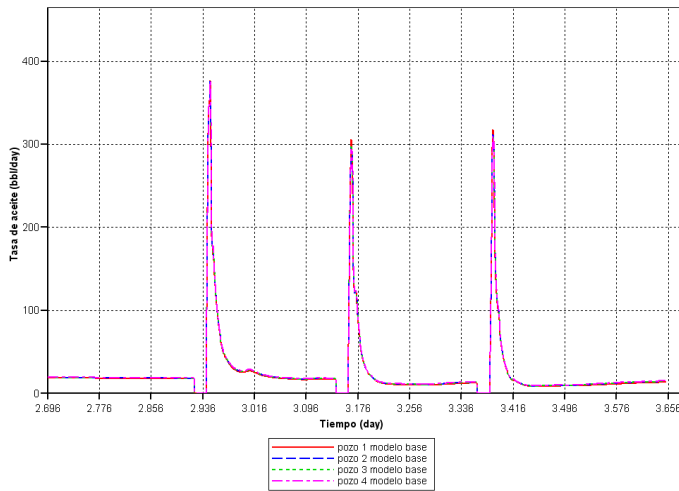
En las figuras 34 y 35 a continuación, se pueden ver el comportamiento de la producción de aceite diaria, donde se observa una producción normal para campos de crudo pesado, con tasas por pozo entre 50 bbl/día y 400 bbl/día, siendo las más altas para los periodos donde se lleva a cabo la inyección cíclica de vapor.

Figura 34. Comportamiento del la tasa de producción de aceite y el corte de agua



Fuente: Computer modeling group, CMG, Steam Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator STARS.

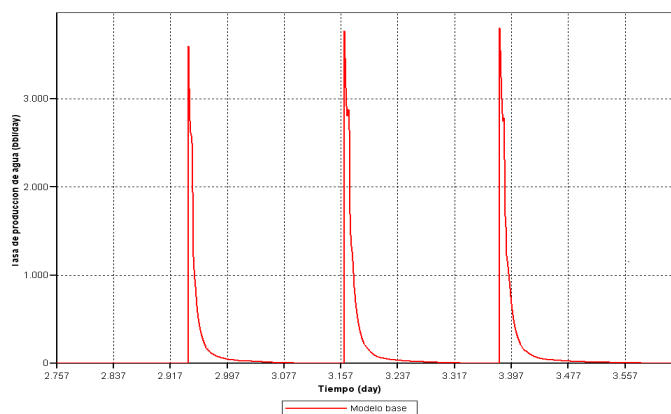
Figura 35. Comportamiento de la tasa de producción de aceite por pozo



Fuente: Computer modeling group, CMG, Steam Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator STARS.

En la figura 36, 37 y 38 se puede ver la producción diaria de agua, la tasa de inyección de vapor y el corte de agua del sector, teniendo en cuenta que para controlar la producción de fluidos se utilizó una restricción para que cada pozo produjera máximo 1000 bbl/día de fluidos, que en total suman 4000 bbl/día de producción de líquidos en el sector o campo.

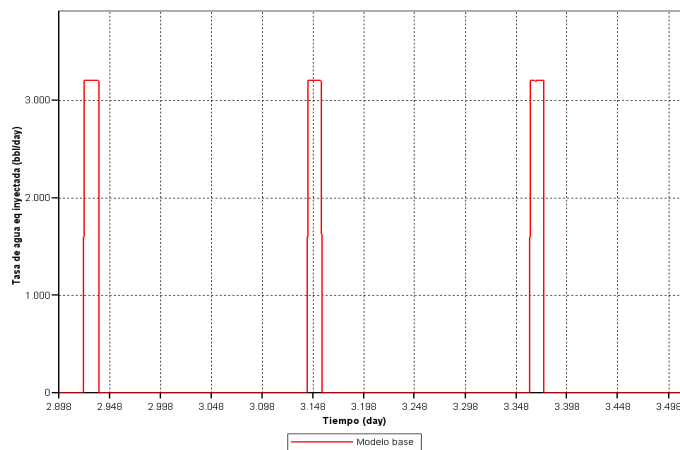
Figura 36. Comportamiento de la tasa de producción de agua



Fuente: Computer modeling group, CMG, Steam Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator STARS.

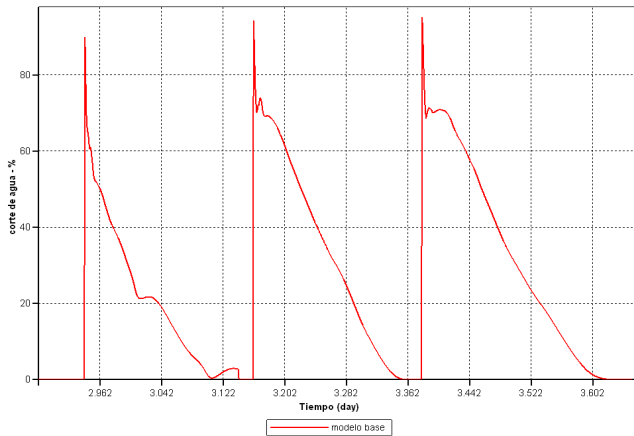
La producción de agua, sin aplicar la inyección de vapor, es bastante baja en los primeros 8 años de producción, por lo cual los resultados en la figura 36 y 38 se visualizan casi como cero. Además, cabe destacar que el simulador presenta un error de visualización presentándose picos de producción de agua muy altos que realmente no tienen ninguna validez, si la visualización de la grafica se amplía en el tiempo de estimulación. La tasa de inyección de agua equivalente es de 800 barriles de agua por pozo, por lo que como se ve en la figura 28 la suma de la tasa individual de cada pozo da un total de 3200 barriles equivalentes de agua inyectados en el sector o campo por día.

Figura 37. Comportamiento del la tasa de inyección



Fuente: Computer modeling group, CMG, Steam Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator STARS.

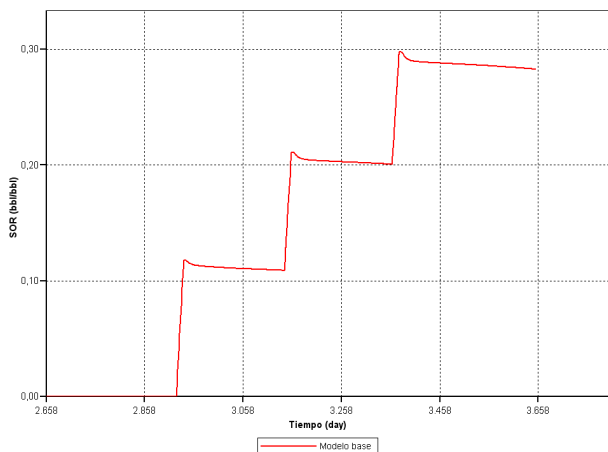
Figura 38. Comportamiento del corte de agua acumulado en el tiempo



Fuente: Computer modeling group, CMG, Steam Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator STARS.

En la figura 39 se puede ver que, para la implementación de tres ciclos de inyección, la relación vapor inyectado-aceite producido acumulado (SOR) es baja. El proceso resulta bastante prometedor por el beneficio económico que se puede obtener, ya que se están produciendo altos valores de crudo respecto al vapor que se ha inyectado.

Figura 39. Comportamiento del SOR



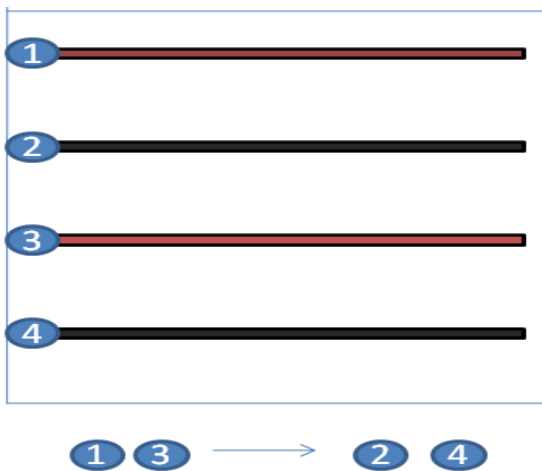
Fuente: Computer modeling group, CMG, Steam Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator STARS.

2.6 CAMBIO EN EL ESQUEMA DE INYECCIÓN

Al analizar el desarrollo del proceso y los comportamientos que generan los resultados de producción, se decidió implementar una inyección alternada de vapor donde se ensayaron 2 esquemas principalmente, el primero inyectando un pozo a la vez y el segundo inyectando dos pozos a la vez.

Se tomo la decisión de estimular dos pozos a la vez, para aprovechar el beneficio de la inyectividad de los pozos horizontales y la capacidad de entrega del generador, evitar el flujo preferencial hacia algunos pozos y disminuir costos operativos, buscando un aumento de la producción de hidrocarburos y un mejor desarrollo operacional. El orden que se utilizo para la estimulación de los 4 pozos horizontales se muestra en la figura 40, y se realiza de esta manera con el fin de aprovechar de mejor manera los beneficios del calentamiento del yacimiento y la incidencia del calentamiento de un pozo en otro.

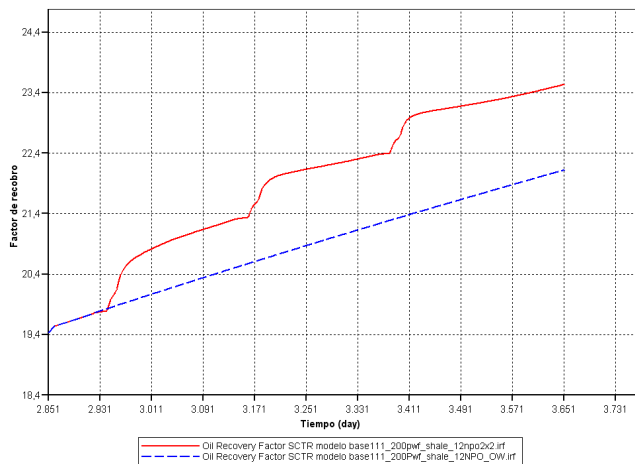
Figura 40. Esquema de inyección alternada de vapor.



Al realizar la implementación de la inyección alternada de vapor se logro incrementar el factor de recobro, respecto a la producción en frio, en 1.42 % (figura 41), observando que el cambio respecto al modelo en el cual se inyecta a la

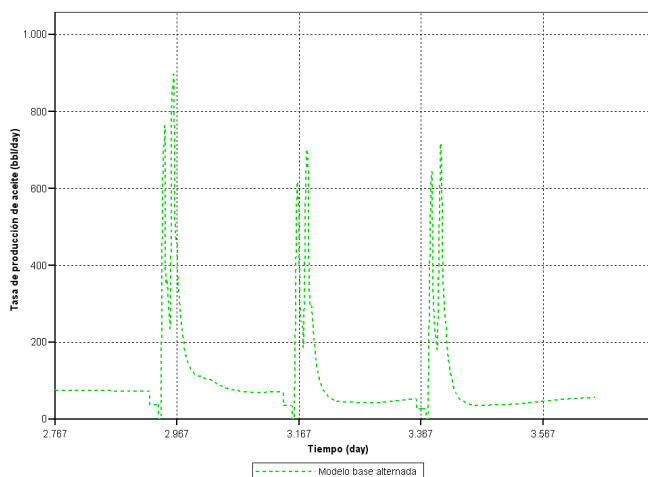
vez en todos los pozos es muy mínimo, ya que se mantienen fijas todas las condiciones operacionales. También se puede ver (figura 42) que la tasa de aceite se mantiene, presentando picos de producción del sector o campo de forma diferente, debido a la diferencia existente en los tiempos de inyección – producción, respecto al modelo con inyección simultanea en todos los pozos.

Figura 41. Grafica de factor de recobro con inyección alternada de vapor.



Fuente: Computer modeling group, CMG, Steam Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator STARS.

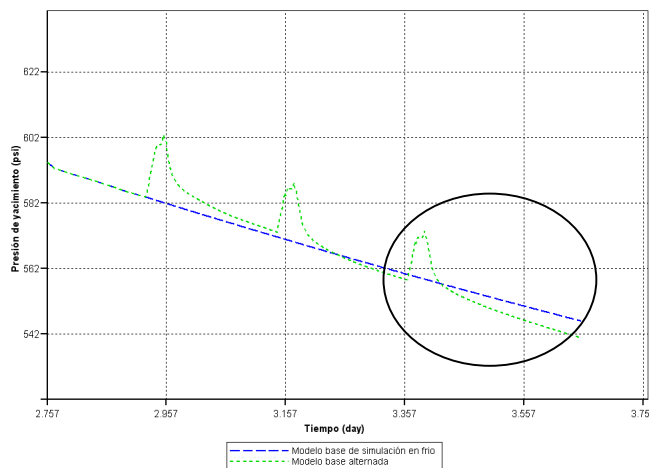
Figura 42. Grafica de la tasa de producción de aceite.



Fuente: Computer modeling group, CMG, Steam Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator STARS.

Al realizar la inyección de vapor de manera alternada, la presión también sufre un importante cambio, debido a que los ciclos muestran un mayor mantenimiento de presión para el sector, a pesar de que en el tercer ciclo el yacimiento pierda energía cuando terminan el ciclo de inyección (figura 43).

Figura 43. Grafica de la caída de presión del yacimiento

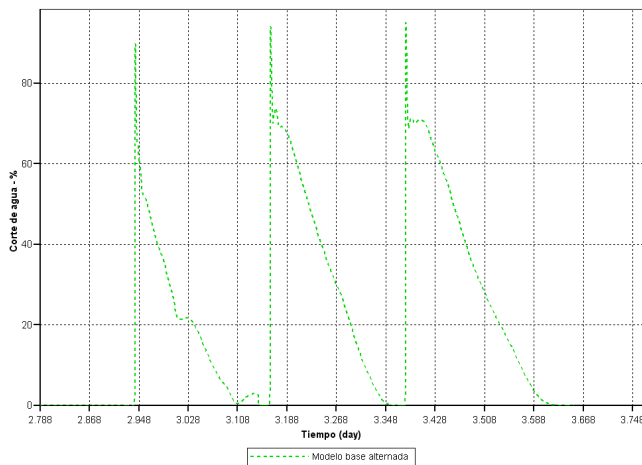


Fuente: Computer modeling group, CMG, Steam Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator STARS.

En la figura 43 se observa una caída de presión por debajo de la caída normal en el tercer ciclo de vapor, respecto a la producción en frío, ya que el efecto del vapor está agotando rápidamente el yacimiento y el ciclo de estimulación no está generando un buen mantenimiento y recobro de hidrocarburos.

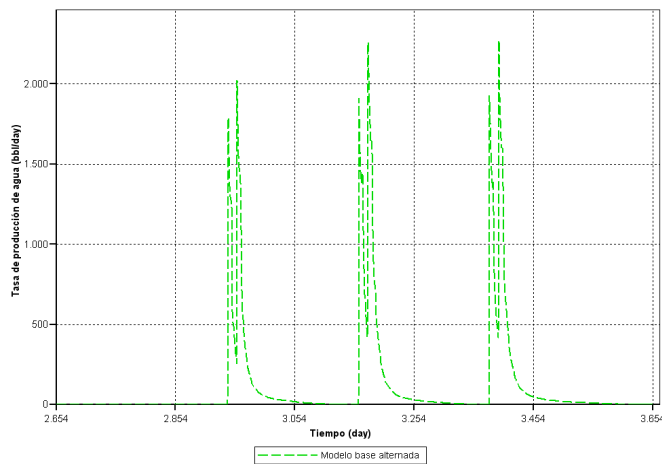
Además, al inyectar de manera alternada se puede observar un incremento en la producción de hidrocarburos, y por ende un incremento en la producción de agua, como se observa en las figuras 44 y 45, lo cual incrementa los costos de tratamiento y facilidades de superficie en general.

Figura 44. Corte de agua en el tiempo



Fuente: Computer modeling group, CMG, Steam Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator STARS.

Figura 45. Tasa de producción de agua

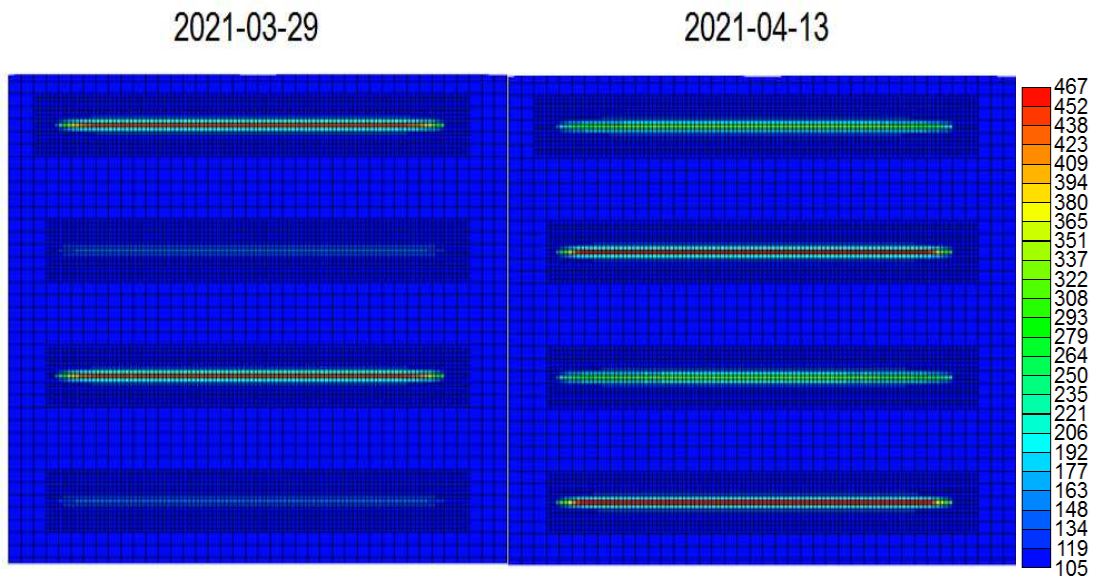


Fuente: Computer modeling group, CMG, Steam Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator STARS.

