

**EVALUACION DE DIFERENTES ESTRATEGIAS PARA LA INYECCION
SELECTIVA DE VAPOR EN YACIMIENTOS ESTRATIFICADOS DE CRUDO
PESADO. APLICACIÓN CAMPO COLOMBIANO**



LEXLY JHOANNA ARDILA CUBILLOS

RUBEN DARIO HOYOS PERDOMO

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

2014

**EVALUACION DE DIFERENTES ESTRATEGIAS PARA LA INYECCION
SELECTIVA DE VAPOR EN YACIMIENTOS ESTRATIFICADOS DE CRUDO
PESADO. APLICACIÓN CAMPO COLOMBIANO**

LEXYL JHOANNA ARDILA CUBILLOS

RUBEN DARIO HOYOS PERDOMO

**Trabajo de grado para optar el título de
Ingeniero de Petróleos**

Director

**SAMUEL FERNANDO MUÑOZ NAVARRO
Ingeniero de Petróleos M.Sc.**

Co-Directores

**Jorge Mario Palma Bustamante
Ingeniero de Petróleos M.Sc.**

**María Mónica Rincón Cañas
Ingeniero de Petróleos M. Sc.**

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

2014

AGRADECIMIENTOS

Expresamos nuestros más sinceros agradecimientos a todas las personas y entidades que hicieron posible la realización de este proyecto de grado, especialmente a:

El ingeniero y maestro Samuel Fernando Muñoz Navarro, por su incondicional apoyo, orientación y lo más importante, la confianza brindada período de formación profesional.

El ingeniero y maestro Jorge Mario Palma Bustamante, por su incondicional apoyo, orientación durante la realización de este trabajo de grado.

La ingeniera María Mónica Rincón Cañas, por sus aportes valiosos para el desarrollo de este trabajo. Sin su compromiso y acompañamiento, no habría sido posible alcanzar nuestros objetivos propuestos.

Al Grupo de Investigación de Recobro Mejorado, GRM, y a todos las personas que la conforman. Gracias por la ayuda y colaboraciones dadas a lo largo del desarrollo de este proyecto.

A la Empresa Colombiana de Petróleos, representada por el Instituto Colombiano del Petróleo, por la oportunidad de hacer parte de sus proyectos a través del grupo de investigación de la escuela de petróleos.

A nuestra querida Universidad Industrial de Santander, por habernos acogidos y darnos la oportunidad de formarnos como profesionales pero ante todo, como personas. Agradecemos a todos los profesores por todos los conocimientos y experiencias compartidas.

DEDICATORIA

Gracias a Dios por mi vida., por acompañarme fielmente a lo largo de este camino llenándome de enormes bendiciones cada día, permitiéndome alcanzar este importante logro. La gloria sea para él y en sus manos pongo los nuevos retos y caminos.

A mis padres y mis abuelos por su apoyo incondicional y su acompañamiento. En especial a mi madre Luz Mary por ser la guía más importante en mi vida, a mi abuela por ser la inspiración y la fuerza motriz de mis objetivos, por demostrarme con su valentía que las cosas siempre se podrán hacer bien sin importar cuán difícil sean. A mi querida y pequeña hermana por convertirse en mi bastón de apoyo en momentos esenciales de mi vida.

A mis mejores amigos, Erick, Lix, Victor muchas gracias por sus enseñanzas, por todos esos buenos momentos, de risas, alegrías, decepciones y tristezas. Siempre harán parte de mis triunfos y mis logros, los llevo en mi corazón, Dios los bendiga siempre.

A Pipe, Sebastian, Luis Ca, Gerson, Alex, Julian, Mónica, Fernando, Edgar, Las sucias (Ana, Laura) y el excompañero Juan Jeysson muchas gracias por su amistad e incondicionalidad en esta etapa maravillosa de la vida.

A lo mejor de esta experiencia, al ser más noble, carismático y perseverante que me acompaña en mis días, gracias por su compañía incondicional, apoyo, enseñanzas y sobre todo, por amarme. Gracias a Dios por permitirnos seguir adelante sin importar las adversidades.

A nuestra querida alma Mater (Sede Barranca y Bucaramanga), a la familia GRM y a la familia LCI, muchas gracias por el voto de confianza al creer en mis capacidades, por contribuir a mi desarrollo y crecimiento profesional..

Lexly Johanna Ardila Cubillos

DEDICATORIA

En primer lugar a Dios, por ser lumbrera en mi camino y mi mente para hacer posible el cumplimiento de esta hermosa etapa en mi vida.

A mi padre, Gerardo Hoyos le agradezco infinitamente por haberme guiado hacia esta decisión y de apoyarme en esta camino que emprendí. Sin tu confianza ni esfuerzo no lo hubiera logrado.

A mi Mamá, Edith Perdomo le agradezco por su apoyo incondicional por estar ahí siempre, por darme un amor sin condiciones, Gracias por ser tú.

A mis hermanos Gerardo de Jesús y Manuel Alejandro, mis amigos de toda la vida, esos luceros que llegaron alegrarme la vida, gracias por su apoyo y fe en mí.

A cada integrante de GRM les agradezco por permitirme ser parte de este ustedes y por lo aprendido a lo largo de esta estancia, mil gracias.

A mis amigos y amigas que me apoyaron y acompañaron en esta maravillosa etapa de mi vida y cuando digo es porque son: Katherin, Jorge Reyes, Jhony, Aurys, July, Michael, Darwin, Felipe, Mónica, Fernando, Oscar, Guavita, Camilo, Erika, Luz Mary, Victor, Fabiola, Solís, Romario y demás personas que siempre estuvieron ahí.

A ti Beatriz mujer virtuosa, agradezco la confianza puesta en mí, desde el momento en que me viste, por abrirme la puertas de casa y alojarme en ella hasta el final de esta historia.

A La Sombra Mayor, mi compañera de batalla, mi fds. Tú que te convertiste desde el primer momento en alguien a quien admirar y desde entonces has estado ahí, para apoyarme, enseñarme, tenerme paciencia, aguantarme y amarme. A ti que tengo tantas cosas que agradecer te dedico esto.

Por último y no menos importante, dedico este libro al resto de mi familia, ustedes que han sido a lo largo de este camino una razón para llegar a donde he llegado, ustedes con quien he compartido un mundo de risas y de sueños locos. Gracias Familia Perdomo.

Rubén Darío Hoyos Perdomo

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCION	21
1. PROCESOS DE RECOBRO MEJORADO EN YACIMIENTOS ESTRATIFICADOS.....	22
1.1. INYECCION CICLICA DE VAPOR	22
1.1.1. Periodo de Inyección.....	24
1.1.2. Periodo de remojo.....	24
1.1.3. Periodo de producción.....	24
1.1.4. Factores que afectan el proceso de inyección cíclica de vapor.....	26
1.1.5. Parámetros de yacimiento en la inyección.....	28
1.2. INYECCION CONTINUA DE VAPOR	29
1.2.1. Factores que afectan los procesos de inyección continua de vapor.....	30
1.3. PROBLEMAS EN LA INYECCION DE VAPOR	36
1.3.1. Canalización del vapor.....	37
1.3.2. Extensión vertical activa de la formación.....	38
1.4. INYECCION SELECTIVA DE VAPOR.....	39
1.4.1. Espumas.....	39
1.4.2. Solventes.....	40
1.4.3. Gases Miscibles.....	40
1.5. INYECCIÓN SELECTIVA MECÁNICA DE VAPOR.....	40
1.6. ESTRATEGIAS PARA LA INYECCION SELECTIVA MECANICA DE VAPOR	48
2. CONSTRUCCION DE LOS MODELOS CONCEPTUALES DE YACIMIENTOS	50
2.1. DESCRIPCION DEL YACIMIENTO.....	50
2.2. MODELO CONCEPTUAL DE SIMULACION.....	51
2.2.1. Dimensiones del Grid de Simulación.....	51
2.2.2. Propiedades de la Roca.....	54
2.2.3. Propiedades de los Fluidos.....	56
2.2.4. Interacción Roca Fluido.....	60
2.2.5. Configuración de Pozos.....	62

2.3. RESULTADOS DE PRODUCCION EN FRIO.....	62
2.4 AJUSTE DEL PROCESO DE ESTIMULACION CICLICA DE VAPOR	65
2.5. AJUSTE DEL PROCESO DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR	67
2.6 ANILLO DE NO CONFINAMIENTO.....	69
3. APLICACIÓN DE LAS ESTRATEGIAS DE INYECCIÓN SELECTIVA DE VAPOR AL MODELO DE SIMULACION NUMERICA	74
3.1 INYECCION DE VAPOR EN EL YACIMIENTO COMPLETO	74
3.2 PLANTEAMIENTO DE LAS ESTRATEGIAS EN LA ZONA A	77
3.2.1 Escenario base zona A	77
3.2.2 Estrategias a tiempo de ruptura	80
3.2.3 Estrategias a 1 año después de haber llegado a ruptura la primera arena..	88
3.3. PLANTEAMIENTO DE LAS ESTRATEGIAS EN LA ZONA B	98
3.3.1 Escenario Base Zona B	99
3.3.2 Estrategias a tiempo de ruptura	100
3.3.3 Estrategias a 1 año después de haber llegado a ruptura la primera arena.	108
4. RESULTADOS DE LA EVALUACION DE INYECCION SELECTIVA DE VAPOR.	115
4.1 ANALISIS DE RESULTADOS EN LA ZONA A	115
4.1.1 Escenario Base de Partida	115
4.1.3 Escenario 1 año después de ruptura.....	126
4.1.4 Resumen de Zona A.	139
4.2. ANALISIS DE RESULTADOS DE LA ZONA B	141
4.2.1 Escenario Base de Partida	141
4.2.. Escenario Tiempo de ruptura	142
4.2.3. Escenario 1año después de ruptura	149
4.2.4. Resumen de la Zona B	156
4.2.5. Decisión Final.....	157
5. CONCLUSIONES	160
BIBLIOGRAFÍA.....	163
ANEXOS.....	165

LISTA DE FIGURAS.

	Pág.
Figura 1. Etapas de la inyección cíclica de vapor	25
Figura 2. Inyección continúa de vapor	29
Figura 3. saturación de vapor en el yacimiento a diferentes coeficientes de variación de permeabilidad.	38
Figura 4. Inyección para una arena (a), inyección en multizonas (b)	42
Figura 5. Perfil de inyección antes de inyección selectiva de vapor.	45
Figura 6. Perfil de inyección después de inyección selectiva de vapor.....	46
Figura 7. Modelo de simulación.	53
Figura 8. Permeabilidades horizontales para los modelos conceptuales.....	55
Figura 9. Factor volumétrico de formación vs presión	58
Figura 10. Gas en solución vs presión	58
Figura 11. Viscosidad vs presión.	59
Figura 12. Viscosidad vs temperatura.....	59
Figura 13 . Curva de permeabilidad relativa aceite-agua.....	61
Figura 14. Curva de permeabilidad relativa liquido-agua.....	61
Figura 15. Pozos productores.	62
Figura 16. Factor de recobro para diferentes presiones de fondo fluyendo.....	63
Figura 17. Presión promedio del yacimiento.	64
Figura 18. Tasas de producción de aceite para diferentes presiones de fondo fluyendo.	64
Figura 19. Factor de recobro para diferentes tasa de inyección.	66
Figura 20. Factor recobro vs tiempo para diferentes días de inyección.....	67
Figura 21. Factor recobro vs tiempo para diferentes caudales de inyección	68
Figura 22. Esquema de explotación.....	68
Figura 23. Eresión de la arena productora 1 al final del ciclo de estimulación.....	69

Figura 24. Esquema del modificador de volumen.	70
Figura 25. Esquema del modificador de volumen.	71
Figura 26. Presión promedio del yacimiento para diferentes modificadores	72
Figura 27. Presión promedio del yacimiento para diferentes modificadores.....	73
Figura 28. Esquema de explotación.....	74
Figura 29. Perfil de inyección en la zona b	75
Figura 30. Perfiles de temperatura de la inyección cíclica de vapor.	76
Figura 31 Perfil de inyección.....	78
Figura 32. Comportamiento de la relación vapor/aceite.....	79
Figura 33. Comportamiento áreal del avance del vapor.	80
Figura 34. Comportamiento de los parámetros de viabilidad de la estrategia 1	82
Figura 35. Comportamiento de los parámetros de viabilidad de la estrategia 2	84
Figura 36. Comportamiento de los parámetros de viabilidad de la estrategia 3. ...	85
Figura 37. Comportamiento de los parámetros de viabilidad de la estrategia 4. ...	86
Figura 38. Comportamiento de los parámetros de viabilidad de la estrategia 5. ...	87
Figura 39. Comportamiento áreal del avance del vapor.	89
Figura 40. Comportamiento de los parámetros de viabilidad de la estrategia 6. ...	91
Figura 41. Comportamiento de los parámetros de viabilidad de la estrategia 7. ...	92
Figura 42. Comportamiento de los parámetros de viabilidad de la estrategia 8. ...	93
Figura 43. Comportamiento de los parámetros de viabilidad de la estrategia 9. ...	94
Figura 44. Comportamiento de los parámetros de viabilidad de la estrategia 10. .	95
Figura 45. Comportamiento de los parámetros de viabilidad de la estrategia 11. .	96
Figura 46. Comportamiento de los parámetros de viabilidad de la estrategia 12. .	98
Figura 47. Análisis de los parámetros en la inyección continua convencional.	99
Figura 48. Avance del vapor en las arenas de la zona b.	101
Figura 49. Comportamiento de los parámetros de viabilidad de la estrategia 1. .	102
Figura 50. Comportamiento de los parámetros de viabilidad de la estrategia 2. .	103
Figura 51. Comportamiento de los parámetros de viabilidad de la estrategia 3. .	105
Figura 52. Comportamiento de los parámetros de viabilidad de la estrategia 4. .	106
Figura 53. Comportamiento de los parámetros de viabilidad de la estrategia 5. .	107

Figura 54. Avance del vapor de forma áreal	108
Figura 55. Comportamiento de los parámetros de viabilidad de la estrategia 6. .	109
Figura 56. Comportamiento de los parámetros de viabilidad de la estrategia 7. .	110
Figura 57. Comportamiento de los parámetros de viabilidad de la estrategia 8 ..	111
Figura 58. Comportamiento de los parámetros de viabilidad de la estrategia 9. .	112
Figura 59. Comportamiento de los parámetros de viabilidad de la estrategia 10	113
Figura 60. Comportamiento del factor de recobro caso base.	116
Figura 61. Comportamiento del factor de recobro estrategia 1.....	117
Figura 62. Factor de recobro de la estrategia 2.....	119
Figura 63. Factor de recobro de las estrategia 3.	121
Figura 64. Comportamiento del factor de recobro.....	123
Figura 65. Factor de las estrategias a tiempo de ruptura.....	125
Figura 66. Factor de recobro estrategias 6 de la zona A	127
Figura 67. Factor de recobro estrategia 7 de la zona A.....	128
Figura 68. Factor de recobro estrategia 8 de la zona A.....	130
Figura 69. Factor de recobro estrategia 9 de la zona A.....	132
Figura 70. Factor de recobro estrategia 10 de la zona A.....	134
Figura 71. Factor de recobro estrategia 11. de la zona A.....	135
Figura 72. Factor de recobro estrategia 12 de la zona A.....	138
Figura 73. Factor de recobro del caso base de la zona B.....	141
Figura 74. Factor de recobro de la estrategia 1 de la zona B.	142
Figura 75. Factor de recobro estrategia 2 de la zona B.....	144
Figura 76. Factor de recobro estrategia 3 de la zona B.....	146
Figura 77. Factor de recobro estrategia 4 de la zona B.....	147
Figura 78. Factor de recobro estrategia 5 de la zona B.....	148
Figura 79. Factor de recobro estrategia 6 de la zona B.....	150
Figura 80. Factor de recobro estrategia 7 de la zona B.....	151
Figura 81. Factor de recobro estrategia 8 de la zona B.....	152
Figura 82. Factor de recobro estrategia 9 de la zona B.....	153
Figura 83. Factor de recobro de la estrategia 10 de la zona B.	154

LISTA DE GRAFICAS

	Pág.
Gráfica 1. Tasa de producción por arena.	116
Gráfica 2. Tasas de producción estrategia 1.	118
Gráfica 3. Tasas de producción estrategia 2.	120
Gráfica 4. Tasas de producción estrategia 3.	122
Gráfica 5. Aceite producido de Las estrategias de La Zona A.	126
Gráfica 6. Aceite producido de estrategias de La Zona A.	131
Gráfica 7. Aceite producido de estrategias 9 de La Zona A.	133
Gráfica 8. Aceite producido de estrategias de la zona A tiempo de ruptura.	136
Gráfica 9. Comportamiento de las estrategias de dos dos Estados del Tiempo.	140
Gráfica 10. Aceite producido de estrategias 1 Y 2 de La Zona B.	145
Gráfica 11. Aceite producido estrategias de la Zona B a tiempo de ruptura.	149
Gráfica 12. Aceite producido estrategias de la zona B 1 Año de ruptura.	155
Gráfica 13. Comportamiento estrategias de los dos estados del tiempo zona B.	157

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. <i>Screening</i> de la inyección cíclica de vapor	28
Tabla 2. Parámetros del proceso de inyección continua de vapor.	31
Tabla 3. <i>Screening</i> de la inyección continua de vapor	35
Tabla 4. Propiedades del yacimiento	44
Tabla 5. Propiedades de yacimiento	47
Tabla 6. Dimensiones del enmallado de simulación.	52
Tabla 7. Condiciones iniciales.	53
Tabla 8. Propiedades petrofísicas modelo heterogéneo.	54
Tabla 9. Propiedades petrofísicas modelo homogéneo.	54
Tabla 10. Propiedades térmicas de las rocas.	56
Tabla 11. Propiedades del fluido	57
Tabla 12. Puntos finales curvas de permeabilidad relativa.	60
Tabla 13. Condiciones operacionales para inyección cíclica.	65
Tabla 14. Inyectividad de las arenas en la estrategia 1 de zona A	82
Tabla 15. Inyectividad de las arenas en la estrategia 2 de zona A	83
Tabla 16. Inyectividad de las arenas en la estrategia 3 de zona A	85
Tabla 17. Inyectividad de las arenas estrategia 4 de zona A	86
Tabla 18. Inyectividad de las arenas en la estrategia 5 de zona A	87
Tabla 19. Inyectividad de las arenas en la estrategia 6. de zona A	90
Tabla 20. Inyectividad de las arenas en la estrategia 7 de zona A	91
Tabla 21. Inyectividad de las arenas en la estrategia 8 de zona A	93
Tabla 22. Inyectividad de las arenas en la estrategia 9 de zona A	94
Tabla 23. Inyectividad de las arenas en la estrategia 10 de zona A	95
Tabla 24. Inyectividad de las arenas en la estrategia 11 de zona A	96
Tabla 25. Inyectividad de las arenas en la estrategia 12 de zona A	97
Tabla 26. Inyectividad de las arenas en la estrategia 1 de zona B	102
Tabla 27. Inyectividad de las arenas en la estrategia 2 zona B	103

Tabla 28. Inyectividad de las arenas en la estrategia 3 zona B	104
Tabla 29. Inyectividad de las arenas en la estrategia 4 zona B	105
Tabla 30. Inyectividad de las arenas en la estrategia 5 zona B	106
Tabla 31. Inyectividad de las arenas en la estrategia 6 zona B	109
Tabla 32. Inyectividad de las arenas en la estrategia 7 zona B	110
Tabla 33. Inyectividad de las arenas en la estrategia 8 zona B	111
Tabla 34. Inyectividad de las arenas en la estrategia 9 zona B	112
Tabla 35. Inyectividad de las arenas en la estrategia 10 zona B	113
Tabla 36. Resultados en la arena 1.	121
Tabla 37. Producción de aceite de las estrategias	123
Tabla 38. Resultados de la arena 5.	124
Tabla 39. Resultados inyección convencional zona A	139
Tabla 40. Resultados a tiempo de ruptura zona A	139
Tabla 41. Resultados 1 año después de ruptura zona A	139
Tabla 42. Resultados inyección convencional zona B	156
Tabla 43. Resultados a tiempo de ruptura zona B	156
Tabla 45. Mejor estrategia de la zona A	158
Tabla 46. Mejor estrategia de la zona B	158

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO A. GUÍA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LA INYECCIÓN SELECTIVA EN EL SIMULADOR STARS DE LA COMPAÑÍA CMG.....	165

TÍTULO: EVALUACION DE DIFERENTES ESTRATEGIAS PARA LA INYECCION SELECTIVA DE VAPOR EN YACIMIENTOS ESTRATIFICADOS DE CRUDO PESADO. APLICACIÓN CAMPO COLOMBIANO*

AUTORES: LEXLY JHOANNA ARDILA CUBILLOS, RUBEN DARIO HOYOS PERDOMO**

PALABRAS CLAVES: Crudo Pesado, Distribución de vapor, Inyección selectiva de vapor, Simulación Numérica, Yacimientos Estratificados.

DESCRIPCION: La inyección de vapor es una de las técnicas de recobro mejorado con gran éxito para la recuperación de crudo pesado, sin embargo algunas zonas no son adecuadas para la implementación de esta técnica debido a la heterogeneidad, en donde el empuje de vapor se hace presente en las zonas más favorables causando canalización y en consecuencia, no permiten que exista una distribución vertical de vapor uniforme, dejando zonas sin calentar, disminuyendo la eficiencia del proceso y obteniéndose factores de recobro no esperados.

Por lo tanto, en esta investigación se evalúan diferentes estrategias mediante la simulación numérica de yacimientos para determinar la opción con mayor posibilidad de éxito técnico en la implementación de la inyección selectiva de vapor. Para el desarrollo de esta investigación inicialmente se realizó un estudio del proceso de inyección selectiva de vapor en yacimientos estratificados, luego se plantearon las estrategias a evaluar basadas en la inyección por diferentes capas a caudales máximos y mínimos, en el producto de la permeabilidad por el espesor y en la estimulación del yacimiento previa a la inyección selectiva, finalmente fueron implementadas en el modelo conceptual de simulación de un yacimiento estratificado heterogéneo desarrollado con las propiedades de un campo colombiano de crudo pesado mediante el software STARS de la compañía CMG. Obtenidos los resultados de la simulación se establece la mejor o mejores posibilidades para la implementación de la inyección selectiva, se determina la zona de aplicación donde la inyección selectiva de vapor se podría ejecutar eficientemente.

La implementación de la inyección selectiva de vapor en yacimientos estratificados mejora el desarrollo de un campo, aumentando la recuperación de petróleo debido a que permite mejorar el barrido vertical de la formación, reducir la canalización del vapor e intensificar la inyección de vapor en formaciones con permeabilidades medias y bajas.

* Trabajo de Grado.

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Ingeniería de Petróleos.

Director: M.Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro; Codirectores: M.Sc. Jorge Mario Palma Bustamante, Ing María Mónica Rincón Cañas.

ABSTRACT

TÍTULO: EVALUATION OF DIFFERENT STRATEGIES FOR SELECTIVE STEAM INJECTION IN HEAVY OIL RESERVOIRS STRATIFIED.*

AUTHOR: LEXLY JHOANNA ARDILA CUBILLOS, RUBEN DARIO HOYOS PERDOMO **

KEYWORDS: Heavy Oil, Steam distribution, Selective steam injection, Numerical simulation, Stratified reservoir.

DESCRIPTION: Steam injection is one of the techniques successfully enhanced recovery for heavy oil recovery however some areas are not suitable for the implementation of this technique due to the heterogeneity, where the vapor thrust is present in the most favorable areas causing channeling and consequently do not allow that there is a uniform vertical distribution of steam, leaving areas without heating, decreasing process efficiency and obtaining factors of recovery not expected, why it's time to resort to new alternatives to extract the remaining oil.

Therefore, in this research are evaluated different strategies by numerical reservoir simulation to determine the option with greater chance of technical success in implementing selective steam injection. For the development of this research initially a study was conducted on the process of selective injection of steam in stratified deposits, Then were raised the strategies to evaluate based on the injection by different layers to maximum and minimum flow rates, in the product of the thickness by permeability and in the stimulation of the deposit prior to the injection selective, finally they were implemented in the conceptual simulation models of a stratified homogeneous and heterogeneous reservoir developed with the properties of a Colombian heavy oil field through the STARS software company CMG. After obtaining the simulation results is set the better or best possibilities for implementing selective injection.

The implementation of the selective steam injection in stratified reservoirs improves development of a field, increasing oil recovery due to improves the vertical production of the formation, reduce steam channeling and intensify steam injection in formations with medium and low permeabilities.

* Work degree

** Faculty of Physicochemical's Engineering. School of Petroleum Engineering. Director: Samuel Fernando Muñoz Navarro. Codirector: Jorge Mario Palma Bustamante, Codirectora: María Mónica Rincón Cañas.

INTRODUCCION

En la actualidad, Colombia vive la mejor coyuntura petrolera de su historia, con un alza en sus niveles de producción, sin embargo todo obedece a inversiones muy elevadas y tecnología de punta aplicada a yacimientos existentes pero la productividad en yacimientos convencionales declina con el tiempo y mantenerse en esta posición de producción diaria ha llevado a la industria a buscar alternativas. Una opción para resolver este problema son los yacimientos de crudo pesado, dejados atrás desde hace varias décadas a causa de la dificultad para su extracción, refinamiento y alta viscosidad, pero a raíz del avance tecnológico y el precio del petróleo se han convertido en un factor clave para aumentar las reservas del país ofreciendo un gran potencial económico a desarrollar.

La industria petrolera ha desarrollado los campos petroleros de crudo pesado utilizando la estimulación cíclica de vapor, mostrando factores de recobro muy bajos lo que indica que hay gran cantidad de hidrocarburos por recuperar, debido a esto se ha implementado la inyección continua de vapor como una alternativa para la extracción del aceite remanente; sin embargo algunas zonas no son adecuadas para la implementación de esta técnica a razón de la heterogeneidad y las intercalaciones de lutitas en el yacimiento las cuales aumentan las pérdidas de calor disminuyendo la eficiencia térmica del proceso y evitando una distribución vertical de vapor uniforme. La inyección selectiva de vapor permite mejorar la distribución del vapor asegurando la transferencia de calor al crudo con alta calidad y como consecuencia aumentar las tasas de producción. Por lo tanto, este trabajo se enfocara en la evaluación de estrategias para la inyección selectiva en yacimientos estratificados de crudo pesado, que permitan mejorar el aprovechamiento energético de la técnica convencional de inyección de vapor.

1. PROCESOS DE RECOBRO MEJORADO EN YACIMIENTOS ESTRATIFICADOS.

Los yacimientos estratificados son el resultado de subsecuentes reorganizaciones físicas y químicas que generan que las características del yacimiento sean variables. Así en los ambientes fluviales es normal que ocurra la depositación alternada de capas de arena y de arcilla, por lo tanto predomina la variación de las propiedades de la roca en función del espacio. Estas propiedades pueden incluir permeabilidad, porosidad, espesor, saturación.

Estos yacimientos tienden a ser someros lo que hace que las condiciones a las que son expuestas conduzcan a la formación de petróleo pesado. Este tipo de hidrocarburo son fluidos con alta viscosidad y por lo tanto no tienen la suficiente capacidad para fluir sin ayuda de procesos adicionales, por esta razón se hace necesario implementar la inyección de vapor con el objetivo de suministrar la energía necesaria que permita su desplazamiento hasta superficie.

1.1. INYECCION CICLICA DE VAPOR

La estimulación cíclica con vapor, es el método de recuperación con vapor más ampliamente usado en la extracción de aceite pesado, esta tiene como objetivo disminuir la viscosidad del crudo facilitando su movilidad para su posterior extracción. El método de inyección cíclica de vapor también es conocido como “Estimulación” o “Huff and Puff” y es aplicado principalmente a yacimientos de crudo pesado; en este proceso el pozo se completa a través del espesor total de la zona productora. En cada ciclo se inyecta vapor y se produce el petróleo desde el mismo pozo. Además del efecto de reducción de viscosidad, también se

presentan cambios en la tensión interfacial y por ende en la presión capilar, la permeabilidad relativa y la Mojabilidad.

Adicionalmente de incrementar el recobro de aceite como consecuencia de la disminución de la viscosidad, se logra limpiar las paredes de la formación al eliminarse algunas parafinas que se adhieren en el fondo del pozo con lo cual se disminuye el factor de daño. El factor de recobro alcanzado por este proceso puede ser aproximadamente del 5 al 15% del OOIP¹ dentro del área afectada por la operación y es función del tipo de aceite y de las características del yacimiento. Actualmente es el método de recobro térmico más ampliamente aplicado en la producción de aceite pesado, ya que es considerado uno de los más efectivos debido a su funcionalidad, fácil aplicación y bajos costos.²

El proceso de inyección cíclica de vapor es práctico y económicamente competitivo, por ello presenta varias ventajas con respecto a los demás métodos de recobro térmico como por ejemplo:

- Es recomendado para yacimientos de crudo pesado ya que provee fuerza de movilidad y al transferir calor al yacimiento reduce las fuerzas viscosas facilitando el flujo del crudo hacia el pozo productor.
- El calentamiento de la formación genera un aumento en la cantidad de gas libre del yacimiento.
- Se produce una gran disminución en la viscosidad del aceite debido a las altas temperaturas que alcanza el yacimiento tras la inyección del vapor.

¹ IBID., p. 20.

² CHAN M. Y S and SARIOGLU, G.:” Numerical Modelling of Cyclically Steamed and Fractured oil-Sands Reservoirs, paper SPE 22369.

1.1.1. Periodo de Inyección.

Es la primera etapa del proceso de estimulación (Figura 1), en ella se suministra calor al yacimiento inyectando vapor húmedo a la formación productora durante algunos días, el periodo de inyección depende principalmente del espesor de la arena, de la cantidad y calidad de vapor que se desea inyectar y de los equipos disponibles. Es recomendable que en el periodo de inyección se empleen altas tasas de vapor, con el fin de reducir las pérdidas de calor hacia las formaciones adyacentes.

1.1.2. Periodo de remojo.

Una vez finalizado el periodo de inyección, se cierra el pozo buscando estabilizar la presión del yacimiento para que el vapor inyectado se expanda, logrando así que la zona caliente alrededor del pozo se torne homogénea y a medida que se va calentando el crudo se reduce la viscosidad, esta etapa es conocida como la etapa de remojo (Figura 1). Durante esta etapa parte del vapor inyectado se condensa localizándose en las cercanías del pozo y formando una zona de agua saturada, lo cual genera que al inicio de la etapa de producción el pozo tenga una gran producción de agua.

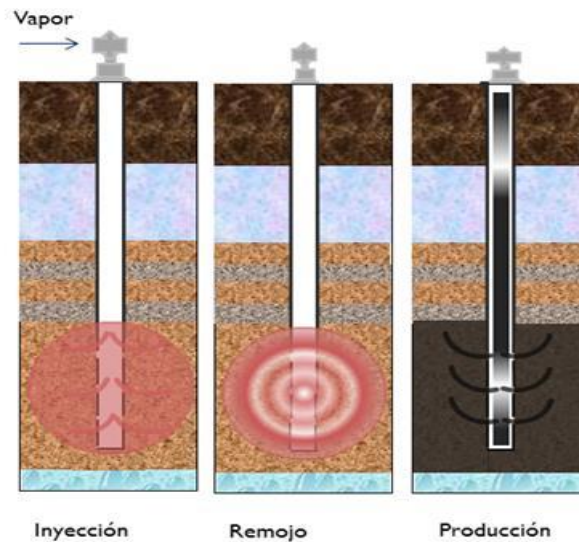
A medida que se produce la condensación del vapor y gracias a su alta temperatura, se presentan cambios en la presión capilar, reducción de la viscosidad del crudo y se modifican las permeabilidades relativas al agua y al aceite causando un incremento en la movilidad del mismo.

1.1.3. Periodo de producción.

Una vez se ha estabilizado la presión del yacimiento y el vapor ha calentado la formación, el pozo es puesto en producción (Figura 1). Al comienzo de esta etapa se tiene gran flujo de agua a temperaturas elevadas debido a la condensación del

vapor inyectado; la tasa de agua irá disminuyendo paulatinamente, lo cual generará un crecimiento en la producción de aceite; lo anterior, indica que los niveles de producción alcanzados por el pozo después de realizar el ciclo de estimulación dependerán principalmente de: viscosidad del crudo al inicio del proceso, reducción en la viscosidad del aceite por efecto del aumento en la temperatura, permeabilidad de la formación, radio de calentamiento, presión y temperatura del yacimiento y en algunos casos del daño removido por el calor³. La duración de la etapa de producción depende principalmente de la rapidez con la que los fluidos producidos enfrían la formación y de las pérdidas de calor que se presenten en el sistema hacia las formaciones adyacentes.

Figura N° 1: Etapas de la inyección cíclica de vapor



Para un proyecto de inyección cíclica de vapor se deben evaluar la factibilidad técnica junto con la económica, para este último la más común en este tipo de proyectos es la relación vapor aceite (RVA), la cual está definida como el volumen de vapor inyectado (barriles equivalentes de agua) para producir un barril de

³ RODRIGUEZ, E; BARRIOS W; SANTOS, N: "Numerical Simulation for cyclic steam injection a Santa Clara Field" CT&F Ciencia, Tecnología y Futuro, Vol3, Num 4 Diciembre 2008.

aceite incremental, este parámetro debe ser lo más bajo posible para que el proyecto sea económicamente rentable. , se pueden encontrar valores entre 4 y 5, sin embargo este límite económico depende de los factores económicos actuales de la industria que influyen en el proceso.

1.1.4. Factores que afectan el proceso de inyección cíclica de vapor.

El proceso de inyección cíclica de vapor al igual que cualquier proceso EOR se ve seriamente afectado por la variación en las condiciones tanto operacionales como de yacimiento. Algunas de estas variables más relevantes que afectan el proceso se citan a continuación.

1.1.4.1. Número de ciclos empleados

Una vez se realizó el diseño de la estimulación y se estableció la duración de los periodos de inyección, remojo y producción el siguiente paso, es hacer un estudio acerca del número de ciclos de estimulación que deben ser aplicados en el yacimiento, teniendo en cuenta el calentamiento de la formación, la reducción en la viscosidad del aceite y la relación aceite-vapor (RAV).

En caso de requerir un proceso de inyección continua de vapor posterior a la estimulación, es importante establecer el número de ciclos de estimulación que son técnica y económicamente viables de implementar antes de llevar a cabo dicho proyecto⁴. Típicamente, a medida que se implementan los ciclos de estimulación la tasa de producción de aceite decrece mientras el volumen de agua se incrementa, este fenómeno es dependiente de factores como: viscosidad del petróleo, estado de la zona calentada, propiedades de la formación, incremento en

⁴ 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.

la saturación de agua del yacimiento, factores geológicos y mecanismos de empuje del yacimiento.

1.1.4.2. Tiempo de remojo.

Este parámetro operacional generalmente se analiza desde dos puntos de vista, el primero es básicamente para yacimientos que se encuentran depletados donde se recomienda que el pozo sea puesto en producción inmediatamente, ya que como el pozo no tiene suficiente presión para producir debe aprovecharse la presión de inyección; mientras que para yacimientos con altas presiones si 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.

1.1.4.3. Distancia entre pozos

La distancia entre los pozos juega un papel muy importante en el proceso, aunque se inyecta y se produce por el mismo pozo, cuando la distancia entre los pozos es corta, la estimulación de un pozo puede afectar en gran medida la respuesta de producción de otro pozo que no se estimule; dependiendo del espaciamiento durante la estimulación se puede tener un efecto positivo en la producción de los demás pozos que no han sido estimulados.

1.1.4.4. Relación Arena – Arcilla

La presencia de intercalaciones de arcillas en un yacimiento candidato a inyección cíclica de vapor implica mayores requerimientos de calor a inyectar, ya que este tipo litologías son consideradas como formaciones ladronas de calor y esto se va a reflejar en un aumento en los costos del proceso.

Sin embargo otro de los inconvenientes de la estimulación con vapor es que solamente entre el 30% - 35% del agua inyectada es producida. Esta situación implica que una gran cantidad del agua inyectada se queda en el yacimiento formando zonas de alta saturación de agua en las cercanías de los pozos productores. Estas regiones de alta saturación de agua, pueden ocasionar que la aplicación futura de procesos de recuperación, resulten ineficientes, ya que la eficiencia areal de barrido será afectada negativamente.

1.1.5. Parámetros de yacimiento en la inyección.

A continuación en la Tabla 1, se presenta las propiedades de yacimiento y fluido apropiados para implementar el proceso de inyección cíclica de vapor.

Tabla N° 1: Screening de la Inyección Cíclica de Vapor

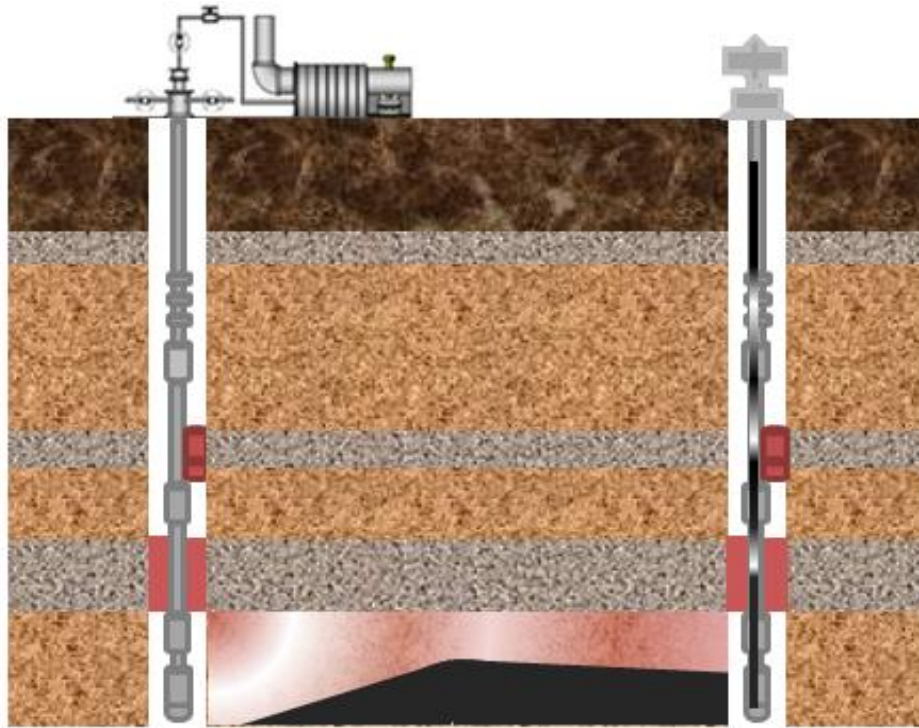
PROPIEDAD	VALOR
Gravedad °API	< 15
Viscosidad del crudo (cP)	< 4000
Profundidad (ft)	< 3000
Espesor Neto (ft)	<200
Porosidad (Fracción)	> 0.3
Permeabilidad (md)	>100
Presión del Yacimiento (Psia)	<1500
Temperatura (°F)	>30
So	> 0.55

Fuente: Modificada de TABER, J. MARTIN F and SERIGHT, R.: "EOR Screening Criteria Revisited. Part 1: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects". SPE Reservoir Engineering.

1.2. INYECCION CONTINUA DE VAPOR

La inyección continua de vapor es un proceso de recobro térmico que tiene como objetivo reducir la viscosidad del crudo para aumentar su movilidad, esta técnica consiste en inyectar vapor de agua de forma continua por un pozo inyector para producir aceite por un pozo productor que se encuentra a determinada distancia, resultando en la formación de una zona de vapor que avanza por la parte superior de la zona o zonas de interés seleccionadas del yacimiento, desplazando el aceite hacia el pozo productor y además reduciendo su viscosidad, véase (figura 2), con este método se obtienen factores de recobro en el orden del 40-50 %.

Figura N° 2. Inyección continúa de vapor



En los yacimientos estratificados con el fin de evitar la filtración de vapor hacia las formaciones no permeables como las arcillas, los pozos inyectores y productores son cañoneados únicamente en las arenas productoras. En la inyección continua de vapor, se presentan los siguientes mecanismos de recuperación tales como

reducción de la viscosidad del petróleo, empuje por gas (el vapor actúa como gas), destilación y expansión térmica del crudo, en los livianos la destilación es lo más importante, mientras que en los pesados tiene un rol más protagónico la reducción de la viscosidad y el drenaje gravitacional.

Algunas ventajas del proceso de inyección continua de vapor con respecto a otros métodos de recobro térmico son:

- Ayuda aumentar el recobro en crudos muy viscosos en presencia de altas permeabilidades e incluso en arenas pocas consolidadas.
- La condensación del vapor induce un proceso de desplazamiento más eficiente, mejorando la eficiencia del barrido
- Presenta mayores razones de eficiencia areal, vertical y de desplazamiento que la inyección de agua caliente y fría.
- Se tienen mayores tasas de inyección y menores pérdidas de calor que en el caso de la inyección de agua caliente

1.2.1. Factores que afectan los procesos de inyección continua de vapor.

En el diseño de esta método térmico es importante tener presentes los procesos que influyen tanto por los parámetros operacionales propios de la técnica, como por las propiedades de la roca y los fluidos de la zona que está siendo sometida a dicho proceso, de allí la importancia de analizar la influencia ejercida por alguno de estos factores en el éxito de la inyección continua de vapor.

Tabla N° 2: Parámetros del proceso de inyección continua de vapor.

PARÁMETRO	FACTORES
Parámetros de yacimiento	<ul style="list-style-type: none"> • Profundidad de la formación • Presión del yacimiento • Daño a la formación • Viscosidad del crudo • Relación arena arcilla • Espesores de las arenas productoras • Saturación de aceite • Movilidad del crudo
Parámetros operacionales	<ul style="list-style-type: none"> • Tasa de inyección • Presión de inyección • Calidad del vapor • Temperatura del vapor • Cantidad de energía inyectada • Tipo de completamiento.

Fuente, Modificado de 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 2007.

1.2.1.1. Relación vapor petróleo (SOR, Steam Oil Ratio).

Se define como el número de barriles de agua equivalentes requeridos para producir un barril de petróleo, se caracteriza por ser recíproca, por eso también suele utilizar comúnmente la relación petróleo vapor, OSR. La relación SOR y el costo asociado con la generación de vapor afectan directamente el precio de venta del barril de crudo producido en el campo, es decir la rentabilidad del proyecto. La

relación vapor petróleo es un factor importante cuando se evalúa la eficiencia del proceso de recobro.

1.2.1.2. Efecto de las heterogeneidades del yacimiento en la inyección.

En la realidad la “no uniformidad” del yacimiento debido a: intercalaciones de arcilla, presencia de capa de gas, fracturas en la formación, acuíferos, estratos de muy baja saturación de crudo y alta permeabilidad, variaciones grandes de permeabilidad en la zona productora y la pobre continuidad dentro del yacimiento entre inyectores y productores, no permiten que el vapor siga la trayectoria ideal. A continuación se discute el efecto de algunas heterogeneidades.

- Intercalaciones de arcilla: La buena calidad de la arena productora (libre de arcilla), convierte a los yacimientos en buenos candidatos para la aplicación de la inyección continua de vapor. Sin embargo, en la realidad generalmente el análisis de núcleos, ripios y otros, muestran la presencia de arcillas como la Montmorillonita y carbonatos. Entre las consecuencias negativas se tienen:
 - Incremento de las pérdidas de calor, debido a que se calientan formaciones no productoras rocas saturadas con agua y/o aire, las cuales no aportan crudo desperdiándose la energía almacenada en el vapor. Esto se refleja en el SOR del proyecto, a mayor volumen de arcillas, la relación SOR incrementa.
 - Las intercalaciones de arcilla, pueden ejercer influencia en la velocidad de ascenso del vapor, lo cual es probable que afecte el tiempo de irrupción (tiempo que demora el vapor en aparecer por primera vez en los pozos productores).

- Las arcillas montmorillonita, se hinchan como resultado de la absorción del agua originada de la condensación del vapor. por lo tanto estas generan barreras de no flujo dentro del yacimiento que afectan el desplazamiento del vapor.

- Continuidad lateral del yacimiento: La falta de continuidad lateral del yacimiento es un fenómeno que puede ser originado por las variaciones direccionales de permeabilidad, por la estructura misma del yacimiento o por la presencia de barreras de no flujo tales como fallas. Dicho fenómeno si no es tenido en cuenta puede ser el responsable de problemas de comunicación entre pozo inyector y pozo productor, causando resultados negativos no esperados durante el proceso de inyección continua de vapor.

- Estratos de muy baja saturación de crudo y alta permeabilidad: Se convierten en zonas ladronas porque el vapor tiende a irse por donde tenga menor resistencia al flujo, por donde haya mayor permeabilidad. Lo mismo sucede cuando hay fracturas de gran extensión entre los pozos productores e inyectores, el vapor se canaliza, irrumpiendo anticipadamente sin calentar el yacimiento como se espera.

1.2.1.3. Estimulación previa a la inyección continua de vapor

En la mayoría de los proyectos de recuperación con vapor se acostumbra a complementar la inyección continua con inyección cíclica, por dos razones importantes: en primera instancia, se encuentra la poca movilidad del aceite, generalmente cuando se implementa un proceso de inyección continua de vapor en un yacimiento frío con una viscosidad de crudo muy alta, la respuesta del fluido a la producción es muy baja, además, las tasas de inyección manejadas deberán

ser altas para garantizar la eficiencia del proceso, lo cual resulta en la utilización de una mayor cantidad de vapor, por tal razón se recomienda estimular el pozo con uno o varios ciclos antes de implementar la inyección continua de vapor.

En segundo lugar, y una de las razones más importantes, es la disminución de la saturación de aceite en la zona cerca al pozo, la producción de aceite es alta en los primeros cíclicos de estimulación, pero si el yacimiento no tiene la capacidad para restaurar la saturación de aceite en la zona calentada, la producción de agua aumentará drásticamente y la producción de aceite será muy baja, por lo tanto se recomienda implementar inyección continua de vapor después de ciertos ciclos de estimulación. El número de estimulaciones que se debe realizar en el yacimiento depende de las características de este y del fluido tales como; la permeabilidad, la presión de yacimiento y la viscosidad del crudo.

Es de gran importancia tener en cuenta el aumento de la saturación de agua en la zona estimulada ya que esto genera un aumento de las pérdidas de calor, por lo tanto, no es recomendable implementar muchos ciclos de estimulación antes de la inyección continua de vapor, además se debe realizar un estudio profundo de las características y comportamiento del yacimiento.

1.2.1.4. Parámetros de yacimiento en la inyección

La inyección continua de vapor al igual que los otros métodos de recobro mejorado, necesita unas condiciones en el yacimiento mínimas bajo las cuales el campo en cuestión puede ser o no producido por ésta técnica, es lo que normalmente se conoce como “*Screening*”.

Tabla N° 3: *Screening* de la Inyección Continua de Vapor

PROPIEDAD	VALOR
Gravedad °API	10 – 35
Viscosidad del crudo (cp)	<1500
Profundidad (ft)	<3000
Espesor neto (ft)	>20
Porosidad (fracción)	>0.2
Permeabilidad (md)	>250
Presión del yacimiento (psia)	<1500
Saturación de crudo (fracción)	>0.5

Fuente: Modificada de TABER, J. MARTIN F and SERIGHT, R.: “EOR Screening Criteria Revisited. Part 1: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects”.

1.2.1.5. Parámetros de operación.

Son aquellos parámetros que pueden ser controlados y/o modificados durante la aplicación de los diferentes procesos. Algunos de los parámetros de operación que tienen gran importancia en el proceso de la inyección continua de vapor son: tasa y presión de inyección y espaciamiento entre pozos.

- **Tasa de inyección del vapor:** En la inyección continua, se utilizan tasas de inyección relativamente altas al inicio del desplazamiento, lo cual lleva a una comunicación térmica temprana entre los pozos productores e inyectores, es decir, a una rápida irrupción del vapor en el pozo productor después de determinado tiempo de inyección; sin embargo, la utilización de una tasa alta de inyección implica que la presión con la cual el vapor es suministrado a la formación sea moderadamente alta, lo cual crea mayores pérdidas de calor en los pozos inyectores y mayores esfuerzos térmicos en el “casing”⁵.

⁵ BOBERG, Thomas. Métodos de Recobro Térmico. 1988

- **Espaciamiento entre pozos.** Para determinar el espaciamiento entre pozos a utilizar en el desarrollo de un proceso de inyección continua de vapor, el principal aspecto a considerar es la viscosidad del fluido, cuando la viscosidad del petróleo es muy alta (alrededor de 10.000 cP), se recomienda que la distancia entre pozos sea menor a 5 acres, debido a que la baja movilidad del aceite requiere que el área en la cual ocurre el desplazamiento no sea muy grande⁶.

Otro factor influyente es el espesor de la formación, en el caso que se trabaje con arenas delgadas, el área en la cual se aplique un proceso de inyección continua de vapor, es económicamente viable está limitado por las pérdidas de calor y puede ser determinada al igual que para las arenas gruesas (prueba y error), pero considerando además la presión del yacimiento y la tasa de inyección.

1.3. PROBLEMAS EN LA INYECCION DE VAPOR

La gran mayoría de campos petroleros con intercalaciones de arenas y lutitas se han desarrollado utilizando la inyección cíclica de vapor. Sin embargo, es bastante difícil recuperar el aceite pesado a lo largo de todas las secciones cañoneadas de un pozo por inyección de vapor convencional debido a la pobre conformidad de vapor a lo largo de la formación, que se deriva de la heterogeneidad del yacimiento, las propiedades del vapor y sólo esa parte del yacimiento cerca de la salida con mayor inyectividad de vapor está mejor calentada.

