

**ESTUDIO DE LAS VARIABLES OPERACIONALES QUE AFECTAN LA
EFICIENCIA DEL MÉTODO SW-SAGD EN UN YACIMIENTO DE CRUDO
EXTRAPESADO**

**MARÍA FERNANDA ESPEJO
NICOLÁS SANTANA TIJO**

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

2018

**ESTUDIO DE LAS VARIABLES QUE AFECTAN LA EFICIENCIA DEL MÉTODO
SW-SAGD EN UN YACIMIENTO DE CRUDO EXTRA PESADO**

**MARÍA FERNANDA ESPEJO
NICOLÁS SANTANA TIJO**

**Trabajo de Grado para Optar al Título de
Ingeniero de Petróleos**

**DIRECTORA
ASTRID XIOMARA RODRÍGUEZ CASTELBLANCO
MSc. EN INGENIERÍA DE HIDROCARBUROS**

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

2018

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a la *MSc. Astrid Xiomara Rodríguez*, quien además de ser nuestra directora, fue la docente con quien inicié mi carrera universitaria, por haberme brindado su asesoría a lo largo de todo el proyecto, por haber confiado en mí, por su paciencia y por acompañarme tanto en los momentos positivos como en las dificultades presentadas durante el desarrollo del trabajo de investigación. A mi compañero de trabajo *Nicolás Santana Tijo* por enseñarme y motivarme a aprender cosas nuevas, y por su amistad.

Al *grupo de investigación de recobro mejorado (GRM UIS)* por haber sido un escenario de conocimiento compartido en medio de sus reuniones, por haber facilitado sus instalaciones para la realización de gran parte de la investigación, por haberme permitido crecer como estudiante durante casi dos años, por sentar en mí las bases de la investigación y darme una mano en el desarrollo de la comunicación oral y escrita como parte fundamental de un perfil integral. Al *profesor Samuel Fernando Muñoz*, director del grupo, por su orientación y correcciones, por sus enseñanzas fundamentadas en su amplia experiencia como educador y miembro de la industria petrolera

A la *Universidad Industrial de Santander* por abrirme las puertas de sus instalaciones durante los cinco años de mi carrera universitaria y a la *Escuela de Ingeniería de Petróleos* por brindarme una educación integral y de alta calidad, a través de sus grandes maestros y directivos.

María Fernanda Espejo

Agradezco a Dios por guiarme y acompañarme en cada paso que doy, colmándome de fuerzas para superar los obstáculos que se presentan a lo largo del camino.

A mi madre, que con su dedicación y ejemplo me han hecho la persona que soy hoy, todos mis logros se los debo a ella.

A Xiomara por su paciencia y enseñanzas que más allá de lo técnico me han formado como profesional.

Agradezco especialmente a Angélica González por su compañía y sobre todo por ser un ejemplo constante para mí, de disciplina y responsabilidad.

A Marcia Benavides que ha sido mi ejemplo, amiga y apoyo incondicional durante mi practica en Schlumberger y fuera de esta.

Al grupo de investigación en recobro mejorado (GRM) por abrirme sus puertas y permitirme crecer tanto profesional como personalmente.

A mi compañerita de tesis por el aporte a este proyecto y por su amistad que se ha forjado durante el desarrollo del mismo.

Finalmente, gracias a todas aquellas personas que han creído en mí.

Nicolás Santana Tijo

DEDICATORIA

Quiero dedicar este logro, en primer lugar, a Dios quien me ha llenado de fortaleza y esperanza en medio de las dificultades, así como me ha bendecido con oportunidades de ser cada día una mejor persona, a mi mamá, que ha sido papá y mamá, por su incondicional apoyo económico y emocional, y a mi familia por acompañarme toda mi vida.

De igual forma, dedico este trabajo de grado al capítulo estudiantil ACIPET UIS, el cual me dio la oportunidad de crecer integralmente, a través de la organización de eventos académicos, sociales, deportivos, filantrópicos y técnicos y donde conocí personas inigualables, y a mis compañeros del semestre 2013-1, con quienes compartí incontables momentos de dificultad y alegría, especialmente a Carlos Andrés Berdugo por su ayuda en este trabajo.

Finalmente, a Valeria, quien me llenó de felicidad y amor incondicional a lo largo de 14 años.

