

**ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS MÉTODOS DE EXTRACCIÓN DE CORTA
DISTANCIA SAGD Y THSF PARA LA RECUPERACIÓN DE CRUDOS DE BAJA
MOVILIDAD.**

**LIZZETH PATRICIA HERNANDEZ NIÑO
JOSE YESITH SIERRA BERRIO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICA
ESCUELA DE INGENIERA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA**

2017

**ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS MÉTODOS DE EXTRACCIÓN DE CORTA
DISTANCIA SAGD Y THSF PARA LA RECUPERACIÓN DE CRUDOS DE BAJA
MOVILIDAD**

**LIZZETH PATRICIA HERNANDEZ NIÑO
JOSE YESITH SIERRA BERRIO**

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

Director

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

Codirector

**JHON ALEXANDER PABON VILLAMIZAR
Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICA
ESCUELA DE INGENIERA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2017

DEDICATORIAS

A Dios por permitir que todo esto sea posible.

A mi mamita hermosa Luz Dary por creer en mí, por apoyarme en todo, por ser la mejor amiga, compañera y la mejor mama, a Eliecer por ser un buen papá, por guiarme y corregirme siempre, a los dos por hacer de mí una mejor persona.

A mis hermanos Michael, Sergio y Jimmer, por el apoyo, compañía y por motivarme a seguir adelante, a mi sobrina Mariana por ser la más orgullosa de mí.

A mi tía Edilia por su forma positiva de hacerme ver todo y creer siempre en mí, a mi tía Mery por ser mi amiga, concejera, y mi consuelo, por defenderme, por cuidar de mí estando lejos de casa y a mis primitos Sebas y Juanjo.

A Jose Yesith, por ser mi mejor compañía durante todo este tiempo, por la paciencia y entrega en la realización de este proyecto.

A Jose Luis por brindarme su apoyo en los momentos que más lo necesitaba, a Vane, Vita, Jhon, y Luchó, por estar siempre pendientes y por su apoyo.

Lízzeth Patricia.

DEDICATORIAS

A Dios por darme la oportunidad de entrar en esta carrera, por ser la base de cada momento en mi vida, por darme fortaleza y sabiduría a lo largo de la carrera y para terminar este proyecto.

A mis padres, Genny Patricia Berrío Mercado y Jose Yesid Sierra González, por ese apoyo incondicional, por todos los consejos, por estar en cada momento que los necesite, por ser ese ejemplo y guía para mi vida, por todo el amor y la oportunidad que me dieron de salir adelante.

A mi hermana, por creer en mí cuando más lo necesite, por ser mi motivo de lucha día a día, por todas las peleas y por ser de lo mejor que hay en mi vida.

A mis tías y tíos, Libia Sierra, Iván Mercado, Hector Mercado, Roiber Sierra, Enola Mercado, Bessy Sierra, Nerly Ayala y a mis abuelos Jose Berrío, Cristina Sierra y “laly” por ese apoyo durante toda la carrera y por estar en cada momento de mi vida.

A mi tío Emerson Berrío, porque, aunque ya no esté conmigo, todos sus consejos siempre los voy a tener presente y siempre va a ser alguien muy importante para mí, sé que estaría muy orgulloso de mí por haber llegado hasta el final.

A Lizzeth hernandez, por el apoyo, la paciencia y entrega para realizar este proyecto, por ser mi compañía y ser parte de la mejor etapa de mi vida.

A mis amigos que compartieron los buenos y malos momentos de toda mi carrera y siempre estuvieron cuando los necesite.

Jose Yesith.

AGRADECIMIENTOS

Queremos expresar nuestros más sinceros agradecimientos a todas las personas que con su colaboración y apoyo hicieron posible la realización de este trabajo.

A la Universidad Industrial de Santander por fomentar un espacio propicio para el desarrollo del conocimiento y por permitirnos hacer parte de esta institución.

Al ingeniero Samuel Fernando Muñoz, por aceptar ser nuestro director, por su apoyo y por confiar en nosotros. Al ingeniero Jorge Mario Palma, por su colaboración su tiempo y disposición. Al ingeniero Eider Niz por todos sus consejos y ayuda.

A todos nuestros amigos y a aquellas personas que en algún momento nos colaboraron y nos dieron un sincero gesto de apoyo. Muchas gracias a todos.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	18
1. MARCO TEÓRICO. APLICACIÓN DE NUEVAS TECNOLOGÍAS PARA LA RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO PESADO	20
1.1. MÉTODOS TÉRMICOS DE RECOBRO MEJORADO	22
1.1.1. Inyección continua de vapor.	23
1.1.2. Inyección Cíclica de Vapor.....	25
1.2. TECNOLOGÍAS DE POZOS HORIZONTALES.....	28
1.2.1. Aplicaciones de los pozos horizontales.....	29
1.2.1.1. Zonas productoras delgadas.....	30
1.2.1.2. Yacimientos estratificados.	31
1.2.1.3. Problemas de conificación.	32
1.3. SEGREGACIÓN GRAVITACIONAL ASISTIDA POR VAPOR (SAGD)	34
1.3.1. Concepto.....	34
1.4. CÁMARA DE VAPOR	35
1.4.1. Expansión de la cámara de vapor.....	36
1.4.2. Producción por efecto gravitacional.	36
1.4.3. Condensación de vapor.	36
1.4.4. Expansión vertical de la cámara de vapor.	36
1.4.5. Variación en la Temperatura.....	36
1.5. ASPECTOS GEOLÓGICOS QUE AFECTAN LA CÁMARA DE VAPOR.....	37
1.5.1. Espesor de la Arena.	37
1.5.2. Casquete de Gas.	38
1.5.3. Acuíferos.....	38
1.6. ETAPAS DEL PROCESO	39
1.6.1. Fase inicio o “ <i>Start up</i> ”.....	39

1.6.2. Fase de crecimiento.....	39
1.6.3. Etapa de Mejoramiento.....	40
1.7. DISEÑO	40
1.8. RANGO DE APLICABILIDAD DE SAGD	42
1.9 INYECCIÓN DE VAPOR EN CONFIGURACIÓN <i>TOE TO HEEL</i>	43
1.9.1. Parámetros que afectan el desempeño de inyección de vapor en una configuración de <i>Toe to Heel</i>	47
1.9.1.1. Condiciones de yacimiento	47
1.9.1.2. Parámetros Operacionales	52
2. DESARROLLO DEL MODELO CONCEPTUAL BASE DE SIMULACIÓN DEL PROCESO DE INYECCIÓN DE VAPOR EN UNA CONFIGURACIÓN <i>TOE TO HEEL</i>	55
2.1. GENERALIDADES DEL YACIMIENTO	55
2.2. FLUIDOS	56
2.3. MODELO BASE DE SIMULACIÓN DE UN YACIMIENTO DE BITUMEN	57
2.4. DIMENSIONES DEL ENMALLADO PARA EL CASO BASE	58
2.5. MODELO CONCEPTUAL DE YACIMIENTO CON BITUMEN.....	61
2.5.1. Propiedades del Yacimiento.	61
2.5.2. Modelos de fluidos.	62
2.5.3. Curvas de Permeabilidad Relativa.....	64
2.6.1. Caracterización del crudo extra pesado de una formación de bitumen.	67
2.6.2. Ajuste de comportamiento PVT del fluido.	68
2.6.3. Expansión a composición constante.....	68
2.6.4. Datos cargados en herramienta de simulación STARS	73
2.7 Configuración de Pozos.....	74
2.7.1 Configuración de pozos THSF	74
2.7.1.1 Resultados	80
2.7.2 Configuración de pozos SAGD	82
2.7.2.1 Resultados	89

3. SENSIBILIDAD DE PARÁMETROS OPERACIONALES. EVALUACIÓN DE DIFERENTES ESCENARIOS PARA LA APLICACIÓN DE LAS TÉCNICAS THSF Y SAGD PARA BITUMEN	93
3.1. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD SAGD	94
3.1.1. Variación de la presión máxima de inyección.	94
3.1.2 Calidad de vapor	95
3.1.3 Variación de la relación Kv/Kh	96
3.2. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DEL PROCESO THSF	98
3.2.1 Variación de la Presión máxima de Inyección.....	98
3.2.2 Calidad de vapor	99
3.2.3 Variación en la relación Kv/Kh	101
4. COMPARACIÓN DE RESULTADOS ENTRE THSF Y SAGD.....	102
4.1 Evaluación Económica.....	102
4.1.1 Inversión inicial	102
4.1.2 Generación de vapor.	103
4.1.3 Costos De Extracción Y Transporte Del Hidrocarburo.....	103
4.1.4 Ingreso de ventas por crudo.	103
4.1.5 Valor presente neto. (VPN)	104
4.1.6 Tasa Interés de oportunidad.	104
4.2 RESULTADOS.....	105
5. CONCLUSIONES	106
6. RECOMENDACIONES.....	107
BIBLIOGRAFIA.....	108

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Zonas con presencia de Oil Sands en Canadá.....	21
Figura 2. Clasificación de métodos asistidos térmicamente	22
Figura 3. Inyección continua de vapor	25
Figura 4. Comportamiento típico de un proceso de inyección cíclica	26
Figura 5. Respuestas típicas de Producción en un proceso de Inyección Cíclica de Vapor	27
Figura 6. Yacimientos estratificados	32
Figura 7. Conificación de Agua en un Pozo vertical.....	33
Figura 8. Fenómeno de cresting en un pozo horizontal.....	34
Figura 9. Diagrama de Inyección de Vapor Asistido por Gravedad	35
Figura 10. Diagrama de la Sección transversal de la cámara de vapor SAGD.....	37
Figura 11. Forma final de la cámara de vapor	40
Figura 12. Espaciamiento entre pozos según la viscosidad del hidrocarburo.....	41
Figura 13. Ubicación de pozos para técnica THSF.....	44
Figura 14 Comportamiento del factor de recobro para el análisis del tamaño del grid.....	59
Figura 15 Comportamiento de la producción diaria de aceite para el análisis del tamaño del grid	60
Figura 16. Modelo Base de Simulación	60
Figura 17. Viscosidad del Aceite vs Presión	64
Figura 18. Viscosidad del Aceite vs Temperatura.....	64
Figura 19. Curva de Permeabilidad del Aceite y del Agua en función de la Saturación de Agua	66
Figura 20. Gráfica Normalizada de densidad a 176°F WinProp	71
Figura 21. Gráfica Normalizada densidad a 302°F Winprop.....	71
Figura 22. Gráfica Normalizada volumen relativo VS presión @302°F	72

Figura 23. Gráfica Normalizada de volumen relativo VS presión @176° F.....	72
Figura 24. Gráfica de Densidad del Aceite vs Presión.....	73
Figura 25. Perfil de temperatura de una sección paralela a los pozos a los 3 años	76
Figura 26 Perfil Ternary pasados 4 años de iniciado el proceso.....	77
Figura 27 Perfil Ternary pasados 6 años de iniciado el proceso.....	77
Figura 28 Perfil Ternary al finalizar el proceso.....	78
Figura 29 Perfil de temperatura a los 4 años de iniciado el proceso.....	78
Figura 30 Perfil de temperatura a los 6 años de iniciado el proceso.....	79
Figura 31 Perfil de temperatura al finalizar el proceso.....	79
Figura 32. Comportamiento de Presión de yacimiento Vs Tiempo	80
Figura 33. Tasa de producción de Aceite Vs Tiempo	81
Figura 34. Factor de Recobro Vs Tiempo 34	81
Figura 35. Relación Vapor Aceite Vs Tiempo 35	82
Figura 36. Completamiento de Pozos utilizando Flexwell	83
Figura 37 Perfil de temperatura de una sección paralela a los pozos pasados 5 meses de iniciado el proceso.....	85
Figura 38 Perfil Ternary pasados 4 años de iniciado el proceso.....	86
Figura 39 Perfil Ternary pasados 6 años de iniciado el proceso.....	87
Figura 40 Perfil Ternary al finalizar el proceso.....	87
Figura 41 Perfil de temperatura a los 4 años de iniciado el proceso.....	88
Figura 42 Perfil de temperatura a los 6 años de iniciado el proceso.....	88
Figura 43 Perfil de temperatura al finalizar el proceso.....	89
Figura 44 Comportamiento de presión de yacimiento vs tiempo	90
Figura 45 Tasa de producción de aceite vs tiempo.....	91
Figura 46 Factor de recobro vs tiempo	92
Figura 47 Relación vapor-aceite vs tiempo.....	93
Figura 48 Perfil de Presión de yacimiento, Producción de Aceite, Relación Vapor /Aceite y Factor de Recobro, para una variación de la presión máxima de inyección	95

Figura 49 Perfiles de Presión de yacimiento, producción de aceite, relación de vapor-aceite y factor de recobro, respecto a variación en calidad de vapor	96
Figura 50 Perfiles de Presión de yacimiento, producción de aceite, relación de vapor-aceite y factor de recobro, respecto a variación de la relación Kv/Kh.....	97
Figura 51 Perfil de presión de formación, producción de crudo, factor de recobro y relación vapor-aceite en el tiempo	99
Figura 52 Perfil de Factor de Recobro, Presión de yacimiento, Producción de Aceite y Relación Vapor-Aceite con el Tiempo	100
Figura 53 Perfil de Factor de Recobro, Presión de yacimiento, Producción de Aceite y Relación Vapor-Aceite con el Tiempo	101

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Criterios de selección para Inyección Continua de Vapor.....	24
Tabla 2. Criterio de selección de proceso de Inyección cíclica de vapor.	28
Tabla 3. Rango de Aplicaciones SAGD	42
Tabla 4. Screening de Inyección de Vapor seleccionada para THSF	47
Tabla 5. Propiedades de la roca y fluidos	57
Tabla 6 Modelos de simulación y dimensiones usadas para el análisis de sensibilidad.	58
Tabla 7. Propiedades Petro-físicas del modelo de simulación.....	61
Tabla 8. Propiedades térmicas de la roca.....	62
Tabla 9. Datos de Viscosidad Vs temperatura	63
Tabla 10. Ajuste de Viscosidad por Regresión (WinProp)	63
Tabla 11. Puntos Finales (End Points) de las curvas de permeabilidad relativa....	65
Tabla 12. Composición del fluido	67
Tabla 13. Datos de laboratorio Densidad VS presión	68
Tabla 14. Datos de laboratorio volumen relativo Vs presión.....	69
Tabla 15. Sub-clasificación los componentes	70
Tabla 16. Restricciones de Inyección y Producción.....	75
Tabla 17. Restricciones de Inyección y de Producción en la etapa Start Up.....	84
Tabla 18 Evaluación financiera de los 2 métodos evaluados	105
Tabla 19 Comparación de Resultados en métodos SAGD y THSF	105

RESUMEN

TITULO: ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS MÉTODOS DE EXTRACCIÓN DE CORTA DISTANCIA SAGD Y THSF PARA LA RECUPERACIÓN DE CRUDOS DE BAJA MOVILIDAD*

AUTORES: LIZZETH PATRICIA HERNANDEZ NIÑO, JOSE YESIHT SIERRA BERRIO**

PALABRAS CLAVE: THSF, SAGD, parámetros operacionales, sensibilidades, inyección continua de vapor.

DESCRIPCIÓN:

La técnica Toe to Heel Steam Flooding se caracteriza por una configuración de pozos en la cual se usa un pozo vertical inyector y un horizontal productor. En ésta, la localización de los pozos simula la punta y el talón de un pie, inyectando vapor entonces desde la punta hasta el talón; la técnica SAGD se basa en un par de pozos horizontales paralelos y poca distancia vertical entre ellos, donde el pozo superior inyecta vapor continuamente y el pozo inferior es productor. En las dos técnicas mencionadas se observa que por diferencia de densidades el vapor se ubica en la parte superior de la zona de interés, haciendo que el vapor y los condensados drenen el yacimiento hacia el pozo ubicado en la parte inferior.

En este trabajo se caracteriza un fluido (bitumen) con comportamiento típico de los fluidos de Athabasca, Canadá, y se implementan los dos métodos de recuperación mejorada ya descritos, se determinan los parámetros operacionales que hacen efectivas las técnicas por medio de información descrita en literatura y sensibilidades basadas en rangos ya utilizados en proyectos anteriores. Los parámetros operacionales a lo largo de la simulación de los modelos varían buscando el mejor caso posible para cada uno de ellos, haciendo una comparación de los dos mejores escenarios en cada una de las técnicas.

Los análisis de los resultados de las simulaciones determinaron que el mejor método de recuperación térmica para el caso de este yacimiento es la técnica SAGD, para lo cual fue necesario realizar diferentes análisis de sensibilización de las dos técnicas en el mismo modelo.

* Trabajo de grado

** FACULTAD DE INGENIERIA FISICO-QUIMICA. ESCUELA DE INGENIERA DE PETROLEOS. Director M.Sc. SAMUEL FERNANDO MUÑOZ NAVARRO. Codirector JHON ALEXANDER PABON VILLAMIZAR

ABSTRACT

TITLE: COMPARATIVE ANALYSIS OF THE METHODS OF EXTRACTION OF SHORT DISTANCE SAGD AND THSF FOR THE RECOVERY OF LOW MOBILITY CRUDE OILS*

AUTHORS: LIZZETH PATRICIA HERNANDEZ NIÑO, JOSE YESIHT SIERRA BERRIO**

KEY WORDS: THSF, SAGD, operational parameters, sensitivities, steam flooding

DESCRIPTION:

The Toe to Heel Steam Flooding technique is characterized by a well configuration in which a vertical injector well and a horizontal producer well are used. In this process, the location of the wells simulates the tip and heel of a foot, then injecting steam from the toe to the heel. Conversely the SAGD technique is based on a pair of parallel horizontal separated by small vertical distance between them, where the upper well injects steam continuously and the lower well is a producer. In both mentioned techniques it is observed that by density difference. Steam rises to the top of the area of interest, causing the condensed water and oil to drain the reservoir to the well located at the bottom.

In this work, a fluid (bitumen) with typical behavior of the Athabasca deposits, (Canada), is characterized and the two improved oil recovery methods above described are simulated. The operational parameters relevant to the techniques are set based on information described in the literature while sensitivities are based on ranges already used in previous projects. The operational parameters are varied throughout the simulation searching for the best possible case for each of them, to later make a comparison of the two likely best scenarios of each one of the techniques.

The analysis of the results of the simulations determined that the best thermal recovery method for the case of this deposit is the SAGD technique, to determine this, it was necessary to perform different sensitization analyzes of the two techniques in the same model.

* Degree work

** FACULTY OF PHYSICAL-CHEMICAL ENGINEERING. SCHOOL OF PETROLEUM ENGINEERING. Director M.Sc. SAMUEL FERNANDO MUÑOZ NAVARRO. Codirector JHON ALEXANDER PABON VILLAMIZAR

INTRODUCCIÓN

La provincia de Alberta en el oeste de Canadá alberga una de las mayores acumulaciones de bitumen del mundo, aunque no son las únicas ya que en Venezuela también se encuentran yacimientos de este tipo en la cuenca del río Orinoco. En los yacimientos de Athabasca, (figura 1), se estima que las reservas probadas de petróleo extraíbles son de 143.000 millones de barriles de petróleo. Este dato sitúa a Canadá en uno de los países con más reservas de petróleo.¹ Alberta está ubicada en un territorio total estimado de 141.000 kilómetros cuadrados. En estos territorios los depósitos de arenas bituminosas existen en tres distintas áreas: Peace River, Cold Lake y Athabasca. Esta última es la más extensa y concentra la gran mayoría de los recursos.²

El crudo encontrado en estos yacimientos es una mezcla de arena, agua y bitumen, con una gravedad API que varía de 6 a 12°, este crudo es inmóvil a condiciones de yacimiento (8 a 12°C), debido a esto es necesario el uso de métodos de recobro térmico, especialmente los de corto alcance, (debido a que la distancia que debe recorrer el fluido para llegar al pozo productor es mucho menor que en otros métodos, y las pérdidas de calor son menores lo que hace mayor y más efectiva la producción de crudo). En Colombia son pocos los proyectos que aplican alguna de estas técnicas, estos proyectos se llevan a cabo en la cuenca del valle medio del Magdalena.

Para la extracción de dichos recursos se hace necesaria la aplicación de procesos EOR. Algunas de estas tecnologías, agrupadas en la categoría de recuperación térmica, están basadas en aumentar la temperatura en el yacimiento, con el fin de disminuir la viscosidad del crudo y mejorar su productividad. De este grupo resaltan

¹ SOLER. Francisco. Arenas bituminosas de Canadá. Información sobre la industria y el transporte marítimo. (14 de julio 2011)

², CENTRO DE ENERGÍA, POLÍTICA Y SOCIEDAD (CEEPYS) Canadá y las arenas bituminosas.

dos tecnologías catalogadas como de corto alcance, que son en las que se basa este proyecto: *Toe-To-Heel Steam Flooding* (THSF) y *Steam Assisted Gravity Drainage* (SAGD) descritas en los siguientes párrafos.

El proceso *Toe-to-Heel Steam Flooding* (THSF, por la sigla en inglés)³ es una novedosa técnica de recuperación mejorada de crudo pesado. Esta hace parte de las tecnologías *Toe-to-Heel*, las cuales aprovechan las grandes áreas de drenaje de los pozos horizontales. El THSF utiliza un par de pozos para la explotación del petróleo, uno vertical para inyectar vapor de manera continua ubicado cerca al tope de la formación y uno horizontal ubicado en el fondo de la formación, que permite la producción de crudo junto con agua caliente resultante de la condensación del vapor inyectado.

EL proceso de drenaje gravitacional asistido por vapor (SAGD, por sus siglas en inglés), se basa en dos pozos horizontales paralelos entre sí y uno encima del otro; el aceite calentado drena de las cámaras de vapor crecientes, impulsadas por gravedad, a pozos horizontales en la parte baja. A medida que el aceite se drena, la cámara de vapor avanza hacia el yacimiento.

En este trabajo se realiza una comparación de las dos tecnologías a través de una simulación numérica, aplicándolas en el mismo yacimiento, con el fin de determinar cuál de las dos es más efectiva en un yacimiento de crudo pesado con baja movilidad.

³ MONTES. P. Erik, PACHECO R. Hector, DELGADILLO A. Claudia, MUÑOZ N. Samuel, BARRIOS. O. Wilson, Aplicación de Nuevas Tecnologías Para la Recuperación de Crudo Pesado en Yacimientos Profundos.

1. MARCO TEÓRICO. APLICACIÓN DE NUEVAS TECNOLOGÍAS PARA LA RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO PESADO

La inyección de vapor es el principal método de recuperación térmica de petróleo. Hay varias formas de implementación de esta tecnología, siendo las dos más frecuentes la inyección cíclica de vapor y la inyección continua de vapor. Ambos procesos se aplican más comúnmente a yacimientos de petróleo que son relativamente poco profundos y contienen aceites muy viscosos a la temperatura de la formación subterránea nativa. El vapor inyectado en un yacimiento de aceite normalmente tiende a viajar hasta la parte superior del yacimiento, impulsado por fuerzas de gravedad⁴.

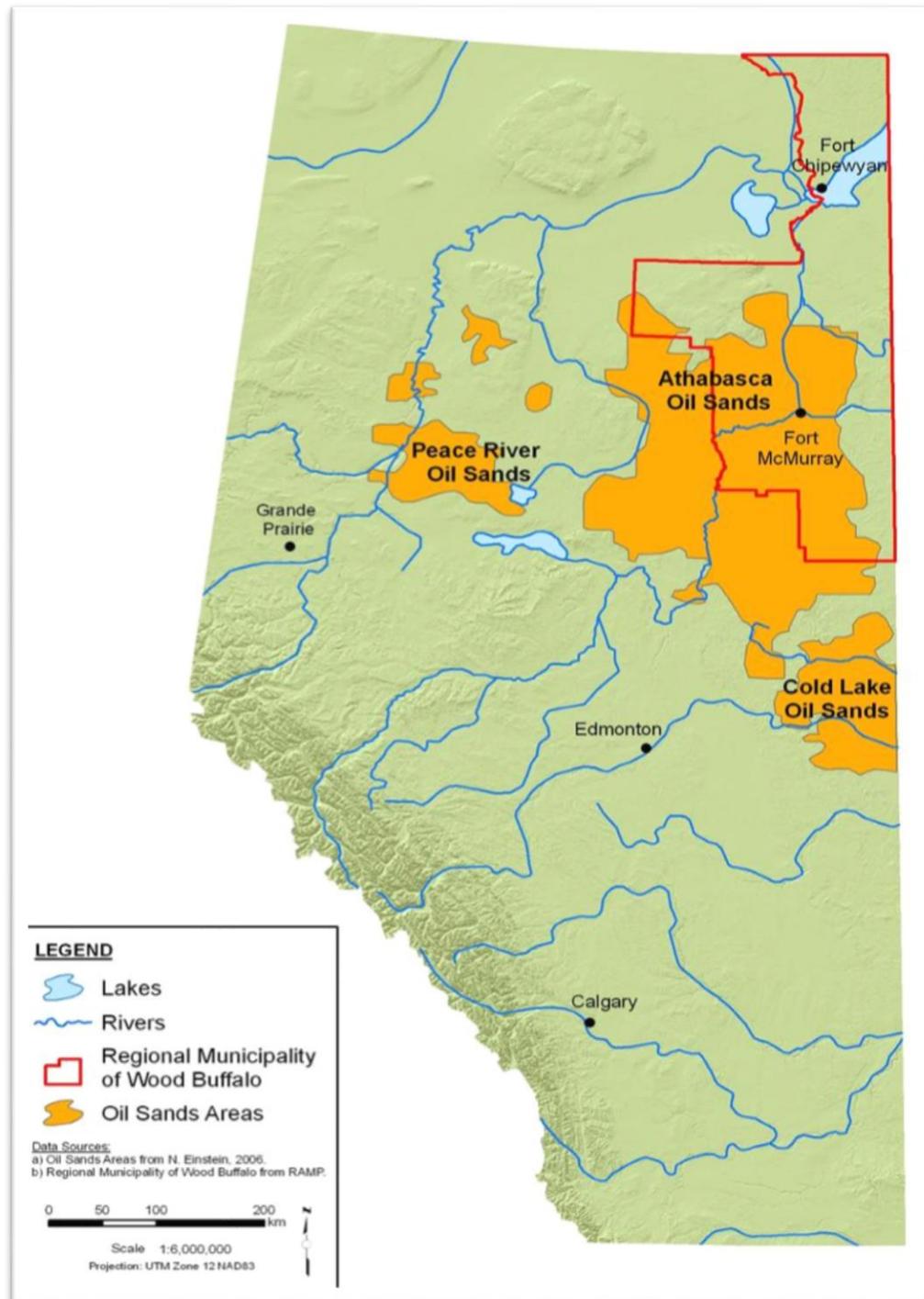
Mientras el concepto de SAGD fue introducido a finales de 1970 y el proceso VAPEX a comienzos de 1980 por R. Butler⁵, la idea de procesos de desplazamiento *Toe-to-Heel* vino más tarde en el año 1992, y fue el resultado de investigaciones entre el Instituto de recuperación de petróleo, Canadá, la Universidad de Calgary y la Universidad de Bath, Inglaterra. Primero, se investigó el proceso THAI. Basado en THAI, se desarrolló el proceso CAPRI o el THAI catalítico.⁶

⁴A.T.TURTA, A.K. SINGHAI, T.X. XIA, M. GREAVES. J.GOLDMAN, J. IVORY. Preliminary considerations on the application of toe-to-heel steam flooding (THSF): Injection well–producer well configurations, SPE-130444, November 2009.

⁵ J. BATYCKY, An assessment of in situ oil sands recovery processes, volume 36, September 1997.

⁶ GREAVES.M, and TURTA. A, Oilfield In Situ Combustion Process, US5626191 A, Junio 1995.