La estimulación con vapor ha sido un método muy eficaz, especialmente en los primeros ciclos que proporcionan una rápida rentabilidad del proceso. Sin

⁶ S. M. ALÍ, F. Practical Heavy Oil Recovery. Chapter 7. Steamflooding 2006.

embargo, la recuperación final por inyección cíclica de vapor a lo largo del tiempo es baja, por lo general se tiene un factor de recobro inferior al 20% lo que indica que aún hay gran cantidad de aceite por recuperar por lo que se puede pensar en la inyección continua de vapor como opción para aumentar el factor de recobro.⁷

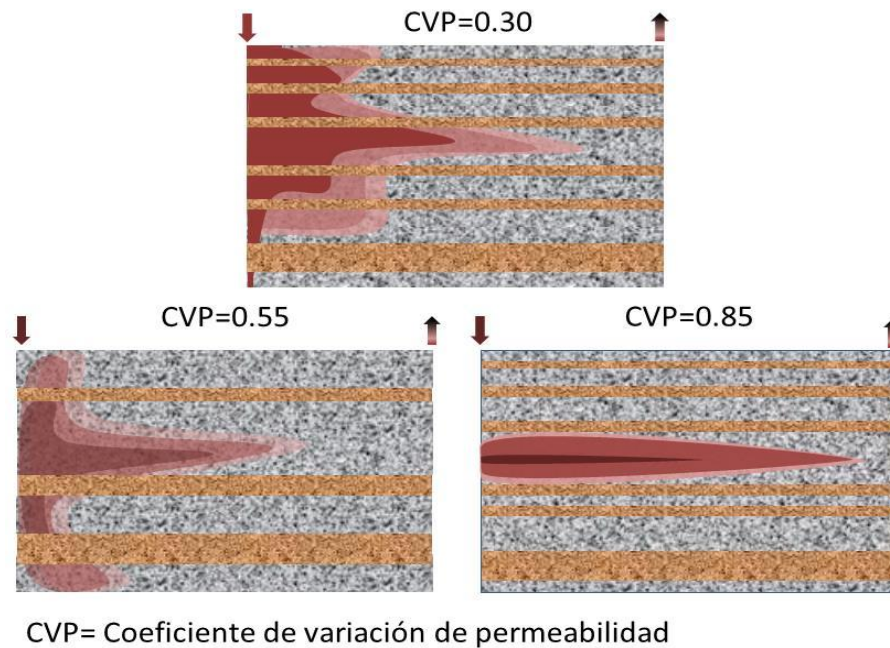
Sin embargo en un proceso de steamflooding no sólo influyen las condiciones geológicas del yacimiento en sí, sino también la técnica de producción con ciclos de vapor y las condiciones de desarrollo. En el caso de la variación de las condiciones del yacimiento ocurridos después de la inyección de vapor cíclica por mucho tiempo, como grandes diferencias de extensión vertical activada de la formación y la canalización del vapor, se ha reconocido a través de pilotos que estos factores pueden influir en gran medida en la inyección continua de vapor.⁵

1.3.1. Canalización del vapor

Con la presencia de intercalaciones de arcilla y la heterogeneidad vertical de la permeabilidad en las arenas se puede conducir a inyectividades de vapor diferentes de capa a capa o caminos de flujos preferenciales, de lo que resulta un avance de vapor temprano en la capa de permeabilidad más alta, afectando en gran medida la eficacia del proceso de steamflooding con la disminución de eficiencia de barrido y por lo tanto la recuperación de petróleo se reducirá evidentemente.⁵ La figura 3 muestra que cuanto más aumente el coeficiente de variación de permeabilidad más temprano y desigual es la ruptura del vapor.

⁷ ZHANG Z. He, R. REN H. Y. Pu, X. The Feasible Conditions Study of Steamflooding for Heavy Oil Reservoirs In China After Cyclic Steam Injection. SPE 30303.

Figura N° 3: Saturación de Vapor en el yacimiento a diferentes coeficientes de variación de permeabilidad.



Fuente: Modificado de ZHANG Z, He, R., REN H. Y. Pu, X. The Feasible Conditions Study of Steamflooding for Heavy Oil Reservoirs In China After Cyclic Steam Injection. SPE 30303.

Se analiza que el camino de canalización existente conduce a que pueda producirse una gran cantidad de vapor de agua y sólo se extraería el aceite cerca o de los alrededores de la ruta de canalización. Aunque aumenta la producción de líquidos en gran medida, la producción de petróleo disminuye bruscamente. Por lo tanto, es necesario tener medidas de control para la canalización del vapor con el fin de intensificar la capacidad de inyección de vapor en las formaciones con permeabilidades medias y bajas, contactando las zonas menos y/o no estimuladas.

1.3.2. Extensión vertical activa de la formación.

Activated Extent of Oil Formation (AEOF), significa la relación entre el espesor del intervalo de producción efectiva y el espesor del intervalo bruto puesto en producción. No cabe duda que la distribución del vapor es más severa en un

yacimiento estratificado, y limita la inyección de vapor en las zonas del yacimiento con baja permeabilidad.

A medida que disminuye la extensión vertical activa, la eficacia de la inyección de vapor es pobre y por ende la recuperación de petróleo disminuye, de hecho, AEOF indica el estado del barrido vertical del vapor inyectado. Según datos estadísticos en campos como Liaohe, la AEOF promedio del campo de crudo pesado es de sólo 47% y Xinjiang, el espesor de las capas principales que absorben vapor sólo representa el 40 % del espesor bruto de formación.⁸

1.4. INYECCION SELECTIVA DE VAPOR

Para el caso que se tengan intercalaciones de arcilla entre inyectores y productores con espesores y continuidades considerables la mejor opción para inyectar vapor es la inyección selectiva, la cual permite mejorar la distribución vertical del vapor y a su vez calentar eficientemente el yacimiento estratificado.

Como todo proceso, la inyección de vapor selectiva ha sido estudiada para determinar alternativas que permitan mejorar los resultados finales, es así como se presentan otras alternativas para usar selectivamente.

1.4.1. Espumas

Fluidos divergentes, han sido inyectados a este tipo de yacimientos para aumentar la eficiencia de barrido, ya sea por reducción de la movilidad del vapor o por bloqueo de su flujo a través de canales preferenciales.

⁸ ZHANG Z. He, R. REN H. Y. Pu, X. The Feasible Conditions Study of Steamflooding for Heavy Oil Reservoirs In China After Cyclic Steam Injection. SPE 30303.

1.4.2. Solventes

Mejora la relación de movilidad tanto del fluido que desplaza como el desplazado y la eficiencia en el barrido volumétrico, facilitan la producción de crudo reduciendo la viscosidad del aceite.

1.4.3. Gases Miscibles

Son agentes gaseosos no hidrocarburos tales como el nitrógeno y el dióxido de carbono. Mejoran la solubilidad del gas en el crudo, la reducción de la viscosidad del petróleo y disminución de la tensión interfacial.

Estas alternativas principalmente permiten mejorar la distribución del vapor en el yacimiento de una manera más uniforme mediante la restricción de la circulación del vapor a las zonas con mayor permeabilidad, disminución de la tensión interfacial y mejorando la relación de movilidad entre el vapor y el aceite y como consecuencia aumentan la producción de crudo.

1.5. INYECCIÓN SELECTIVA MECÁNICA DE VAPOR

Es una alternativa para mejorar la inyección de vapor en yacimientos estratificados donde comúnmente se presentan problemas en un proyecto de inyección de vapor debido a las heterogeneidades como la intercalación de arcillas, pobre continuidad lateral de las arenas, variación direccional de la permeabilidad y porosidad, en donde el empuje de vapor se hace presente en las zonas más favorables causando canalización y en consecuencia, no permiten que exista una distribución vertical de vapor uniforme, dejando zonas sin calentar; o en ciertos casos donde las zonas de interés contienen petróleo de diferentes viscosidades y se hace necesario inyectar a diferentes tasas el vapor.

El principal objetivo de la implementación de este sistema de inyección selectiva es aislar cada zona por medio de empaques térmicos y proveer a cada una por separado la tasa de inyección adecuada, permitiendo así que las zonas menos invadidas también sean contactadas.

Esta alternativa de recuperación térmica puede tener una configuración de inyección de vapor continua o cíclica, por lo tanto las etapas y principios que actúan son iguales que en estos métodos convencionales, la diferencia radica en que el vapor se distribuye en varios puntos de la sección del pozo, con el fin de aumentar el área calentada, incrementando la tasa de producción y la producción total. Para lograr buenos resultados de esta técnica se debe tener la plena identificación estratigráfica para cada pozo de inyección, teniendo claro las profundidades de las arenas, intervalos cañoneados y puntos de separación hidráulica entre las zonas de inyección. El proceso de inyección por zonas separadas incluye:

1.5.1 Inyección de vapor en una sola arena seleccionada.

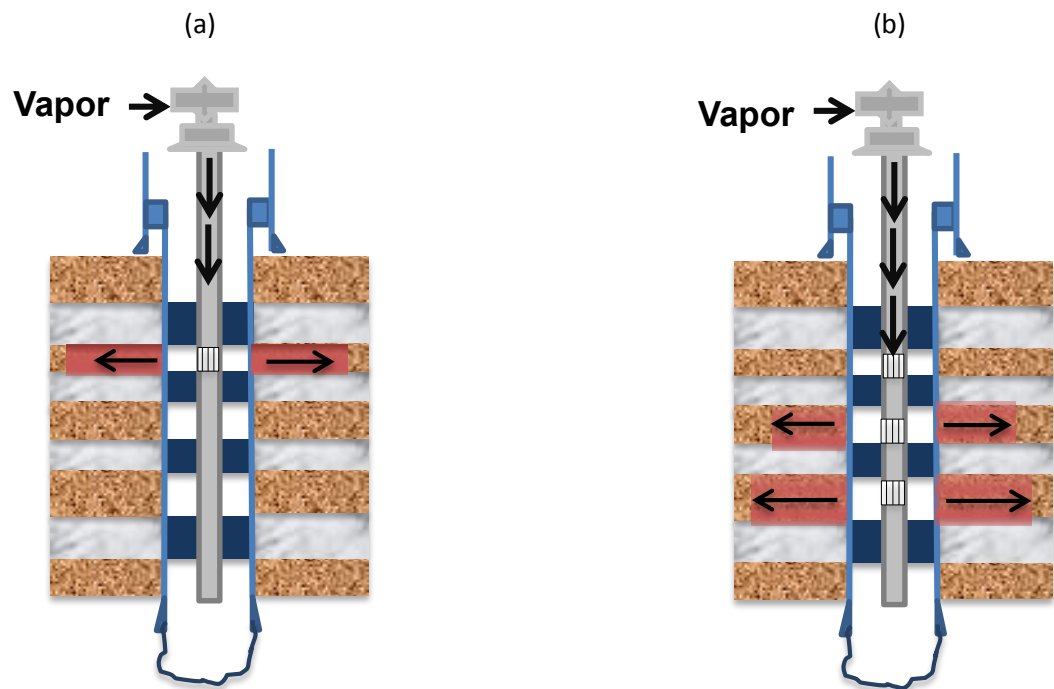
En este caso el espacio anular entre el tubo y el revestimiento está separado por un empaque térmico y la salida de vapor se fija en la zona seleccionada del yacimiento. Como resultado el vapor es inyectado en esta sección y solo el flujo de vapor cercano al empaque es inyectado a la zona del yacimiento bloqueada, es decir que se acondiciona el pozo para que aporte vapor a una sola arena específica. Figura 4 (a).

1.5.2 Inyección de vapor en multizonas.

De igual manera en el espacio anular entre el tubo y el revestimiento está separado por dos o más empaques térmico y las salidas de vapor se encuentran

en la secciones del pozo en el que se inyectar el vapor, primero se estimulan las zonas inferiores las cuales usualmente son las que se encuentran menos depletadas y por lo tanto las que oponen mayor resistencia al flujo, después una bola abre la manga de circulación, de manera que se aumenta la presión de inyección de vapor hasta que la válvula sensible a la presión en la sección bloqueada sea abierta. Figura 4 (b).

Figura N° 4: Inyección para una arena (a), inyección en multizonas (b)



En el proceso de inyección de vapor convencional el vapor puede fluir en el pozo libremente y penetrar a través del yacimiento, es decir, el vapor se distribuye de acuerdo a las condiciones del yacimiento, pero en la inyección selectiva mecánica la distribución del vapor se ajusta mediante la inyección en zonas separadas con un empaque térmico de tal manera que el vapor sólo podría fluir a través de la sección del yacimiento que se encuentra cerca del sello.

1.5.3. Ventajas.

La inyección selectiva es práctica y competitiva por esto presenta las siguientes ventajas con respecto a otras alternativas de mejoras de inyección de vapor.

- Este proceso permite que el sean inyectados en múltiples zonas a través de una sola sarta de inyección.
- Permite realizar inyección a diferentes caudales en las diferentes zonas, mitigando los problemas relacionados con la canalización al permitir una reducción de las tasas.
- Mejor distribución vertical del vapor: Tasas más altas en zonas menos contactadas por vapor.

Sin embargo, puede que el tapón o sello no soporte la presión diferencial durante la inyección, y por ende no estaría haciendo una inyección selectiva lo que incurriría en repetir el trabajo.

1.5.4. Yacimientos con aplicación de inyección selectiva mecánica.

Aunque en la literatura no se cita ampliamente la ejecución de proyectos con esta técnica, se conoce que China y Venezuela han sido los países donde se ha utilizado esta tecnología.

1.5.4.1 Campo Liahoe

El campo Liaohe es el yacimiento más grande de petróleo pesado en China, con una producción de crudo pesado anual de 8 millones de toneladas, principalmente adopta el patrón de producción CSS (Inyección cíclica de vapor). En la actualidad, la mayoría de los bloques de desarrollo CSS en el campo Liaohe, han entrado en

el período de producción tardía y expone gradualmente una serie de conflictos de desarrollo y problemas técnicos.⁹

El Bloque Du84 del área Shu1 de Liaohe, produce principalmente en la formación Xinglongtai. La Formación Xinglongtai de arriba a abajo se divide en seis grupos de formaciones desde Xing I a Xing VI, donde Xing I a Xing V son grupos de intercalaciones de arenas y lutitas, con un espesor delgado relativo, normalmente 3-5 m, el grupo Xing VI es una capa depósito con un espesor de normalmente más de 10 m. Las propiedades del yacimiento se muestran en la tabla N°4:

Tabla N° 4: Propiedades del yacimiento

PROPIEDAD	VALOR (SI)	VALOR
Porosidad promedio	31%	31%
Permeabilidad promedio	$1.826 \cdot 10^{-3} \mu\text{m}^2$	1.8 D
Densidad del crudo a 20°C	1.008g/cm^3	63 lb/ft ³
Viscosidad a 50°C	$14.6\text{-}30.2 \cdot 10^4 \text{ mPa.s}$	146000-302000 Cp

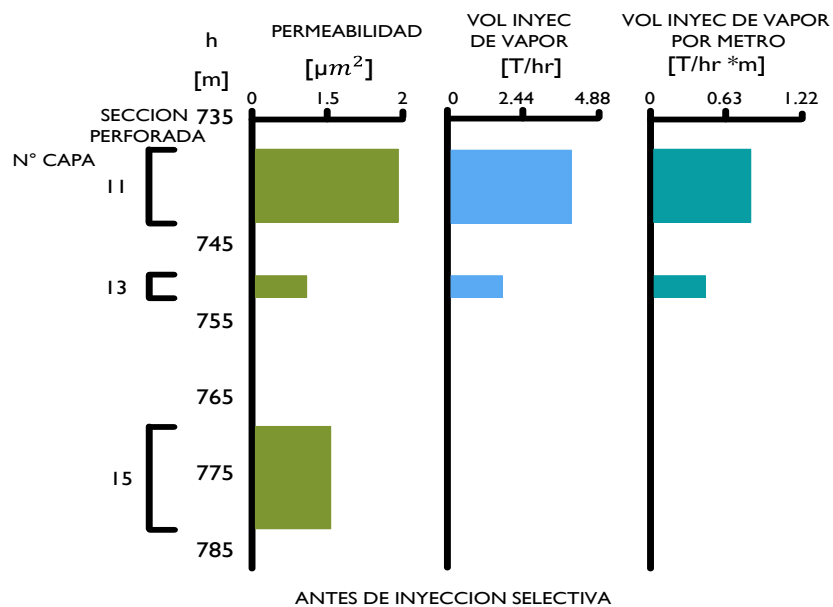
Fuente: Modificado de YUAN AIWU, Ma Hong, YANG XIANYONG, Zheng Xiaosong. Research into Steam Overlay Pattern and Countermeasures for Block Du84 in Liaohe Oilfield. SPE 130947.

En la actualidad, en el bloque Du84 ocurre el fenómeno visible de canalización de vapor después de varios ciclos de estimulación de vapor tiene una característica de desarrollo de tiempo de producción corto durante los ciclos, baja tasa de producción, baja tasa gas-aceite y una alta tasa de recuperación de agua. El yacimiento tiene una heterogeneidad interna y su alta permeabilidad afecta el

⁹ YUAN AIWU, Ma Hong, YANG XIANYONG, Zheng Xiaosong. Research into Steam Overlay Pattern and Countermeasures for Block Du84 in Liaohe Oilfield. SPE 130947.

grado de producción vertical, lo que hace que la producción de la formación solo sea del 58,9 % de la profundidad de perforación. Mientras tanto con el mayor número de ciclos de estimulación, el vapor se produce con frecuencia y el aceite se produce de forma desigual de las zonas de interés.

Figura N° 5: Perfil de Inyección antes de inyección selectiva de vapor.

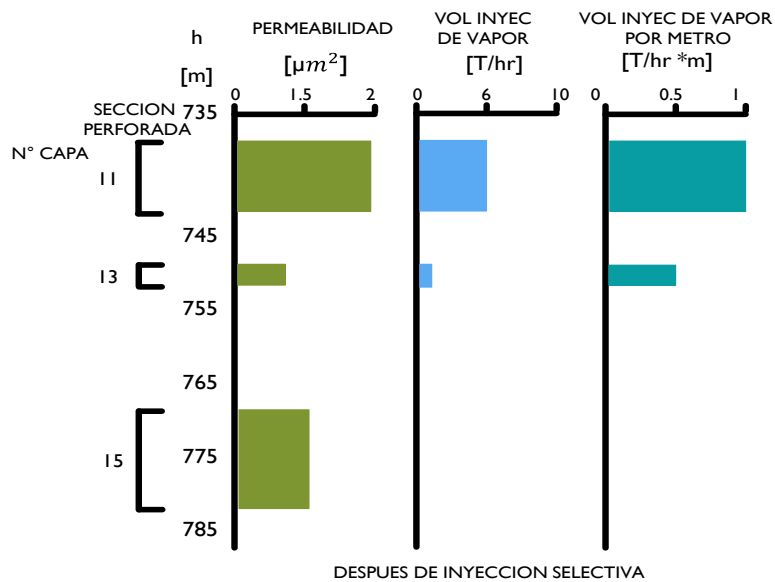


Fuente: Modificada de YUAN AIWU, Ma Hong, YANG XIANYONG, Zheng Xiaosong. Research into Steam Overlay Pattern and Countermeasures for Block Du84 in Liaohe Oilfield. SPE 130947.

Para el experimento en campo se tomamos el pozo Du84-49-65, donde se adopta la inyección selectiva de vapor durante el tercer ciclo de estimulación. Entonces, de acuerdo con el perfil de inyección de vapor durante la primera período (como se muestra en la Figura 5), el efecto que se produce es pobre durante el primero y segundo ciclo de inyección de vapor, las capas del grupo superior II, N°11 y N°13 muestran la inyección de vapor, mientras que la capa No.15 del grupo VI inferior no toma vapor.

Por lo tanto, el grado de producción vertical de la capa la zona perforada es gravemente desigual. De acuerdo con el perfil de inyección de vapor después de la implementación de la inyección separada durante el tercer ciclo de estimulación (como se muestra en la Figura 6), el volumen de inyección de vapor de la capa N°15 del grupo inferior VI aumento, el perfil de inyección de vapor se mejora, y el grado de producción de la zonas productoras es más uniforme. Además, la producción acumulada de petróleo es de 890.8 T durante el tercer ciclo, lo que es 2,7 veces la del segundo ciclo y el GOR aumenta de 0.21 a 0.26.

Figura N° 6. Perfil de Inyección después de inyección selectiva de vapor.



Fuente: Modificada de YUAN AIWU, Ma Hong, YANG XIANYONG, Zheng Xiaosong. Research into Steam Overlay Pattern and Countermeasures for Block Du84 in Liaohe Oilfield. SPE 130947.

La aplicación en campo indica que la inyección separada o selectiva puede disminuir la influencia de la canalización de vapor con eficiencia, mejorar el grado de producción vertical, expandir el volumen drenable de la sección de producción y elevar la producción periódica de petróleo de los pozos de petróleo. Adicionalmente se observó que la inyección separada o selectiva es generalmente preferible adaptarla a los pozos con menos de seis ciclos de estimulación.

1.5.4.2. Área Zuata

El área de Zuata es una de las cuatro áreas de la faja del Orinoco en Venezuela. En 1986 Maraven, la empresa operadora desea implementar un piloto de inyección cíclica de vapor en el campo. La producción de Zuata proviene de la formación Oficina la cual está dividida en seis zonas con intercalaciones de lutitas y un espesor promedio de 150-350 ft.

Tabla N° 5: Propiedades de yacimiento

Propiedad	Valor
Porosidad	30-34%
Permeabilidad	1-7 D
API	7-11°
Viscosidad	1000 Cp

Fuente: Modificado de BURKILL, Guy C.C. y RONDON, Luis A. Steam Stimulation Pilot Project in the Orinoco Belt, Zuata Area, Venezuela. SPE 21090.

Inicialmente se perforaron 7 pozos productores y 5 pozos observadores en una configuración Hexagonal. Se obtuvieron 200 BOPD de producción en frío con un corte de agua inferior a 5%. En los primeros 5 pozos se inyectó vapor en dos zonas separadas con 5000 toneladas de vapor con 80% de calidad en cada intervalo, las zonas fueron aisladas con empaques térmicos y la presión de inyección fue controlada para evitar fracturar la formación. En la etapa de producción del primer ciclo de estimulación fluyeron entre 1200 a 2000 BOPD y el corte de agua fue del 10%.¹⁰

¹⁰ BURKILL, Guy C.C. y RONDON, Luis A. Steam Stimulation Pilot Project in the Orinoco Belt, Zuata Area, Venezuela. SPE 21090

Dado que la implementación de la inyección selectiva de vapor en yacimientos estratificados de China y Venezuela muestra el alto potencial de esta técnica, este éxito constituye una motivación para el desarrollo de este estudio.

1.6. ESTRATEGIAS PARA LA INYECCION SELECTIVA MECANICA DE VAPOR

La cuenca del valle medio del Magdalena constituye una fuente de reservas de crudo pesado en nuestro país, estos yacimientos estratificados han sido desarrollados bajo el proceso de inyección cíclica de vapor, sin embargo este método de recobro térmico se encuentra en su etapa intermedia y tardía donde la relación vapor aceite (SOR) ha aumentado considerablemente y no se encuentra dentro de su rango económico. A lo largo de los ciclos de estimulación las condiciones del yacimiento varían, principalmente debido a la canalización del vapor que como consecuencia genera el drenaje de las arenas con alta permeabilidad quedando una alta saturación de aceite por recuperar en las zonas de medias y bajas permeabilidades.

El objetivo del presente estudio mediante la inyección selectiva de vapor mecánica en una configuración de inyección continua es volver a los yacimientos estratificados de crudo pesado más atractivos económicamente, al lograr controlar o mitigar la canalización del vapor, mejorando el barrido vertical del vapor en toda la zona al poder contactar todas las arenas con una tasa de inyección acorde a sus condiciones. Por lo tanto es necesario evaluar las siguientes estrategias que permiten determinar las zonas más favorables con la opción de mayor posibilidad de éxito técnico:

- Inyección en las capas con mayor y menor permeabilidad, para establecer la capacidad de inyección-producción de cada arena, ya que el espesor y la saturación de aceite remanente pueden ser más favorables en las zonas de

baja permeabilidad y por ende hace que estas sean las más atractivas económicamente.

- Inyección a tasas moderadas en las capas de mayor permeabilidad, permite regular la facilidad del flujo del vapor evitando tiempo de rupturas muy rápidas.
- Inyección a tasas altas en las capas de menor permeabilidad, permite que el avance del vapor a través de las zonas inyectadas sea efectivo, es decir que se produzca una estimulación de acuerdo al proceso implementado. Así se corrigen las falencias de la técnica donde se dejaban arenas sin ser estimuladas o donde el avance del vapor era muy pobre debido a la cantidad de flujo inyectado que recibían.

Las estrategias planteadas para evaluar la factibilidad de implementación de inyección selectiva representan un reto y a la vez una oportunidad para aquellos yacimientos estratificados que se han desarrollado con los proceso de inyección de vapor y que ya no son económicamente rentables.

2. CONSTRUCCION DE LOS MODELOS CONCEPTUALES DE YACIMIENTOS

La simulación numérica es una de las herramientas de la ingeniería de petróleos más usada actualmente, en el que se combinan conocimientos de diferentes áreas tales como los métodos numéricos, geología, petrofísica, yacimientos, producción entre otras. El principal objetivo de la simulación es predecir el comportamiento de los yacimientos y a su vez evaluar procesos de recobro mejorado previo a su implementación en campo logrando tener una descripción detallada de la variación de las propiedades del yacimiento, las variables involucradas en el proceso y la evaluación de diferentes escenarios de producción.

Para evaluar la inyección de vapor continua selectiva en un yacimiento estratificado de crudo pesado, se utilizó el simulador térmico STARS (Steam Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator) de la compañía CMG (Computer Modeling Group Ltd).

2.1. DESCRIPCION DEL YACIMIENTO

Los modelos de simulación fueron construidos teniendo en cuenta las propiedades promedio de un yacimiento típico de la cuenca del Valle Medio del Magdalena, donde 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.¹¹

¹¹ URIBE HIDALGO, Carlos. Evaluación técnico-financiera de un proceso de inyección cíclica de vapor usando pozos horizontales. Uis. 2012.

El yacimiento cuenta con dos grupos de arenas productoras separadas entre ellas por una formación de arcilla, las arenas Superiores o arenas A que se ubica a una profundidad entre 1400 y 1800 pies y las arenas inferiores o arenas B que se ubican en el intervalo de 1920 a 2050 pies, cada grupo se compone por cinco cuerpos de arenas con intercalaciones de arcilla.

2.2. MODELO CONCEPTUAL DE SIMULACIÓN

Un modelo conceptual de simulación es un modelo simplificado en comparación con un modelo de campo entero, difiere principalmente del tamaño del modelo y la configuración estructural; conservado las principales características geológicas, petrofísicas y de los fluidos del yacimiento en estudio¹², con el fin de que los resultados obtenidos puedan ser analizados correctamente y tomar las mejores decisiones técnicas y/o económicas para el desarrollo del yacimiento.

En el presente trabajo se desarrollan dos modelos de simulación, un modelo homogéneo y un modelo heterogéneo, conformados por un patrón de inyección con un área de 10 acres. Los cuales se usan para comparar el comportamiento de la inyección de vapor. Para la construcción de dichos modelos es necesario determinar las dimensiones del grid de simulación y conocer las propiedades de la roca y de los fluidos.

2.2.1. 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, así como ingresar datos

¹² PINTO CARVAJAL, Jhon. Desarrollo de una Metodología para la Implementación de la Administración de energía en Procesos de Inyección Continua de Vapor a través de la Simulación Numérica de Yacimientos y Métodos Analíticos. Uis. 2013.

iniciales del yacimiento como profundidad, espesor, presión del yacimiento, entre otros, y datos de la roca como compresibilidad y propiedades térmicas.

El tipo de enmallado presente en un modelo de simulación numérica puede ser cartesiano o cilíndrico según el proceso que se quiera representar.

2.2.1.1. Cilíndrico

Apropiado para el área de afectación cercana a la cara del pozo, ya que allí se presenta un flujo tipo radial.

2.2.1.2. Cartesiano

Representación del flujo que comprende una región de afectación más allá de la cercanía de pozo esto debido a que en estas zonas el flujo puede ser considerado lineal, en esta categoría está la inyección continua de vapor.

Para este caso los modelos se hicieron con un enmallado cartesiano, el cual nos permite modelar el flujo lineal de los fluidos, con un tamaño total de 10 acres. En la tabla N°6 se muestra la discretización o el número de celdas en el que es dividido cada modelo en su correspondiente dirección.

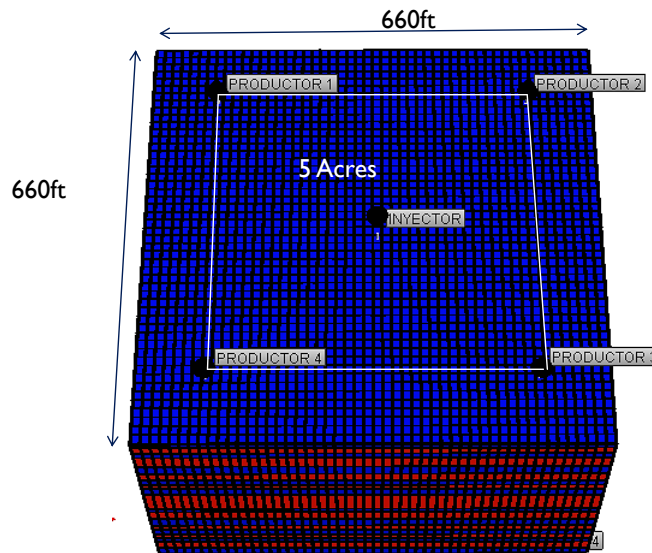
Tabla N° 6: Dimensiones del enmallado de Simulación.

PROPIEDAD	VALOR
Divisiones en i	50
Divisiones en j	50
Divisiones en k	19

Las 19 capas en dirección k se dividen en, 10 arenas productoras con espesores entre 10 y 25 pies y 9 capas de arcillas con espesores entre 12 y 50 pies de espesor, con lo cual se tiene un espesor neto productor de 180 pies y un espesor

bruto de 400 pies. La figura N°7 muestra el modelo de simulación, del cual cinco acres son ocupados por el patrón de pozos.

Figura N° 7: Modelo de simulación.



Fuente: Computer Modeling Group (CMG). Builder. Editada por los autores.

Para llevar a cabo el proceso, modelando el comportamiento típico de este yacimiento es necesario conocer las condiciones iniciales, las cuales hacen referencia a las propiedades del yacimiento en el momento de su descubrimiento y que a continuación se presentan en la tabla N°7.

Tabla N° 7: Condiciones Iniciales.

PROPIEDAD	VALOR
Temperatura	105 °F
Presión @1600ft	890 psi
Saturación de aceite	80%
Saturación de agua	20%

Fuente: MATEUS TARAZONA, Yessica del Carmen. Evaluación técnica y económica del uso de vapor para acelerar el factor de recobro en yacimientos estratificados de crudo pesado. Uis. 2011

2.2.2. Propiedades de la Roca.

Las propiedades petrofísicas de la roca juegan un papel muy importante en el desempeño del yacimiento, dentro de estas se encuentran; capacidad de almacenamiento de los fluidos, la capacidad del medio poroso para permitir el flujo de los fluidos almacenados entre otros, a continuación se muestra las propiedades de las arenas productoras para el modelo heterogéneo.

Tabla N° 8: Propiedades Petrofísicas modelo heterogéneo.

PROPIEDAD	ARENAS A	ARENAS B
Permeabilidad horizontal promedio. (Kh)	1080 md	780 md
Permeabilidad vertical	0.3 Kh	0.3 Kh
Porosidad	29%	28%
Profundidad tope	1600 ft	

Fuente: Modificada de GONZALES BARRIOS, Andres y PINILLA TORRES, Jaime. Evaluación de procesos de inyección continua de vapor en yacimientos estratificados mediante el análisis de la eficiencia térmica: aplicación campo Teca. Uis. 2009.

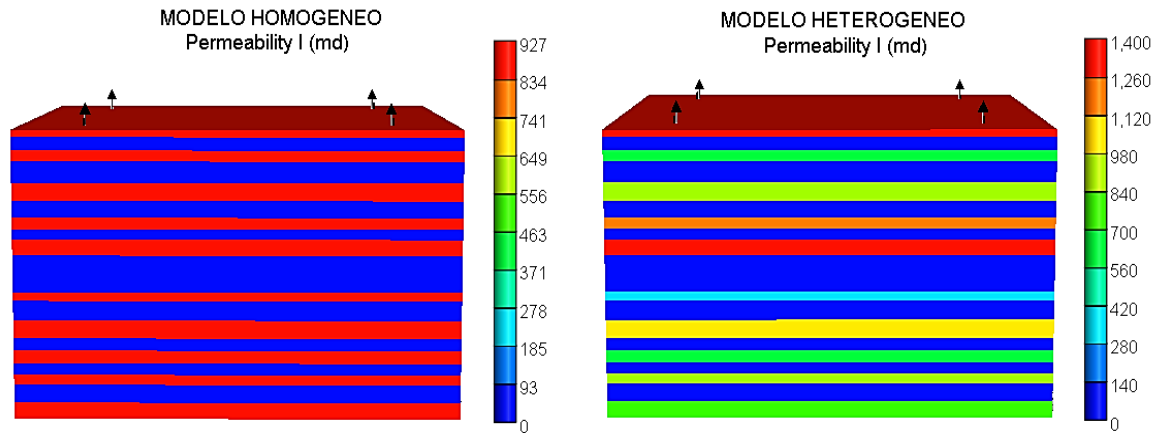
Para el modelo homogéneo, la permeabilidad horizontal está definida como la permeabilidad promedio de las arenas A y B, adicionalmente como se desea comparar los dos modelos, se debe garantizar que estos contengan el mismo OOIP razón por la cual cada grupo de arenas productoras tienen la misma porosidad del modelo heterogéneo.

Tabla N° 9: Propiedades Petrofísicas modelo homogéneo.

PROPIEDAD	ARENAS A	ARENAS B
Permeabilidad horizontal promedio. (Kh)	926.64 md	
Permeabilidad vertical	0.3 Kh	
Porosidad	29%	28%
Profundidad tope	1600 ft	

A continuación, en la siguiente figura se observan las permeabilidades horizontales para cada modelo.

Figura N° 8: Permeabilidades horizontales para los modelos conceptuales



Fuente: Computer Modeling Group (CMG). Builder. Editada por los autores.

La caracterización térmica de las formaciones es muy significativo para observar el comportamiento de los procesos de recobro térmico en yacimientos estratificados, ya que permite ajustar el desempeño térmico del proceso a condiciones más reales, por lo tanto se hace necesario usar dos tipos de rocas térmicas, la primera que modela las formaciones de arena y la segunda que modela las capas de arcilla las cuales tienen carácter de ladronas de calor, es decir disminuyen la cantidad de calor que permanece en las formaciones productoras. Estas propiedades se pueden observar en la tabla N°10.

Tabla N° 10: Propiedades Térmicas de las rocas.

PROPIEDAD	ARENAS	ARCILLAS
Compresibilidad	5E-4 1/psi	34.67E-6 1/psi
Conductividad térmica	24 BTU/(°F*día*ft)	30BTU/(°F*día*ft)
Capacidad calórica	30 BTU/(°F*ft3)	40 BTU/(°F*ft3)
Conductividad Térmica del Petróleo	2 BTU/(°F*día*ft)	0
Conductividad Térmica del gas	1.2 BTU/(°F*día*ft)	0
Conductividad Térmica del Agua	8.6 BTU/(°F*día*ft)	0

Fuente: PINTO CARVAJAL, Jhon. Desarrollo de una Metodología para la implementación de la administración de energía en procesos de inyección continua de vapor a través de la simulación numérica de yacimientos y métodos analíticos. Uis. 2013.

2.2.3. 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 juegan un papel muy importante en la selección y el esquema de desarrollo de cualquier proceso de recobro mejorado.

Para representar el modelo de fluidos es necesario contar con pruebas PVT, en este caso debido a que no se contaban con dichas pruebas fue necesario elaborar un PVT sintético, lo cual se construye mediante correlaciones numéricas basadas en la propiedades de la tabla N°11 y que fueron suministrados a la plataforma del simulador IMEX de la compañía CMG, donde posteriormente se exportaron al simulador STARS de la compañía CMG.

Tabla N° 11: Propiedades del Fluido

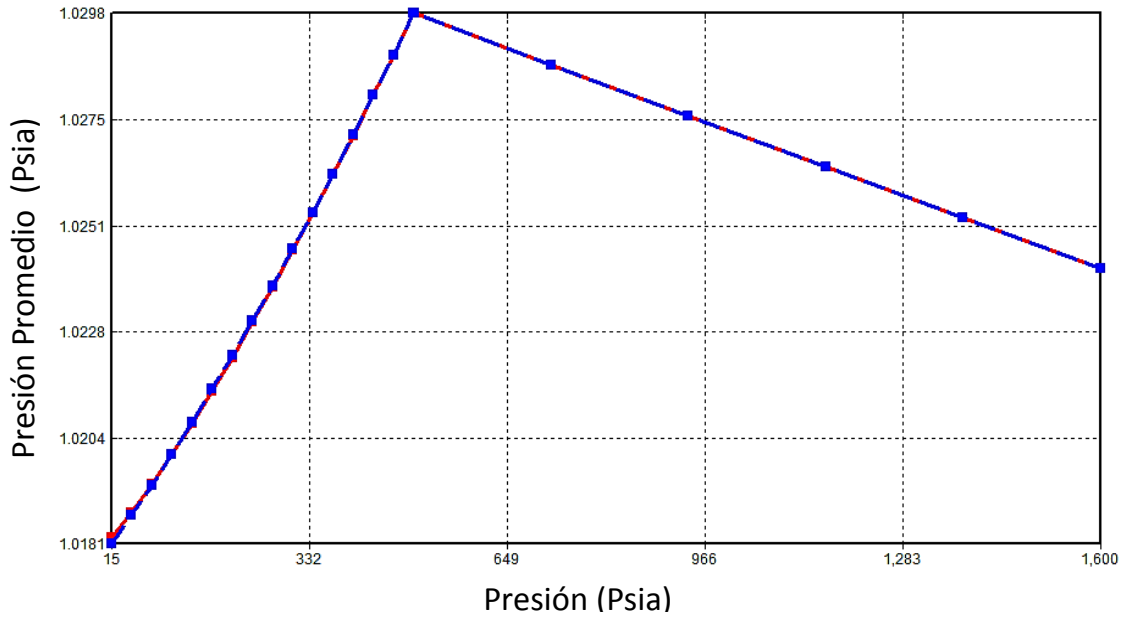
PROPIEDAD	VALOR
Temperatura	105°F
Presión de Burbuja	500 psi
°API	12
Gravedad Especifica del gas	0.6
Compresibilidad del crudo Subsaturado	5E-6 1/psi
Viscosidad del crudo muerto a 105°F	4030 cp

Fuente: Modificada de PINTO CARVAJAL, Jhon. Desarrollo de una Metodología para la implementación de la administración de energía en procesos de inyección continua de vapor a través de la simulación numérica de yacimientos y métodos analíticos. Uis. 2013.

En las figuras N°9 y 10, se observa el comportamiento del factor volumétrico de formación, del gas en solución (Rs) en función de la presión, donde se puede observar que dicho comportamiento es típico para crudo pesado.

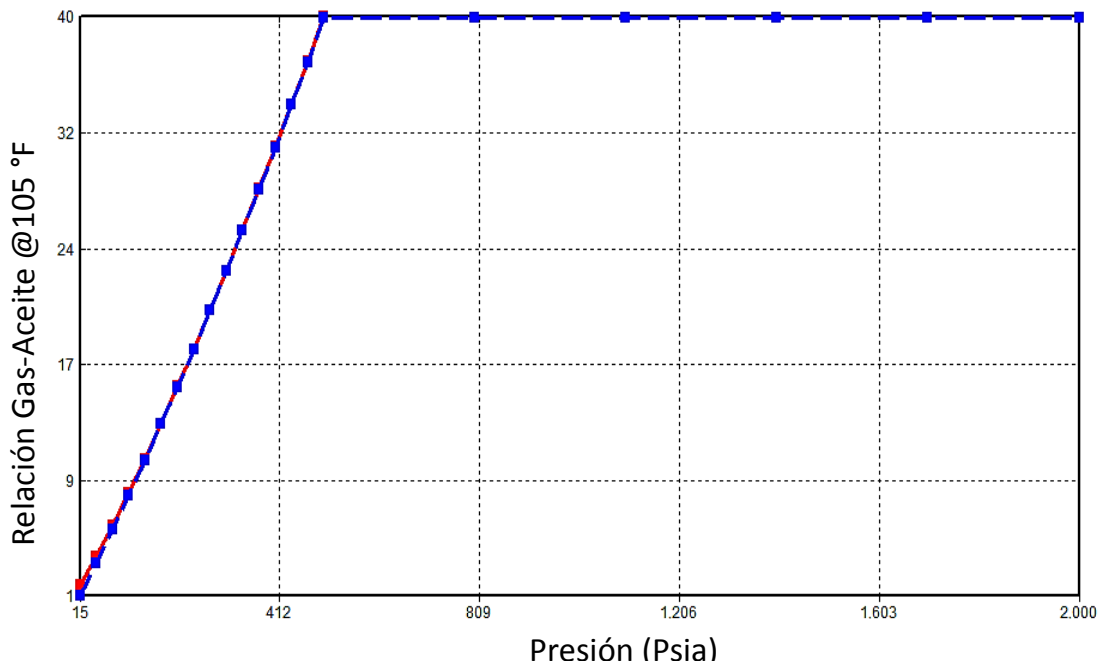
Otra propiedad muy importante es la viscosidad del fluido en yacimiento, la cual es una propiedad que en crudos pesados se ve afectada severamente por cambios como la temperatura. En la figura N°11 y 12 se puede observar su comportamiento y evidenciar una viscosidad a condiciones de yacimiento de 1800 cP.

Figura N° 9: Factor Volumétrico de Formación vs Presión.



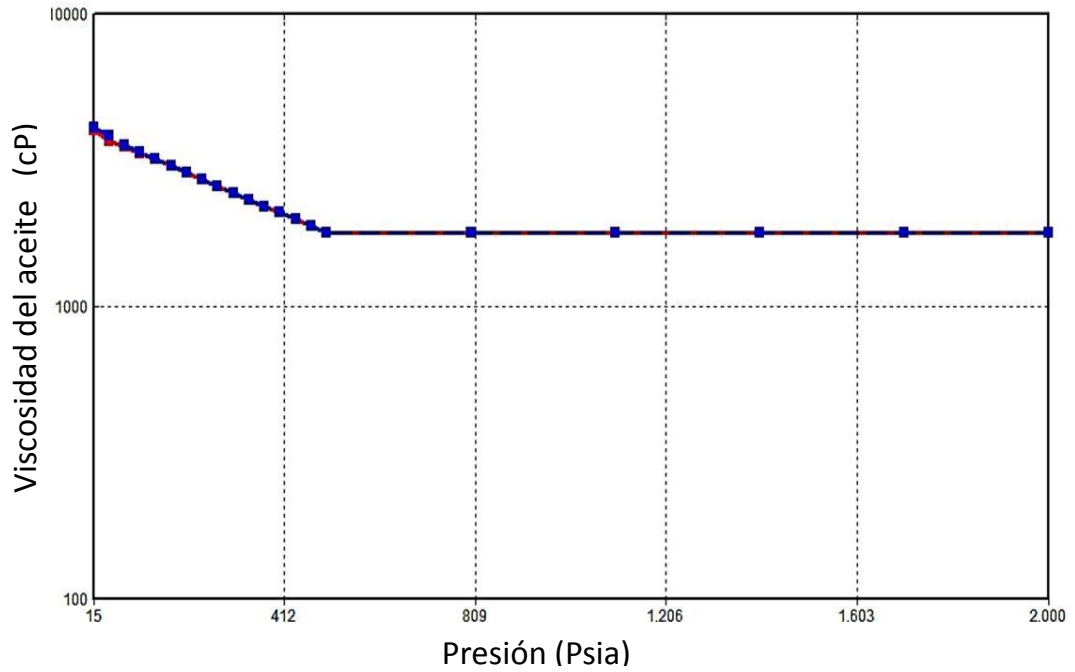
Fuente: Computer Modeling Group (CMG). Builder. Editada por los autores.

Figura N° 10: Gas en Solución vs Presión.



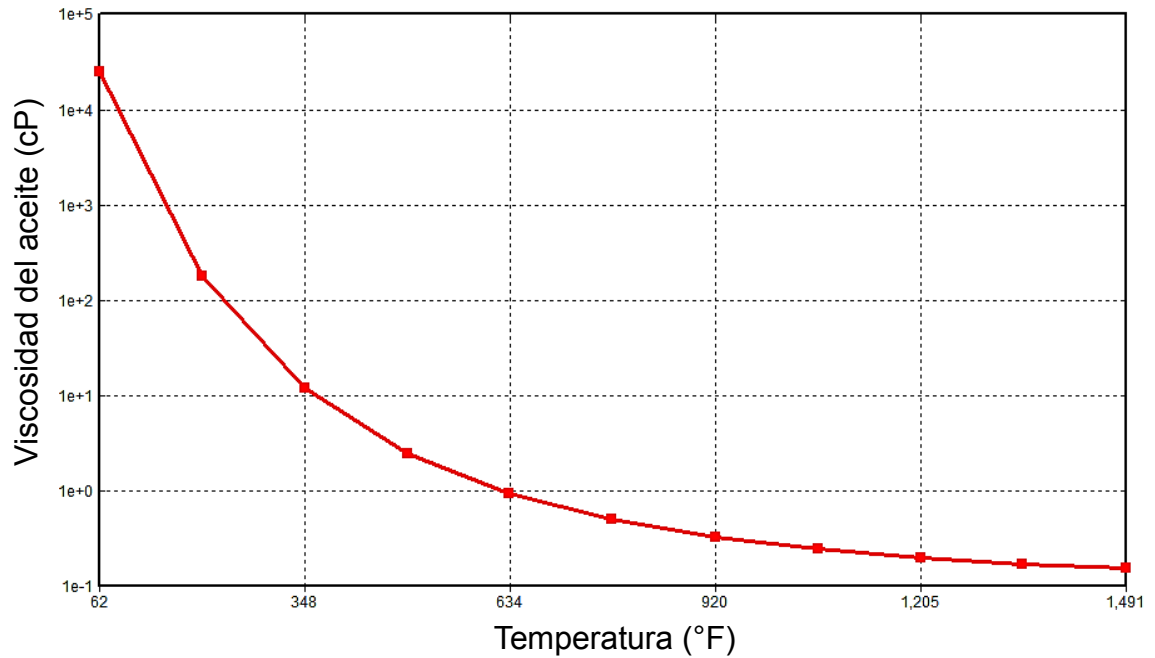
Fuente: Computer Modeling Group (CMG). Builder. Editada por los autores.

Figura N° 11: Viscosidad vs Presión.



Fuente: Computer Modeling Group (CMG). Builder. Editada por los autores.

Figura N° 12: Viscosidad vs Temperatura.



Fuente: Computer Modeling Group (CMG). Builder. Editada por los autores.

2.2.4. Interacción Roca Fluido.

Las propiedades de la interacción roca fluido, proporcionan una idea del movimiento de los fluidos en el yacimiento de acuerdo a su saturación, estos datos son la base de modelos numéricos para la predicción de desempeño de cualquier proceso de recobro mejorado, entre las propiedades más importantes encontramos las curvas de permeabilidad relativa.

Debido a que no se contó con estudios petrofísicos, se construyeron las curvas de permeabilidad relativa basados en los puntos finales o End Points de las mismas, los cuales se muestran en la tabla N°12.

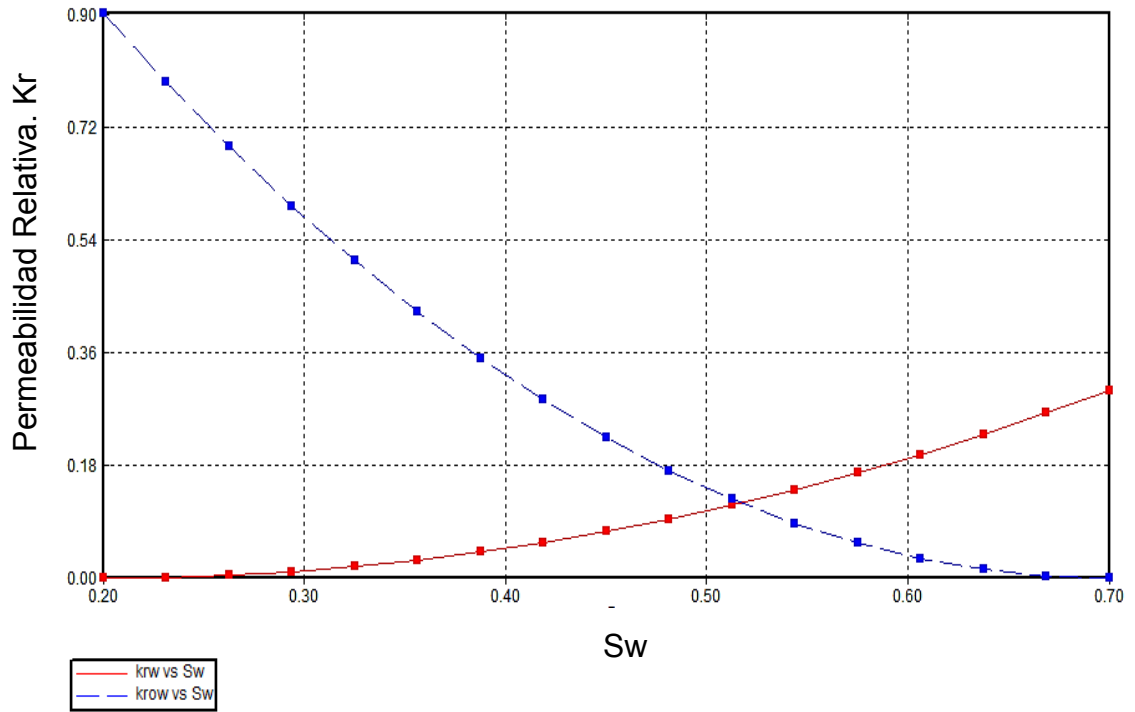
Tabla N° 12: Puntos finales curvas de permeabilidad relativa.

END POINT	VALOR
Saturación de agua connata (SWCON)	0.2
Saturación de agua Critica (SWCRIT)	0.2
Saturación de aceite irreducible al agua (SOIRW)	0.3
Saturación de aceite residual al agua (SORW)	0.3
Saturación de aceite irreducible al gas (SOIRG)	0.3
Saturación de aceite residual al gas (SORG)	0.3
Saturación de gas Connata (SGCON)	0
Saturación de gas critica (SGCRIT)	0.05
Permeabilidad Relativa del agua @ SORW (KRWIRO)	0.3
Permeabilidad Relativa del aceite @ SWCON (KROCW)	0.9

Fuente: Modificado de PINTO CARVAJAL, Jhon. Desarrollo de una Metodología para la implementación de la administración de energía en procesos de inyección continua de vapor a través de la simulación numérica de yacimientos y métodos analíticos. Uis. 2013.