En el comportamiento de la temperatura se puede ver el radio de calentamiento y la influencia de un pozo en otro, para este modelo se observó una influencia casi nula de los pozos entre sí, como se puede ver en la figura 46 y 47. Sin embargo, la poca influencia entre pozos se debe a que resulta difícil representar adecuadamente el comportamiento de distribución de vapor, debido a que se

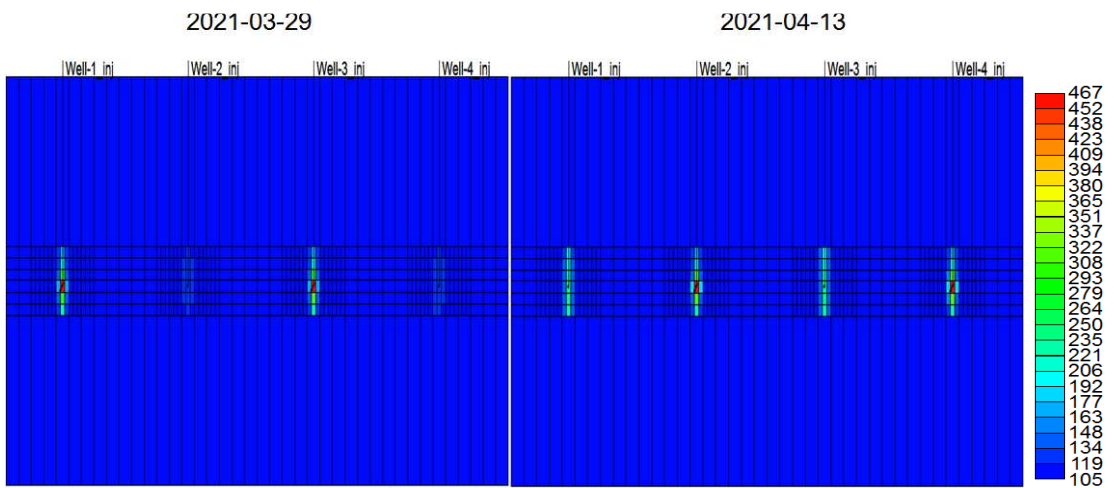
necesitan de refinamientos muy robustos que con la capacidad de celdas y la escala de colores permitida por la licencia no es posible.

Figura 46. Distribución de temperatura en la vista areal



Fuente: Computer modeling group, CMG, Steam Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator STARS.

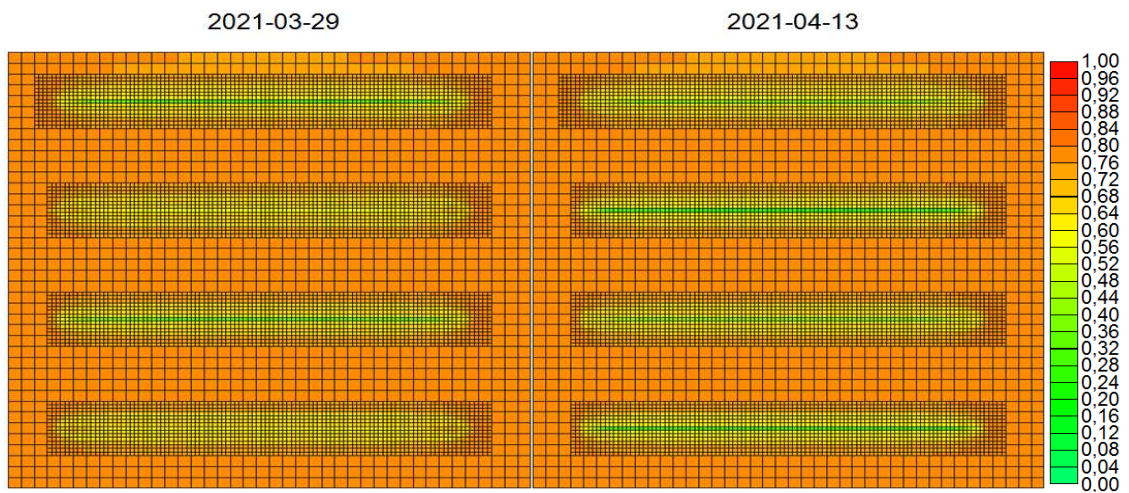
Figura 47. Distribución de temperatura en la vista jk



Fuente: Computer modeling group, CMG, Steam Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator STARS.

En la distribución de saturaciones es posible observar que cuando el pozo está inyectando, las saturaciones de aceite disminuyen porque las cercanías del pozo se están saturando de agua, y cuando está produciendo se presenta un aumento debido a que los fluidos del área de drenaje se direccionan al pozo (figura 48). También se observa que el efecto del vapor no agota de manera drástica el yacimiento, debido a que existen altas saturaciones de aceite posterior a la implementación de vapor.

Figura 48. Distribución de saturaciones en la vista areal



Fuente: Computer modeling group, CMG, Steam Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator STARS.

3. MODELOS HETEROGENEOS, CONFINAMIENTO Y COMPARACIÓN CON POZOS VERTICALES

En la comprensión del desarrollo productivo de un yacimiento de hidrocarburos es de gran importancia el entendimiento de todas las propiedades de dicho yacimiento, y la distribución de las mismas en la zona productora, sobre todo cuando se están tratando aplicaciones EOR, que necesitan de bajos niveles de incertidumbre para lograr el éxito.

La permeabilidad es uno de los parámetros más importante en el desarrollo de un proceso de inyección de vapor, teniendo en cuenta que a esta se le atribuye que el yacimiento permita el flujo de fluidos tanto de inyección como de producción. Por tal motivo, la evaluación del efecto de la permeabilidad es de gran importancia para escoger el mejor esquema de explotación del yacimiento tratado.

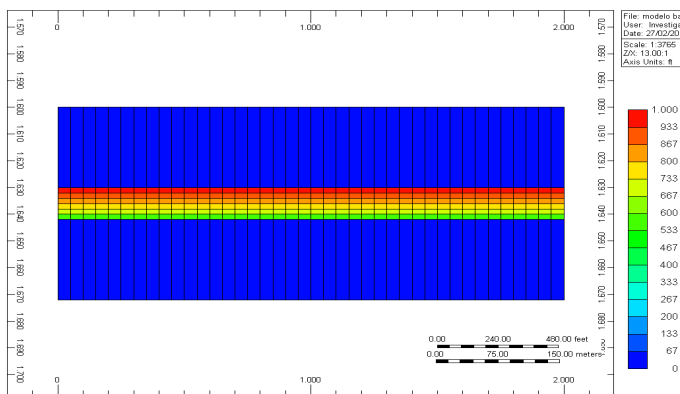
Para evaluar el efecto de la permeabilidad en el desarrollo del proceso se tuvieron en cuenta la variación de la permeabilidad en dirección del pozo y en dirección K; para funciones objetivo como el factor de recobro, la distribución de temperaturas y saturaciones.

3.1 MODELOS HETEROGÉNEOS CON VARIACIONES DE PERMEABILIDAD EN K

Para realizar la comparación entre los modelos heterogéneos con el modelo homogéneo se realizaron tres variaciones de permeabilidad en dirección vertical, donde se tuvo en cuenta la variación de permeabilidad de mayor valor a menor, de menor valor a mayor y de forma aleatoria, como se puede ver en la figura 49, 50 y 51 respectivamente.

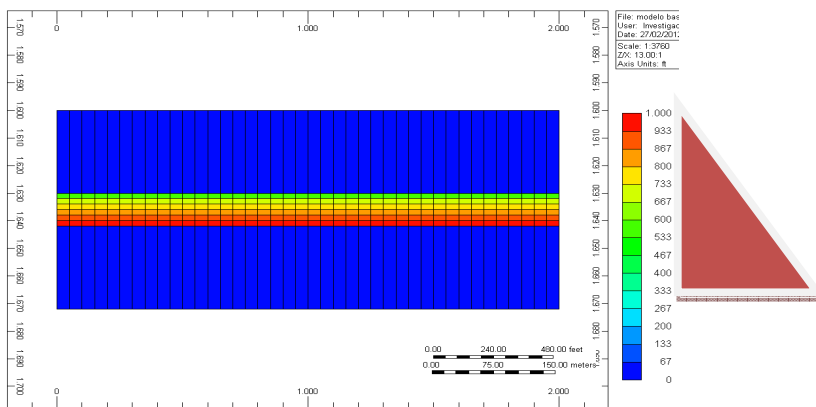
Para la variación de la permeabilidad se escogieron 6 valores de permeabilidad, que en promedio tuvieron el mismo valor del modelo base homogéneo (800 mD), donde se utilizó un valor alto de permeabilidad igual a 1000 mD y un valor bajo de permeabilidad de 600, con un paso de 80 mD, siendo la distribución para el modelo aleatorio desde el tope hasta la base del espesor productivo, como se muestra en el paréntesis (920, 680, 840, 600, 760 y 1000) mD.

Figura 49. Variación de permeabilidad de mayor valor a menor.



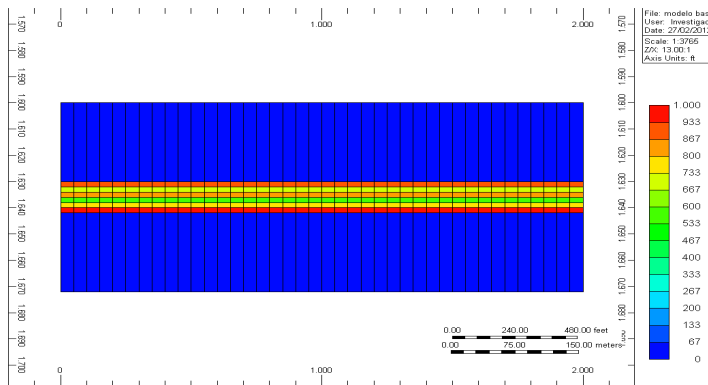
Fuente: Computer modeling group, CMG, Steam Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator STARS.

Figura 50. Variación de permeabilidad de menor valor a mayor.



Fuente: Computer modeling group, CMG, Steam Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator STARS.

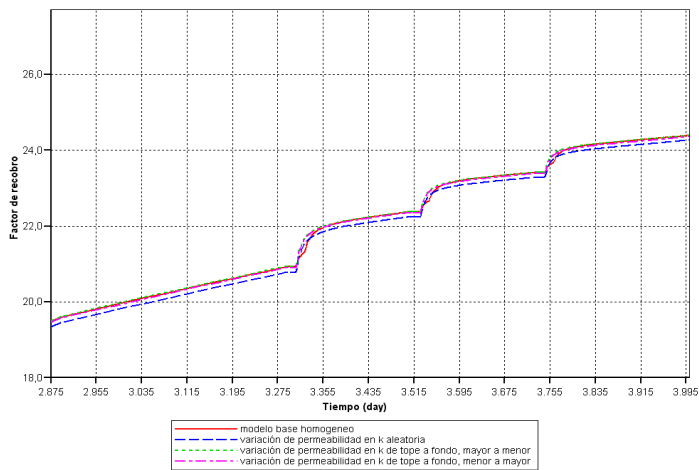
Figura 51. Variación de permeabilidad de forma aleatoria.



Fuente: Computer modeling group, CMG, Steam Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator STARS.

Para comparar la eficiencia de producción en los modelos heterogéneos se realizó una comparación del factor de recobro respecto al modelo base, como se aprecia en la grafica 52.

Figura 52. Comparación en factor de recobro para los 3 esquemas de permeabilidades en K



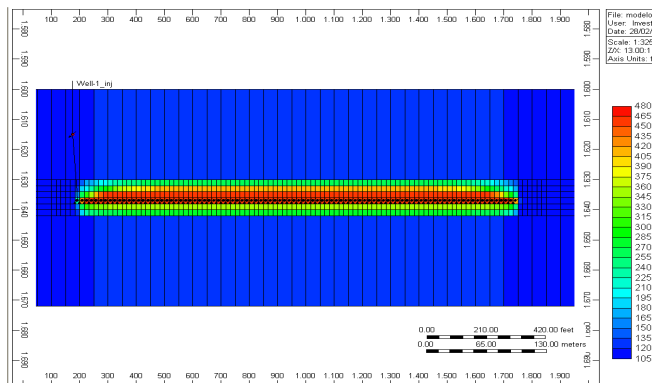
Fuente: Computer modeling group, CMG, Steam Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator STARS.

Al observar los resultados que muestra la gráfica 52, se aprecia que la influencia de la variación de permeabilidad para los 3 esquemas no es notoria respecto al modelo homogéneo, siendo la diferencia de los distintos esquemas heterogéneos

prácticamente insignificante, lo que lleva a pensar que el paso de variación de permeabilidad puede ser poco para que exista una diferencia notoria en el factor de recobro.

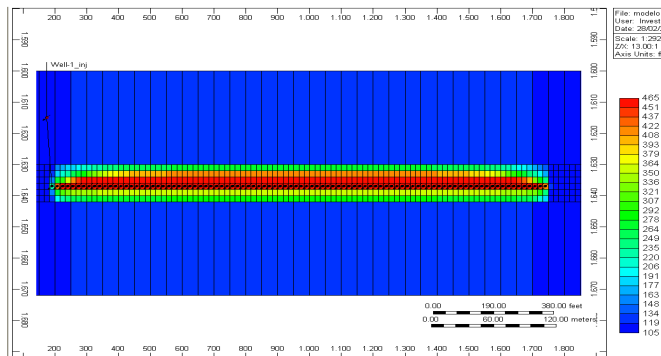
Analizando las figuras 53, 54 y 55 se puede observar la distribución de temperatura a lo largo de los pozos en el último ciclo, para los modelos de mayor permeabilidad a menor permeabilidad, menor permeabilidad a mayor permeabilidad y aleatorio respectivamente, donde se aprecian las pérdidas de calor hacia las zonas adyacentes y el comportamiento parecido en la distribución de temperatura de cada uno de los modelos heterogéneos. Sin embargo, el modelo que va de mayor permeabilidad a menor permeabilidad alcanza mayores temperaturas que los demás, como se puede ver en la figura 46 y se puede constatar en la figura 52, presentándose un mayor factor de recobro aunque con una diferencia poco visible.

Figura 53. Distribución de temperatura para el modelo de mayor permeabilidad a menor permeabilidad



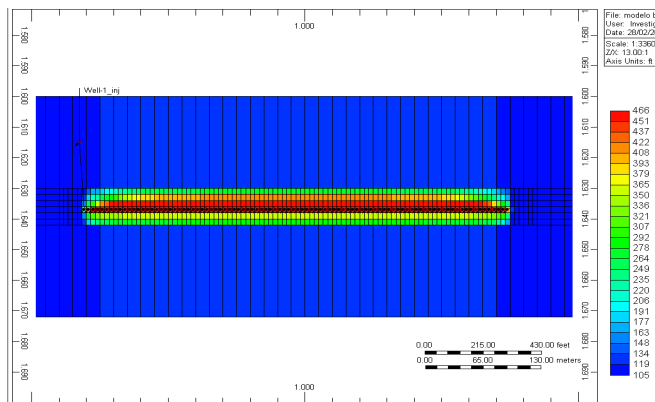
Fuente: Computer modeling group, CMG, Steam Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator STARS.

Figura 54. Distribución de temperatura para el modelo de menor permeabilidad a mayor permeabilidad



Fuente: Computer modeling group, CMG, Steam Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator STARS.

Figura 55. Distribución de temperatura para el modelo de permeabilidad aleatoria

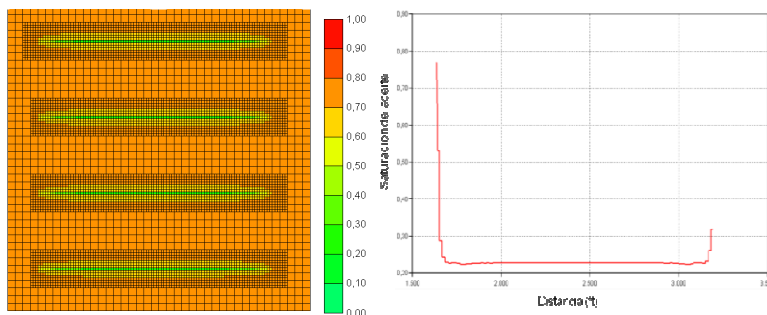


Fuente: Computer modeling group, CMG, Steam Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator STARS.

En las figuras 56, 57 y 58 se puede observar que las menores saturaciones de aceite se presentan en las cercanías del pozo, para los tres modelos de variación de permeabilidad en dirección k , ya que esta zona se encuentra saturada en su mayoría por el vapor condensado de la inyección de vapor, reduciéndose en consecuencia la cantidad de hidrocarburo presente. En estas tres figura mencionadas anteriormente, también se puede apreciar la variación de la saturación de aceite respecto a la longitud horizontal del pozo, para el mismo

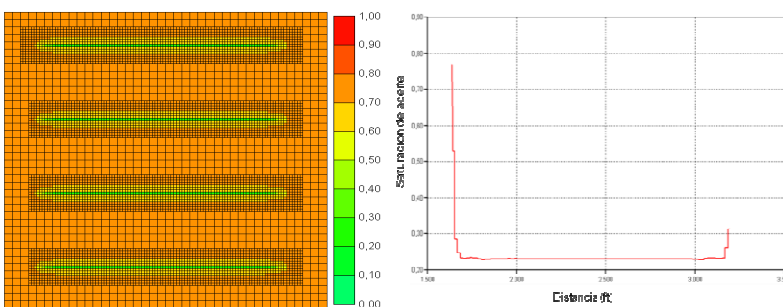
tiempo de simulación, donde se observa el mismo comportamiento descrito, resaltando que la grafica de saturación de aceite vs distancia del pozo que se muestran son respecto al pozo 1, lo que indica que al mismo tiempo este comportamiento será igual para el pozo 1 y 3, pero variara para el pozo 2 y 4 porque se encuentran en producción.

Figura 56. Distribución de saturación de aceite para el modelo de mayor permeabilidad a menor permeabilidad



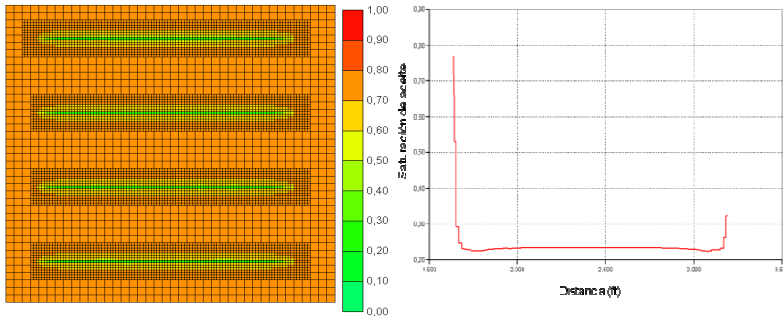
Fuente: Computer modeling group, CMG, Steam Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator STARS.

Figura 57. Distribución de saturación de aceite para el modelo de menor permeabilidad a mayor permeabilidad



Fuente: Computer modeling group, CMG, Steam Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator STARS

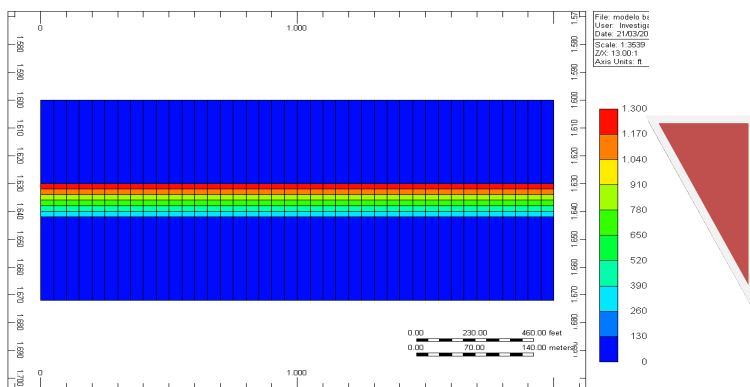
Figura 58. Distribución de saturación de aceite para el modelo de permeabilidad aleatoria



Fuente: Computer modeling group, CMG, Steam Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator STARS.