María Fernanda Espejo

Dedico este trabajo a mi madre, quien ha sido mi apoyo incondicional en todos los ámbitos de mi vida.

Nicolás Santana Tijo

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	21
1. DRENAJE GRAVITACIONAL ASISTIDO POR VAPOR MEDIANTE UN SOLO POZO.....	23
1.1 GENERALIDADES DEL PROCESO SW-SAGD.....	23
1.2 ETAPAS QUE COMPONEN EL PROCESO SW-SAGD.....	27
1.2.1 Etapa de precalentamiento o start up	27
1.2.2 Iniciación de la cámara de vapor	28
1.2.3 Propagación de la cámara de vapor	29
1.3 FACTORES QUE AFECTAN EL DESEMPEÑO DEL SW-SAGD.....	30
1.4 PROBLEMAS OPERACIONALES	36
1.5 CASOS DE APLICACIÓN A CAMPO DEL SW-SAGD	38
1.6 PARÁMETROS PARA LA SELECCIÓN DE UN CAMPO CANDIDATO A LA IMPLEMENTACIÓN DEL SW-SAGD.....	41
2. MODELO BASE DE SIMULACIÓN DE UN YACIMIENTO DE CRUDO EXTRAPESADO.....	42
2.1 DIMENSIONES DEL ENMALLADO.....	42
2.2 PROPIEDADES DEL MODELO CONCEPTUAL DE SIMULACIÓN DEL YACIMIENTO DE CRUDO EXTRAPESADO.....	44
2.2.1 Propiedades de yacimiento.....	44
2.2.2 Modelo de fluidos.....	46
2.2.3 Curvas de permeabilidad relativa.....	48
2.2.4 Completamiento y configuración de pozo	49

3. EVALUACIÓN DE DIFERENTES ESQUEMAS DE IMPLEMENTACIÓN PARA EL SW-SAGD EN UN YACIMIENTO DE CRUDO EXTRAPESADO.....	52
3.1 CONDICIONES BASE DE INYECCIÓN Y PRODUCCIÓN DEL MODELO BASE	52
3.2 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE VARIABLES OPERACIONALES DEL SW-SAGD.....	53
3.2.1 Análisis de sensibilidad de variables operacionales del sw-sagd por etapa .	54
3.2.1.1 Pre calentamiento	54
3.2.1.2 Iniciación	60
3.2.1.3 Propagación.....	64
3.2.2 Análisis de sensibilidad general de condiciones de inyección y producción .	64
3.2.2.1 Efecto de la tasa y presión de inyección a condiciones de producción constantes	65
3.2.2.2 Efecto de la presión de producción bajo tres escenarios caracterizados por sus condiciones de inyección.....	66
4. ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	68
4.1 INFLUENCIA DE LAS CONDICIONES DE INYECCIÓN Y PRODUCCIÓN SOBRE EL DESEMPEÑO GLOBAL DEL SW-SAGD.....	68
4.1.1 Influencia de las condiciones de inyección a condiciones de producción constantes	69
4.1.1.1 Efecto de las condiciones de inyección, a condiciones de producción constantes, sobre el factor de recobro del sw-sagd.....	69
4.1.1.2 Efecto de las condiciones de inyección, a condiciones de producción constantes, sobre la tasa vapor inyectado-aceite producido del sw-sagd	73
4.1.1.3 Efecto de las condiciones de inyección, a condiciones de producción constantes, sobre relación optimizar del sw-sagd.....	77
4.1.2 Influencia de las condiciones de producción bajo tres escenarios de condiciones de inyección	78