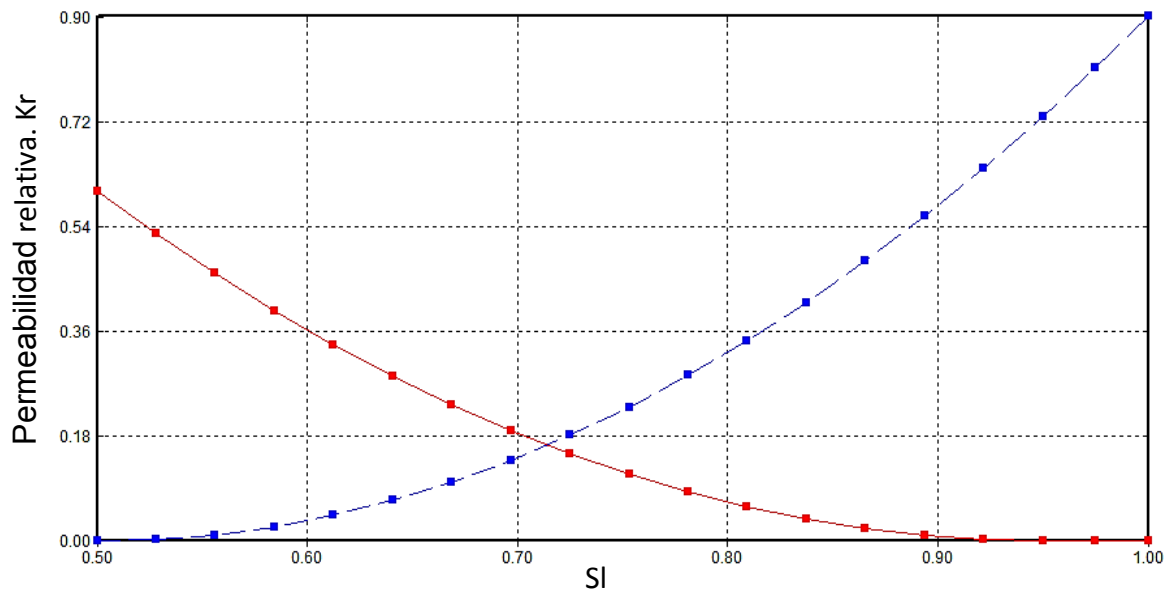
La figura N°13 muestra la curva de permeabilidad relativa del agua y del aceite en función de la saturación de agua, se puede deducir que el yacimiento esta mojado por agua, lo cual beneficia la producción de aceite.

Figura N° 13 : Curva de permeabilidad relativa aceite-agua.



Fuente: Computer Modeling Group (CMG). Builder. Editada por los autores.

Figura N° 14: Curva de permeabilidad relativa liquido-agua.

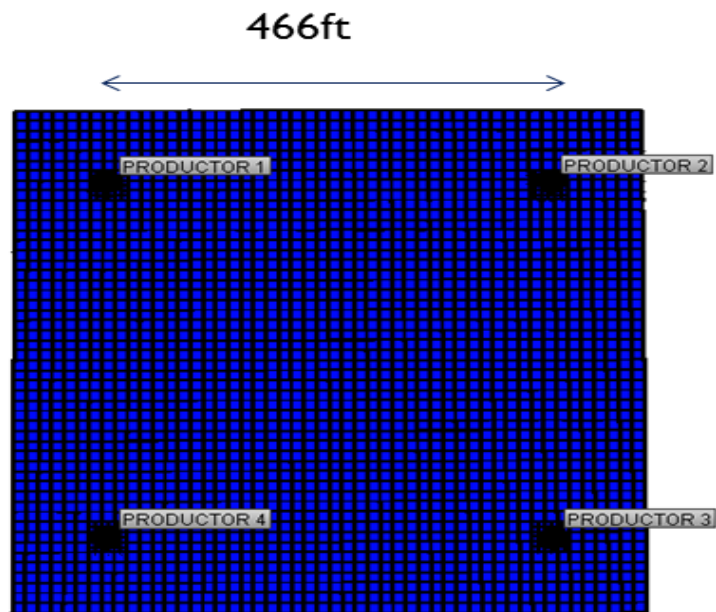


Fuente: Computer Modeling Group (CMG). Builder. Editada por los autores.

2.2.5. Configuración de Pozos.

Para el modelo se utiliza un patrón de cinco puntos invertido en la etapa de inyección selectiva continua de vapor, aunque en la etapa de producción en frío y de estimulación cíclica de vapor se utilizan solo los pozos de las esquinas del patrón para la producción del fluido. Como se muestra en la figura N°15 cada pozo se encuentra espaciado 466 pies entre sí, es decir un área de 5 acres.

Figura N° 15: Pozos productores.



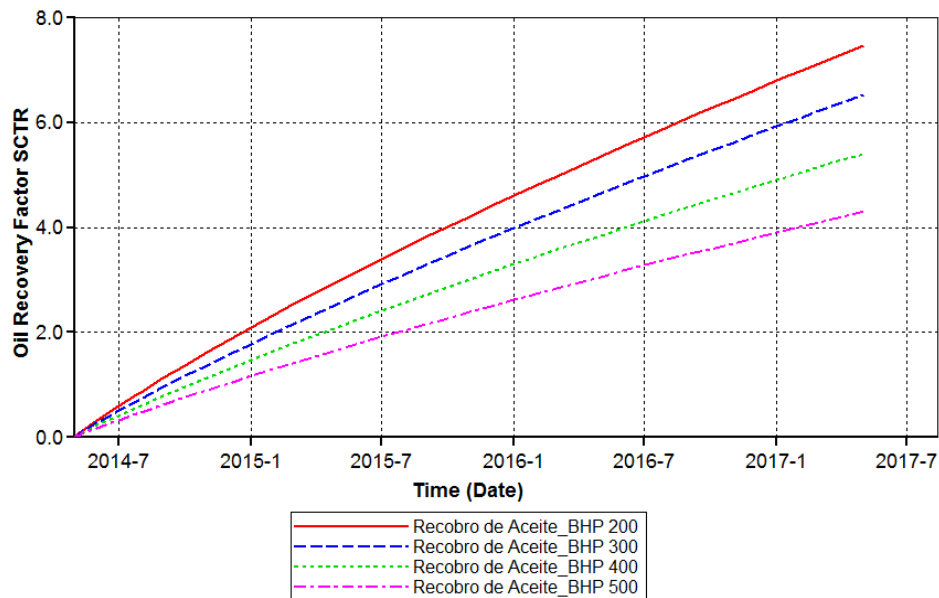
Fuente: Computer Modeling Group (CMG). Builder. Editada por los autores.

2.3. RESULTADOS DE PRODUCCION EN FRIO.

Generalmente en yacimientos de crudo pesado con movilidad antes de implementar un proceso de recobro mejorado como la inyección de vapor, el yacimiento es sometido a una producción en frío. Con el objetivo de representar adecuadamente el esquema de explotación de este tipo de yacimientos en el modelo de simulación es necesario tomar un tiempo para la extracción en frío, para este caso se tomó una base de tiempo de tres años, variando las presiones

de fondo en los pozos, por lo cual se obtuvieron diferentes escenarios de producción. Como se muestra en la figura N°16. La mayor recuperación de aceite se obtiene con una presión de fondo fluyendo (BHP) de 200 psi con un valor de 7.46%.

Figura N° 16: Factor de recobro para diferentes presiones de fondo fluyendo

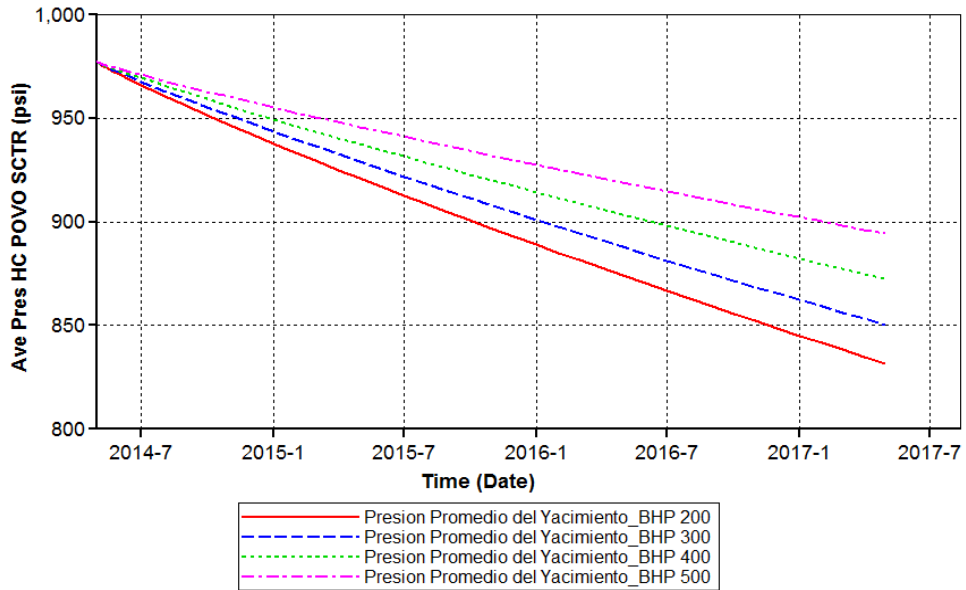


Fuente: Computer Modeling Group (CMG). Builder. Editada por los autores.

Adicionalmente, se observó que la presión promedio del yacimiento no era inferior a la presión de burbuja al final de los tres años de explotación con un valor de 831 psi (Figura N°17), razón por la cual se concluye en implementar una BHP de 200 psi.

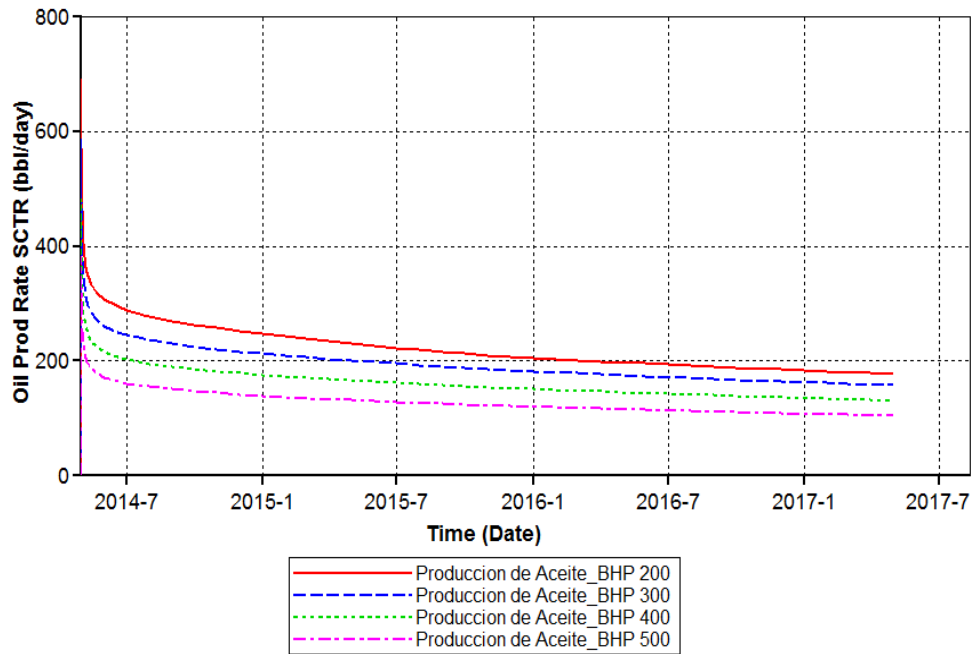
La tasa de producción de aceite para la presión de fondo de 200 psi la cual se puede observar en la figura N°18, al cabo de los 3 años de producción en frío es de 177 bbl/d para el patrón, es decir que para cada pozo es de 44 bbl/d lo cual son caudales muy comunes en este tipo de yacimientos.

Figura N° 17: Presión promedio del yacimiento.



Fuente: Computer Modeling Group (CMG). Builder. Editada por los autores.

Figura N° 18: Tasas de producción de aceite para diferentes presiones de fondo fluyendo.



Fuente: Computer Modeling Group (CMG). Builder. Editada por los autores.

2.4 AJUSTE DEL PROCESO DE ESTIMULACIÓN CÍCLICA DE VAPOR

Generalmente en yacimientos de crudo pesado con altas viscosidades se implementa la inyección continua de vapor precedida de la inyección cíclica con el fin de aprovechar el efecto del calentamiento del yacimiento, aumentando la movilidad del crudo para que la respuesta del yacimiento al efectuar el desplazamiento con vapor sea la mejor.

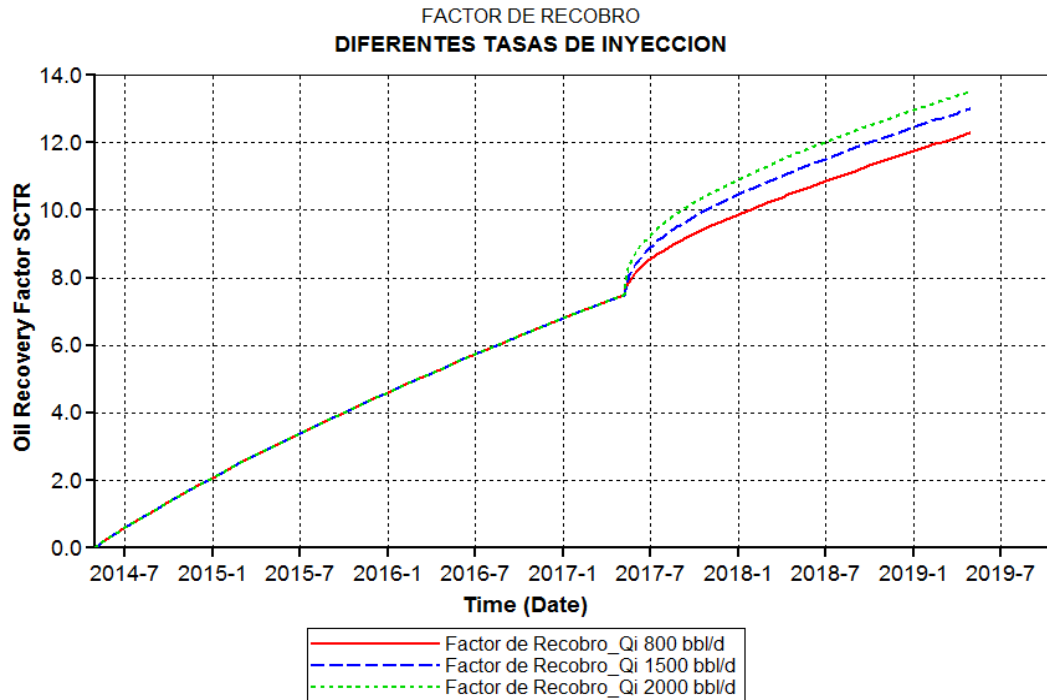
Por esto, una vez seleccionada la presión de fondo fluyendo de 200 psi para la producción en frío, se procede a determinar el número de ciclos de estimulación a partir del cual es recomendable iniciar el proceso de inyección continua obteniendo buenos resultados. Por lo tanto inicialmente, se analizó el comportamiento del yacimiento con un solo ciclo de estimulación bajo las siguientes condiciones operacionales.

Tabla N° 13: Condiciones operacionales para inyección cíclica.

PARAMETRO	VALOR
Tiempo de Inyección	6 días
Tiempo de Remojo	1 días
Tiempo de Producción	2 años (730 días)
Presión de Inyección	1226 psi
Temperatura	570 °F
Calidad	0.65

Adicionalmente se evaluaron diferentes tasas de inyección de vapor bajo el mismo esquema operacional. Las tasas evaluadas fueron 800, 1500 y 2000 [BWE/d] respectivamente. De la figura N°19 se observa el comportamiento de los escenarios de inyección en términos de su factor de recobro, de lo cual se obtuvieron factores de recobro del 12.29%, 13.01% y 13.52% para cada caudal de inyección respectivamente.

Figura N° 19: Factor de recobro para diferentes tasa de inyección.

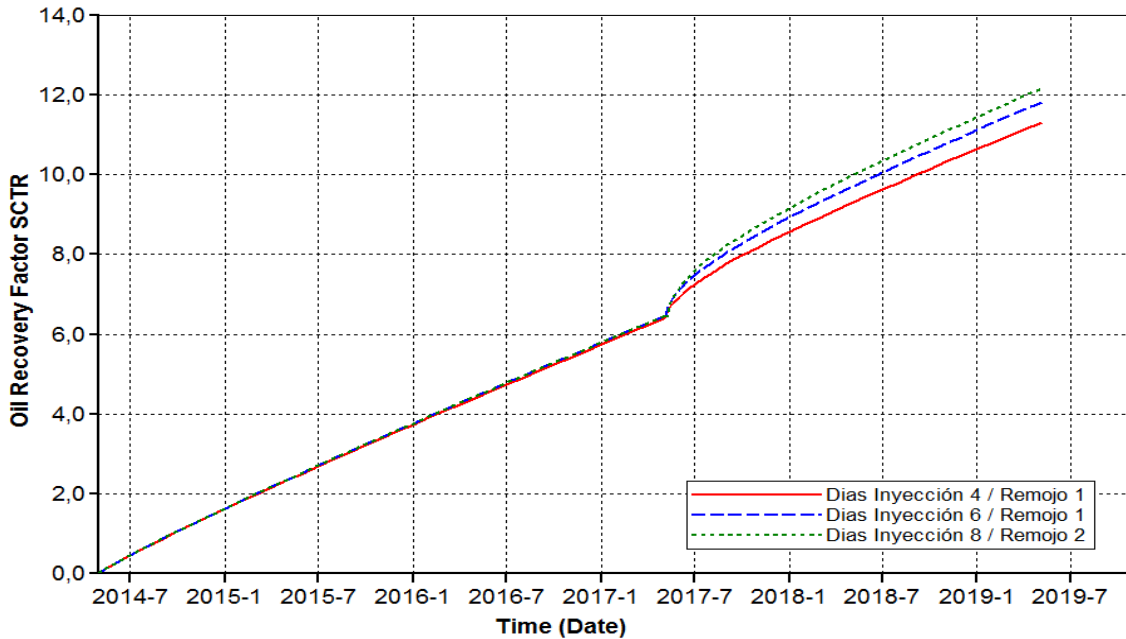


Fuente: Computer Modeling Group (CMG). Advanced Processes Reservoir Simulator.

Al analizar las diferentes posibilidades de inyección, se determina la conveniencia utilizar la tasa de 800 [BWE/d], debido que al leve aumento de la recuperación de crudo de la tasa de inyección más baja a la tasa de inyección más alta que es del 1% no presenta los costos operacionales de generar el vapor para estas tasas.

Una vez establecida la tasa de inyección adecuada para la estimulación cíclica fue necesario realizar un análisis a los días de inyección, este fue ejecutado para 4, 6 y 8 días respectivamente, en la Fig. 20 se representa el comportamiento del factor de recobro para cada uno de los casos donde se puede evidenciar que para los 6 días se tiene un desempeño favorable comparado con los otros dos casos tanto en recuperación de crudo, calentamiento del yacimiento e importancia económica del proceso; por lo que se decide trabajar con este.

Figura N° 20: Factor Recobro Vs Tiempo para diferentes días de inyección



Fuente: Computer Modeling Group (CMG). Advanced Processes Reservoir Simulator.

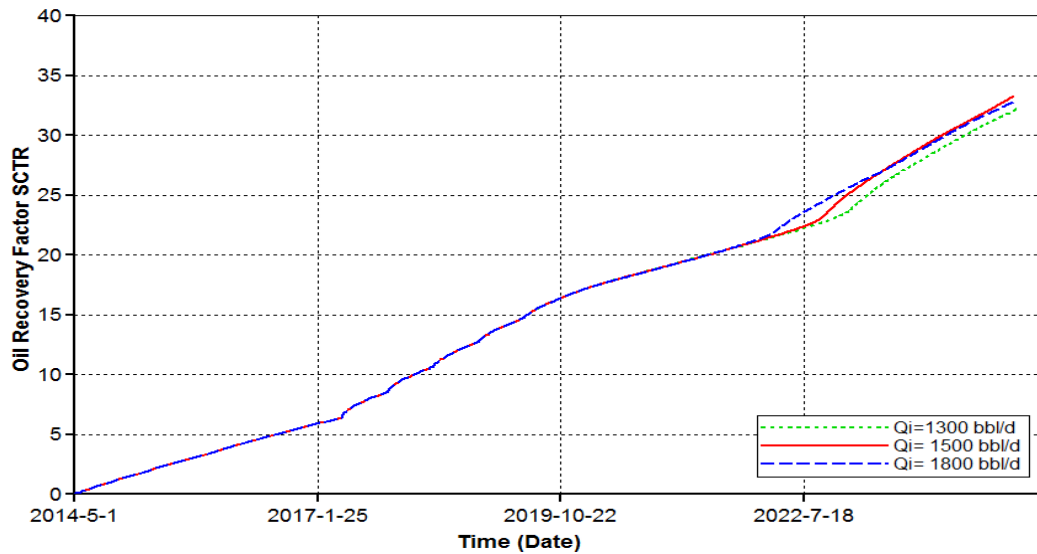
Definidos la tasa de inyección y los días de duración de cada una de las etapas de la estimulación cíclica se ejecutó un análisis sobre el número de ciclos; para ello se realizaron simulaciones con 3, 4 y 5 ciclos en conjunto con un proceso de inyección continua de vapor con una duración de 5 años. De lo cual para los 5 ciclos de estimulación se obtiene el menor tiempo de respuesta de la inyección continua con 1604 días.

2.5. AJUSTE DEL PROCESO DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR

Luego de determinar las condiciones de la estimulación cíclica de vapor, se efectuó un estudio de sensibilidad con el propósito de encontrar la tasa de inyección adecuada en la inyección continua de vapor. Como se muestra en la figura 21, el caudal de inyección se varió para valores de 1300, 1500 y 1800 [BWE/d], de acuerdo al factor de recobro, la tasa de 1800 [BWE/d] tenía un

comportamiento similar al caudal de 1500 [BWE/d], sin embargo al final de la simulación esta última alcanza un factor de recobro de 33,27%, lo que indica que es la tasa más apropiada debido a que se tiene menor costo de generación del vapor y mayor recuperación de crudo.

Figura N° 21: Factor Recobro Vs Tiempo para diferentes caudales de inyección



Fuente: Computer Modeling Group (CMG). Advanced Processes Reservoir Simulator.

En definitiva el esquema de explotación para implementar durante toda la evaluación quedó de la siguiente manera: 3 años de producción en frío, 5 ciclos de estimulación cada uno con 6 días de inyección, 1 día de remojo y 180 días de producción con 800[BWE/d*Pozo] y 7 años de inyección continua con una tasa de inyección de 1500 [BWE/d].

Figura N° 22: Esquema de explotación

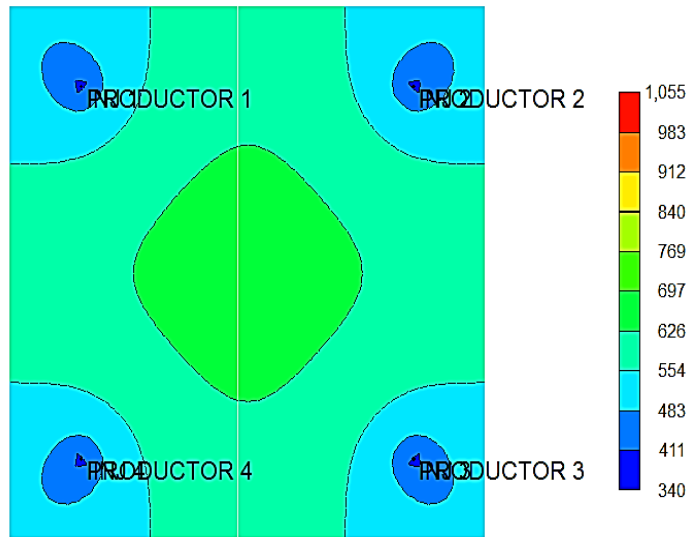


Fuente: Computer Modeling Group (CMG). Advanced Processes Reservoir Simulator.

2.6 ANILLO DE CONFINAMIENTO

Un factor que se logró evidenciar al realizar el ajuste de la estimulación cíclica de vapor fue que en una de las arenas productoras la presión del yacimiento declino lo suficiente y alcanzo valores inferiores a la presión de burbuja, lo cual no es conveniente para el proceso de inyección continua de vapor como se muestra en la figura 23. Para solucionar esta caída de presión se realizara un anillo de no confinamiento que permita representar el aporte de fluidos de los alrededores del yacimiento y a su vez el mantenimiento de presión a causa de estos.

Figura N° 23: Presión de la arena productora 1 al final del ciclo de estimulación.

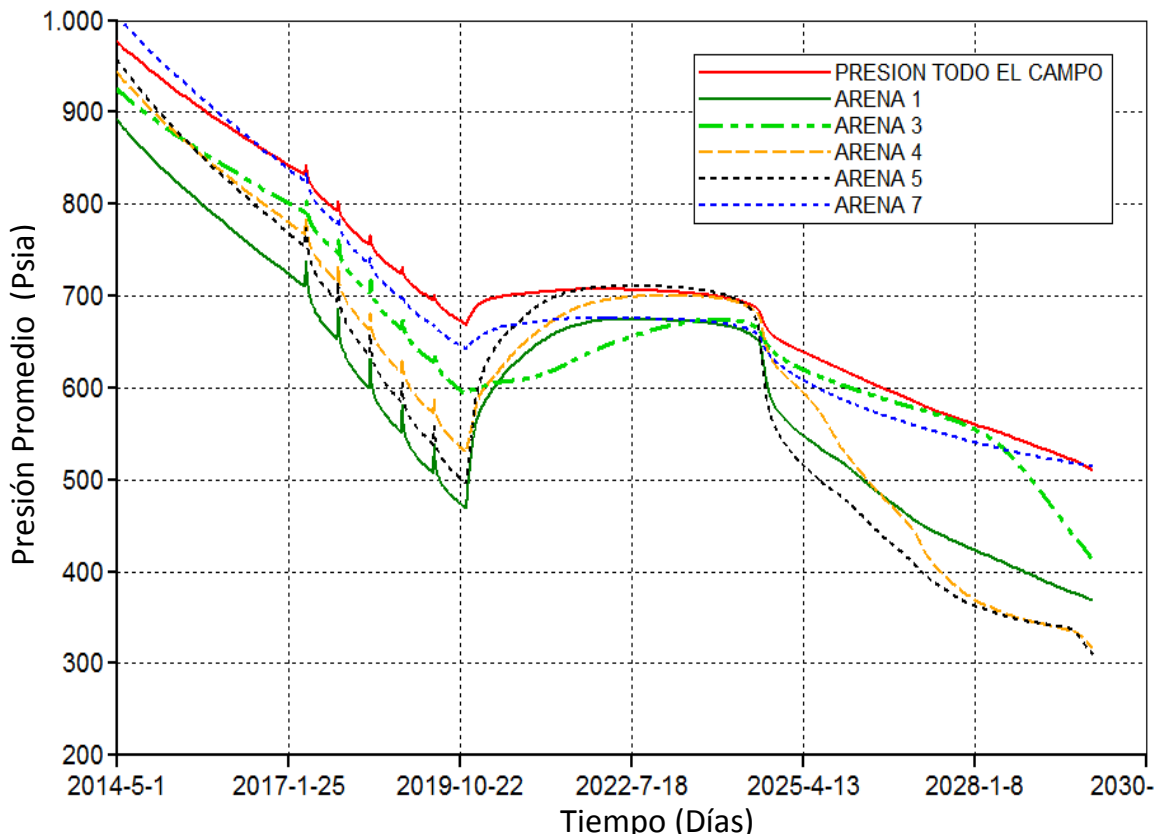


Fuente: Computer Modeling Group (CMG). Advanced Processes Reservoir Simulator.

Los modelos conceptuales construidos deben contar con un anillo de no confinamiento para eliminar así las problemáticas inherentes que pueden presentarse en un modelo confinado. El no contar con un anillo de confinamiento omite efectos que generalmente se presentan en un yacimiento como lo son: la caída de presión debido a la producción y el aporte de los fluidos de esas zonas influyentes del sector.

Debido a que esta problemática se presentaba en el modelo construido, representado en un despresurización muy rápida del yacimiento en la primera fase de producción como se evidencia en la figura 24, se decide dar solución creando un anillo de no confinamiento para tener en cuenta la influencia de resto del yacimiento sobre ese pequeño patrón de estudio y que nos ayudara a mantener mejor la presión del yacimiento.

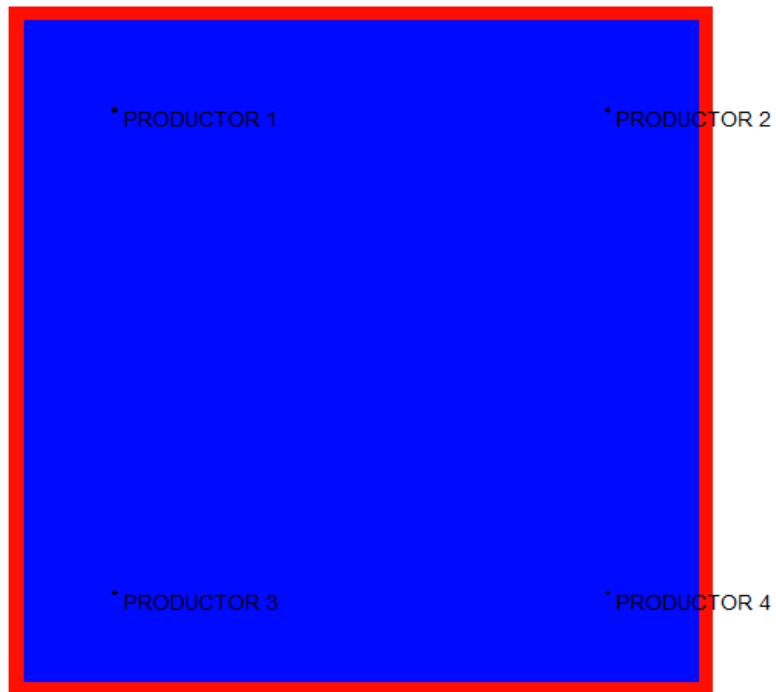
Figura N° 24. Esquema del modificador de volumen.



Fuente: Computer Modeling Group (CMG). Advanced Processes Reservoir Simulator.

Este anillo de no confinamiento, se representa en la figura 25 como la franja roja, la cual es la encargada de que el modelo sienta el efecto del resto del yacimiento.

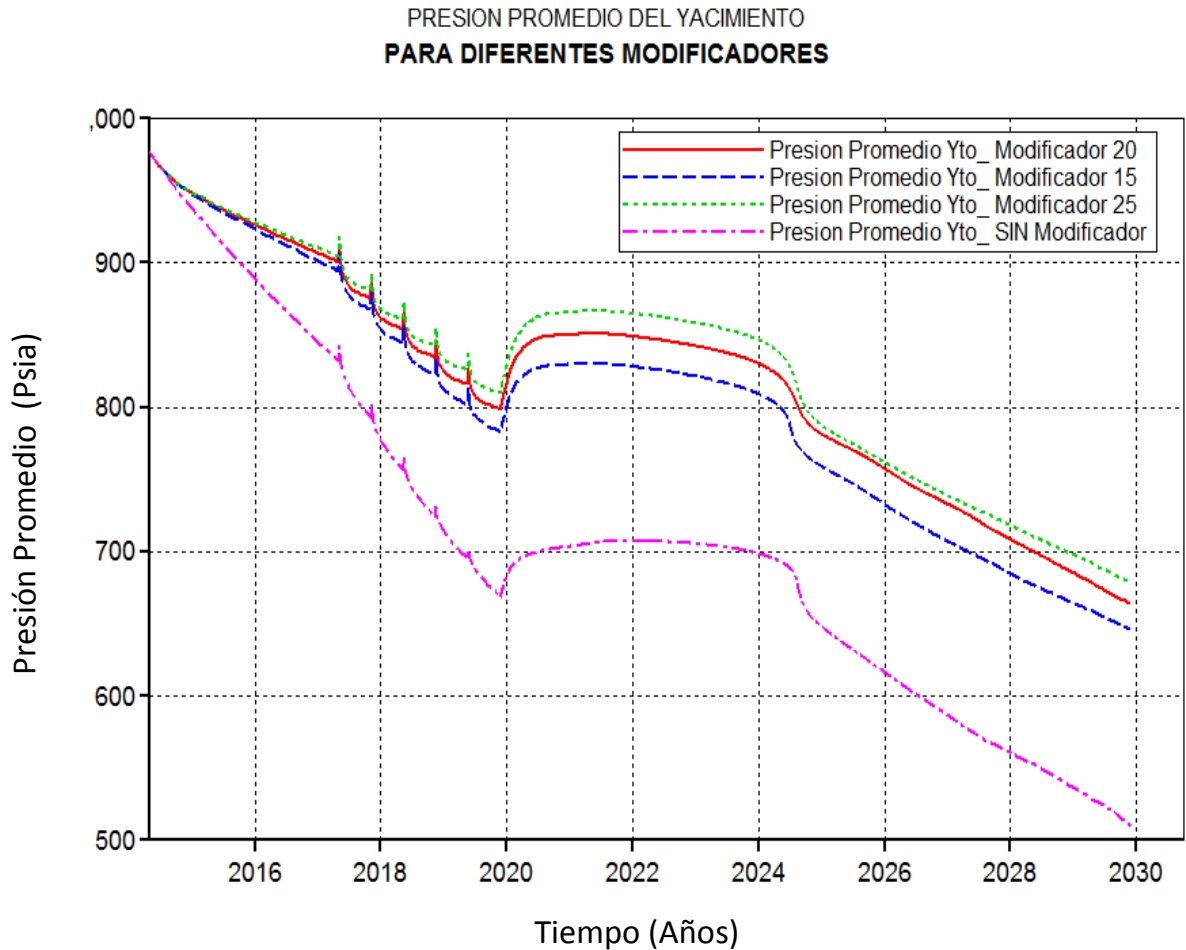
Figura N° 25. Esquema del modificador de volumen.



Fuente: Computer Modeling Group (CMG). Advanced Processes Reservoir Simulator.

Para seleccionar el modificador de volumen adecuado se realizó un análisis de sensibilidad a su variable más influyente “VAMOD” y basándonos en el comportamiento de la presión seleccionar el mejor de ellos. La sensibilidad se realizó para Modificadores de 15, 20 y 25 como ilustra la figura 26 de acuerdo al comportamiento evidenciado se nota la gran influencia que tiene el resto del yacimiento sobre el modelo pues en la gráfica se puede ver claramente la gran diferencia que hay entre los casos.

Figura N° 26. Presión promedio del yacimiento para diferentes modificadores

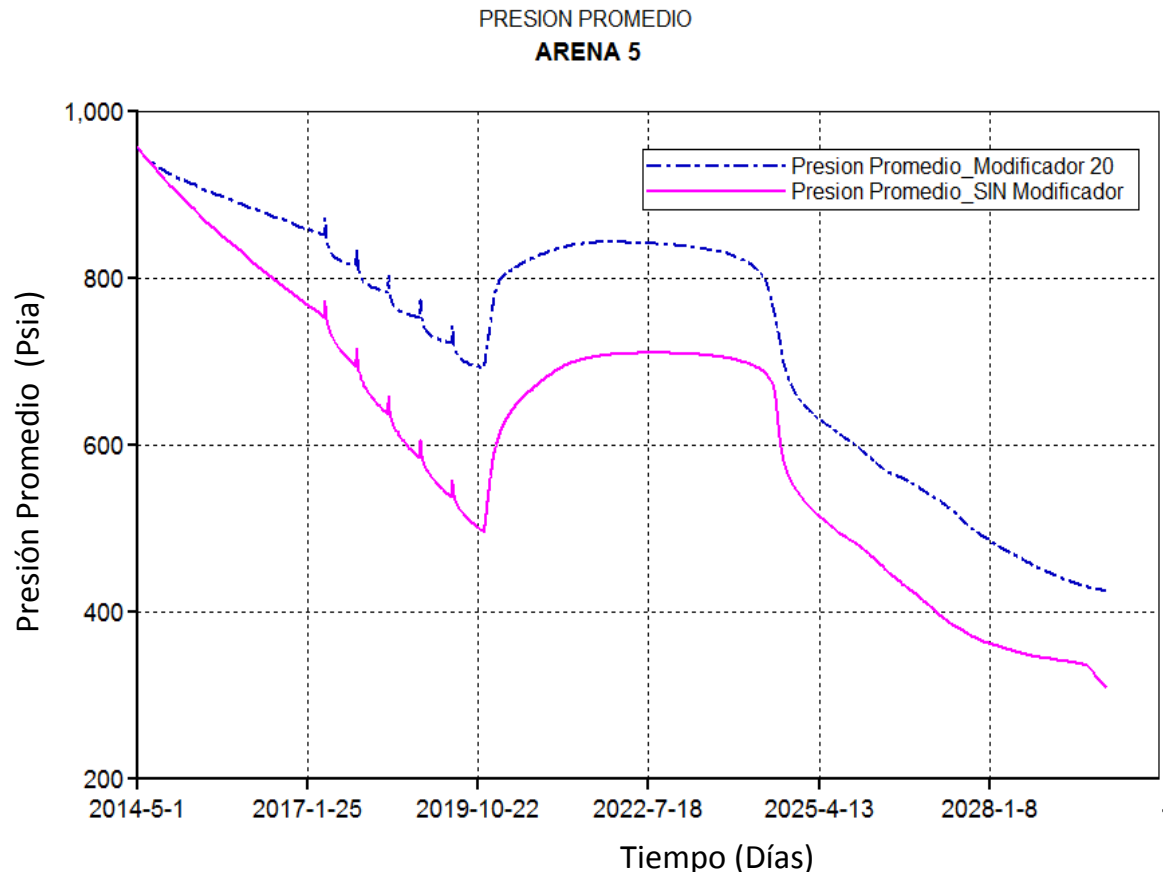


Fuente: Computer Modeling Group (CMG). Advanced Processes Reservoir Simulator.

Se selecciona el modificador de volumen de 20 pues es el que mejor garantías ofrece al momento de mantener la presión. Cabe resaltar, que el modificar está fuera del área de estudio, es decir que se siguió respetando los 10 acres, éste cuenta también con una permeabilidad muy diferente del área de estudio de alrededor de 5 mD.

En la figura 27 se representa el comportamiento de la presión promedio que experimenta la arena 5 con y sin modificador de volumen; es la formación productora que más se despresuriza y debemos garantizar que llegue en condiciones favorables al momento de implementar la inyección continua.

Figura N° 27. Presión promedio del yacimiento para diferentes modificadores.



Fuente: Computer Modeling Group (CMG). Advanced Processes Reservoir Simulator.

3. APLICACIÓN DE LAS ESTRATEGIAS DE INYECCIÓN SELECTIVA DE VAPOR AL MODELO DE SIMULACIÓN NUMÉRICA

Las estrategias planteadas para evaluar la factibilidad de implementación de la inyección selectiva son basadas en la inyección por diferentes capas a caudales máximos y/o mínimos y en el producto de la permeabilidad por el espesor, de tal manera que se permita calentar las formaciones mediante la tasa de inyección adecuada y por ello un aumento en la cantidad de petróleo recuperado.

3.1 INYECCIÓN DE VAPOR EN EL YACIMIENTO COMPLETO

Para estudiar el desempeño de la inyección continua selectiva de vapor se evaluó la inyección continua convencional para todo el yacimiento con el esquema de explotación decidido como se muestra la figura.

Figura N° 28. Esquema de explotación

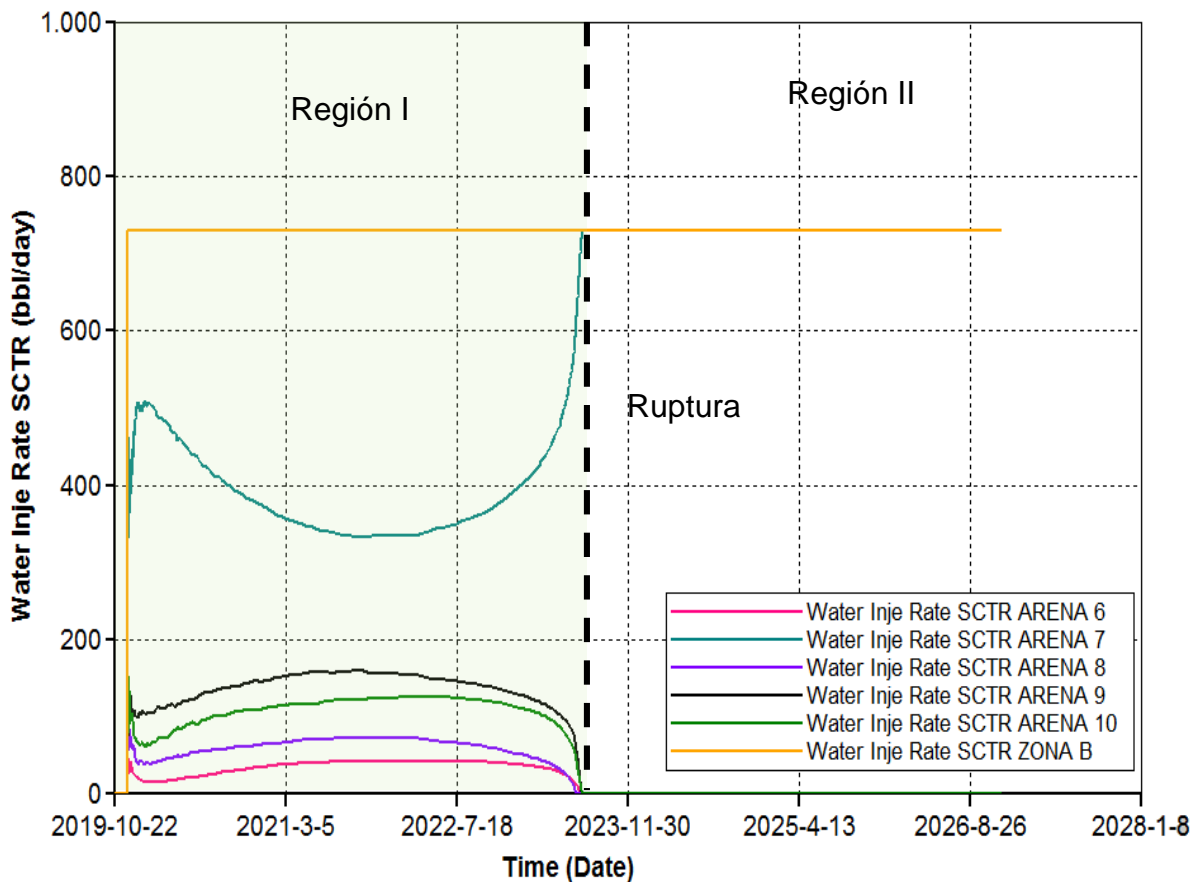


Las dos primera etapas de explotación como lo son, la producción en frío y la estimulación cíclica de vapor, se evalúan para las dos zonas productoras. Mientras que la inyección continua convencional es sólo para una zona específica, zona A o zona B. De acuerdo con la sensibilización realizada para el ajuste de estas etapas de explotación, la estimulación cíclica tiene una tasa de inyección por pozo 800 BWE/día y la tasa utilizada para la inyección continua es de 1500 BWE/día.

En la evaluación de la inyección continua convencional para la zona A se obtuvo que la tasa de inyección máxima permitida fue 2295 BWE/día, por lo tanto se observa un desempeño favorable para la aplicabilidad este proceso de recuperación térmica ya que el caudal máximo sobrepasa la tasa de inyección decidida en el capítulo 2, alcanzando ruptura a los dos años aproximadamente.

A su vez la evaluación para la zona B mostro una baja inyectividad comparada con la de la zona superior con un valor de 730 BWE/día y alcanza ruptura en aproximadamente 4 años con un factor de recobro final de 30%.

Figura N° 29. Perfil de Inyección en la zona B

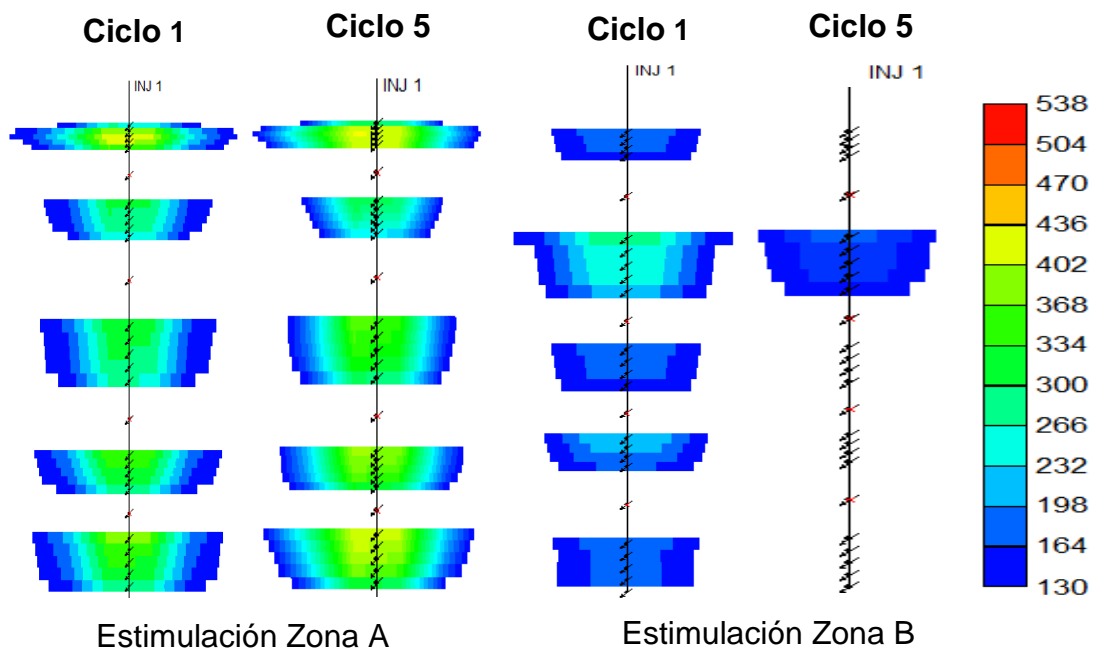


Fuente: Computer Modeling Group (CMG). Advanced Processes Reservoir Simulator.

La figura 29 muestra el comportamiento del perfil de inyección en la zona B, en ella se aprecia que la región I muestra las inyectividades propias que presentan las zonas productoras las cuales están influenciadas primeramente por efecto que tiene la estimulación cíclica de vapor, la línea negra punteada marca el inicio de la ruptura y la región II ilustra el cambio drástico del perfil de inyección al llegar a ruptura la primera arena, siendo esta el canal preferencial de flujo hasta el final de la inyección.

Con base en lo anterior es necesario analizar la forma cómo se está estimulando las dos zonas productoras. En la imagen 30 muestra el desempeño de la estimulación cíclica de vapor en todas las zonas del yacimiento en un perfil de temperatura; desde el primer ciclo se observa que la zona A es la mejor contactada.

Figura N° 30: Perfiles de temperatura de la Inyección cíclica de vapor.



Fuente: Computer Modeling Group (CMG). Advanced Processes Reservoir Simulator.

Este comportamiento principalmente se debe a que la zona superior también es la región de mayor permeabilidad, otro aspecto a tener en cuenta son, las pérdidas de energía dado que el vapor debe viajar más ya que la zona B se encuentra a mayores profundidades, lo que se traduce en una menor eficiencia del proceso térmico

Para efectuar una correcta estimulación en la zona B es necesario realizar más ciclos exclusivamente a la zona B o realizar desde el inicio la evaluación por zonas separadas, es decir tratar cada zona como unidad diferente y aplicar así el esquema de explotación decidido. De esta manera el proceso térmico contará con una reducción en su tiempo de ruptura debido a que su inyectividad será mayor.

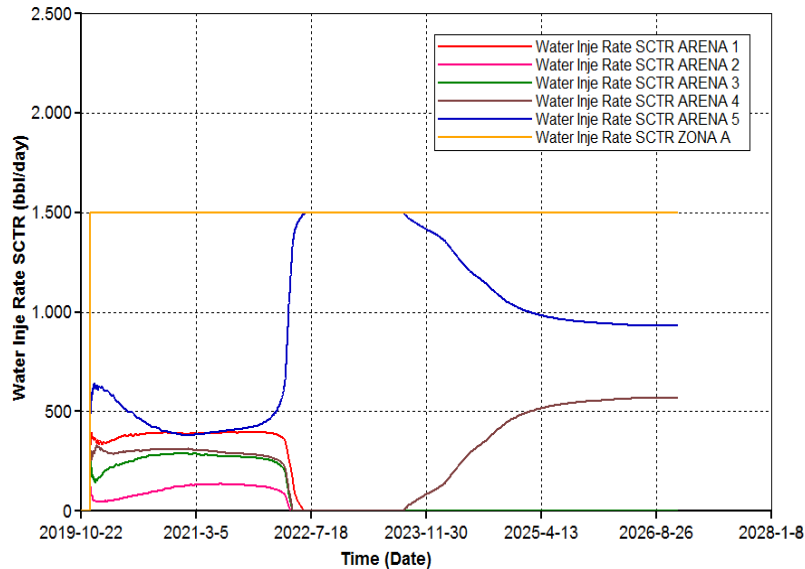
3.2 PLANTEAMIENTO DE LAS ESTRATEGIAS EN LA ZONA A

La evaluación en esta zona se realiza aplicando el esquema de explotación exclusivamente a la zona A.

3.2.1 Escenario base zona A

El planteamiento de este caso base se hace necesario para tener una referencia comparativa con las estrategias a ser propuestas, además se caracteriza por ser el proceso de inyección continua convencional, en donde el vapor tiene la libertad de fluir en el medio poroso y de contactar las arenas de acuerdo a las condiciones del yacimiento. Este se evalúa para una tasa de 1500 BWE/día en un tiempo de simulación de 7 años.