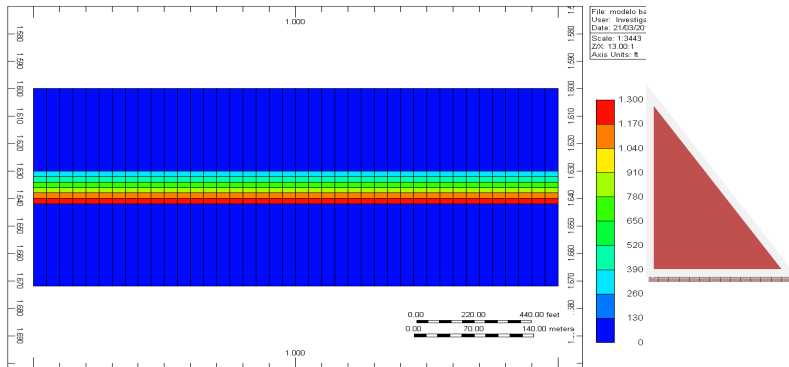
Después de observar los resultados obtenidos en cuanto al factor de recobro, la distribución de temperatura y saturación de aceite, la diferencia entre un modelo y otro es muy poca, lo que lleva a pensar que la diferencia de permeabilidad no es muy marcada, por lo que se plantearon 3 escenarios con variación de permeabilidad en dirección K, teniendo una permeabilidad alta de 1300 mD, una baja de 300 mD, para un paso de 200 mD, siendo la distribución para el modelo aleatorio desde el tope hasta la base del espesor productor como se muestra en el paréntesis (1100, 500, 900, 300, 700 y 1300) mD, y los tres modelos como se muestran en las figuras 59, 60 y 61 respectivamente.

Figura 59. Variación de permeabilidad de mayor valor a menor en el modelo con paso de 200 mD.



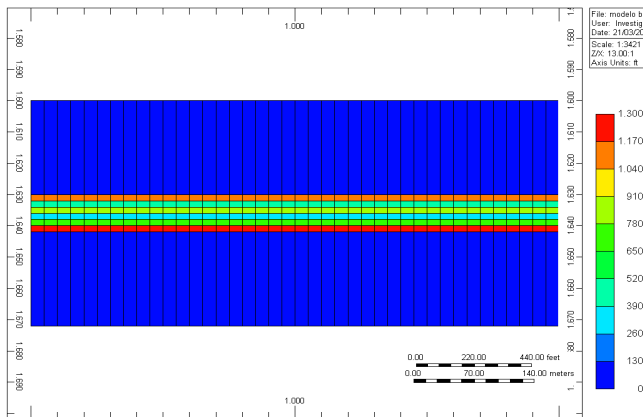
Fuente: Computer modeling group, CMG, Steam Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator STARS.

Figura 60. Variación de permeabilidad de menor valor a mayor en el modelo con paso de 200 mD.



Fuente: Computer modeling group, CMG, Steam Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator STARS.

Figura 61. Variación de permeabilidad de aleatoria en el modelo con paso de 200 mD.

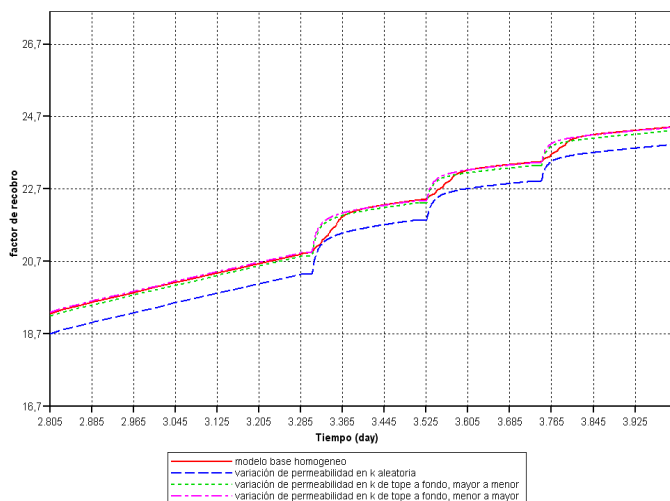


Fuente: Computer modeling group, CMG, Steam Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator STARS.

Para comparar los tres modelos de variación de permeabilidad se utilizó el factor de recobro como función objetivo (figura 62), donde se evidenció una mejoría en la influencia de las heterogeneidades, las cuales algunas veces son beneficiosas y en otras perjudiciales para el desarrollo productivo del yacimiento, en este caso las curvas de factor de recobro muestran un comportamiento que difiere al del modelo base, donde el peor caso es el de variación de permeabilidad aleatoria, debido a que alcanza un factor de recobro menor al modelo base. También se observa en

la figura 62, que las variaciones de mayor a menor permeabilidad y menor a mayor permeabilidad tienen comportamientos muy similares al caso base.

Figura 62. Comparación en factor de recobro para los 3 esquemas de permeabilidades en K con paso de 200 mD



Fuente: Computer modeling group, CMG, Steam Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator STARS.

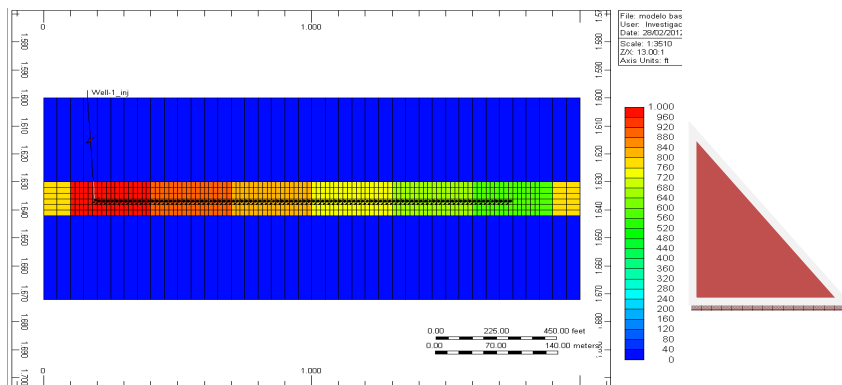
3.2 MODELOS HETEROGÉNEOS CON VARIACIONES DE PERMEABILIDAD EN i

Para realizar la comparación entre los modelos heterogéneos con el modelo homogéneo se realizaron tres variaciones de permeabilidad en dirección del pozo, donde se tuvo en cuenta la variación de permeabilidad de mayor valor a menor, de menor valor a mayor y de forma aleatoria como se aprecia en la figura 63, 64 y 65 respectivamente.

Para la variación de la permeabilidad se escogieron 6 valores de permeabilidad, que en promedio tuvieran los mismos valores usados en la variación de permeabilidad en dirección k (vertical), con la diferencia que estos valores ahora de mayor a menor, desde el talón a la punta del pozo, desde la punta al talón del

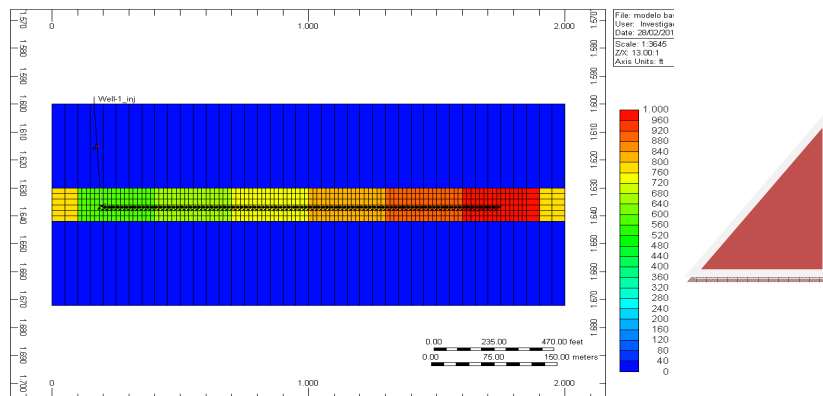
pozo y de forma aleatoria en la longitud horizontal, donde la distribución para el modelo aleatorio desde el talón hasta la punta tiene los valores que se muestran en el paréntesis (920, 680, 840, 600, 760 y 1000) mD.

Figura 63. Variación de permeabilidad en dirección i de mayor valor a menor partiendo desde el talón del pozo.



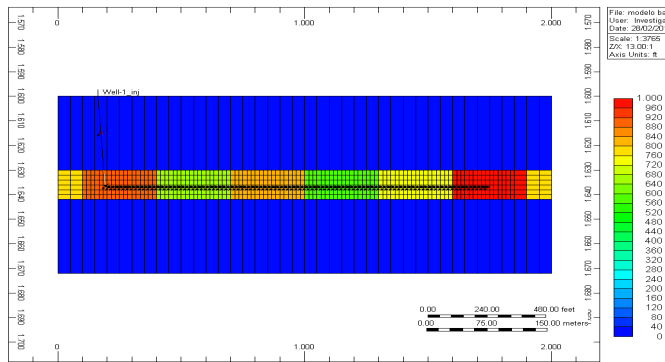
Fuente: Computer modeling group, CMG, Steam Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator STARS.

Figura 64. Variación de permeabilidad en dirección i de menor valor a mayor partiendo desde el talón del pozo.



Fuente: Computer modeling group, CMG, Steam Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator STARS.

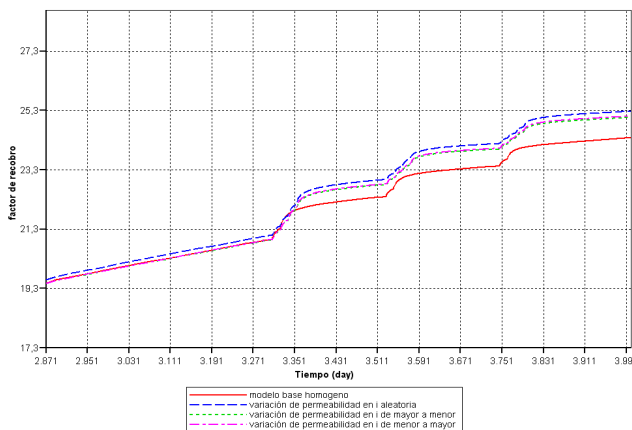
Figura 65. Variación de permeabilidad en dirección i de forma aleatoria.



Fuente: Computer modeling group, CMG, Steam Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator STARS.

Al observar los resultados que muestra la figura 66 se puede ver la influencia de la variación de permeabilidad para los 3 esquemas, donde es notorio que la diferencia en el factor de recobro entre los modelos heterogéneos es baja. Sin embargo, se puede ver que todos los modelos presentan un factor de recobro mayor al modelo base, siendo el modelo de variación de permeabilidad en dirección i aleatoria el de mejor comportamiento.

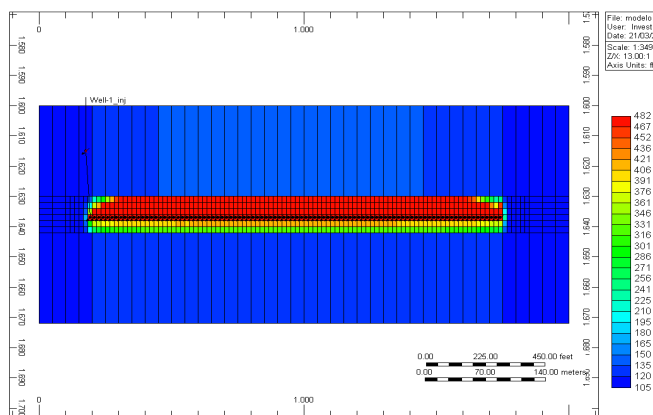
Figura 66. Comparación en factor de recobro para los 3 esquemas de permeabilidades en i.



Fuente: Computer modeling group, CMG, Steam Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator STARS.

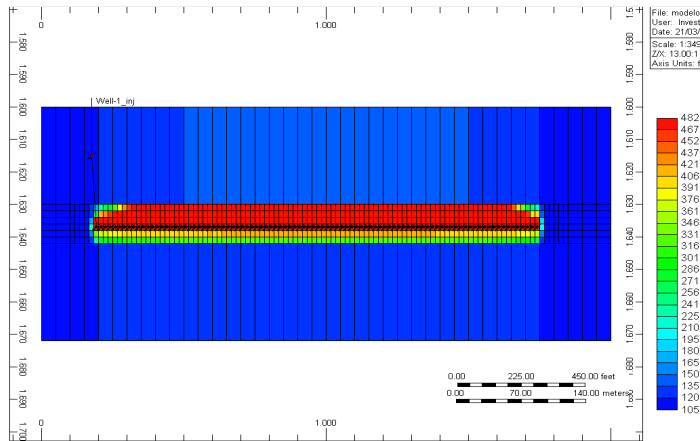
En las figuras 67, 68 y 69 se observa la distribución de temperatura a lo largo de los pozos en el último ciclo, para los modelos de aumento de permeabilidad desde el talón hacia la punta, desde la punta hacia el talón y aleatorio respectivamente, donde se aprecian las pérdidas de calor hacia las zonas adyacentes y el comportamiento parecido de cada uno de los modelos heterogéneos. Sin embargo, a pesar del comportamiento similar, en el modelo que disminuye la permeabilidad, desde el talón, se alcanzan mayores temperaturas que los demás, pero el factor de recobro no resulta mayor, a causa de una mala distribución del vapor.

Figura 67. Distribución de temperatura para el modelo de aumento de permeabilidad desde el talón hacia la punta.



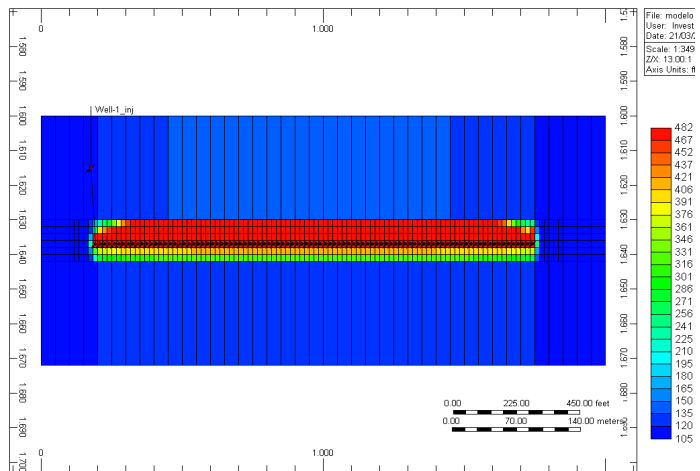
Fuente: Computer modeling group, CMG, Steam Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator STARS.

Figura 68. Distribución de temperatura para el modelo de aumento de permeabilidad desde la punta hacia el talón.



Fuente: Computer modeling group, CMG, Steam Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator STARS.

Figura 69. Distribución de temperatura para el modelo de variación de permeabilidad aleatoria

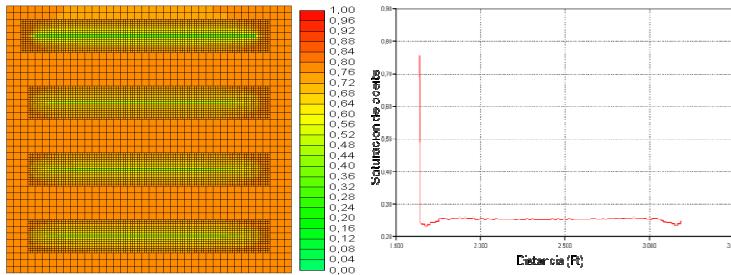


Fuente: Computer modeling group, CMG, Steam Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator STARS.

Observando las figuras 70, 71 y 72, se puede ver la distribución de saturaciones alrededor de los pozos, en el último ciclo, para los modelos de aumento de permeabilidad desde el talón hacia la punta, desde la punta hacia el talón y aleatorio respectivamente, donde se puede observar el comportamiento de la

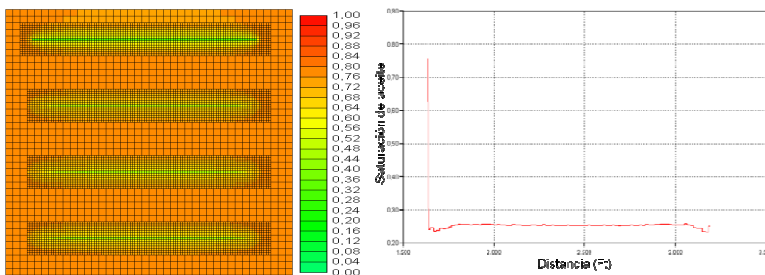
distribución de saturaciones debida a la inyección cíclica de vapor en el yacimiento.

Figura 70. Distribución de saturaciones de aceite para el modelo de aumento de permeabilidad desde el talón hacia la punta.



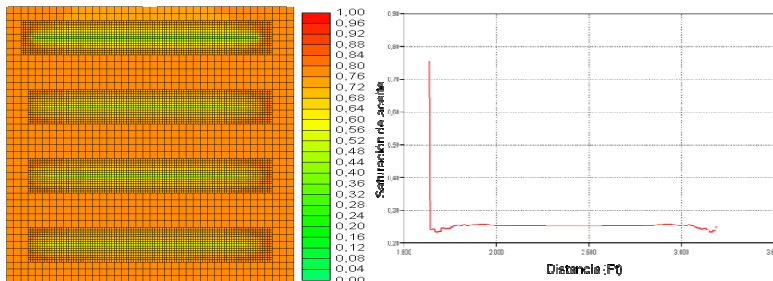
Fuente: Computer modeling group, CMG, Steam Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator STARS.

Figura 71. Distribución de saturaciones de aceite para el modelo de aumento de permeabilidad desde la punta hacia el talón.



Fuente: Computer modeling group, CMG, Steam Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator STARS.

Figura 72. Distribución de saturaciones de para el modelo de variación de permeabilidad aleatoria

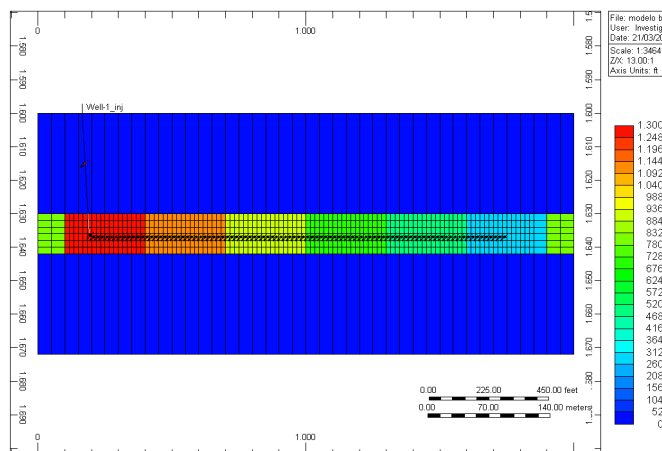


Fuente: Computer modeling group, CMG, Steam Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator STARS.