Figura 1. Zonas con presencia de *Oil Sands* en Canadá



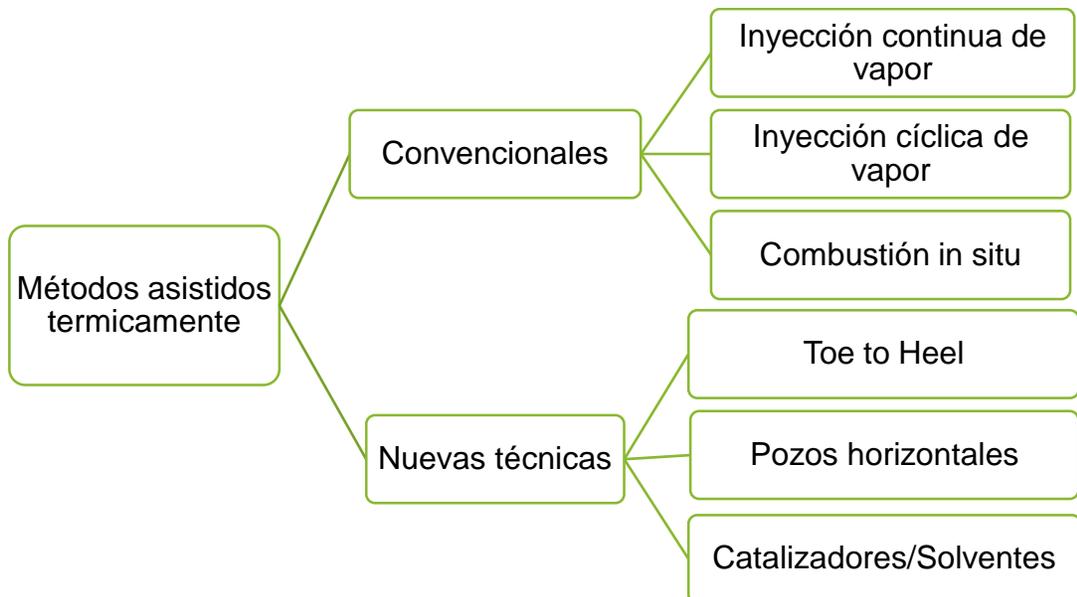
Fuente: RAMP, *Regional Aquatics Monitoring Program*

1.1. MÉTODOS TÉRMICOS DE RECOBRO MEJORADO

Los métodos de recuperación de hidrocarburos asistidos térmicamente, en su mayoría son aplicados en yacimientos de crudo pesado y extra pesado. En estos, la viscosidad del petróleo es tan alta que impide su flujo natural. Por tanto, se hace necesario el uso de calor para disminuir su viscosidad y lograr que avance hasta la cara del pozo productor y la superficie. En Canadá, la inyección de vapor es responsable de casi toda la producción de las arenas petrolíferas que no se encuentran a una profundidad lo suficientemente somera como para hacer minería de superficie.

Estos métodos pueden ser clasificados de diferentes formas, ya sea por el tipo de fluido a inyectar, la configuración o número de pozos, e incluso el uso de combinaciones entre éstos. En la figura 2 se muestra la clasificación de estos métodos

Figura 2. Clasificación de métodos asistidos térmicamente



Fuente: MUÑOZ. N. Samuel, DELGADILLO.A. Claudia, Estudio de la técnica toe to heel steamflood, thsf: una nueva opción para el recobro de crudo pesado, 2009. (Modificado por autores)

La clasificación analizada de métodos asistidos térmicamente convencionales y nuevas técnicas permite organizar estos procesos según condiciones similares de operación. Actualmente, la inyección continua de vapor y la combustión in situ son llamados procesos de desplazamiento de aceite *long distance* (de larga distancia), ya que en éstos el crudo debe recorrer grandes distancias dentro del yacimiento antes de llegar al pozo productor.

Durante el “viaje” que realiza el crudo, hasta el pozo productor, el desplazamiento se dificulta por las heterogeneidades del yacimiento. Dentro de estas heterogeneidades se encuentran los cambios abruptos de permeabilidad, intercalaciones de arcillas y fallas geológicas, entre otros.

1.1.1. Inyección continua de vapor. En la Inyección Continua de Vapor, el vapor es inyectado a través de un cierto número de pozos, mientras el petróleo es producido a través de pozos adyacentes,⁷ aunque separados a una distancia considerable en comparación con los métodos de corta distancia.

Los principales mecanismos que contribuyen al desplazamiento del petróleo de este tipo de procesos son: la expansión térmica de fluidos del yacimiento, la reducción de la viscosidad del petróleo y la destilación con vapor. Además de estos mecanismos, también se han notado efectos por empuje por gas, por cambios favorables en la mojabilidad y por extracción de solventes.

La inyección continua de vapor se aplica generalmente a yacimientos someros de aceite pesado con altas viscosidades, altas consideraciones de crudo y buena permeabilidad. Para implementar este proceso de recuperación térmica es necesario contar con al menos dos pozos: un inyector y un pozo producto como se

⁷ DOUGLAS. A, BANZER. C, Recuperación térmica de petróleo, Cap. VIII, Maracaibo, 1998, Universidad de Zulia, Instituto de Investigaciones petroleras.

muestra en la figura 3. Generalmente los pozos se distribuyen en arreglos geométricos ya establecidos.

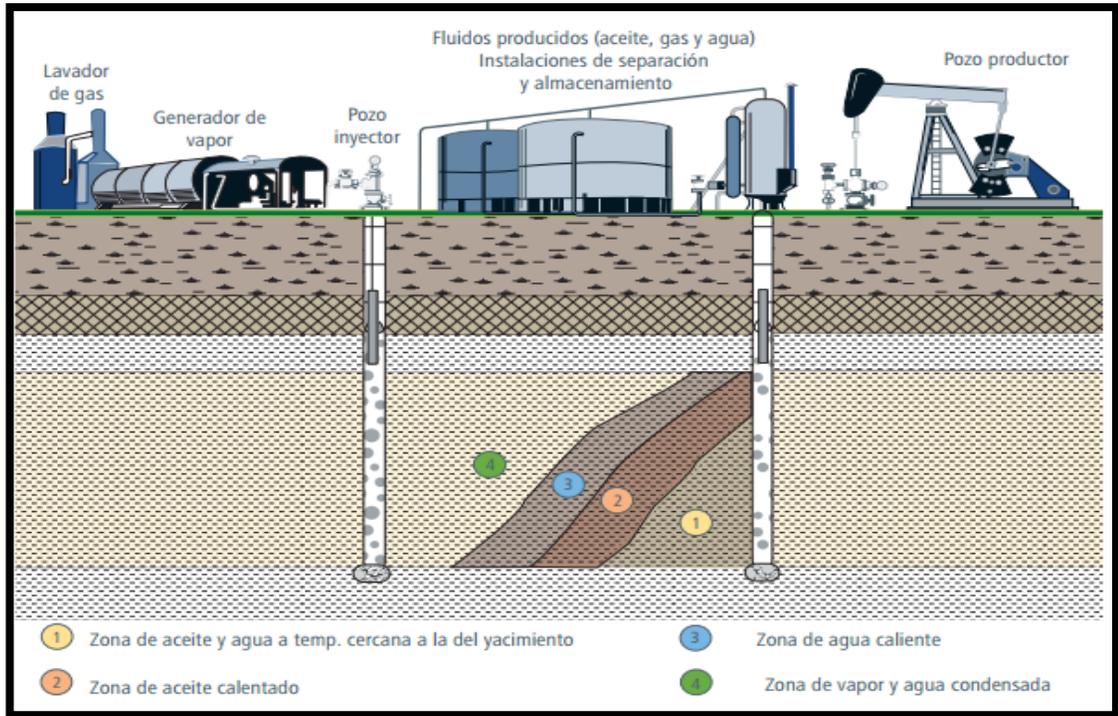
En la tabla 1- se resumen las características deseables del aceite y del yacimiento para poder emplear este proceso.

Tabla 1. Criterios de selección para Inyección Continua de Vapor

	Rango recomendado	Rangos de proyectos al 2012
Propiedades del aceite		
Gravedad °API	15 a 25	8 - 30
Viscosidad (cP)	< 1500	200 - 1000
Composición	No crítica, pero algunos componentes ligeros para la destilación de vapor ayudan	
Características del yacimiento		
Saturación de aceite (%)	> 40	40-70
Características del yacimiento		
Tipo de formación	Arena o arenisca con alta porosidad y permeabilidad, de preferencia	Arenisca y arenas no consolidadas, principalmente
Porosidad (%)	>30	30
Permeabilidad promedio (md)	≈1000	1 - 10 000
Espesor (pies)	≥ 30	
Profundidad (pies)	< 4000	175 -3820
Temperatura (°F)	No crítica	54 - 110
Transmisibilidad (md, pies/cp)	>50	

Fuente: DOUGLAS. A, BANZER. C, Recuperación térmica de petróleo, capítulo VIII, Inyección Continua de Vapor.

Figura 3. Inyección continua de vapor



Fuente: DOUGLAS. A, BANZER. C, Recuperación térmica de petróleo, capítulo VIII, Inyección Continua de Vapor.

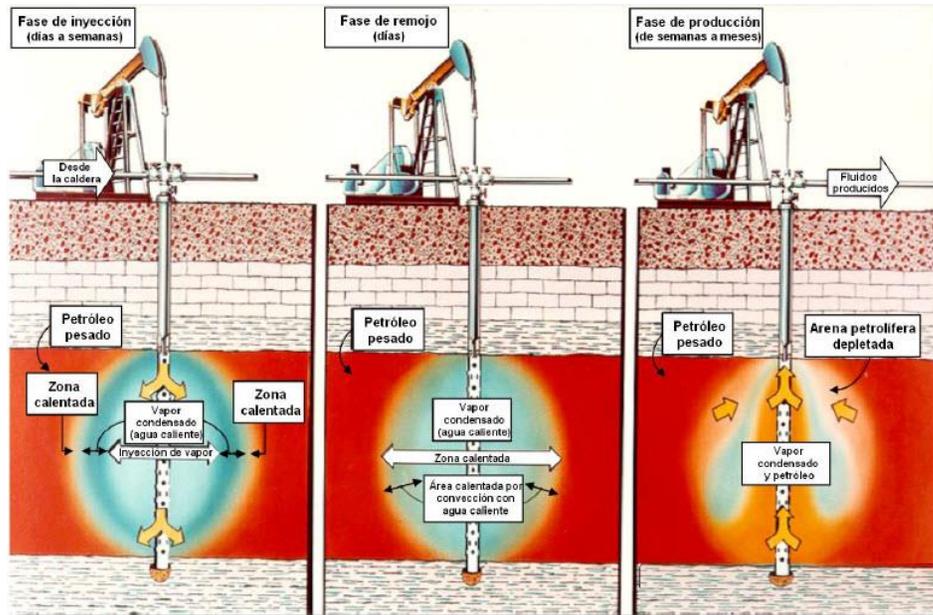
1.1.2. Inyección Cíclica de Vapor. Este método de recuperación se lleva a cabo en un mismo pozo que opera como inyector y productor al mismo tiempo. Este se desarrolla en tres etapas como se muestra en la figura 4. En la primera etapa, el vapor es inyectado continuamente por un cierto periodo de tiempo. Posteriormente el pozo es cerrado por unos días y se deja en fase de remojo; el período de remojo tiene como objetivo impulsar la condensación parcial de todo el vapor inyectado para transferir el calor latente y así calentar la roca y los fluidos⁸. Durante la inyección de vapor y el remojo, en la zona calentada cercana al pozo, aumenta la movilidad del petróleo facilitando su producción. Además, ocurre expansión térmica del petróleo y del agua.

⁸ BUTLER R. y MENDOZA H. SAGD, Pilot Test in Venezuela. 1999.

Una vez que el pozo es puesto en producción, este producirá a una tasa aumentada durante un cierto periodo de tiempo, que en general, puede ser del orden de 4 a 6 meses, y luego declinará a la tasa de producción original (figura 5). Un segundo ciclo de inyección puede emplearse, y de nuevo la tasa de producción aumentará y luego declinará. Ciclos adicionales pueden realizarse de una manera similar, sin embargo, el petróleo recuperado durante tales ciclos será cada vez menor.

En la literatura técnica se han reportado casos de hasta 22 ciclos, pero se duda que más de tres ciclos resulten comercialmente atractivos⁹.

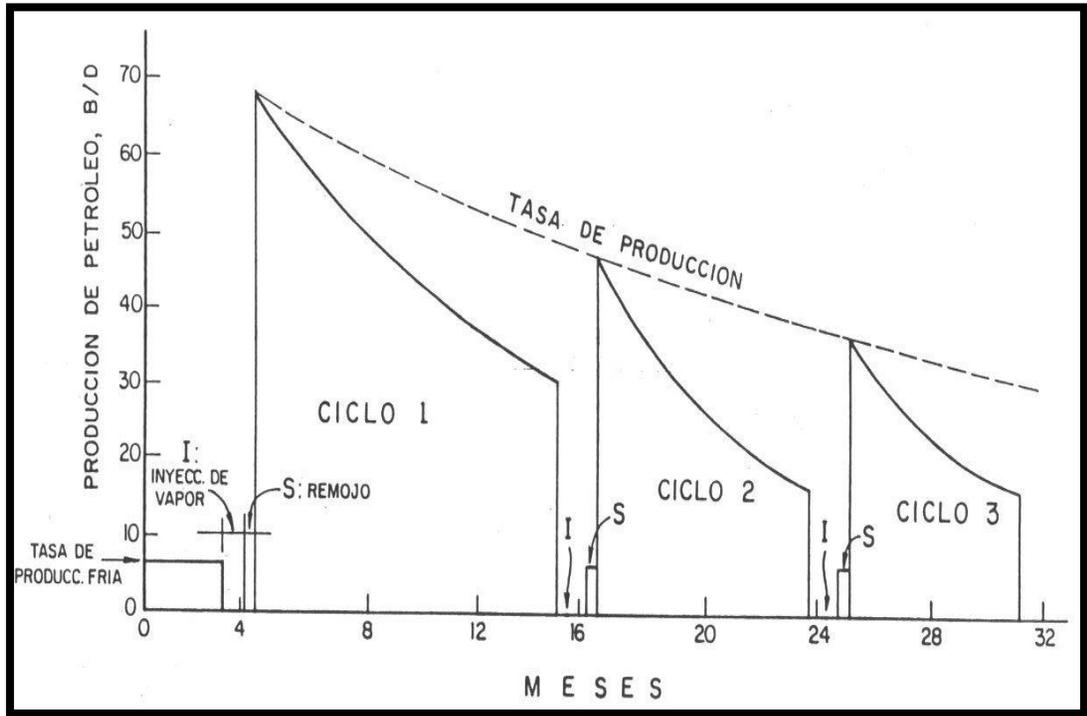
Figura 4. Comportamiento típico de un proceso de inyección cíclica



Fuente: DOUGLAS. A, BANZER. C, Recuperación térmica de petróleo, Capítulo VII, Inyección Cíclica de Vapor.

⁹ DOUGLAS. A, BANZER. C, Recuperación térmica de petróleo, Capítulo VII, Inyección Cíclica de Vapor, Maracaibo, 1998.

Figura 5. Respuestas típicas de Producción en un proceso de Inyección Cíclica de Vapor



Fuente: DOUGLAS. A, BANZER. C, Recuperación térmica de petróleo, Capítulo VII, Inyección Cíclica de Vapor.

Tal como se observa en la figura 5, la respuesta de producción después del primer ciclo de inyección suele ser 8 a 10 veces mayor que la producción en frío. La duración del segundo y tercer ciclos es menor y tienen menor efecto en la respuesta de producción. La razón por la cual el primer ciclo muestra mejor respuesta por parte del yacimiento es explicada por dos efectos principales de la inyección de vapor: reducción de la viscosidad y limpieza del pozo (depósitos de asfaltenos y parafinas son acumulados alrededor del pozo reduciendo la permeabilidad de la formación). Un tercer efecto es el gradiente de presión causado por la inyección de vapor, el cual tiende a ser el mismo para los ciclos sucesivos mientras que la reducción en la viscosidad y el efecto de limpieza del pozo disminuye.¹⁰

¹⁰ CAROANA A.: "Applied Enhanced Oil Recovery". Prentice Hall PTR, 1992.

En la tabla 2 es posible ver los criterios de selección de un proceso de inyección cíclica de vapor.

Tabla 2. Criterio de selección de proceso de Inyección cíclica de vapor.

Parámetros	Rangos de aplicación
Espesor de la arena, pie	≥30
Profundidad, pie	< 3000
Porosidad, %	> 30
Permeabilidad, md	1000 – 2000
Tiempo de remojo, días	1-4
Tiempo de inyección, días	7-21
Número de ciclos	3-5
Concentración de Petróleo, $\frac{Bl}{acre - pie}$	1200
Calidad del vapor, %	80-85
Gravedad °API	8 -15
Viscosidad del petróleo (cond. de yac.), cP	< 4000
Presión de inyección	Moderadamente alta
Longitud de los ciclos, meses	4-9
Inyección de vapor / ciclos, bbl	5000-12000
$\frac{kh}{\mu}, \frac{md - pie}{cp}$	< 200

Fuente: DOUGLAS. A, BANZER. C, Recuperación térmica de petróleo, Capítulo VII, Inyección Cíclica de Vapor.

1.2. TECNOLOGÍAS DE POZOS HORIZONTALES

Los pozos horizontales han tenido éxito en aumentar la tasa de producción y mejorar la recuperación en muchos campos alrededor del mundo¹¹. Los métodos de perforación y terminación, así como la justificación para la perforación de un pozo

¹¹ JOSHI, S.D. "Horizontal Well Application: Reservoir Management". Paper SPE 37036. 1996

horizontal varían. El aumento de la productividad puede deducirse fácilmente de los datos de campo disponibles. También se ha informado con frecuencia de la mejora en la recuperación (o aumento de la reserva). Los resultados de campo muestran que, en promedio, la productividad estabilizada de un pozo horizontal es de 2 a 5 veces más que la productividad de un pozo vertical¹². En algunos casos, también se han observado mejoras superiores a cinco veces en los yacimientos de alta densidad de gas. Una combinación de 1) mejora de la productividad debido a la longitud del pozo y 2) reducción en la caída de presión en el pozo asociada con el efecto turbulento da como resultado una mejora de la productividad para los yacimientos de gas de alta permeabilidad.

1.2.1. Aplicaciones de los pozos horizontales. Los pozos horizontales tienen un amplio campo de aplicaciones en la gestión de yacimientos. Es ampliamente aceptado que los pozos horizontales son eficientes en¹³:

- ✓ Zonas delgadas.
- ✓ Yacimientos naturalmente fracturados.
- ✓ Yacimientos de petróleo con problemas de conos de gas y agua.
- ✓ Yacimientos de gas con conificación de agua de fondo
- ✓ Yacimientos de producción y almacenamiento de gas.

Los pozos horizontales se están utilizando progresivamente en proyectos de recuperación de hidrocarburos, miscibles y térmicos. En yacimientos de baja permeabilidad, los pozos horizontales mejoran la inyectividad y la productividad. Es posible diseñar patrones de pozos de tal manera que se pueda obtener una unidad en línea, mejorando la eficacia de barrido. El aumento de la inyectividad y la productividad reduce el tiempo de llenado del yacimiento y acorta el tiempo de

¹² THAKUR, G.C. Horizontal Well Technology – A Key to improving Reserves.

¹³ A.M. FRANCISCO, M.V, ERICK, Evaluación de la producción en pozos horizontales, México D.F., 19 junio 2009, trabajo de grado (Ingeniero Petrolero), Instituto Politécnico Nacional, Escuela superior de ingeniería y arquitectura, Ciencias de la tierra.

respuesta del agua. En consecuencia, los pozos productores e inyectores horizontales hacen que los yacimientos de baja permeabilidad sean susceptibles a la inundación.

Considérese que, con los pozos productores e inyectores verticales, estos yacimientos pueden no ser susceptibles a la inundación debido a largo tiempo de respuesta causada por la baja permeabilidad. Los ejemplos de varios campos han sido documentados donde la inyección horizontal es exitosa. Algunos de estos proyectos muestran una recuperación incremental del petróleo y la adición de reservas a bajo costo.^{14 15 16}

1.2.1.1. Zonas productoras delgadas. El diseño de un esquema de explotación de un campo debe apuntar hacia el mayor factor de recobro posible bajo condiciones económicas favorables, teniendo en cuenta factores como los mecanismos de producción del yacimiento, el tipo de fluidos presentes y el drenaje que permitan los pozos. En el caso de yacimientos cuyo espesor es muy reducido, surgen muchos problemas si se explotan por medio de pozos verticales, puesto que para producirlos por medio de un pozo vertical se requeriría de la aplicación de una gran caída de presión en la cara del pozo. De esta forma, se requeriría del uso de una gran cantidad de pozos verticales para conseguir el drenaje del yacimiento.

Si se utiliza un pozo horizontal se puede lograr un drenaje más eficaz, puesto que este pozo se encontraría ubicado a lo largo de la formación, posibilitando la ocurrencia de pequeñas caídas de presión en la cara del pozo para drenar los hidrocarburos presentes en el yacimiento.

¹⁴ S. D. Joshi and W. Ding; Horizontal Well Application: Reservoir Management. Paper SPE 37036. 1996

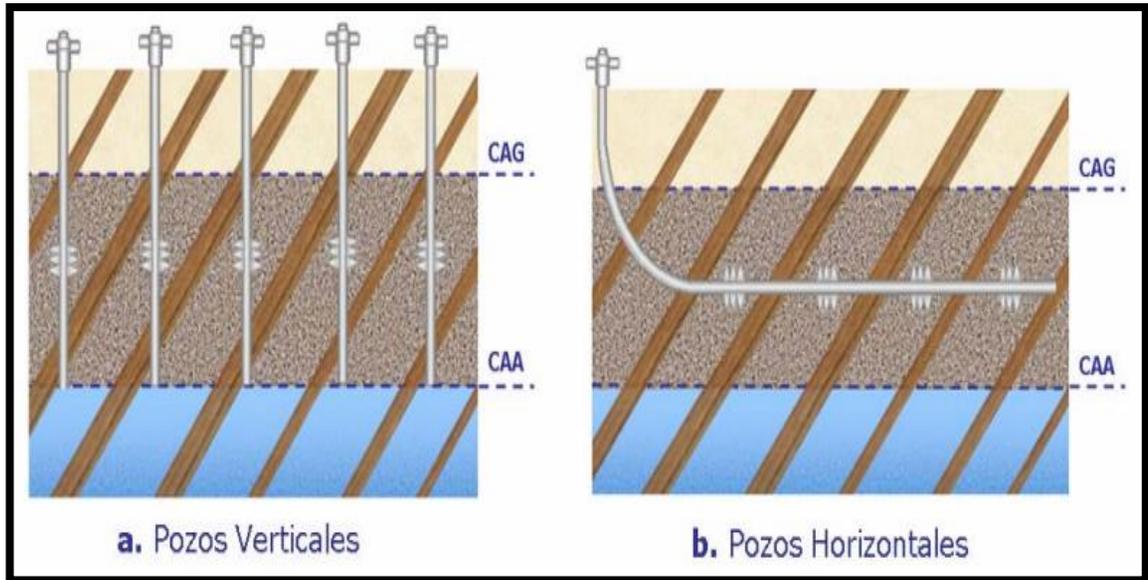
¹⁵ MONTES.P. Erik, PACHECO. R. Hector, aplicación de nuevas tecnologías para la recuperación de crudo pesado en yacimientos profundos, Tesis de grado UIS, 2006

¹⁶ P. Crouse, Philip C. Screening and Economic Criteria for Horizontal Well Technology.SPE-23617. 1992

1.2.1.2. Yacimientos estratificados. La forma y el tamaño que tiene un yacimiento dependen del ambiente en el que se depositaron los sedimentos. Por ejemplo, en los ambientes fluviales es normal que ocurra la depositación alternada de capas de arena y de arcilla, las cuales normalmente presentan un ángulo de inclinación respecto a la horizontal.

Este tipo de yacimientos posee muchos inconvenientes para su explotación, pues la zona de aceite, por ejemplo, no presenta una continuidad en la horizontal, por lo que pretender explotar este tipo de yacimientos con pozos verticales resulta un poco ineficiente, tal como puede apreciarse en la parte a de la figura 6. De esta manera puede plantearse la posibilidad de emplear pozos horizontales en este tipo de yacimientos debido a la posibilidad que presentan para explotar simultáneamente las diferentes capas de arena que contienen hidrocarburos. En la figura 6, parte b, puede notarse que un yacimiento de este tipo, en el que la zona de petróleo no presenta continuidad lateral, puede explotarse mediante el uso de pozos horizontales para obtener fluidos de las diferentes capas que conforman esta formación productora.

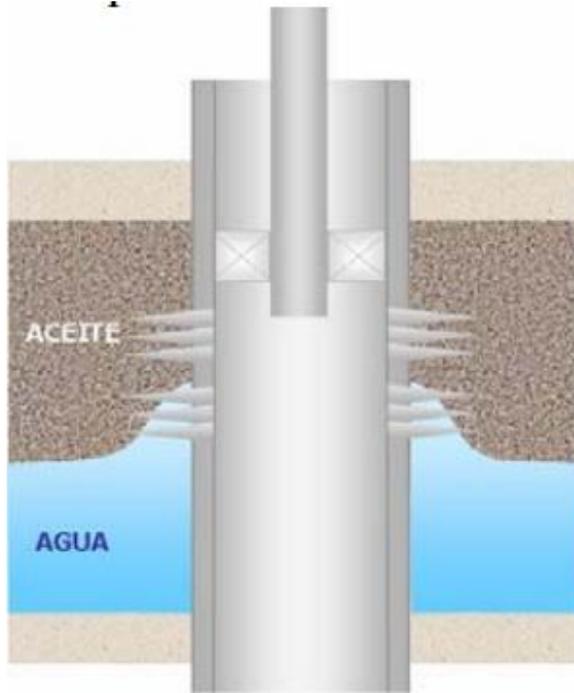
Figura 6. Yacimientos estratificados



Fuente: JAIMES, Nelson; MANTILLA, Jorge. Perforación Horizontal. Tesis de Grado UIS, Bucaramanga 1989.

1.2.1.3. Problemas de conificación. La conificación está relacionada con yacimientos que presentan zonas de agua y/o gas adyacente a la zona de petróleo, y se origina por los gradientes de presión establecidos alrededor de la cara de la formación, los cuales son requeridos para la producción de fluido. Estos gradientes de presión tienden a deformar hacia abajo la superficie de contacto gas – petróleo y/o deformar hacia arriba la superficie de contacto agua – petróleo en la vecindad del pozo, en donde los gradientes de presión son más severos.

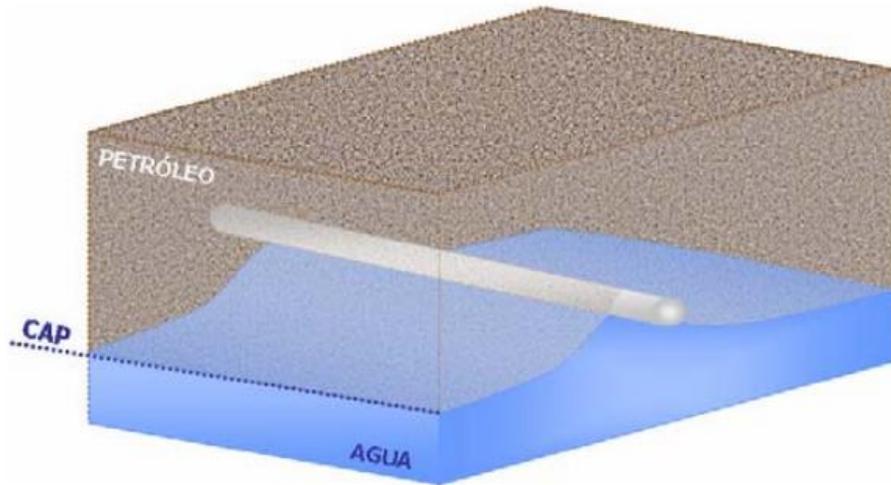
Figura 7. Conificación de Agua en un Pozo vertical.



Fuente: JAIMES, Nelson; MANTILLA, Jorge. Perforación Horizontal. Tesis de Grado UIS, Bucaramanga 1989.