Figura N° 31 Perfil de inyección.



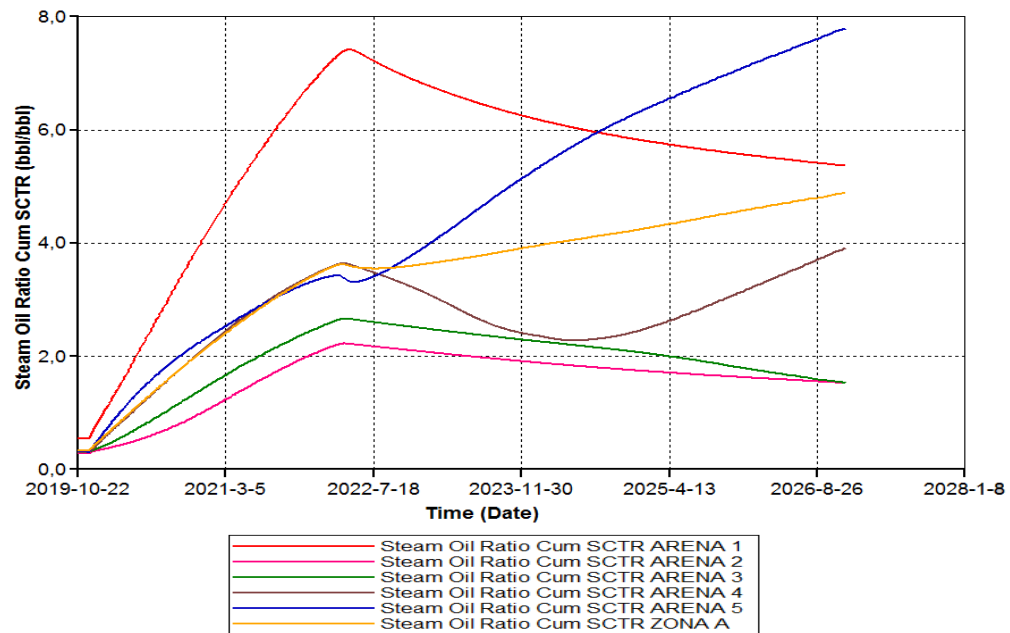
Fuente: Computer Modeling Group (CMG). Advanced Processes Reservoir Simulator.

La figura 31 muestra el comportamiento de la tasa inyectada en el yacimiento a lo largo de toda la evaluación, de acuerdo con este desempeño la arena 5 es la primera en llegar a ruptura (2.33 años) lo que indica que esta es la arena que más aporta a la producción y a su vez es el canal preferencial del vapor. Un año más tarde aproximadamente la arena 4 llega a ruptura, esta se encuentra 14 ft por encima de la arena 5, razón por la cual en la figura del perfil de inyección se observa que la tasa se distribuye entre las unidades productoras 4 y 5. En la gráfica se evidencia la mala distribución vertical del vapor una vez se llega a ruptura, además, se infiere que si se sigue aplicando la inyección continua convencional llegara un tiempo donde no será viable económicamente.

Todo proyecto de inyección de vapor está limitado por una relación vapor/aceite (RVA) que para efecto del presente proyecto tiene un valor de 8 BWE/BO, es por ello que se debe tener en cuenta este parámetro para determinar si las estrategias a ser planteadas serán viables desde este parámetro.

En la figura 32 se muestra el comportamiento del RVA al aplicar la inyección continua convencional donde se observa que la zona A alcanza un valor acumulado de 4.89 BWE/BO, sin embargo, como se había mencionado el canal preferencial del flujo del vapor de esta zona es la arena 5 la cual termina con un RVA de 7.76 BWE/BO. Aunque ambos RAV se encuentran dentro del límite económico trazado durante todo el tiempo de explotación, el hecho de saber que se está barriendo de manera ineficiente el yacimiento, demuestra la problemática actual que viven los yacimientos estratificados de crudo pesado en nuestro país.

Figura N° 32: Comportamiento de la Relación Vapor/Aceite.



Fuente: Computer Modeling Group (CMG). Advanced Processes Reservoir Simulator.

Como solución se plantea implementar la inyección continua selectiva de vapor en la zona A para mejorar la distribución vertical del vapor en el yacimiento y volver así más atractivos económicamente los yacimientos estratificado de crudo pesado.

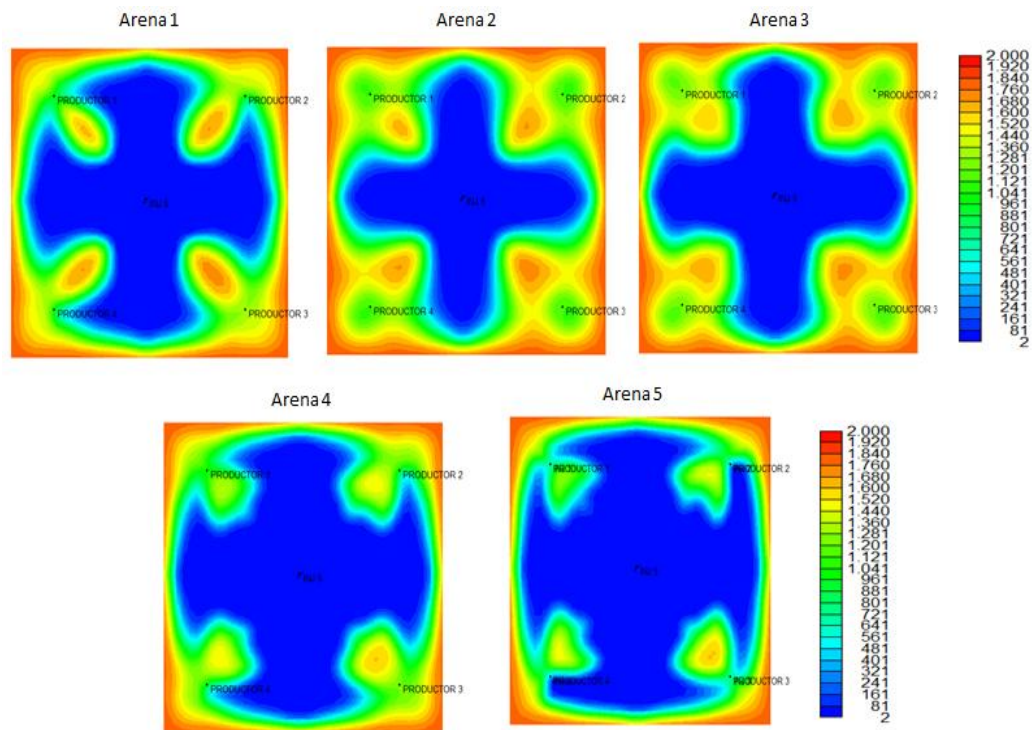
Se determina implementar la técnica en dos lapsos diferentes:

1. Al momento en que la primera arena llega a ruptura
2. Un año después de ruptura de la primera arena.

3.2.2. Estrategias a tiempo de ruptura

Para la fecha 2022/03/30, es decir 822 días después de iniciada la inyección continua la arena 5 ha llegado a ruptura, de esta manera en la figura 33 se observa el estado del avance del vapor en este punto del proceso desde una vista areal.

Figura N° 33. Comportamiento Áreal del avance del vapor.



Fuente: Computer Modeling Group (CMG). Advanced Processes Reservoir Simulator.

El saber el avance del vapor nos permite determinar si la arena ha llegado a ruptura al igual la existencia de la canalización hacia alguno de los pozos productores.

Las estrategias que se plantean para la zona A en este estado del tiempo se presentan a continuación.

1. Inyectar en las arenas 1,2 ,3 y 4 a tasa máxima.
2. Inyectar en las arenas 1 y 4 a una tasa moderadas y en las arenas 2 y 3 a tasa máxima.
3. Inyectar en las arenas 2, 3 y 4 a tasa máxima.
4. Inyectar en todas las arenas a tasa viable pero que de la tasa máxima.
5. Inyectar en las arenas 2, 3, 4 y 5 a tasa máxima.

En algunas estrategias a evaluar se excluye la arena 5 de los escenarios por ser la arena que llega a ruptura.

✓ **Estrategia 1: Inyectar en las arenas 1,2 ,3 Y 4 a tasa Máxima.**

Esta estrategia se considera el escenario clave, debido a que a cada una de las arenas se les suministra la tasa máxima de inyección, esto con la intención de aprovechar al máximo el proceso térmico. El caudal de inyección máximo es de 2295 BWE/día distribuidos según la inyectividad de las zonas productoras como muestra en la tabla 14, estas tasas se mantienen constantes durante toda la implementación de la inyección selectiva como se aprecia en la figura 34a.

Tabla N° 14. Inyectividad de las arenas en la estrategia 1.

	Tasa Máxima (BWE/día)
Arena 1	800
Arena 2	260
Arena 3	560
Arena 4	675

Figura N° 34. Comportamiento de los parámetros de viabilidad de la estrategia 1

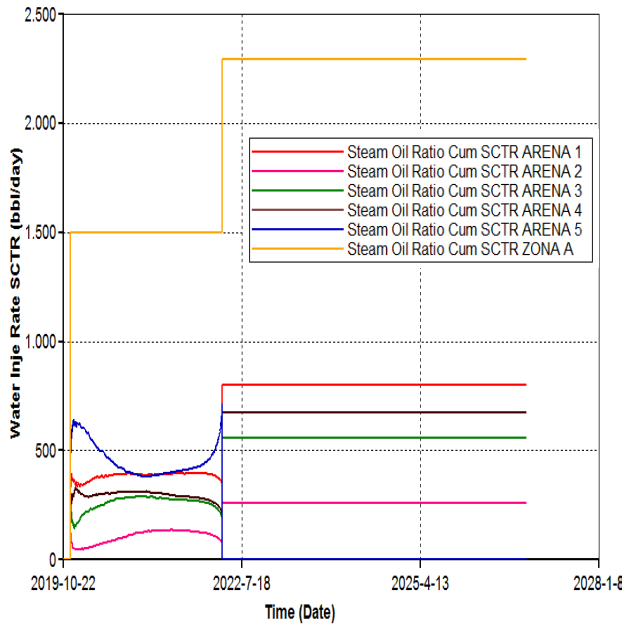


Figura 34a. Perfil de inyección

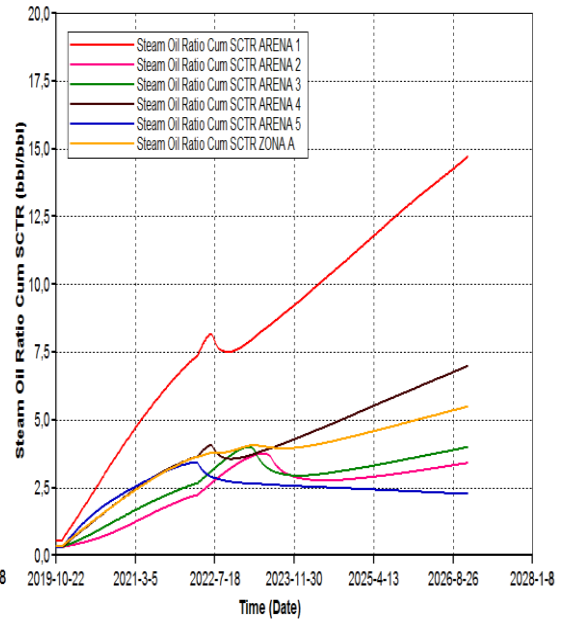


Figura 34b. Relación Vapor/Aceite

Fuente: Computer Modeling Group (CMG). Advanced Processes Reservoir Simulator.

Un análisis del RVA permite conocer la viabilidad de cada una de las tasas inyectadas en las arenas. La relación vapor/aceite acumulado de la zona A es de 5.49 BWE/BO sin embargo al analizar el RVA acumulado de cada arena, se evidencia que la arena 1 tiene un valor de 14.7 BWE/BO como muestra la figura 34b.

El comportamiento que exhibe la relación vapor/aceite de esta estrategia, muestra que las arenas 2, 3 y 4 presentan un RVA viable durante todo el proceso sin embargo el desempeño de la arena 1 hace replantear este escenario, pues no es

económicamente viable inyectar en esta unidad productora a un caudal máximo, debido a esto las demás estrategias planteadas se derivan de esta.

✓ **Estrategia 2: Inyectar en las arenas 1 y 4 a una tasa moderada y en las arenas 2 y 3 a tasa máxima.**

Cuando se habla de tasa moderadas se hace referencia al caudal de inyección que permite que la arena a contactar este dentro del límite económico ($RVA < 8$ BWE/BO) se debe tener en cuenta que la tasa de inyección total debe ser igual a la del caso base.

La tasa de inyectividad de cada una de las arenas que conforman la estrategia es como se muestra en la Tabla.

Tabla N° 15. Inyectividad de las Arenas en la Estrategia 2

	Tasa Máxima (bbl/día)
Arena 1	350
Arena 2	258
Arena 3	540
Arena 4	352

Estas tasa debieron ser nuevamente halladas a través de un proceso iterativo, esto debió a que las tasas de las arenas 1 y 4 son reducidas a poco menos de la mitad de su tasa máxima, mientras que las arenas 2 y 3 mantienen su caudal de inyección máximo, este cambio hace que la zona no sea calentada de la misma manera.

Figura N° 35: Comportamiento de los parámetros de viabilidad de la estrategia 2

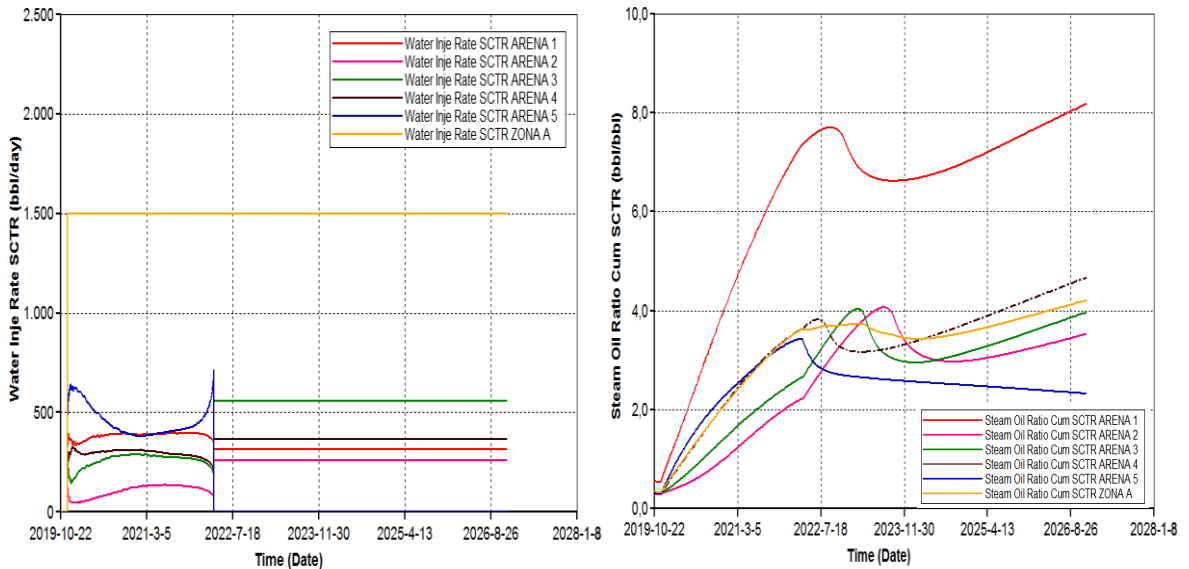


Figura 35a. Perfil de inyección

Figura 35b. Relación vapor

Fuente: Computer Modeling Group (CMG). Advanced Processes Reservoir Simulator.

Una vez analizada se obtiene que el RVA acumulado de la Zona A tiene un valor de 4.21 BWE/BO y el de la arena 1 se mantiene por debajo del valor de 8 BWE/BO durante todo el tiempo de explotación. Este comportamiento evidenciado en la figura asegura que la tasa de inyección usadas son viables económicamente a lo largo del todo el proceso de implementación de la inyección selectiva de vapor.

✓ **Estrategia 3: Inyectar en las arenas 2, 3 y 4 a tasa máxima.**

Para la evaluación de esta estrategia, la arena 1 no se incluye a causa de:

1. Al poco espesor que tiene la arena, lo cual deriva en altas pérdidas de overburden/underburden por la alta inyectividad que presenta.
2. Debido al comportamiento del RVA mientras se evalúa en la estrategia 2.
3. Ver la influencia que tiene la arena 1 en la recuperación de petróleo.

La tasa de inyección es de 1473 BWE/día y la inyectividad de cada una de las arenas que conforman la estrategia es como se muestra en la Tabla.

Tabla N° 16. Inyectividad de las Arenas en la Estrategia 3

	Tasa Máxima (BWE/día)
Arena 1	-
Arena 2	258
Arena 3	540
Arena 4	675

Figura N° 36: Comportamiento de los parámetros de viabilidad de la estrategia 3.

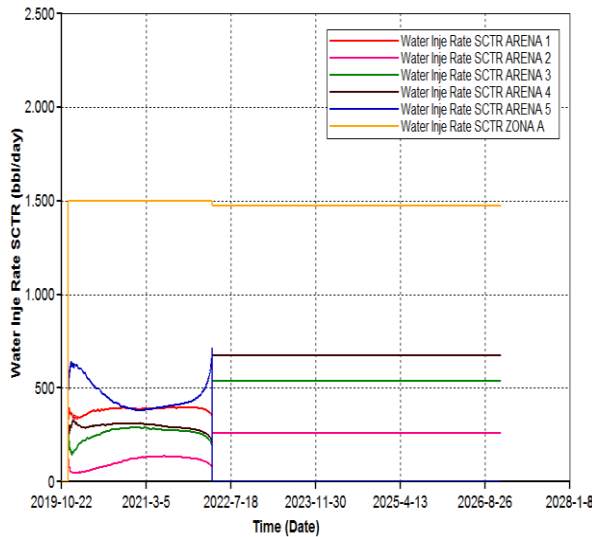


Figura 36a. Perfil de inyección

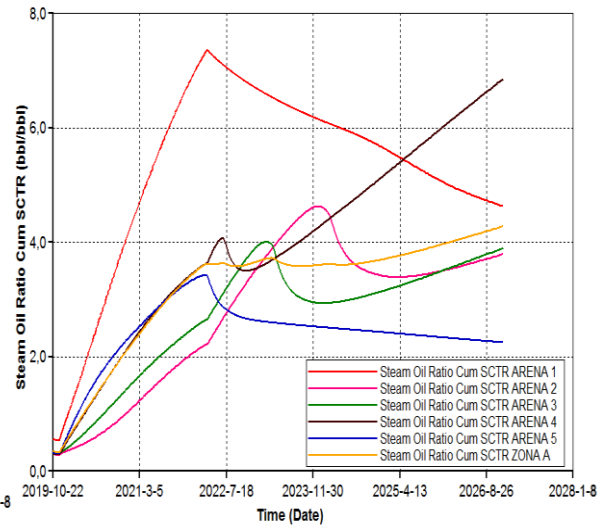


Figura 36b. Relación Vapor/Aceite

Fuente: Computer Modeling Group (CMG). Advanced Processes Reservoir Simulator.

El RVA de la zona A es de 4.28 BWE/BO y el de cada una de las arenas está muy por debajo del límite económico definido. Lo que indica una viabilidad de la aplicabilidad de esta estrategia a lo largo de toda la evaluación de la inyección selectiva de vapor como una técnica correctiva.

✓ **Estrategia 4: Inyectar en todas las arenas (1, 2, 3, 4 y 5) a tasa viable**

Esta estrategia se plantea para evaluar la importancia que tiene la arena 5 en el proceso de inyección selectiva de vapor, pues esta es la arena que se descartó por el hecho de haber llegado a ruptura.

Este escenario se evalúa con una tasa de inyección 2295 BWE/día lo que representa la tasa máxima que tienen las cuatro arenas que conforman la estrategia 1. En la figura 37 se muestra el perfil de inyección y en la tabla los caudales máximos de cada arena.

Tabla N° 17. Inyectividad de las Arenas Estrategia 4

	Tasa (BWE/día)
Arena 1	315
Arena 2	260
Arena 3	560
Arena 4	675
Arena 5	485

Figura N° 37. Comportamiento de los parámetros de viabilidad de la estrategia 4.

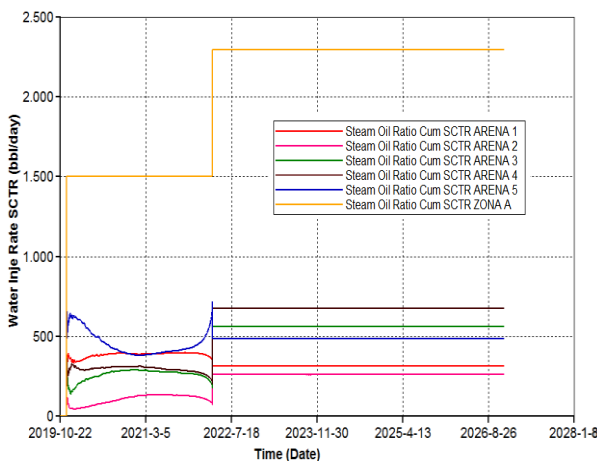


Figura 37a. Perfil de inyección

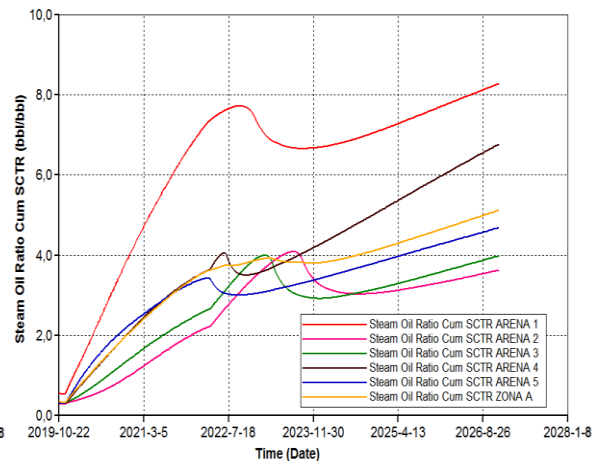


Figura 37b. Relación vapor/Aceite

Fuente: Computer Modeling Group (CMG). Advanced Processes Reservoir Simulator.

El RVA de la zona A es de 5.12 BWE/BO y el de cada una de las arenas está por debajo del límite económico definido, excepto la arena 1 la cual mantiene un RVA muy al límite del definido.

✓ **Estrategia 5: Inyectar en todas las arenas (2, 3, 4 y 5) excepto la arena 1 todas a tasas viables**

La evaluación de esta estrategia no incluye la arena 1 por los mismos criterios que no se evalúa en la estrategia 3. Este escenario se evalúa con una tasa de inyección 1473 BWE/día.

Tabla N° 18. Inyectividad de las arenas en la estrategia 5

	Tasa Máxima (BWE/día)
Arena 1	-
Arena 2	260
Arena 3	560
Arena 4	675
Arena 5	485

Figura N° 38. Comportamiento de los parámetros de viabilidad de la estrategia 5.

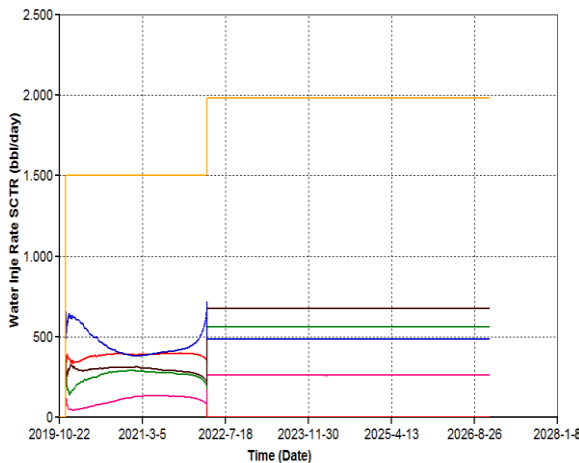


Figura 38a. Perfil de inyección

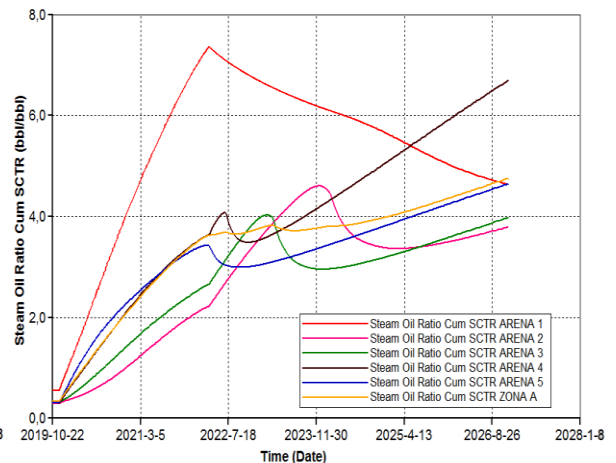


Figura 38b. Relación Vapor/Aceite

Fuente: Computer Modeling Group (CMG). Advanced Processes Reservoir Simulator.

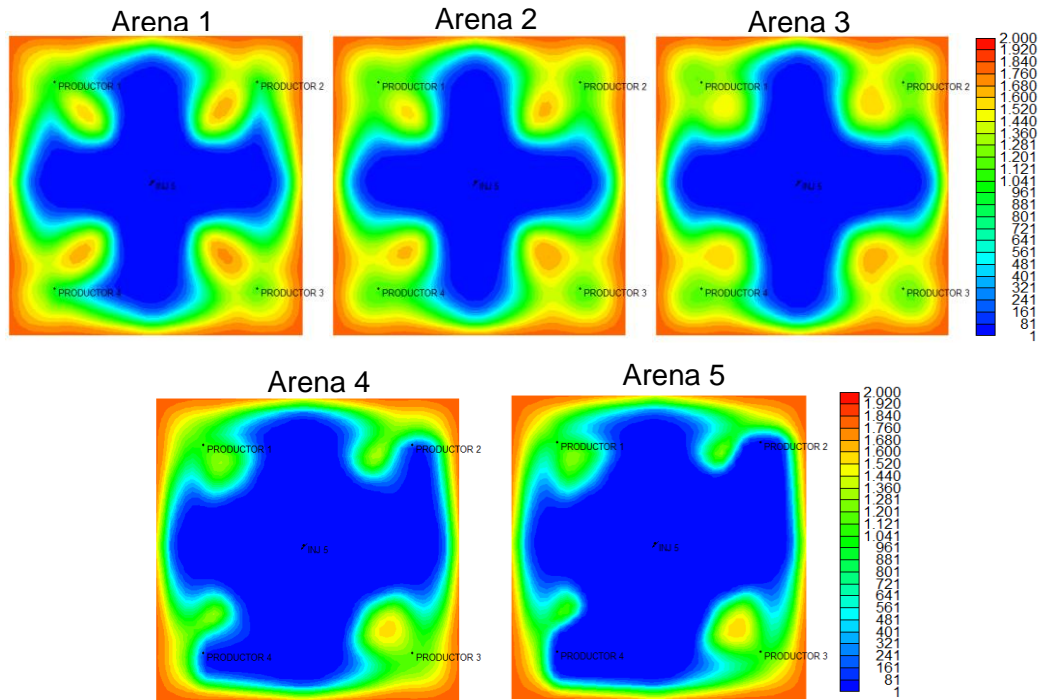
En la Figura 38a se muestra el perfil de inyección de la estrategia y como las tasas inyectadas a cada una de las arenas se mantiene constante durante la evaluación. Como las tasas se mantienen constantes durante la implementación de la inyección selectiva de vapor, este comportamiento confirma que la aplicación de la inyección continua selectica de vapor se está realizando de manera correcta. Las tasas de inyección de cada una de las arenas se muestran en la tabla 18,

Al analizar la tendencia del RVA a lo largo de la evaluación se garantiza que inyectar a estas tasas es viable durante todo el proceso pues se mantiene dentro del límite económico planteado figura 38b.

3.2.3. Estrategias a 1 año después de haber llegado a ruptura la primera arena.

A la fecha 2023/03/30 un año después de que la arena 5 haya llegado a ruptura, es necesario ver el avance del vapor en este punto del proceso. En la figura 39 se muestra desde una vista superior el estado del avance del vapor en cada una de las arenas.

Figura N° 39. Comportamiento áreal del avance del vapor.



Fuente: Computer Modeling Group (CMG). Advanced Processes Reservoir Simulator.

A este tiempo la arena 4 da indicios de haber llegado a ruptura, es por ello que las estrategias que se plantean tendrán en cuenta varios puntos clave.

- ✓ El uso de la sarta selectiva es correctivo.
- ✓ Aunque la arena 4 dé indicios de haber llegado a ruptura, no debe descartarse del todo para aplicarle inyección selectiva, se puede usar tasas moderadas.

Las estrategias que se plantean para la zona A en este estado del tiempo se presentan a continuación.

6. Inyectar en las arenas 1, 2 y 3 a tasa máxima.
7. Inyectar en las arenas 1, 2 y 3 a tasas moderadas para arena 1.
8. Inyectar en las arenas 2 y 3 a tasa máxima.

9. Inyectar en las arenas 1, 2, 3 y 4 a tasa moderadas.
10. Inyectar en las arenas 2, 3 y 4 a tasa moderadas.
11. Inyectar en las arenas 1, 2, 3, 4 y 5 a tasas viables.
12. Inyectar en las arenas 2, 3, 4 y 5 a tasas viables.

✓ **Estrategia 6: Inyectar en las arenas 1, 2 y 3 a tasa Máxima.**

Esta estrategia se evalúa con varios fines, el primero es confirmar una vez más, que inyectar en la arena 1 a tasa máxima no es viable económicamente tal como se evidenció al evaluar la estrategia 1; en segundo lugar encontrar la inyectividad de la zona a estas condiciones del proceso, debido a que esta propiedad es una función del tiempo y por lo tanto las arenas tendrán una mayor capacidad de recibir vapor.

Tabla N° 19. Inyectividad de las Arenas en la Estrategia 6.

	Tasa Máxima (BWE/día)
Arena 1	825
Arena 2	290
Arena 3	575

La tasa de inyección máxima en este tiempo es de 1690 BWE/día. Estas tasas se mantienen constantes durante toda la implementación de la inyección continua selectiva. [Véase perfil de inyección].

La figura 40b, muestra el comportamiento de la relación vapor aceite a lo largo del proceso de evaluación y evidencia que la curva de color rojo que corresponde a la RVA de la arena 1 sobrepasa el límite económico, alcanzando un valor acumulado de 13 BWE/BO indicando que no es viable inyectar a tasas máxima en esta arena, lo que infiere que se debe replantearse la estrategia.

Figura N° 40. Comportamiento de los parámetros de viabilidad de la estrategia 6.

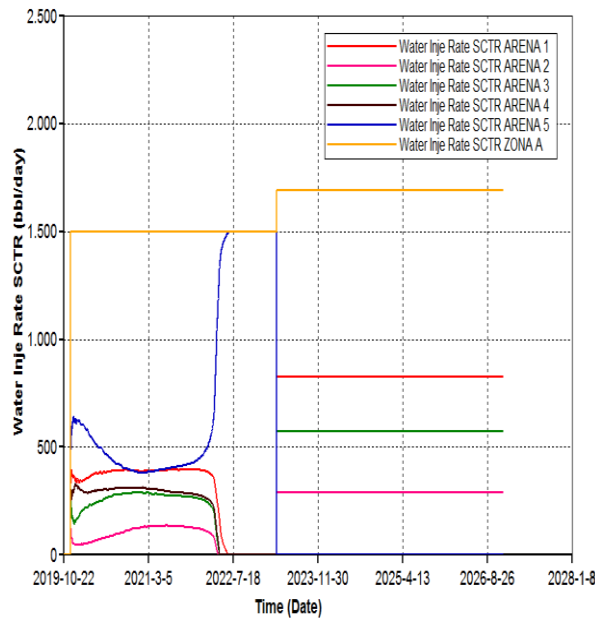


Figura 40a. Perfil de inyección

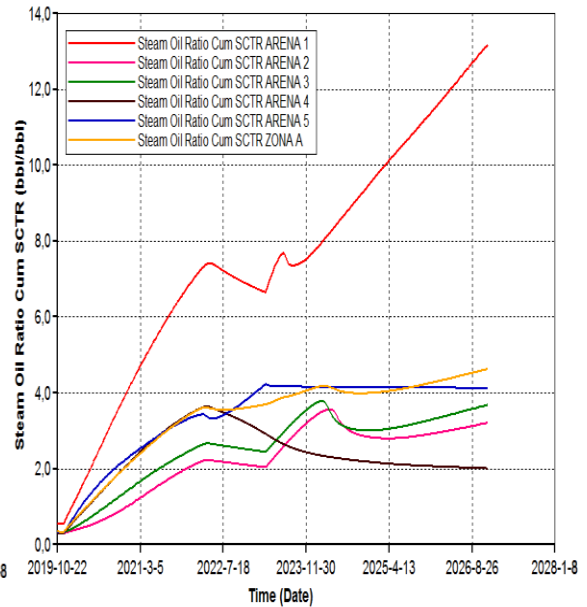


Figura 40b. Relación vapor/Aceite

Fuente: Computer Modeling Group (CMG). Advanced Processes Reservoir Simulator.

✓ **Estrategia 7: Inyectar en las arenas 1, 2 y 3 a tasa moderadas.**

Esta estrategia se evalúa con una tasa de inyección de 1182 BWE/día, distribuida en las arenas 2 y 3 a tasas máximas, mientras que la arena 1 cuenta con una tasa que permite que sea viable inyectar en esta arena durante todo el proceso de evaluación. En la tabla se evidencian los valores de inyectividad de cada una de las arenas que conforman este escenario.

Tabla N° 20. Inyectividad de las Arenas en la Estrategia 7

	Tasa Máxima (BWE/día)
Arena 1	317
Arena 2	290
Arena 3	575

Las tasas de inyección se mantienen constantes durante la implementación de la inyección selectiva de vapor como se ve en el perfil de inyección figura 41a.

La figura 41b exhibe el comportamiento del RVA acumulado de la Zona A de 3.9 BWE/BO y el de la arena 1 se mantiene por debajo del valor de 8 BWE/BO, esto indica que la tasa de inyección decidida para la arena 1 es una tasa que permite que el comportamiento del RAV a lo largo de todo el proceso de evaluación se mantenga dentro de los límites económicos establecido, dando así la viabilidad de la evaluación de esta estrategia.

Figura N° 41. Comportamiento de los parámetros de viabilidad de la estrategia 7.

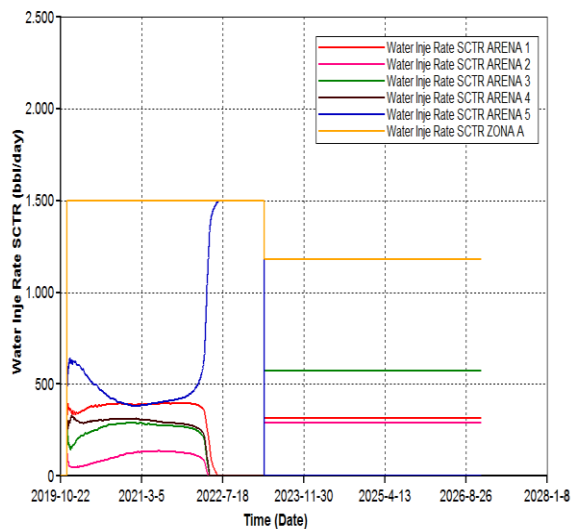


Figura 41a. Perfil de inyección

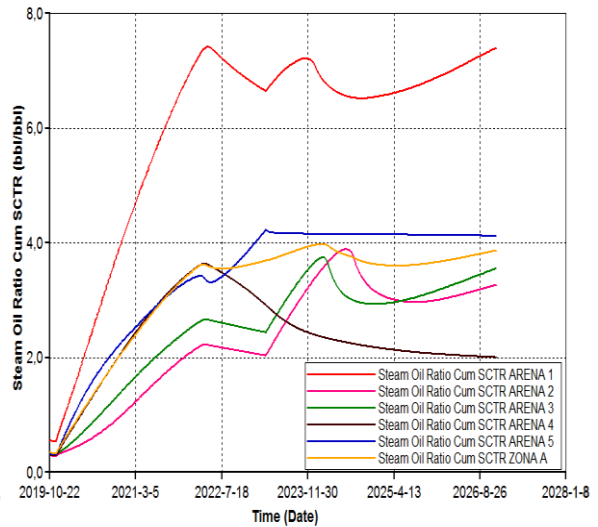


Figura 41b. Relación vapor/Aceite

Fuente: Computer Modeling Group (CMG). Advanced Processes Reservoir Simulator.

✓ **Estrategia 8: Inyectar en las arenas 2 y 3 a tasa máxima.**

La evaluación de esta estrategia no incluye la arena 1 por los mismos criterios que no se evalúa en la estrategia 3. Este escenario se evalúa con una tasa de inyección 865 BWE/día. La tabla 21 muestra las tasas de inyección para cada arena.

Tabla N° 21. Inyectividad de las Arenas en la Estrategia 8.

	Tasa Máxima (bbl/día)
Arena 2	290
Arena 3	575

Figura N° 42. Comportamiento de los parámetros de viabilidad de la estrategia 8.

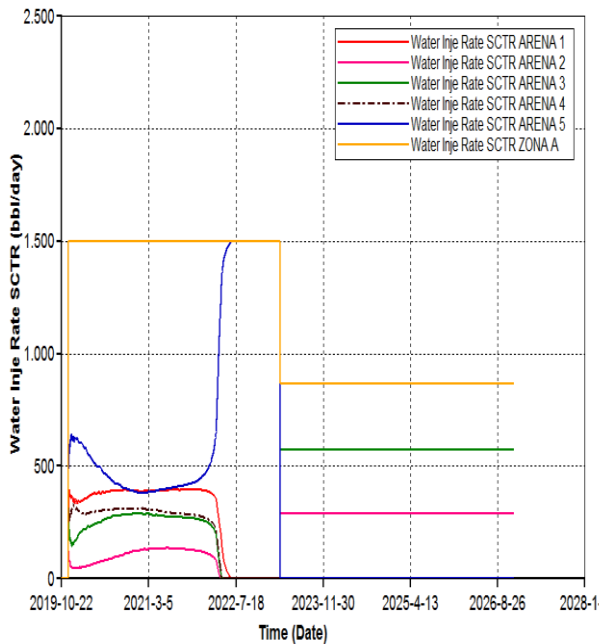


Figura 42a. Perfil de inyección

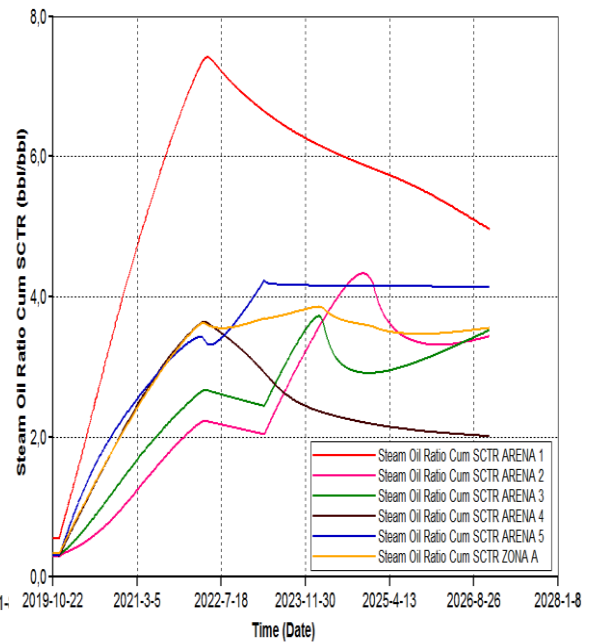


Figura 42b. Relación vapor/Aceite

Fuente: Computer Modeling Group (CMG). Advanced Processes Reservoir Simulator.

La figura 42a muestra que las tasa se mantienen constante durante todo el proceso de implementación mientras que las figura 42b exhibe el comportamiento del RVA a lo largo de toda la evaluación indicando la viabilidad de la estrategia pues se mantiene dentro de los límites económicos.

✓ **Estrategia 9: Inyectar en las arenas 1, 2, 3 y 4 a tasa moderadas.**

En este escenario se incluye la arena 4, puesto que a pesar de haber llegado a ruptura es uno de los estratos productores con buen contenido de aceite, por lo

tanto, es posible inyectar en esta arena a una tasa moderada, donde se garantice que el RAV de la arena se mantendrá dentro de los límites económicos.

La tasa de inyección utilizada fue de 1500 bbl/día. En la tabla 22 se muestran las inyectividades de cada arena.

Tabla N° 22. Inyectividad de las Arenas en la Estrategia 9.

	Tasas (BWE/día)
Arena 1	317
Arena 2	290
Arena 3	575
Arena 4	318

Figura N° 43. Comportamiento de los parámetros de viabilidad de la estrategia 9.

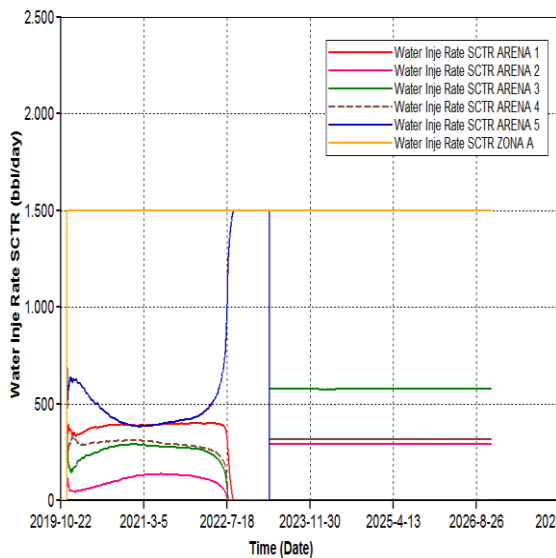


Figura 43a. Perfil de inyección

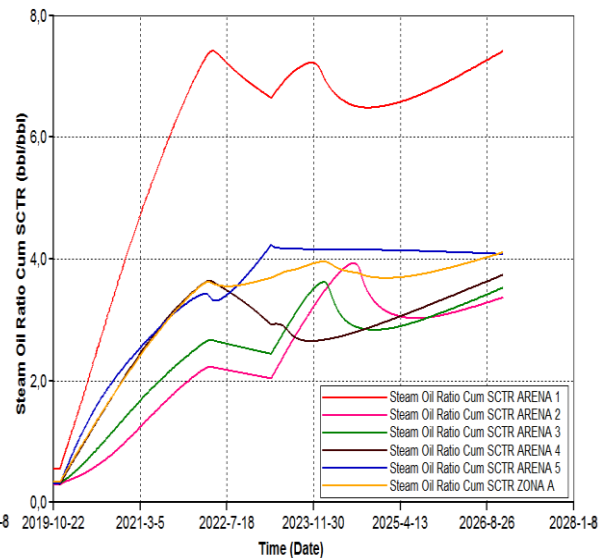


Figura 43b. Relación vapor/Aceite

Fuente: Computer Modeling Group (CMG). Advanced Processes Reservoir Simulator.

La figura 43a muestra como las tasas inyectadas se mantienen constantes durante todo el proceso, garantizando así la buena implementación de la inyección continua selectiva de vapor. Figura 43b evidencia el comportamiento del RVA a lo

largo de toda la evaluación indicando la viabilidad de la estrategia pues se mantiene dentro de los límites económicos.

✓ **Estrategia 10: Inyectar en las arenas 2, 3 y 4 a tasa moderadas.**

Para la evaluación de este escenario se inyectaron 1500 BWE/día. La tabla muestra las tasas de inyección para cada arena.

Tabla N° 23. Tasas de las Arenas en la Estrategia 10

	Tasas (BWE/día)
Arena 2	290
Arena 3	575
Arena 4	635

Figura N° 44. Comportamiento de los parámetros de viabilidad de la estrategia 10.

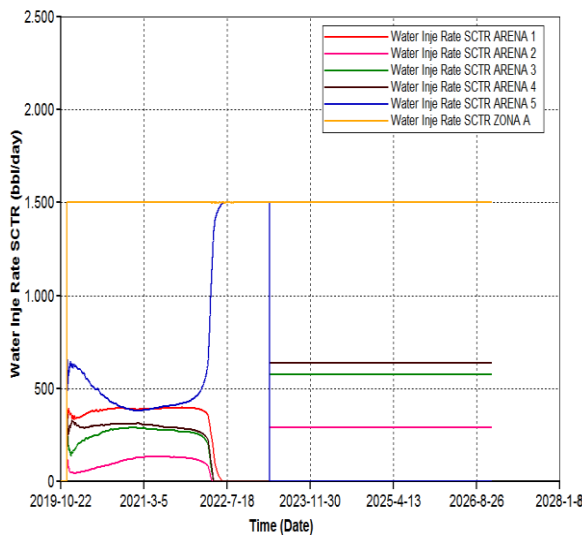


Figura 44a. Perfil de inyección

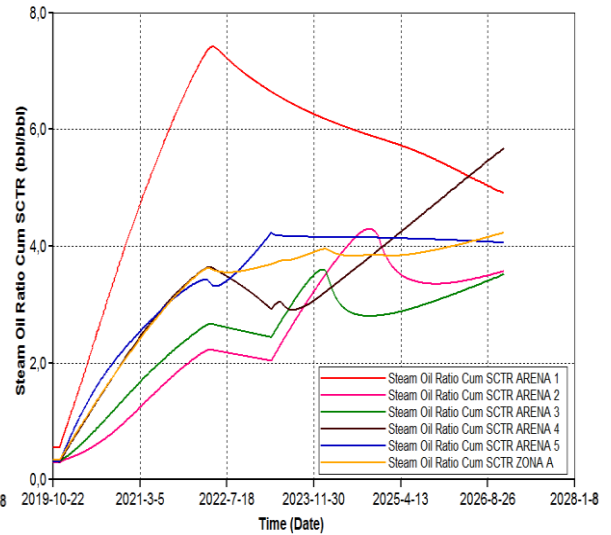


Figura 44b. Relación vapor/Aceite

Fuente: Computer Modeling Group (CMG). Advanced Processes Reservoir Simulator.

La figura 44a y 44b muestra, que las tasas inyectadas se mantienen constantes durante todo el proceso y que el comportamiento del RVA es inferior al límite económico.

✓ **Estrategia 11: Inyectar en todas las arenas 1, 2, 3, 4 y 5 a tasas viables.**

Esta estrategia es planteada con el fin de evaluar la recuperación de petróleo en la zona A cuando se implementa la inyección continua selectiva de vapor en todas las arenas que conforman la zona, especialmente se quiere estudiar la importancia que tiene la arena 5 en el proceso.

Este escenario se evalúa con una tasa de inyección 2295 BWE/día lo que representa la tasa máxima de inyección que tiene la zona al tiempo de ruptura. En la tabla 24 se muestran los caudales máximos de cada arena.

Tabla N° 24. Tasas de las Arenas en la Estrategia 11.

	Tasas (BWE/día)
Arena 1	317
Arena 2	290
Arena 3	575
Arena 4	556
Arena 5	557

La figura 45 muestra el perfil de inyección y el comportamiento del RVA durante todo el proceso.

Figura N° 45. Comportamiento de los parámetros de viabilidad de la estrategia 11.

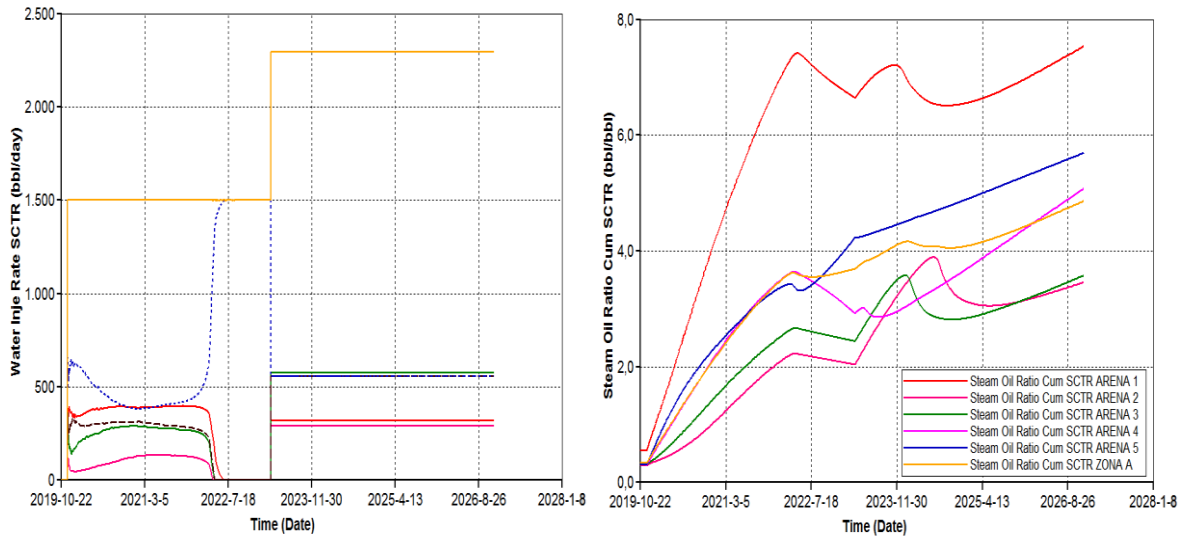


Figura 45a. Perfil de inyección

Figura 45b. Relación vapor/aceite

Fuente: Computer Modeling Group (CMG). Advanced Processes Reservoir Simulator.

✓ **Estrategia 12: Inyectar en todas las arenas 2, 3, 4 y 5 a tasas viables.**

La evaluación de esta estrategia no incluye la arena 1 a razón de los criterios que se mencionaron anteriormente. Este escenario se evalúa con una tasa de inyección 1978 BWE/día y en la tabla 25 se muestra las tasas de inyección para cada arena.

Tabla N° 25. Tasas de las Arenas en la Estrategia 12.

	Tasas (BWE/día)
Arena 2	290
Arena 3	575
Arena 4	556
Arena 5	557

Figura N° 46. Comportamiento de los parámetros de viabilidad de la estrategia 9.