Después de ver los resultados obtenidos en cuanto al factor de recobro, la distribución de temperatura y saturación de aceite, se aprecia muy poca diferencia en el comportamiento de los modelos planteados, por lo que se realizaron 3 modelos con variación de permeabilidad en dirección *i*, teniendo una permeabilidad alta de 1300 mD y una baja de 300 mD, con un paso de 200 mD, siendo la distribución para el modelo aleatorio desde el talón hasta la punta de la longitud del pozo, como se muestra en el paréntesis (1100, 500, 900, 300, 700 y 1300) mD,

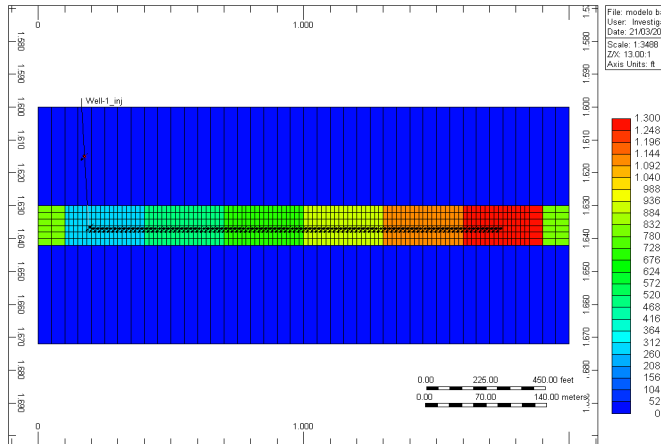
El diseño de los tres modelos de variación de permeabilidad en dirección *i* se puede ver en la figura 73, 74 y 75, para las variaciones de tope a fondo; de mayor a menor permeabilidad, menor a mayor y aleatoria respectivamente.

Figura 73. Variación de permeabilidad en dirección *i* de mayor valor a menor partiendo desde el talón del pozo para el modelo con paso de 200 mD.



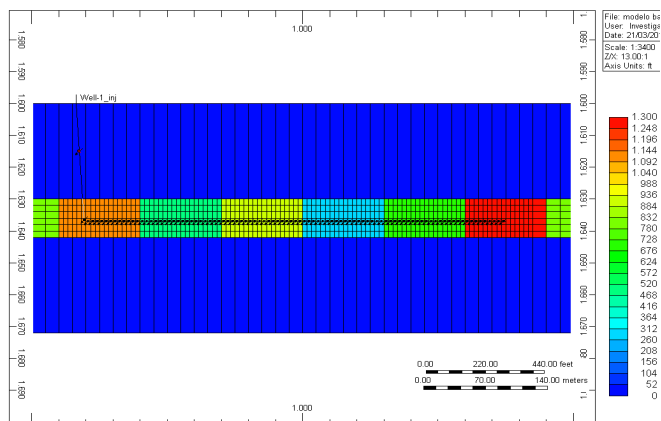
Fuente: Computer modeling group, CMG, Steam Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator STARS.

Figura 74. Variación de permeabilidad en dirección i de menor valor a mayor partiendo desde el talón del pozo para el modelo con paso de 200 mD.



Fuente: Computer modeling group, CMG, Steam Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator STARS.

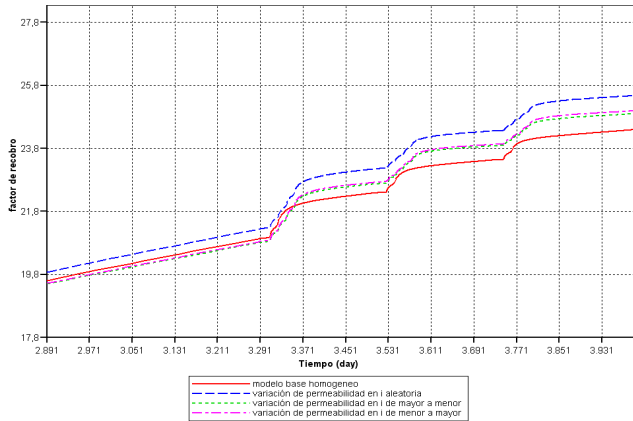
Figura 75. Variación de permeabilidad en dirección i de forma aleatoria, paso de 200 mD.



Fuente: Computer modeling group, CMG, Steam Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator STARS.

Para comparar los tres modelos de variación de permeabilidad se utilizó el factor de recobro como variable objetivo, donde se evidenció la influencia de las heterogeneidades (figura 76), ya que el factor de recobro fue aproximadamente 0,45% mayor en el modelo aleatorio, respecto al base. Sin embargo, las tendencias de estos modelos respecto a los modelos con variación de 1000 mD a 600 mD, y paso de 80 mD, se mantienen en su comportamiento.

Figura 76. Comparación en factor de recobro para los 3 esquemas de permeabilidades en i con paso de 200 mD.



Fuente: Computer modeling group, CMG, Steam Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator STARS.

3.3 MODELOS HETEROGÉNEOS CON VARIACIONES DE K_v/K_h

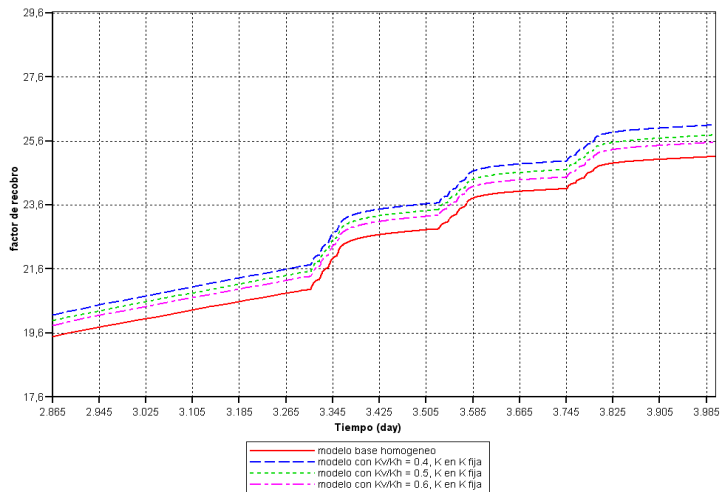
Para llevar a cabo las distintas variaciones de K_v/k_h se tuvo en cuenta la revisión bibliográfica del primer capítulo, donde se mencionaba que para este tipo de procesos se necesitan permeabilidades altas, y además una variación del K_v/k_h mayo a 0.4. Por lo anterior, se hicieron tres variaciones dejando fija la permeabilidad en k y tres dejando fija la permeabilidad en i , como se muestra en la tabla 8.

Tabla 8. Variaciones de K_v/K_h en el modelo de simulación

Variación K_v/K_h	Permeabilidad i	Permeabilidad k
$K_v/K_h = 0,4$	2000	800
$K_v/K_h = 0,5$	1600	800
$K_v/K_h = 0,6$	1333	800
$K_v/K_h = 0,4$	800	320
$K_v/K_h = 0,5$	800	400
$K_v/K_h = 0,6$	800	480

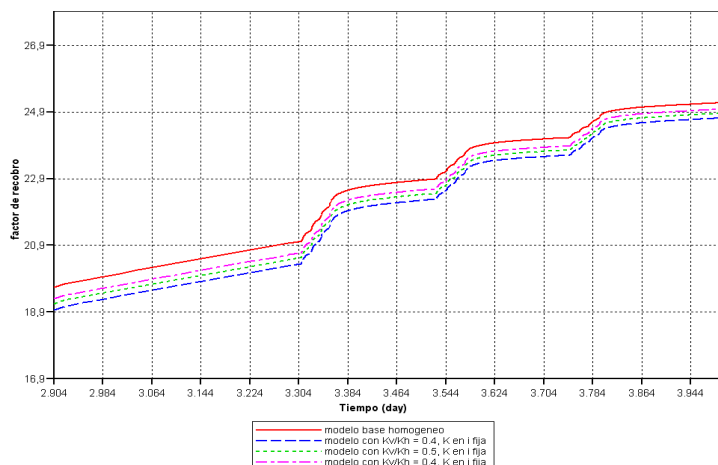
Para el análisis de las variaciones de K_v/K_h se realizó una comparación del factor de recobro respecto al modelo homogéneo, para los tres primeros (figura 77) y tres últimos modelos (figura 78) propuestos en la tabla 8 respectivamente.

Figura 77. Comparación en factor de recobro para los 3 primeros esquemas de K_v/K_h con la permeabilidad en k fija.



Fuente: Computer modeling group, CMG, Steam Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator STARS.

Figura 78. Comparación en factor de recobro para los 3 últimos esquemas de K_v/K_h con la permeabilidad en i fija.



Fuente: Computer modeling group, CMG, Steam Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator STARS.

Al analizar las figuras 77 y 78, se observa que la influencia más positiva se encuentra en el comportamiento para los tres primeros modelos de variación de K_v/K_h (figura 77), donde el modelo con $K_v/K_h = 0.4$ presenta un mayor factor de recobro que el modelo base homogéneo, puesto que se genera una mejor distribución de vapor y además se manejan permeabilidades más altas que en los modelos mostrados en la figura 78. Sin embargo, la influencia no es muy significativa ya que no se genera un gran cambio en el factor de recobro respecto al modelo base.

3.4 MODELO CONFINADO

El confinamiento es una problemática inherente de la construcción de modelos de simulación numérica, ya que cuando se crea un grid de simulación para representar una zona del yacimiento, no se tiene en cuenta el efecto que causa la extensión restante del mismo en el sector.

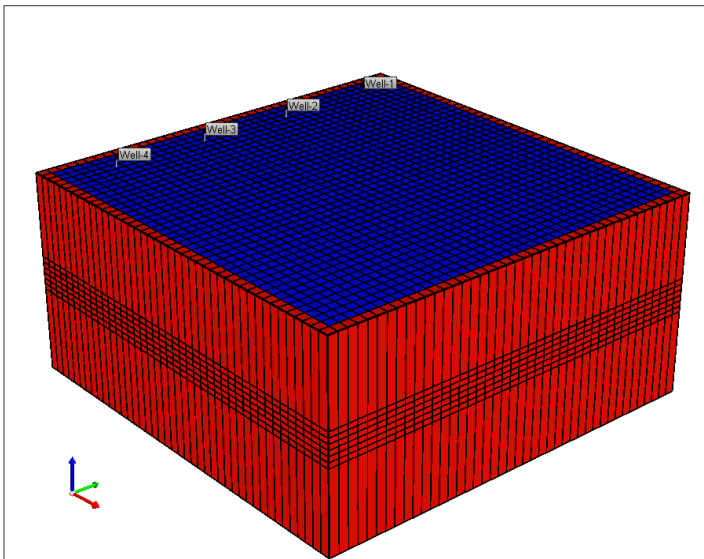
Dentro de los efectos que no son representados adecuadamente, se pueden resaltar la caída de presión debida a la producción y el aporte de fluidos de esas zonas circundantes al sector. Para solucionar este problema, se construyó un anillo de 84 celdas con propiedades de porosidad altas que simularan una gran cantidad de fluido en las zonas circundantes, y por ende causarían un mantenimiento de presión.

Para seleccionar el anillo que se conoce como anillo de no confinamiento se hicieron ciertas pruebas, donde se incluyeron las celdas mencionadas, aumentando el área del yacimiento a 101.24 acres. En estas celdas se trabajaron porosidades de 0.8 y 0.6 en fracción, presentándose el problema de que se incrementaba el OOIP debido a la gran cantidad de fluidos. Por lo anterior, se

presentaba una disminución del factor de recobro a consecuencia de que el área de drenaje de los pozos no variaba.

Con el fin de resolver el inconveniente del incremento de OOIP se dividió el modelo en 2 sectores que tuvieran el anillo de no confinamiento y el sector del campo inicial simulado, como se puede ver en la figura 79. Además, se realizaron 2 casos de sensibilidad al confinamiento con porosidades de 0.8 y 0.6 en fracción, como se muestra en las figuras 80 y 81, para probar cual modelo arrojaba los resultados más convenientes manteniendo constante la permeabilidad del yacimiento (800 mD).

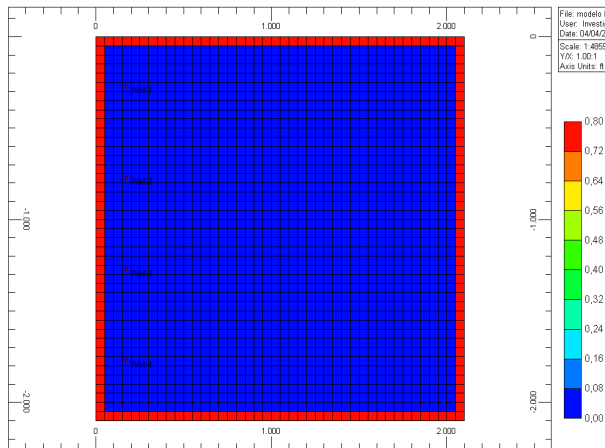
Figura 79. Vista 3D del modelo confinado



Fuente: Computer modeling group, CMG, Steam Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator STARS.

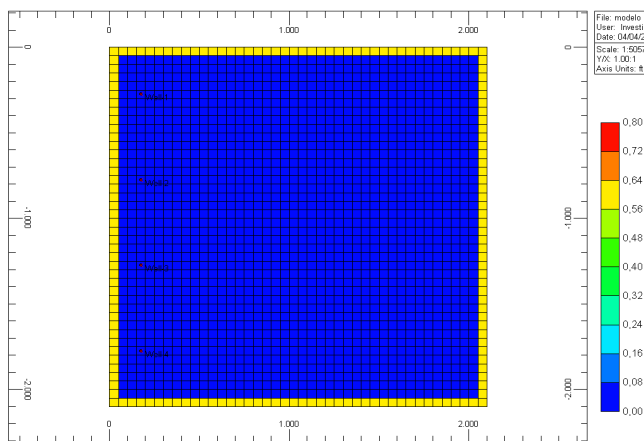
Observando la figura 79, se visualizan los 2 sectores del yacimiento, el sector en rojo es el del anillo de no confinamiento y el sector en azul es donde se implementa la técnica de inyección cíclica de vapor con pozos horizontales.

Figura 80. Vista areal del modelo confinado con porosidad de 0.8 en fracción



Fuente: Computer modeling group, CMG, Steam Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator STARS.

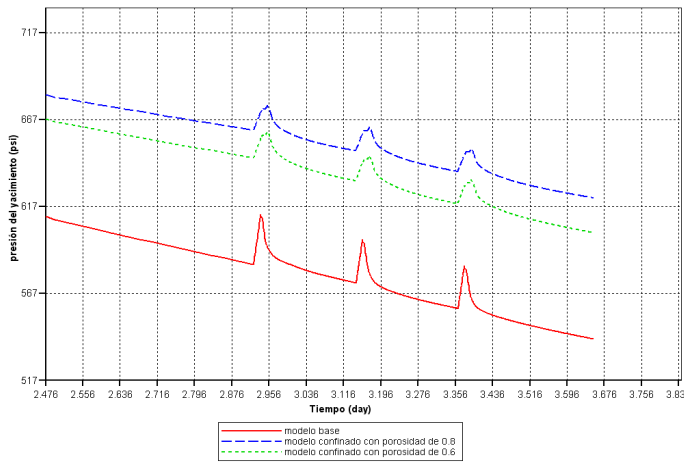
Figura 81. Vista areal del modelo confinado con porosidad de 0.6 en fracción



Fuente: Computer modeling group, CMG, Steam Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator STARS.

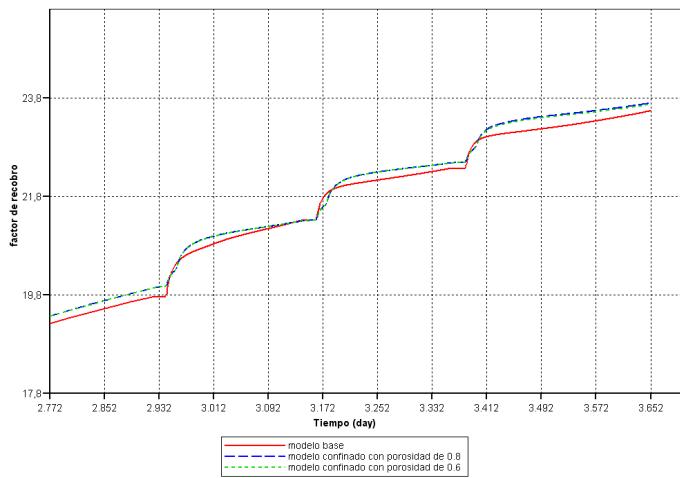
Teniendo en cuenta que la idea de crear el confinamiento se basaba en reducir la caída presión del yacimiento e incrementar la producción de fluidos, se evaluaron 3 variables de salida muy importantes, como son la caída de presión del yacimiento, el factor de recobro obtenido y la tasa instantánea de muestra en las (figuras 82, 83 y 84 respectivamente).

Figura 82. Caída de presión del yacimiento para los modelos con anillos de no confinamiento



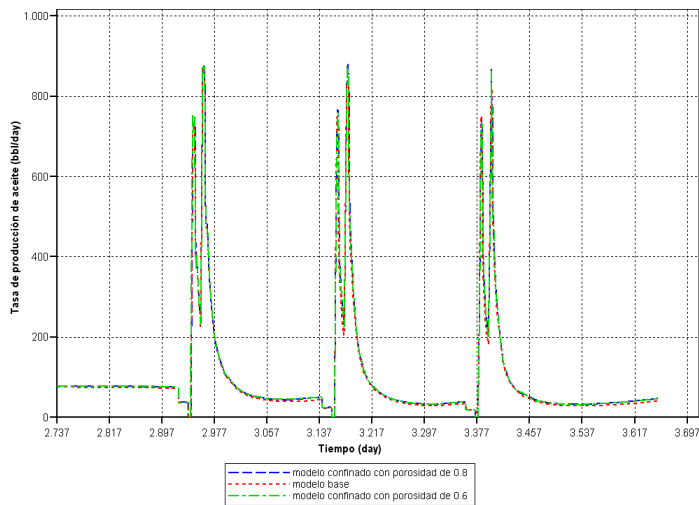
Fuente: Computer modeling group, CMG, Steam Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator STARS.

Figura 83. Factor de recobro del yacimiento para los modelos con anillo de no confinamiento



Fuente: Computer modeling group, CMG, Steam Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator STARS.