4.1.2.1 Efecto de las condiciones de producción, bajo tres escenarios de condiciones de inyección, sobre el factor de recobro	79
4.1.2.2 Efecto de las condiciones de producción, bajo tres escenarios de condiciones de inyección, sobre la tasa vapor inyectado-aceite producido (SOR) 81	
4.1.2.3 Efecto de las condiciones de inyección, a condiciones de producción constantes, sobre relación optimizar del sw-sagd.....	83
5. ESQUEMA ÓPTIMO DE IMPLEMENTACIÓN DEL SW-SAGD EN EL YACIMIENTO CONCEPTUAL DE CRUDO EXTRAPESADO ESTUDIADO	86
5.1 ESQUEMA ÓPTIMO DE IMPLEMENTACIÓN DEL SW-SAGD EN EL YACIMIENTO CONCEPTUAL DE CRUDO EXTRAPESADO ESTUDIADO EN FUNCIÓN DEL PARÁMETRO FACTOR DE RECOBRO	86
5.1.1 Rendimiento del esquema óptimo de implementación del sw-sagd en un yacimiento conceptual de crudo extrapesado en función del factor de recobro.....	87
5.1.2 Perfil de temperatura obtenido mediante el esquema óptimo de implementación en función del factor de recobro del SW-SAGD en el yacimiento conceptual de crudo extrapesado estudiado	89
5.1.3 Avance de la cámara de vapor mediante el esquema óptimo de implementación DEL SW-SAGD en función del factor de recobro en el yacimiento conceptual de crudo extrapesado estudiado	90
5.2 ESQUEMA ÓPTIMO DE IMPLEMENTACIÓN DEL SW-SAGD EN EL YACIMIENTO CONCEPTUAL DE CRUDO EXTRAPESADO ESTUDIADO EN FUNCIÓN DEL PARÁMETRO SOR Y LA RELACIÓN OPTIMIZAR.....	94
5.2.1 Rendimiento del esquema óptimo de implementación del SW-SAGD en un yacimiento conceptual de crudo extrapesado en función del parámetro SOR y la relación optimizar.....	95
5.2.2 Avance del perfil de temperatura mediante el esquema óptimo de implementación del SW-SAGD en un yacimiento conceptual de crudo extrapesado en función del parámetro sor y la relación optimizar.....	97

5.2.3 Avance de la cámara de vapor mediante el segundo esquema óptimo de implementación del SW-SAGD en el yacimiento conceptual de crudo extrapesado estudiado	98
6. EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LOS ESQUEMAS ÓPTIMOS DE IMPLEMENTACIÓN DEL MÉTODO SW-SAGD EN UN YACIMIENTO DE CRUDO EXTRAPESADO	102
7. CONCLUSIONES	110
8. RECOMENDACIONES.....	112
BIBLIOGRAFÍA.....	114

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Esquema general del ICCT.....	24
Figura 2. Esquema general de un método SW-SAGD.....	25
Figura 3. Perfil de Temperatura de SW-SAGD	26
Figura 4. Etapa de precalentamiento del SW-SAGD	28
Figura 5. Etapa de iniciación del SW-SAGD	29
Figura 6. Etapa de propagación del SW-SAGD	30
Figura 7. Ubicación campo Cactus lake, Canadá	40
Figura 8. Modelo Base de Simulación	43
Figura 9. Sensibilidad, relación de permeabilidades	45
Figura 10. Viscosidad en función de la temperatura de un crudo extrapesado de la formación Athabasca	47
Figura 11. Permeabilidad relativa vs Saturación de líquidos, modelo base de simulación.....	49
Figura 12. Completamiento de pozo utilizando Flexwell.....	51
Figura 13. Variables operacionales del SW-SAGD.....	53
Figura 14. Temperatura bajo un esquema cíclico de producción.....	55
Figura 15. Temperatura promedio en la formación alcanzada bajo tres calidades de vapor características del precalentamiento.....	56
Figura 16. Temperatura promedio en las inmediaciones del pozo alcanzada bajo tres calidades de vapor características del precalentamiento.....	57
Figura 17. Temperatura promedio alcanzada durante la etapa de precalentamiento	58
Figura 18. Temperatura promedio en la zona cercana al pozo y producción diaria de aceite durante la ejecución del SW-SAGD bajo dos calidades de precalentamiento	59