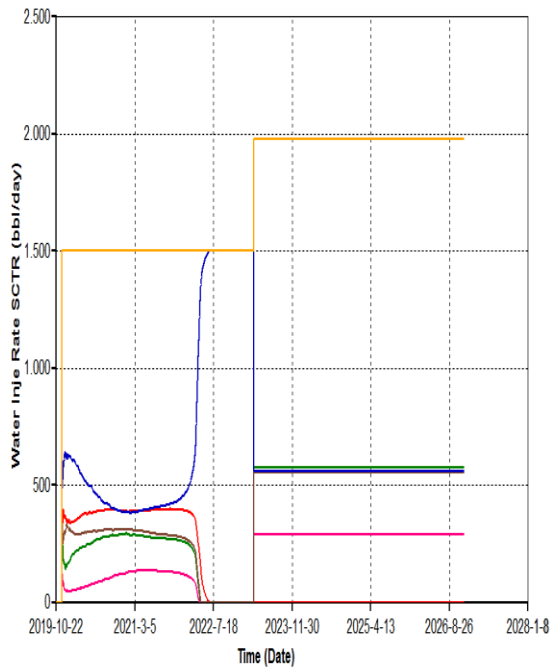


Figura 46a. Perfil de inyección

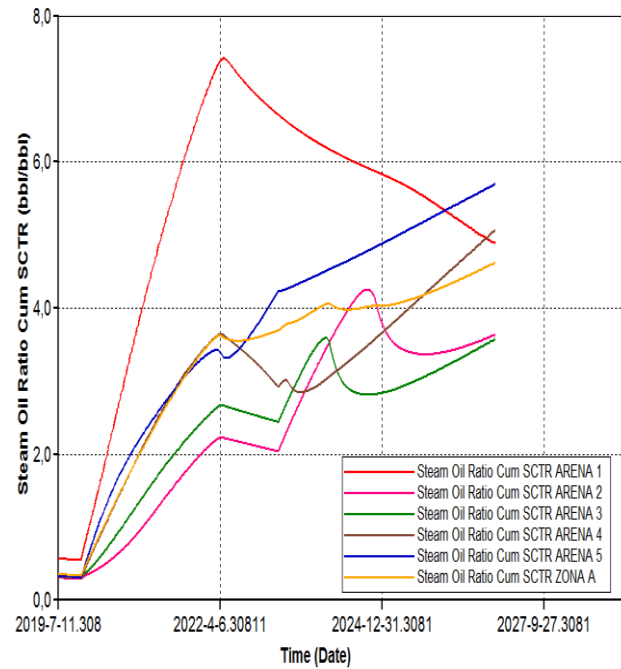


Figura 46b. Relación vapor/aceite

Fuente: Computer Modeling Group (CMG). Advanced Processes Reservoir Simulator.

3.3. PLANTEAMIENTO DE LAS ESTRATEGIAS EN LA ZONA B

Es la segunda unidad productora con la que cuenta el modelo conceptual de simulación construido, la evaluación en esta zona se realiza aplicando el esquema de explotación mostrado en la figura 28.

Esta zona cuenta con una cantidad de aceite in-situ ligeramente mayor comparado con la zona A, es a su vez la unidad de menor permeabilidad, se encuentra a una mayor profundidad mostrando más resistencia al flujo por ser la región menos depletadas y además presenta una relación Arena/Arcilla de 1.08.

3.3.1. Escenario Base Zona B

El planteamiento de este caso es con el objetivo tener una base de comparación con las estrategias a ser propuestas, además se caracteriza por ser el proceso de inyección continua convencional, en donde el vapor tiene la libertad de fluir en el medio poroso y de contactar las arenas de acuerdo a las condiciones del yacimiento. Este se evalúa para una tasa de 1200 BWE/día en un tiempo de simulación de siete años.

Figura N° 47. Análisis de los parámetros en la inyección continua convencional.

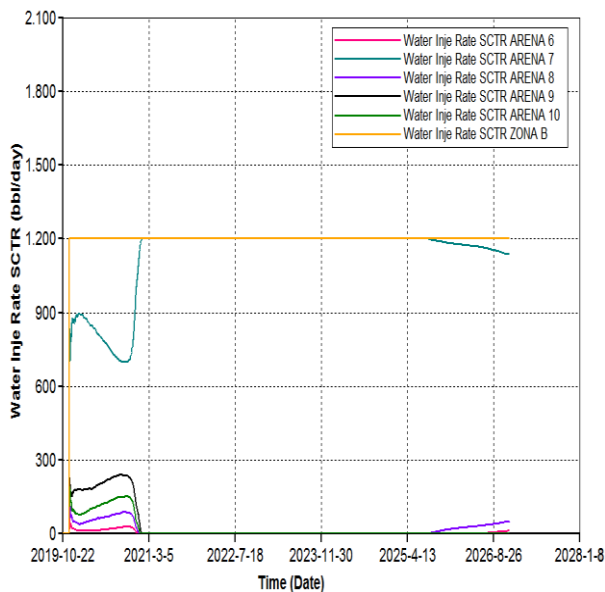


Figura 47a. Perfil de inyección

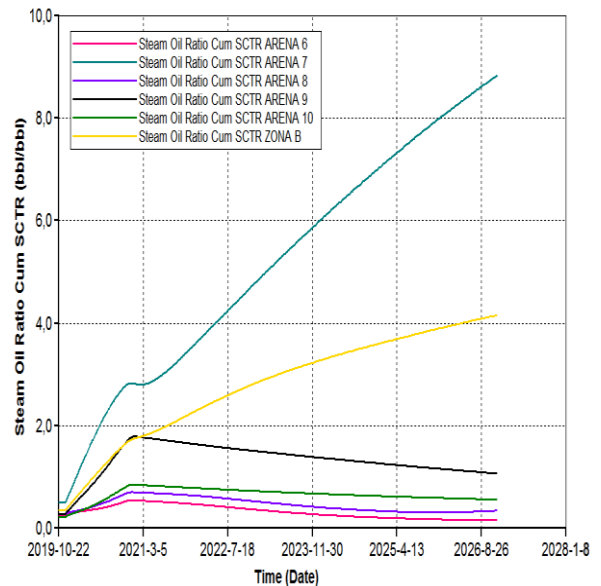


Figura 47b. Relación vapor/aceite

Fuente: Computer Modeling Group (CMG). Advanced Processes Reservoir Simulator.

La arena 7 es la primera en llegar a ruptura (1.43 años) lo que indica que esta es la arena que más aporta a la producción y de igual manera es el canal preferencial del vapor inyectado [figura 47a]. En la gráfica, se evidencia la mala distribución vertical del vapor una vez llega a ruptura la arena 7, es por esto que se requiere buscar escenarios de explotación que vuelvan rentable el proyecto.

Figura 47b muestra que al final del proceso de inyección continua la zona B alcanza un RAV acumulado de 4.73 BWE/BO, sin embargo se conoce que el principal aportante a este proceso es de la arena 7, la cual termina con un RVA de 10.69 BWE/BO. Por lo tanto es necesario plantear estrategias que permitan que el recobro térmico sea a un menor costo.

Como solución se plantea aplicar la inyección selectiva de vapor como una técnica correctiva en la zona B, luego de que la primera arena ha llegado a ruptura y así lograr mejorar la distribución del vapor en el yacimiento.

Se determina implementar la técnica en dos lapso de tiempos diferentes:

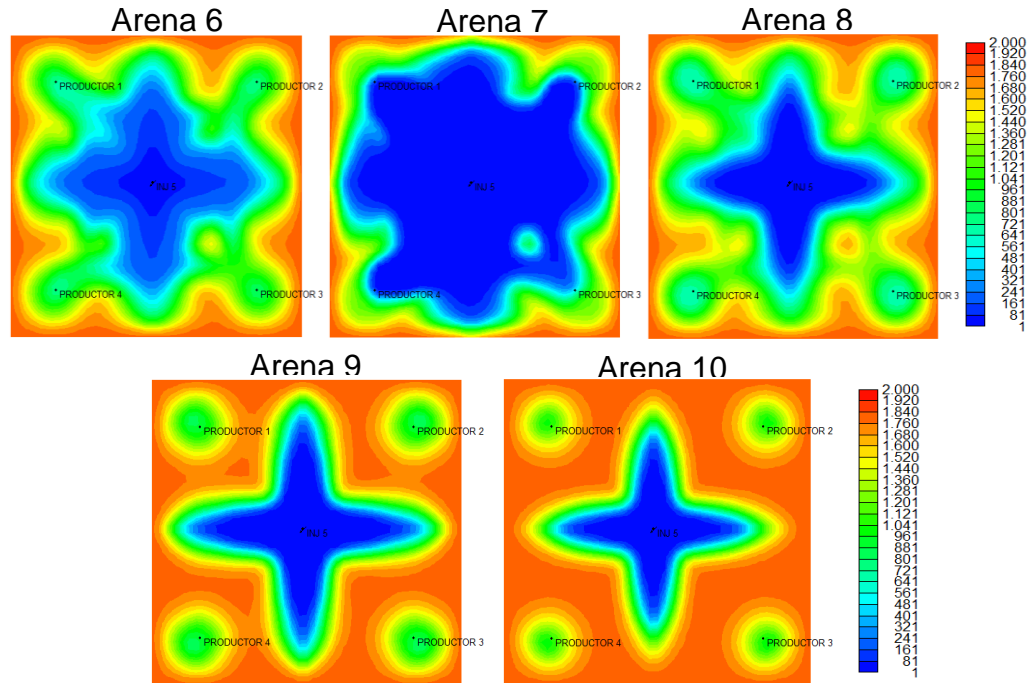
1. Al momento en que la primera arena llega a ruptura
2. Un año después de ruptura de la primera arena.

3.3.2. Estrategias a tiempo de ruptura

Para la fecha 2021/04/28, es decir 518 días después de iniciada la inyección continua la arena 7 ha llegado a ruptura, de esta manera en la figura 48 se observa el estado del avance del vapor de cada una de las arenas productoras.

A este lapso la arena 7 es la arena que ha irrumpido en los pozos productores, por consiguiente en la evaluación de las algunas estrategias planteadas no se tiene en cuenta.

Figura N° 48. Avance del vapor en las arenas de la zona B.



Fuente: Computer Modeling Group (CMG). Advanced Processes Reservoir Simulator.

Estrategias Planteadas para la zona B a tiempo de ruptura.

1. Inyectar en las arenas 6, 8, 9 y 10 a tasa máxima.
2. Inyectar en las arenas 6, 7, 8, 9 y 10 a tasa moderada para 7.
3. Inyectar en las arenas 8, 9 y 10 a tasas máximas.
4. Inyectar en las arenas 7, 8, 9 y 10 a tasas viables.
5. Inyectar en todas las arenas 6, 7, 8, 9 y 10 una tasa de 1500 BWE/día.

✓ **Estrategia 1: Inyectar en las arenas 6, 8, 9 y 10 a tasa máxima.**

En este primer escenario para realizar la evaluación se inyecta en cada arena a caudal máximo, dando así una tasa de inyección total de 820 BWE/día donde la inyectividad de las arenas se muestra en la tabla.

Tabla N° 26. Inyectividad de las Arenas en la Estrategia 1 de Zona B

	Tasa Máxima (BWE/día)
Arena 6	115
Arena 7	-
Arena 8	200
Arena 9	275
Arena 10	230

La figura 49a muestra el comportamiento de las tasas inyectadas durante todo el proceso, las cuales se mantienen constantes y garantizan así la correcta implementación de la inyección continua selectiva de vapor.

Figura N° 49. Comportamiento de los parámetros de viabilidad de la estrategia 1.

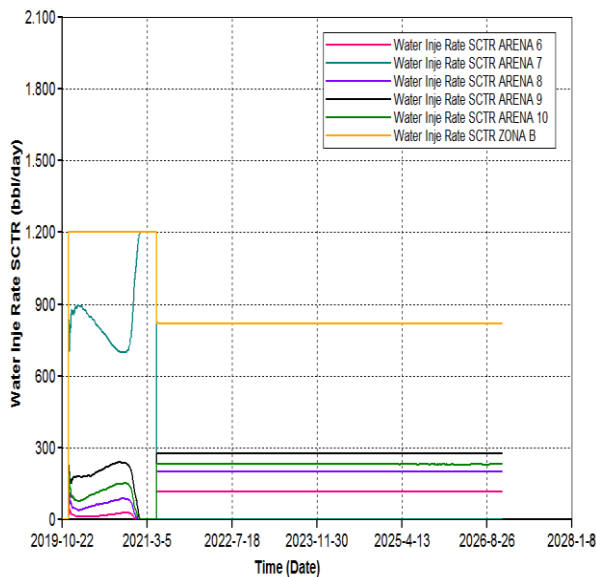


Figura 49a. Perfil de inyección

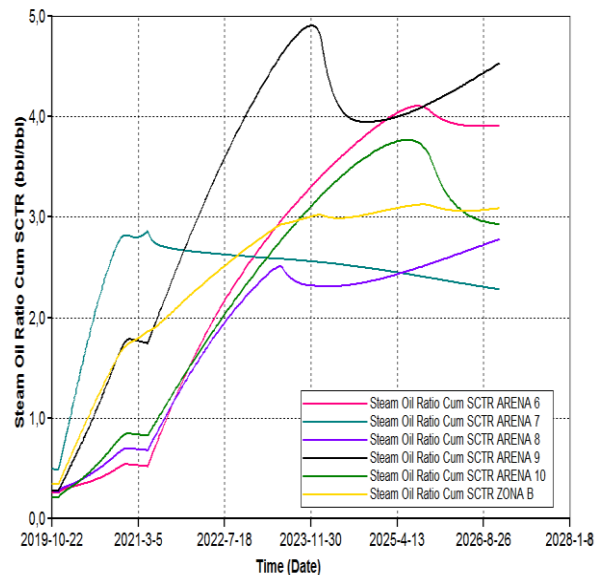


Figura 49b. Relación vapor/aceite

Fuente: Computer Modeling Group (CMG). Advanced Processes Reservoir Simulator.

Figura 49b muestra la tendencia del RVA a lo largo de toda la evaluación indicando la viabilidad de la estrategia pues se mantiene dentro de los límites económicos establecidos.

✓ **Estrategia 2: Inyectar en las arenas 6, 7, 8, 9 y 10 a tasa moderadas.**

Esta estrategia se plantea con el objetivo de analizar la influencia de la arena 7 en la recuperación de crudo, ya que es la arena de la zona con mayor cantidad de aceite in-situ así que se suministra una tasa moderada que permita que se viable inyectar vapor en esta arena.

La tasa de inyección está dada por la máxima inyectividad de la zona B que es 1200 bbl/día a tiempo de ruptura, en la tabla 27 se muestra la distribución del caudal.

Tabla N° 27. Tasas de las Arenas en la Estrategia 2 Zona B.

	Tasas (BWE/día)
Arena 6	115
Arena 7	380
Arena 8	200
Arena 9	275
Arena 10	230

La figura 50a muestra como las tasas se mantienen constante durante todo el proceso de la inyección selectiva de vapor, garantizando una mejor distribución del vapor en las zonas seleccionadas.

De la figura 50b se analiza el comportamiento que presenta la relación vapor aceite de la zona B (curva naranja) y de cada una de las arenas, especialmente de la arena 7. El RVA acumulado de la Zona B de 3.74BWE/BO, mientras que la arena 7 tiene un valor de 4.40BWE/BO lo que indica que se mantienen por debajo del límite económico definido.

Figura N° 50. Comportamiento de los parámetros de viabilidad de la estrategia 2.

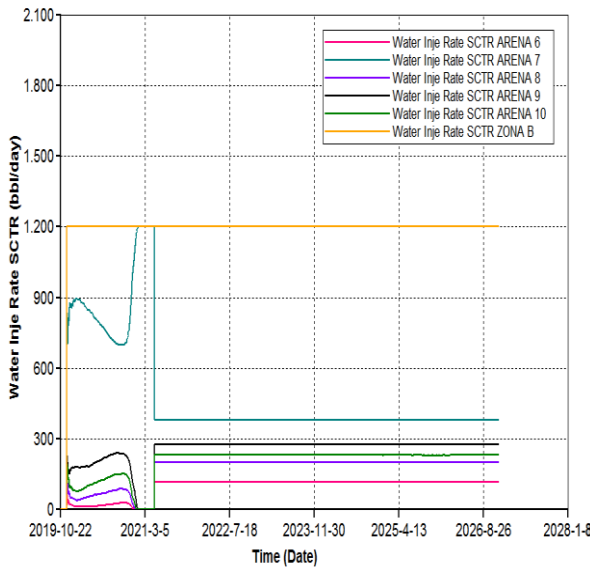


Figura 50a. Perfil de inyección

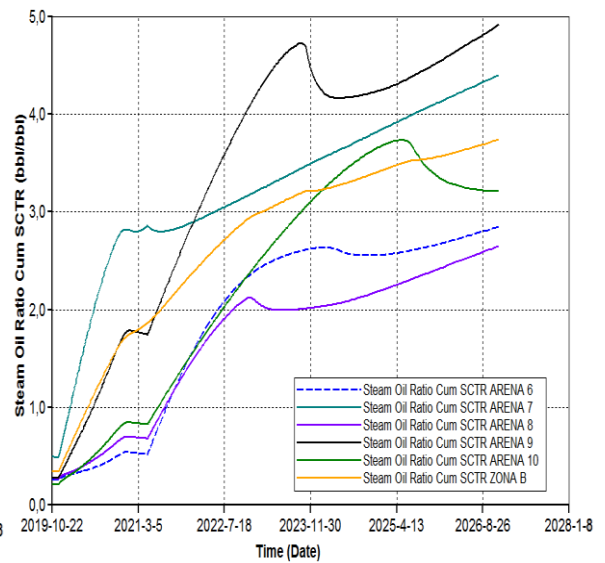


Figura 50b. Relación vapor/aceite

Fuente: Computer Modeling Group (CMG). Advanced Processes Reservoir Simulator.

✓ **Estrategia 3: Inyectar en las arenas 8, 9 y 10 a tasa moderadas.**

Para la evaluación de esta estrategia se decide no inyectar en la arena 6 debido, al poco espesor que tiene la arena, lo cual deriva en altas pérdidas de overburden/underburden.

La tasa de inyección es de 705 BWE/día y la inyectividad de cada una de las arenas que conforman la estrategia se muestra en la Tabla 28.

Tabla N° 28. Inyectividad de las Arenas en la Estrategia 3 Zona B.

	Tasa Máxima (BWE/día)
Arena 8	200
Arena 9	275
Arena 10	230

Figura N° 51. Comportamiento de los parámetros de viabilidad de la estrategia 3.

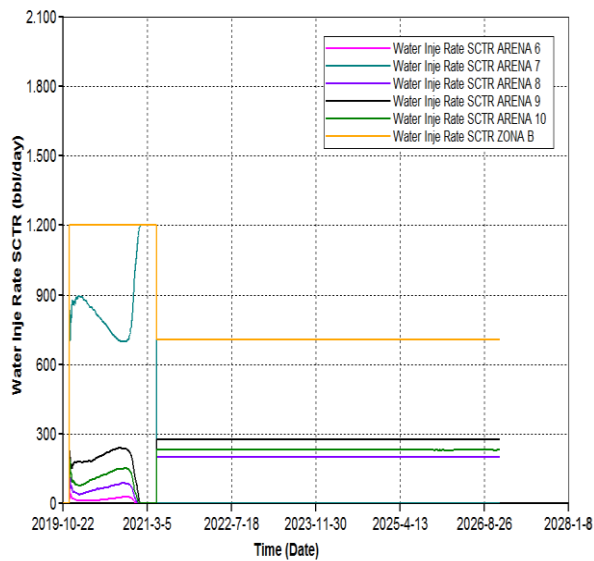


Figura 51a. Perfil de inyección

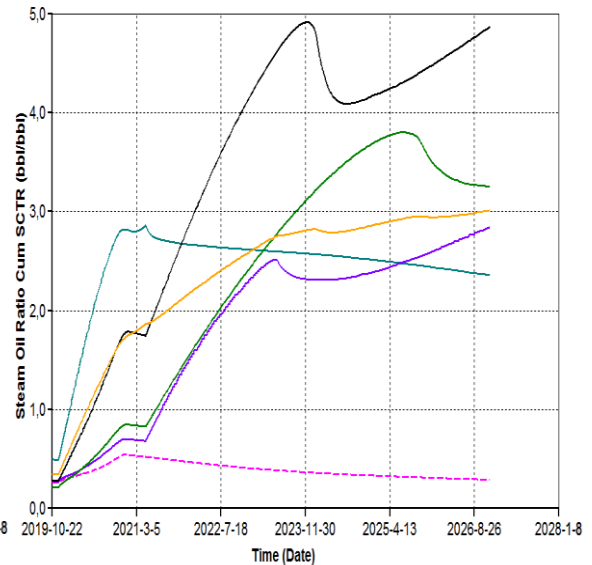


Figura 51b. Relación vapor/Aceite

Fuente: Computer Modeling Group (CMG). Advanced Processes Reservoir Simulator.

✓ **Estrategia 4: Inyectar en las arenas 7, 8, 9 y 10 a tasa moderadas.**

Para este escenario se excluye la arena 6 y se incluye la arena 7 por las razones que se mencionaron anteriormente.

La tasa suministrada en esta estrategia es de 1085 bbl/día, las arenas 8,9 y 10 presentan una inyectividad máxima como muestra la tabla 29 mientras que para la arena 7 la tasa de inyección es moderada.

Tabla N° 29. Inyectividad de las Arenas en la Estrategia 4 Zona B.

	Tasa Máxima (BWE/día)
Arena 7	380
Arena 8	200
Arena 9	275
Arena 10	230

Figura N° 52. Comportamiento de los parámetros de viabilidad de la estrategia 4.

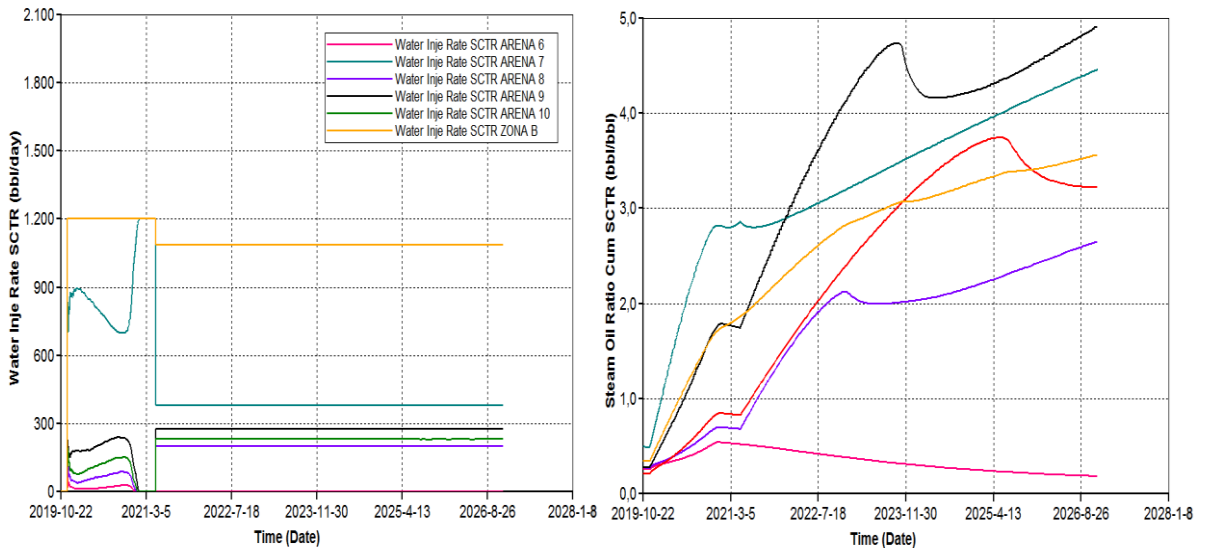


Figura 52a. Perfil de inyección

Figura 52b. Relación vapor/aceite

Fuente: Computer Modeling Group (CMG). Advanced Processes Reservoir Simulator.

✓ **Estrategia 5: Inyectar en todas las arenas 6, 7, 8, 9 y 10**

Esta estrategia es planteada para tener una base comparativa con las estrategias que se plantean en la zona A, puesto que la zona B presenta una inyectividad menor, pero una cantidad ligeramente mayor de aceite in-situ, por lo tanto se inyecta la misma tasa de 1500 BWE/día que se inyecta en los escenarios de la zona A, sin embargo sólo en la implementación de la inyección continua selectiva de vapor.

Tabla N° 30. Tasas de inyección de las Arenas en la Estrategia 5 Zona B.

	Tasas (BWE/día)
Arena 6	115
Arena 7	680
Arena 8	200
Arena 9	275
Arena 10	230

Figura N° 53. Comportamiento de los parámetros de viabilidad de la estrategia 5.

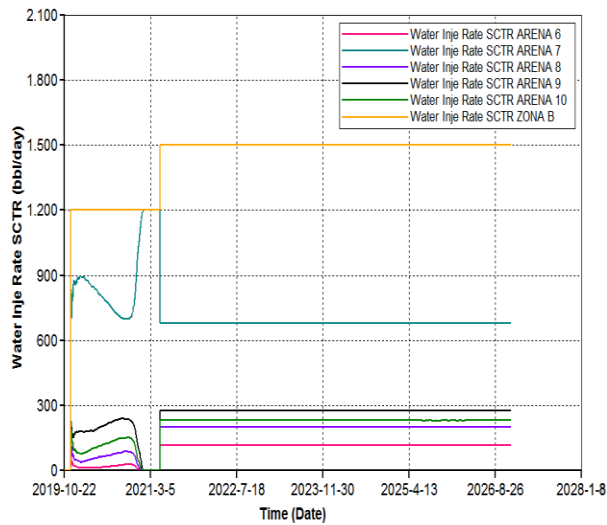


Figura 53a. Perfil de inyección

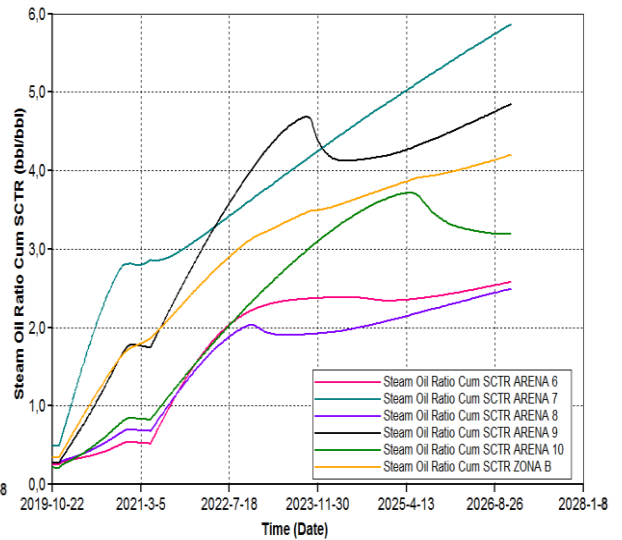


Figura 53b. Relación vapor/aceite

Fuente: Computer Modeling Group (CMG). Advanced Processes Reservoir Simulator.

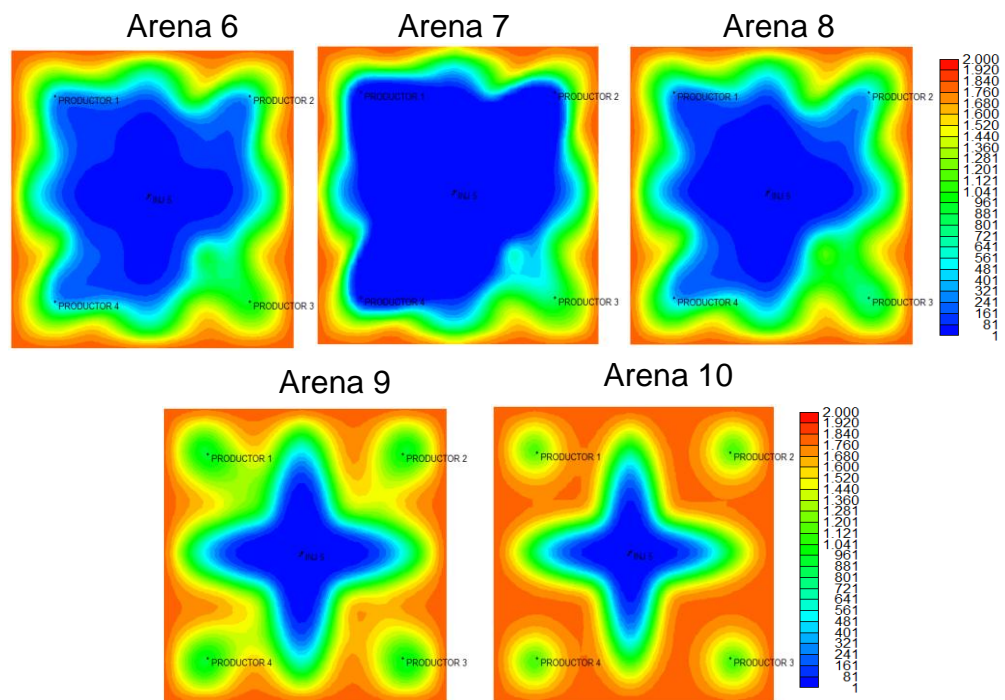
Las figuras 49a, 50a, 51a, 52a y 53a correspondiente a la estrategia 3, 4 y 5 muestra como las tasas se mantienen constantes durante todo el proceso de la inyección selectiva de vapor, garantizando una mejor distribución del vapor en las zonas seleccionadas.

Al igual, las figuras 49b, 50b, 51b, 52b y 53b se analiza el comportamiento que presenta la relación vapor aceite de la zona B (curva naranja) y de cada una de las arenas, especialmente de la arena 7. El RVA acumulado de la Zona B y de la arena 7 correspondiente a las estrategias 3, 4 y 5 se mantiene por debajo del límite económico definido.

3.3.3. Estrategias a 1 año después de haber llegado a ruptura la primera arena. Zona B.

En la imagen 54 se muestra el avance del vapor un año después que la arena 7 ha llegado a ruptura, de donde se puede observar que el vapor ha irrumpido en la arena 6 y 8.

Figura N° 54. Avance del vapor de forma áreal



Fuente: Computer Modeling Group (CMG). Advanced Processes Reservoir Simulator.

Estrategias Planteadas para la zona B a 1 año después que la primera arena llegó a ruptura.

Para evaluar estos escenarios se tuvieron en cuentas las siguientes estrategias.

6. Inyectar en las arenas 6, 8, 9 y 10 a tasa máxima.
7. Inyectar en las arenas 6, 7, 8, 9 y 10 a tasa moderada para 7.

- 8. Inyectar en las arenas 8, 9 y 10 a tasas máximas
- 9. Inyectar en las arenas 7, 8, 9 y 10 a tasas viables
- 10. Inyectar en todas las arenas 6, 7, 8, 9 y 10 una tasa de 1500 BWE/día.

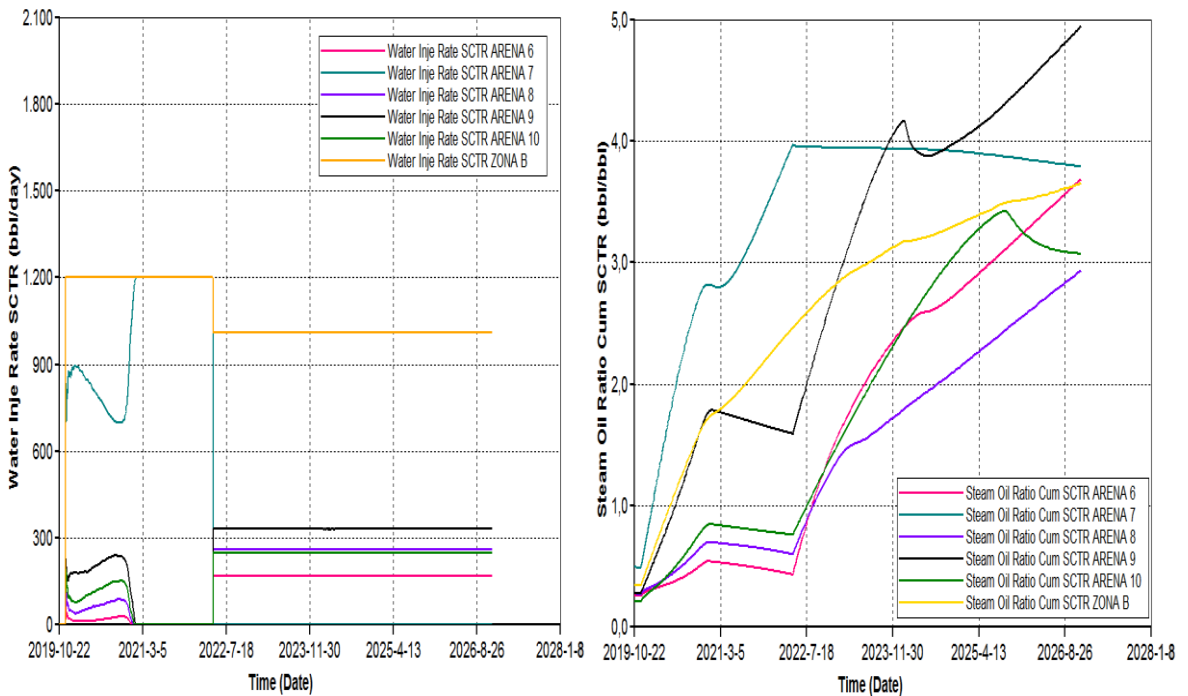
✓ **Estrategia 6: Inyectar en las arenas 6, 8, 9 y 10 a tasa máxima.**

La tasa de inyección máxima es de 1010 BWE/día, en la tabla se muestra la distribución del caudal para cada arena.

Tabla N° 31. Inyectividad de las Arenas en la Estrategia 6 Zona B.

	Tasa Máxima (BWE/día)
Arena 6	170
Arena 8	260
Arena 9	330
Arena 10	250

Figura N° 55. Comportamiento de los parámetros de viabilidad de la estrategia 6.



Fuente: Computer Modeling Group (CMG). Advanced Processes Reservoir Simulator.

✓ **Estrategia 7: Inyectar en las arenas 6, 7, 8, 9 y 10 a tasa moderadas.**

Esta estrategia se evalúa basada en los argumentos propuestos en la estrategia 2 de la zona B, sin embargo la inyectividad de las arenas es mayor en estas condiciones. La tasa de inyección escogida para evaluar esta estrategia es de 1200 BWE/día, las arenas 6, 8, 9 y 10 presentan una inyectividad máxima como muestra la tabla 32 mientras que la arena 7 tiene una tasa de inyección moderada que garantiza que esta se mantenga dentro de los límites económico del RVA a lo largo de todo el proceso de la evaluación.

Tabla N° 32. Inyectividad de las Arenas en la Estrategia 7 Zona B.

	Tasa Máxima (bbl/día)
Arena 6	145
Arena 7	205
Arena 8	350
Arena 9	260
Arena 10	240

Figura N° 56. Comportamiento de los parámetros de viabilidad de la estrategia 7.

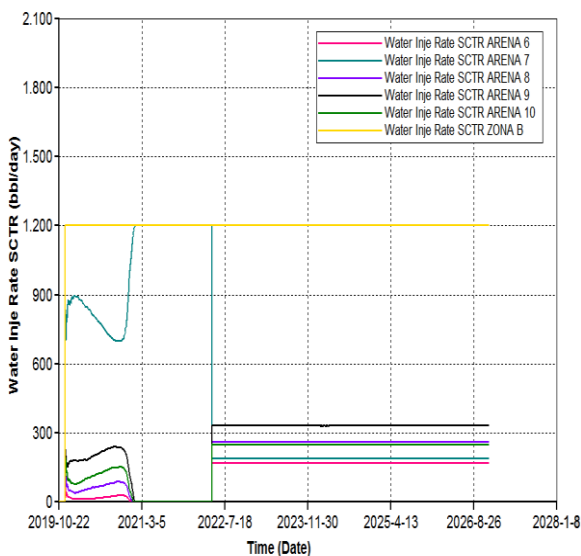


Figura 56a. Perfil de inyección

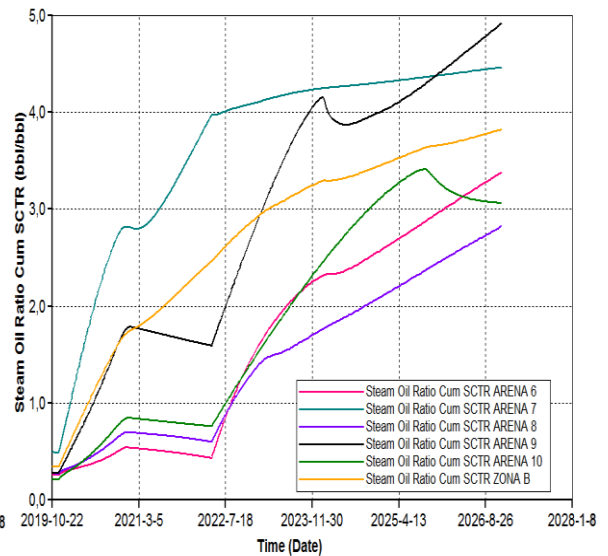


Figura 56b. Relación vapor/aceite

Fuente: Computer Modeling Group (CMG). Advanced Processes Reservoir Simulator.

✓ **Estrategia 8: Inyectar en las arenas 8, 9 y 10 a tasa máximas.**

En este escenario no se incluye la arena 6 a razón de su bajo espesor, el cual conlleva a grandes pérdidas de energía. La tasa de inyección es de 840 BWE/día y la inyectividad de cada una de las arenas que conforman la estrategia es como se muestra en la Tabla.

Tabla N° 33. Inyectividad de las Arenas en la Estrategia 8 Zona B.

	Tasa Máxima (BWE/día)
Arena 8	260
Arena 9	330
Arena 10	250

Figura N° 57. Comportamiento de los parámetros de viabilidad de la estrategia

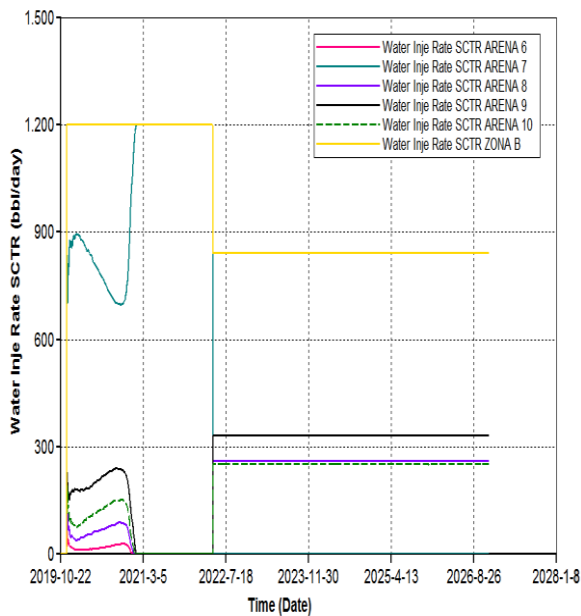


Figura 57a. Perfil de inyección

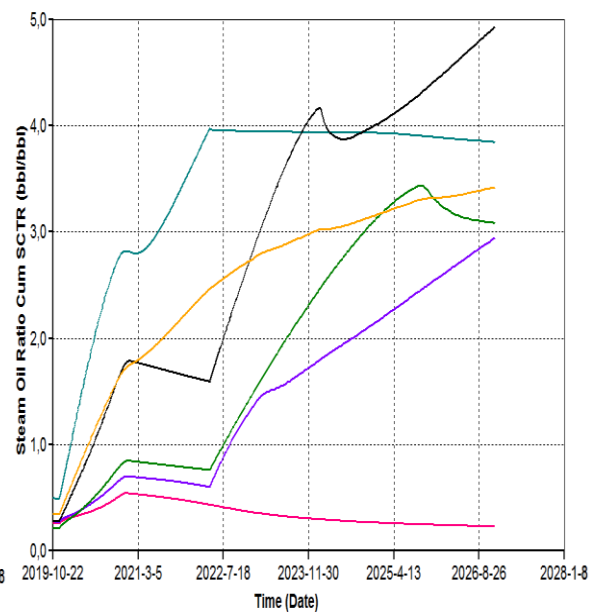


Figura 57b. Relación vapor/Aceite

Fuente: Computer Modeling Group (CMG). Advanced Processes Reservoir Simulator.

✓ **Estrategia 9: Inyectar en las arenas 7, 8, 9 y 10 a tasas viables**

La tasa de inyección para evaluar esta estrategia es de 1200 BWE/día, las arenas 8,9 y 10 presentan una inyectividad máxima como muestra la tabla 34 mientras que la arenas 7 tiene una tasa de inyección moderada que garantiza que se encuentre entre el limite económico del RVA a lo largo de todo el proceso de evaluación.

Tabla N° 34. Inyectividad de las Arenas en la Estrategia 9 Zona B

	Tasa Máxima (BWE/día)
Arena 7	360
Arena 8	260
Arena 9	330
Arena 10	250

Figura N° 58. Comportamiento de los parámetros de viabilidad de la estrategia 9.

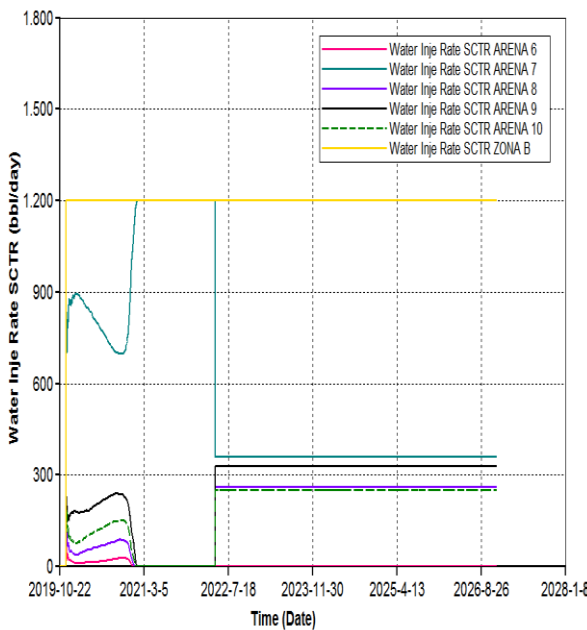


Figura 58a. Perfil de inyección

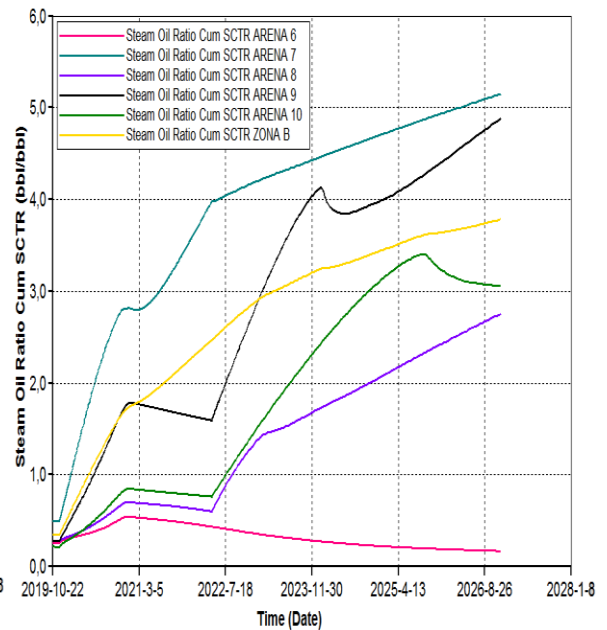


Figura 58b. Relación vapor

Fuente: Computer Modeling Group (CMG). Advanced Processes Reservoir Simulator.

- ✓ **Estrategia 10: Inyectar en todas las arenas 6, 7, 8, 9 y 10 una tasa de 1500 BWE/día.**

Esta es planteada con las misma razones por la cual se realizada estrategia 5 planteada para la zona B a tiempo de ruptura, su diferencia radica en el espacio del tiempo en que es evaluada y la inyectividad de las arenas que es diferente.

Tabla N° 35. Tasas de inyección de las Arenas en la Estrategia 10 Zona B.

	Tasas de inyección (BWE/día)
Arena 6	115
Arena 7	680
Arena 8	200
Arena 9	275
Arena 10	230

Figura N° 59. Comportamiento de los parámetros de viabilidad de la estrategia

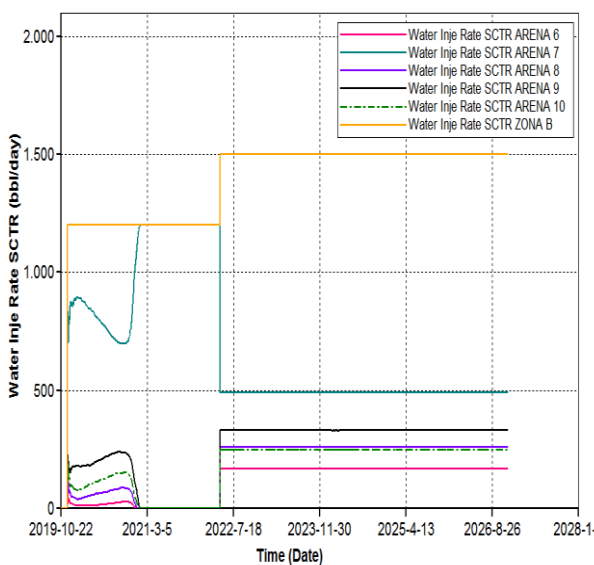


Figura 59a. Perfil de inyección

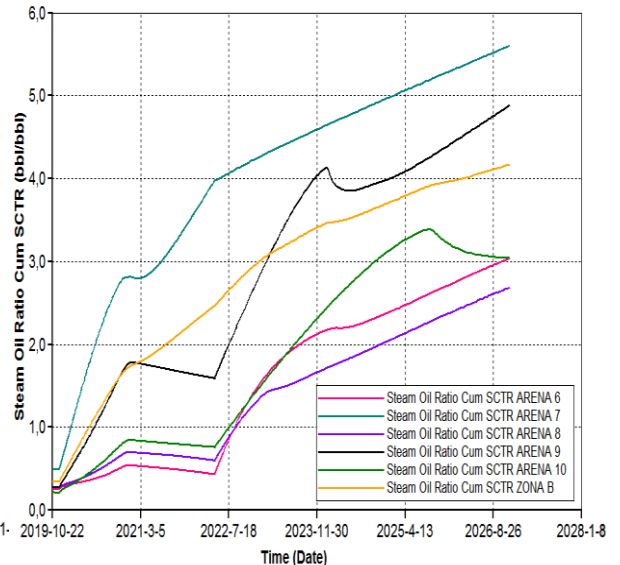


Figura 59b. Relación vapor/aceite

Fuente: Computer Modeling Group (CMG). Advanced Processes Reservoir Simulator.

La tabla 35 contiene las tasas de inyección individual de cada arena, que conforman la estrategia. Todas las arenas presentan la inyectividad máxima a este tiempo excepto la arena 7 que se entrega una tasa moderada y que es viable a lo largo de toda la evaluación.

Las figura 55a, 56a, 57a, 58a y 59a que correspondiente desde la estrategia 6 a 10 muestra como las tasas se mantienen constantes durante todo el proceso de la inyección selectiva de vapor, garantizando una mejor distribución del vapor en las zonas seleccionadas.

Al igual, las figuras 55b, 56b, 57b, 58b y 59b se analiza el comportamiento que presenta la relación vapor aceite de la zona B (curva naranja) y de cada una de las arenas, especialmente de la arena 7. El RVA acumulado de la Zona B y de la arena 7 correspondientes desde las estrategias 6 a 10 se mantiene por debajo del límite económico definido.

4. RESULTADOS DE LA EVALUACION DE INYECCION SELECTIVA DE VAPOR.

En esta sección se presentan los resultados obtenidos de la simulación, inicialmente se presentan los resultados obtenidos para la zona A y su respectivo análisis con la selección de la estrategia que mejor se desempeña en la evaluación; posteriormente se realiza el análisis de los resultados obtenidos para la Zona B y de igual forma para la Zona A estudiados principalmente por el comportamiento del factor de recobro y el perfil de inyección. Por último se realiza un análisis de las estrategias que mejor se comportan en cada zona y se selecciona la estrategia que mejor responde a la implementación de la inyección selectiva de vapor en yacimientos estratificados.

4.1 ANALISIS DE RESULTADOS EN LA ZONA A.

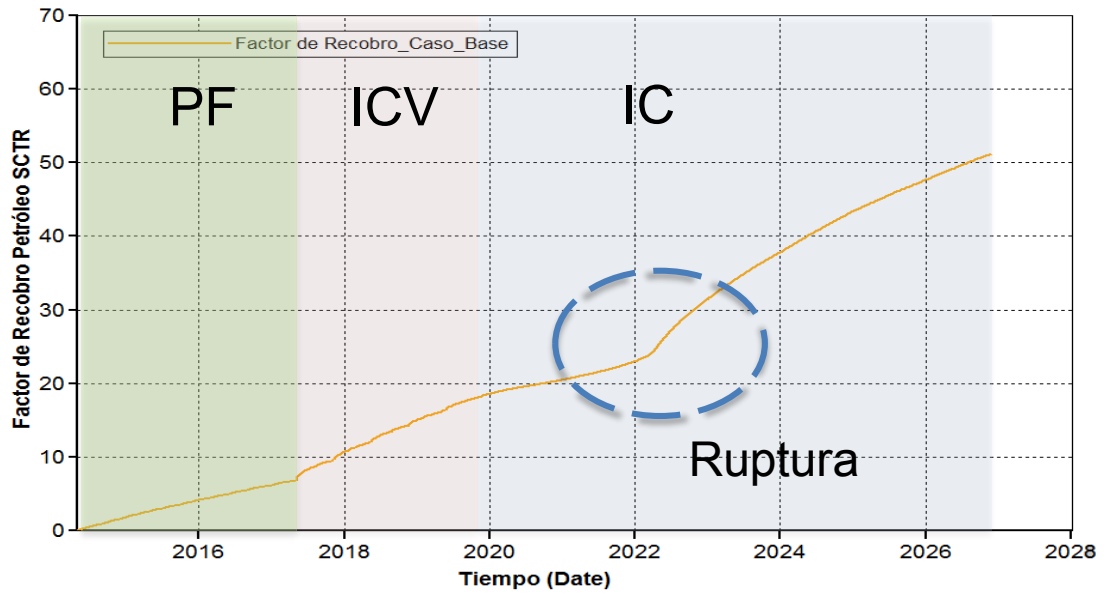
Los resultados que se obtienen al implementar las estrategias propuestas para la zona A en el modelo de simulación se analizan basados principalmente en el comportamiento que exhibe el factor de recobro y las tasas de recuperación de aceite durante todo el proceso de evaluación.