Figura 84. Tasa de producción de aceite para los modelos con anillo de no confinamiento



Fuente: Computer modeling group, CMG, Steam Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator STARS.

Observando los resultados de caída de presión, factor de recobro y tasa de producción de aceite, se puede apreciar que el confinamiento cumple con el objetivo de mantener la presión del yacimiento y aumentar la producción de aceite, igualmente es importante resaltar que el mejor modelo es el de porosidad igual a 0.8 en fracción, porque se mantiene la presión del yacimiento y en los ciclos de vapor.

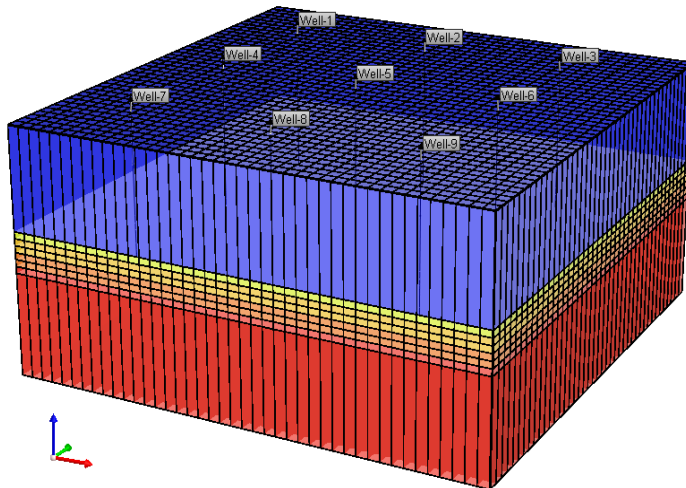
Para el análisis del confinamiento es de gran importancia crear unos sectores dentro del mismo sector que define una parte de yacimiento, debido a que el factor de recobro dejaría de ser representativo al realizar una comparación respecto a un modelo sin anillo, ya que se incrementa el volumen de fluidos originales en sitio que el simulador considera, y por ende se reduce el factor de recobro del yacimiento representado.

3.5 MODELO CON POZOS VERTICALES

Teniendo en cuenta los resultados obtenidos con el modelo base y sus ajustes hasta el confinamiento, se apreció que para el tercer ciclo de estimulación con vapor los pozos horizontales presentaban problemas, debido a que el factor de recobro resultaba bajo y la caída de presión acelerada.

Con el fin de evaluar el aporte de los pozos horizontales respecto a los verticales, se realizó la simulación del área o sector utilizado para los cuatro pozos horizontales con 9 pozos verticales. Para la simulación con pozos verticales se tuvo en cuenta como criterio de diseño que cada pozo drene un área aproximada de 10 acres, siendo en area de drenaje de cada pozo horizontal 23 acres. Por lo anterior, al tener un área del sector de 91,8 acres se implementaron 9 pozos verticales, ya que esta cantidad de pozos drenan un área de 90 acres, lo cual supone casi toda la extensión del modelo (figura 85).

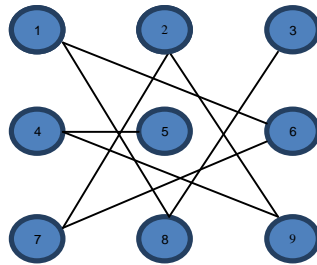
Figura 85. Modelo de simulación con pozos verticales vista 3d



Fuente: Computer modeling group, CMG, Steam Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator STARS.

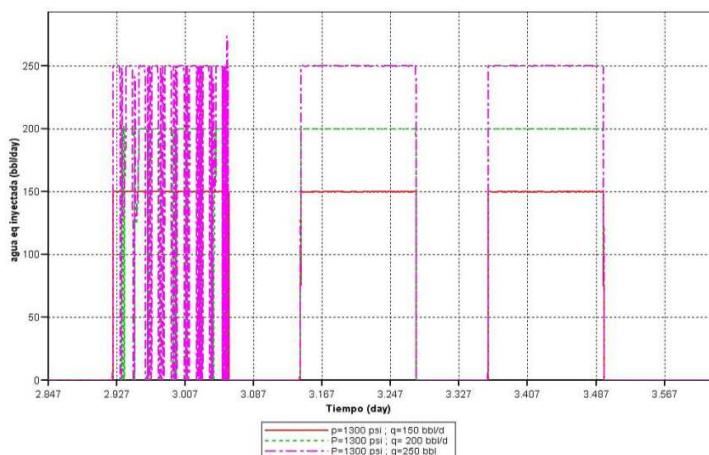
Para la inyección de vapor en el modelo con pozos verticales se realizó una inyección alternada en forma de estrella, con el fin de calentar uniformemente el yacimiento, de manera que se garantice que el siguiente pozo a ser estimulado este lo más lejos posible del pozo anteriormente estimulado. En la inyección de vapor propuesta se comenzó estimulando el pozo 3, luego el 8,1, 6, 7, 2, 9, 4, y por último el pozo 5, como se puede ver en la figura 86.

Figura 86. Esquema de inyección en pozos verticales



Al modelar el sector de campo con los pozos verticales, se aprecia que los pozos verticales presentan problemas de inyektividad, en este tipo espesores delgados (12 pies), por lo que se realizaron diversas pruebas para definir la tasa de inyección más adecuada (figura 87).

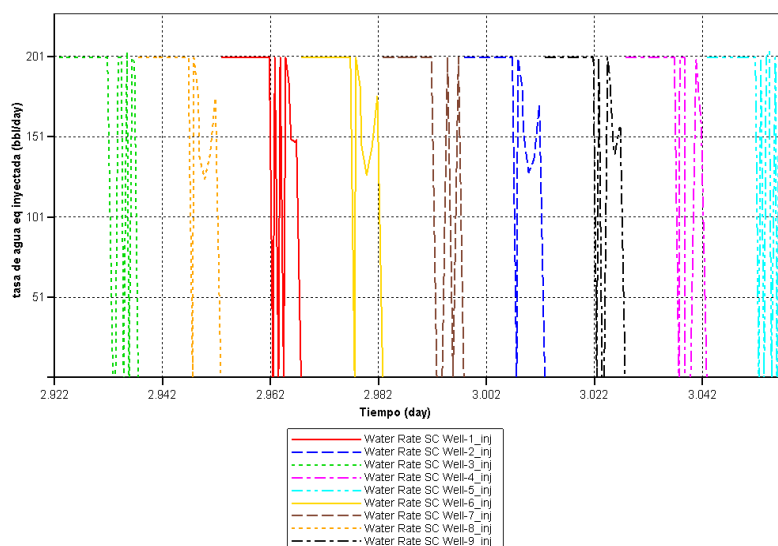
Figura 87. Sensibilidad a la tasa de inyección de vapor para el modelo con pozos verticales



Fuente: Computer modeling group, CMG, Steam Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator STARS.

Como se observa en la figura 87, el problema de inyectividad se presenta en el primer ciclo de inyección, por tanto el análisis de inyectividad se centró principalmente en lo que el yacimiento tomaba en este ciclo, con el fin de tener el mismo diseño para los ciclos posteriores y así mantener estables todos los parámetros. Al observar el problema de inyectividad resultaba de gran importancia conocer como estaba inyectando cada pozo, ya que sería de suponer que los mayores problemas se presentaran en los primeros pozos estimulados, por ende se realizo un análisis de la inyectividad de cada pozo en su primer ciclo con 250 bbl/día y 150 bbl/día de vapor (figura 88).

Figura 88. Inyectividad de los pozos para un caudal de 250 bbl/día

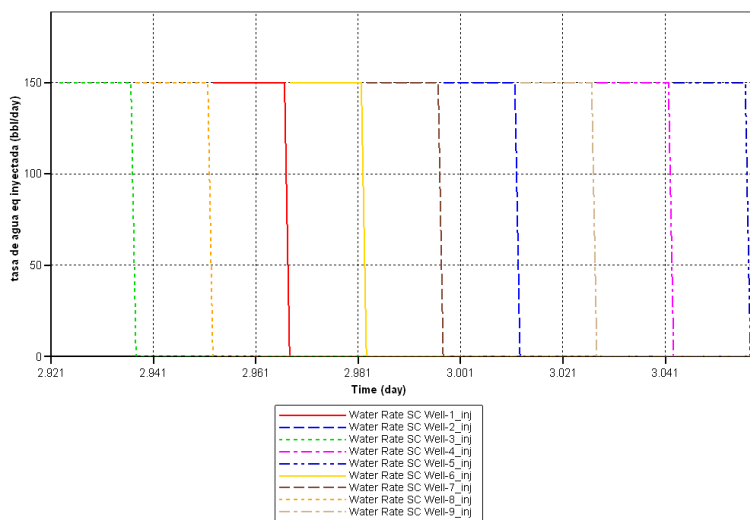


Fuente: Computer modeling group, CMG, Steam Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator STARS.

Observando los resultados de la figura 88, se aprecia que a una presión de inyección de 1300 psi y un caudal de inyección de 250 barriles equivalentes, el yacimiento no tiene suficiente inyectividad en ninguno de los pozos, para tomar correctamente el vapor inyectado, por lo que es necesario reducir la tasa de inyección, con el fin de lograr que el pozo inyecte todo el vapor a la formación.

Para lograr la inyectividad en todos los pozos del modelo con pozos verticales, después de un análisis de la tasa de inyección requerida, se llegó a la conclusión de que el yacimiento permitía 150 bbl/día de vapor inyectado por pozo (figura 89), por lo que los diseños más apropiados para inyección con pozos verticales y horizontales con las especificaciones operacionales para el proceso son los que se muestran en la tabla 9.

Figura 89. Inyectividad de los pozos para un caudal de 150 bbl/día



Fuente: Computer modeling group, CMG, Steam Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator STARS.

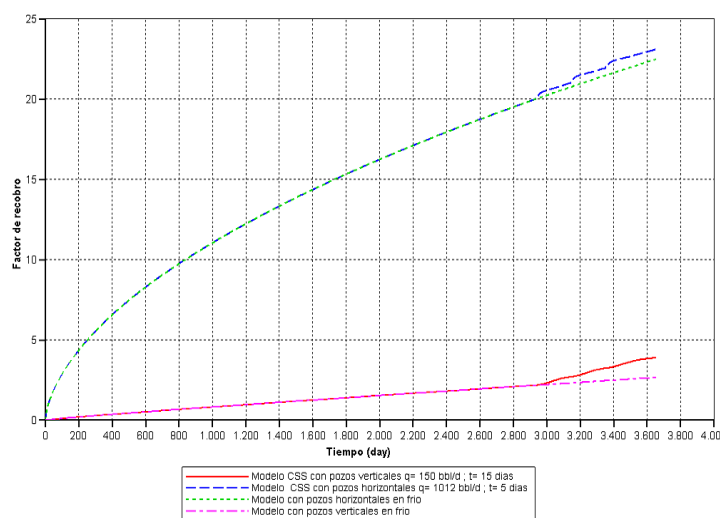
Tabla 9. Parámetros operacionales en los ciclos de inyección para comparación de pozos verticales y horizontales

	verticales	horizontales
Presión de inyección (psi)	1300	1300
Tasa de inyección (bbl/día)	150	1012
Tiempo de inyección (días)	15	5
Tiempo de remojo (días)	4	4
Tiempo de producción (días)	200	200

Fuente: Computer modeling group, CMG, Steam Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator STARS.

Los parámetros operacionales utilizados para el modelo con pozos verticales y el modelo con pozos horizontales, fueron seleccionados teniendo en cuenta que al compararse se debía inyectar la misma energía al yacimiento, lo que explica porque el tiempo de inyección y tasa de inyección son diferentes en pozos verticales y horizontales. En la figura 90 se puede ver el comportamiento del factor de recobro para el modelo con pozos verticales y horizontales.

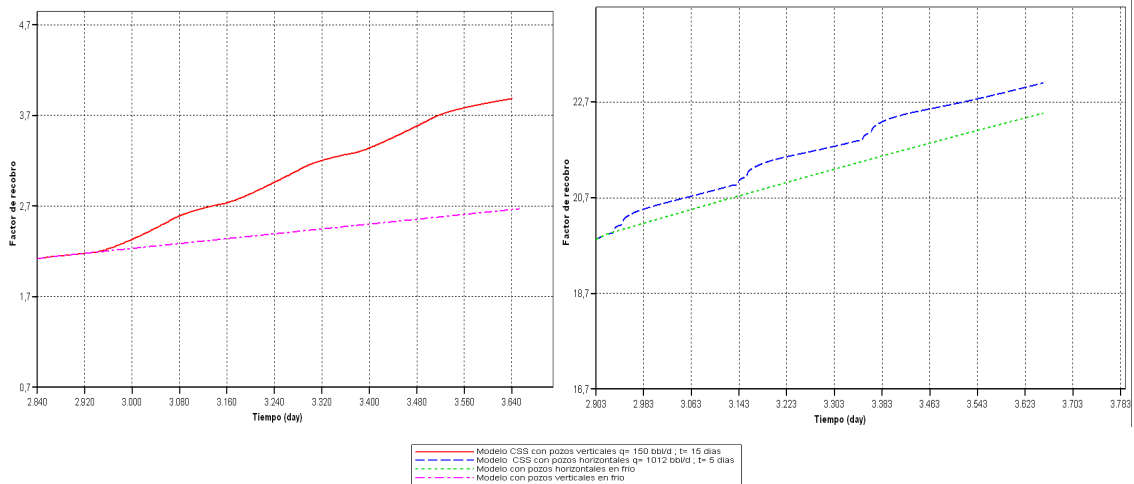
Figura 90. Comparación del factor de recobro para el modelo con pozos horizontales y verticales



Fuente: Computer modeling group, CMG, Steam Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator STARS.

Claramente, en la figura 90, queda evidenciado que los pozos horizontales generan una recuperación de hidrocarburos más efectiva que los verticales. Sin embargo, también se aprecia que los pozos verticales tienen una mejor respuesta productiva a la estimulación con vapor, ya que mientras con verticales el factor de recobro aumenta aproximadamente 1.3% respecto a la producción en frío, en horizontales este aumento es de aproximadamente un 0.5% (figura 91).

Figura 91. Curvas de factor de recobro incremental para los modelos con pozos horizontales y verticales



Fuente: Computer modeling group, CMG, Steam Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator STARS.

En conclusión, técnicamente los pozos horizontales presentan una mejor respuesta de producción para yacimientos de espesores delgados. Sin lugar a duda este tipo de pozos drenan de mejor manera el yacimiento, y por ende permiten una mejor producción de hidrocarburo. Además, Los pozos verticales presentan una gran desventaja respecto a los horizontales, debido a que la inyectividad y producción tienen un bajo valor a causa del poco contacto con el yacimiento.

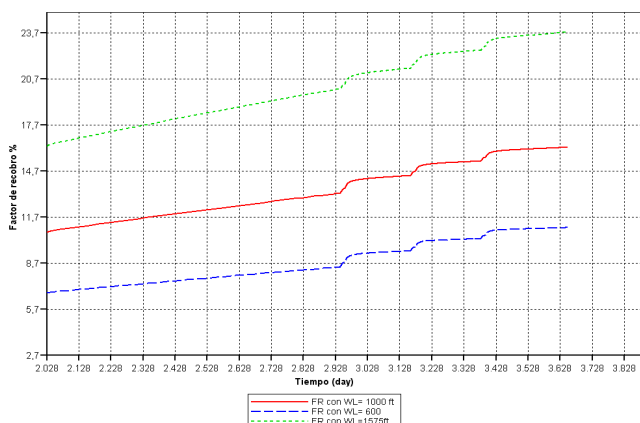
4. OPTIMIZACIÓN DE PARAMETROS INFLUYENTES EN PROCESOS DE INYECCIÓN CICLICA DE VAPOR USANDO POZOS HORIZONTALES

La optimización se puede definir como un análisis realizado a parámetros influyentes en un proceso; con el objetivo de determinar las combinaciones que generen la mejor respuesta del yacimiento, teniendo en cuenta unas funciones objetivo. Para realizar una optimización es recomendable primero llevar a cabo un análisis de sensibilidad para determinar la influencia de cada variable en la respuesta del proceso.

4.1 SENSIBILIDAD A LA LONGITUD HORIZONTAL DEL POZO

Antes de de realizar el análisis de sensibilidad y la optimización, resulta de gran importancia verificar que tan significativo es el efecto de la longitud horizontal del pozo, para dicha verificación se realizo una sensibilidad manual donde se utilizaron tres longitudes de pozo diferentes, la longitud base y unas longitudes de 1000 pies y 600 pies en la horizontal, como se aprecia en la figura 92 a continuación.

Figura 92. Sensibilidad a la longitud horizontal



Fuente: Computer modeling group, CMG, Steam Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator STARS.

En la figura 92 se pudo observar el efecto de los pozos horizontales en la respuesta de producción del campo, siendo el caso que mejor recobro de hidrocarburo presenta el del pozo con longitud horizontal de 1575 pies, confirmando lo expuesto en la revisión bibliográfica acerca del efecto positivo de largas longitudes horizontales del pozo.

4.2 ANALISIS DE SENSIBILIDAD ASISTIDO POR CMOST DE PARAMETROS OPERACIONALES Y DE YACIMIENTO

El análisis de sensibilidad permite cuantificar y visualizar la influencia de ciertas variables presentes en un proceso respecto a una función objetivo. Estas funciones objetivo generalmente son factor de recobro, producción de aceite acumulada, producción de agua acumulada, relación vapor inyectado-aceite producido, entre otras.

Para evaluar técnicamente el proceso de inyección cíclica de vapor usando pozos horizontales, se realizó un análisis de sensibilidad de los parámetros operacionales del proceso mediante la herramienta CMOST (Computer Assisted History Matching, optimization and uncertainty assessment tool).

Para llevar a cabo este análisis de sensibilidad en la herramienta CMOST se debe tener en cuenta que se puede realizar de diferentes maneras, la primera consiste en variar un parámetro mientras los demás permanecen constantes, esta se denomina sensibilidad mono-parámetro, la segunda consiste en evaluar el efecto de ciertos parámetros sobre una o varias variables de respuesta, la cual según la literatura³⁶ es la que presenta mayor eficiencia para el análisis, puesto que la primera sensibilidad no investiga todas las posibles combinaciones de los parámetros que hacen parte del estudio, generando resultados poco útiles para fines ingenieriles.