Figura 19. Rendimiento del SW-SAGD bajo dos calidades de vapor de precalentamiento	60
Figura 20. Rendimiento obtenido con una duración de 50 a 125 días	61
Figura 21. Rendimiento obtenido con una duración de 90,100 y 110 días.	62
Figura 22. Rendimiento obtenido con una calidad de iniciación de 0.7	63
Figura 23. Rendimiento obtenido con una calidad de iniciación de 0.7	63
Figura 24. Efecto de la variación de la tasa de inyección, a igualdad de presión de inyección, sobre el factor de recuperación.....	70
Figura 25. Efecto de la variación de la tasa de inyección, a igualdad de presión de inyección, sobre el factor de recuperación.....	70
Figura 26. Efecto de la variación de la tasa de inyección, a igualdad de presión de inyección, sobre el factor de recuperación.....	71
Figura 27. Efecto de la variación de la presión de inyección, a igualdad de tasa de inyección, sobre el factor de recuperación.....	72
Figura 28. Efecto de la presión de inyección de precalentamiento sobre la temperatura alcanzada en las inmediaciones del pozo	73
Figura 29. Efecto de la variación de la tasa de inyección, a igualdad de presión de inyección, sobre el SOR ACUMULADO.....	75
Figura 30. Efecto de la variación de la tasa de inyección, a igualdad de presión de inyección, sobre el SOR ACUMULADO.....	75
Figura 31. Efecto de la variación de la presión de inyección, a igualdad de tasa de inyección, sobre el SOR ACUMULADO.....	76
Figura 32. Efecto de la variación en la presión en la tubería productora, bajo un escenario de bajas tasas de vapor inyectada a altas presiones sobre el factor de recobro.....	80
Figura 33. Efecto de la variación en la presión en la tubería productora, bajo un escenario de altas tasas de vapor, sobre el FR %.....	81
Figura 34. Efecto de la variación en la presión en la tubería productora, bajo el primer escenario, sobre el SOR ACUMULADO	82

Figura 35. Efecto de la variación en la presión en la tubería productora, bajo el segundo escenario y tercer, sobre el SOR ACUMULADO	83
Figura 36. Esquema óptimo de implementación del sw-sagd en el yacimiento de crudo extrapesado según el factor de recobro.....	86
Figura 37. Rendimiento del esquema óptimo de implementación del SW-SAGD en un yacimiento de crudo extrapesado estudiado.....	87
Figura 38. Rendimiento del esquema óptimo de implementación del SW-SAGD en un yacimiento de crudo extrapesado estudiado en función de la tasa de producción de aceite, presión y temperatura promedio de la formación.	88
Figura 39. Perfil de temperatura al inicio de la etapa de PRECALENTAMIENTO .	89
Figura 40. Perfil de temperatura a 5 años de simulación numérica, durante la propagación	90
Figura 41. Cámara de vapor nula en el punto de inicio del precalentamiento	91
Figura 42. Avance del vapor al final de la etapa de precalentamiento.....	91
Figura 43. Avance de la cámara de vapor en el punto de inicio de la etapa de iniciación	92
Figura 44. Avance de la cámara de vapor a un año de simulación numérica, que marca la primera parte de la etapa de propagación.....	92
Figura 45. Avance de la cámara de vapor durante la etapa de propagación.....	93
Figura 46. Esquema óptimo de implementación del sw-sagd en el yacimiento de crudo extrapesado según la función del parámetro sor y la relación optimizar.....	94
Figura 47. Rendimiento del segundo esquema de implementación del SW-SAGD en un yacimiento de crudo extrapesado estudiado.....	95
Figura 48. Rendimiento del segundo esquema de implementación del SW-SAGD en un yacimiento de crudo extrapesado estudiado.....	96
Figura 49. Perfil de temperatura obtenido a 5 años de simulación numérica mediante la aplicación del segundo esquema de SW-SAGD.....	97
Figura 50. Cámara de vapor nula en el punto de inicio de la etapa de precalentamiento	99
Figura 51. Avance del vapor al final de la etapa de precalentamiento.....	99

Figura 52. Avance de la cámara de vapor en el punto de inicio de la etapa de iniciación 100

Figura 53. Avance de la cámara de vapor 4 años de simulación numérica, etapa de propagación 100

Figura 54. Avance de la cámara de vapor a 5 años de simulación, etapa de propagación 101