En el caso de los pozos horizontales también puede presentarse una deformación de los contactos, conocida como “*crestring*”, que se ilustra en la figura 8. Sin embargo, la posibilidad de que ocurra *crestring* es mucho menor que la del fenómeno de conificación, debido a que normalmente en los pozos horizontales se emplean mínimas caídas de presión en la cara de la formación, puesto que en un pozo horizontal la producción por unidad de longitud es baja, pero debido a su gran longitud se obtienen altas tasas de producción de petróleo.

Figura 8. Fenómeno de *crestring* en un pozo horizontal.



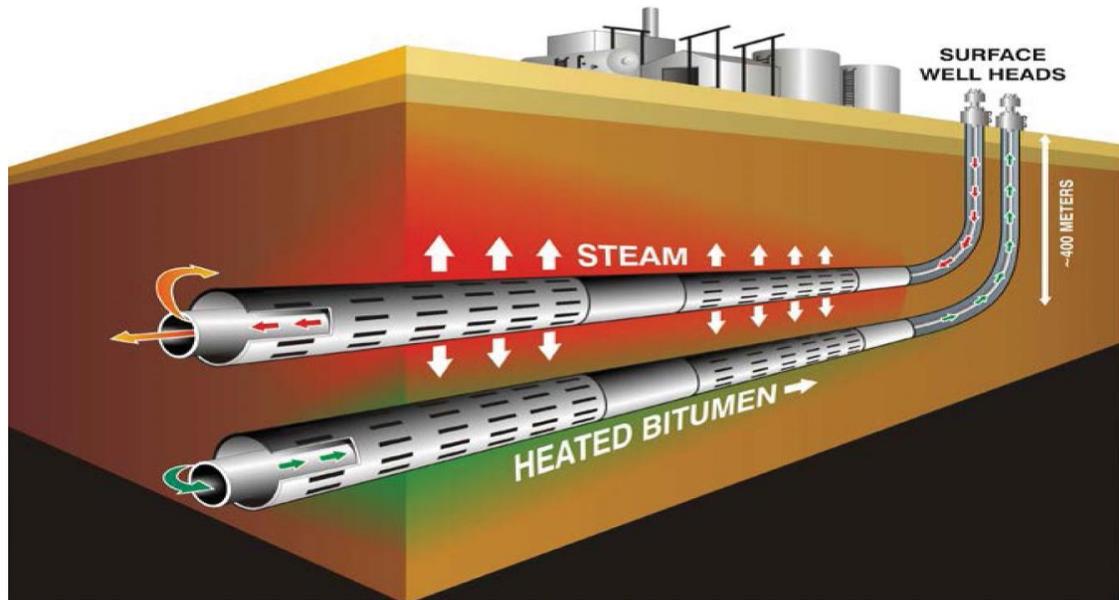
Fuente: JAIMES, Nelson; MANTILLA, Jorge. Perforación Horizontal. Tesis de Grado UIS, Bucaramanga 1989

1.3. SEGREGACIÓN GRAVITACIONAL ASISTIDA POR VAPOR (SAGD)

1.3.1. Concepto. La técnica de Segregación Gravitacional Asistida por Vapor (SAGD), fue desarrollada por Roger Butler y sus colegas en Imperial Oil en los años 70's. Ha sido aplicada con éxito en yacimientos someros con crudos extra pesados y bitumen, de poca consolidación, donde la permeabilidad horizontal de la formación es superior a los dos Darcys y la permeabilidad vertical es alta. Lo anterior permite el drenaje gravitacional de los fluidos, donde se aprovecha la transferencia térmica del vapor inyectado para reducir la viscosidad del hidrocarburo y así poder producirlo.

La técnica SAGD se basa en un par de pozos horizontales paralelos y poca distancia vertical entre ellos, donde el pozo superior inyecta vapor continuamente y el pozo inferior es productor, como se muestra en la figura 9. El calor licúa el bitumen, el cual puede fluir hacia el pozo productor.

Figura 9. Diagrama de Inyección de Vapor Asistido por Gravedad



Fuente: RANGEL, E. El futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada IOR-EOR. México: Comisión Nacional de Hidrocarburos. 2012

1.4. CÁMARA DE VAPOR

La cámara de vapor es la región del yacimiento en la cual existe vapor móvil durante un periodo de tiempo extenso. En esta zona la temperatura de la roca asciende hasta el punto en el cual el vapor saturado puede sostenerse en las condiciones de presión del yacimiento. La cámara de vapor se encuentra normalmente en la porción superior del yacimiento, por encima del pozo inyector de vapor. La presión dentro de la cámara de vapor normalmente se mantiene constante durante todo el proceso.¹⁷

Para la explicación de la cámara de vapor la información mostrada a continuación es basada en el modelo de Butler.

¹⁷ DORADOR. R. ELMA, GONZALES. G. INGRID, Nuevas tecnologías aplicadas a SAGD para mejorar la recuperación de hidrocarburos. México D.F. Septiembre 2014. Trabajo de grado (Ingeniero de petróleo). UNAM, facultad de ingeniería, división de ingeniería en ciencias de la tierra.

1.4.1. Expansión de la cámara de vapor. Si se inyecta vapor a través del pozo inyector, el vapor asciende hacia el tope de la formación, mientras el condensado y el aceite caliente bajan por diferencia de densidad hacia el pozo productor. El aceite y el condensado deben ser removidos continuamente por el pozo productor para que el espacio dejado por estos líquidos sea ocupado por el vapor inyectado permitiendo la expansión de la cámara de vapor.

1.4.2. Producción por efecto gravitacional. La producción de fluidos se presenta únicamente por efecto gravitacional. El diferencial de presión entre los pozos es muy pequeño.

1.4.3. Condensación de vapor. El vapor se condensa en la interfaz de drenaje o en la superficie de condensación.

1.4.4. Expansión vertical de la cámara de vapor. La máxima expansión de la cámara de vapor en dirección vertical está dada por el espesor de la formación y la ubicación del pozo productor.

1.4.5. Variación en la Temperatura. La temperatura del aceite calentado y de los condensados va disminuyendo progresivamente desde la temperatura de saturación del vapor en la cámara de vapor hasta la temperatura del yacimiento lejos de esta.

Figura 10. Diagrama de la Sección transversal de la cámara de vapor SAGD



Fuente: * BUTLER, R. M. Distinguished Author Series: SAGD Comes of AGE! Journal of Canadian Petroleum. 1998

1.5. ASPECTOS GEOLÓGICOS QUE AFECTAN LA CÁMARA DE VAPOR

La mayoría de las características geológicas de la formación, influyen en el proceso SAGD debido a que definen la forma y tamaño de la cámara de vapor, lo cual determina la viabilidad del proceso. Tales características son el espesor de la arena, las propiedades petrofísicas, la presencia de un acuífero o de un casquete de gas, o de heterogeneidades en la formación, etcétera.

1.5.1. Espesor de la Arena. El espesor de la arena es muy importante, ya que la altura de la cámara de vapor depende del espesor de la formación, y el factor de

recuperación depende a su vez del volumen que ocupe la cámara dentro del yacimiento.

Para utilizar el proceso es necesario una zona continua de al menos 33 pies de espesor para que haya una adecuada la altura de la cámara de vapor y eficiencia energética por las pérdidas de calor hacia la cima y base de la formación.¹⁸

1.5.2. Casquete de Gas. Cuando la cámara de vapor entra en contacto con el casquete de gas, se producen altas pérdidas de calor, ya que el casquete desvía el vapor hacia él durante la inyección de vapor.

1.5.3. Acuíferos. Al igual que con el casquete de gas, en el acuífero se presentan pérdidas de energía, ya que, al entrar el acuífero a la cámara de vapor se pierde gran parte del calor inyectado.

Si se cuenta con un acuífero de fondo, activo o no, se debería diseñar el proyecto de forma que el vapor no escape hacia el acuífero y que el mismo acuífero no fluya hacia la región de producción, lo que produciría pérdidas de energía al calentar el fluido proveniente del acuífero.

En estos casos, es necesario que la presión de la cámara de vapor sea ligeramente mayor que la del acuífero, manteniendo un suministro de vapor adecuado y controlando la tasa de producción para evitar que el vapor sea producido primero.

En caso contrario, existiría un flujo de agua hacia la cámara de vapor, provocando la condensación del vapor y finalmente la cámara de vapor quedaría llena por agua resultante de la entrada del acuífero y del vapor condensado.

¹⁸ DORADOR. R. ELMA, GONZALES. G. INGRID, Nuevas tecnologías aplicadas a SAGD para mejorar la recuperación de hidrocarburos. México D.F. Septiembre 2014. Trabajo de grado (Ingeniero de petróleo). UNAM, facultad de ingeniería, división de ingeniera en ciencias de la tierra.

1.6. ETAPAS DEL PROCESO

El proceso SAGD tiene tres fases distintivas: la fase de inicio “*Start Up*” o circulación, la operación normal de SAGD o fase de crecimiento; y la fase de mejoramiento.¹⁹

1.6.1. Fase inicio o “*Start up*”. Cuando se va a comenzar con el proceso SAGD, es necesario realizar un precalentamiento que permita establecer una conexión de flujo de los dos pozos. Establecer una comunicación temprana y uniforme a lo largo de un par de pozos SAGD facilita un rápido aumento de producción hasta llegar a la producción máxima.²⁰

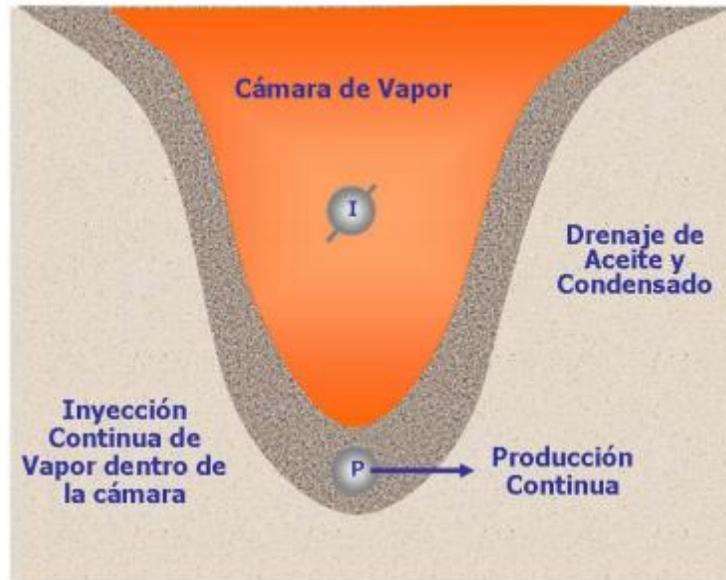
El proceso debe iniciarse con la circulación de vapor en ambos pozos. Usualmente los pozos se completan con una sarta de tubería, la cual se utiliza para la inyección del vapor y la producción de los fluidos en los pozos superior e inferior, respectivamente. El objetivo de esta etapa es lograr un calentamiento uniforme del crudo que se encuentra en las vecindades de los pozos, y así generar movilidad de los hidrocarburos en estas zonas. Generalmente el tiempo de circulación de vapor en ambos pozos es de 90 días.

1.6.2. Fase de crecimiento. Una vez que se ha establecido una comunicación entre los dos pozos horizontales es cuando inicia el proceso de segregación gravitacional asistida por vapor. Esta etapa es denominada “fase de crecimiento” pues es donde la cámara de vapor aumenta su volumen, logrando la máxima producción al alcanzar el tope de la formación productora. A partir de ese momento, el crecimiento de la cámara comienza a ocurrir lateralmente, lo cual lleva a la obtención de la forma final de la cámara, que corresponde a la mostrada en la figura 11.

¹⁹ DORADOR R.E.R, GONZÁLEZ G.I.P; Nuevas tecnologías aplicadas a SAGD para mejorar la recuperación de hidrocarburos.

²⁰S.M. FAROQ ALI L.T. DOAN. BAIRD, Q.T. DOAN, APA, Performance of the SAGD Process in the Presence of a Water Sand— A Preliminary Investigation

Figura 11. Forma final de la cámara de vapor



Fuente: Steam Assisted Gravity Drainage: Concept, Development Performance and Future, BUTLER, R.M. JCPT, 1994.

1.6.3. Etapa de Mejoramiento. El propósito de esta fase es lograr un mejor barrido del yacimiento cuando dos cámaras de vapor se contactan, por lo cual, cada par de pozos va a mantener condiciones operacionales de inyección diferentes para lograr que una cámara se expanda más rápido que otra y así contactar mayor área del yacimiento con la menor cantidad de vapor posible a ser inyectado. En relación, se deben determinar las presiones y las tasas de inyección de cada par de pozos, manteniendo intactas las condiciones de producción para así, lograr mantener la estabilidad de la cámara de vapor

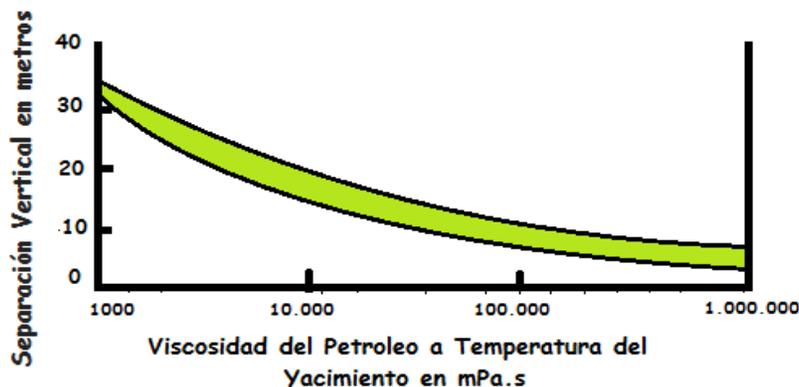
1.7. DISEÑO

Para un mejor recobro del yacimiento y eficiencia del proceso, es recomendable iniciar un proyecto SAGD con al menos dos pares de pozos, los cuales deben estar espaciados a cierta distancia. El espaciamiento entre las parejas de pozos oscila

entre 330 y 500 pies; sin embargo, el espaciamiento óptimo dependerá de los resultados de simulaciones. Mientras mayor sea el espaciamiento entre las parejas de pozos, resultará en mayores tasas de producción acumuladas por cada pareja de pozos.²¹

Tanto la separación vertical como la alineación entre los pozos deben ser lo más precisas posible. Los pozos son espaciados entre 13 y 32 pies de separación, distancia típica (a nivel mundial) para crudos pesados y está basada en simulaciones. Además, esta variable depende de la viscosidad del crudo: para crudos muy viscosos, el pozo inyector es ubicado generalmente a 16 pies de separación del pozo productor. Si el crudo del yacimiento es menos viscoso, el pozo inyector puede ser ubicado en una sección superior del yacimiento, permitiendo una mayor separación entre ambos pozos. Para la correcta selección de estas distancias los estudios se basan en la gráfica propuesta por Butler²² (figura 12); donde las propiedades del crudo determinan la distancia entre el pozo productor e inyector.

Figura 12. Espaciamiento entre pozos según la viscosidad del hidrocarburo



Fuente: Modificado. BUTLER, R.M. Steam Assisted Gravity Drainage: Concept, Development, Performance and future. JCPT, 1994

²¹LOWY David , GARRIDO GEOVANNA , Melo Vinicio, Prediction of operational variables involved in the Production Process of Crude Oil by Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD). Quito. 2015.

²² BUTLER, R.M. Steam Assisted Gravity Drainage: Concept, Development, Performance and future. JCPT, 1994.

1.8. RANGO DE APLICABILIDAD DE SAGD

Para desarrollar las condiciones de operación mínimas e ideales, RODRÍGUEZ. E, ORJUELA. investigó cómo afecta una serie de factores el desarrollo del proceso de SAGD, de manera tal que estableció las condiciones mínimas e ideales bajo las cuales el SAGD resulta eficiente. Lo anterior se encuentra resumido en la tabla 3.

Tabla 3. Rango de Aplicaciones SAGD

TECNOLOGIA SAGD		
Parámetro	Condiciones Mínimas de Operación	Condiciones Ideales de Operación
Tipo de Roca	Arenisca	Arenisca
Saturación de Agua (%)	<40	<20
°API @ 60 °F	<20	<15
Viscosidad @ T_{yac} (Cp)	>10000	10000-100000
Permeabilidad (k), mD	>780	>3000
Parámetro	Condiciones Mínimas de Operación	Condiciones Ideales de Operación
$\frac{K_v}{K_{h*}}$	>0.7	>0.8
Porosidad (%)	20-30	>30
Continuidad del Área	Buena	Excelente
Zona Específica de Interés		
Contenido de Arcillas (%)	<10	0
Casquete de Gas	p.a.	No Existente
Acuífero	p.a	No Existente
Contacto con Agua	n.c	No Existente
<p>* Para kh>1500 mD p. a. = posiblemente aplicable si la zona de interés tiene más de 22.9 m o 75 pies de espesor y el espesor del acuífero o del casquete de gas no excede el 20% del espesor de la zona. n. c.= no conveniente, pero se podría aplicar si el espesor del contacto no es mayor del 10% del espesor de la formación y la capa inferior es gruesa y no reactiva al agua.</p>		

Fuente: RODRÍGUEZ. E, ORJUELA. J, Feasibility to apply the steam assisted gravity drainage (sagd) technique in the country's heavy crude-oil fields

Además de los parámetros sugeridos por Rodríguez, Salcedo D'Heureux²³ mencionan los siguientes de parámetros, basados en resultados de simulaciones, que llevarían a cabo un proyecto SAGD rentable.

- ✓ Arenas continuas con espesores mayores a 49 pies para viscosidades de hasta 10,000 cp. Si se tienen crudos con viscosidades menores, es aceptable espesores de hasta 10 m o 33 pies.
- ✓ Permeabilidades mayores a 1000 md.
- ✓ Saturación de aceite alta, mayor a 80%.
- ✓ Porosidad alta, mayor a 30%.
- ✓ Densidad API menor a 20°.
- ✓ Presión media del yacimiento menor a 1000 *psi*
- ✓ Profundidad menor a 4500 pies.
- ✓ Evitar la presencia de casquetes de gas y acuíferos, tanto en la cima como en la base del yacimiento. En caso de que existieran, deben tener un espesor menor a 3.2 pies, incluso se podría aceptar espesores de hasta 6.5 pies. De igual forma, si están asociados a arenas con espesor mayor a 65 pies, el proyecto puede ser rentable si las capas de agua y gas son aún más delgadas.
- ✓ No deben existir capas de lutitas de gran continuidad y poco espesor (menor a 6.5 pies).
- ✓ Debe haber una capa impermeable en la cima de la formación.
- ✓ El contenido de arcillas hinchables en la formación menor a 10%. Evitar la presencia de fallas y fracturas.

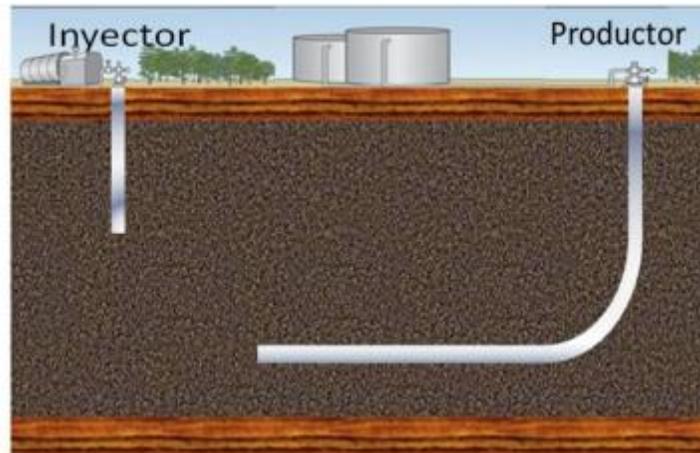
1.9 INYECCIÓN DE VAPOR EN CONFIGURACIÓN *TOE TO HEEL*

Este método de recuperación (THSF) de hidrocarburos emplea pozos horizontales y verticales para la recuperación de aceite pesado.

²³ Salcedo D'Heureux, FUNDAUDO, Steam Assisted Gravity Drainage0, 2013

Las técnicas *Toe to Heel* se caracterizan por una configuración de pozos en la cual se usa un pozo vertical inyector y un horizontal productor. En ésta, la localización de los pozos simula la punta y el talón de un pie, inyectando entonces desde la punta hasta el talón.²⁴

Figura 13. Ubicación de pozos para técnica THSF



Fuente: GUTIÉRREZ. Hernán, evaluación técnica de la implementación de toe to heel en procesos de inyección de vapor mediante simulación numérica, tesis de grado UIS, 2011.

El objetivo de esta técnica es crear una propagación estable de un frente de condensación de vapor a lo largo del pozo productor horizontal, de la misma manera que para el frente de combustión en THAI, para conseguir un barrido frontal de vapor alto.²⁵

La configuración de pozos tanto en THSF como en THAI incluye:

- ✓ Un pozo inyector vertical y un pozo productor horizontal, con empuje en línea directa, que es el desarrollado en este trabajo (Inyector Vertical/Productor

²⁴ GREAVES, M; TURTA, A.T. Oil Field In Situ Combustion Process., U.S. Patent No. 5,626,191 1997

²⁵ T. X. Xia and M. Greaves, University of Bath, Downhole Upgrading Athabasca Tar Sand Bitumen Using THAI SARA Analysis

Horizontal, VIHP). Para este caso puede haber más de un pozo, pero la característica radica en que los pozos estén uno en frente del otro, esto es, se ubiquen por pares.

- ✓ Dos pozos inyectoros verticales y un pozo horizontal productor, con empuje en línea alternada (2VIHP). Para este caso, siempre habrá más inyectoros que productores
- ✓ Un pozo inyector vertical y dos pozos horizontales productores, con empuje en línea alternada (VI2HP). Para este caso siempre habrá más productores que inyectoros

La característica general de cualquier arreglo *Toe to Heel* es, que la punta de los productores está cerca al zapato de los pozos verticales inyectoros y la sección horizontal del productor se ubique, generalmente, en la base de la formación. Con esto, la desventaja de la inyección de vapor en esquemas convencionales, en términos de barrido vertical, se supera por el beneficio de la gravedad. Inicialmente, esta técnica fue estudiada mediante simulación bajo el nombre de Drenaje Gravitacional Controlado por Presión (PCGD, por su sigla en inglés) en 1997²⁶. Este proceso es una inyección de vapor en una configuración *Toe to Heel* con una pequeña modificación en la curvatura de la punta de la sección horizontal hacia el zapato del pozo vertical inyector, para facilitar la generación de comunicación inicial.

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

²⁶ T X Xia and M Greaves, University of Bath, England, A T Turta, injection Well-Producer Well Combinations in THAI "Toe to heel Air Injection". SPE-75137. 2002.

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

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

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

El estudio de esta técnica no ha sido extenso, y aún no se ha establecido un screening para su implementación; sin embargo, para tal fin, el existente para inyección de vapor convencional (Tabla 4), puede usarse teniendo en cuenta unas consideraciones adicionales relacionadas con el uso de pozos horizontales. Los parámetros, tales como espesor neto de la formación, permeabilidad y presión, son aquellos a los cuales se les debe prestar especial atención dada la geometría de la configuración *Toe to Heel*.

Tabla 4. Screening de Inyección de Vapor seleccionada para THSF

PROPIEDAD	VALOR
Profundidad (pie)	<3000
Gravedad API	8-25
Espesor Neto (pie)	>50
Permeabilidad (md)	>250
Porosidad (fracción)	>0.2
Presión del Yacimiento (psi)	<1900
Saturación de Crudo	No Crítica

Fuente: BOBERG Thomas, "Métodos de Recobro Térmico", 1988

1.9.1. Parámetros que afectan el desempeño de inyección de vapor en una configuración de *Toe to Heel*.

Es necesario considerar ciertas condiciones de yacimientos y parámetros operacionales, con el fin de obtener el mejor desempeño en la aplicación del proceso de inyección de vapor en una configuración *Toe to Heel*²⁷

1.9.1.1. Condiciones de yacimiento

- ✓ Viscosidad del crudo

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

²⁷ GUTIÉRREZ. Hernán, evaluación técnica de la implementación de toe to heel en procesos de inyección de vapor mediante simulación numérica, tesis de grado UIS, 2011

función de la viscosidad inicial del crudo y cuanto más alta sea, la reducción va a ser más drástica.

✓ Efecto del espesor del estrato productor

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

Dado que el pico de producción se alcanza cuando los condensados irrumpen en el pozo productor, un espesor delgado no permitirá una condensación eficiente y, por consiguiente, un aumento de producción no tan significativa en comparación con un espesor de mayor tamaño. Por otro lado, para el método convencional de inyección de vapor, un espesor pequeño reduce el efecto de *overriding* del vapor, lo que incrementa el avance frontal del vapor y un barrido eficiente. Ciertamente, entre más delgado el espesor del yacimiento, menor la eficiencia del proceso y un factor de recobro más bajo.²⁸

²⁸ GUTIÉRREZ. Hernán, Evaluación técnica de la implementación de toe to heel en procesos de inyección de vapor mediante simulación numérica, tesis de grado UIS, 2011

✓ Efecto de la permeabilidad del yacimiento

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

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

✓ Efecto de la permeabilidad horizontal.

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

✓ Efecto de la permeabilidad vertical

Para el proceso con una configuración *Toe-to-Heel*, la tasa de producción es la que se ve seriamente afectada. Cuando es una permeabilidad baja, las tasas de producción podrían no alcanzar una estabilización y el vapor irrumpiría

²⁹ ANEEQ. N. Juanjua, HOSSAIN Emanuel, SADEED Ahmend, AHMEND Owais, and TARIQ Zeeshan, KING Fahd Op. Cit.

tempranamente. Esto se debe principalmente a que, se demora la tasa a la cual ocurre el drenaje gravitacional del crudo y del condensado del vapor hacia el productor horizontal. De esta forma, el vapor condensado que entra a la punta del pozo horizontal productor se reduce. Por su parte, en un proceso convencional, se obtendrían mejores tasas de producción de líquido, con un tiempo de irrupción bastante alejado de la fecha de inicio de la inyección. La baja permeabilidad vertical disminuye el efecto de *overriding* del vapor, lo que implica que el vapor pueda “viajar” hacia el productor por el estrato inyectado o deseado.

Un proceso THSF no es efectivo en yacimientos de baja permeabilidad vertical. En consecuencia, se recomienda que exista una suficiente permeabilidad vertical para que se presente el respectivo drenaje gravitacional del crudo y del condensado.

✓ Efecto de la estratificación del yacimiento

En el caso del proceso convencional, el vapor viajaría más rápidamente en los estratos de mayor permeabilidad, entonces el efecto de *overriding* será mayor o menor dependiendo de la ubicación de los mismos (parte superior o inferior de la arena productora), y se obtendrán así mayores o menores eficiencias de barrido vertical.

En una configuración *Toe-to-Heel*, el vapor viaja por el estrato de mayor permeabilidad, y su ubicación indicará qué tan rápido irrumpe el vapor en el pozo horizontal, lo que implicaría que gran parte del yacimiento no sea contactado.

Por ejemplo, si la capa de mayor permeabilidad se encuentra en la parte inferior y las de menor permeabilidad hacia la parte superior de la formación de interés, se podría presentar lo siguiente: para el caso *Toe-to-Heel*, las tasas de producción inicial de aceite serían mayores, pero debido a la ubicación del estrato de mayor permeabilidad en la base de la formación, se presenta una irrupción temprana del vapor, y, por consiguiente, una disminución considerable de tales tasas.

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

✓ Profundidad

Junto con la viscosidad la profundidad es uno de los parámetros determinantes en un proceso de inyección continua de vapor, puesto que, a mayor profundidad, menor calidad del vapor inyectado, lo que se traduce en menos energía disponible para transferir. Para una profundidad mayor a 3000 pies, no es recomendable llevar a cabo el proceso con completamientos tradicionales y sin aislamiento especial en el pozo, dado que las pérdidas de calor serían muy altas desde superficie hasta la cara del pozo y prácticamente se tendría agua caliente en fondo.