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

4.1.1 Análisis de sensibilidad a parámetros operacionales

Para realizar un análisis de sensibilidad se necesitan de ciertos archivos de la simulación base, los archivos requeridos son los que se muestran a continuación:

- ✓ Base dataset.dat
- ✓ Base IRF.irf
- ✓ Base sesión file
- ✓ Field History file

De los archivos mencionados anteriormente son necesarios para la corrida de sensibilidad únicamente el .irf y .dat, los cuales contienen la información básica del modelo base de simulación para iniciar el análisis. Para realizar la sensibilidad en la herramienta CMOST es necesario modificar el archivo .dat con el fin de que el lenguaje se adapte a la estructura de CMOST. Los parámetros que deben ser modificados son aquellos que van a ser sensibilizados; como la presión de inyección, presión de fondo fluyendo, tasa de inyección de vapor, tasa de producción de hidrocarburos, factor skin, entre otros. El cambio en el lenguaje se debe realizar como se muestra en el siguiente ejemplo para la presión de fondo fluyendo:

- ✓ Lenguaje STARS

```
OPERATE MIN BHP 200. CONT REPEAT
```

- ✓ Lenguaje CMOST

```
OPERATE MIN BHP <cmost> this [200] = Pwf</cmost>. CONT REPEAT
```

Con este cambio se evidencia que, lo que para el archivo .dat fue un parámetro constante para CMOST va a ser una variable a sensibilizar, mediante la creación del archivo .cmm que contiene la información necesaria para la sensibilidad.

Para el parámetro de la longitud horizontal del pozo fue necesario en el archivo .cmm un cambio del formato normal explicado anteriormente, debido a que solo se conocen 2 formas de sensibilizar este parámetro, la primera mediante un archivo INCLUDE y la segunda mediante el uso de un ciclo IF en el status de las perforaciones, con el fin de que esta se cierre en la longitud deseada. Para llevar a cabo el análisis se decidió utilizar la segunda opción que se explica a continuación mediante un ejemplo, puesto que es una forma más fácil aunque poco usada por falta de conocimiento del simulador.

✓ Lenguaje STARS

```
24 6 5 / 2 2 1 1. OPEN FLOW-TO 60
```

✓ Lenguaje CMOST

```
24 6 5 / 2 2 1 1.<cmost> IF (WL>=1000, "OPEN","CLOSED") </cmost> FLOW-TO  
60
```

Después de determinar los parámetros para realizar la sensibilidad se procede a introducir esta información en el archivo .cmt, donde se cargan los archivos .irf, .dat y .cmm, luego se importan todos los parámetros a sensibilizar asignándoles un rango de variación a cada uno de estos, como se muestra en la tabla 10 a continuación.

Tabla 10. Parámetros a sensibilizar en el proceso

Parámetros para sensibilidad	Mínimo	Valor Base	Máximo
Presión de fondo fluendo (psi)	100	200	500
Presión de inyección (psi)	700	900	1300
Numero de ciclos	1	3	4
Tiempo de inyección (días)	5	15	20
Tiempo de remojo (días)	1	4	6
Tiempo de producción (días)	100	200	400
Calidad del vapor (fracción)	0.5	0.65	0.8
Temperatura de inyección (°F)	480	530	550
Caudal de inyección (bbl/día)	600	800	1200
Factor de daño	0	0	3
Longitud horizontal del pozo (pies)	600	1575	1575

Teniendo el rango de variación de cada parámetro, se procedió a definir el método de muestreo de “Latin Hypercube” generando 120 combinaciones con los parámetros a sensibilizar, y así abarcando un gran número de posibles combinaciones que muestren un efecto positivo y negativo en el desarrollo del modelo de simulación.

Posteriormente se definieron las funciones objetivo, que para el caso de esta simulación fueron el factor de recobro, producción de aceite y agua acumulada, y el SOR, utilizados comúnmente como variables de respuesta a analizar en procesos de este tipo (figura 93). En la figura 94 se puede observar la metodología implementada para realizar el análisis de sensibilidad, donde se tienen en cuenta las partes generales del desarrollo de una optimización.

Figura 93. Funciones objetivo para el proceso de sensibilidad



Figura 94. Metodología para realizar el análisis de sensibilidad de variable

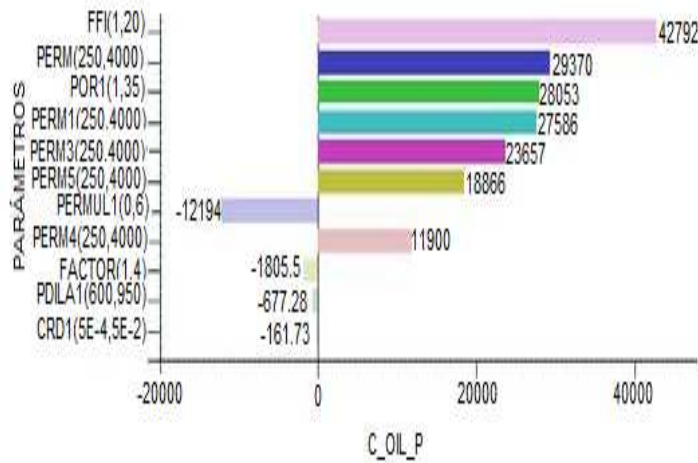


Fuente: GARCIA, Yoletth; ZAFRA, Tatiana. "Factibilidad de implementar un proceso de inyección Cíclica de vapor en un campo colombiano mediante Simulación numérica". Proyecto de Grado, Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga 2010.

4.1.2 Resultados del análisis de sensibilidad a parámetros operacionales

Para el análisis de resultados en la sensibilidad se utiliza generalmente el diagrama tornado, estos son gráficos de barras horizontales, donde se muestra una secuencia de las estimaciones del efecto de todos los parámetros sobre cada función objetivo en orden ascendente, cuando se cambian sus valores entre un máximo y un mínimo (figura 95).

Figura 95. Presentación de resultados en un análisis de sensibilidad mediante diagramas tornado



Fuente: Tutorial: Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool (CMOST).

El valor numérico de cada barra que en este caso se denominará (y), es calculado por la sustracción del promedio de la función objetivo cuando se utiliza el valor mínimo del parámetro, al valor de la función objetivo cuando se utiliza el valor máximo (ecuación 1) . Una diferencia considerable en las dos medias, indica que existe impacto significativo en la variable de resultado³⁷.

Ecuación 1. Valor numérico de cada barra.

$$y = \text{Función objetivo}(+x) - \text{Función objetivo}(-x)$$

Fuente: Tutorial: Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool (CMOST).

Una gran diferencia en las dos medias indica que el parámetro es importante porque conduce a un cambio significativo en la respuesta de la función objetivo;

³⁷ Tutorial: Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool (CMOST).

por otra parte una pequeña diferencia implicaría que el factor no es importante. Además, si el resultado es negativo (-) puede decirse que el efecto está influenciado por el valor mínimo, de lo contrario si el valor es positivo (+) se verá afectado en mayor medida por el valor máximo (Tabla 11).

Tabla 11. Análisis de la función objetivo en un Diagrama Tornado.

y	+	-
>>	Impacto influenciado por (+X)	Impacto influenciado por (-X)
<<	No impacta	No impacta

Fuente: Tutorial: Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool (CMOST).

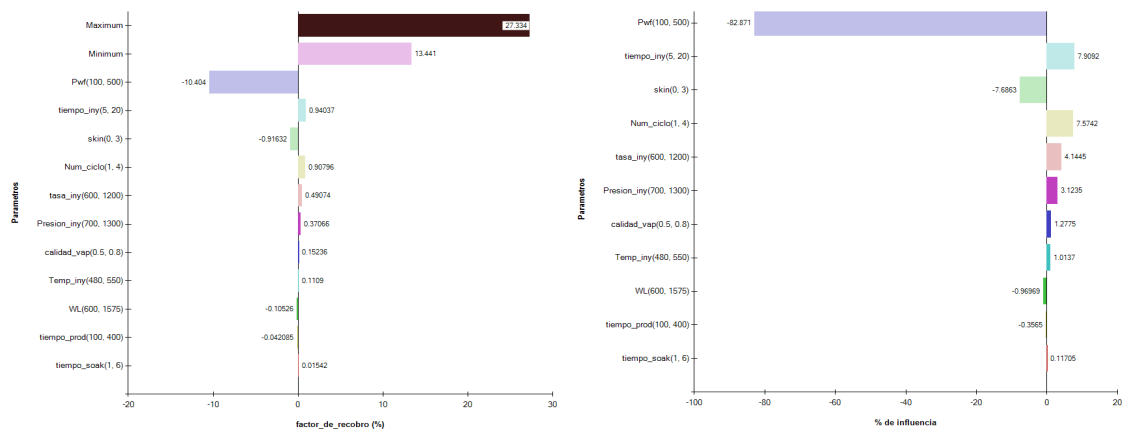
Como se mencionó anteriormente, para el análisis de sensibilidad se escogieron los parámetros mostrados en la tabla 9, con el fin de ver la influencia que tienen en el proceso de inyección cíclica de vapor usando pozos horizontales. Antes de entrar en detalle es importante resaltar que los resultados 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.

Como se mencionó anteriormente, en la construcción del modelo de sensibilidad en CMOST, se realizaron 120 corridas de sensibilidad donde se observó para el factor de recobro, relación vapor-aceite y producción acumulada de agua, que ciertas combinaciones arrojan mejores resultados que el caso base, ya que ciertos parámetros que influyen en el proceso se destacan con valores favorables. Las figuras 96, 97 y 98 muestran los porcentajes de influencia de cada uno de los parámetros sensibilizados en las funciones objetivo que son; factor de recobro, relación vapor-aceite y producción de agua acumulada.

Al observar la influencia de los parámetros en el factor de recobro se puede ver que el mejor caso nos genera un factor de recobro de 27.334% y el peor de 13.441% al final de la estimulación, incluyendo el recobro de crudo en producción primaria, también queda evidenciado que el parámetro operacional más influyente es la presión de fondo fluyendo, debido a que este parámetro afecta directamente el agotamiento del yacimiento y por ende la producción de fluidos, igualmente se observa que el segundo parámetro más influyente es el tiempo de inyección, ya que a mayor tiempo mayor será a el área estimulada y por ende la producción de fluidos.

Como el parámetro menos influyente, el tiempo de remojo no afecta significativamente el factor de recobro, pero hay que destacar que su influencia positiva indica que existe un buen mantenimiento de presión cuando este tiempo es mayor (figura 96).

Figura 96. Resultado del análisis de sensibilidad respecto al factor de recobro

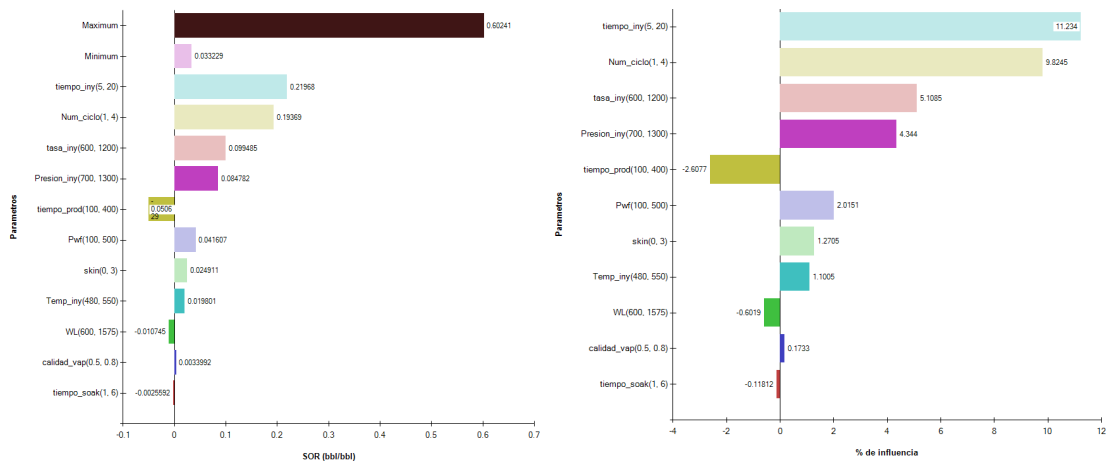


Fuente: Computer modeling group, CMG, Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool (CMOST).

Al analizar la relación vapor-aceite se evidencia que las relaciones vapor-aceite máximas y mínimas son bajas, y están en el rango para proyectos viables de este tipo, donde los parámetros más influyentes son el tiempo de inyección, numero de

ciclos y tasa de inyección, porque se incrementa el vapor inyectado al yacimiento y por lo tanto el agua condensada producida, siendo el efecto del calentamiento por vapor al yacimiento cada vez menor en la respuesta de producción al pasar los ciclos (figura 97).

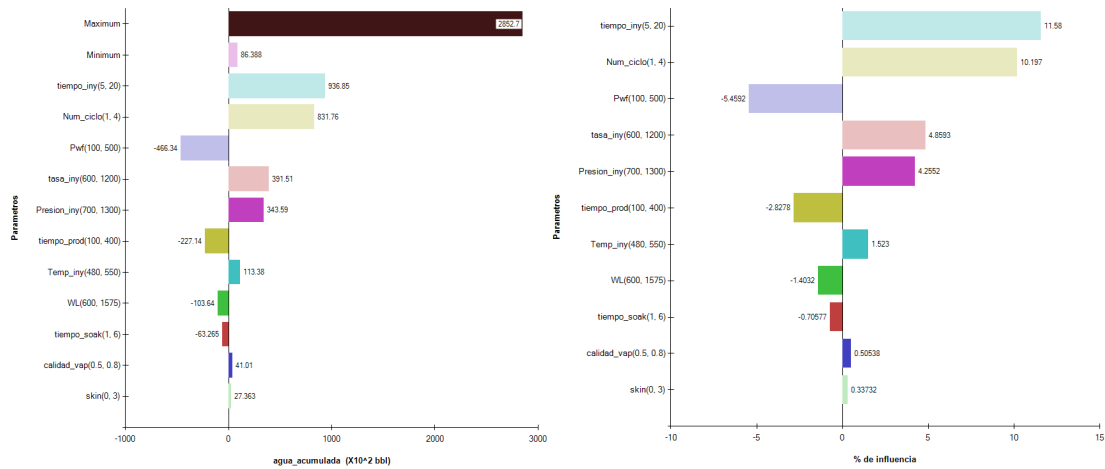
Figura 97. Resultado del análisis de sensibilidad respecto al SOR



Fuente: Computer modeling group, CMG, Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool (CMOST).

Con la producción acumulada de agua se observa la mayor influencia es con el tiempo de inyección, debido a que el volumen inyectado de vapor aumenta y por ende el agua condensada producida será más alta. Sin embargo, también es importante resaltar que el número de ciclos, la tasa de inyección y la presión de fondo fluyendo tienen una influencia importante, donde las primeras dos implican inyección de más vapor que se condensa en el yacimiento, y la tercera incide en la cantidad de agua que se produce debido al diferencial de presión del pozo productor (figura 98).

Figura 98. Resultado del análisis de sensibilidad respecto a la producción de agua acumulada



Fuente: Computer modeling group, CMG, Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool (CMOST).

4.1.2 Análisis de sensibilidad a parámetros de yacimiento

Los parámetros de yacimiento son de gran importancia, ya que determinan y limitan la respuesta del yacimiento tanto en producción en frío como para implementaciones de cualquier método de recobro mejorado. Se realizó este análisis de sensibilidad con el fin de determinar la influencia de ciertos parámetros de yacimiento en la respuesta de producción, sin embargo solo se busca determinar la influencia de los parámetros en la respuesta del yacimiento, ya que para el presente trabajo se mantuvieron condiciones propias de un yacimiento de crudo pesado colombiano.

Para realizar el análisis se utilizó la herramienta CMOST, del simulador CMG, siguiendo la misma metodología usada para el análisis de sensibilidad de parámetros operacionales.

Los parámetros sensibilizados son:

- ✓ Espesor de la arena
- ✓ Espesor de la arcilla
- ✓ Temperatura inicial del yacimiento

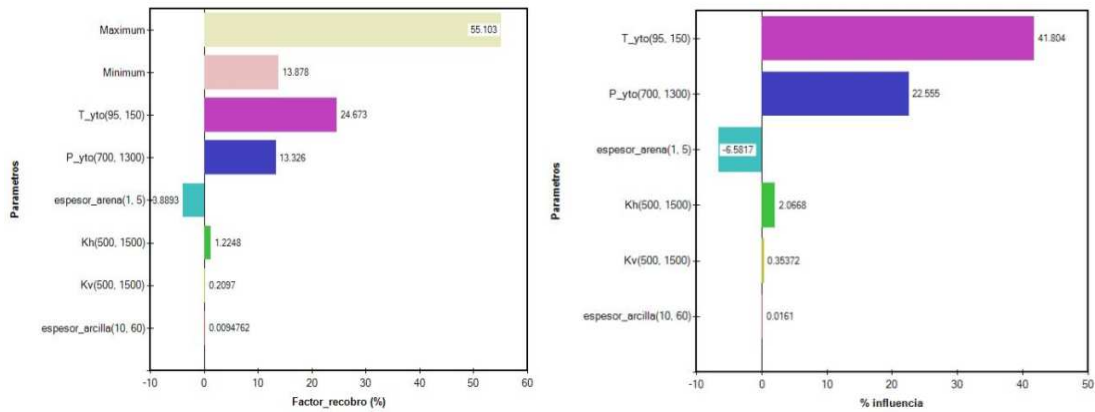
- ✓ Presión inicial del yacimiento
- ✓ Permeabilidad horizontal
- ✓ Permeabilidad vertical

Al realizar diferentes combinaciones de propiedades de yacimiento se encontraron 2 escenarios extremos, donde el pesimista muestra un factor de recobro de 13.878% y el optimista de 55.103% (figura 99), los resultados hacen ver que los parámetro de mayor influencia son la temperatura y la presión del yacimiento, lo cual se traduce en la cantidad de energía del yacimiento y por ende la respuesta en producción del mismo, por esto a mayores temperaturas y presiones, se contara con un yacimiento más favorable en producción.

También es importante destacar parámetros como el espesor y la permeabilidad horizontal, como se menciona en la revisión bibliográfica, ya que si se tienen espesores más delgados la respuesta en el factor de recobro con la técnica va mejorar, aunque esto no signifique una mayor cantidad de hidrocarburos producidos.

La permeabilidad horizontal también es muy importante ya que es necesaria una buena distribución del vapor en sentido horizontal, teniendo en cuenta que el vapor alcanza rápidamente los límites verticales cuando se inyecta en arenas delgadas.

Figura 99. Resultado del análisis de sensibilidad de condiciones de yacimiento respecto al FR



Fuente: Computer modeling group, CMG, Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool (CMOST).