4.1.1. Escenario Base.

La figura 60 muestra el comportamiento del factor de recobro durante la evaluación realizada al esquema de explotación. Se evidencia cómo se comporta este con respecto a cada etapa que lo compone.

Durante la implementación de la inyección continua convencional se evidencia un cambio en la pendiente, la cual es señalada con un círculo e indica el momento en el que el vapor irrumpe en los pozos productores.

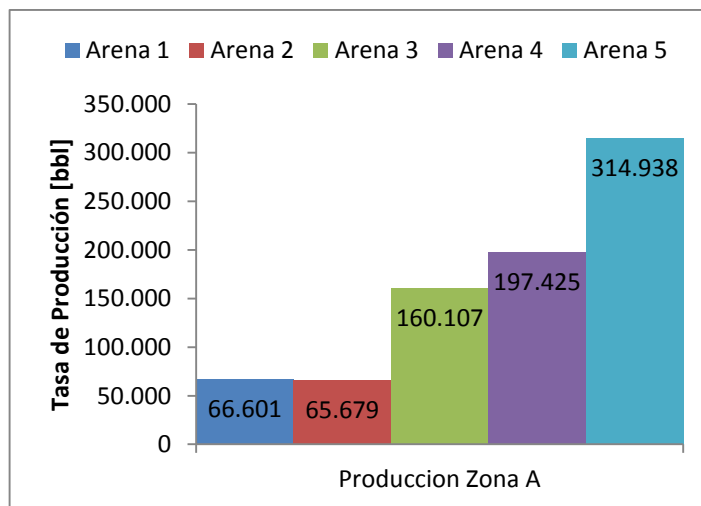
Figura N° 60. Comportamiento del Factor de Recobro Caso Base.



Fuente: Computer Modeling Group (CMG). Advanced Processes Reservoir Simulator.

Al final de aplicar la inyección continua convencional se evidencia que la zona A alcanza una recuperación de petróleo de 51%, sin embargo como se indica en la gráfica 1 el mayor responsable de esta recuperación es la arena 5.

Gráfica N° 1. Tasa de producción por Arena.



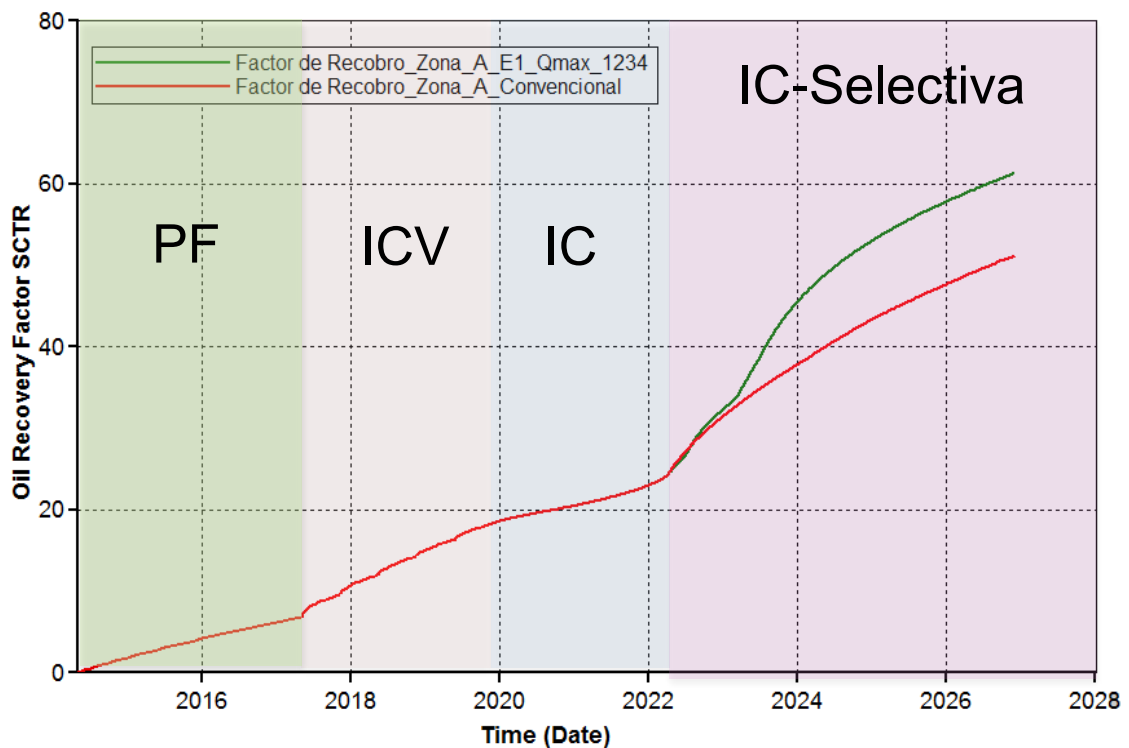
Sin embargo el proceso deja de ser viable poco tiempo después que la arena 5 llegue a ruptura por la mala distribución vertical del vapor.

4.1.2. Escenario Tiempo de ruptura

- ✓ **Estrategia 1: Inyectar en las arenas 1,2 ,3 Y 4 a tasa Máxima.**

El comportamiento del factor de recobro obtenido en esta estrategia se muestra en la figura 61 donde la línea roja hace referencia al factor de recobro del caso base y la curva azul hace referencia al factor de recobro de la estrategia.

Figura N° 61. Comportamiento del Factor de Recobro Estrategia 1.

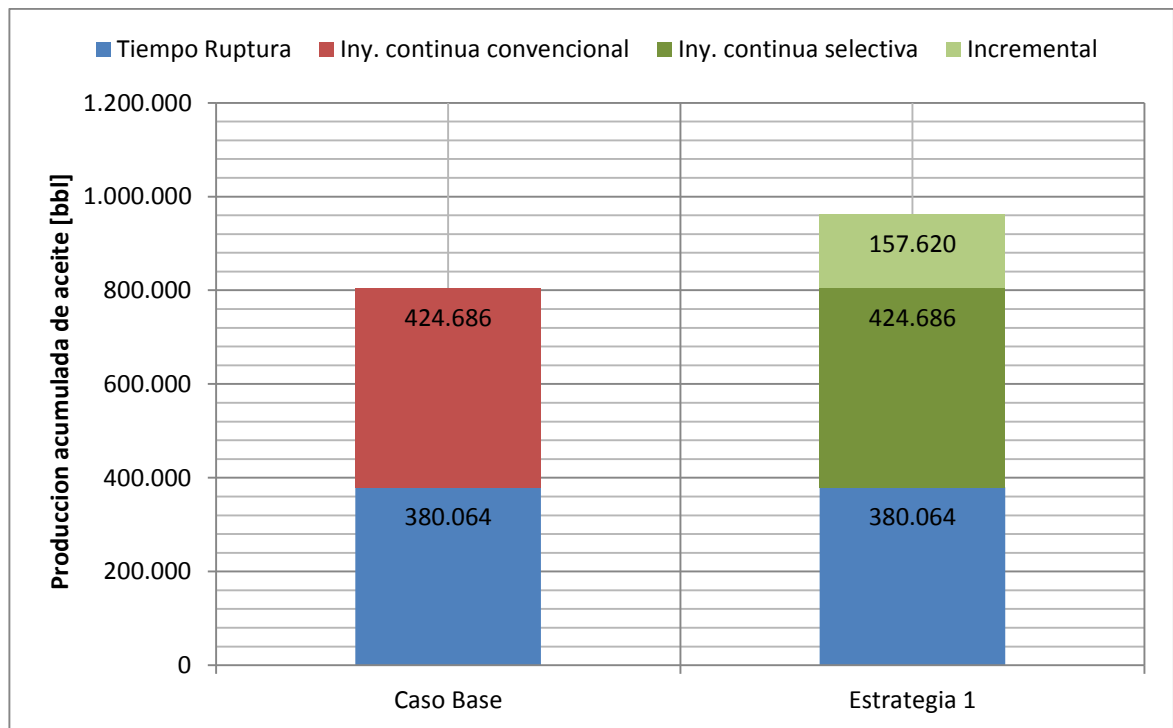


Fuente: Computer Modeling Group (CMG). Advanced Processes Reservoir Simulator.

Al final de aplicar la inyección continua selectiva de vapor la zona A alcanza un FR de 61.8% que comparado con el caso base el cual tiene un valor del FR de 51%, representa un incremento de 10.8 %. Analizando las tasas de aceite producidas se tiene que al final de la evaluación de esta estrategia 962,371 bbl dando un incremento de barriles recuperados con respecto al caso base de 157,620 bbl, como se muestra en la gráfica 2.

Como se mencionó en el capítulo 3, la tasa de inyección de esta estrategia es de 2295 BWE/d, mientras que la del caso base es de 1500 BWE/d. De igual manera se analizó que el RVA de la arena 1 sobrepasa el límite económico razón por la cual no se recomienda implementar este escenario.

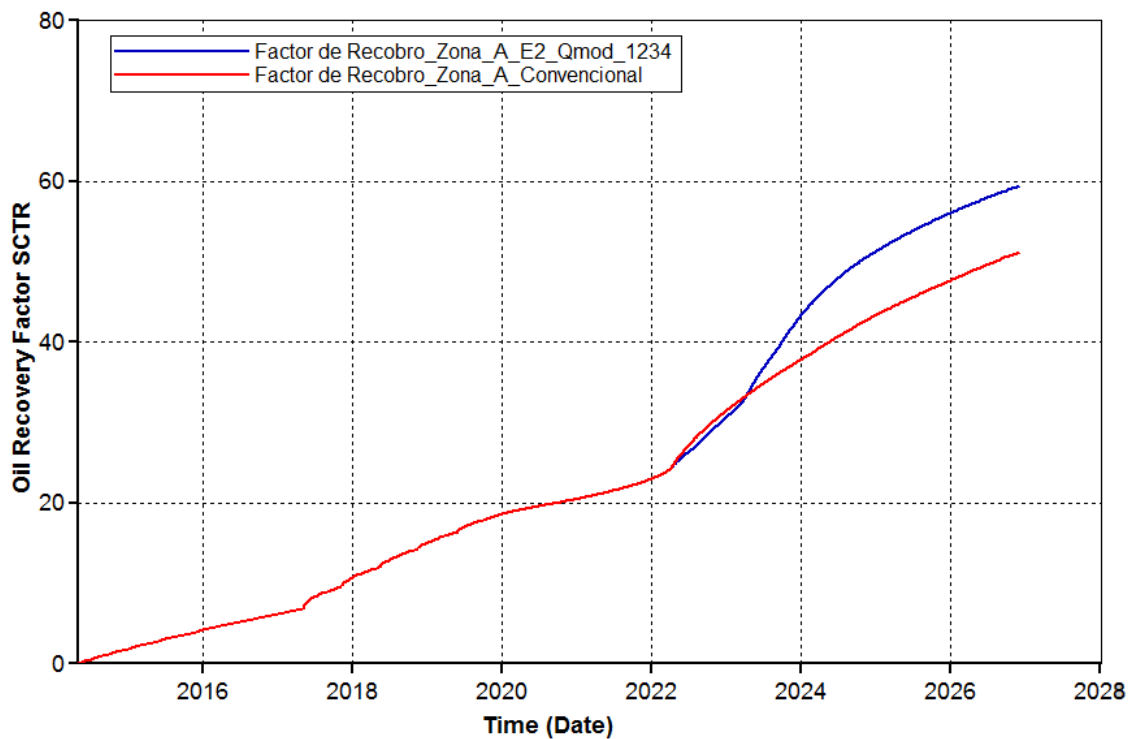
Gráfica N° 2. Tasas de producción Estrategia 1.



- ✓ **Estrategia 2: Inyectar en las arenas 1 y 4 a una tasa moderadas y en las arenas 2 y 3 a tasa máxima.**

Esta estrategia es la forma viable de evaluar el escenario 1. La figura 62 muestra el comportamiento del factor de recobro obtenido al evaluar la estrategia (curva azul), la cual es comparada con el factor de recobro del caso base.

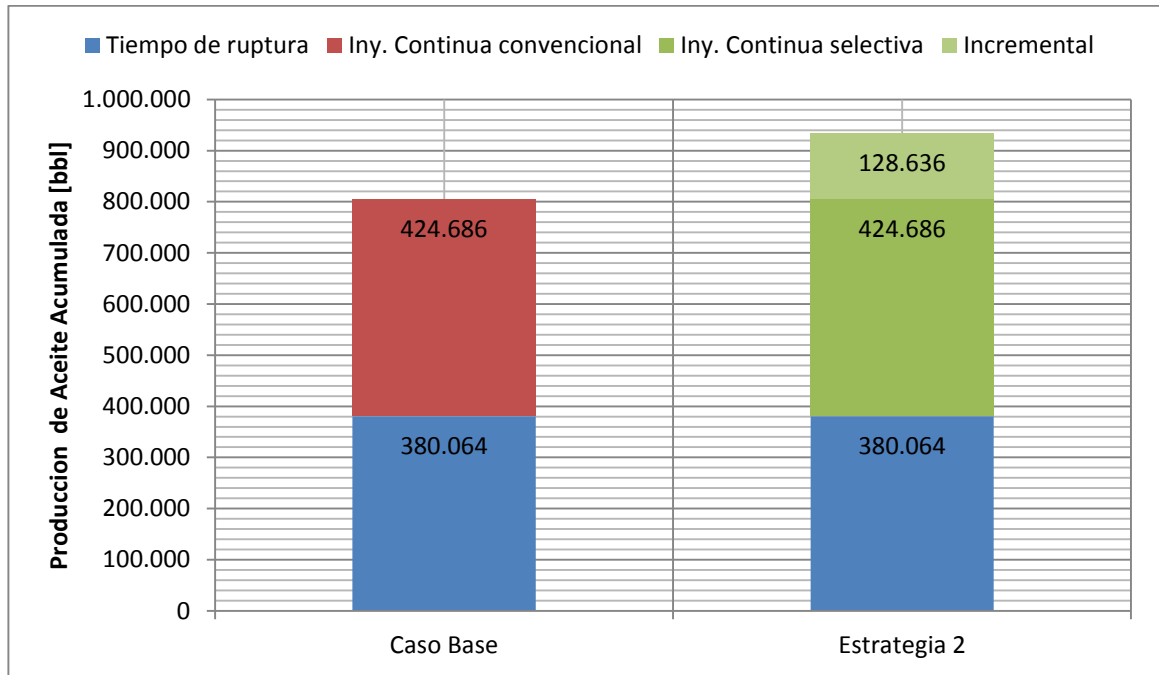
Figura N° 62. Factor de Recobro de la estrategia 2.



Fuente: Computer Modeling Group (CMG). Advanced Processes Reservoir Simulator.

La imagen 62 evidencia un valor del FR para la estrategia 2 de 59.4%, es decir un 8.4% de recuperacion incremental con respecto a la linea base que traducido en recuperacion de aceite acumulado es 128,636 bbl incrementales. También se observa que tanto la curva azul y la curva roja tienen un comportamiento igual durante un tiempo, sin embargo el factor de recobro de la inyección selectiva aumenta debido a la respuesta de las arenas que no habían sido contactadas.

Gráfica N° 3. Tasas de Producción estrategia 2.



Comparando la recuperación de aceite de la estrategia 1 y 2, se tiene un valor de 1% menos en el segundo escenario y una disminución en la tasa de inyección de 795 BWE/d con respecto al caso anterior.

En este escenario se regula la tasa de inyección de la arena 1 por sobrepasar los límites económicos, sin embargo a la arena 4 se le regula la tasa inyectada para cumplir con los 1500BWE/d suministrados al yacimiento. Un análisis de las tasas muestra que reduciendo la tasa máxima de la arena 1 a un valor de 350 BWE/d se logra una diferencia en el factor de recobro de tan solo el 4.3% y que representados en barriles es 8174 bbl.

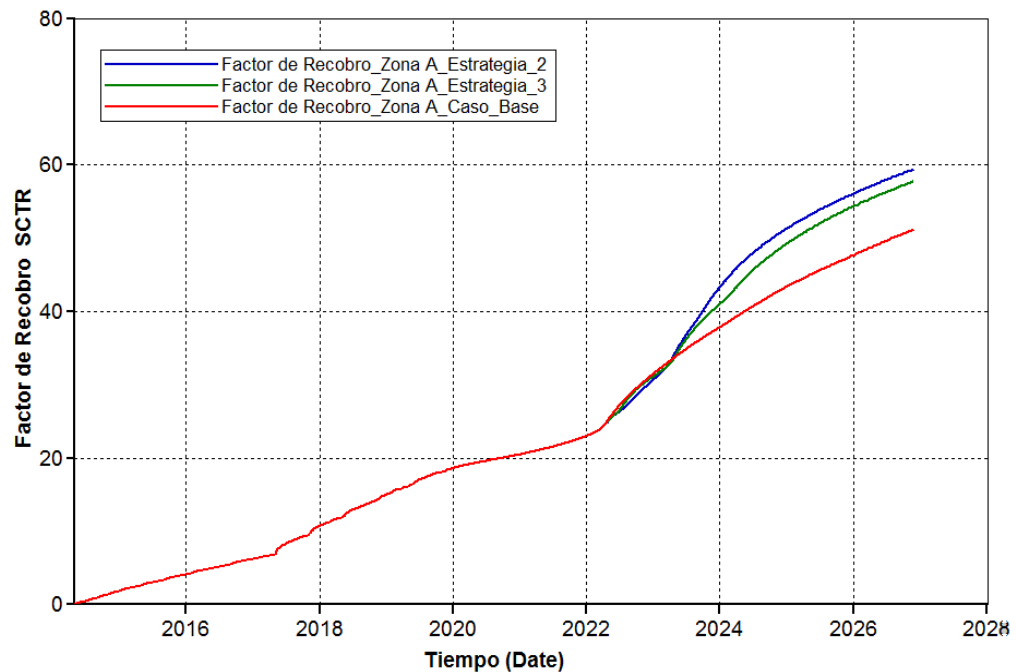
Tabla N° 36. Resultados en la Arena 1.

ARENA 1	
Tasa Inyectada	Factor de Recobro
800	66.3
350	62

✓ **Estrategia 3: Inyectar en las arenas 2, 3 y 4 a tasa máxima.**

La figura 63 muestra el comportamiento del factor de recobro de tres curvas que corresponden al desempeño que se obtiene de evaluar las estrategias 3, 2 y el caso base.

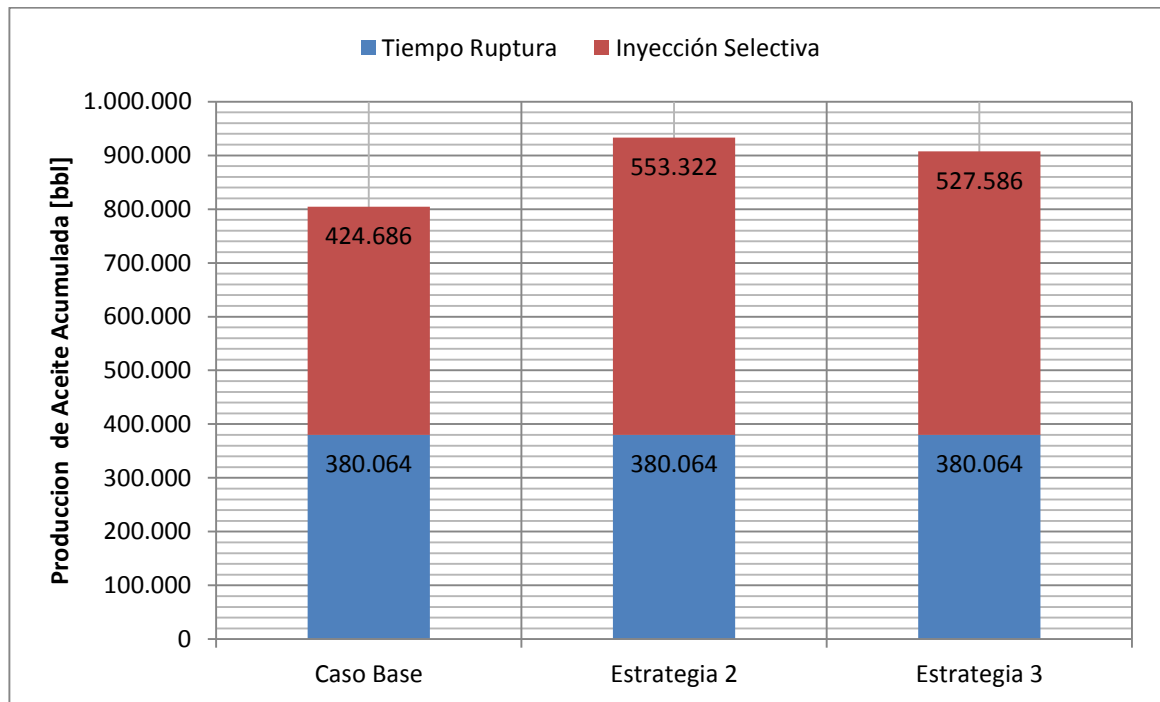
Figura N° 63. Factor de recobro de las estrategia 3.



Fuente: Computer Modeling Group (CMG). Advanced Processes Reservoir Simulator.

El factor de recuperación de aceite que se obtiene en este escenario es de 58% que comparado con el escenario 2 difieren en 1.4%, sin embargo en la tercera estrategia no se le suministra vapor a la arena 1 y comparando las tasas de inyección en este caso se inyectaron 27 BWE/d menos que el caso inmediatamente anterior. Una diferencia de 25,735 bbl en relación a la cantidad de aceite producida, esto comportamiento ilustra que inyectar a tasas máximas en la arena 4 no tiene la capacidad de poder respaldar la producción de la arena 1 de ahí la importancia de esta.

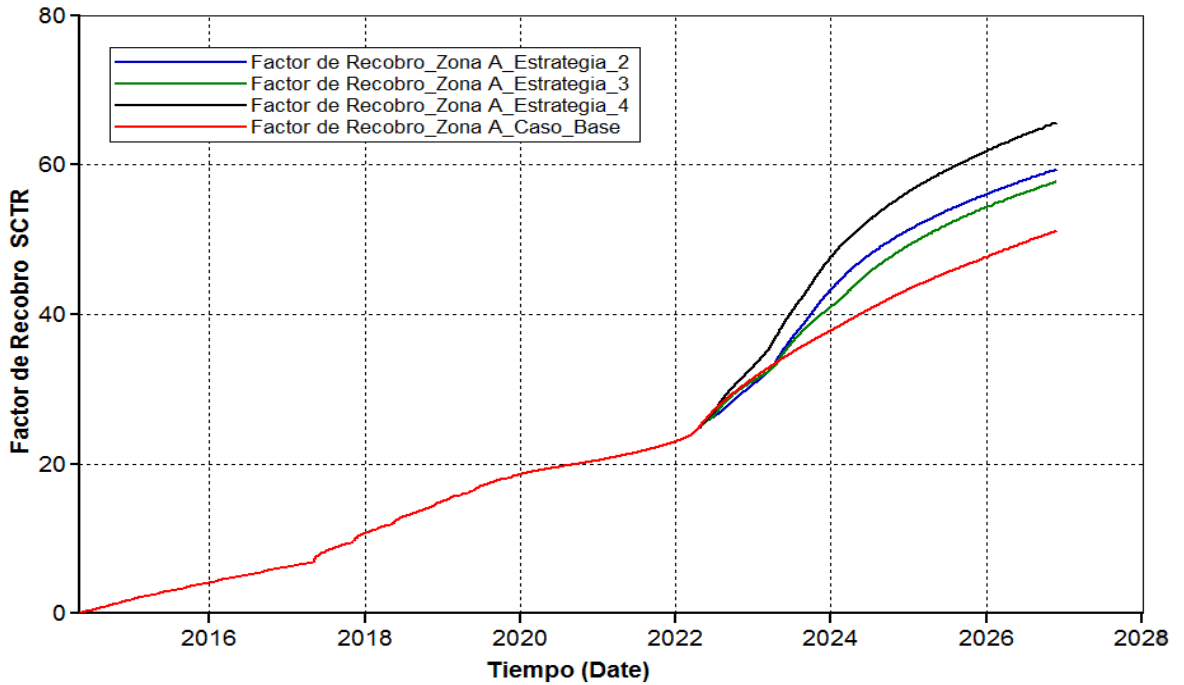
Gráfica N° 4. Tasas de producción estrategia 3.



✓ **Estrategia 4: Inyectar en todas las arenas (1, 2, 3, 4 y 5) a tasa viable**

En la figura 64 se evidencia el comportamiento del factor de recobro de esta estrategia, curva de color negro y de las demás estrategias evaluadas. El factor de recuperación de aceite que se obtiene en este escenario es de 65.7%.

Figura N° 64. Comportamiento del Factor de Recobro.



Fuente: Computer Modeling Group (CMG). Advanced Processes Reservoir Simulator.

La tasa de inyección para evaluar esta estrategia fue de 2295 BWE/día, es decir 795 BWE/d de más, comparado con lo que se inyecta en las estrategias anteriormente evaluadas.

Tabla N° 37. Producción de aceite de las estrategias

Estrategia	Producción hasta Tiempo Ruptura (bbl)	Producción Final (bbl)
Caso Base	380,064	804,751
Estrategia 2		933,386
Estrategia 3		907,651
Estrategia 4		1,032,296

Como se indica en la tabla 37 con la implementación de la inyección selectiva se logra recuperar 652,232 bbl, que al ser comparados con la inyección convencional se obtienen 227,545 barriles de más. Sin embargo al realizar la comparación con las estrategias evaluadas la diferencia de producción es 98,910 barriles de aceite comparado con la estrategia 2 y de 124,646 barriles de aceite comparado con la estrategia 3.

La importancia de inyectar en la arena 5 se puede evidenciar claramente en las tablas 38 donde ilustra el factor de recobro a tiempo de ruptura (TR) y al final de la evaluación exclusivamente para esta arena.

Tabla N° 38. Resultados de la Arena 5.

Arena 5		
	Factor Recobro (%)	Aceite Producido (bbl)
Estrategia 2	45	179,212
Estrategia 3	46.48	185,109
Estrategia 4	66.62	265,279

Cuando se diseña la estrategia para contactar la arena 5 se obtiene en esta un factor de recobro de 66.62% mientras cuando se excluye de la inyección selectiva alcanza un FR final de alrededor 45% observándose una diferencia de 21.62% de FR final alcanzando.

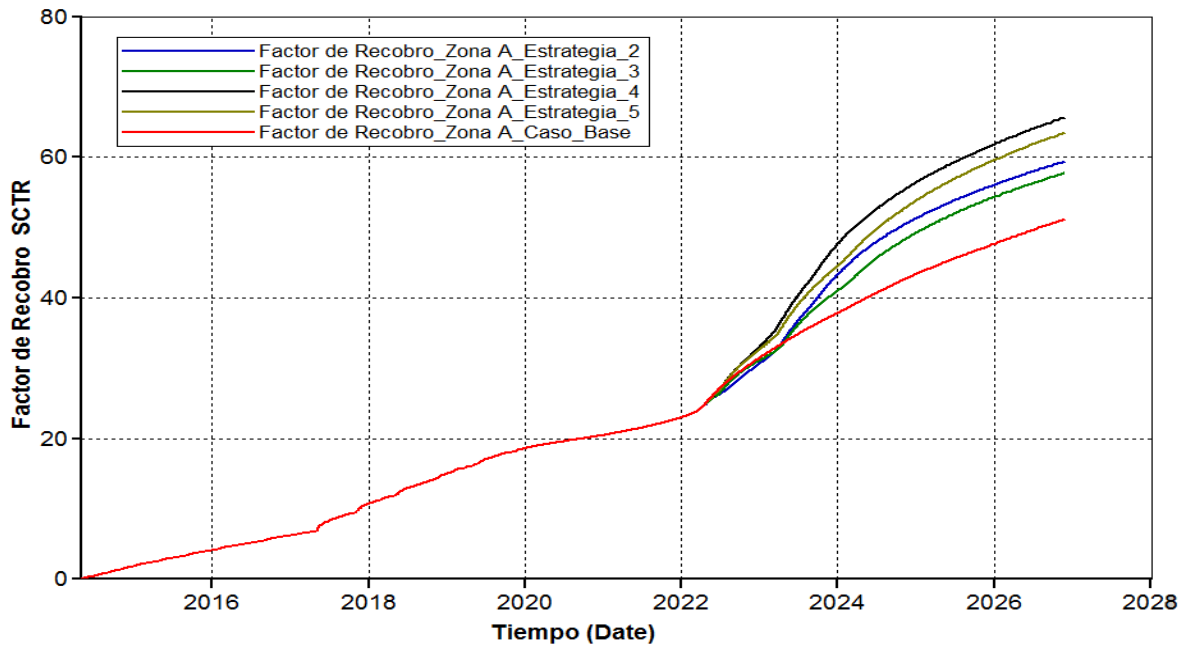
Analizando las tasas de aceite producida la diferencia es de 80,170 bbl comparada con las estrategias 1 y 2. Así que se puede considerar inyectar en la arena 5 a tasas moderadas, mediante un análisis económico que me permita determinar la viabilidad certera.

✓ **Estrategia 5: Inyectar en todas las arenas (2, 3, 4 y 5) a tasas viables**

Esta estrategia, al igual que el escenario 4 permite estudiar la viabilidad de inyectar en la arena 5 a tasas moderadas.

La figura 65 exhibe el comportamiento del factor de recobro de todas las estrategias evaluadas; se puede observar que la curva de color negro y color verde light que corresponden a las estrategias 4 y 5 respectivamente difieren en su comportamiento a lo largo de la evaluación esto es debido a la influencia que ejerce la arena 1 cuando no se tiene en cuenta.

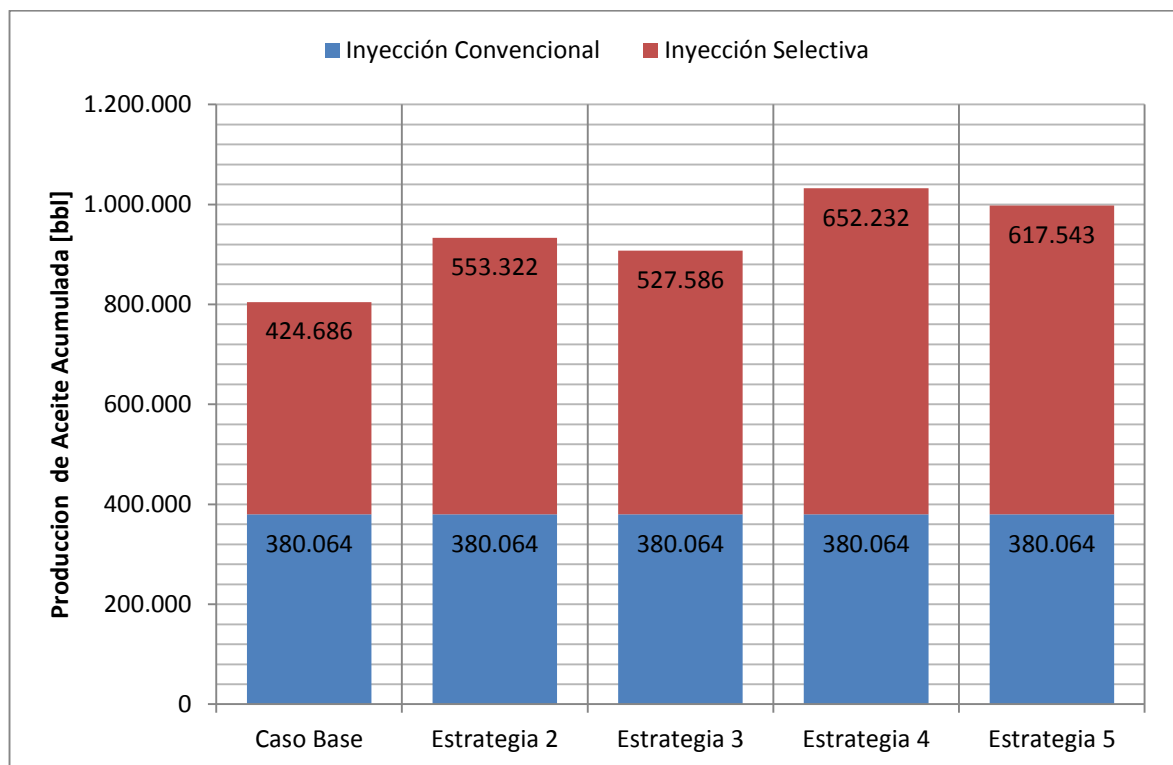
Figura N° 65. Comportamiento del Factor de las estrategias a tiempo de ruptura.



Fuente: Computer Modeling Group (CMG). Advanced Processes Reservoir Simulator.

El factor de recuperación final de la estrategia 5 es de 63.5% con una producción acumulada de 997,608 barriles que al ser comparada con la estrategia 4 es un 2.2 % menos en el factor de recobro y un diferencia de 34,689 barriles, lo que significa que esto es lo que deja de aportar la arena 1 al final de la evaluación.

Gráfica N° 5. Aceite producido de las estrategias de la zona A.

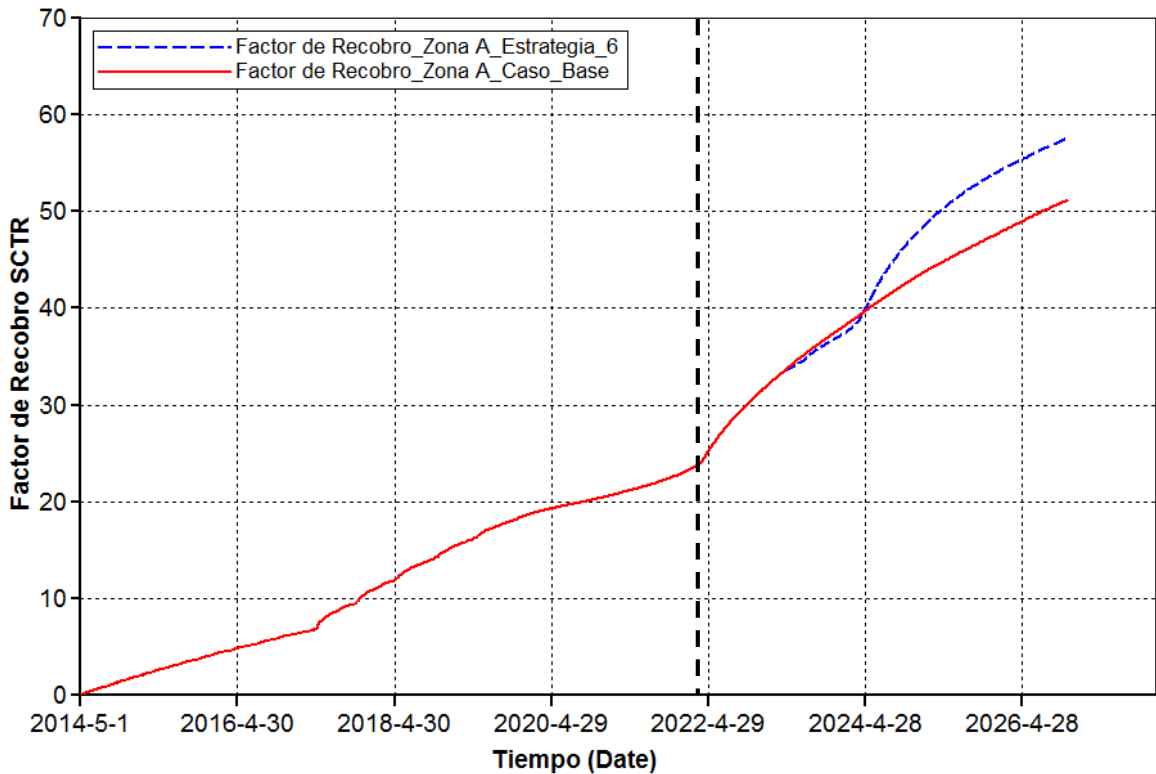


4.1.3. Escenario 1 año después de ruptura

- ✓ **Estrategia 6: Inyectar en las arenas 1, 2 y 3 a tasa máxima.**

La figura 66 muestra el comportamiento del factor de recobro de esta estrategia (curva azul) y la del caso cabe (curva roja) a lo largo de toda la evaluación del esquema de explotación planteado.

Figura N° 66. Factor de Recobro Estrategias 6



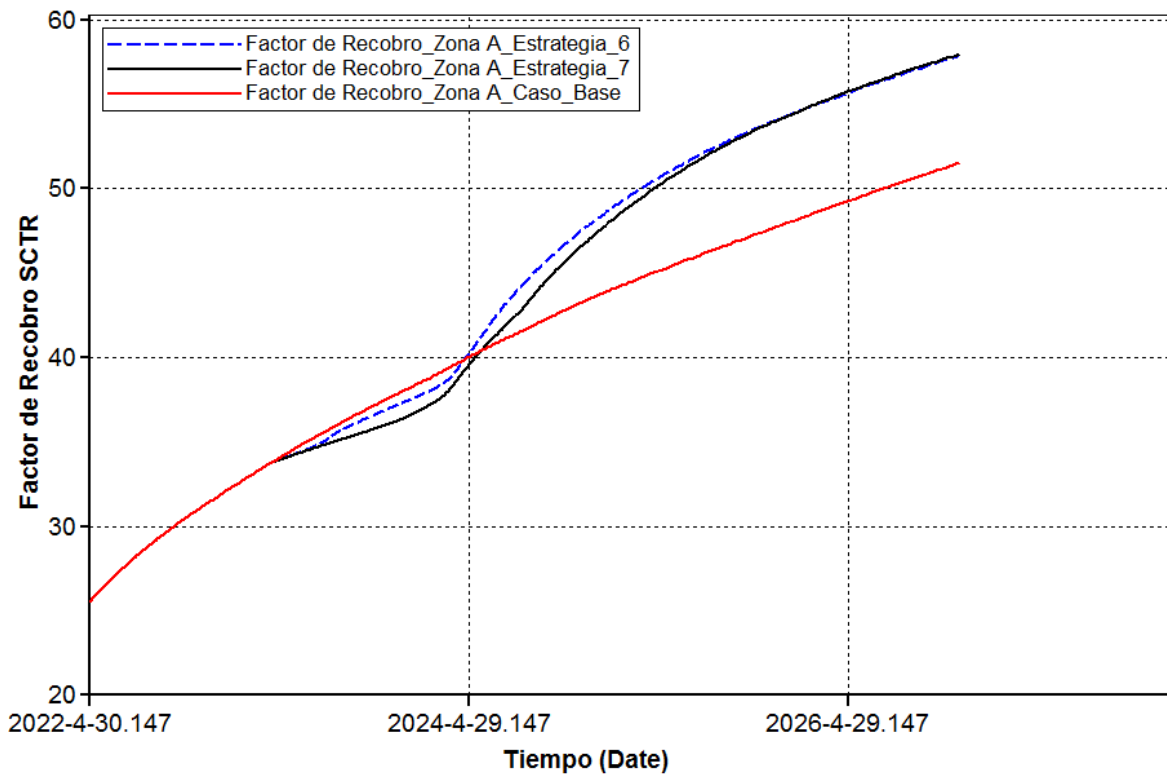
Fuente: Computer Modeling Group (CMG). Advanced Processes Reservoir Simulator.

El factor de recuperación final que se obtiene al terminar la simulación de este escenario es de 57.56% con una cantidad de 904,397 barriles. La línea punteada de la figura marca el inicio de la implementación de la Inyección selectiva. Durante un tiempo ambas curvas mantienen el mismo comportamiento, luego la curva azul se mantiene solo un poco por debajo de la curva del caso base, gracias al aporte de las arenas 4 y 5 pero poco después toma una tendencia muy por encima, haciendo referencia que el empuje que efectúa el vapor en estas arenas es más efectivo dando así una mayor recuperación de petróleo.

✓ **Estrategia 7: Inyectar en las arenas 1, 2 y 3 a tasas moderadas.**

Esta estrategia es la forma mejorada de evaluar la estrategia 6, donde se corrige la inyectividad de la arena 1; la estrategia se evalúa con una de tasa de inyección de 1148 BWE/día.

Figura N° 67. Factor de Recobro aplicando Inyección selectiva de vapor estrategia 7.



Fuente: Computer Modeling Group (CMG). Advanced Processes Reservoir Simulator.

En la Figura 67 se ilustra el comportamiento del Factor de recuperación de petróleo desde la implementación de la inyección selectiva, se evidencia 3 curvas que hacen referencia al caso base (curva roja), estrategia 6 (curva azul) y a la estrategia 7 (curva negra).

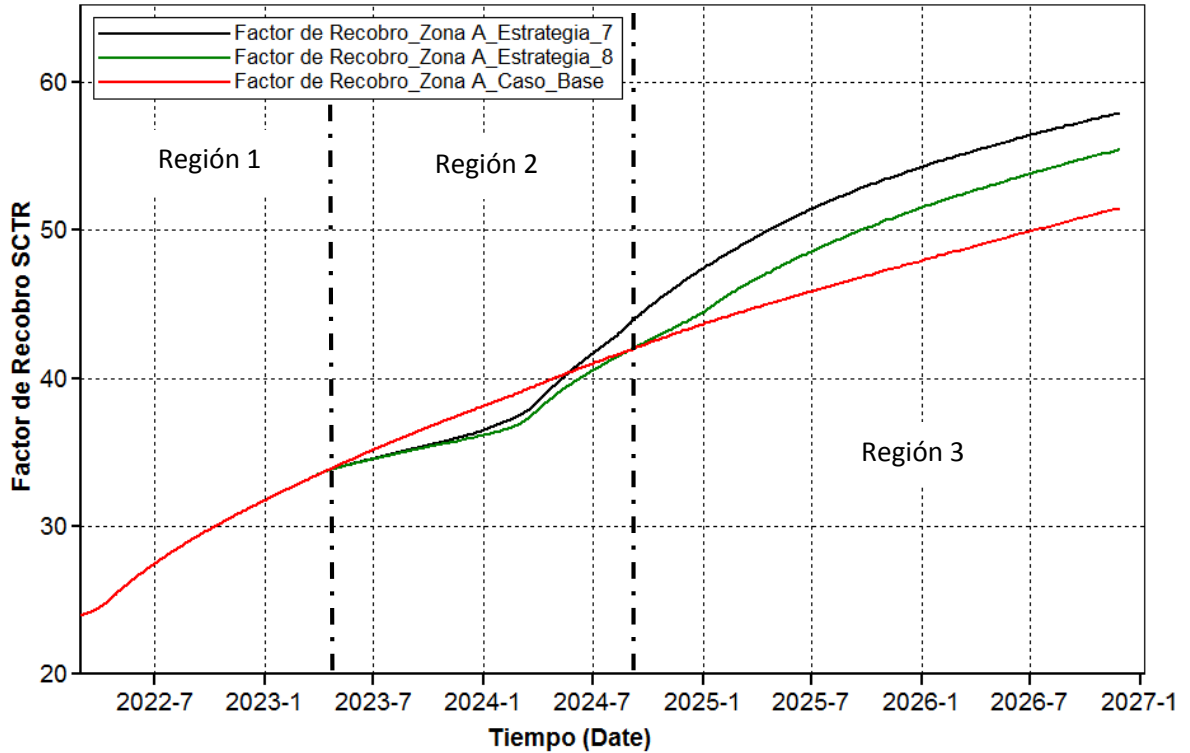
El factor de recobro obtenido al finalizar la implementación de la técnica es de 57.66%, con una cantidad recuperada de aceite de 905,990 barriles. Al compararlo con el caso base, el factor de recobro aumenta alrededor de un 6.44% y con la estrategia 6 la figura evidencia que es el mismo, y en lo único que difieren las dos estrategias es que en la arena 1 la tasa de inyectividad es regulada pasando de un inyectividad máxima de 850 BWE/día a 317 BWE/día, esto indica que por mucho vapor que uno inyecte en un área no siempre inyectar a tasas máximas es lo más adecuado.

✓ **Estrategia 8: Inyectar en las arenas 2 y 3 a tasa máxima.**

Esta estrategia evaluada no tiene en cuenta a la arena 1 al momento de implementar la inyección selectiva de vapor lo que indica que al igual que la arena 4 y 5 producirán en frío durante la evaluación.

En la figura 68 muestra el comportamiento del factor de recobro cuando se implementa la inyección selectiva. En esta se comparan en conjunto, con los factores de recobro que se obtienen del caso base y la estrategia 7.

Figura N° 68. Factor de Recobro aplicando Inyección selectiva de vapor estrategia 8.



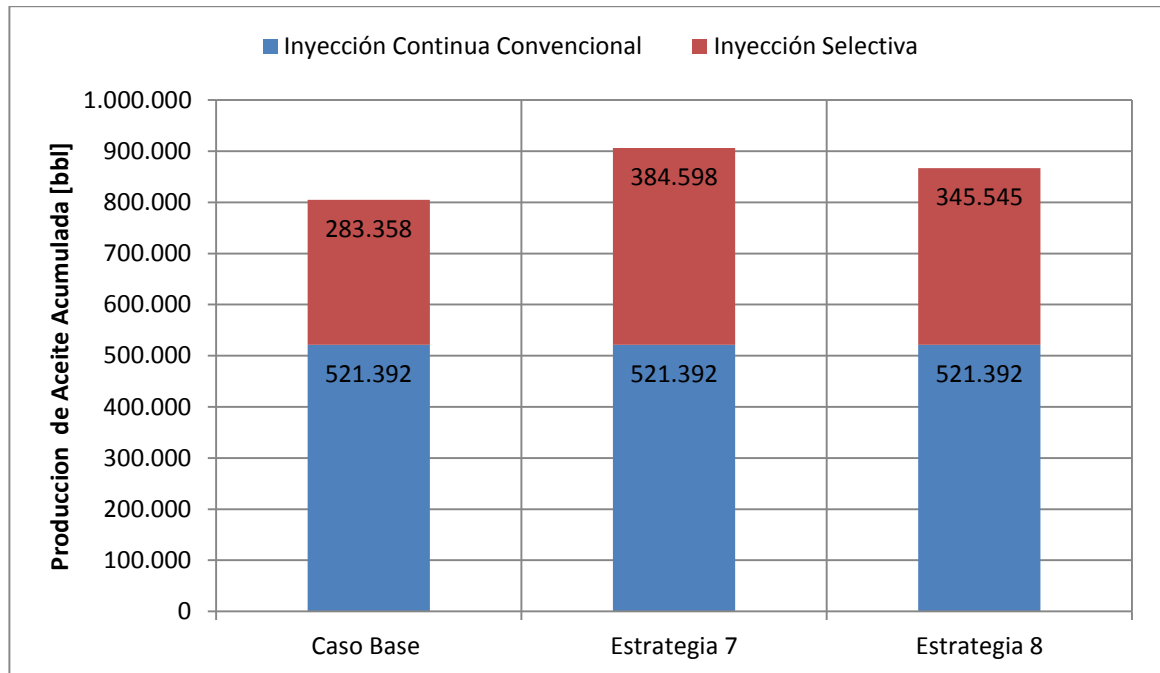
Fuente: Computer Modeling Group (CMG). Advanced Processes Reservoir Simulator.

La región 2 muestra que al implementar la inyección selectiva de vapor, la recuperación de crudo se mantiene por debajo de la recuperación del caso base. Esto se debe a que el contacto del vapor es más efectivo en la arena 5 pero con una mala distribución del vapor, mientras que este escenario contacta más arenas de forma más efectiva y es cuando ocurre la respuesta del proceso que se muestra el comportamiento de la región 3.

El factor de recobro que se alcanza al final de la evaluación es de 55.18% con una producción de aceite de 866,937 barriles de aceite recuperados. La implementación de la inyección selectiva logra una recuperación de 3.96% más del que logra la inyección continua convencional aplicada en el caso base.

Adicionalmente, alcanza un 2.48% menos que la estrategia 7 indicando que esto es lo que deja de aportar la arena 1 cuando no se tiene en cuenta.

Gráfica N° 6. Comparación en el Aceite producido de estrategias de la zona A.

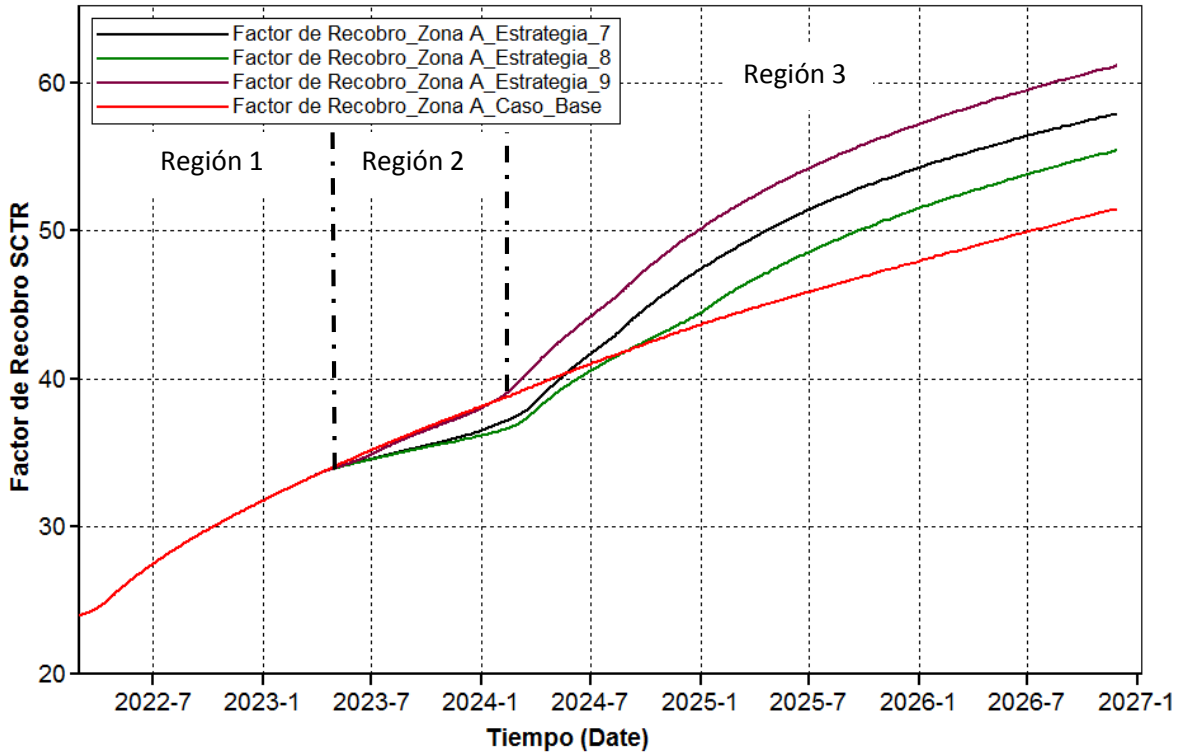


✓ **Estrategia 9: Inyectar en las arenas 1, 2, 3 y 4 a tasa moderadas.**

Esta estrategia fue planteada para demostrar que mientras la arena 4 tenga una alta saturación de aceite remanente aun sin importar que de indicios de haber llegado a ruptura, se pueda incluir dentro de un proceso de implementación de la inyección selectiva.