✓ Movilidad del Crudo

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

✓ Presencia de Arcillas

Cuando las arenas están lo más libres de arcilla, se convierten en las mejores candidatas para un proceso de recobro térmico, dado que estos elementos

requieren ser calentados sin ningún beneficio asociado, generando mayores pérdidas de calor y, por ende, una baja eficiencia global del proceso.

1.9.1.2. Parámetros Operacionales

✓ Geometría del arreglo *Toe-to-Heel*

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

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

Es destacable que, los factores de recobro pueden incrementar cuando los pozos horizontales productores se ubican cerca a la base de un yacimiento conectado verticalmente, debido al uso favorable de las fuerzas gravitacionales. El hecho de perforar el pozo vertical más profundo y en consecuencia más cercano a la base de la formación, implica que el vapor irrumpa más temprano en el pozo productor y el barrido desde el tope de la formación hacia la base sea ineficiente.

- ✓ Presión de fondo fluyente de los productores.

Encontrar un equilibrio entre la presión de inyección, la presión de yacimiento y la presión de fondo fluyente es crucial para que se obtenga un escenario óptimo para los procesos de inyección de vapor. Si la caída de presión (*drawdown*) es muy alta, el vapor viajaría muy rápido hacia el pozo productor, creando canales de flujo preferencial, desde el inyector hasta el productor, desperdiciándose así energía valiosa que fue invertida en su generación.

Sin embargo, cuando la caída de presión es pequeña, las tasas de producción de crudo se pueden reducir excesivamente, se incrementaría el tiempo de residencia del vapor y/o agua caliente condensada en la formación, ocasionando el consecuente incremento de las pérdidas de calor hacia las formaciones adyacentes. Finalmente, la presión de fondo fluyente del pozo productor define, indirectamente, la tasa de agotamiento de la presión de yacimiento.

- ✓ Tasa de Inyección de vapor

La cantidad de agua equivalente inyectada como vapor en el yacimiento, es un parámetro relevante en las consideraciones económicas. La máxima tasa de inyección está limitada por la inyectividad del pozo. El costo de generar cada tonelada de vapor debe considerarse cuando se analice la eficiencia de algún proceso de este tipo. Es necesario encontrar un balance entre la cantidad de vapor inyectado y la capacidad del yacimiento de recibir el calor que está siendo suministrado, dado que mucho vapor podría crear canalización y una ruptura

temprana del mismo; mientras que poco, podría crear un frente de movimiento lento donde la condensación obstaculizaría un adecuado desplazamiento del crudo.^{30 31}

✓ Presión de inyección

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

✓ Calidad del vapor

Es una de las propiedades, en los parámetros operacionales, más importante en la inyección continua de vapor, y su valor es dependiente de las propiedades del agua como la temperatura, presión de saturación, calor específico, calor sensible y calor latente³², así como del calor efectivamente transferido en el generador. Lo que indica esta propiedad es la fracción másica de agua que permanece en estado vapor. Con esto, se puede determinar la entalpía del vapor, es decir, la cantidad de calor que se está transfiriendo del fluido inyectado a la formación. Lo que se busca es que la calidad del vapor sea lo más cercana a uno a la salida del generador, y que después de viajar hasta fondo de pozo, descontando las pérdidas, sea lo más alto, técnica y económicamente posible para que se pueda transferir la mayor cantidad de calor y tener un calentamiento eficiente del crudo en el yacimiento.

³⁰ ANEEQ. N. Juanjua, HOSSAIN Emanuel, SADEED Ahmend, AHMEND Owais, and TARIQ Zeeshan, KING Fahd Op. Cit.

³¹ GUTIÉRREZ. Hernán, Evaluación técnica de la implementación de toe to heel en procesos de inyección de vapor mediante simulación numérica, tesis de grado UIS, 2011

³² S.M. Farouq Ali, J.A. Jones, Practical Heavy oil Recovery. SPE 4935. 1974

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

2.1. GENERALIDADES DEL YACIMIENTO

Para la construcción del modelo de simulación se tomaron las características y propiedades de las arenas de Athabasca, (Canadá). Las arenas petrolíferas de Athabasca son de edad cretácea temprana y se encuentran principalmente dentro de la formación McMurray y localmente dentro del miembro de Wabiskaw sobre la formación de Clearwater. La formación McMurray se depositó sobre una superficie erodada de piedra caliza devónica. Los sedimentos parecen haberse originado del Escudo Canadiense al Este y han sido depositados en ríos y grandes lagos de agua dulce. Posteriormente, los lagos lacados fueron reemplazados por mares en los que se depositó la pizarra de Clearwater.³³

El cuerpo de arena Athabasca varía de un promedio de alrededor de 150 a un máximo de más de 200 pies de espesor. Se compone de innumerables lentes menores y mayores de arena no consolidada, intercalada con particiones de arcilla y pizarra. La superficie subyacente es irregular en relieve, siendo esta la principal causa de las variaciones de espesor en el formato de McMurray.

Hay un acuífero subyacente en el extremo este del depósito, y hay pequeñas acumulaciones de gases libres en la parte sur-central. En su mayor parte, sin embargo, el cuerpo de arena no contiene capa de gas, y no tiene una zona de agua continua.

³³ G.W. GOVIER, Chairman, oil and gas conservation Board, The Athabasca Oil Sands.

La arena no consolidada se compone principalmente de granos de cuarzo de tamaño de malla de 40 a 200 y menor. Una buena arena limpia tiene una porosidad de aproximadamente el 40%. El contenido de aceite crudo puede oscilar desde cero a 85% del volumen de poro en arenas ricas.

Las saturaciones de aceite suelen expresarse en porcentaje en peso, y varían de un máximo de 18% a menos de 5% en peso. (Estas fracciones son equivalentes a 35 y 10% en volumen, respectivamente del total de la mezcla de arena petrolífera.). Los grados más pobres contienen porcentajes cada vez más altos de arcilla. Generalmente hay variaciones rápidas en la saturación de aceite, tanto vertical como horizontalmente. Las saturaciones de agua en las arenas mojadas por aceite varían considerablemente, pero generalmente son del orden de 1 a 8% en peso.

Comúnmente la saturación total de líquido es del 85 al 90% del espacio vacío, siendo el resto gas. A pesar de las bajas saturaciones de agua, los granos de arena están mojados con agua.

2.2. FLUIDOS

El aceite de las arenas de Athabasca es único en Alberta, ya que es de base nafténica. Es pesado, viscoso y rico en azufre. La gravedad API está generalmente en el rango de 10 a 11,5°, pero es tan baja como 6,5 en un área de afloramiento cerca de McMurray. Los datos de viscosidad que están disponibles son principalmente para aceites de las áreas de afloramiento, pero se puede decir que el aceite crudo es esencialmente inmóvil a la temperatura del yacimiento (máximo de aproximadamente 90°F en todo el yacimiento).

Las viscosidades oscilan entre 3000 y varios cientos de miles de poises a 60° F. Afortunadamente, la viscosidad disminuye notablemente con la temperatura.³⁴

A continuación, en la tabla 5, se encuentran el rango de datos de las propiedades de la roca y el fluido para el caso de estudio.

Tabla 5. Propiedades de la roca y fluidos

PARAMETROS	VALOR
Profundidad promedio (pie)	600-1500
Espesor neto de arena (pie)	100-200
Porosidad (%)	25-35
Permeabilidad (Darcies)	5-12
Temperatura del yacimiento (F)	50-75
Viscosidad (cp)	10000-1000000
Gravedad (API)	6-11

Fuente: MOHAMMAD Tavallali, Physical and Numerical Modeling of SAGD Under, New Well Configurations

2.3. MODELO BASE DE SIMULACIÓN DE UN YACIMIENTO DE BITUMEN

En la simulación numérica de yacimientos se elabora uno o varios modelos que representan las condiciones físicas de la roca y los fluidos. La simulación permite predecir el comportamiento de producción de un yacimiento de hidrocarburo a través del tiempo, disminuyendo la incertidumbre con respecto a estimaciones analíticas o analógicas. También es posible evaluar parámetros relevantes para el desarrollo del yacimiento como estimulación para el aumento de producción, producción primaria bajo variados escenarios de mecanismos de empuje, recuperación secundaria o recobro mejorado entre otros.

³⁴ G.W. GOVIER, Chairman, oil and gas conservation Board, The Athabasca Oil Sands.

En el presente trabajo se utilizó la simulación numérica para evaluar el comportamiento de un yacimiento de bitumen al aplicarse las técnicas de recuperación térmica THSF y SAGD en un modelo base. Seguidamente se realizó un análisis de sensibilidad, para determinar el efecto de cada uno de los parámetros estudiados.

2.4. DIMENSIONES DEL ENMALLADO PARA EL CASO BASE

Se construyó un modelo cartesiano en tres dimensiones, con un área de 6.6 acres aproximadamente, 1500*193 pies cuadrados, con un espesor del yacimiento de 90 pies.

Para seleccionar el número de celdas a usar en el modelo de simulación, se hizo un análisis de sensibilidad para asegurar la presión y estabilidad en el simulador. Se trabajó con un total de 4 modelos de simulación cartesianos, los cuales fueron comparados y cuyos resultados se muestran en la tabla 6.

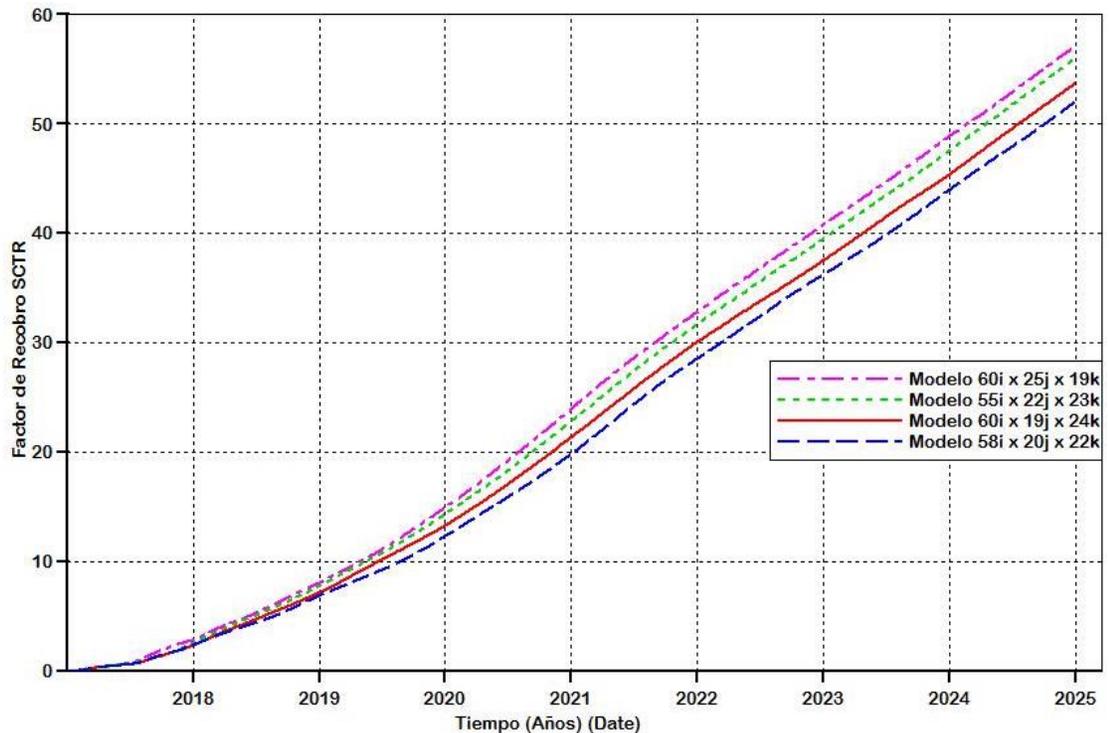
El grid de simulación de dimensiones 60i*25j*19k se seleccionó, debido a que los resultados no tenían un cambio positivo al aumentar en número de celdas

Tabla 6 Modelos de simulación y dimensiones usadas para el análisis de sensibilidad.

Numero de celdas	Numero de celdas en I	Numero de celdas en J	Numero de celdas en K	Dimensiones de las celdas (pie)		
				I	J	K
28500	60	25	19	25	7.33	4.736
27830	55	22	23	27.27	8.7878	3.91
27360	60	19	24	25	10.1754	3.75
25520	58	20	22	25.86	9.66	4.09

La figura 14 muestra el comportamiento del factor de recobro para los tamaños de modelos de simulación planteados.

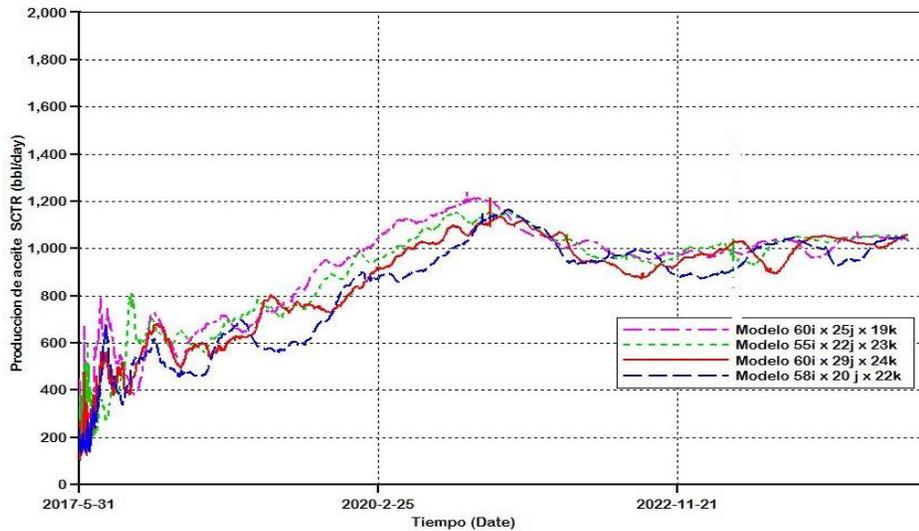
Figura 14 Comportamiento del factor de recobro para el análisis del tamaño del grid



Fuente: Computer Modelling Group, (CMG), Steam, Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator, STARS

La diferencia en el factor de recobro es de 1% al final del tiempo de simulación en los modelos más cercanos, se descartan los otros modelos debido a que el tiempo de computo se extiende de forma significativa, pero se deja claro que la eficiencia de un método de recobro asistido por gravedad se ve directamente influenciado por el número de celdas del modelo.

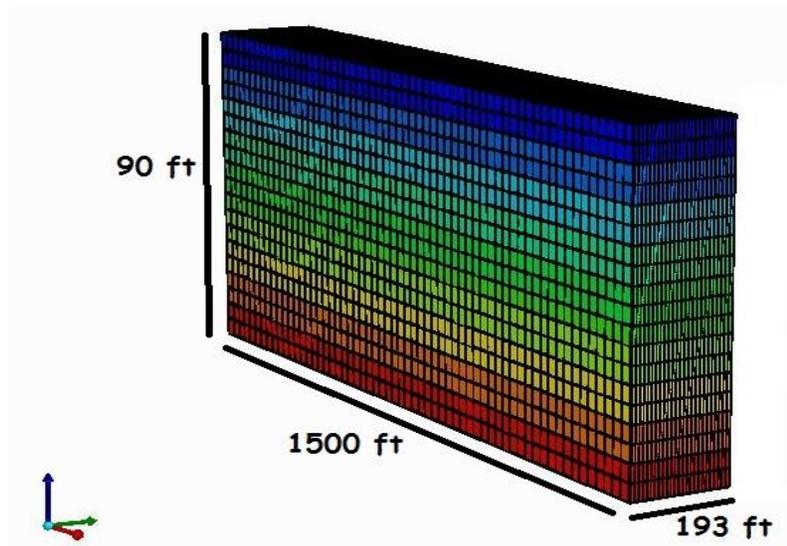
Figura 15 Comportamiento de la producción diaria de aceite para el análisis del tamaño del grid



Fuente: Computer Modelling Group, (CMG), Steam, Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator, STARS

En la figura 16, se puede apreciar el modelo base de simulación con el tamaño de celdas que se ha escogido.

Figura 16. Modelo Base de Simulación



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal Advance Processes Reservoir Simulator, STARS. Editada por el autor.

Estas propiedades físicas (tabla 7) se toman basados en la literatura de yacimientos de Athabasca³⁵, Canadá.

2.5. MODELO CONCEPTUAL DE YACIMIENTO CON BITUMEN

Para la construcción de este modelo de simulación los datos fueron definidos a partir de la revisión bibliográfica realizada a diferentes proyectos exitosos de SAGD como: los reportados por Mohammad Tavallali³⁶, Tamer Koksalan³⁷, Yu Bao³⁸, entre otros.

2.5.1. Propiedades del Yacimiento. En la tabla 7 se presentan las propiedades petrofísicas asignadas al simulador y las condiciones iniciales del modelo. Las propiedades mostradas en la siguiente tabla se encuentran dentro de los rangos de aplicación mencionados en la tabla 5.

Tabla 7. Propiedades Petro-físicas del modelo de simulación

PARÁMETROS	VALOR	Unidad
Tope de la formación	656	Pie
Espesor neto	90	Pie
Porosidad	34	%
Gravedad	API	6.5
Permeabilidad de la matriz en I	5000	md
Permeabilidad de la matriz en J	5000	md
Relación Kv/Kh	0.75	
Presión de inicial	284	psi
Temperatura	68	°F
Compresibilidad del yacimiento	5.65e-5	1/psi

Fuente: Mohammad Tavallali, physical and Numerical Modeling of SAGD Under New Well Configurations

³⁵ TAVALLALI Mohammad, Physical and Numerical Modeling of SAGD Under New Well Configurations, UNIVERSITY OF CALGARY, 2013

³⁶ TAVALLALI Mohammad, Physical and Numerical Modeling of SAGD Under New Well Configurations, UNIVERSITY OF CALGARY, 2013

³⁷ TAMER Koksalan, Geochemical Reaction Proxies (Parameters) to Remotely Monitor In Situ Chemical Reactions and Assess the Extent of Bitumen Upgrading during Thermal Recovery Processes, 2013

³⁸ Yu Bao , On Steam Based Recovery Process Design, 2015

De igual forma se hace necesario especificar el tipo de roca que conforma el yacimiento y sus propiedades; como el objetivo es simular un proceso térmico, se hace necesario definir la conductividad térmica, y capacidad calorífica de la formación que contiene los fluidos. En este caso se trata de arena no consolidada, intercalada con particiones de arcilla y pizarra, al igual que las formaciones aledañas. En la tabla 8 se especifican las propiedades del tipo de roca y los fluidos que la saturan.

Tabla 8. Propiedades térmicas de la roca

Propiedades térmicas de la roca		
Capacidad calorífica Volumétrica	35	BTU/ Pie ³ *F
Conductividades térmicas		
Roca del yacimiento	1.06E+02	Btu/ Pie*dia*F
Fase aceite	1.85E+00	Btu/ Pie*dia *F
Fase agua	8.62E+00	Btu/ Pie*dia *F
Fase gas	8.06E-01	Btu/ Pie*dia*F

Fuente: Lijuan Zhu Regina, Saskatchewan 2012, Transient Temperature Analysis of SAGD Processes

2.5.2. Modelos de fluidos. Para describir el comportamiento de los fluidos en el medio poroso en función de la presión y la temperatura se cuenta con un PVT tomado de un artículo técnico³⁹, en las figuras 17 y 18 se evidencia el comportamiento de la viscosidad en función de la presión y la temperatura respectivamente. La representación adecuada de esta propiedad permite predecir coherentemente el mecanismo de recobro por reducción de viscosidad.

En la tabla 9, se observan los datos de viscosidad del crudo a diferentes temperaturas, y en la tabla 9, después de realizar un ajuste de la viscosidad basados

³⁹ “Comunicación personal, Eider Niz Velásquez, 2017”

en las correlaciones de Pedersen (modificada 1987), se observan los datos ajustados y el porcentaje de error de cada uno de ellos.

Tabla 9. Datos de Viscosidad Vs temperatura

T (°F)	Viscosidad (cP)
77	44455
104	8679
122	3402
131	2106
167	499
176	323
212	118
248	54
257	43
302	21
346	12
383	8

Fuente: "Comunicación personal, Eider Niz Velásquez, 2017"

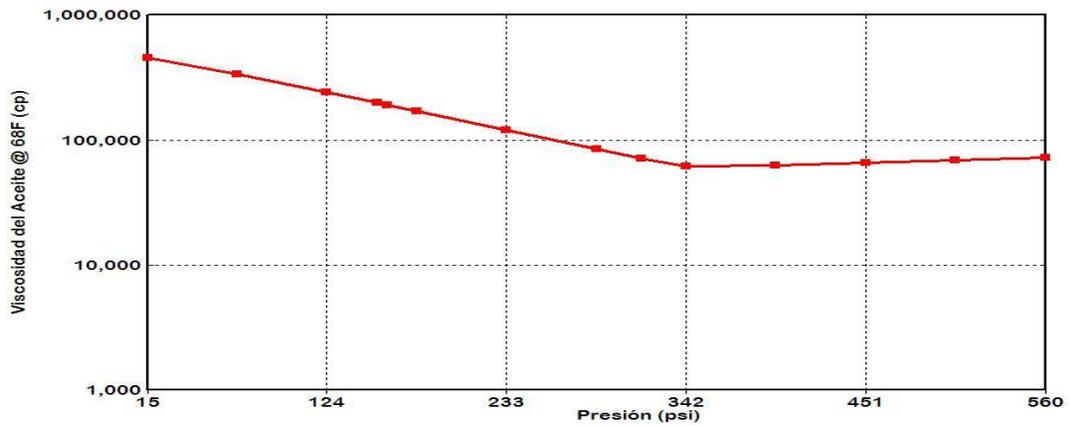
Tabla 10. Ajuste de Viscosidad por Regresión (WinProp)

temperatura (°F)	Viscosidad experimental (cP)	Viscosidad teórica (cP)	Error después de regresión (%)
77	44455	42976	12.5
104	8679	8794	4.4
122	3402	3404	3.7
131	2106	2209	1.8
167	499	519	4.2
176	118	124	8.6
212	54	51	0.74
248	43	42	4.4
257	21.	18	5.7
302	12	10	7.4
346	8	7	7.5

Fuente: "Comunicación personal, Eider Niz Velásquez, 2017"

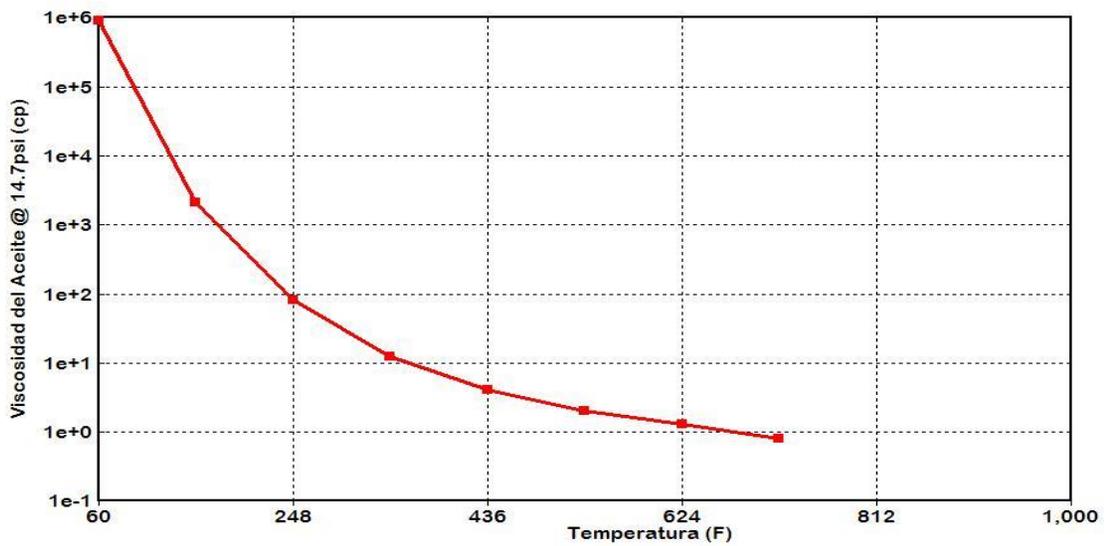
2.5.3. Curvas de Permeabilidad Relativa.

Figura 17. Viscosidad del Aceite vs Presión



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal Advance Processes Reservoir Simulator, STARS

Figura 18. Viscosidad del Aceite vs Temperatura

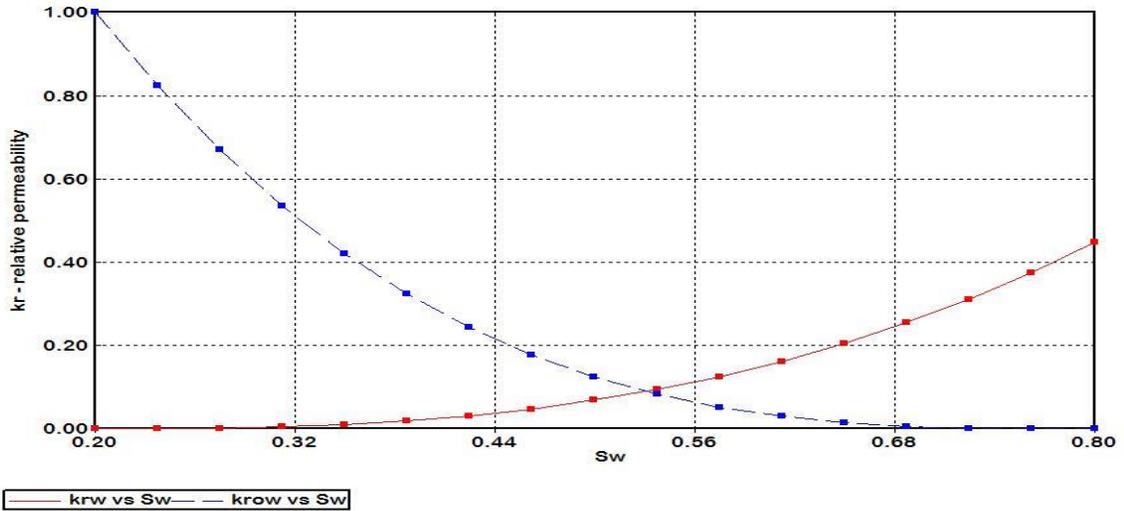


Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal Advance Processes Reservoir Simulator, STARS

Tabla 11. Puntos Finales (End Points) de las curvas de permeabilidad relativa

END POINT	VALOR
SWCRIT - Endpoint Saturation: Critical Water	0.2
SOIRW - Endpoint Saturation: Irreducible Oil for Water-Oil Table	0.2
SORW - Endpoint Saturation: Residual Oil for Water-Oil Table	0.2
SOIRG - Endpoint Saturation: Irreducible Oil for Gas-Liquid Table	0.005
SORG - Endpoint Saturation: Residual Oil for Gas-Liquid Table	0.005
SGCON - Endpoint Saturation: Connate Gas	0.05
SGCRIT - Endpoint Saturation: Critical Gas	0.05
KROCW - Kro at Connate Water	1
KRWIRO - Krw at Irreducible Oil	0.7
KRGCL - Krg at Connate Liquid	1
Exponent for calculating Krow from KROCW	0.44
Exponent for calculating Krw from KRWIRO	1

Figura 19. Curva de Permeabilidad del Aceite y del Agua en función de la Saturación de Agua



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal Advance Processes Reservoir Simulator, STARS

Las curvas de permeabilidades relativas fueron creadas a partir de las ecuaciones de Hirasaki⁴⁰, basados en los puntos finales (END POINTS) reportados en la literatura de uno de los campos a los cuales se les aplicó SAGD. Estos parámetros listados en la tabla 11. En la figura 19, se observa el comportamiento de la permeabilidad relativa del agua y del aceite en función de la saturación de agua.