Figura 55. Costos de operación en la industria petrolera colombiana 107

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Screening para la implementación del SW-SAGD	26
Tabla 2. Propiedades petrofísicas del modelo de crudo extrapesado.....	46
Tabla 3. Propiedades de Fluidos.	48
Tabla 4. ENDPOINTS modelo base de simulación numérica	48
Tabla 5. Proporciones de las herramientas utilizadas para representar el completamiento del pozo.	50
Tabla 6. valores obtenidos de las condiciones base de inyección y producción del modelo base	52
Tabla 7. Sensibilidad general de variables operacionales de inyección y producción	64
Tabla 8. Escenarios evaluados destacados para conocer el efecto de la variación de la tasa de inyección	65
Tabla 9. Efecto de la variación de la presión de inyección sobre el rendimiento del SW-SAGD.....	66
Tabla 10. Experimento representativo en la evaluación del efecto de la presión en la tubería productora primer escenario de condiciones de inyección.....	67
Tabla 11. Experimento representativo en la evaluación del efecto de la presión en la tubería productora segundo escenario de condiciones de inyección.....	67
Tabla 12. Experimento representativo en la evaluación del efecto de la presión en la tubería productora tercer escenario de condiciones de inyección.....	67
Tabla 13. Resultados obtenidos bajo variaciones en las condiciones de inyección, a igualdad de condiciones de producción	78
Tabla 14. Variaciones en la presión de la tubería productora establecidas para cada una de las etapas del SW-SAGD.....	79
Tabla 15. Tiempo al cual se genera la canalización de vapor según la presión en la tubería productora durante el precalentamiento	84

Tabla 16. Resultados generales en función de la variación en la presión de producción al emplear tasas de vapor moderadas.	84
Tabla 17. Resultados generales en función de la variación en la presión de producción al emplear tasas de vapor medias-altas	85
Tabla 18. Producción de aceite desde la producción en frío hasta la terminación del proyecto SW-SAGD. Modelo 1	103
Tabla 19. Producción de aceite desde la producción en frío hasta la terminación del proyecto SW-SAGD. Modelo 2	103
Tabla 20. Características tomadas como base para el cálculo de los términos térmicos.	105
Tabla 21. Resultados térmicos obtenidos para el modelo 1	105
Tabla 22. Resultados térmicos obtenidos para el modelo 2	105
Tabla 23. Costo anual de generación de vapor. Modelo 1	106
Tabla 24. Costo anual de generación de vapor. Modelo 2.....	106
Tabla 25. Costo anual de transporte y extracción. Modelo 1	107
Tabla 26. Costo anual de transporte y extracción. Modelo 2	107
Tabla 27. Flujo de caja anual. Modelo 1	108
Tabla 28. Flujo de caja anual. Modelo 2	108

RESUMEN

TÍTULO: ESTUDIO DE LAS VARIABLES OPERACIONALES QUE AFECTAN LA EFICIENCIA DEL MÉTODO SW-SAGD EN UN YACIMIENTO DE CRUDO EXTRA PESADO.*

AUTORES: MARÍA FERNANDA ESPEJO, NICOLÁS SANTANA TIJO.**

PALABRAS CLAVES: SAGD, SW-SAGD, Crudo pesado, recobro mejorado, inyección de vapor.

DESCRIPCIÓN:

Debido a la existencia de yacimientos de crudos altamente viscosos cuyo bajo espesor reduce la viabilidad técnica de la implementación de los dos pozos horizontales característicos del SAGD convencional, fue desarrollado y patentado por Nzekwu et al, en 1997, el single well SAGD. Este desarrollo consiste en un único pozo horizontal que asume ambos roles, inyector y productor, esto es posible gracias a un sistema de tuberías concéntricas aisladas (ICCT). No obstante, producto de sus variaciones y de las características de los yacimientos donde es aplicado, el SW-SAGD resulta técnicamente desafiante al ser propenso a presentar problemas operacionales como lo es la canalización del vapor, arenamiento, la inadecuada formación de la cámara de vapor y la baja tasa de producción de aceite, por lo que es de gran importancia generar estrategias que permitan un mejor control sobre estas problemáticas.

En este trabajo de investigación se realiza un estudio sobre los parámetros operacionales propios del SW-SAGD, el cual permite cuantificar, mediante simulación numérica, su influencia en el rendimiento del método, en función de términos técnico-económicos como lo es el factor de recobro y la tasa vapor inyectado-aceite producido (SOR), teniendo como finalidad, la obtención de un esquema óptimo de implementación en un yacimiento de crudo extrapesado, el cual incluye, además de los parámetros operaciones como tasa, calidad y presión del vapor inyectado, y la presión en la tubería productora, duración de las etapas y el esquema de precalentamiento.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Directora: Astrid Xiomara Rodríguez, MSc. en Ingeniería de Hidrocarburos

ABSTRACT

TITLE: STUDY OF THE OPERATIONAL VARIABLES THAT AFFECT THE EFFICIENCY OF THE SW-SAGD METHOD IN AN EXTRA HEAVY OIL RESERVOIR.*

AUTHORS: MARÍA FERNANDA ESPEJO, NICOLÁS SANTANA TIJO**

KEY WORDS: SW-SAGD, SAGD, heavy oil, enhance oil recovery, steam injection.