La figura 69 muestra el comportamiento del factor de recobro de la estrategia y se compara con los demás casos evaluados hasta el momento.

Figura N° 69. Factor de Recobro aplicando Inyección selectiva de vapor estrategia 9.

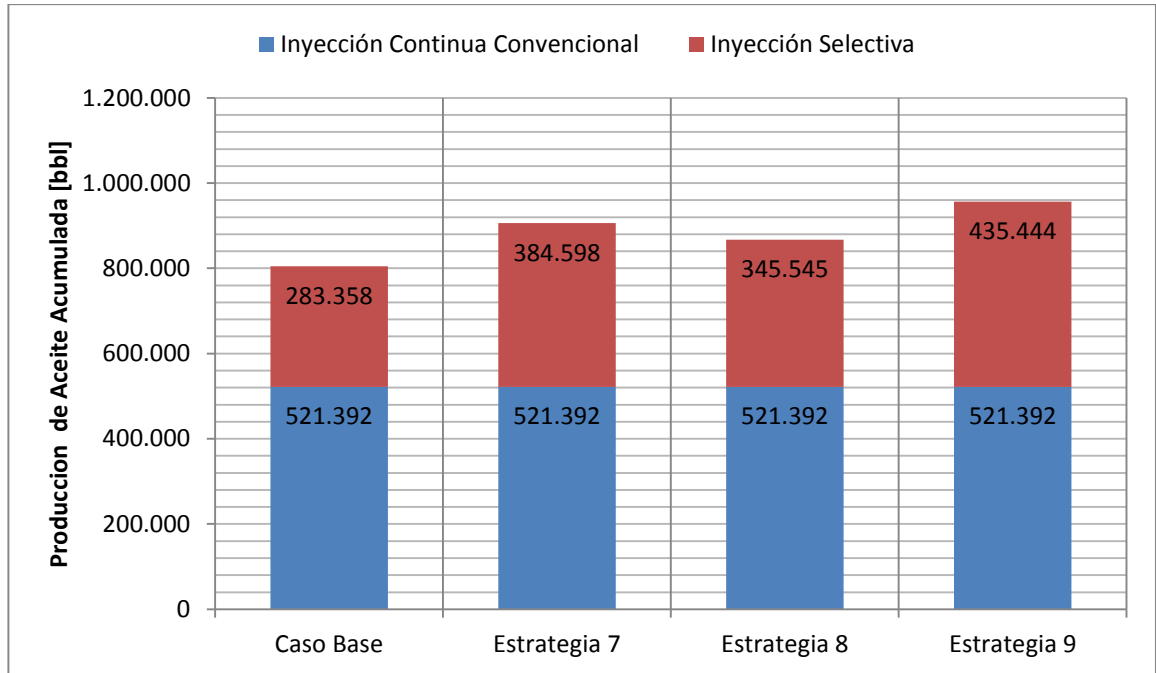


Fuente: Computer Modeling Group (CMG). Advanced Processes Reservoir Simulator.

La región 2 evidencia que esta estrategia mantiene la misma tendencia que el caso base con la misma tasa de inyección, pero contactando de mejor manera a la zona A es por ello que en la región 3 la curva obtiene una tendencia muy por encima comparadas con los demás casos evaluados.

Este escenario alcanza un factor de recobro final de 60.90% superando así la recuperación obtenida por las demás estrategias e inyectando a la tasa base de estudio de 1500 BWE/día. Se obtiene una recuperación acumulada final de 956,837 barriles; en la gráfica 7 se observa una tabla comparativa con las demás estrategias evaluadas.

Gráfica N° 7. Comparación en el Aceite producido de estrategias 9 de la zona A.



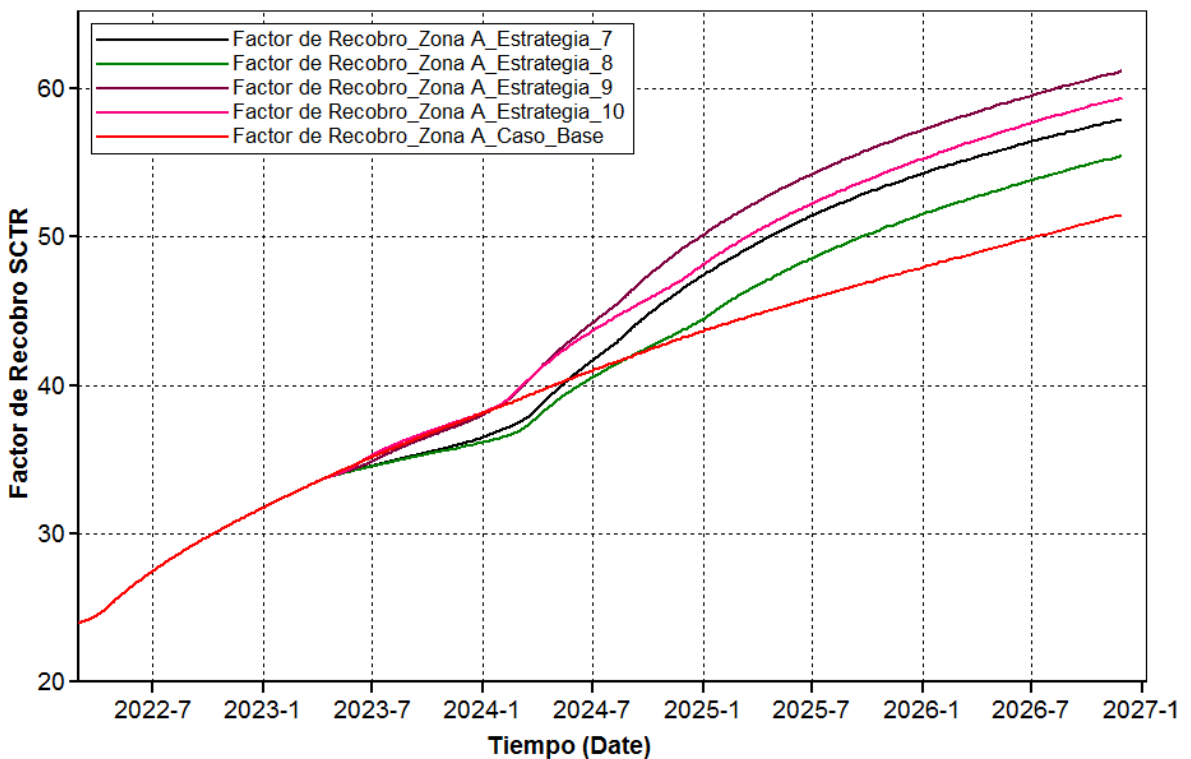
✓ **Estrategia 10: Inyectar en las arenas 2, 3 y 4 a tasa moderadas.**

Un análisis del factor de recobro y de tasas de producción es necesario para ver la influencia que tiene la arena 1 cuando no se tiene en cuenta en el proceso de implementación de la inyección selectiva de vapor. En la figura 70 se muestra el comportamiento del factor de recobro de la estrategia y se compara con los demás casos evaluados hasta el momento. La región 2 confirma que al momento de hacer la implementación de la inyección selectiva las tendencias de las curvas se mantienen igual hasta llegar un punto donde el desempeño de la curva se eleva muy por encima del caso base y de las estrategias evaluadas.

La curva de color rosado es la curva característica del desempeño del factor de recobro a lo largo de la implementación, alcanzando un recobro final de 59.12 %

con una recuperación acumulada de 928,871. Su diferencia con respecto a la estrategia 9 en FR es de 1.78% que equivalen a una cantidad de aceite que se dejan de recuperar de 27,966 barriles a lo largo de toda la evaluación.

Figura N° 70. Factor de Recobro aplicando Inyección selectiva de vapor estrategia 10.



Fuente: Computer Modeling Group (CMG). Advanced Processes Reservoir Simulator.

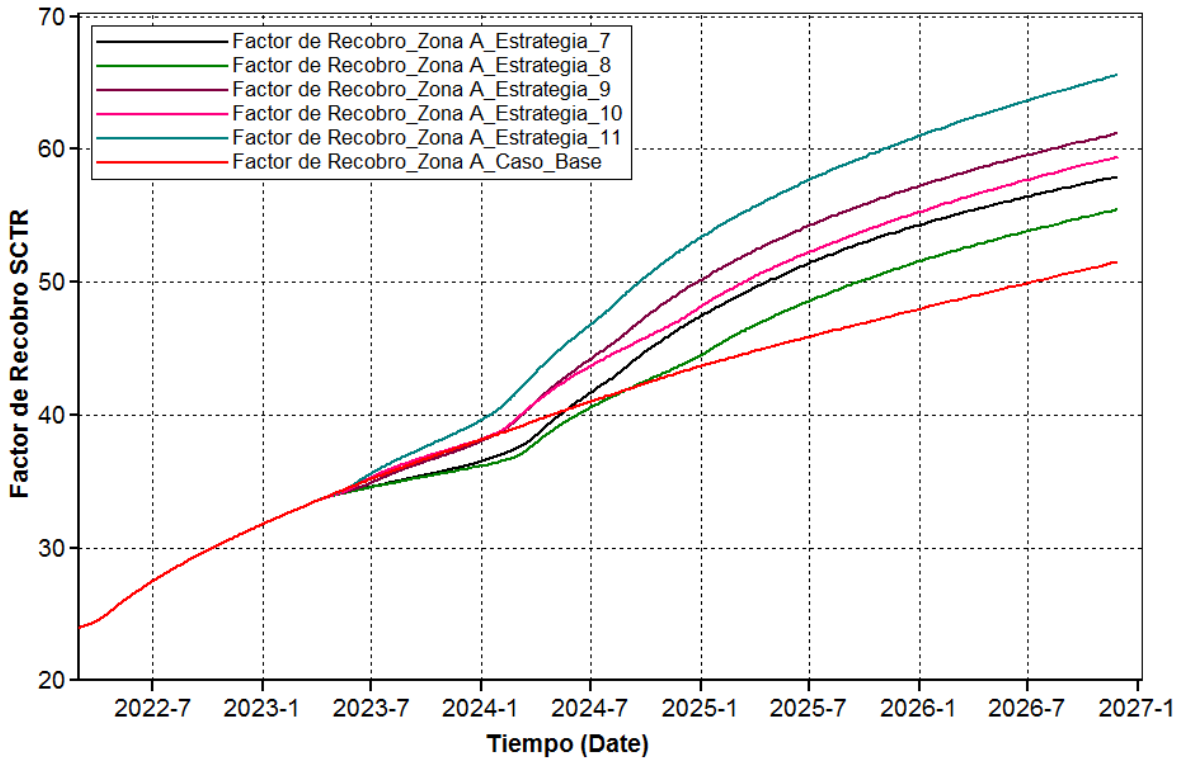
Esta tendencia es a razón que no se contacta la arena 1 en la estrategia, y la tasa que no se inyecta a esta arena se le suministra a la arena 4, lo que quiere decir que la tasa de inyección es casi el doble y se obtiene un factor de recobro con un 5% más del que se obtiene en la arena 4 del escenario 8, pero aun así no basta para suplir todo el aporte de la arena 1 a lo largo de todo el proceso de evaluación.

✓ **Estrategia 11: Inyectar en todas las arenas 1, 2, 3, 4 y 5 a tasas viables.**

Esta estrategia ha sido evaluada para ver la influencia que tiene la arena 5. Un análisis del factor de recuperación de aceite y de las tasas producidas serán los criterios para realizar la evaluación de la influencia de la arena 5.

La Figura 71 muestra el comportamiento del factor de recuperación de aceite de las estrategias y del caso base a lo largo de toda la evaluación. La curva de color azul celeste representa a la curva de este escenario donde la región 2 muestra que desde el inicio hasta el final de la implementación la curva mantiene un desempeño superior al comparado con los demás escenarios.

Figura N° 71. Factor de Recobro aplicando Inyección selectiva de vapor estrategia 11.

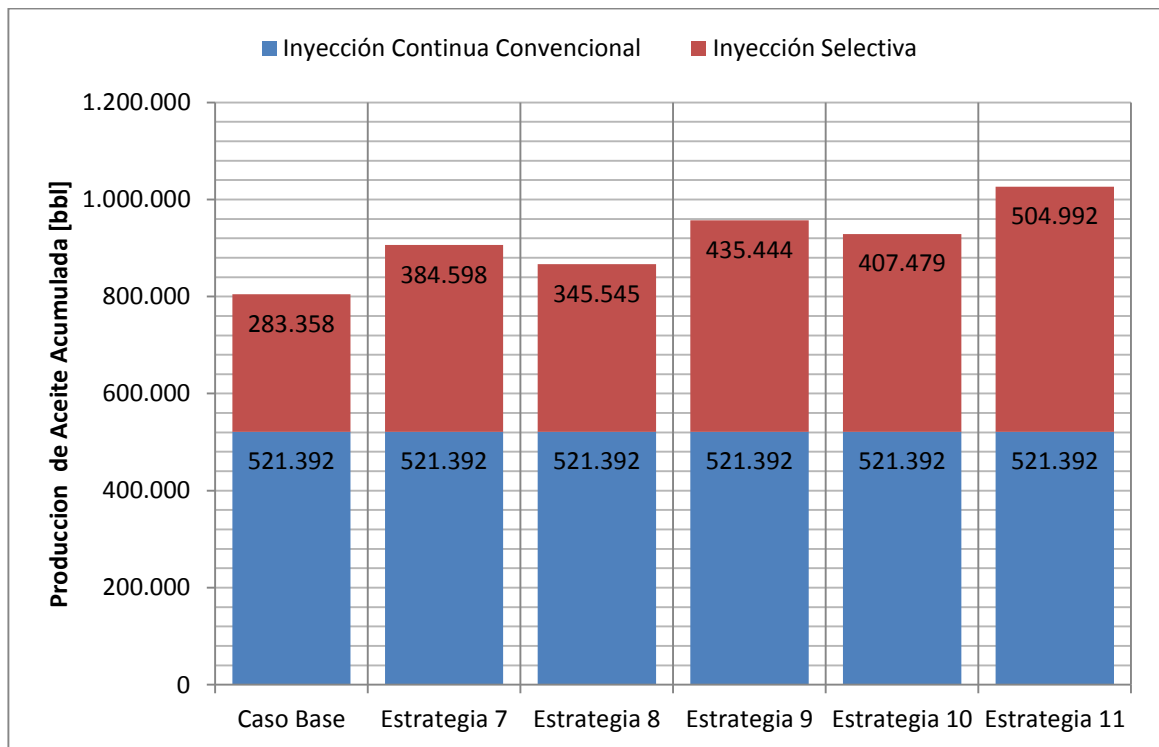


Fuente: Computer Modeling Group (CMG). Advanced Processes Reservoir Simulator.

El factor de recuperación que se tiene al final de la evaluación es de 65.33% donde solo la implementación de la inyección selectiva alcanza una recuperación de 32.19% de aceite, es decir que recupera lo mismo que ha recuperado el esquema de explotación aplicado antes de iniciar el proceso de inyección selectiva.

La cantidad de barriles que se recupera al final de la estrategia es de 1'026,385 barriles, en la gráfica 8 muestra un grafica comparativa de las cantidades de petróleo que se recupera en cada una de las estrategias.

Gráfica N° 8. Aceite producido de estrategias de la zona A al tiempo de ruptura.



La arena 5 hasta esta estrategia, ha producido con la energía que se le fue suministrada durante la inyección convencional hasta 1 año después de haber llegado a ruptura, al ser comparada la estrategia 9 con la 11 hay una diferencia de

aproximadamente 65,000 bbl, esta cantidad de aceite es la que se logra recuperar cuando se tiene en cuenta a la arena 5 con una tasa de inyección de 557 BWE/día a esta arena.

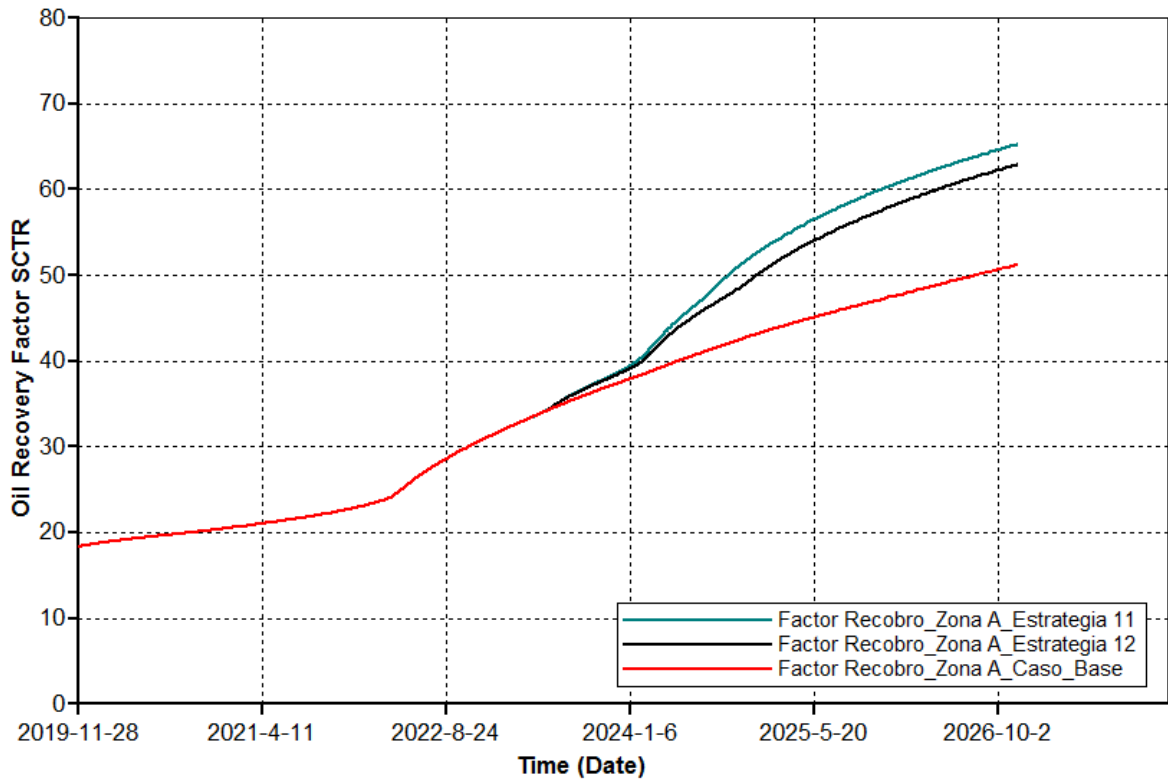
En comparación de los factores de recobro final esta estrategia alcanza un 4.33% más que lo recupera la estrategia 9. Sin embargo las tasas totales inyectadas difieren de 795 BWE/día, solo un análisis económico dirá si es viable o no realizar la aplicación de esta estrategia.

✓ **Estrategia 12: Inyectar en todas las arenas 2, 3, 4 Y 5 a tasas viables.**

Esta estrategia, al igual que el escenario 11 permite estudiar la viabilidad de inyectar en la arena 5 a tasas moderadas.

La figura 72 exhibe el comportamiento del factor de recobro de las estrategias 11 y 12; se puede observar que la curva de color negro y color verde light que corresponden a las estrategias 11 y 12 respectivamente difieren en su comportamiento a lo largo de la evaluación esto es debido a la influencia que ejerce la arena 1 cuando no se tiene en cuenta.

Figura N° 72. Factor de Recobro aplicando Inyección selectiva de vapor estrategia 12.



Fuente: Computer Modeling Group (CMG). Advanced Processes Reservoir Simulator.

En comparación de los factores de recobro final esta estrategia alcanza un 2.32% menos comparado a lo que recupera la estrategia 11.y las tasas totales inyectadas difieren en 315 BWE/día, dejando de recuperar 37,014 bbl, solo un análisis económico dirá si es viable o no realizar la aplicación de esta estrategia.

4.1.4. Resumen de Zona A.

Tabla N° 39. Resultados Inyección Convencional Zona A.

Estrategia	Tasa inyección [bbl/día]	Factor de recobro Zona A
Caso Base	1500	51.22%

Tabla N° 40. Resultados a tiempo de ruptura Zona A.

Estrategia	Tasa inyección [bbl/día]	Factor de recobro Zona A
Estrategia 1	2295	61.25
Estrategia 2	1500	59.41
Estrategia 3	1473	57.77
Estrategia 4	2295	65.70
Estrategia 5	1980	63.50

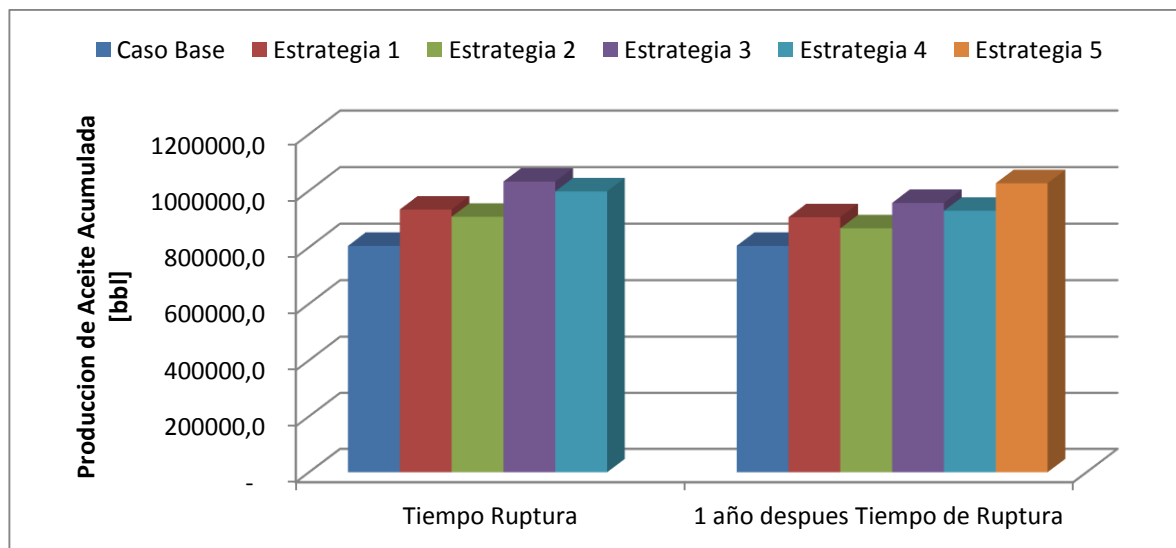
Tabla N° 41. Resultados 1 año después de ruptura Zona A.

Estrategias	Tasa inyección [BWE/día]	Factor de recobro Zona A
Estrategia 6	1690	57.56
Estrategia 7	1182	57.66
Estrategia 8	865	55.18
Estrategia 9	1500	60.90
Estrategia 10	1500	59.12
Estrategia 11	2295	65.33
Estrategia 12	1978	63.52

Los resultados obtenidos a un año después del tiempo de ruptura, son ligeramente mejores comparados con la evaluación de las estrategia a tiempo de ruptura. En esta zona es más complicado decidir cuál estrategia es mejor, debido a que en los dos lapsos de tiempo de evaluación todas las opciones dan resultados similares.

La estrategia 7 con tan solo una tasa de inyección de 1182 BWE/d alcanza un factor de recobro de 57.66%, de esta manera por tasas de inyección este escenario sería la mejor estrategia, sin embargo, la tasa base de comparación es 1500 BWE/día, y la mejor estrategia en función de factor de recuperación y tasas de producción es la estrategia 9. Sin embargo la única manera real para decir que estrategia sería la mejor, es necesario realizar una evaluación económica para decir según el diseño y los incrementales obtenidos que estrategia evaluada dará mejor rentabilidad en su implementación.

Gráfica N° 9. Comportamiento de las estrategias de los dos estados del tiempo.



Esta figura recopila todos los escenarios evaluados de la zona A en función de la cantidad de aceite que se recupera en cada estrategia.

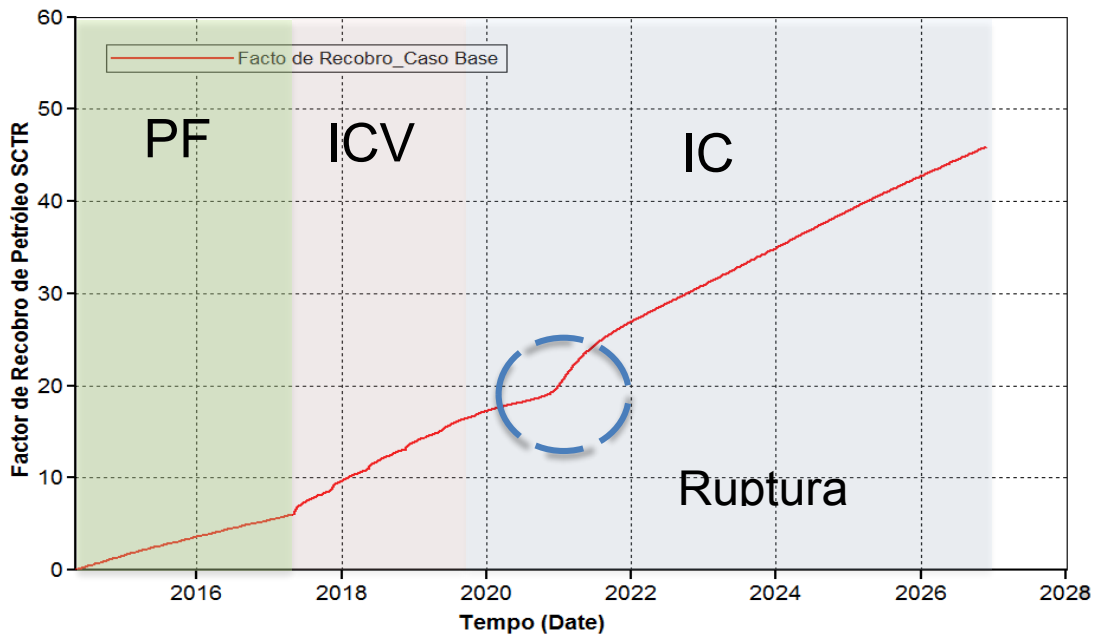
4.2. ANALISIS DE RESULTADOS DE LA ZONA B

Los resultados que se obtienen al implementar las estrategias propuestas para la zona B en el modelo de simulación se analizan basados principalmente en el comportamiento que exhibe el factor de recobro y las tasas de recuperación de aceite durante todo el proceso de evaluación.

4.2.1. Escenario Base

La figura 73 muestra el comportamiento del factor de recobro durante la evaluación realizada al esquema de explotación planteado. Durante la implementación de la inyección continua convencional se evidencia un cambio en la pendiente la cual está señalada con un círculo, indicando la respuesta del yacimiento cuando el vapor ha irrumpido en los pozos productores.

Figura N° 73. Factor de recobro del caso base de la zona B.



Fuente: Computer Modeling Group (CMG). Advanced Processes Reservoir Simulator.

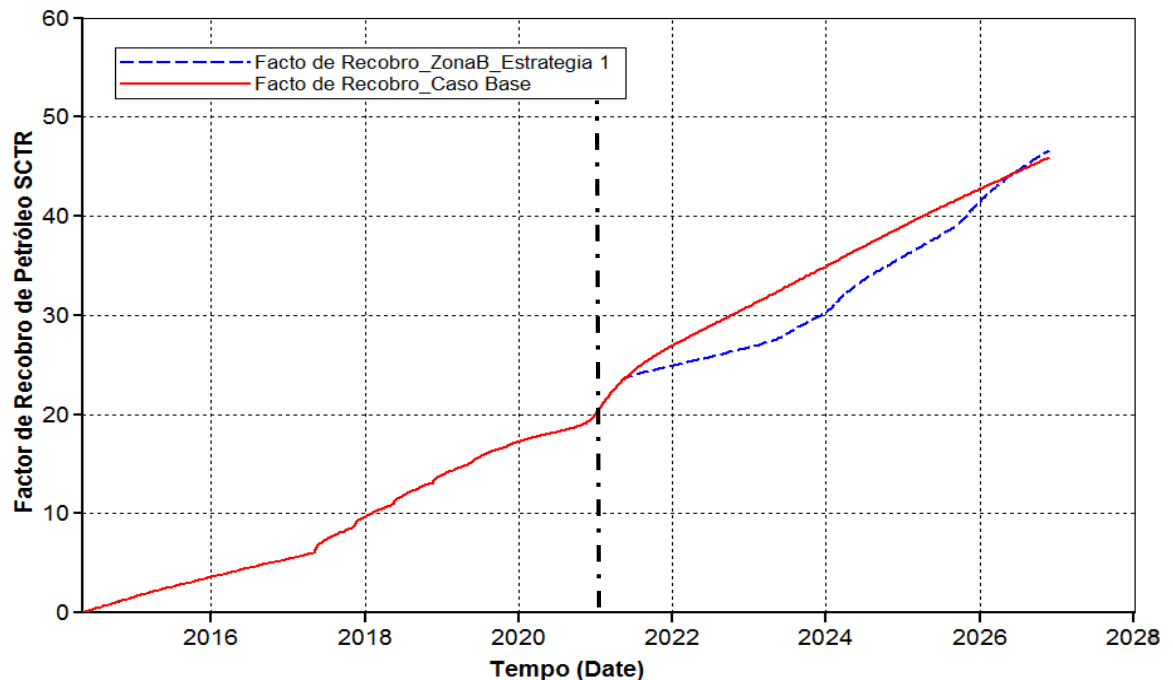
4.2.2. Escenario Tiempo de ruptura

- ✓ **Estrategia 1: Inyectar en las arenas 6, 8, 9 y 10 a tasa máxima.**

La tasa de inyección utilizada es 820 BWE/d, en la figura 74 se muestra el comportamiento del factor de recobro a lo largo de toda la aplicación del esquema de explotación decidido.

En la figura se observan dos curvas, la de color azul representa al FR de recobro de este escenario mientras que la curva roja es el FR del caso base; la línea punteada negra marca el comienzo de la implementación de la inyección selectiva.

Figura N° 74. Factor de Recobro de la estrategia 1 de la zona B.



Fuente: Computer Modeling Group (CMG). Advanced Processes Reservoir Simulator.

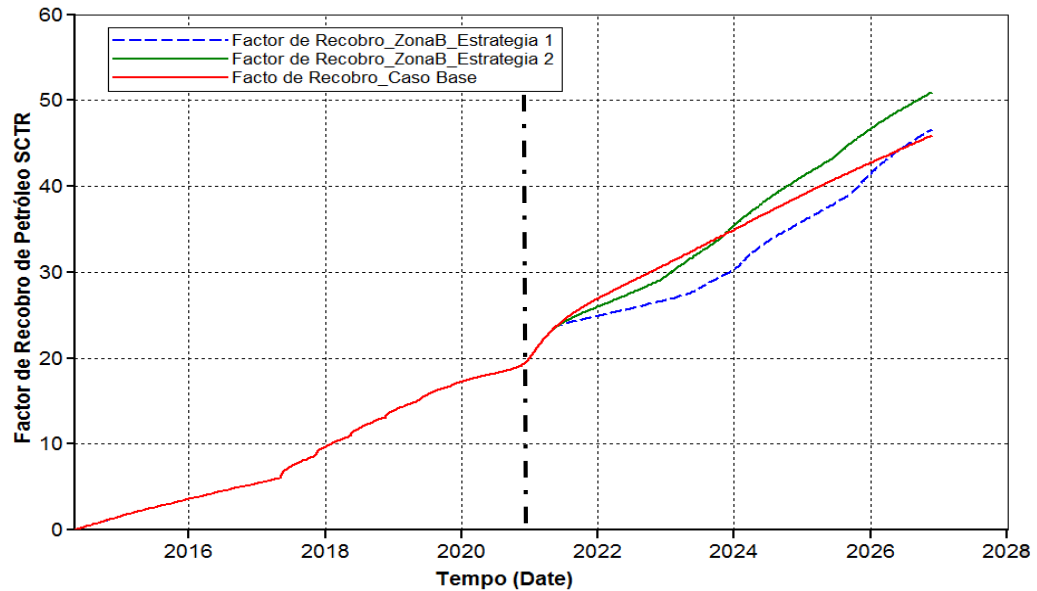
Durante toda la aplicación la curva que representa la inyección selectiva se mantiene por debajo de la línea base hasta poco antes de acabar la evaluación, dando como resultado un factor de recuperación de aceite final de 46.67% que al compararla con el factor de recobro final del caso base difieren en 0.7%, lo que indica que esa pequeña producción de aceite incremental que se lograr recuperar no pagaría todo la inversión técnica requerida para la implementación de una sarta selectiva. Además las ganancias obtenidas serían mayores con un proceso de recuperación de inyección convencional (caso base). Sin embargo solo una evaluación financiera podría decir que es más viables pues la evaluación de esta estrategia se realiza con tan solo una tasa de inyección de 820 BWE/d, mientras que en el caso base se inyectó una tasa de 1200 BWE/d.

✓ **Estrategia 2: Inyectar en las arenas 6, 7, 8, 9 y 10 a tasa moderadas.**

Los resultados obtenidos de la estrategia anterior indican que no es recomendable la implementación de la inyección selectiva, es por ello que se plantea esta estrategia para estudiar la importancia de la arena 7.

La figura 75 muestra el comportamiento del factor de recobro a lo largo de toda la evaluación y se compara con el comportamiento que exhiben los demás escenarios evaluados. La línea punteada marca el momento donde empieza la inyección selectiva de vapor, la curva verde muestra el desempeño de esta estrategia, manteniéndose por un periodo de tiempo pequeño por debajo de la curva base, luego el comportamiento muestra una respuesta muy por encima. El factor de recuperación de aceite que se obtiene al final de la evaluación es de 50.97%, que al ser comparada con el caso base alcanza un 5% más, esto se traduce en 82,961 barriles de aceite incrementales.

Figura N° 75. Desempeño del Factor de Recobro aplicando Inyección selectiva de vapor estrategia 2 de la zona B.

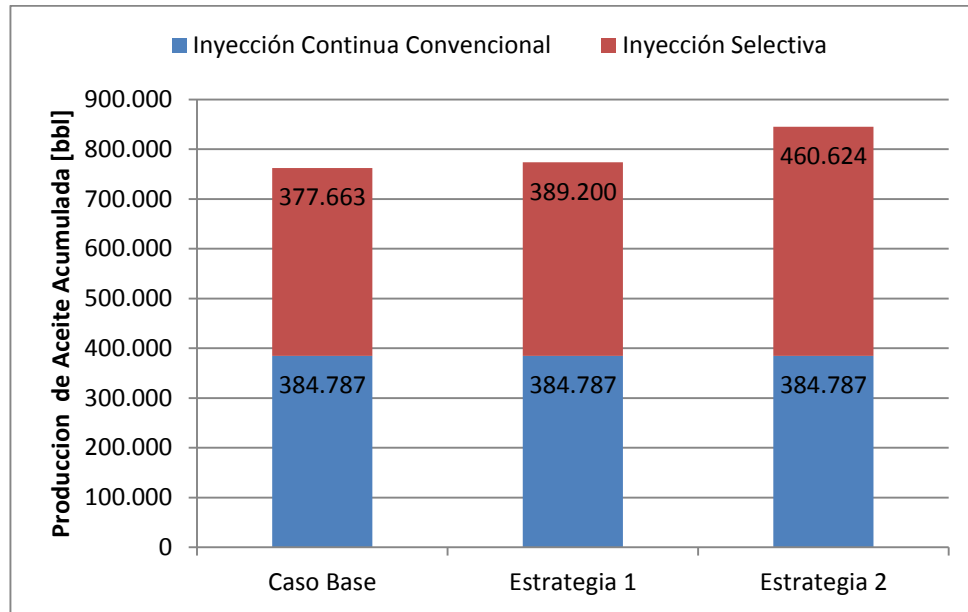


Fuente: Computer Modeling Group (CMG). Advanced Processes Reservoir Simulator.

Los resultados reflejan claramente la importancia que tiene la arena 7 en el proceso, lo que indica que no es recomendable descartarla a pesar que esta sea el canal preferencial de flujo, por lo que se hace necesario contactar la formación a una tasa controlada e implementar la inyección selectiva para garantizar el calentamiento de las demás arenas productoras.

Comparando con la estrategia 1 analizada anteriormente, las curvas de desempeño del factor de recobro evidencian recorridos diferentes y el resultado en cantidad de aceite recuperado es mayor. Sin embargo hay que tener presente que en el escenario anterior solo se inyectaron 820 BWE/d. En la gráfica 10 se comparan las cantidades de aceite recuperadas en cada estrategia y se evidencia cada conclusión expuesta anteriormente.

Gráfica N° 10. Aceite producido de estrategias 1 y 2 de la zona B.

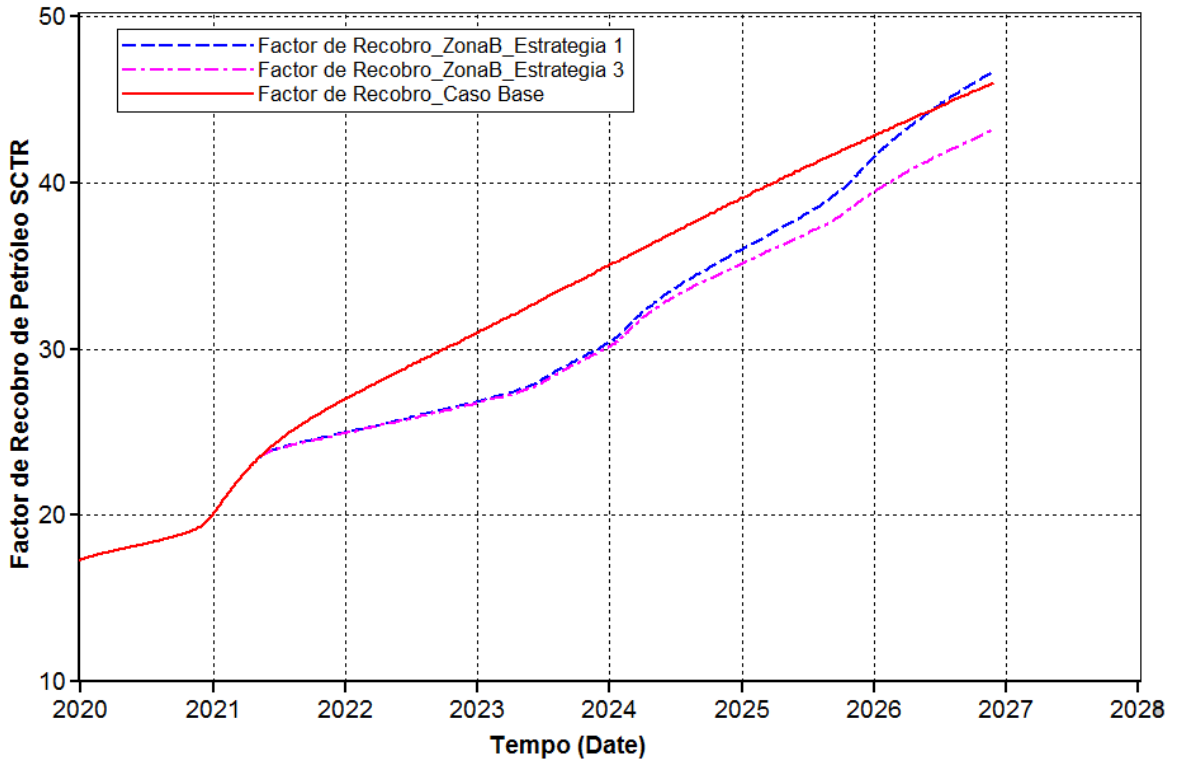


✓ **Estrategia 3: Inyectar en las arenas 8, 9 y 10 a tasa moderadas.**

En la Figura 76 se muestra el comportamiento del factor de recobro de esta estrategia, del caso base y la de la estrategia 1, de la cual se deriva esta estrategia.

De la imagen se evidencia que la tendencia que experimenta el factor de recobro de esta estrategia se mantiene durante toda la evaluación por debajo del caso base. Al final alcanza un factor de recuperación de petróleo de 43.14, un 3.53% menos que la estrategia 1, lo que supone que esto es lo que deja de aportar a lo largo de toda la evaluación cuando no se tiene en cuenta la arena 6.

Figura N° 76. Desempeño del Factor de Recobro aplicando Inyección selectiva de vapor estrategia 3 de la zona B.



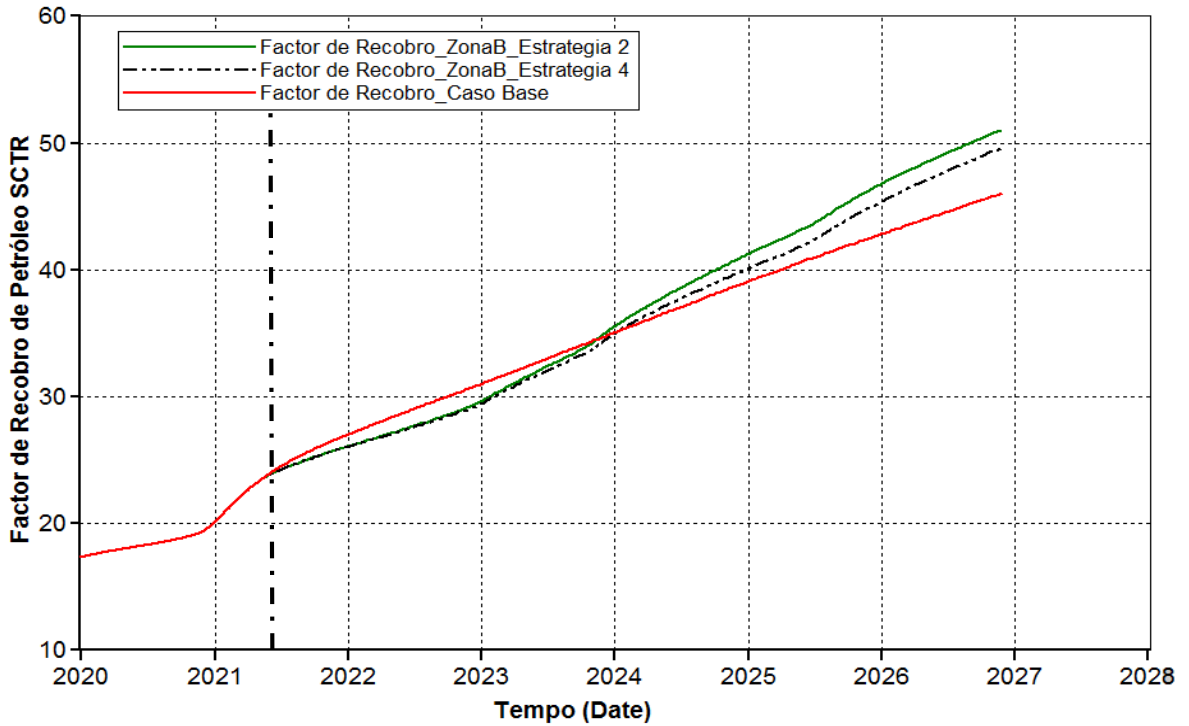
Fuente: Computer Modeling Group (CMG). Advanced Processes Reservoir Simulator.

✓ **Estrategia 4: Inyectar en las arenas 7,8, 9 y 10 a tasas moderadas.**

Los resultados obtenidos en la estrategia 2 fueron favorables para la implementación de la inyección continua selectiva de vapor, sin embargo por las razones que se exponen en el planteamiento de esta estrategia, se evalúa la importancia que tiene la arena 6 durante todo el proceso de evaluación.

Como se observa en la figura 77 la curva negra punteada hace referencia al desempeño del factor de recobro durante toda la evaluación de esta estrategia, de igual forma se observa dos curvas más, las cuales hacen referencia al factor de recobro del caso base y de la estrategia 2 que es de la cual surge esta estrategia.

Figura N° 77. Desempeño del Factor de Recobro aplicando Inyección selectiva de vapor estrategia 4 de la zona B



Fuente: Computer Modeling Group (CMG). Advanced Processes Reservoir Simulator.

La línea punteada negra marca el momento donde se empieza a implementar la inyección selectiva de vapor, donde las curvas de la estrategia 2 y 4 se mantiene sobre el mismo recorrido durante un tiempo que a su vez están por debajo de la curva del caso base, luego se muestra que la tendencia de la curva de la estrategia 4 está un poco por debajo de la estrategia 2 pero a su vez por encima de la curva del caso base.

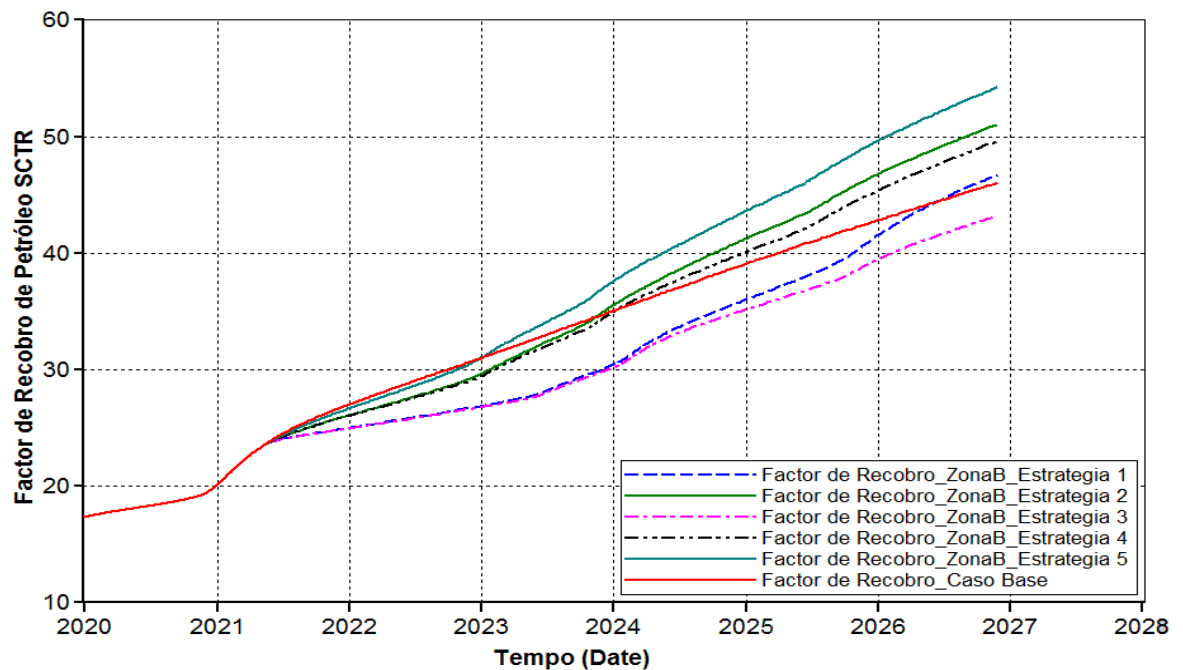
El factor de recuperación de aceite que se obtiene al final de la evaluación es de 49.57%, ósea 822,026 bbl y un 1.1% menos comparada con el escenario 2, es decir 23,385 bbl de aceite que se dejan de recuperar

- ✓ **Estrategia 5. Inyectar en todas las arenas 6, 7, 8, 9 y 10 una tasa de 1500 BWE/día.**

Como se ha dicho en el planteamiento de la estrategia, la zona B tiene un porcentaje de aceite in-situ mayor que lo que hay en la zona A, es por ello que realizar una comparación directa con los factores de recobro no es tan representativo, mientras con un análisis de las tasas de producción sería posible hacerlo. Para ello se ha planteado esta estrategia,

En la figura 78 se muestra el comportamiento de todos los escenarios evaluados para la zona B a tiempo de ruptura en función del factor de recuperación de petróleo.

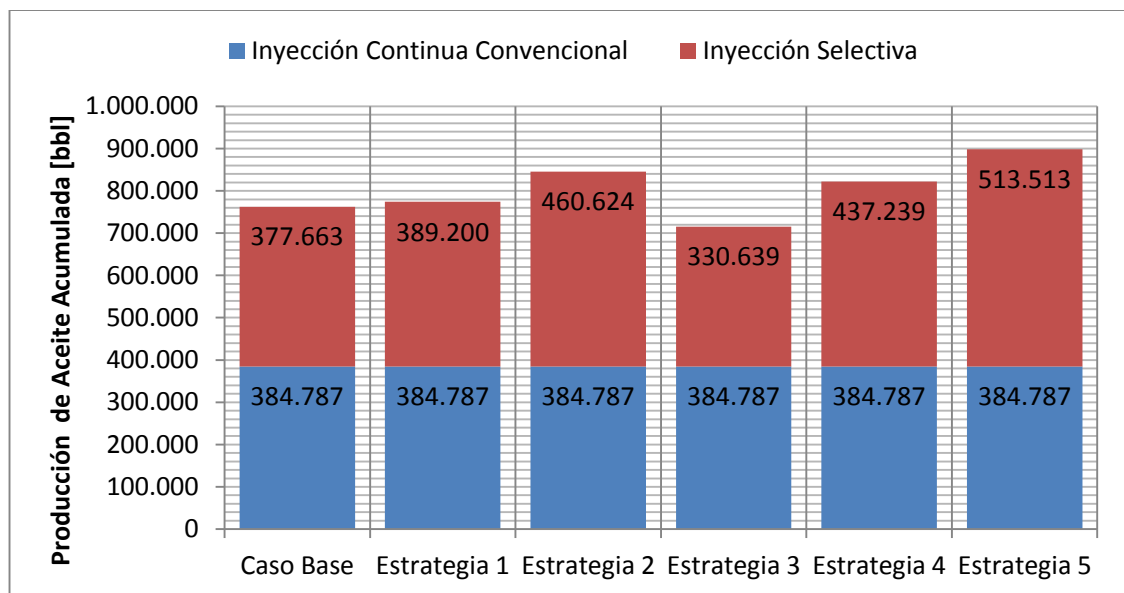
Figura N° 78. Factor de Recobro aplicando Inyección selectiva de vapor estrategia 5 de la zona B.