2.6. MODELO DE FLUIDOS

Para construir el modelo de fluidos fue usado la herramienta WinProp (Windows versión of CMGPROP), el cual está especialmente enfocado en propiedades y el comportamiento de fase de los fluidos. La herramienta WinProp es un instrumento de ingeniería completo con ecuaciones de estado, que determinan características

⁴⁰ YATTE GARZÓN. VILLAMIZAR BALLESTEROS, Análisis de sensibilidad de variables que afectan la técnica toe to heel waterflooding (tthw) mediante modelos conceptuales de simulación numérica. 2009

del yacimiento y variaciones en la composición del fluido. Se puede utilizar bajo condiciones de yacimiento o de superficie y puede ser exportable para tanto el simulador térmico (STARS) como el simulador composicional (GEM).

2.6.1. Caracterización del crudo extra pesado de una formación de bitumen.

La composición del fluido con la que se trabajó este proyecto es mostrada en la tabla 12, obtenida del artículo técnico (“Comunicación personal, Eider Niz Velásquez, 2017”) este es un fluido que cuenta con 32 componentes siendo C30+ la fracción más pesada

Tabla 12. Composición del fluido

Componente	MW	Mol %	Wt %
N₂	28.01	0.2807	0.02
CO₂	44.01	12.8467	1.4395
C₁	16.04	8.9571	0.3658
C₃	44.1	0.0078	0.0009
C₆	84	0.1402	0.03
Cyclo-C₆	84.16	0.0078	0.0034
C₇	96	0.1191	0.031
Tolueno	92.13	0.0278	0.0065
C₈	107	0.2125	0.0579
C₂-Benzeno	106.17	0.0312	0.0084
C₉	121	0.5319	0.1639
C₁₀	134	1.0071	0.3436
C₁₁	147	1.5113	0.5656
C₁₂	161	2.1267	0.8717
C₁₃	175	2.7031	1.2044
C₁₄	190	3.155	1.5262
C₁₅	206	3.4042	1.7855
C₁₆	222	3.4743	1.9638
C₁₇	237	3.2796	1.9789
C₁₈	251	3.3887	2.1655
C₁₉	263	3.3341	2.2325
C₂₀	275	3.2952	2.3071

Componente	MW	Mol %	Wt %
C ₂₁	291	3.3108	2.4529
C ₂₂	305	2.8823	2.2382
C ₂₃	318	2.7499	2.2264
C ₂₄	331	2.5707	2.1664
C ₂₅	345	2.4071	2.1144
C ₂₆	359	2.3526	2.1503
C ₂₇	374	2.2279	2.1215
C ₂₈	388	2.2825	2.2548
C ₂₉	402	2.1111	2.1607
C ₃₀₊	1032	23.2298	61.0361

Fuente: "Comunicación personal, Eider Niz Velásquez, 2017"

2.6.2. Ajuste de comportamiento PVT del fluido. Con el objetivo de plantear un ajuste, fue necesario cargar en WinProp algunas pruebas PVT.

2.6.3. Expansión a composición constante. Para el respectivo análisis se contó con dos pruebas de composición constante a 176° F y 302°F. Estas pruebas reportan datos de tales como: presión, volumen relativo (ROV) y densidad. En WinProp se generaron gráficas comparativas entre los datos experimentales y los calculados por el simulador, como se puede observar en las figuras 20, 21, 22 y 23.

Tabla 13. Datos de laboratorio Densidad VS presión

Prueba de densidad a 176 F		Prueba de densidad a 302 F	
Presión (psi)	Densidad (lb/ft3)	Presión (psi)	Densidad (lb/ft3)
551	60.6765825	728.634653	58.0573533
574	60.6765825	713.131541	58.1168472
624	60.6763952	821.651873	58.1168472
724	60.7353896	919.836798	58.1833333
813	60.7980673	1023.18943	58.1833333
922	60.794072	1271.23631	58.3058167
1017	60.8641786	1508.94634	58.3688066
1257	60.9227361	2020.53888	58.5577137

1519	60.9849768	2516.62686	58.6801974
2015	61.1095206	3017.89269	58.869167

Fuente: "Comunicación personal, Eider Niz Velásquez, 2017"

Tabla 14. Datos de laboratorio volumen relativo Vs presión

Prueba de volúmenes a 176° F		Prueba de volúmenes a 302° F	
Presión (psi)	Vol/vol	Presión (psi)	Vol/vol
142	1.96597	181.620935	2.14132
218	1.49001	231.98393	1.81158
317	1.22306	323.111305	1.43992
416	1.09087	419.718216	1.24152
469	1.04953	526.706947	1.12136
532	1.00817	628.696219	1.0515
549	0.997138	684.80707	1.02076
572	0.99985	725.620763	1.0012
621	0.999769	822.652635	1.0012
720	0.996857	919.678706	0.998403
813	0.996705	1021.81882	0.998403
922	0.996527	1277.16112	0.995609
1018	0.99637	1506.97383	0.995609
1256	0.993231	2017.66713	0.995609
Prueba de volúmenes a 176° F		Prueba de volúmenes a 302° F	
Presión (psi)	Vol/vol	Presión (psi)	Vol/vol
1520	0.992798	2523.25509	0.992814
2016	0.989237	3013.51254	0.99002
2518	0.985666	4014.46329	0.984431

Fuente: "Comunicación personal, Eider Niz Velásquez, 2017"

Existen varios esquemas de agrupamiento planteados por algunos autores⁴¹:

- ✓ Lee et al. (1979).
- ✓ Whitson (1980).
- ✓ Mehra, Heidemann, y Aziz (1980).
- ✓ Montel y Gouel (1984).
- ✓ Schlijper (1984).
- ✓ Behrens y Sandler (1986).

⁴¹ VEGA MORENO. MARTINEZ JAIME, Analisis y desarrollo de los modelos de fluidos asociados a la simulación numérica de procesos de combustión in situ, 2012.

✓ González, Colonomos y Rusinek (1986).

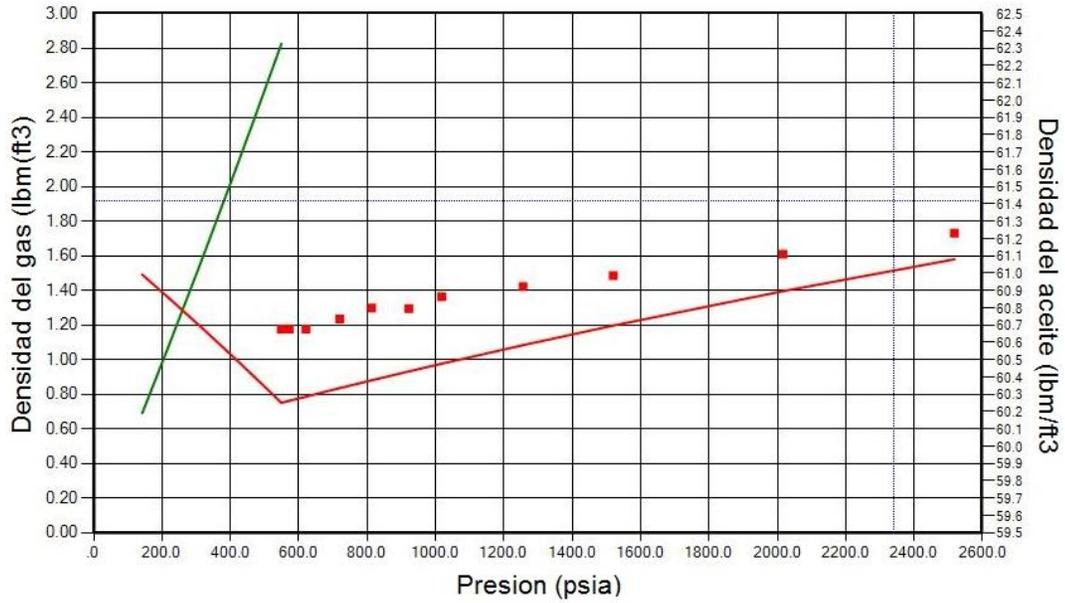
Para este trabajo de grado se siguió el esquema de sub-clasificación de los componentes en: gases, livianos, intermedios y pesados (ver en la tabla 15), ya que sus fracciones molares, pesos moleculares, gravedades específicas y coeficientes binarios de interacción permiten dicha clasificación.

Tabla 15. Sub-clasificación los componentes

Componente	Fracción molar	Peso molecular	Gravedad específica
N₂ to CO₂	0.13126684	43.66794	0.81787519
CH₄ to C₃H₈	0.089644114	16.067409	0.30029277
C₆ to TOL	0.0031030605	90.590592	0.72177467
C₈ to C₁₂	0.054436313	145.56262	0.79201391
C₁₃ to C₂₀	0.26032781	228.77329	0.84700501
C₂₁ to C₂₉	0.22893652	331.18209	0.88723732
FC₃₀	0.23228534	1013.2483	0.905

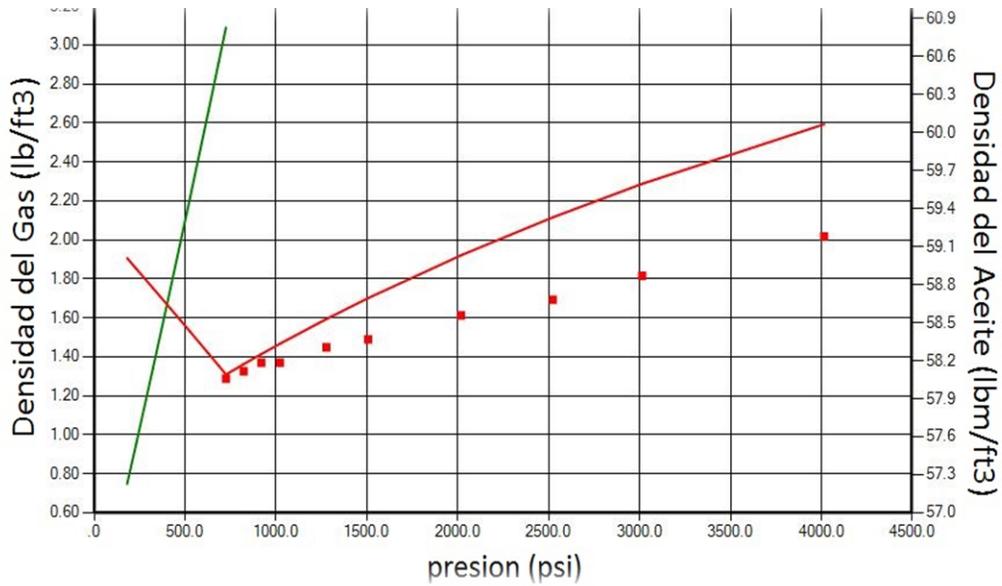
Con el objetivo de lograr que los datos calculados por WinProp coincidieran con las pruebas PVT experimentales nombradas anteriormente, fue necesario realizar regresiones en el simulador numérico a 176 °F y 302 °F a diferentes presiones mostradas en las tablas 13 y 14.

Figura 20. Gráfica Normalizada de densidad a 176°F WinProp



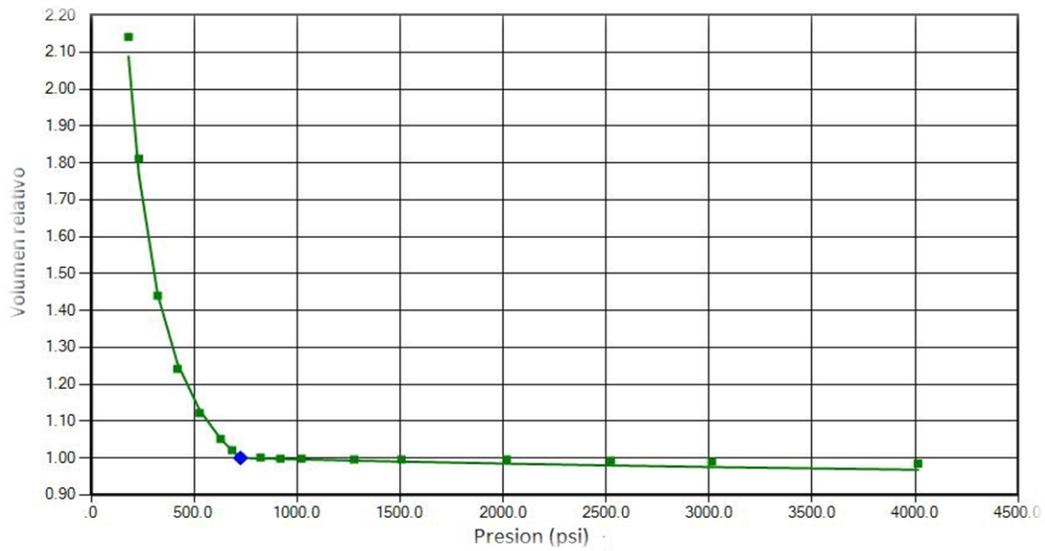
Fuente: Computer Modeling Group, CMG, WinProp

Figura 21. Gráfica Normalizada densidad a 302°F Winprop



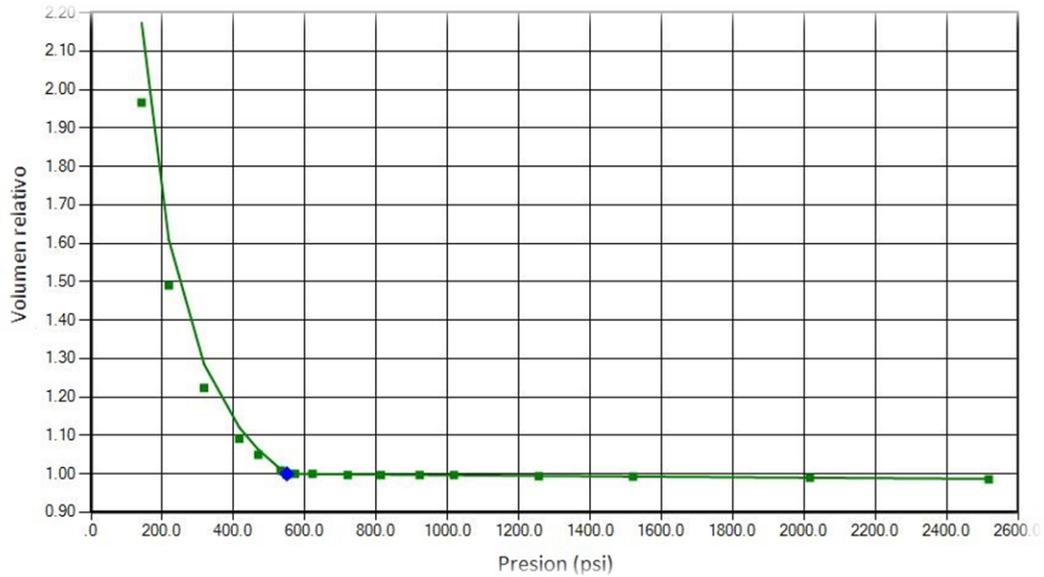
Fuente: Computer Modeling Group, CMG, WinProp

Figura 22. Gráfica Normalizada volumen relativo VS presión @302°F



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, WinProp

Figura 23. Gráfica Normalizada de volumen relativo VS presión @176° F

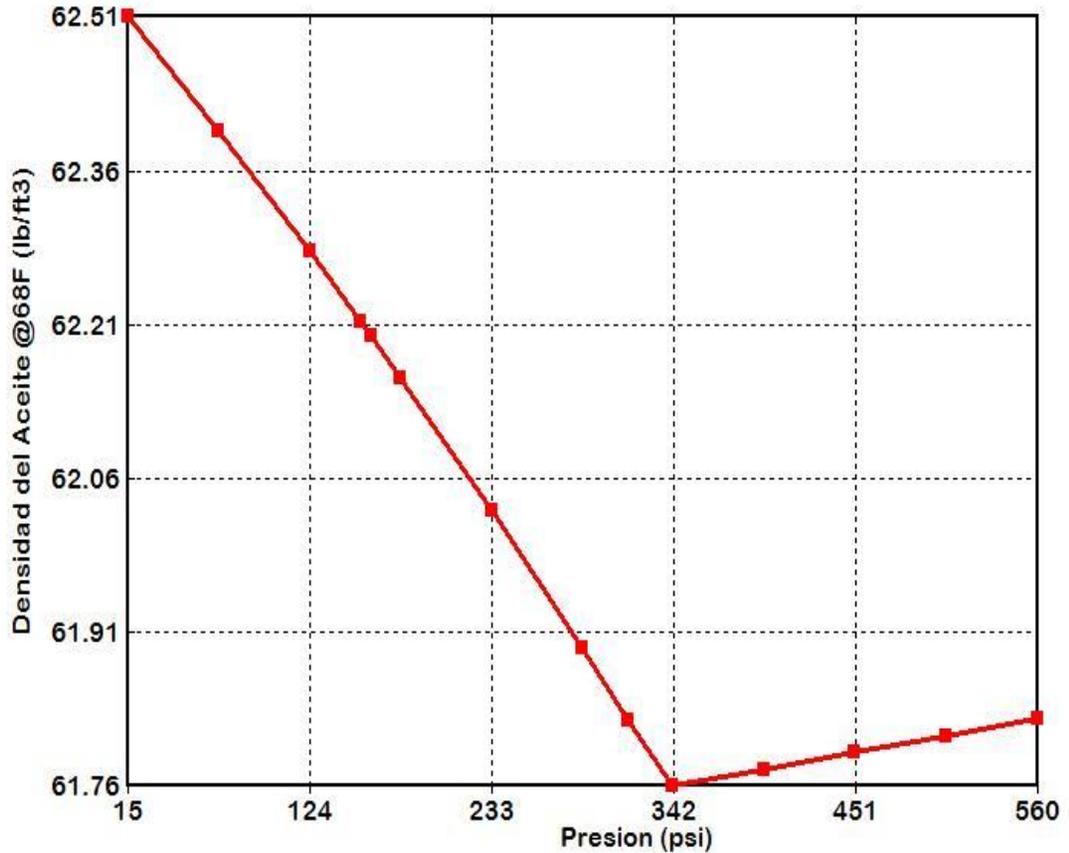


Fuente: Computer Modeling Group, CMG, WinProp

Los datos de viscosidad con respecto a la temperatura son ajustados basados en las correlaciones de Pedersen (modificada 1987).

2.6.4. Datos cargados en herramienta de simulación STARS Después del ajuste de las mediciones de laboratorio en WinProp, se evalúa el modelo en el módulo STARS, generando nuevas tendencias de propiedades de fluido (figura 24). Las tendencias generadas de los fluidos son acordes con la literatura.

Figura 24. Gráfica de Densidad del Aceite vs Presión



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal Advance Processes Reservoir Simulator, STARS

2.7 Configuración de Pozos

2.7.1 Configuración de pozos THSF

Para un proceso de *Toe-To-Heel Steamflood* se requieren dos pozos, un inyector vertical y un productor horizontal. Dentro del pozo horizontal hay dos *tubing*, uno corto cerca del talón y otro largo cerca de la punta, con los cuales se inyecta y se producen los fluidos. En el modelo construido se implementó un par de pozos, donde se establece una longitud del pozo horizontal de 1500 pies y del pozo vertical inyector de 32 ft.

Para el completamiento del pozo horizontal se utilizó la palabra clave FLEXWELL en CMG, la cuales implementada cuando se utilizan pozos horizontales.

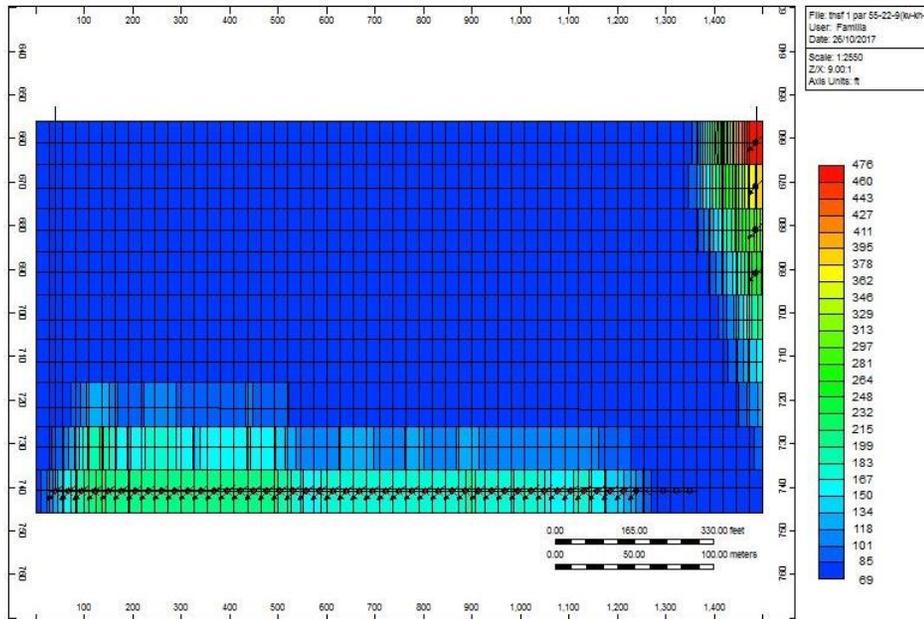
Tabla 16. Restricciones de Inyección y Producción

INYECTORES	Etapas de calentamiento	Proceso inyección cíclica	Desarrollo
BHP máxima, psi	550	550-650	650
Tasa de Inyección de vapor, CWE/d	1000	1000-1800	1800
Temperatura de Inyección °F	417	417	417
Calidad del vapor, %	0.75	0.75	0.75
PRODUCTORES			
Presión de Producción mínima, psi	330	330	330
Tasa de producción máxima de líquidos, Bbl/d	0	0-1500	1500

Durante los doce primeros meses se inyecta vapor en tanto los pozos productores como en los inyectores para realizar circulación de vapor, haciendo similitud a la etapa de *start up* en SAGD. Seguido a esto es necesario implementar un proceso de inyección cíclica de vapor durante los siguientes 12 meses intercalando la tasa y presión máxima de inyección. Esto con el fin de hacer un precalentamiento del yacimiento en su región aledaña al pozo y garantizar el avance del frente de vapor para aumentar la efectividad del método. De esta forma también se hacen similares las condiciones de evaluación de los dos métodos de estudio. En la figura 25 se

muestra el perfil de temperatura del a los dos años, terminada la circulación ce vapor y el proceso de inyección cíclica.

Figura 25. Perfil de temperatura de una sección paralela a los pozos a los 3 años



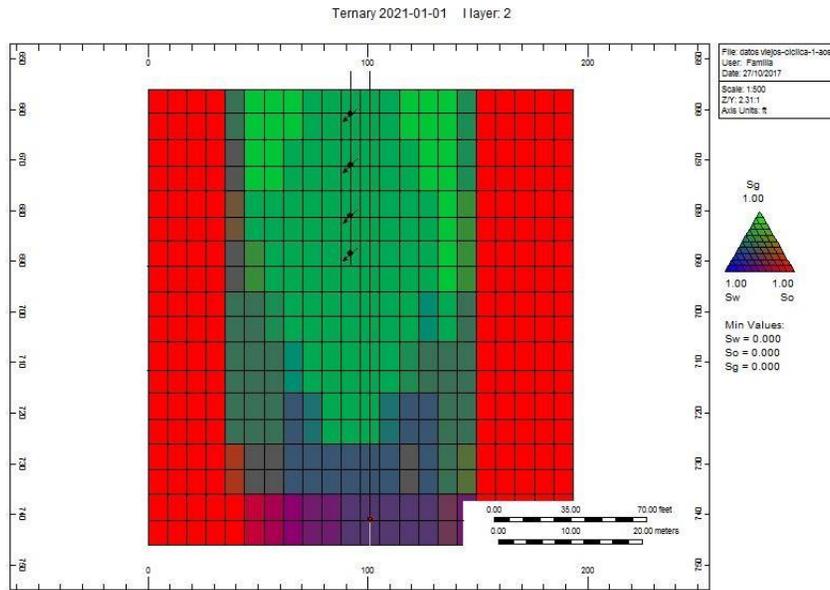
Fuente: Computer Modelling Group, (CMG), Steam, Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator, STARS, Results 3D

En las figuras 26, 27 y 28 se puede observar en diagramas ternarios la distribución del vapor, agua y aceite a los 4, 6 y 8 años respectivamente.

A los 6 años de desarrollo del proyecto se alcanza la mayor tasa de producción de todo el proceso y a su vez se alcanzan los límites laterales del yacimiento.

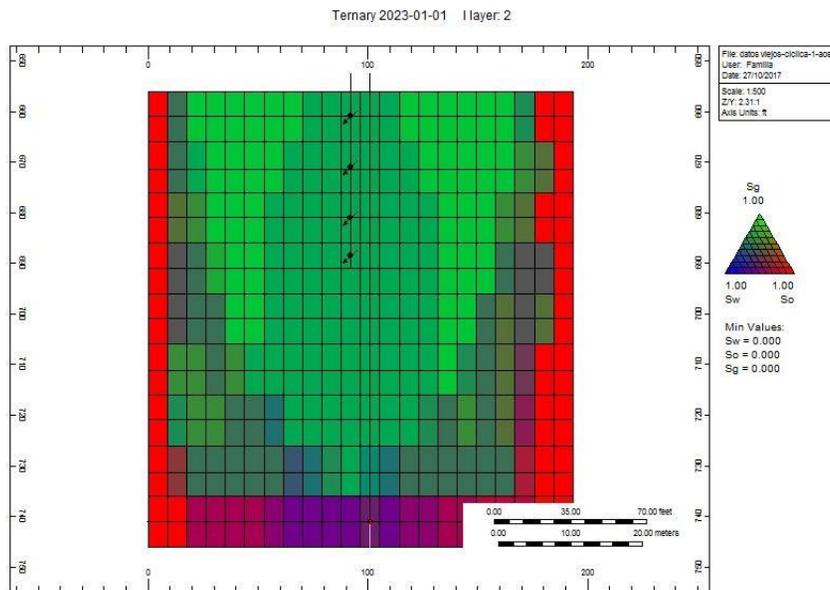
Y en las figuras 29, 30 y 31, se ve el aumento de temperatura a lo largo del pozo horizontal. Se puede ver el de área que ha sido afectada por la temperatura en los años 4, 6 y 8 de haber iniciado el proceso.