DESCRIPTION:

Because of the existence of deposits of heavy oil with small thickness, where it is not viable the installation of two horizontal wells, characteristic of conventional SAGD, was developed and patented by Nzekwu et al. in 1997 the single-well SAGD. This development consists of a unique horizontal well that assumes the role of both, injector and producer; it is possible because of a system of isolated concentric coiled tubing (ICCT). The SW-SAGD is technically challenging, due to its variations and the reservoirs characteristics where it is applied can show complications such as; steam channeling, high sand production or inadequate steam chamber formation, among others, therefore it is important to generate strategies to control or reduce these problems.

In this research project is carried out a study on the operational parameters of the SW-SAGD, which allows quantifying, through numerical simulation, its influence on the performance of the method, based on technical-economic terms such as the recovery factor and the vapor injected-oil produced rate (SOR), with the purpose of obtaining an optimal implementation scheme in an extra-heavy crude oil field, which includes, in addition to parameters like quality, rate and pressure of injected steam, and BHP production pressure, duration of the steps and a production configuration during preheating.

* Bachelor Thesis

** Faculty of Physicochemical Engineering. School of Petroleum Engineering. Director: Astrid Xiomara Rodríguez, MSc. in Hydrocarbon Engineering

INTRODUCCIÓN

Consecuencia del incremento en la demanda mundial de hidrocarburos y la escasa reposición de nuevas reservas, la industria petrolera ha debido investigar y desarrollar técnicas que le permitan incrementar el factor de recobro y la vida productiva de campos previamente explotados, como lo son los métodos de recobro mejorado (EOR), los cuales buscan una mayor extracción de hidrocarburos a través de la modificación de parámetros como la temperatura y la presión del yacimiento, propiedades del crudo como la viscosidad o la tensión interfacial.

Partiendo de que, en su mayoría, las reservas globales de hidrocarburos se componen de crudos pesados, extrapesados y bitúmenes, se destacan los métodos de recobro térmico puesto que, mediante la inyección de fluidos calientes a la formación, se activan mecanismos de recuperación como la reducción de viscosidad del crudo, mejorar su movilidad y facilitar su drenaje a superficie. Análogamente, técnicas térmicas como la inyección del vapor pueden emplearse bajo diferentes configuraciones, como es el caso del Drenaje Gravitacional Asistido por Vapor (SAGD), el cual dispone de dos pozos horizontales; uno productor, ubicado en la zona inferior, y uno inyector, ubicado paralelamente y tiene como objetivo la creación y propagación de una cámara de vapor que, además de contactar las reservas de crudo disponible, facilite el drenaje del mismo hacia la tubería productora gracias al concepto de diferencial de densidades y la ley de la gravedad. No obstante, por su requerimiento de dos pozos paralelos entre sí, presenta como limitante el espesor de la formación.

En busca de lograr la explotación de yacimientos de poco espesor donde la implementación de un par de pozos no es viable, fue desarrollado y patentado en

1997 por Nzekw¹ et al. el SW-SAGD (Single Well SAGD), variación del SAGD convencional, donde un único pozo horizontal se comporta simultáneamente como productor e inyector. Al igual que el SAGD, esta técnica es propensa a generar problemas operacionales como el arenamiento, la canalización del vapor y las pérdidas de calor en formación, derivando en bajas tasas de producción de aceite, resultando necesario ejercer un control sobre parámetros de operación que permita reducir el impacto de tales problemáticas, en pro de un mejor rendimiento del método.