4.2 OPTIMIZACIÓN DE PARÁMETROS OPERACIONALES

La optimización está definida como la búsqueda de la mejor forma de llevar a cabo un proceso a partir de determinados cambios en las condiciones de operación, de tal forma que exista una mejoría en el desempeño y se logre una mayor eficiencia del mismo. Este concepto es hoy día ampliamente aplicado en todos los campos de la industria petrolera; tal es el caso del área de producción, donde para optimizar la historia de producción de un campo se utilizan redes neuronales artificiales, que permiten validar la historia de producción mediante el uso de propiedades de yacimiento como parámetros de calibración.³⁸

Para la simulación numérica de yacimientos, cuando es necesario realizar un proceso de optimización, se han desarrollado diversos programas que están diseñados para predecir el comportamiento del yacimiento mediante diferentes esquemas de desarrollo. CMOST, es un ejemplo de este tipo de programas que realiza tareas de optimización, aplicando la estadística para llevar a cabo

³⁸ La Comunidad Petrolera: <<http://simulacion-de-yacimientos.blogspot.com>>

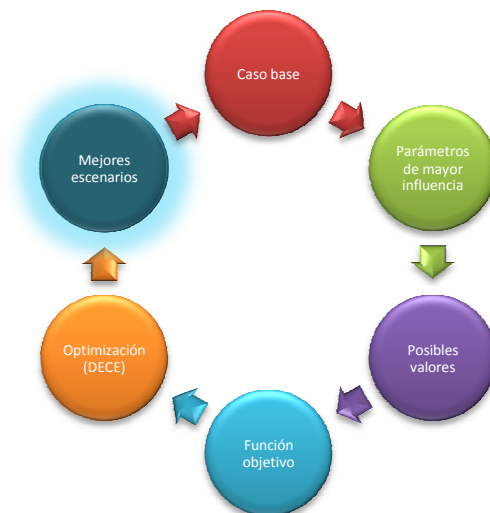
procedimientos de la manera más eficiente y de esta manera tomar decisiones más acertadas.

El proceso de optimización que realiza CMOST, tiene su fundamento matemático en el algoritmo DECE (Designed Exploration and Controlled Evolution), algoritmo que requiere del establecimiento de una función objetivo y de parámetros de entrada, bloqueando los parámetros que él reconoce como no beneficiosos para éxito del proyecto e imitando el trabajo que desarrolla un ingeniero de yacimientos para encontrar las condiciones óptimas para la aplicación de un proceso.³⁹

4.1.1 Metodología usada en la optimización

La metodología general que usa CMOST para realizar la optimización es la que se presenta a continuación en la figura 100, esta metodología consta de 6 etapas principales, y fue utilizada para la selección del escenario de desarrollo de procesos de inyección cíclica de vapor usando pozos horizontales en el modelo conceptual, representado mediante simulación numérica.

Figura 100. Metodología usada para el proceso de optimización



³⁹ Tutorial: Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool (CMOST), version 2009. (Página 26)

4.3.2.1 Determinación del caso base y selección de parámetros de mayor influencia

El primer paso para realizar una optimización en CMOST es la selección de un caso base de estudio, el cual se utiliza como punto de referencia para evaluar y comparar el proceso respecto a las variaciones que CMOST genera. Para esta optimización, se utilizó el caso base usado anteriormente para el análisis de sensibilidad de parámetros operacionales (tabla 10).

Los parámetros de mayor influencia en el proceso de inyección de vapor fueron establecidos teniendo en cuenta la sensibilidad a parámetros operacionales, producción del autor y sugerencias del director de la tesis. Los parámetros a optimizar son los que se muestran en la tabla 12 con su respectivo rango de variación.

Tabla 12. Rango de variación para los parámetros operacionales a optimizar

Numero de ciclos	1	2	3	4
Presión de inyección (psi)	700	900	1100	1300
Tasa de inyección (bbl/día)	600	800	1000	1200
Tiempo de inyección (días)	5	10	15	20
Tiempo de remojo (días)	1	2	3	4
Tiempo de producción (días)	100	200	300	400

Para la tasa de inyección de vapor se tuvo en cuenta las especificaciones del generador de vapor en cuanto a capacidad de entrega, la presión de inyección fue determinada teniendo en cuenta que no se presentaran problemas de inyectividad en el yacimiento, en el numero de ciclos se utilizó un máximo de 4 ciclos porque se presentaban fuertes caídas de presión después de este último ciclo, y el tiempo de remojo y producción por economía y capacidad de entrega de crudo de un ciclo.

4.3.2.2 Funciones objetivo

El valor presente neto (VPN) Es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión. El método consiste en calcular el valor presente (VP) de flujos de ingresos que se espera genere el proyecto, menos costos asociados que se asumen que se pagan al inicio del proyecto. Este método, además, descuenta una tasa o interés igual para todo el tiempo considerado en el periodo de evaluación. La ecuación 2 muestra la forma como se determina el valor presente neto.

Ecuación 2. Ecuación que modela en valor presente neto

$$VPN = \sum_{n=0}^N \frac{\text{fluj}\text{ de caja}}{(1+i)^n}$$

Donde el flujo de caja es igual a:

Flujo de caja = ganancia neta - impuestos

Ganancia neta = $I_n + E_n$

I_n representa los ingresos y E_n los egresos. E_n se toma como valor negativo ya que representa los desembolsos de dinero. N es el número de periodos considerado.

El valor numérico del VPN puede ser interpretado de varias formas; esto dará lugar a la toma de decisiones acerca de la inversión del proyecto:

- ❖ **VPN > 0:** Para este caso, las utilidades que representa la implementación del proyecto, son mayores a los costos de inversión; de esta manera se dice que el proyecto es viable e igualmente atractivo.

- ❖ **VPN < 0:** En casos con datos de Valor Presente Neto menores a cero, no es viable el desarrollo del proyecto, ya que se tiene que la inversión para la

implementación del proyecto nunca será cubierta según el tiempo de estudio de la proyección de los negocios.

- ❖ **VPN = 0:** En esta situación la aprobación o denegación del proyecto resulta indiferente, ya que el costo de inversión es apenas cubierto por las utilidades que deja la aplicación del mismo.⁴⁰

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 y de generar el vapor inyectado.

Para establecer el precio de venta del crudo, fue necesario tener en cuenta el precio de oportunidad, el lifting Cost, las regalías y los impuestos generados por la producción del crudo⁴¹ (Tabla 13).

Tabla 13. Cálculos para determinar el precio de venta del crudo

	Valor (USD) ⁴²	(%)
Precio	56	
Regalías	3,36	6%
Lifting cost	4,77	
Bruto	47,87	
impuestos	16,75	35%
NETO	32	

⁴⁰Palma, J. "Metodología para la evaluación económica y análisis de riesgo e incertidumbre de un proyecto de inyección de agua" Tesis UIS, 2008.

⁴¹Presentación, Vera J. LA POLÍTICA PETROLERA, RESULTADOS Y PROYECCIÓN AÑOS 2010-2015. Ministerio de minas y energía.

⁴² GARCIA, Yoleth; ZAFRA, Tatiana. "Factibilidad de implementar un proceso de inyección Cíclica de vapor en un campo colombiano mediante Simulación numérica". Proyecto de Grado, Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga 2010.

La tabla mostrada a continuación muestra los valores requeridos por el simulador para el cálculo del valor presente neto (VPN) (tabla 14).

Tabla 14. Valores para el cálculo de VPN en CMOST

COSTOS DETALLADOS	Valor 42
costo de tratamiento agua de producción (us/bw)	0,5
costo de generar vapor (incluido tratamiento agua a generar u\$/bew)	6
tasa de descuento anual (%)	10

4.3.2.3 Algoritmo DECE (designed Exploration and Controlled Evolución)

El algoritmo ejecutado en la optimización es un proceso iterativo que consta de dos etapas: Designed Exploration and Controlled Evolution. Inicialmente se lleva a cabo la etapa de Designed Exploration, en la cual se toman los valores asignados a cada parámetro (numero de ciclos, tasa de inyección, presión de inyección, tiempo de inyección, tiempo de remojo y tiempos de producción) y realiza una búsqueda de las posibles soluciones a partir de las diferentes combinaciones entre ellos. En esta fase del algoritmo se crea un Dataset de las simulaciones más representativas.

Secuencialmente la fase Controlled Evolution, toma los resultados de las simulaciones generadas en la primera etapa, analizándolos estadísticamente. El algoritmo evalúa todos los posibles valores de cada variable y determina si estos tienen un efecto positivo en la función objetivo. De lo contrario, el simulador lo renombra, descartándolo para próximas simulaciones. Un aporte significativo del DECE, es la capacidad de incorporar el juicio del ingeniero, en cuanto al entendimiento del comportamiento del yacimiento en el proceso de optimización, adoptando el concepto de matriz de influencia. Cada parámetro en la matriz de influencia, permite incluir una estimación del impacto que tiene las variables de

operación en la función objetivo, éste valor es tomado a partir de la evaluación de un análisis de sensibilidad.

4.3.2.4 Análisis de resultados

Los resultados de la optimización en CMOST se presentan en tablas de eliminación de parámetros, una grafica de que muestra la dispersión de todas las corridas realizadas respecto al valor presente neto y los histogramas para cada parámetro. El algoritmo DECE elimina los parámetros que no presentan buenos resultados y los muestra en rojo, lo cual indica que no generan una maximización significativa en el VPN y por ende no son óptimos para la implementación (tabla 15).

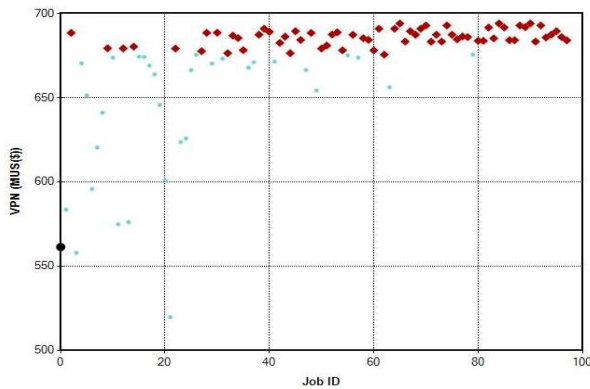
Tabla 15. Matriz de resultados óptimos.

Numero de ciclos	1	2	3	4
Presión de inyección (psi)	700	900	1100	1300
Tasa de inyección (bbl/día)	600	800	1000	1200
Tiempo de inyección (días)	5	10	15	20
Tiempo de remojo (días)	1	2	3	4
Tiempo de producción (días)	100	200	300	400

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

La grafica de dispersión del VPN (figura 101), presenta en el eje de las ordenadas la función objetivo, y en el eje de las abscisas el número de las corridas realizadas por el simulador, que se representan a partir de una serie de puntos. El punto de color negro indica el VPN para la corrida base, los puntos rojos representan las mejores combinaciones de los parámetros de operación y los de color celeste las combinaciones que no resultan tan convenientes.

Figura 101. Grafica de dispersión de la función objetivo VPN

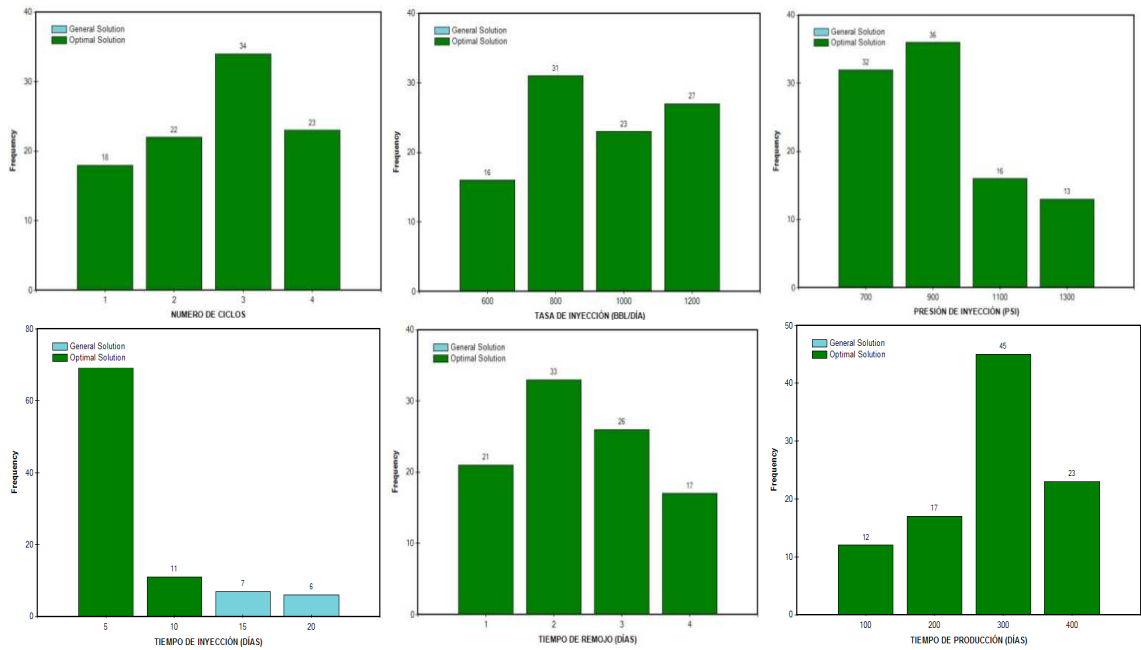


Fuente: Computer Modelling Group, (CMG). Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool. CMOST.

Como se observa en la figura 101, existen corridas con VPN mayores al registrado por el caso base, indicando una optimización del proceso. Es importante resaltar que muchos casos muestran un VPN positivo y bastante superior al caso base, por lo que en este punto del proyecto resulta atractiva la implementación de inyección de vapor en los pozos horizontales

Por otro lado, los histogramas describen la frecuencia con la cual el simulador utilizó el valor de cada parámetro de operación durante las corridas de simulación. Como se puede observar en la figura 102-a, 3 ciclos fueron los más usados por el simulador, sugiriendo así, que esta variable es la que presenta mejor efecto sobre el proceso de inyección cíclica de vapor en pozos horizontales, el mismo efecto puede ser determinado para cada parámetro a partir del análisis planteado.

Figura 102. Histograma de frecuencia para parámetros evaluados



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

Analizando los resultados de las corridas de optimización, se decidió que es necesario implementar de 3 a 4 ciclos de inyección de vapor, ya que se generan mejores beneficios por la producción incremental y se mantiene el yacimiento con una caída de presión normal.

En cuanto a la presión y tasa de inyección, los mejores casos fueron para una presión de inyección de 900 psi y una tasa de 800 bbl/día por pozo, debido a que estos parámetros combinan perfectamente, y si se inyectan tasas mayores los resultados no van a generar beneficios económicos adicionales, sino que por el contrario van a sumar gastos, que pueden llevar al fracaso del proyecto de inversión.

Los tiempos de inyección, producción y remojo arrojan resultados esperados, teniendo en cuenta la revisión bibliográfica realizada, se puede ver que el mejor

tiempo de inyección es de 5 días, debido a que se está tratando un yacimiento delgado que no requiere una gran cantidad de energía para una buena respuesta de producción, el tiempo de remojo más frecuente fue de 3 días, debido a que es suficiente para la transmisión de la energía al yacimiento sin afectar la economía del proyecto, y el tiempo de producción más adecuado es de 300 días porque se requiere un buen aprovechamiento del ciclo con vapor.

5. ANALISIS FINANCIERO

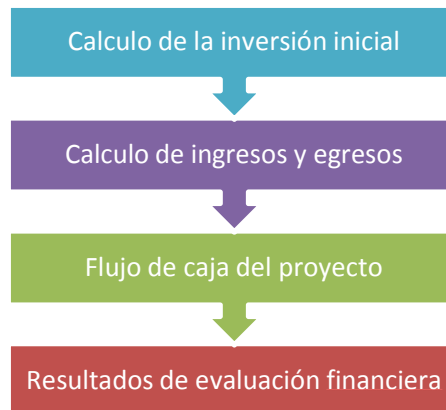
Para llevar a cabo un proyecto de recuperación mejorada es necesario evaluar su factibilidad mediante diferentes criterios. Para fines prácticos en un proyecto de este tipo (HCSS) se utilizan dos puntos de vista; una evaluación técnica y una evaluación financiera. La evaluación técnica tiene en cuenta el estudio del yacimiento y los equipos necesarios para la implementación del proceso, y la evaluación Financiera determina si los beneficios del proyecto compensa la inversión necesaria para su realización.

La industria petrolera ha adquirido la capacidad de perforar pozos horizontales a bajo costo y con una menor incertidumbre en el posicionamiento de estos, lo cual reduce el riesgo operacional y los flujos negativos de dinero. El uso de pozos horizontales como una nueva técnica de producción requiere de una evaluación financiera, siendo el principal objetivo la producción incremental y el aumento de las reservas.

Al realizar la evaluación financiera de un proyecto de inversión se deben tener definidos unos criterios de evaluación, que se escogen teniendo en cuenta el impacto que generan en la evaluación de la factibilidad de este, donde para fines de esta investigación se trabajaron principalmente tres criterios que son, el valor presente neto, la tasa interna de retorno y el tiempo de repago.

Teniendo en cuenta los beneficios y la importancia que muestra la evaluación financiera en el proyecto, se decidió realizar el análisis en la herramienta software STEAM, creado por el grupo de recobro mejorado (GRM-UIS), la cual tiene un diseño particular para evaluación de proyectos térmicos como la inyección cíclica de vapor y puede generar resultados más confiables al tener en cuenta todo lo necesario en un proyecto de este tipo.

Figura 103. Metodología para realizar una evaluación financiera



Fuente: Tomado y modificado de. Colmenares K. Martínez E, “Análisis de riesgo e incertidumbre aplicados a la evaluación económica de proyectos de inyección de vapor” Proyecto de grado, Universidad Industrial de Santander, 2008.

5.1 INVERSIÓN INICIAL

En la inversión inicial se incluyen todos los gastos que se generan en la etapa inicial del proyecto, en ella se incluyen todos los costos por construcción y desarrollo de un proyecto. Para este proyecto se considero en la inversión inicial, los costos de la perforación de cuatro pozos horizontales, líneas de producción e inyección, y obras civiles. En el proyecto se asumió que el generador de vapor ya existía, debido a que en el campo Teca, de donde se tomaron datos promedio para el proyecto, ya se había implementado vapor. Además, se considero que todos los equipos de tratamiento estaban disponibles e instalados.

Tabla 16. Costos de perforar pozos horizontales

Descripción	cantidad	US\$/cantidad	Total (US\$)
Locación	1	40.000	40.000
Alquiler de equipo de perforación (Días)	20	30.000	500.000
Combustibles y lubricantes	20	480	9.600
Lodo de perforación y aditivos	1	200.000	200.000
Registros	1	16.000	16.000
cementación	1	76.000	76.000
casing	1	100.000	100.000
brocas	1	20.000	20.000
Cañoneo, empaquetamiento o liner ranurado	1	120.000	120.000
Sarta de inyección (pies)	3200	45	144.000
Cabeza de inyección	1	20.800	20.800
Equipo de fondo de pozo	1	21.500	21.500
accesorios	1	12.400	12.400
otros	1	1.000	1.000
Sistema de levantamiento	1	135.000	135.000
TOTAL			1.416.300

Para la inversión inicial, como se menciona, se tiene en cuenta todos los gastos al inicio del proyecto, como se muestran en la tabla 17.