Figura 26 Perfil Ternary pasados 4 años de iniciado el proceso



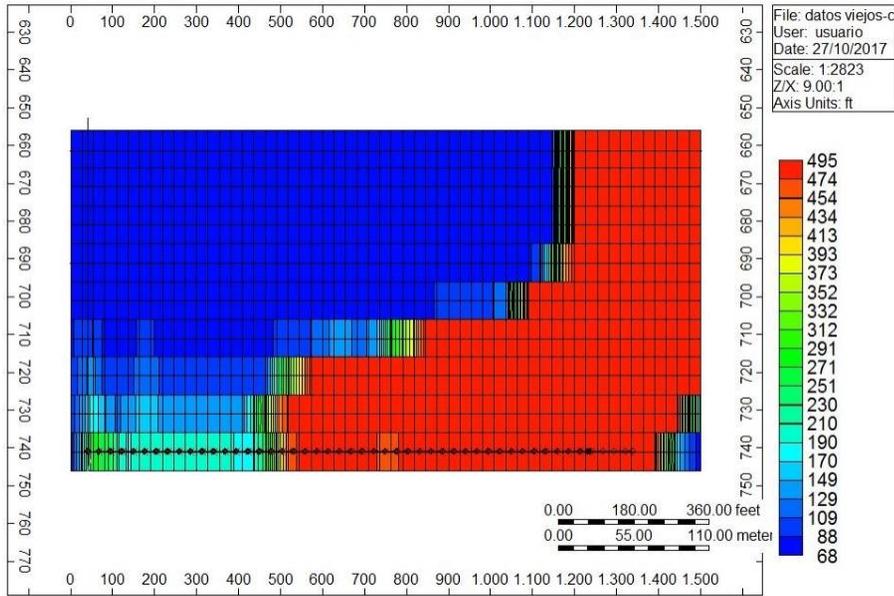
Fuente: Computer Modelling Group, (CMG), Steam, Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator, STARS, Results 3D

Figura 27 Perfil Ternary pasados 6 años de iniciado el proceso



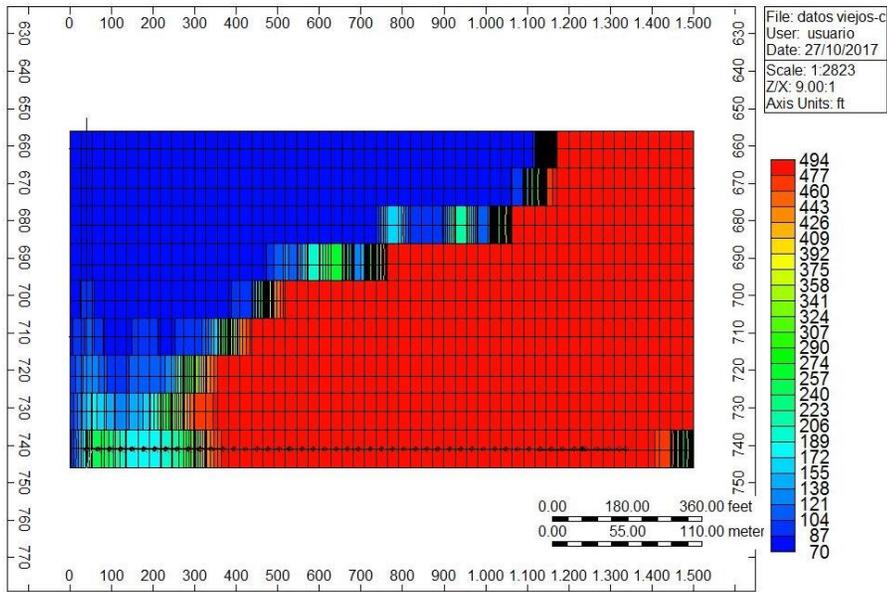
Fuente: Computer Modelling Group, (CMG), Steam, Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator, STARS, Results 3D

Figura 30 Perfil de temperatura a los 6 años de iniciado el proceso



Fuente: Computer Modelling Group, (CMG), Steam, Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator, STARS, Results 3D

Figura 31 Perfil de temperatura al finalizar el proceso

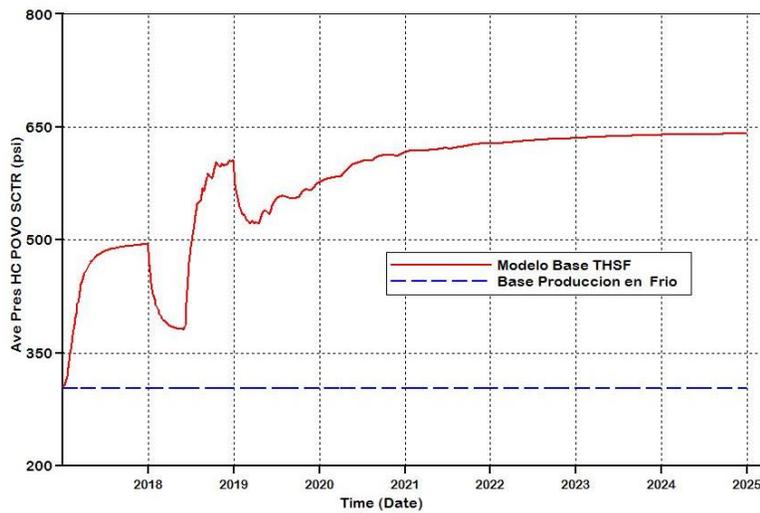


Fuente: Computer Modelling Group, (CMG), Steam, Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator, STARS, Results 3D

2.7.1.1 Resultados

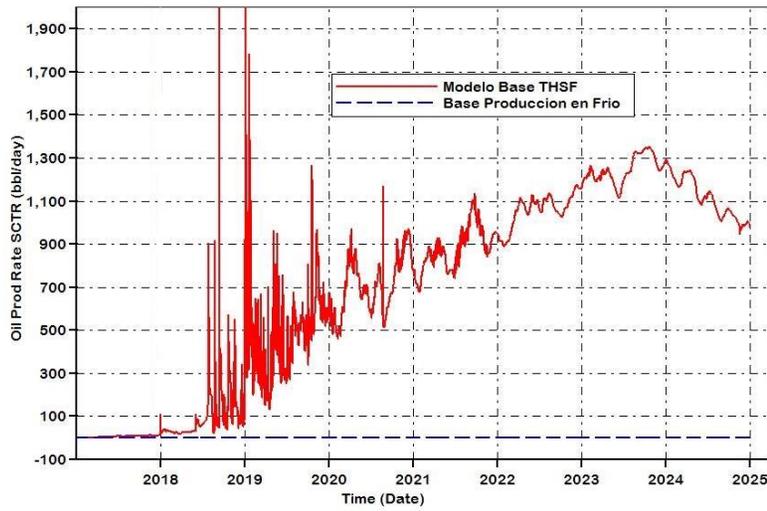
Al analizar técnicamente un proyecto THSF se debe evaluar la producción de aceite en el tiempo, considerando el comportamiento de la presión de la formación y la cantidad de vapor requerida para dicha producción de aceite, para estudiar el efecto del vapor en la formación y los mecanismos que interfieren en el proceso. La técnica se evaluará durante ocho años. En la Figura 32 se presenta el comportamiento de la presión del yacimiento en función del tiempo, la línea azul representa la producción en frío y la roja la implementación del proceso THSF, donde se observa un aumento y posterior mantenimiento de la presión de formación. Para esta técnica fue necesario aplicar una estrategia de calentamiento diferente a la de SAGD, adicional al año de circulación o calentamiento se realizó un año de inyección cíclica, para obtener mayor zona afectada inicialmente por la temperatura.

Figura 32. Comportamiento de Presión de yacimiento Vs Tiempo



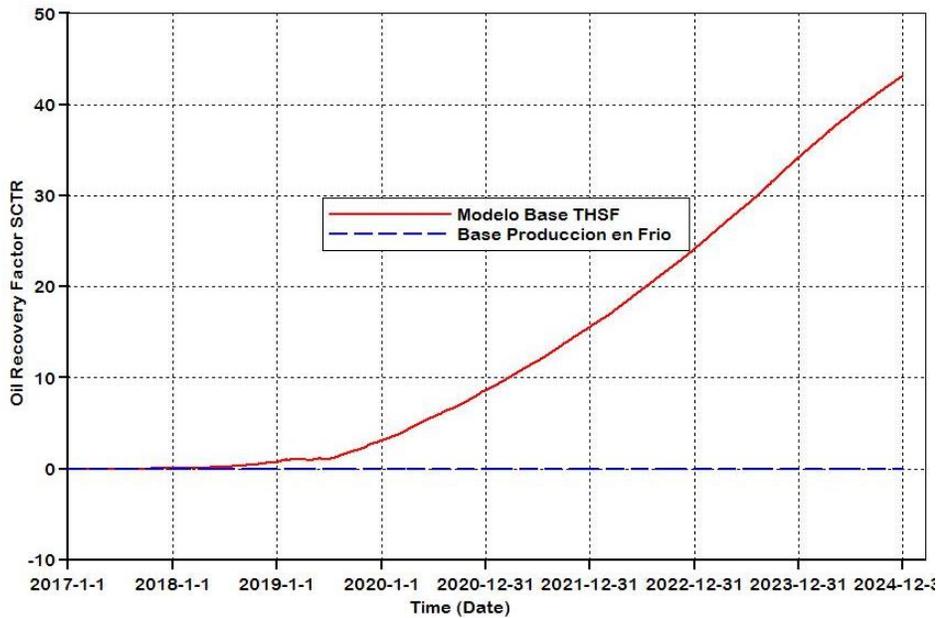
Fuente: Computer Modelling Group, (CMG), Steam, Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator, STARS, Results 2D

Figura 33. Tasa de producción de Aceite Vs Tiempo



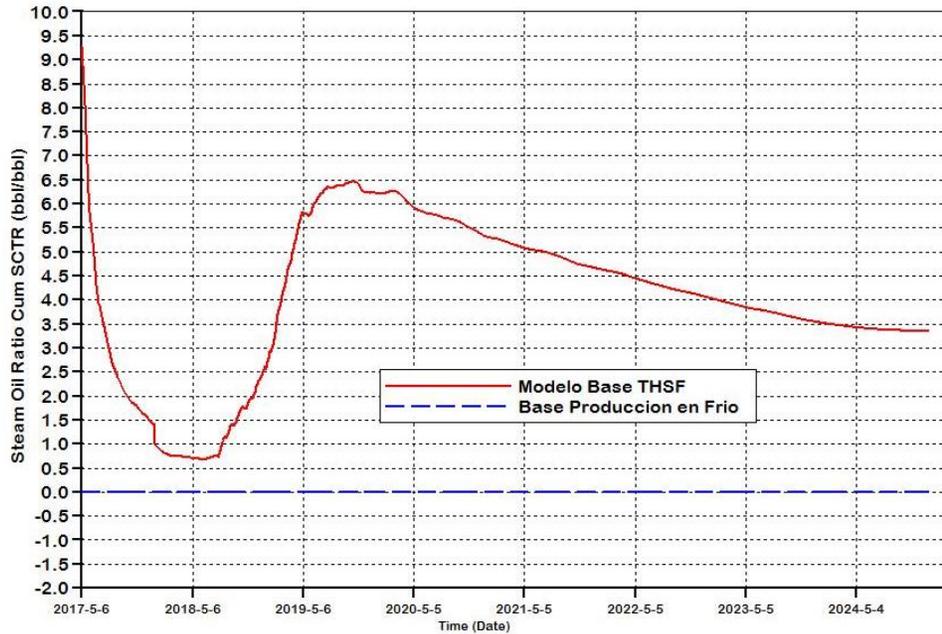
Fuente: Computer Modelling Group, (CMG), Steam, Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator, STARS, Results 2D

Figura 34. Factor de Recobro Vs Tiempo 34



Fuente: Computer Modelling Group, (CMG), Steam, Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator, STARS, Results 2D

Figura 35. Relación Vapor Aceite Vs Tiempo 35



Fuente: Computer Modelling Group, (CMG), Steam, Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator, STARS, Results 2D

Pasados seis años de iniciado el proceso de THSF, se consiguen las tasas más altas de producción de todo el proceso, el comportamiento del frente de vapor esta lo más próximo a encontrarse con el límite de otro frente de vapor, por lo que en la gráfica de producción de aceite se ve la tasa más alta y se ve la declinación de dicha producción en la fecha 2023, en la figura 33, se pueden observar las dos curvas de producción, la azul representa la producción en frio y la roja representa la producción por medio de inyección de vapor por la técnica THSF

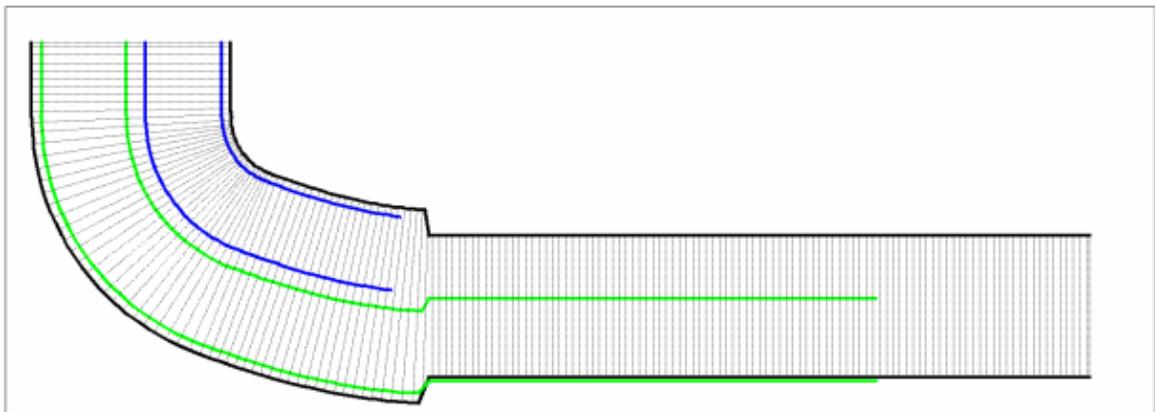
2.7.2 Configuración de pozos SAGD

Para un proceso de drenaje gravitacional asistido con vapor se requiere de dos pozos el superior, el cual es inyector y el inferior, que es el pozo productor. Dentro de cada pozo hay dos *tubing*, uno corto cerca al talón y uno largo cerca la punta con

los cuales se inyectan y se producen los fluidos, para ayudar a la formación de la cámara de vapor.

Para poder representar este completamiento (figura 36) en el simulador se utiliza la palabra clave FLEXWELL (*flexible wellbore*), la cual es implementada cuando se utilizan pozos horizontales, permitiendo acoplar el *casing* con los *tubing*, a partir de una segunda malla o un refinamiento adicional a los pozos. El pozo puede contener hasta tres sartas de tubería en un espacio anular, y cada corriente que fluye puede inyectar o producir operando a diferentes condiciones⁴²; esta palabra clave se utiliza para calcular la caída de presión de los fluidos debido a la fricción, así como la transferencia de calor axial y radial, lo cual influye en la calidad del vapor inyectado.

Figura 36. Completamiento de Pozos utilizando Flexwell



Fuente: Uzcátegui Córtez. Universidad Simon Bolivar. Optimización de la Completación de Pozos SAGD. 2007

✓ **Start Up**

Con respecto a las condiciones de los pozos, estas cambian del periodo de *Start up* al de desarrollo. Inicialmente en la etapa de *Start up* se realiza una circulación de

⁴² OBALLA V., BUCHANAN L. Flexible Wellbore Model Couple to Thermal Reservoir Simulator. World Heavy Oil Congress. PAPER 2009-308. Puerto de la Cruz, Venezuela, 2009.

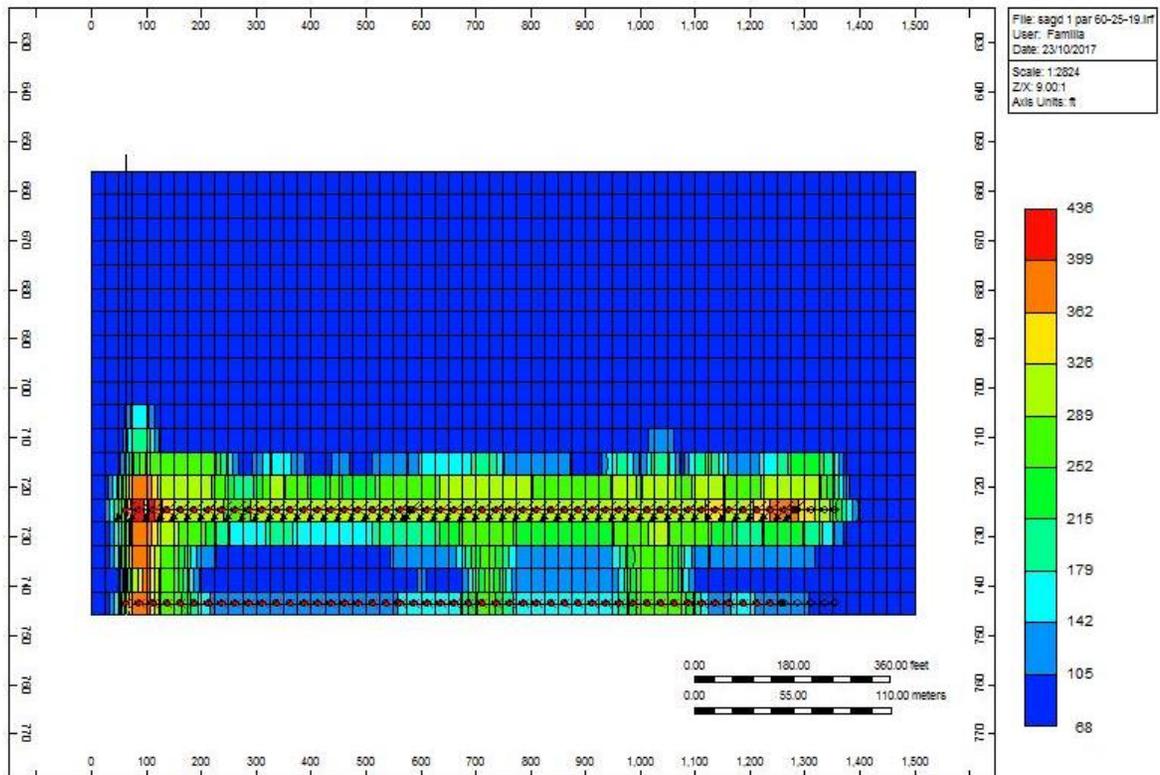
vapor por ambos pozos, donde se inyecta vapor por la tubería larga y por la tubería corta se produce agua condensada, vapor y el aceite calentado. Este periodo de circulación se debe realizar hasta que se alcance la conectividad térmica entre los dos pozos, el cual, a partir de los perfiles de temperatura se estimó debía ser de cinco meses, figura 37.

En la tabla 17 se presentan las condiciones tanto de inyección como de producción de los pozos durante los tres primeros meses del proceso. Después de este periodo de tiempo se inicia la etapa de desarrollo.

Tabla 17. Restricciones de Inyección y de Producción en la etapa *Start Up*

START UP	
INYECTORES	
Presión máxima de inyección, psi	550
Tasa de inyección máxima de vapor, CWE/d	1000
Temperatura de inyección, °F	417
Calidad de vapor, %	0.75
PRODUCTORES	
Presión mínima de producción, psi	330

Figura 37 Perfil de temperatura de una sección paralela a los pozos pasados 5 meses de iniciado el proceso



Fuente: Computer Modelling Group, (CMG), Steam, Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator, STARS, Results 3D

✓ **Desarrollo**

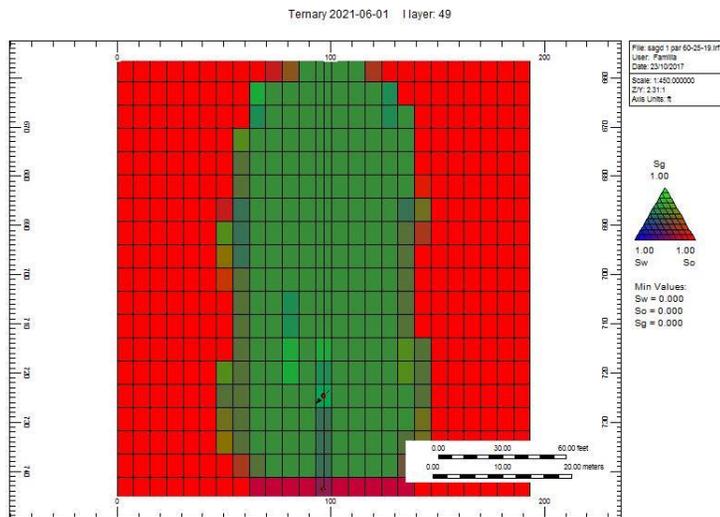
Finalizada la etapa de *Start Up*, inicia el periodo de desarrollo el cual se analiza hasta que el vapor toque los límites del modelo punto en el cual el vapor inyectado empezaría a hacer contacto con otra cámara de vapor.

En cuanto a restricciones de inyección, las condiciones de temperatura y calidad del vapor son las mismas que las usadas en la etapa de *Start Up*, a diferencia de la tasa de inyección la cual aumenta a 1800 Bbl/día y la presión de inyección que aumenta a 650 psi. Respecto a los pozos productores se adiciona tasa de producción máxima de líquido 1500 bbl/d.

En la figura 38, se muestra un perfil *ternary* a los cuatro años de iniciado el proceso donde la cámara de vapor alcanza el tope de la formación, punto en el cual, también se alcanzan las mayores tasas de producción.

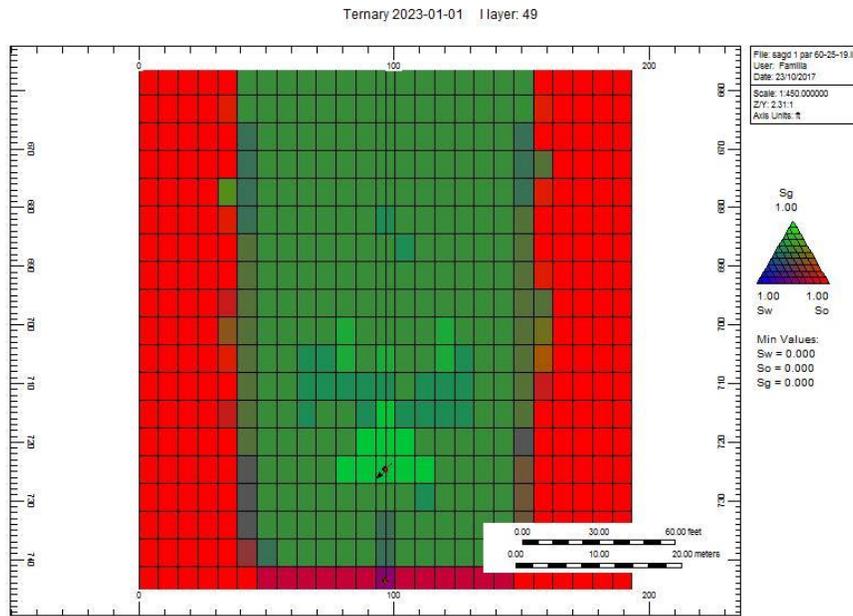
En las figuras 39 y 40 se puede observar el diagrama ternario a los 6 y 8 años de iniciado el proceso, mostrando el estado de saturación de agua, aceite y vapor en el yacimiento. en la figura 41, se presenta el perfil transversal de temperatura a los 4 años de iniciado el proceso, donde la temperatura aumenta hasta tocar los límites de yacimiento y se presenta la máxima tasa de producción. En las figuras 42 y 43 se presenta el perfil de temperatura pasados 6 y 8 años de iniciado el proceso.

Figura 38 Perfil Ternary pasados 4 años de iniciado el proceso



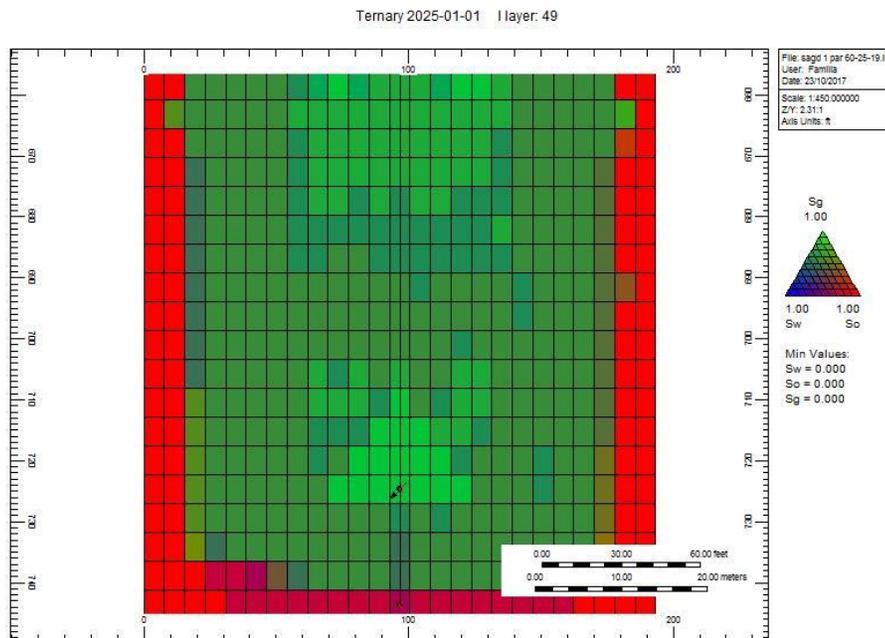
Fuente: Computer Modelling Group, (CMG), Steam, Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator, STARS, Results 3D

Figura 39 Perfil Ternary pasados 6 años de iniciado el proceso



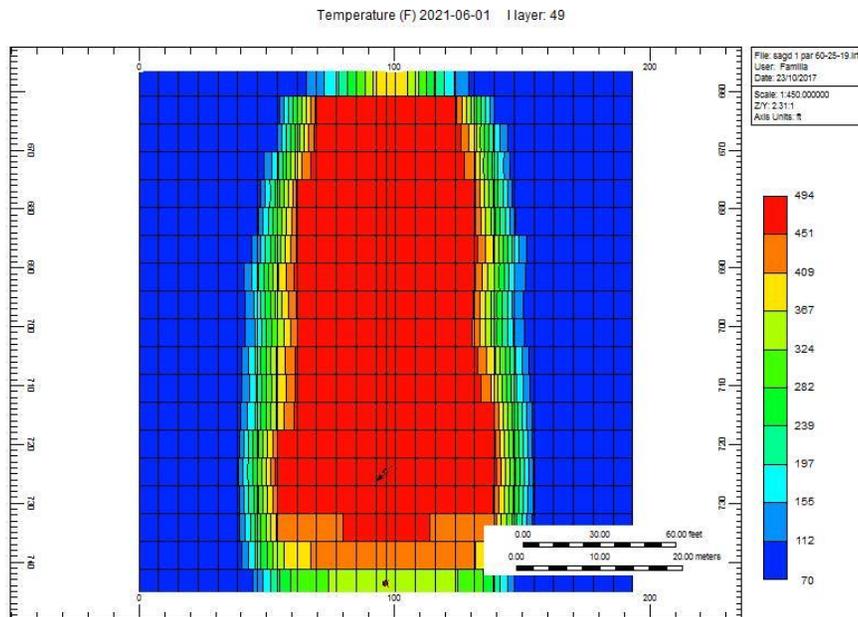
Fuente: Computer Modelling Group, (CMG), Steam, Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator, STARS, Results 3D

Figura 40 Perfil Ternary al finalizar el proceso



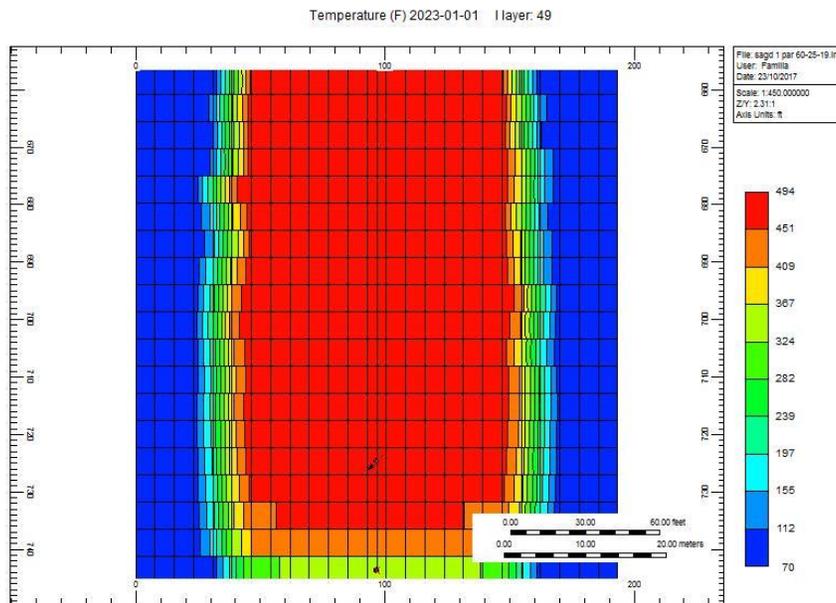
Fuente: Computer Modelling Group, (CMG), Steam, Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator, STARS, Results 3D