Teniendo en cuenta lo anterior, en el presente trabajo de investigación se realizó, en primera instancia, una revisión bibliográfica donde se identificó los principios básicos para la ejecución de la técnica, las particularidades, requerimientos y objetivos de cada una de las etapas que componen el proceso, los parámetros más relevantes en el proceso de selección de un campo candidato, y las variables operacionales influyentes en su rendimiento. Posteriormente se desarrolló un modelo base de simulación numérica de un yacimiento conceptual, a partir del cual se practicó un análisis de sensibilidad para determinar el nivel de influencia de dichas variables sobre términos como el factor de recobro y, la razón vapor inyectado-aceite producido, mediante la herramienta CMOST del simulador CMG. En base a los resultados obtenidos y en búsqueda de alcanzar el mayor factor de recobro bajo el menor requerimiento de vapor posible, se seleccionó dos esquemas para la implementación de la técnica en un yacimiento de crudo extrapesado, los cuales fueron sometidos a un análisis de costos, para finalmente proponer un único esquema de ejecución que permite un rendimiento integral desde la óptima técnica y económica.

¹ NZEKWU, Ben, SAMETZ, Peter, PALENSKY, Peter. Single Horizontal Wellbore Gravity Drainage Steam Flooding Process. Patent 5,626,193. United States, May 6, 1997.

1. DRENAJE GRAVITACIONAL ASISTIDO POR VAPOR MEDIANTE UN SOLO POZO

El drenaje gravitacional asistido por vapor mediante un solo pozo fue patentado, en el campo canadiense Cactus lake en 1997, por Nzekwu² et, quien se encontraba operando para la empresa ELAN energy, posteriormente conocida como Ranger oil. A groso modo, el método SW-SAGD opera bajo un sistema de tuberías concéntricas aisladas, denominado ICCT, que permitiendo la coexistencia del pozo inyector-productor, resulta favorable tanto técnica como económicamente dada la reducción en costos de perforación y completamiento.

Su proceso de aplicación consiste en tres etapas principales; el precalentamiento, la iniciación y la propagación, cuyo objetivo final es la formación y propagación de la cámara de vapor, la cual facilita el drenaje de crudo hacia el pozo productor. Sin embargo, su aplicación a escala piloto y comercial se ha visto reducida a campos canadienses y algunos proyectos en Venezuela, por lo que, a diferencia del SAGD, no cuenta con un screening de aplicación establecido, sino con referencias determinadas a través de la experiencia en formaciones de dichos países.

1.1 GENERALIDADES DEL PROCESO SW-SAGD

El SW-SAGD (Single Well – Steam Assisted Gravity Drainage) es un método de recobro térmico que consiste, de forma general, en la inyección continua de vapor a través de un pozo horizontal, generando un flujo en contracorriente; el vapor asciende en la formación mientras que el crudo calentado y el vapor condensado drenan hacia el mismo pozo. Al igual que otros procesos relacionados con inyección de vapor, el éxito del SW-SAGD depende, en gran medida, de la calidad con la que

² Ibíd.

éste irrumpa en la formación. Debido a esto, se implementó una tubería concéntrica aislada ICCT³, que minimiza las pérdidas de energía en el trayecto de superficie a yacimiento.

Figura 1. Esquema general del ICCT.