Tabla 17. Inversión inicial

Descripción	Costos (US\$)
Pozos	5.665.200
Generador de vapor	0
Líneas de distribución	21.500
Equipos de tratamiento del agua de generación	0
Equipos de tratamiento del agua de producción	0
Obras civiles	70.000
Total	5.756.700

5.2 INGRESOS

Los ingresos se refieren a las ganancias adquiridas en el tiempo productivo de un proyecto, generalmente asociado a la producción, por lo que en este proyecto es importante considerar el petróleo incremental con inyección de vapor respecto al pozo horizontal con producción en frío, debido a que técnicamente el mayor aporte en producción es por el uso de pozos horizontales.

Considerar si inyectar vapor o no, depende de la viabilidad financiera, para este caso de evaluación se utilizó un precio estándar del crudo por 56 US\$/bbl. Por lo anterior, en la tabla 18 se muestra la producción del caso óptimo con 3 y 4 ciclos, respecto a la producción en frío y las ganancias generadas por cada caso.

Tabla 18. Ingresos por producción

Tiempo (años)	Producción en frío	Ingresos (US\$)	3 ciclos de vapor	Ingresos (US\$)	4 ciclos de vapor	Ingresos (US\$)
1	128.896	7.218.204	128.896	7.218.204	128.896	7.218.204
2	62.664	3.509.240	62.664	3.509.237	62.664	3.509.240
3	48.787	2.732.093	48.787	2.732.093	48.787	2.732.093
4	41.876	2.345.062	41.876	2.345.062	41.876	2.345.062
5	37.124	2.078.995	37.124	2.078.995	37.124	2.078.995
6	33.549	1.878.748	33.549	1.878.748	33.549	1.878.748
7	30.894	1.730.085	30.894	1.730.085	30.894	1.730.085
8	28.618	1.602.659	28.618	1.602.659	28.618	1.602.659
9	26.881	1.505.378	35.939	2.012.595	35.939	2.012.595
10	25.232	1.412.999	28.457	1.593.597	28.457	1.593.597
11	23.605	1.321.913	22.528	1.261.605	26.418	1.479.445
12	22.138	1.239.735	22.831	1.278.543	21.782	1.219.827

5.3 EGRESOS

En la inyección cíclica de vapor, se tienen tres grandes grupos que representan los egresos, estos son: operación, mantenimiento e impuestos. Dentro de los costos de operación, se incluye el tratamiento del agua de generación y fluidos producidos, consumo de energía eléctrica y gas natural. El dinero destinado a mantenimiento, pretende tener en óptimas condiciones los equipos y herramientas utilizadas en la operación. En cuanto a los impuestos, se tienen en cuenta regalías e impuesto de renta, los cuales se destinan a la nación que a su vez los reparte según la normatividad. La tabla 19 muestra los indicadores utilizados para el cálculo de egresos en el proyecto.

Tabla 19. Indicadores financieros para el cálculo de egresos

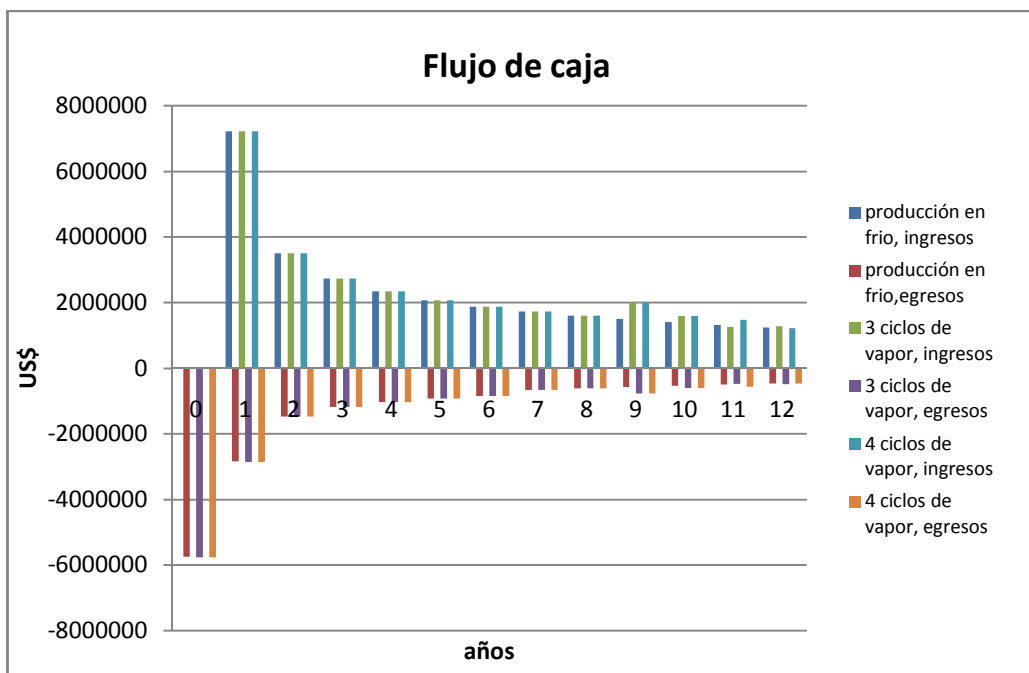
Descripción	Costo
Costos del gas	4 US\$/MMBTU
Tratamiento de agua de generación	6 US\$/bbl
Tratamiento de fluidos producidos	0,5 US\$/bbl
Impuesto de renta	34%
Regalías	6%

5.4 FLUJO DE CAJA

Para realizar un análisis financiero, es necesario realizar un flujo de caja, en el cual se contabilicen la inversión inicial, ingreso y egresos del proyecto, dando un estimativo de la rentabilidad de este. Para un proyecto de inyección de vapor se debe tener en cuenta como ingreso la producción de crudo, y como egresos la inversión inicial, costos de tratar el agua de generación, fluidos producidos y demás costos operativos, costos de mantenimiento e impuestos.

Como se mencionó anteriormente, se realizó el análisis financiero para la producción en frío, 3 ciclos de inyección y 4 ciclos de inyección, con los pozos horizontales, por lo que en la figura 104 se muestra el flujo de caja para los tres casos.

Figura 104. Flujo de caja para producción con pozos horizontales



5.5 RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA

Ya conocida la inversión inicial donde se tienen en cuenta, para este tipo de proceso EOR, los costos asociados a la perforación del pozo y todos los elementos necesarios para la generación del vapor, infraestructura y obras civiles, y conocidos también los flujos de efectivo que el proyecto puede generar, como son los ingresos que se generan por la venta del petróleo producido, y los egresos, que tienen que ver a grandes rasgos con los costos de tratamiento, consumo de combustible y energía, personal de la operación e impuestos, se puede realizar los cálculos financieros para determinar la factibilidad de aplicación.

Dentro de los métodos para el análisis financiero de inversiones se pueden destacar como los más usados en la industria petrolera los siguiente: Valor presente neto (VPN), el cual es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, teniendo en cuenta una tasa o interés igual para todo el tiempo considerado, las tasas de rendimiento económico (tasa interna de retorno (TIR) y tasa promedio de retorno (TPR)), que permiten determinar el porcentaje de utilidad o ganancia que se recibe por la inversión de capital, ya sea antes o después de impuestos, y que funcionan por medio de prueba y error planteando ecuaciones de valor presente, y el tiempo de recuperación de la inversión o *PAYBACK TIME*(tiempo de repago simple y tiempo de repago ajustado), el cual es el tiempo en el cual se recupera el dinero que se invirtió inicialmente en el proyecto, es decir, para que los flujos de caja netos positivos sean iguales a la inversión inicial. Estos métodos se usan de manera conjunta, con el fin de obtener una decisión más acertada en el proyecto, y evaluar de manera acertada la alternativa de inversión.

Al realizar el análisis financiero se tuvo en cuenta el precio de crudo estándar y los costos de tratamiento, utilizado durante todo el proyecto (56 US\$/bbl). Para el análisis financiero se utilizaron criterios financieros como el VPN, TIR, TPR PAYBACK simple y PAY BACK ajustado, buscando tener la mayor información para determinar si el proyecto es viable financieramente.

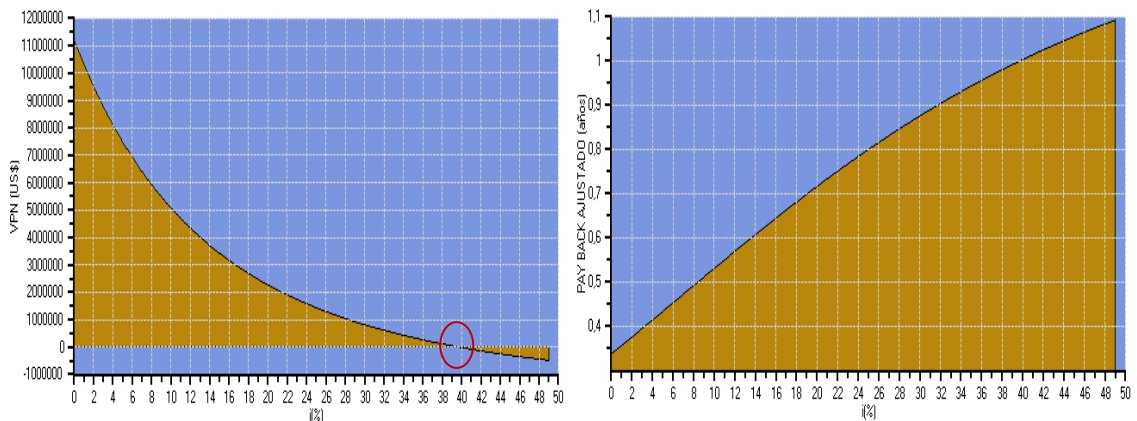
En la tabla 20, se muestran los resultados del análisis con cada criterio financiero para los tres escenarios, donde se observa que el escenario que mas rápido paga la inversión es el de cuatro ciclos de inyección, ya que los tres escenarios tienen el mismo tiempo de simulación (4015 días), sin embargo la diferencia no es muy alejada con la producción en frío, lo que puede generar cierto riesgo e incertidumbre en la implementación de vapor.

Tabla 20. Resultados de criterios financieros

	Producción en Frio	3 ciclos de vapor (3534) días	4 ciclos de vapor (3841) días
TIR (%)	39,694	39,573	39,603
TPR (%)	24,599	25,099	25,242
PAYBACK simple (años)	4,065	3,984	3,962

Al observar los criterios financieros de la tabla 20 y las graficas generadas en el software STEAM, se evidencia una gran similitud en los resultados de cada uno de los criterios, por lo que para el VPN y PAYBACK ajustado solo se considera mostrar los gráficos con producción en frio y 4 ciclos de inyección (figura 105 y 106).

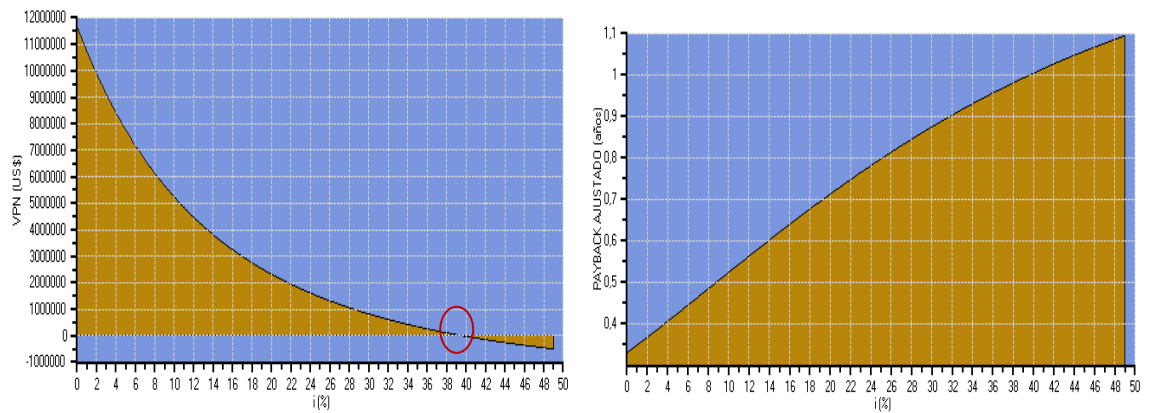
Figura 105. VPN y PAYBACK ajustado para producción en frio con pozos horizontales



Fuente: Software STEAM, propiedad del grupo de recobro mejorado GRM-UIS y Ecopetrol S.A

En la figura 105, se aprecia que el proyecto es muy bueno, debido a que se paga rápidamente y genera altos dividendos, además permite altas tasas de de interés ($i= 39\%$) resultando beneficioso para cualquier inversionista.

Figura 106. VPN y PAYBACK ajustado para 4 ciclos de vapor con pozos horizontales



Fuente: Software STEAM, propiedad del grupo de recobro mejorado GRM-UIS y Ecopetrol S.A

En la figura 106, se observa un comportamiento similar del VPN y PAYBACK ajustado respecto a la producción en frío, lo que confirma lo planteado con el análisis del TIR, TPR y PAYBACK simple acerca del beneficio del vapor.

CONCLUSIONES

Analizando las graficas de factor de recobro y caída de presión del yacimiento, se observo que del tercer ciclo en adelante el proceso de inyección cíclica de vapor con pozos horizontales resulta poco rentable, ya que no hay una buena producción incremental y el yacimiento se despresuriza drásticamente, por debajo del comportamiento normal con producción en frio.

Observando los resultados de los modelos heterogéneos planteados, se aprecio que las variaciones de permeabilidad paralelas a la dirección del pozo muestran una mejor respuesta a los ciclos de vapor respecto al modelo homogéneo y por ende los pozos se deben ubicar en dirección de la mayor variación de permeabilidades.

Mediante el análisis de sensibilidad y la optimización, se observó que a pesar de que los pozos horizontales permiten alta inyectividad, la inyección cíclica de vapor en yacimientos delgados debe realizarse con tasas bajas y por periodos cortos, ya que la zona a estimular presenta pérdidas de calor grandes hacia los estratos superiores e inferiores.

Por otro parte, el análisis financiero permitió valorar el proyecto de inyección cíclica de vapor con pozos horizontales como rentable. Sin embargo, el beneficio del vapor en la producción de hidrocarburos, no genera flujos de caja significativamente mayores, respecto de la producción en frio, por lo que puede resultar riesgoso implementar el proceso.

RECOMENDACIONES

- ❖ Debido a los buenos resultados de la producción en frío con pozos horizontales para yacimientos delgados, respecto a los verticales, se recomienda realizar un estudio detallado de implementar pozos horizontales en campos con yacimientos estratificados de crudo pesado, que presenten estratos delgados.
- ❖ Teniendo en cuenta las pérdidas de calor que se generan hacia los estratos adyacentes, se recomienda realizar un estudio detallado para administrar el vapor en yacimientos delgados sometidos a un proceso de inyección cíclica de vapor con pozos horizontales.

BIBLIOGRAFIA

1. Ingrith J. Villamizar Ballesteros & Fabian C. Yatte Garzon. "Aplicación de pozos horizontales en procesos de inyección de agua mediante simulación numérica". Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga 2008.
2. Yessica Mateus, "Evaluación técnica y económica del uso de vapor para acelerar el factor de recobro en yacimientos estratificados de crudo pesado".
3. Colmenares K. Martínez E, "Análisis de riesgo e incertidumbre aplicados a la evaluación económica de proyectos de inyección de vapor" Proyecto de grado, Universidad Industrial de Santander, 2008.
4. Gonzales, K., Bashbush, J.L., Rincon, A.: "Simulation Study of Steamflooding with Horizontal Producers Using PEBI Grids," paper SPE 121488. 2009Energy Information Administration (2001) "Venezuela Offers Full Market Value to Encourage Foreign Investment in Oil.
5. Saavedra, Néstor Fernando, ICP. Retos de la Industria de Hidrocarburos en Colombia. En: Conferencia SPE-UIS Student Chapter (2011: Bucaramanga).
6. Steven E Ross, the use of horizontal wells to affect drainage area and increase oil and gas recovery, Chevron Petroleum technology company, La Habra, California, U.S.A, SPE 15v02p0445.
7. Mendoza Humberto, Horizontal well steam stimulation: A Pilot Test in Western Venezuela, PDVSA-Maraven, Caracas, Venezuela. SPE 129-1998.
8. E. Escobar, P. Valko, W.J. Lee, M.G. Rodríguez. Optimization methodology for cyclic steam injection with horizontal wells. PDVSA INTEVEP & Texas A&M. SPE 65525.

9. C.F. GATES and B.G. HOLMES. Mobil Oil Corporation. "Thermal well completions and operations".SPE 07v03p0419.
10. Alboudwarej, H. *et al.*: "Highlighting Heavy Oil," *Oilfield Review* (2006) 18, No. 2, 34
11. C.T. Doan & S.M. Farouq Ali. "Horizontal wells-are they worth the world?", University of Alberta (Edmonton). SPE 30154.
12. U. Ahmed and S. Jacobsen. "Practical Aspects of Horizontal Well Technology: A Perspective". Schlumberger, SPE 21260.
13. Oscar J. Vargas Ordoñez. "revisión de los parámetros del empaquetamiento con grava y planteamiento para mejorar su eficiencia en los pozos del campo Jazmin". Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga 2006.
14. Mannucci, J. E.: "Recobro Adicional de Petróleo por Métodos no Convencionales". 1990. Capítulo 3.p. 14.
15. L.B. Zerpa. "Numerical simulation of horizontal wells in a heavy crude reservoir in Venezuela". SPE 30282.
16. Tutorial: Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool (CMOST), version 2009.
17. Publio Alejandro Sandoval, Carlos Eduardo Naranjo, Erika Margarita Trigos, Silvia Fernanda Rueda, Johana Bello Arévalo. Presentación "piloto de inyección continua de vapor en el campo Teca para incrementar el factor de recobro. Ecopetrol S.A
18. Computer modeling group, CMG, Steam Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator STARS.

19. Computer modeling group, CMG, Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool (CMOST).
20. Trevor Bennison. "Prediction of heavy oil viscosity". AEA technology plc, presented at IBC heavy oil development conference, London 2- 4 December 2008.
21. G.C. Thakur. "Horizontal Well Technology – a key to improving reserves" Chevron Petroleum Technology Company. PETSOC -99-10-05-P.
22. Boberg, T.C. and Lantz, R.B. Paper SPE 1578.
23. Rodriguez, E; Barrios, W; Santos, N: "Numerical Simulation For Cyclic Steam Injection at Santa Clara Field". CT&F Ciencia, Tecnología y Futuro, Vol. 3, Núm. 4, diciembre-sin mes, 2008.
24. Treballe, R. L. De Paz, M. C. and Martinez, D. E.: "Parametric Study of the Design Factors for Cyclic Steam Injection in Lake Oil Fields", paper SPE 25810.p.3