Figura 41 Perfil de temperatura a los 4 años de iniciado el proceso



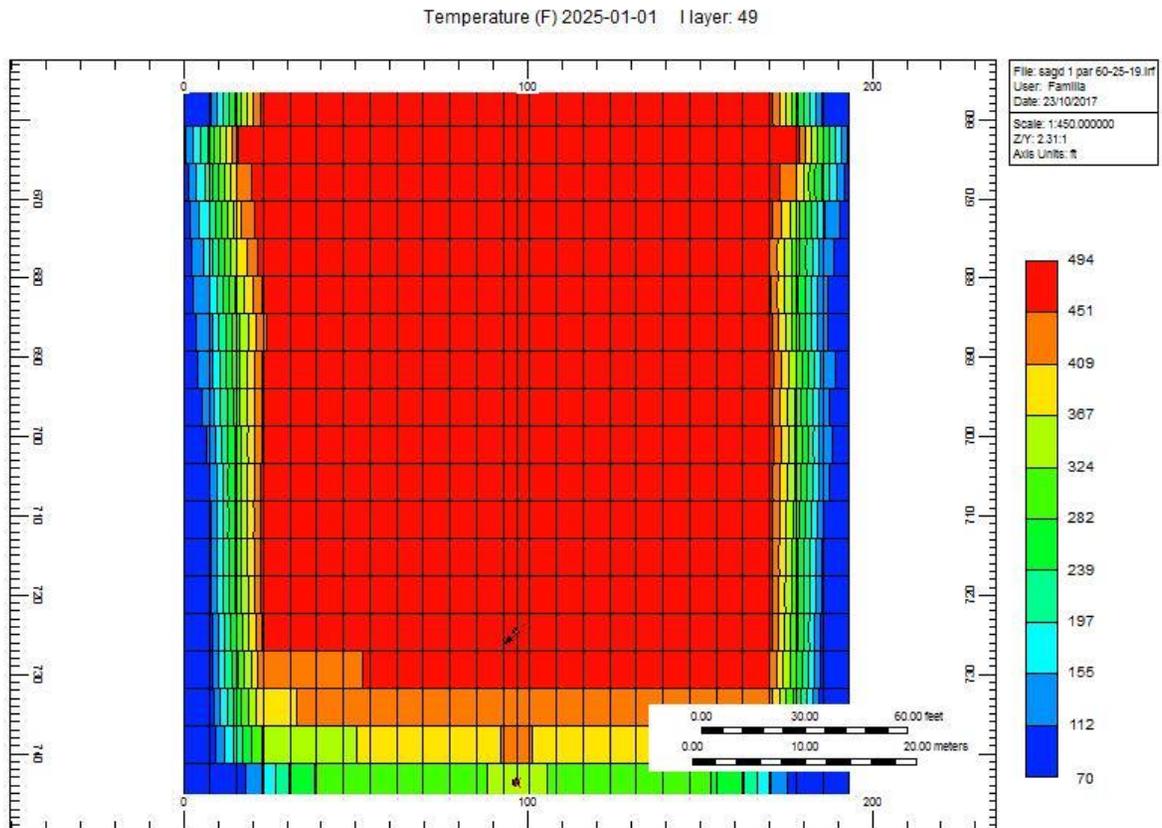
Fuente: Computer Modelling Group, (CMG), Steam, Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator, STARS, Results 3D

Figura 42 Perfil de temperatura a los 6 años de iniciado el proceso



Fuente: Computer Modelling Group, (CMG), Steam, Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator, STARS, Results 3D

Figura 43 Perfil de temperatura al finalizar el proceso



Fuente: Computer Modelling Group, (CMG), Steam, Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator, STARS, Results 3D

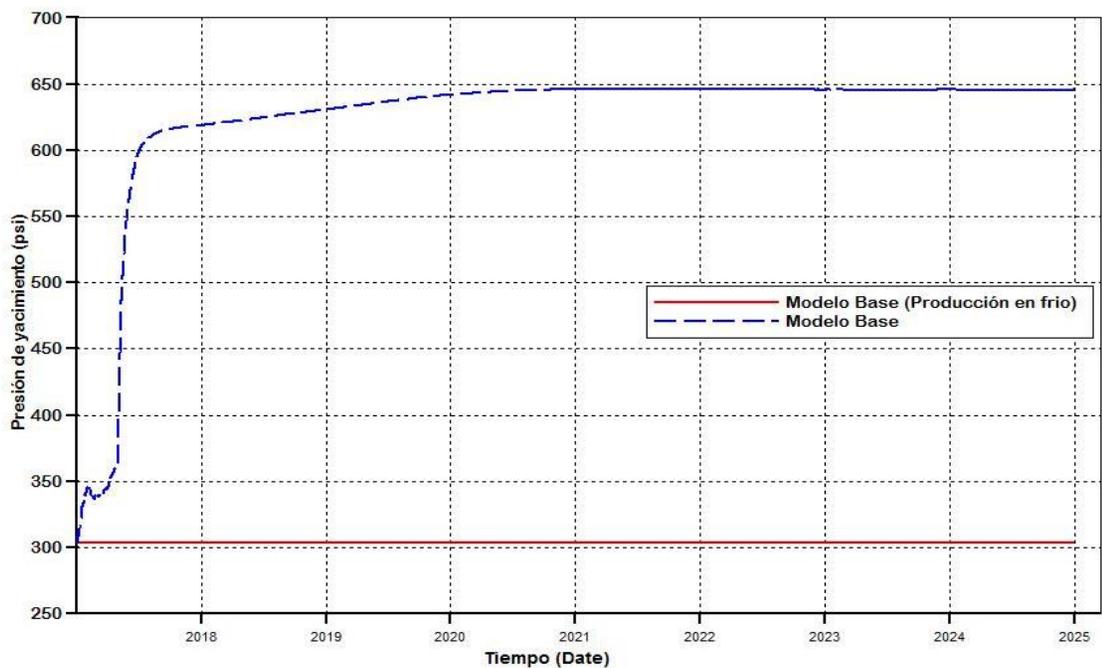
2.7.2.1 Resultados

Al analizar técnicamente un proyecto SAGD se debe evaluar la producción de aceite en el tiempo, considerando el comportamiento de la presión de la formación y la cantidad de vapor requerida para dicha producción de aceite, para estudiar el efecto del vapor en la formación y los mecanismos que interfieren en el proceso.

La técnica será evaluada durante ocho años, es decir, hasta enero de 2025, ya que a ese tiempo el vapor alcanza los límites del yacimiento.

En la Figura 44 se presenta el comportamiento de la presión del yacimiento en función del tiempo, la línea roja representa la producción en frío y la azul la implementación del proceso SAGD, donde se observa un aumento y posterior mantenimiento de la presión de formación en un valor cercano a la presión de inyección.

Figura 44 Comportamiento de presión de yacimiento vs tiempo

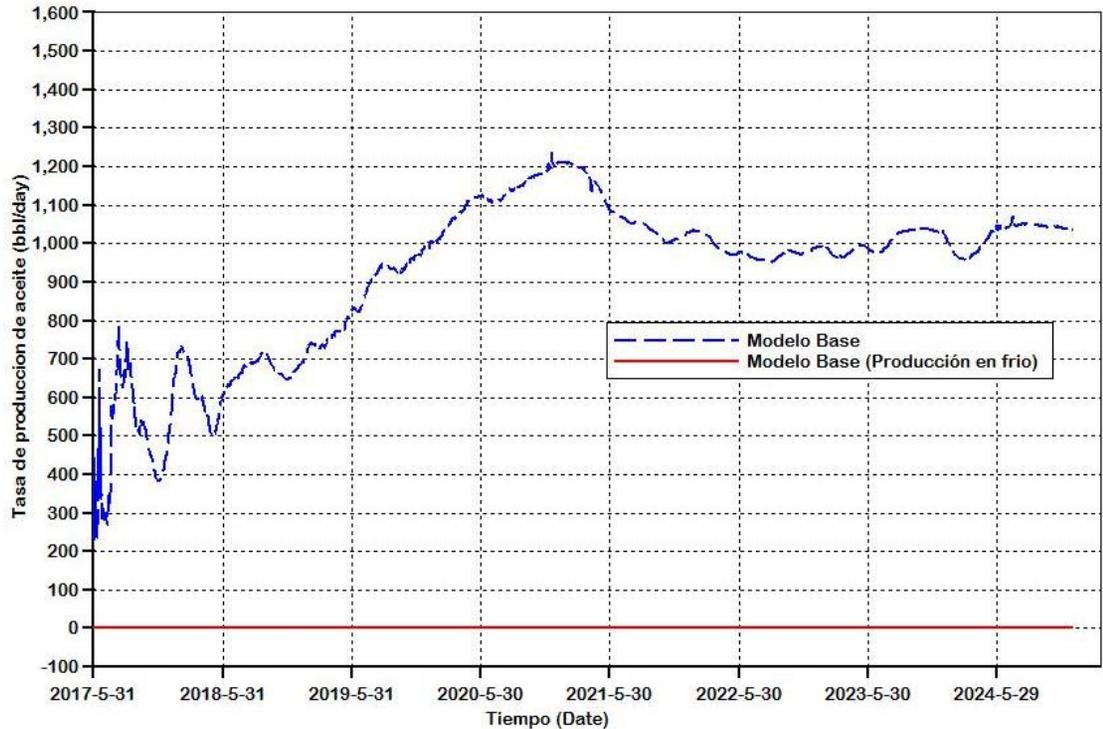


Fuente: Computer Modelling Group, (CMG), Steam, Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator, STARS, Results 2D

A continuación, en la figura 45, se observa la gráfica comparativa de las tasas de producción de aceite Vs tiempo donde se presenta un aumento de la producción de aceite hasta que la cámara de vapor alcanza el tope de la formación, es decir, a los 4 años, tiempo en el cual se alcanzan las mayores tasas de producción de aceite y posterior a esto viene un periodo de declinación de producción. De igual manera analizar el proceso de recuperación primaria (línea roja) se evidencia que no hay

producción de aceite a causa de la alta viscosidad del crudo, por ende, el factor de recobro es cero.

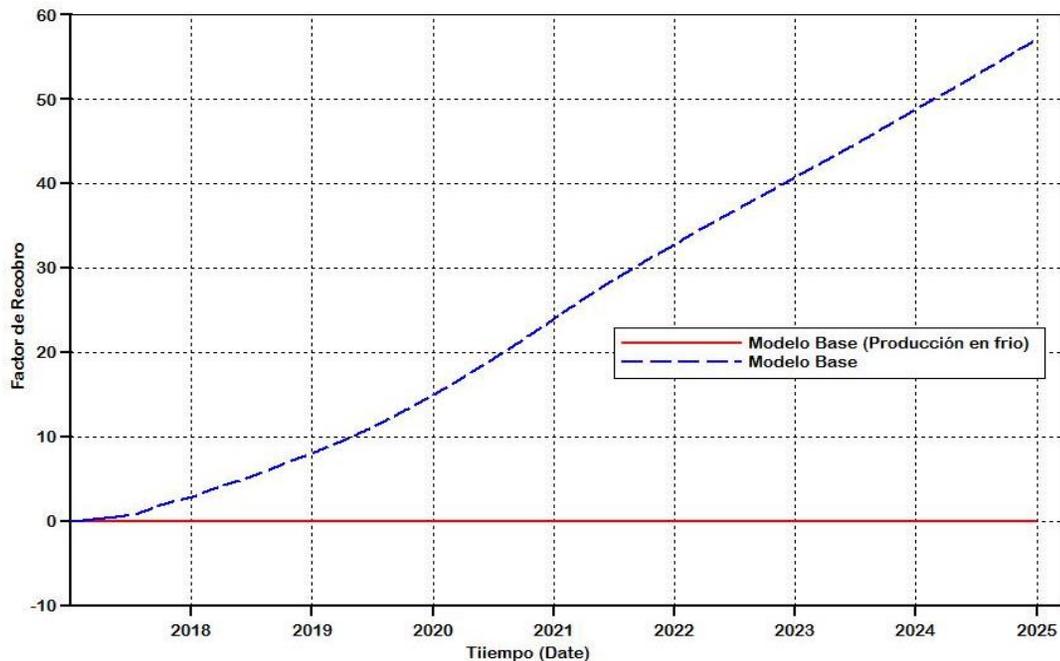
Figura 45 Tasa de producción de aceite vs tiempo



Fuente: Computer Modelling Group, (CMG), Steam, Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator, STARS, Results 2D

En la figura 46, se observa la gráfica de recobro incremental, el cual, en el año 2025, alcanza un recobro de 57%. Este factor de recobro se considera alto para la técnica, considerando que después de los 8 años se continuara produciendo a tasas económicamente atractivas, lo cual le da un mayor potencial de recobro.

Figura 46 Factor de recobro vs tiempo



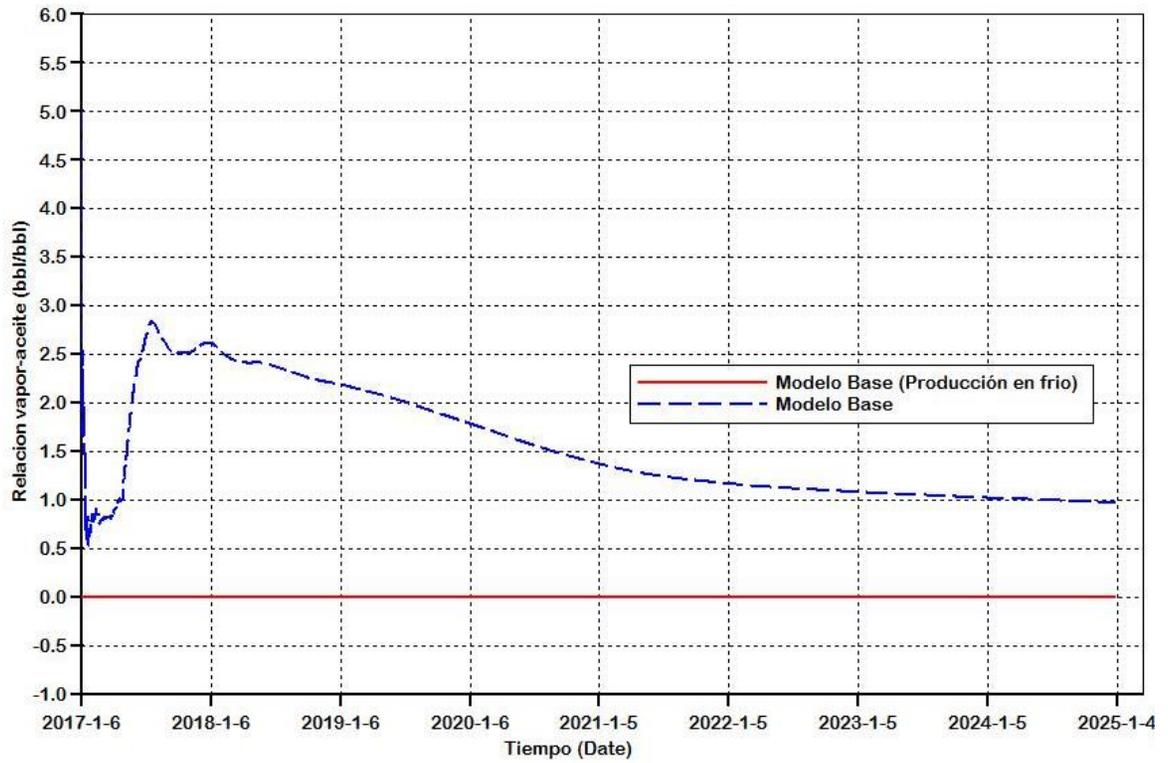
Fuente: Computer Modelling Group, (CMG), Steam, Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator, STARS, Results 2D

La relación vapor-aceite, SOR, es uno de los parámetros más importantes a ser evaluados, ya que a partir de ésta se puede inferir la rentabilidad económica del proceso. Por lo general, para que un proyecto de inyección de vapor sea económicamente viable se requiere un SOR menor a 8^{43,44} valor recomendado en la literatura para que las inversiones sean menores a los ingresos del proyecto. En la figura 47, se presenta el comportamiento de la relación vapor-aceite acumulada en función del tiempo, donde se observa al final de los 8 años se alcanzan valores inferiores a 2.

⁴³ M. Ruiz G, Cabrales C, Oliveros G, Muñoz N. Cálculo de la eficiencia térmica de un proceso de inyección continua vapor en yacimientos estratificados. 2013

⁴⁴ TRIGOS E. Evaluación técnica de la factibilidad de implementar un proceso SAGD en yacimientos de crudo pesado. Universidad Industrial de Santander. 2010

Figura 47 Relación vapor-aceite vs tiempo



Fuente: Computer Modelling Group, (CMG), Steam, Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator, STARS, Results 2D

3. SENSIBILIDAD DE PARÁMETROS OPERACIONALES. EVALUACIÓN DE DIFERENTES ESCENARIOS PARA LA APLICACIÓN DE LAS TÉCNICAS THSF Y SAGD PARA BITUMEN

El objetivo de este proyecto es del de descubrir parámetros técnicos favorables al implementar las técnicas THSF y SAGD, a la vez que se compara su efectividad para recobro de un yacimiento de crudo pesado con baja movilidad. Para cumplir con esto se realizan variaciones en los parámetros operacionales con el fin de ver el comportamiento del yacimiento con cada técnica.

3.1. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD SAGD

Se tomaron dos parámetros operacionales y una variable de yacimiento, presión máxima de inyección, calidad de vapor y relación Kv/Kh. La sensibilización de estos parámetros se realiza con el fin de encontrar resultados favorables para las técnicas en diferentes escenarios.

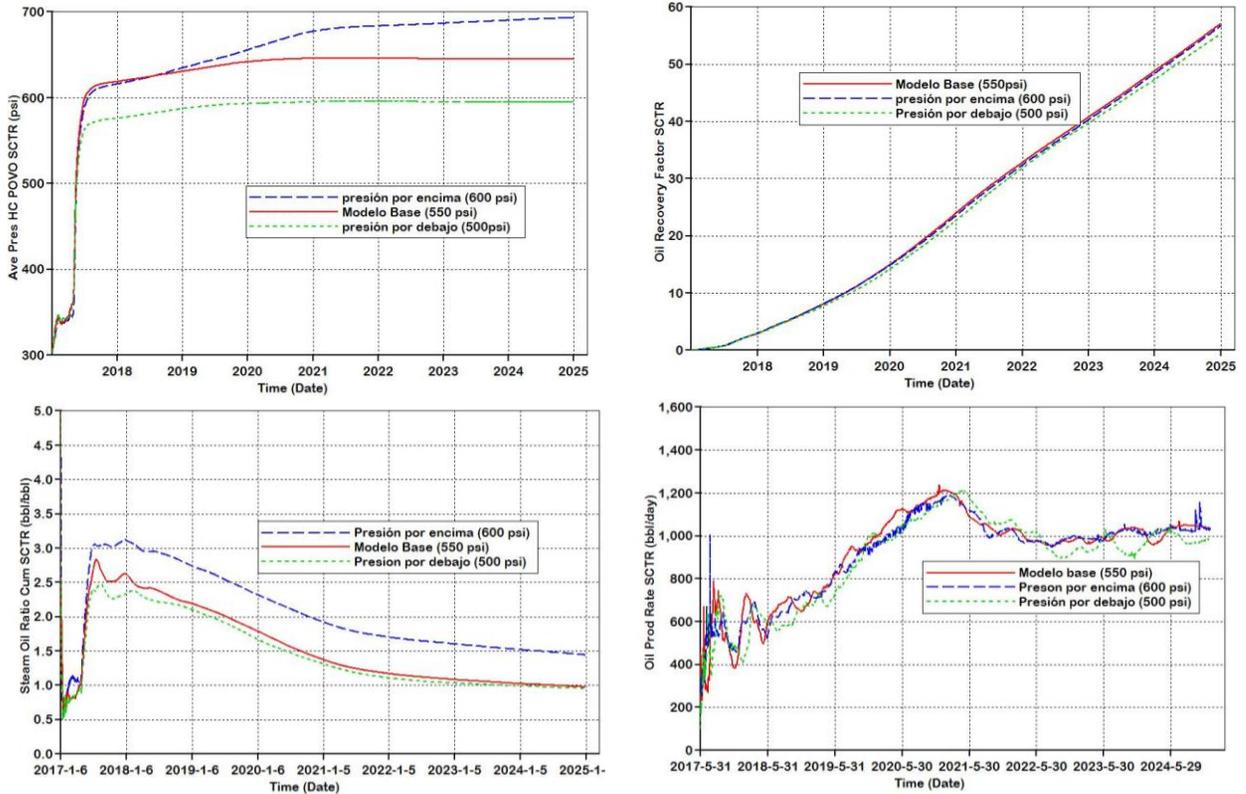
3.1.1. Variación de la presión máxima de inyección.

Se construyeron dos nuevos modelos. Uno con una presión de inyección 50 psi por debajo de la presión de inyección del caso base (550psi), y otro con una presión 50 psi por encima del valor de presión de inyección inicial.

En la figura 48 se presenta el perfil de presión de yacimiento, producción de aceite, relación vapor-aceite, y factor de recobro cuando se realizan variaciones en la presión máxima de inyección. La línea roja representa el Modelo base (550psi), y las líneas verde y azul, representan el comportamiento 50psi por debajo y 50psi por encima de la presión de inyección inicial.

Como se puede observar en la figura la variación de la presión de inyección afecta directamente la presión del yacimiento (si disminuye la presión de inyección disminuye la presión del yacimiento). la relación vapor-aceite también se ve afectada con esta variación de presión, pero los cambios no son significativos, al aumentar la presión se observa que la relación vapor-aceite aumenta en un 0.5, y al disminuir la presión no se evidencia cambio.

Figura 48 Perfil de Presión de yacimiento, Producción de Aceite, Relación Vapor /Aceite y Factor de Recobro, para una variación de la presión máxima de inyección



Fuente: Computer Modelling Group, (CMG), Steam, Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator, STARS, Results 2D

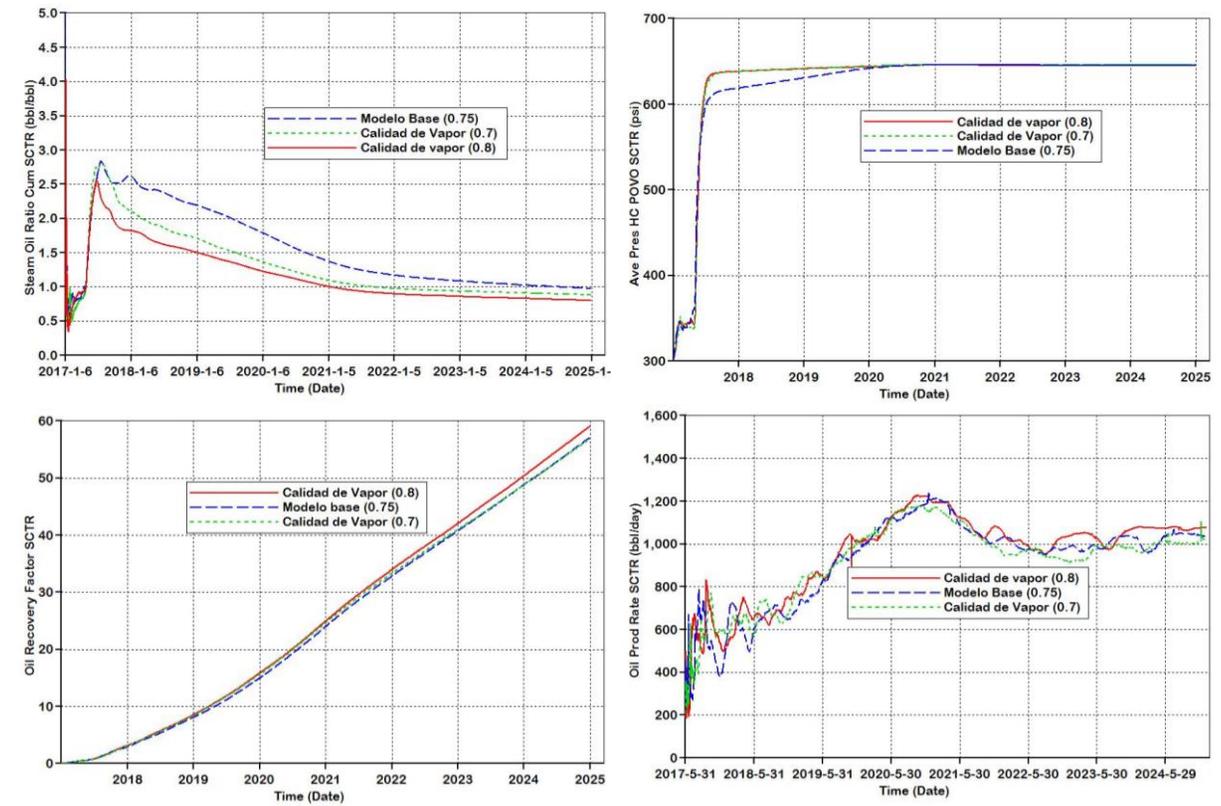
3.1.2 Calidad de vapor

Para evaluar este caso se realizaron dos cambios en la calidad de vapor inyectado, con una variación de 0,05 por encima y por debajo del valor de calidad del caso base 0,75.

En la figura 49, se presenta el comportamiento de presión de yacimiento, factor de recobro, tasa de producción de aceite y relación vapor-aceite. La línea azul en la figura representa el caso base de la técnica SAGD, las líneas punteadas, la verde y

la roja, representan los nuevos valores de calidad de vapor, 0.7 y 0,8 respectivamente.

Figura 49 Perfiles de Presión de yacimiento, producción de aceite, relación de vapor-aceite y factor de recobro, respecto a variación en calidad de vapor



Fuente: Computer Modelling Group, (CMG), Steam, Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator, STARS, Results 2D

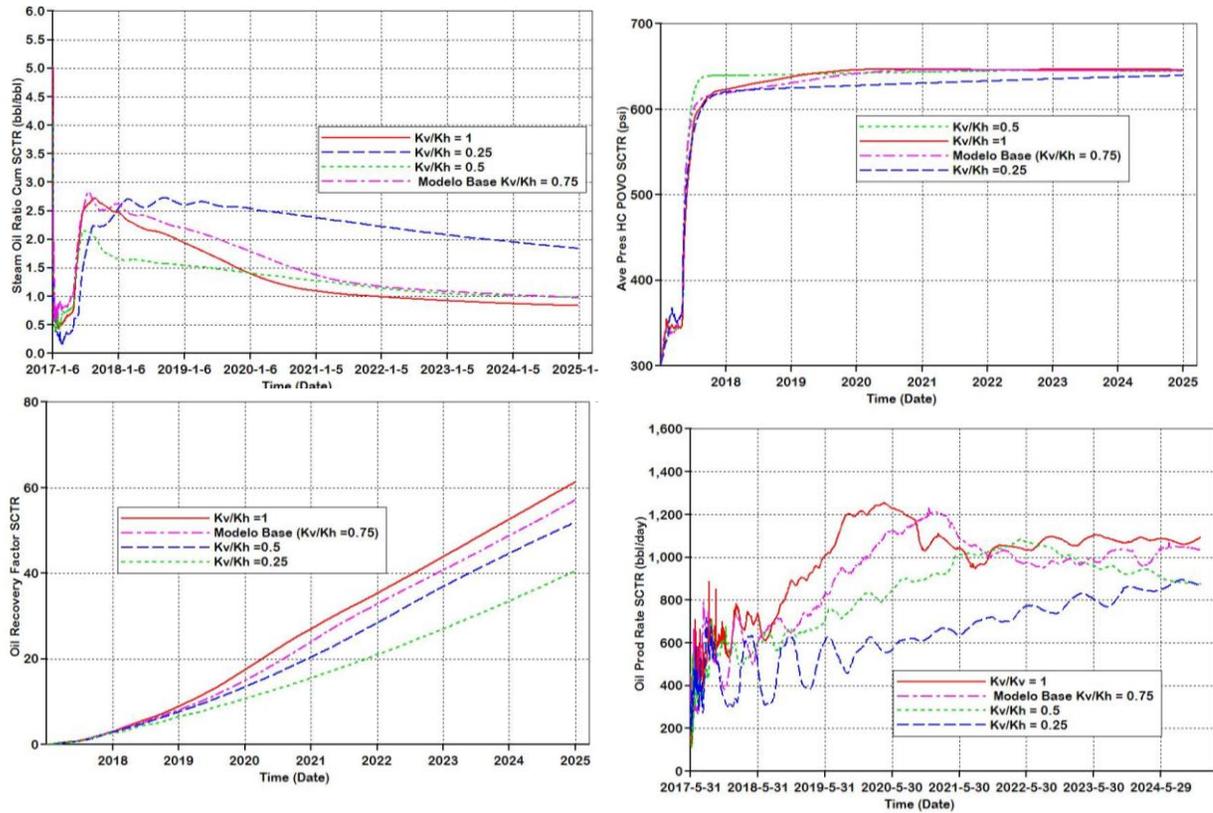
3.1.3 Variación de la relación Kv/Kh

Para este caso se evaluó el efecto de la variación de la relación entre la magnitud de la permeabilidad vertical y la horizontal. Se crean tres modelos donde la variación corresponde a 0.25, 0.5 y 1. Con estas variaciones se busca representar diferentes escenarios geológicos posibles.