Fuente: Computer Modeling Group (CMG). Advanced Processes Reservoir Simulator.

La curva de color azul celeste representa al desempeño del factor de recobro de esta estrategia, la cual indica que se obtiene un factor de recuperación de petróleo final de 54.16% con una cantidad de aceite recuperada de 898,300 bbl. En la gráfica 11 se muestra la comparación de cantidades de aceites que se recuperan con inyección selectiva de vapor.

Gráfica N° 11. Comparación en el Aceite producido de las estrategias de la zona B a tiempo de ruptura.



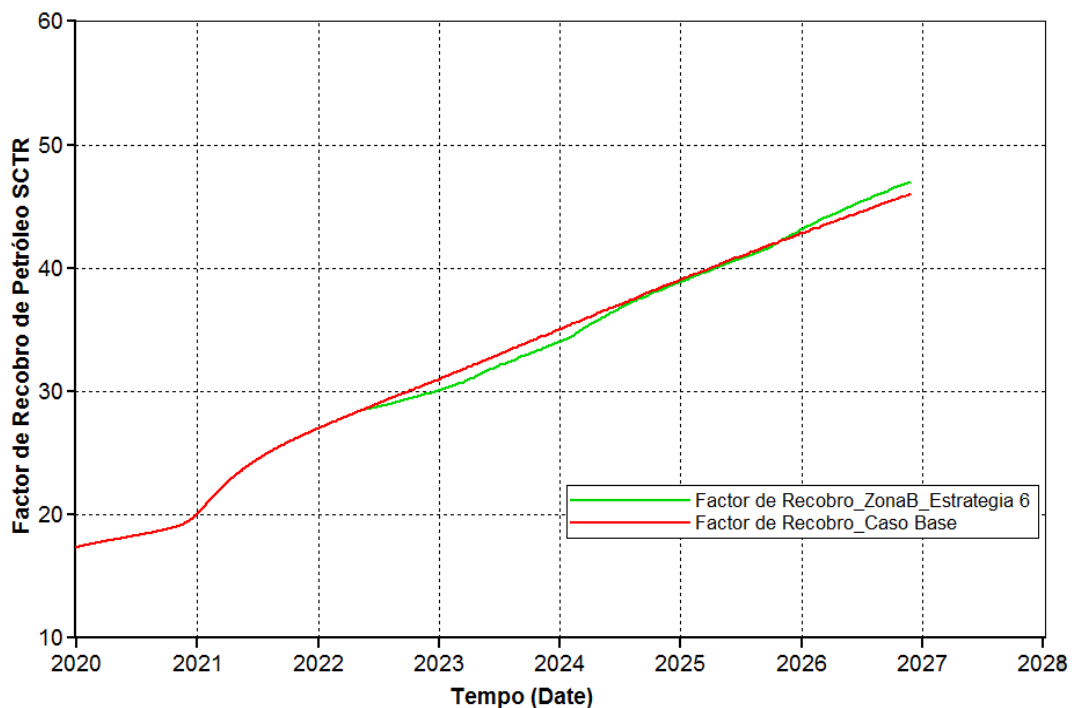
4.2.3. Escenario un año después de ruptura

- ✓ **Estrategia 6: Inyectar en las arenas 6, 8, 9 y 10 a tasa máxima.**

La figura 79 muestra el comportamiento del factor de recobro de esta estrategia y el del caso base, de la cual el factor de recobro total que se obtiene de la evaluación es de 46.97%, un 1% más que lo que se obtiene al finalizar la evaluación con un proceso inyección continua convencional. Aunque las tasas

inyectadas difieren en 190 BWE/día, se infiere que esta estrategia no es económicamente rentable para el uso de una sarta selectiva, es decir el pequeño incremento no alcanza para pagar la implementación técnica requerida de esta técnica.

Figura N° 79. Factor de Recobro aplicando Inyección selectiva de vapor estrategia 6 de la zona B.



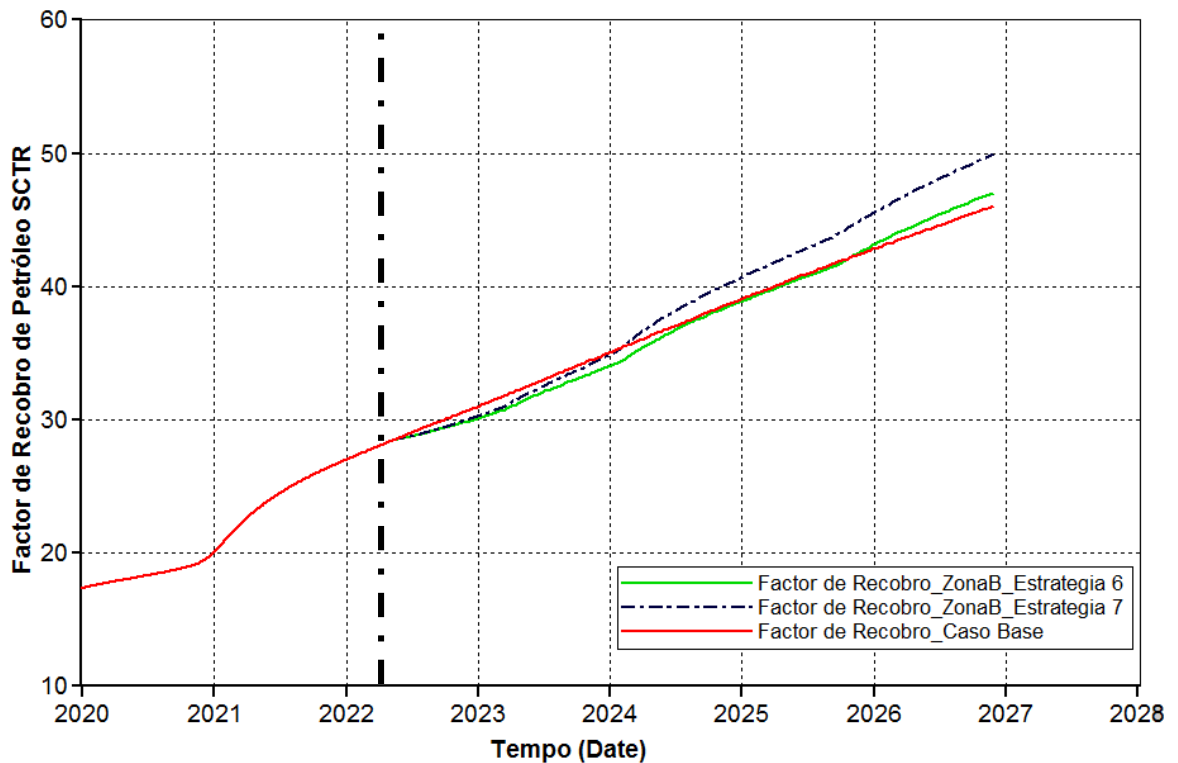
Fuente: Computer Modeling Group (CMG). Advanced Processes Reservoir Simulator.

✓ **Estrategia 7: Inyectar en las arenas 6, 7, 8, 9 y 10 a tasa moderadas.**

La figura 80 muestra el comportamiento del factor de recobro a lo largo de toda la evaluación. La línea negra punteada marca el inicio de la implementación de la técnica, la curva azul durante un corto periodo de tiempo se mantiene por debajo del caso base y luego mantiene recorrido que alcanza una tendencia mayor,

indicando un FR de 49,89%, es decir un 3.92% más que lo que se obtiene en comparación al caso base y tan solo un 2.92% de más con respecto a la estrategia 6, esta diferencia que hay entre las dos estrategia, sería el aporte de la arena 7 cuando se tiene en cuenta.

Figura N° 80. Desempeño del Factor de Recobro aplicando Inyección selectiva de vapor estrategia 7 de la zona B.



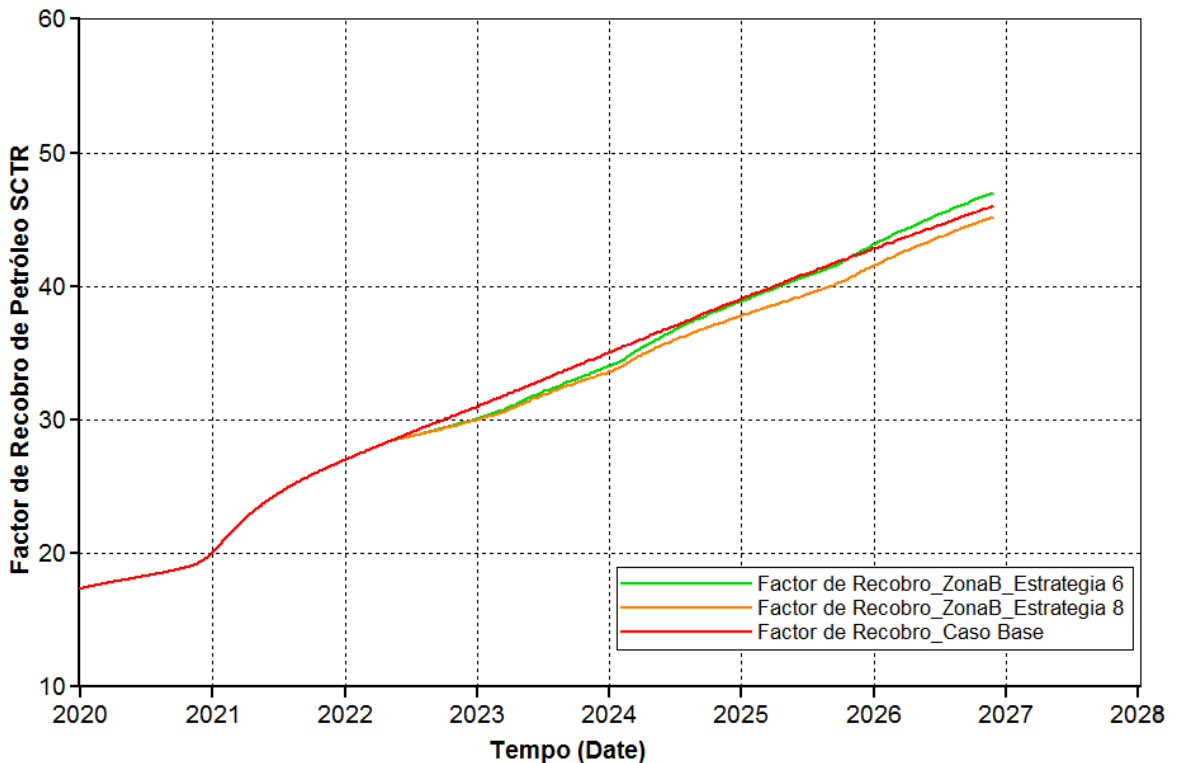
Fuente: Computer Modeling Group (CMG). Advanced Processes Reservoir Simulator.

En función de la cantidad de aceite recuperado la estrategia 7 alcanza una cantidad de 48,462 bbl de más con respecto a la estrategia 6, esto es una tasa de aproximadamente de 17 bbl/d que se deja de obtener en la producción diaria.

✓ **Estrategia 8: Inyectar en las arenas 8, 9 y 10 a tasa máximas.**

El comportamiento del factor de recobro de este escenario se muestra en la figura 81. La recuperación de petróleo al finalizar la evaluación es de 45.16% un valor inferior al que se obtiene tanto en la estrategia 6 como en el caso base.

Figura N° 81. Factor de Recobro aplicando Inyección selectiva de vapor estrategia 8 de la zona B.



Fuente: Computer Modeling Group (CMG). Advanced Processes Reservoir Simulator.

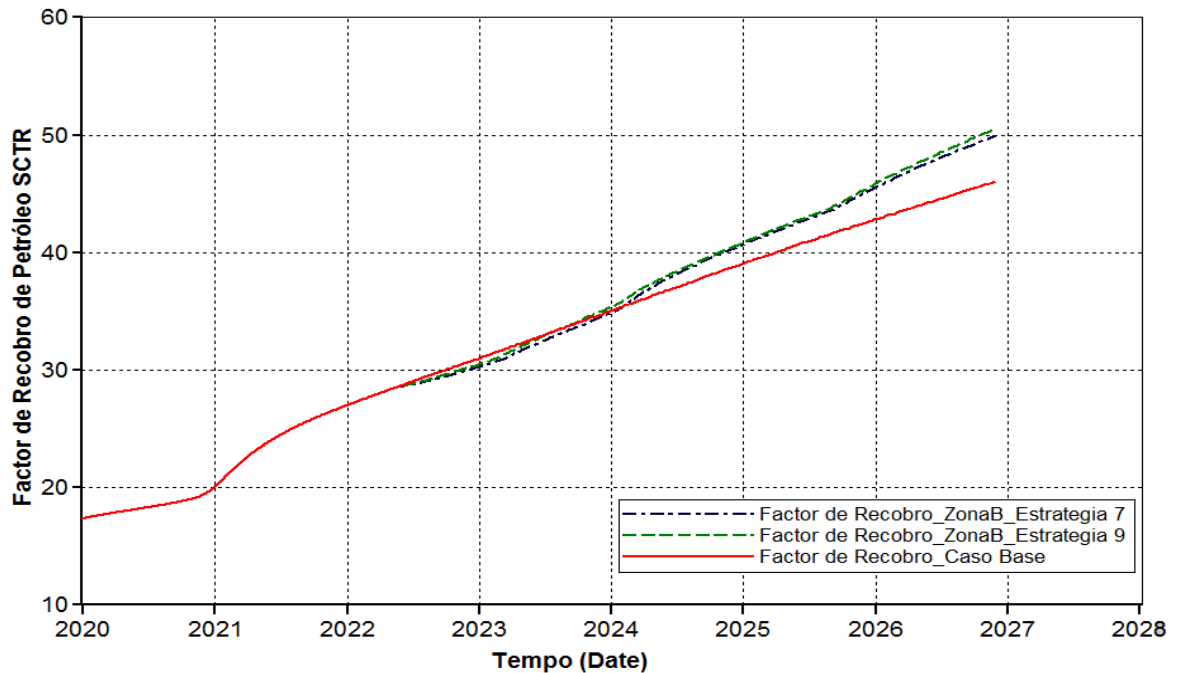
De lo anterior se infiere que la estrategia no es económicamente viable por la baja inyectividad de las arenas, las pérdidas de energía que hacen que el empuje del vapor no sea eficiente.

✓ **Estrategia 9: Inyectar en las arenas 7, 8, 9 y 10 a tasas viables**

Los resultados obtenidos en la estrategia 7 fueron favorables para la implementación de la inyección continua selectiva de vapor. Si bien por efectos de comparación la tasa que se deja de inyectar en la arena 6 se le adiciona a la arena 7 y así mantener la misma tasa de inyección.

En la Figura 82 se muestra el comportamiento que tiene la curva del factor de recobro durante toda la evaluación de la estrategia 9, la estrategia 7 y del caso base.

Figura N° 82. Desempeño del Factor de Recobro aplicando Inyección selectiva de vapor estrategia 9 de la zona B.



Fuente: Computer Modeling Group (CMG). Advanced Processes Reservoir Simulator.

Tanto en la estrategia 9 como en la 7 se observa una tendencia igual durante toda la evaluación, sólo al final la estrategia 9 alcanza a sobrepasarse un poco por a la

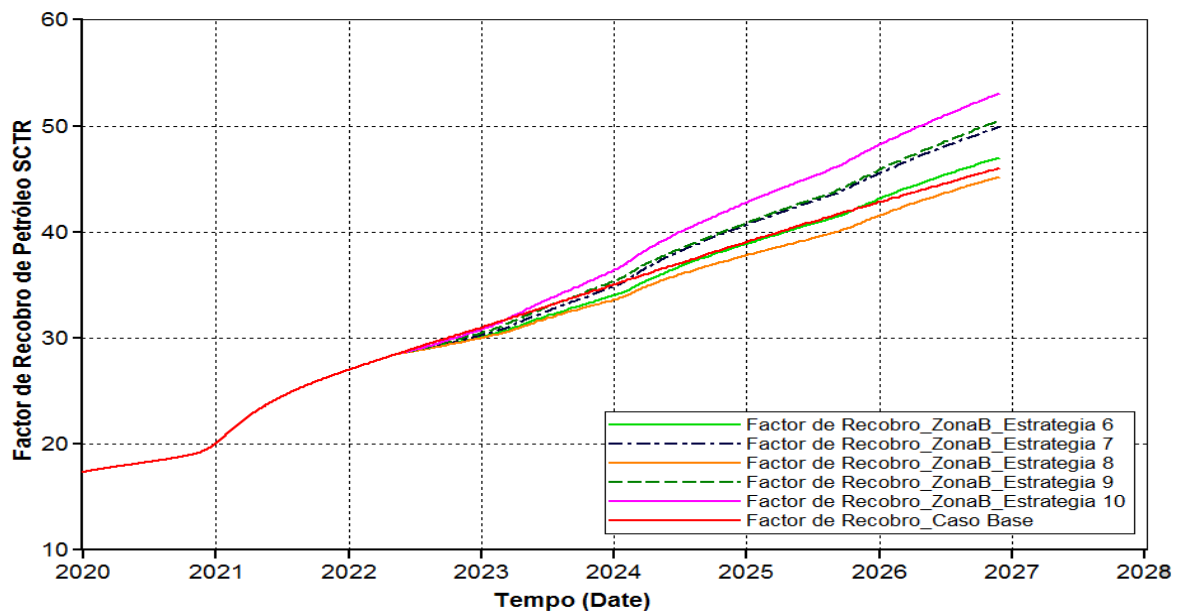
curva de la estrategia 7, esto se debe a que la arena 7 tiene la capacidad de suplir lo que produce la arena 6 al suministrársele una tasa de 190 BWE/día.

El factor de recobro final de petróleo es de 50.44% un 0.55% más de lo que se recupera en la estrategia 7, lo que se traduce en una cantidad de aceite recuperados de 9,135 bbl , teniendo en cuenta que la tasa de inyección es la misma y el diseño tendría un zona aislada menos.

- ✓ **Estrategia 10: inyectar en todas las arenas 6, 7, 8, 9 y 10 una tasa de 1500 BWE/día.**

En la figura 83 se muestra todos los escenarios evaluados para la zona B a 1 año después del tiempo de ruptura en función del factor de recuperación de petróleo.

Figura N° 83. Factor de Recobro aplicando Inyección selectiva de vapor estrategia 10 de la zona B.

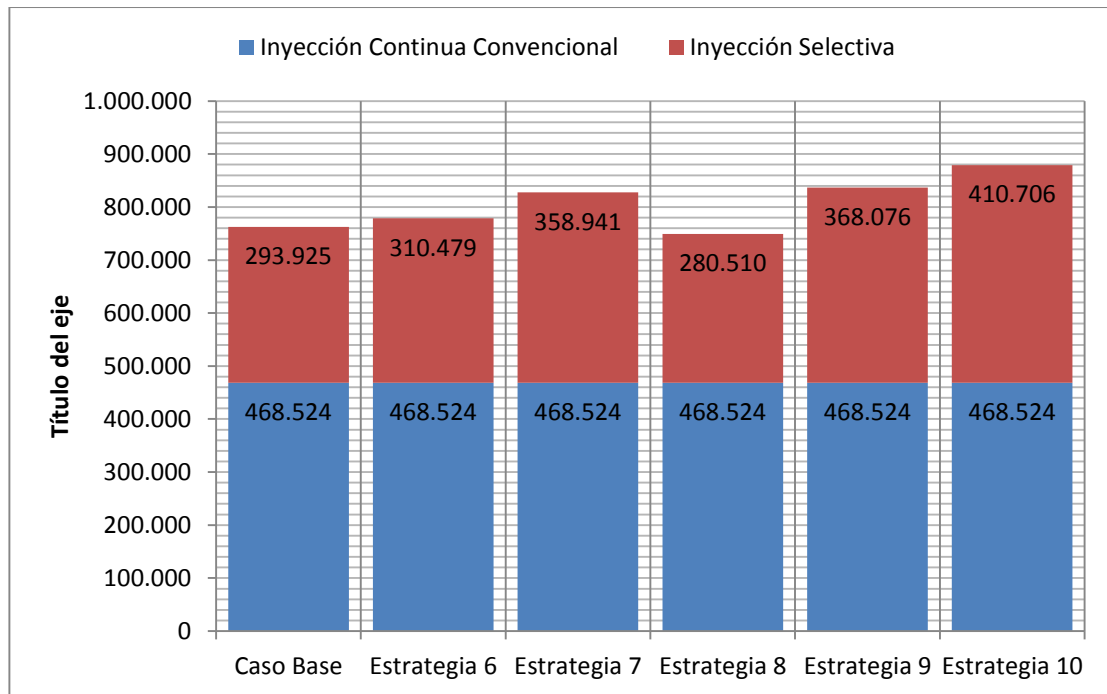


Fuente: Computer Modeling Group (CMG). Advanced Processes Reservoir Simulator.

Se obtiene un factor de recuperación de petróleo final de 53% con una cantidad de aceite recuperada de 879,230 barriles, lo que confirma que inyectar en la arena 7 a tasas moderadas permite aumentar la recuperación de crudo a condiciones económicamente rentables.

La producción de aceite acumulada de las estrategias 7, 9 y 10 se muestran en la gráfica 12.

Gráfica N° 12. Aceite producido de estrategias de la zona B 1 año de ruptura.



4.2.4. Resumen de la Zona B

Tabla N° 42. Resultados Inyección Convencional Zona B.

Estrategia	Tasa inyección [BWE/día]	Factor de recobro Zona B
Caso Base	1200	45.6 %

Tabla N° 43. Resultados a tiempo de ruptura Zona B

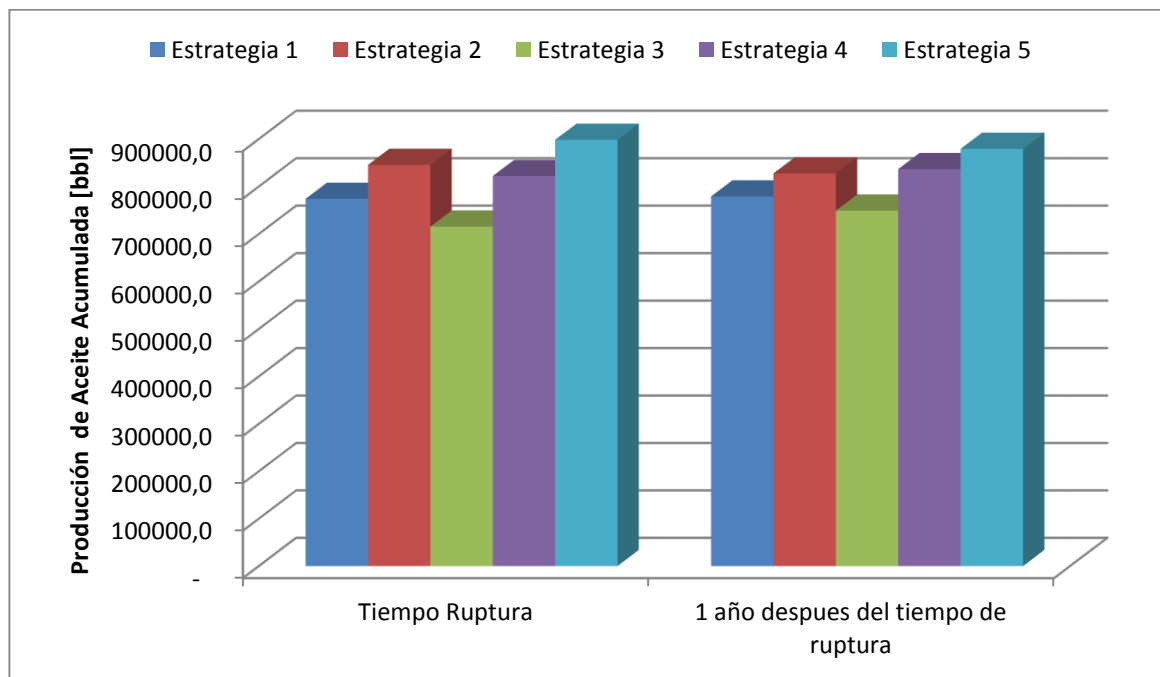
Estrategia	Tasa inyección [BWE/día]	Factor de recobro Zona B
Estrategia 1	820	46.67
Estrategia 2	1200	50.97
Estrategia 3	705	43.14
Estrategia 4	1085	49.56
Estrategia 5	1500	54.16

Tabla N° 44. Resultados 1 año después de ruptura Zona B.

Estrategia	Tasa inyección [BWE/día]	Factor de recobro Zona B
Estrategia 6	1010	46.97
Estrategia 7	1200	49.89
Estrategia 8	840	45.16
Estrategia 9	1200	50.44
Estrategia 10	1500	53.01

Para la zona B la mejor estrategia es la 2, “Inyectar en las arenas 6, 7, 8, 9 y 10 a tasa moderada para 7” , por lo tanto se puede decir que en esta zona más presurizada la inyección selectiva es ligeramente mejor si se implementa a tiempo de ruptura.

Gráfica N° 13. Comportamiento de las estrategias de los dos estados del tiempo de la zona B.



4.2.5. Decisión Final

La estrategia con mejor comportamiento para implementar la inyección continua selectiva para cada una de las zonas se muestra en las tablas 45 y 46:

Tabla N° 45. Mejor Estrategia de la Zona A.

Estrategia	Tasa inyección [BWE/día]	Factor de recobro Zona A	Aceite producido (bbl)
Inyectar en las arenas 1, 2 y 3 a tasas moderadas para arena 1.	1148	58.28 %	905,990

Tabla N° 46. Mejor Estrategia de la Zona B.

Estrategia	Tasa inyección [BWE/día]	Factor de recobro Zona A	Aceite producido (bbl)
Inyectar en las arenas 6, 7, 8, 9 y 10 a tasa moderada para 7	1200	50.97 %	845,411

La estrategia con mayor probabilidad de éxito técnico es el de implementar en la zona A, 1 año después que la primera arena llega a ruptura. Los resultados obtenidos muestra que con menor tasa de inyección comparada con la zona B se logra tener una mayor recuperación de aceite, además la zona A esta menos profunda y el diseño de la sarta es más sencillo y económico en comparación con la mejor estrategia de la zona B. Sin embargo La inyección selectiva de vapor en la zona B se puede simular más años debido a que posee una baja relación Vapor/Aceite el cual haría viable el proyecto por varios años más a diferencia de lo que pasa con la zona A.

Para la implementación del resto de estrategias favorables para la implementación de la inyección selectiva de vapor se hace necesario de una evaluación técnico-financiera para lograr determinar de manera exacta que escenarios son viables económicamente.

5. CONCLUSIONES

- ✓ Las estrategias planteadas para evaluar la factibilidad de implementación de inyección selectiva representan un reto y a la vez una oportunidad para aquellos yacimientos estratificados que se han desarrollado con los proceso de inyección de vapor y que ya no son económicamente rentables.
- ✓ A partir del análisis del factor de recobro y tasas de producción, se determinó que la estrategia que constituye el mejor escenario de aplicabilidad para la inyección selectiva de vapor en este yacimiento estratificado es el de inyectar en la zona A al año de haber llegado a ruptura por las arenas 1, 2 y 3 a tasas moderadas para arena 1, es decir a altas tasas durante las etapas tempranas de inyección con la reducción subsecuente de la tasa en etapas maduras del proceso.
- ✓ Aunque la zona B contenía ligeramente un mayor volumen de aceite comparado con la zona A, los resultados obtenidos durante la evaluación muestran que las pérdidas de energía a lo largo de todo el yacimiento no permitieron una mejor explotación de estas arenas.
- ✓ El control adecuado de la canalización del vapor en un proceso de Steamflooding hace que este sea económicamente aplicable, evitando que la relación vapor aceite no aumente en corto tiempo, logrando prolongar la vida útil del proyecto mediante la reducción de costos operacionales.
- ✓ Del análisis de la tasa de inyección se determinó que a mayores tasas de inyección el factor de recobro aumentaba, sin embargo en algunos casos este cambio no justificaba los costos operacionales de generar el vapor para estas tasas de inyección o el diseño mismo de la sarta.

- ✓ Aunque la implementación de la inyección selectiva de vapor se utilice como un proceso correctivo para mejorar el barrido en la zona, solo un análisis técnico financiero podrá decidir si se omiten o no las arenas que lleguen a ruptura.

- ✓ Basados en la metodología de evaluación propuesta en el presente trabajo, un análisis económico está directamente ligado con el diseño de la sarta selectiva, la cual de acuerdo a cada escenario era diferente.

RECOMENDACIONES

- ✓ Realizar una Evaluación técnico y financiero para cada las estrategias de inyección selectiva de vapor propuestas en un proceso de inyección continua de vapor de tal manera que permitan soportar y contribuir a una mejor toma de decisión.

- ✓ Hacer un estudio térmico de las pérdidas de energías hacia las capas adyacentes en las diferentes estrategias con implementación de la inyección selectiva de vapor.

- ✓ Realizar una Administración de la energía para volver más atractivo la implementación de la técnica.

BIBLIOGRAFÍA

1. Alí Farouq.. “Practical Heavy Oil Recovery”. Capitulo 7. Steamflooding. P 7-1. 2006.
2. BELTRAN J. Análisis e Interpretación de Yacimientos Sometidos a Inyección Continua de Vapor Mediante Analogías”. 2005.
3. BOTON GARCIA, Liliana y PACHECO GOMEZ, Erika Andrea. Simulación numérica de la influencia de la inyección cíclica de vapor previa a procesos de inyección continua. Uis. 2007
4. Burkill, Guy C.C. y Rondón, Luis A. Steam Stimulation Pilot Project in the Orinoco Belt, Zuata Area, Venezuela. SPE 21090. 1990.
5. Camacho, J. y Perez O., A. Estado del arte de las tecnologías de inyección cíclica de vapor. 2011.
6. COLINA MARCAO, Franklin José. Evaluación del proceso de inyección alterna de vapor con solventes en pozos horizontales en el yacimiento Jobo 01, campo Jobo 02, a través de la simulación numérica. Universidad de Oriente. 2009.
7. GONZALES BARRIOS, Andres y PINILLA TORRES, Jaime. Evaluación de procesos de inyección continua de vapor en yacimientos estratificados mediante el análisis de la eficiencia térmica: aplicación campo Teca. Uis. 2009.
8. GUTIERREZ P, Ricardo. Volumen de vapor para la estimulación de pozos horizontales. Universidad Central de Venezuela. 2007.
9. Martínez, F. L. Estudio de Sensibilidad del Proceso de Inyección Alternada de Vapor en Pozos Horizontales usando el Simulador Numérico STARS.
10. MATEUS TARAZONA, Yessica del Carmen. Evaluación técnica y económica del uso de vapor para acelerar el factor de recobro en yacimientos estratificados de crudo pesado. Uis. 2011.

11. Medina M. Análisis de Sensibilidad de las Variables Presentes en un Piloto Vertical de Inyección Continúa de Vapor de Cinco Puntos Utilizando Simulación Numérica de Yacimientos. 2005.
12. PINTO CARVAJAL, Jhon. Desarrollo de una Metodología para la implementación de la administración de energía en procesos de inyección continua de vapor a través de la simulación numérica de yacimientos y métodos analíticos. Uis. 2013.
13. TRIGOS, Erika Margarita, Ecopetrol, RUEDA, Silvia Fernando, Natfrac, RODRIGUEZ, Edwin, Ecopetrol, ESPINOSA, J.S., Ecopetrol. Study of the Success Factors in Continuous Steam Injection: Field Case, Colombian Middle Magdalena Basin. SPE-158845-MS. 2012.
14. Trigos, E., Rueda, S., Rodríguez, E., Espinosa, J.S. Study of the Success Factors in Continuous Steam Injection: Field Case, Colombian Middle Magdalena Basin. 2012.
15. Uribe Hidalgo, C. Evaluación técnico-financiera de un proceso de inyección cíclica de vapor usando pozos horizontales. 2012.
16. Yuan Aiwu, M., Yang Xinyong, Z. Research into Steam Overlay Pattern and Countermeasures for Block Du84 in Liaohe Oilfield. SPE 130947. 2010.
17. Liugo, Z., Shoujung, Z., W. Fei, L. Improved Heavy-Oil Recovery by Separated-Zones Horizontal-Well Steam Stimulation. 2012.
18. Zhang Z. He, R. Ren H. Y. Pu, X. The Feasible Conditions Study of Steamflooding for Heavy Oil Reservoirs In China After Cyclic Steam Injection. SPE 30303. 1995.

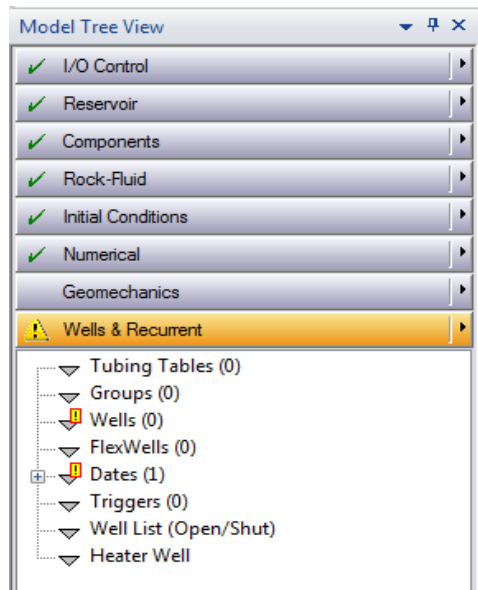
ANEXOS

ANEXO A. GUIA PARA LA IMPLEMENTACION DE LA INYECCIÓN SELECTIVA EN EL SIMULADOR STARS DE LA COMPAÑÍA CMG.

1. Creación de los pozos del proceso térmico de inyección continua convencional y selectiva.

La clave para realizar la implementación en el simulador de esta técnica se basa sumamente en el manejo de la opción “Wells & Recurrent” como se ve en figura. El dominio de esta no lleva a inferir comportamientos típico de la sarta que se desea modelar y hacer correctamente el proceso.

Figura N° 84. Panel de trabajo del simulador STARS.

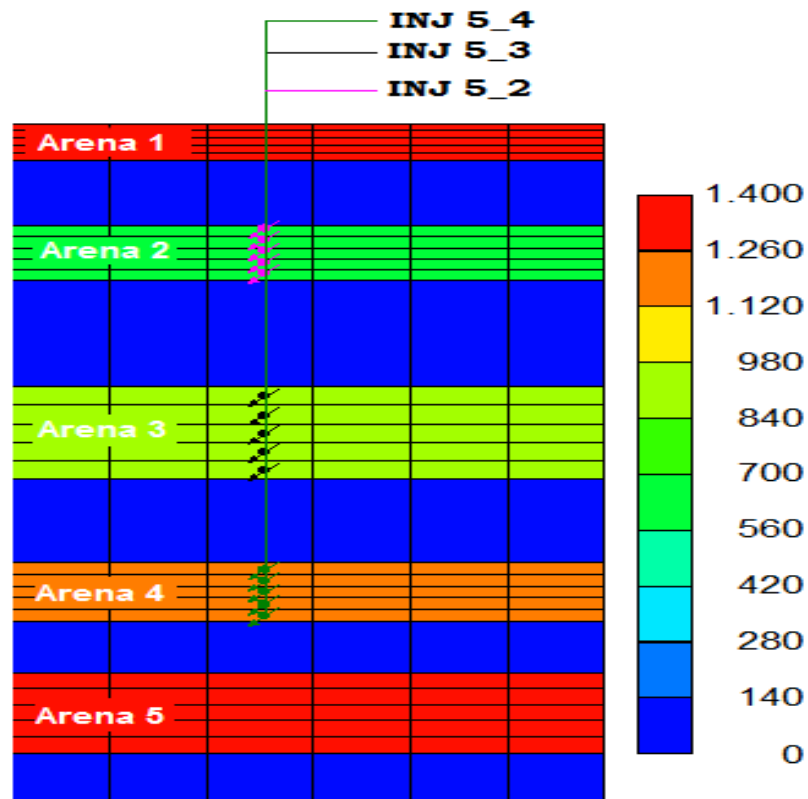


Fuente: Computer Modeling Group (CMG). Advanced Processes Reservoir Simulator.

Para lograr la implementación de la inyección Continua selectiva de vapor se deben agregar nuevos pozos al modelo los cuales deben estar ubicados en la misma posición en que se encuentra el pozo inyector encargado de simular la inyección continua convencional. El número de estos pozos depende del número de arena que intervenga en el planteamiento de cada estrategia, pues lo que se busca con estos pozos es crearlo específicamente para cada arena y poder recrear los reguladores de flujo que son los encargados de entregar a cada arena una tasa específica.

En la figura, es posible observar lo anteriormente comentado donde se ilustra para un estrategia de la zona A donde intervienen 3 arenas como lo son 2, 3 y 4 para cada una de ellas hay un pozo

Figura N° 85. Esquematización de los Reguladores de Flujo.



Fuente: Computer Modeling Group (CMG). Advanced Processes Reservoir Simulator.

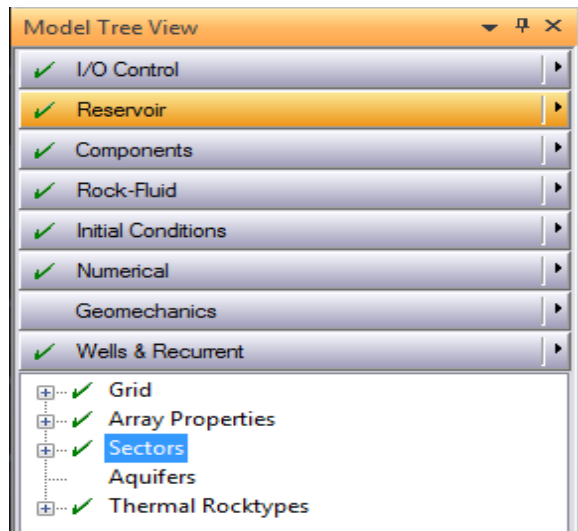
Se debe crear cada uno de los pozos que se va utilizar durante la simulación, teniendo en cuenta la fecha de perforación y en la que empieza a operarse, el tipo de pozo (inyector, productor) y el nombre (con el cual se va a identificar este durante toda la simulación). Esto se hace ingresando a la opción **Create new well** del menú **Wells & Recurrent**, se puede ver una ventana como la que se muestra en la figura A.24. Primero se crearon 6 pozos productores que iban a estar incluidos en la simulación desde el comienzo. Se les asigno el nombre por defecto (well 1001, well 1002, well 1003, etc.), se le asigno tipo producir y su fecha de perforación establecida en 1981/11/01.

Se deben establecer las Constraints (condiciones de operación de cada pozo). Esto se hace ubicándose en la pestaña de constraints teniendo en cuenta la fecha a la cual se van a fijar estas condiciones de operación, como se muestra en la figura A.25.

2. Crear sectores en el modelo de simulación.

Debido a que la implementación de la inyección selectiva de vapor se realiza para cada zona productora con las que cuenta el yacimiento, es necesario especificar al modelo de simulación la creación de estos sectores para tener un control específicos de los parámetro que se desean estudiar al momento de realizar el análisis de los resultados.

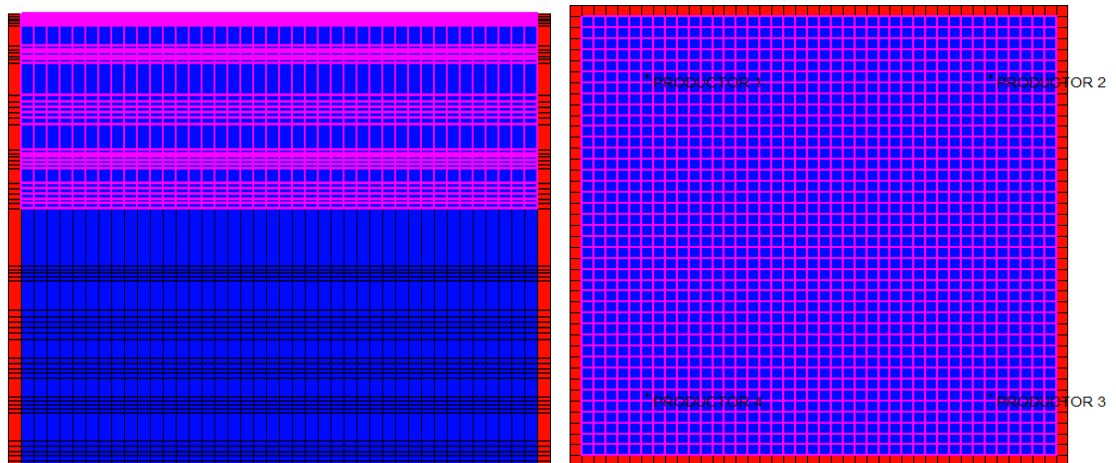
Figura N° 86. Panel de Trabajo de un Sector.



Fuente: Computer Modeling Group (CMG). Advanced Processes Reservoir Simulator.

Además el modelo construido cuenta con un modificador de volumen por lo tanto los sectores que van a construirse no deben tener en cuenta este anillo.

Figura N° 87. Vista del Sector creado para la zona A.

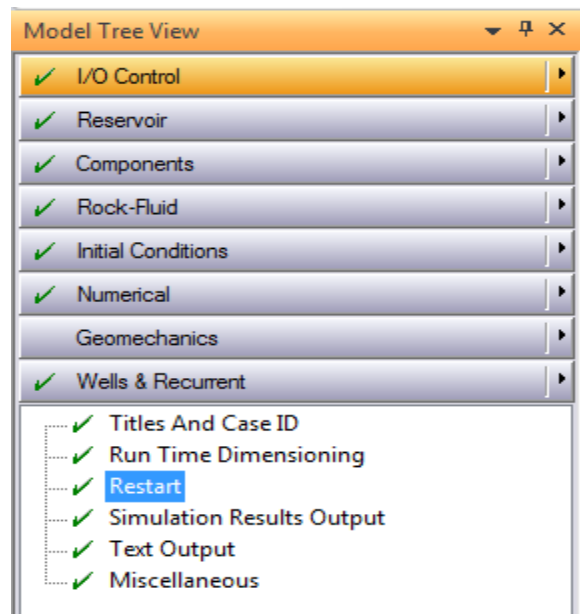


Fuente: Computer Modeling Group (CMG). Advanced Processes Reservoir Simulator.

3. Crear un modelo Restart.

Algunas veces durante la ejecución de una simulación, el tiempo que dura la misma es un parámetro crítico, teniendo en cuenta que en algunos casos hay procesos que siempre se repiten durante la ejecución del modelo. En el desarrollo de este proyecto se debía implementar un proceso de inyección continua selectiva de vapor precedida por un inyección continua convencional, unos ciclos previos de estimulación y una producción en frío, estos 3 últimos se mantienen constantes durante la simulación de las estrategias por esto se planteó un restart para que la simulación omita estos datos y empiece la nueva simulación desde el año que iniciaba la inyección continua selectiva de vapor cargando los datos de los ciclos de estimulación realizados con el modelo restart. De esta manera se puede reducir significativamente los tiempos de simulación. Para ello se debe: En primer lugar cargar todos los datos de las secciones que van

Figura N° 88. Barra de trabajo de STARS para crear Restart.



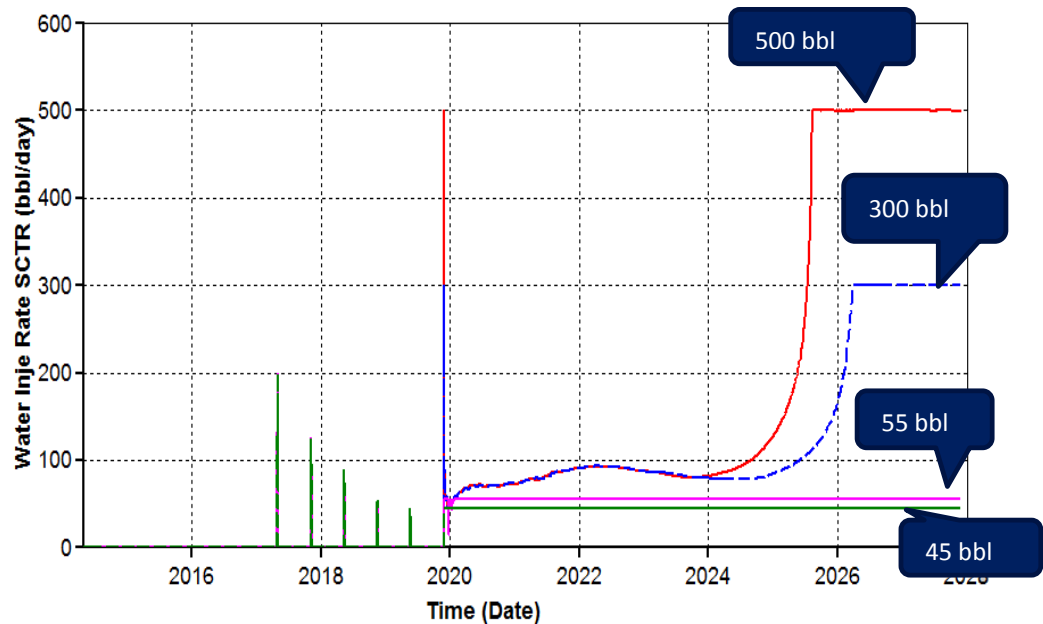
Fuente: Computer Modeling Group (CMG). Advanced Processes Reservoir Simulator.

4. Las Fechas

La importancia de esta sección, no permitirá tener un control visual al momento en que se reportan los datos de la simulación y así poder determinar con certeza los estados del tiempo en que se empiezan aplicar la inyección selectiva y es donde se deben crear los pozos adicionales para la correcta implementación del proceso; también ayudan a visualizar posibles inconvenientes que se puedan presentar por errores numéricos del simulador más que todo durante el proceso de la estimulación cíclica de vapor. Para ello se debe ir a la sección Wells and *recurrent >dates> add a range of date* y seleccionar la fecha de inicio de la inyección selectiva de vapor y la fecha final.

5. Prueba de Inyectividad

Figura N° 89. Prueba de inyectividad para diferentes tasas.

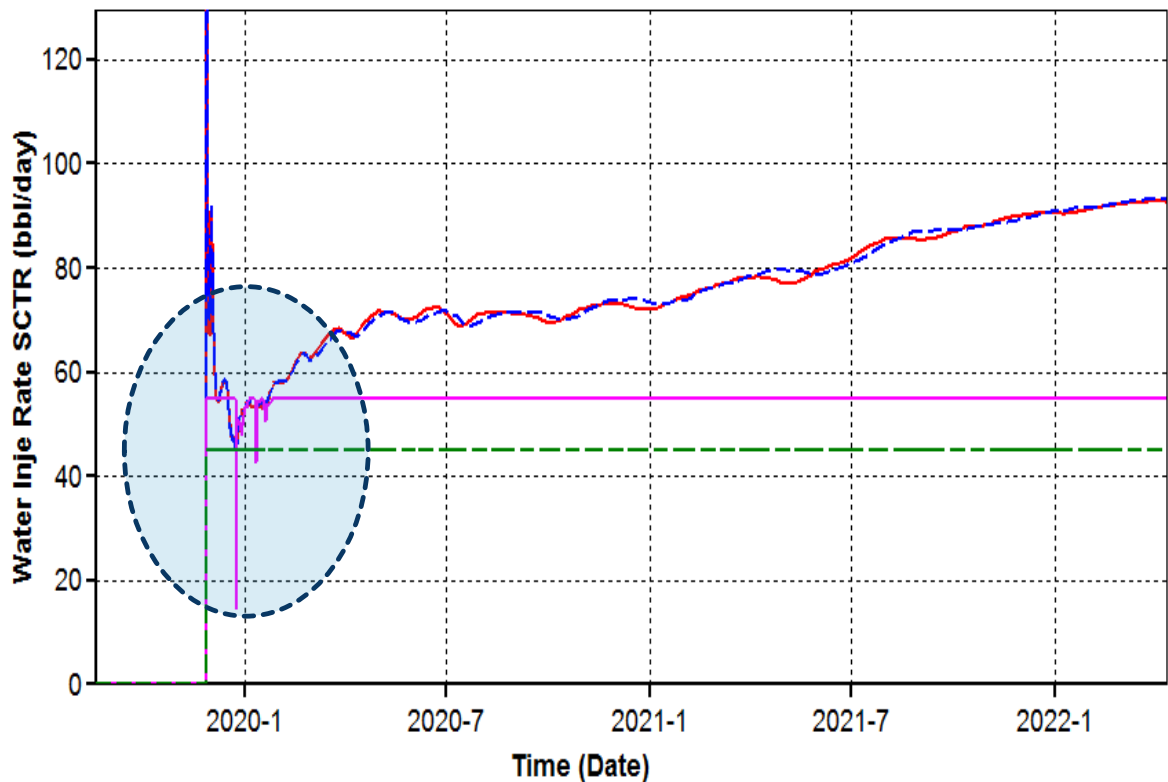


Fuente: Computer Modeling Group (CMG). Advanced Processes Reservoir Simulator.

La inyectividad es la capacidad que tiene una formación productora de aceite de recibir un fluido, ésta depende de propiedades tales como; viscosidad del fluido, permeabilidad de la formación y de las discontinuidades propias de la formación. Para determinar los diferentes caudales máximos permitidos en cada una de las arena se realizó una series de simulaciones, como se muestra en la Figura.

La inyectividad máxima, para una zona específica debe mantenerse constante durante todo el tiempo de implementación, es por ello que es necesario visualizar bien, los resultados obtenidos, como se muestra en la figura 90.

Figura N° 90. Inyectividad máxima de la Arena.



Fuente: Computer Modeling Group (CMG). Advanced Processes Reservoir Simulator.