A medida que se disminuye el valor de la relación K_v/K_h , se obtiene un menor factor de recobro, puesto que el movimiento de los fluidos será preferencialmente en dirección horizontal, afectando el mecanismo de recobro principal, que es el drenaje gravitacional.

En la figura 50, se presenta el comportamiento de presión de yacimiento, factor de recobro, tasa de producción de aceite y relación vapor-aceite. La línea rosada en la figura representa el caso base de la técnica SAGD, las líneas punteadas, roja, verde y azul representan 1, 0.5 y 0.25 en la relación K_v/K_h respectivamente.

Figura 50 Perfiles de Presión de yacimiento, producción de aceite, relación de vapor-aceite y factor de recobro, respecto a variación de la relación K_v/K_h



Fuente: Computer Modelling Group, (CMG), Steam, Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator, STARS, Results 2D

3.2. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DEL PROCESO THSF

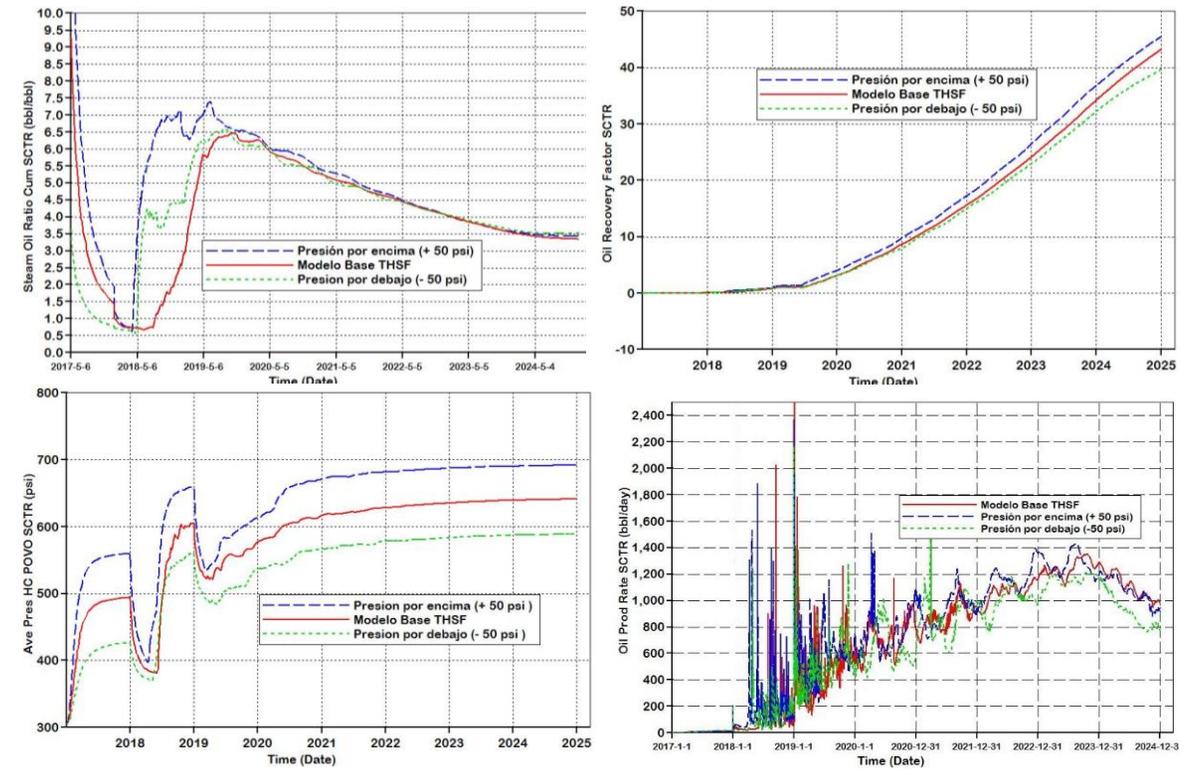
Para realizar este análisis de sensibilidad se tomaron dos parámetros operacionales y un parámetro geológico, las cuales son la presión máxima de inyección, calidad de vapor y relación Kv/Kh, para evaluar el comportamiento ante cada una de estas variaciones y realizar una comparación entre las dos tecnologías utilizadas.

3.2.1 Variación de la Presión máxima de Inyección

En la figura 51 se presenta el comportamiento de la presión de formación, la producción de hidrocarburos, el factor de recobro y la relación vapor-aceite en el tiempo, por los primeros ocho años del proceso. La línea roja representa la respuesta al implementar THSF manteniendo la presión de inyección en valores de 550 y 650 psi en la etapa de arranque y de desarrollo respectivamente, las líneas verde y azul representan el comportamiento al ejecutar la técnica a una presión de 50 psi por debajo de la presión inicial y 50 psi por encima de la presión inicial respectivamente.

Se puede observar que la variación de la presión del yacimiento está directamente relacionada con la variación de la presión máxima de inyección, y se observa una variación en la etapa inicial de la relación vapor-aceite, pero no es significativa.

Figura 51 Perfil de presión de formación, producción de crudo, factor de recobro y relación vapor-aceite en el tiempo



Fuente: Computer Modelling Group, (CMG), Steam, Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator, STARS, Results 2D

3.2.2 Calidad de vapor

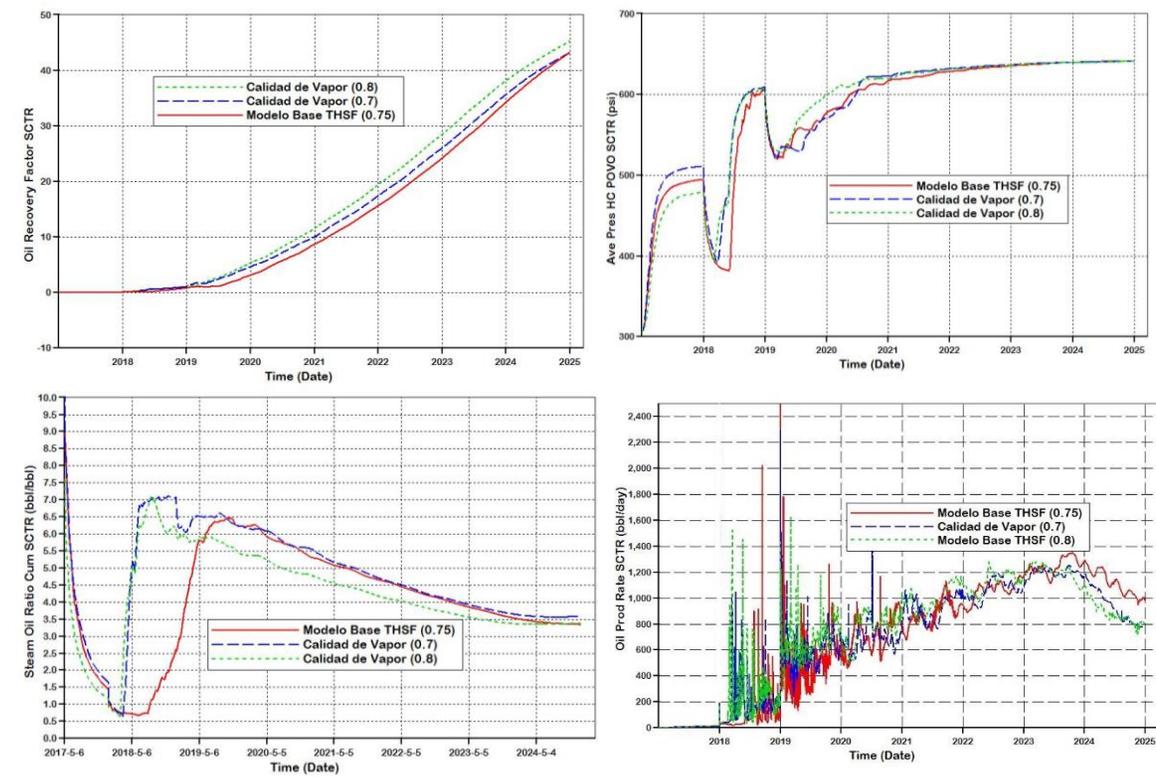
Para evaluar este caso se realizaron dos cambios en la calidad de vapor inyectado, con una variación de 0,05 por encima y por debajo del valor de calidad del caso base 0,75.

Em la figura 52 se observan los perfiles de presión de yacimiento, factor de recobro, tasa de producción de aceite y relación vapor-aceite Vs tiempo, donde la línea roja representa el modelo base con unca calidad de vapor de (0.75), y las

líneas azul y verde, representan valores de calidad de vapor de 0.7 y 0.8 respectivamente.

La variación e este parámetro operacional no representa cambios significativos en el modelo de simulación, a excepción del factor de recobro que se ve afectado de forma positiva, pero en valores pequeños.

Figura 52 Perfil de Factor de Recobro, Presión de yacimiento, Producción de Aceite y Relación Vapor-Aceite con el Tiempo



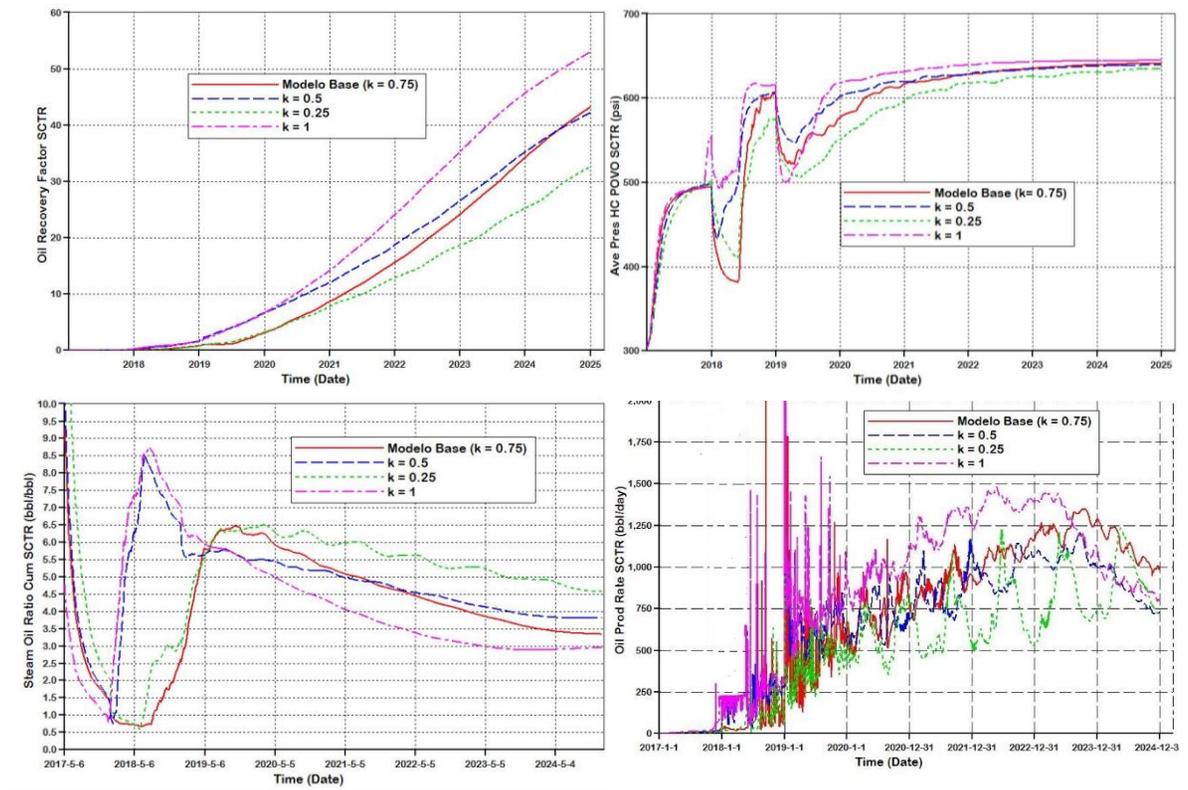
Fuente: Computer Modelling Group, (CMG), Steam, Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator, STARS, Results 2D

3.2.3 Variación en la relación Kv/Kh

Las anisotropías de las permeabilidades tienen un efecto permanente sobre la forma del frente de vapor ya que en todo momento la dirección preferencial del fluido es vertical. La variación para este caso se realizó en 0.25, 0.5 y 1.

En la figura 53, se presenta el comportamiento de presión de yacimiento, factor de recobro, tasa de producción de aceite y relación vapor-aceite. La línea roja en la figura representa el caso base de la técnica SAGD, las líneas punteadas, verde, azul y rosada representan 0.25, 0.5 y 1 en la relación Kv/Kh respectivamente

Figura 53 Perfil de Factor de Recobro, Presión de yacimiento, Producción de Aceite y Relación Vapor-Aceite con el Tiempo



Fuente: Computer Modelling Group, (CMG), Steam, Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator, STARS, Results 2D

A medida que se disminuye el valor de la relación K_v/K_h , se obtiene un menor factor de recobro.

4. COMPARACIÓN DE RESULTADOS ENTRE THSF Y SAGD

4.1 Evaluación Económica

Con base en los resultados obtenidos de las simulaciones numéricas de las tecnologías SAGD y THSF, se realiza una evaluación de costos y beneficios⁴⁵ teniendo en cuenta la inversión total de los proyectos, y los costos de operación y los ingresos obtenidos durante ocho años.

4.1.1 Inversión inicial

Estos gastos relacionan toda la inversión que se realiza al inicio del proceso basado en la instalación de equipos, la perforación de pozos entre otros. Para el caso particular se requieren dos pozos con cuatro *tubing* (o tres dependiendo del caso analizado). También se hace la suposición de que los pozos horizontales tienen un costo de 1.6 veces del costo de perforación de los pozos verticales. Otras consideraciones incluyen el personal necesario para la ejecución de actividades, los gastos de instalaciones, líneas de inyección y producción, obras civiles, entre otros.

Basados en lo anterior, suponemos el valor de inversión de un pozo horizontal cuando se utilizan cuatro *tubing* es de 3 millones de dólares y de un pozo vertical es de 1.875.000 dólares.

⁴⁵ JIMENES. Ramon, DUARTE. Tito, RUIS. T. Myriam, análisis económico de proyectos de inversión. Agosto 2007. Universidad tecnológica de Pereira.

En el caso de estudio se utilizó un par de pozos para cada una de las tecnologías, siendo dos pozos horizontales para SAGD, un pozo horizontal y un pozo vertical para THSF.

4.1.2 Generación de vapor.

Esta variable se determina a partir de la energía entregada, teniendo en cuenta que se tiene como un estimado del costo por millón de BTU. Dicho costo es de 2.94 USD/MBTU⁴⁶.

4.1.3 Costos De Extracción Y Transporte Del Hidrocarburo

Este costo comprende toda la inversión realizada desde el pozo productor, teniendo en cuenta los costos variables del sistema de levantamiento artificial, operaciones de reacondicionamiento, mantenimiento de líneas de producción, costos del transporte del hidrocarburo. Se estima este valor en 21.6 USD/STB⁴⁷,

4.1.4 Ingreso de ventas por crudo.

Los ingresos son las cantidades de dinero que recibe una empresa por la venta de sus productos o servicios. Para realizar el análisis de ingresos se deben tener en cuenta el aporte de producción de cada uno de los pozos que se perforaron en la campaña de perforación.

Se tiene como precio del barril 50.00 USD, debido al promedio presentado en los dos últimos años en precios de barril con referencia BRENT basados en la variación

⁴⁶ Economy & Growth, Trade, GEM Commodities, World Bank Group, Precios del Mercado, 2017

⁴⁷ PEÑA. German, costos de producción del crudo pesado en Colombia, 2016.

de precios presentado durante los dos últimos años. El petróleo producido tiene una gravedad API 6.5°, catalogándose como pesado, se castiga con 8 USD con respecto al precio de referencia tomado. Es decir, el precio de venta del crudo queda en 42.00 USD. Aparte de esto se deben descontar un 8% de regalías y un 33% a impuestos, estos descuentos los realizamos directamente al valor de ingresos totales.

4.1.5 Valor presente neto. (VPN)

Es el más utilizado porque pone en pesos de hoy tanto los ingresos futuros como los egresos futuros, lo cual facilita la decisión desde el punto de vista financiero, de realizar o no un proyecto. Con el cálculo de los costos e ingresos de valor presente se obtiene un resultado acertado del indicador financiero. Este procedimiento permite calcular el valor presente de una cantidad definida de costos e ingreso representados en intervalos de tiempo.

El procedimiento se lleva a cabo mediante una ecuación sencilla de la matemática financiera presentada en la Ecuación 1⁴⁸, donde VPN simboliza el valor presente neto, este es igual a la sumatoria del flujo de caja ($\sum Fn$), multiplicado por una tasa interés de oportunidad (i) más uno, elevado a menos el número de periodos (n).

$$VPN = \sum Fn(1 + i)^{-n}$$

Con la interpretación del valor presente neto se puede inferir, si el proyecto es atractivo cuando el VPN es mayor a 0 ya que, en pesos de hoy, los ingresos son mayores que los egresos, cuando el VPN es menor a 0 significa que en pesos de hoy los ingresos son menores que los egresos, por lo tanto, el proyecto no es atractivo, y si el VPN es igual a 0 en pesos de hoy, los ingresos serán iguales a los egresos y financieramente el proyecto será indiferente.

4.1.6 Tasa Interés de oportunidad.

⁴⁸ BACCA CURREA, Guillermo. Ingeniería Económica. Bogotá D.C. p. 18

Es la tasa de interés más alta que el inversionista sacrifica con el objeto de realizar un proyecto. La tasa de interés de oportunidad (TIO) para este caso particular será del 12% anual.

En la tabla 18 se muestran los resultados de la evaluación financiera, siendo el VPN positivo lo que indica que los métodos son económicamente viables.

Tabla 18 Evaluación financiera de los 2 métodos evaluados

Parámetros	SAGD	THSF
Tiempo de evaluación, años	8	8
Costo de inversión inicial, MUSD	6	4.875
Precio de barril, USD/Bbl	42	42
Generación de MBTU, USD/MBTU	2.94	2.94
Costo de producción, USD/Bbl	21.6	21.6
VPN, MUSD	1.38	0.68

4.2 RESULTADOS

Tabla 19 Comparación de Resultados en métodos SAGD y THSF

	SAGD	THSF
Factor de Recobro, %	57	43
VPN	1.38 MUSD	0.38 MUSD
RESPUESTA	En el desarrollo de este proyecto y basados en los análisis realizados y los resultados obtenidos se puede decir que el mejor método para este caso específico es SAGD, Método de recuperación térmica que obtuvo mejores resultados en cuanto a factor de recobro.	Creando el mejor escenario para aplicación de esta técnica, se puede concluir que en este caso de estudio para crudo pesado (bitumen) de baja movilidad, THSF no representa la mejor opción. .

5. CONCLUSIONES

En el estudio realizado se puede concluir que la efectividad de cada uno de los métodos está directamente relacionada al arranque de los mismos, definir un tiempo y estrategia de calentamiento para que una mayor área sea afectada por la temperatura inicialmente y esto se vea reflejado en el óptimo desarrollo de cada una de las tecnologías.

Basados en los resultados obtenidos, se concluye que para este caso de estudio donde se utilizó un crudo pesado (bitumen) de baja movilidad y se evaluaron dos técnicas diferentes en una misma área, el mejor método de recuperación térmica de corta distancia es SAGD, esto gracias a la configuración de los pozos y la cercanía de los mismos, lo que favorece el calentamiento y drenaje de la zona productora.

Al realizar un análisis económico se puede concluir que el método THSF, representa menores costos de producción y aplicación, pero el método SAGD es más atractivo económicamente debido a su mayor efectividad y más temprana recuperación de inversión inicial.

6. RECOMENDACIONES

Evaluar el desempeño de las técnicas de corta distancia SAGD y THSF para crudos móviles de yacimientos colombiano

Realizar estudio financiero a la aplicación de pozos horizontales, teniendo en cuenta costo inicial y de mantenimiento para así determinar la factibilidad de una tecnología con pozos horizontales con relación a la efectividad de la misma.

BIBLIOGRAFIA

ALVARADO, Douglas; BANZER. Carlos, Recuperación térmica de petróleo, Cap. VIII, Maracaibo, Universidad de Zulia, Instituto de Investigaciones petroleras, 1998.

ALVARADO, Douglas; BANZER. Carlos. Recuperación térmica de petróleo, Capítulo VII, Inyección Cíclica de Vapor, Maracaibo, 1998.

ANEEQ. N. Juanjua, HOSSAIN Emanuel, SADEED Ahmend, AHMEND Owais, and TARIQ Zeeshan, KING Fahd, Development of heavy oil recovery technique using toe-to-heel cyclic steam simulation method for heterogeneous reservoirs. University of Petroleum & Minerals, SPE 182830, 2016.

AVILES MARTINEZ, Francisco; MORALES VILLALOBOS, Erick Alberto; Evaluación de la producción en pozos horizontales, trabajo de grado (Ingeniero Petrolero), Instituto Politécnico Nacional, México D.F., Escuela superior de ingeniería y arquitectura, Ciencias de la tierra. 19 junio 2009

BACCA CURREA, Guillermo. Ingeniería Económica. Bogotá D.C. p. 18

BATYCKY, Jim, An assessment of in situ oil sands recovery processes, PETSOC 97-09 DAS, September 1997

BUTLER Roger. y MENDOZA Humberto. SAGD, Pilot Test in Venezuela. 53687-MS SPE Conference Paper 1999.

BUTLER, Roger, Steam Assisted Gravity Drainage: Concept, Development, Performance and future. 94-02-05 JCPT, 1994.

CAROANA Aurel, “Applied Enhanced Oil Recovery”. Prentice Hall PTR, 1992.

CENTRO DE ENERGÍA, POLÍTICA Y SOCIEDAD (CEEPYS) Canadá y las arenas bituminosas.

Comunicación personal, Eider Niz Velásquez, 2017”

CROUSE, Philip C, Crouse & Associates, Inc, Screening and Economic Criteria for Horizontal Well Technology. Society of Petroleum Engineers, SPE-23617. 1992

DORADOR RODRIGGUEZ, Elma Rosa; GONZÁLEZ GUTIERREZ, Ingrid Patricia; Nuevas tecnologías aplicadas a SAGD para mejorar la recuperación de hidrocarburos. Tesis para obtener el título de Ingeniero de Petróleos, Ciudad Universitaria, Mexico D.F. Universidad Autónoma de Mexico, Facultad de ingeniería, división de ingeniería en ciencia de la tierra, 2014.

DUARTE, Tito, JIMENEZ ARIAS, Ramon Elias, RUIZ TIBANÁ, Myriam, Análisis económico de proyectos de inversión. Scientia Et Technica, Universidad tecnológica de Pereira. Agosto 2007

Economy & Growth, Trade, GEM Commodities, World Bank Group, Precios del Mercado, 2017

FAROQ ALI Syed. M; DOAN Loung; BAIRD Hank; DOAN Quang, Performance of the SAGD Process in the Presence of a Water Sand— A Preliminary Investigation, paper 99-40, 2003.

FAROQ ALI Syed. M; Practical Heavy oil Recovery. Society of Petroleum Engineers of AIME, SPE 4935. 1974

GOVIER George, CHAIRMAN, oil and gas conservation Board, The Athabasca Oil Sands. SPE 1077, Society of Petroleum Engineers of AIME, 1965

GREAVES, Malcom, and TURTA, Alex, Oilfield In Situ Combustion Process, US5626191 A, Junio 1995

GUTIÉRREZ. Hernán, evaluación técnica de la implementación de toe to heel en procesos de inyección de vapor mediante simulación numérica, tesis de grado UIS, 2011

JOSHI, S.D. "Horizontal Well Application: Reservoir Management". Society of Petroleum Engineers, Paper SPE 37036. 1996

LOWY David, GARRIDO Geovanna, MELO Vinicio, Prediction of operational variables involved in the Production Process of Crude Oil by Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD). Enfoque UTE, V.6-N.2. Quito. 2015.

MONTES PÁEZ, Erik Giovany et al. Aplicación de nuevas tecnologías para la recuperación de crudo pesado en yacimientos profundos. Revista UIS Ingenierías, [S.I.], v. 8, n. 1, ene. ISSN 2145-8456, 2009

OBALLA V., BUCHANAN L. Flexible Wellbore Model Couple to Thermal Reservoir Simulator. World Heavy Oil Congress. PAPER 2009-308. Puerto de la Cruz, Venezuela, 2009.

PEÑA. German, costos de producción del crudo pesado en Colombia, columna de economía, Vanguardia, 2016.

RUIZ G, Sandra M. et al. Cálculo de la eficiencia térmica de un proceso de inyección continua vapor en yacimientos estratificados. Revista Fuentes, [S.I.], v. 11, n. 1, nov. 2013. ISSN 2145-8502.

SALCEDO D'HEUREUX, VARELA GIMÉNEZ, David Jesús; VÁSQUEZ RIVERO, Francy Rosa José, Steam Assisted Gravity Drainage, 2013

SOLER. Francisco. Arenas bituminosas de Canadá. Información sobre la industria y el transporte marítimo. (14 de julio 2011)

T X Xia and M Greaves, University of Bath, England, A T Turta, injection Well-Producer Well Combinations in THAI “Toe to heel Air Injection”. SPE-75137. 2002.

T. X. Xia and M. Greaves, University of Bath, Downhole Upgrading Athabasca Tar Sand Bitumen Using THAI SARA Analysis, 69693-MS SPE Conference Paper, 2001

TAMER Koksalan, Geochemical Reaction Proxies (Parameters) to Remotely Monitor In Situ Chemical Reactions and Assess the Extent of Bitumen Upgrading during Thermal Recovery Processes, 2013

TAVALLALI Mohammad, Physical and Numerical Modeling of SAGD Under New Well Configurations, Calgary, Alberta, University of Calgary, Department of Chemical & Petroleum Engineering, 2013

THAKUR, G.C. Horizontal Well Technology – A Key to improving Reserves. Petroleum Society of Canada, PETSOC-95-110, 1995

TRIGOS BECERRA, Eika Margarita, Evaluación técnica de la factibilidad de implementar un proceso SAGD en yacimientos de crudo pesado. Trabajo de grado

para optar el título de Magister en Ingeniería Área de Énfasis: Hidrocarburos, Universidad Industrial de Santander. 2010

TURTA, Alex; SINGHAL Ashok, T.X. Xia, M. GREAVES. J.GOLDMAN, J. Ivory. Preliminary considerations on application of toe-to-heel steam flooding (THSF): Injection well–producer well configurations, Canadian international petroleum conference, SPE-130444, November 2009.

VEGA MORENO, Sandra; MARTINEZ JAIMES, Julieth, Análisis y desarrollo de los modelos de fluidos asociados a la simulación numérica de procesos de combustión in situ, Trabajo de grado presentado como requisito para optar el título de ingeniero de petróleos, Bucaramanga, Universidad Industrial de Santander, 2012.

YATTE GARZON, Fabián Camilo et al. análisis de sensibilidad de variables que afectan la técnica toe to heel waterflooding (TTHW) mediante modelos conceptuales de simulación numérica. Revista Fuentes, [S.l.], v. 7, n. 2, mayo 2010. ISSN 2145-8502.

Yu Bao, On Steam Based Recovery Process Design, tesis de ingeniería química y de petróleo, Calgary Alberta, Universidad de Calgary, diciembre 2015.