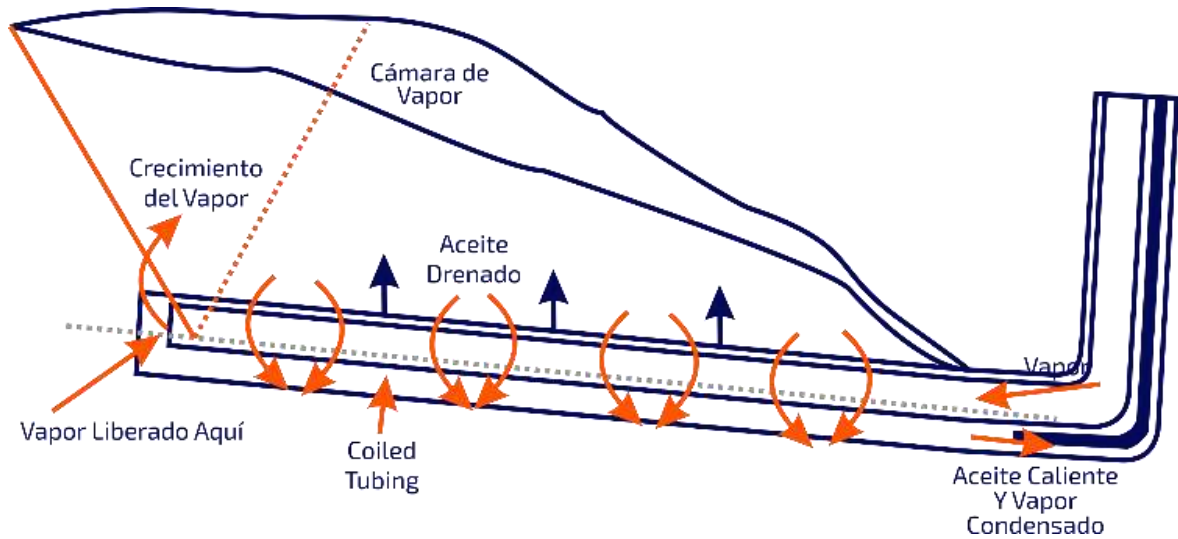


Fuente: FALK, et al., Concentric CT for Single-Well Steam Assisted Gravity Drainage, SPE 36333. United States, 1996. p.10. Modificado por los autores.

En cuanto a su funcionamiento, se puede resaltar que la técnica trabaja bajo la terminología *toe to heel*, donde la inyección se lleva a cabo en el extremo del pozo (Toe) y los fluidos de yacimiento junto con el vapor condensado son producidos en el kickoff o talón (Heel) del pozo. Este proceso tiene como objetivo la formación de una cámara de vapor, cuya función es contactar y calentar el crudo in situ, brindándole movilidad para ser producido por drenaje gravitacional en la sección productora del pozo que se encuentra completada con un liner ranurado, permitiendo así el ingreso de los fluidos al anular, los cuales serán bombeados a superficie a través de una tubería independiente.

³ BERNIE, Luft, et al. Insulated and/ or concentric coiled tubing. Patent 6,015,015. United States , january 18, 2000.

Figura 2. Esquema general de un método SW-SAGD.



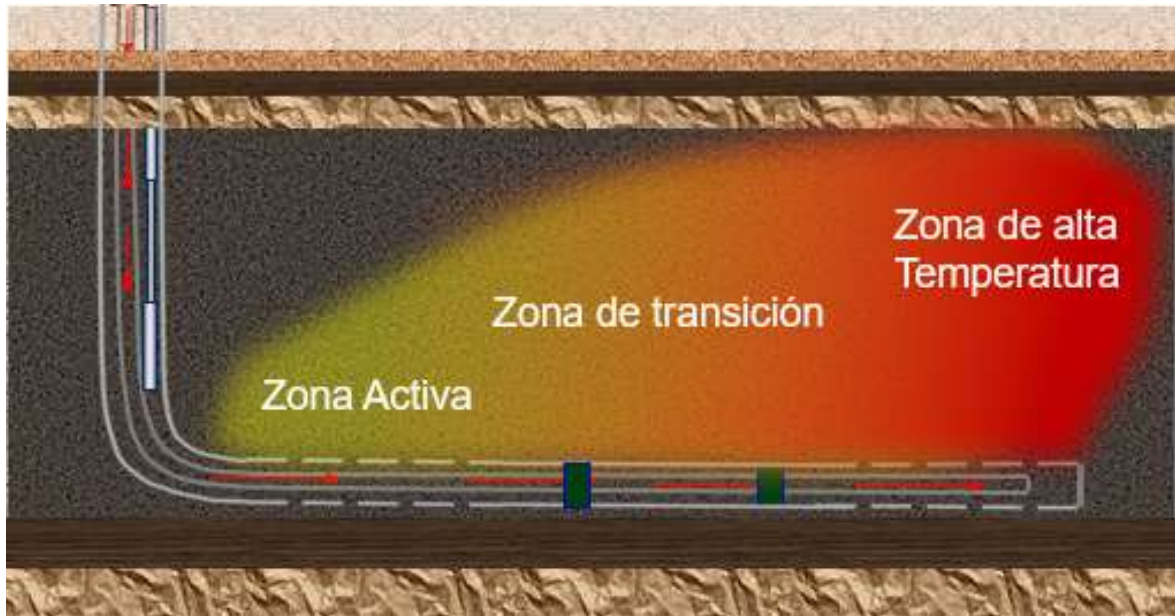
Fuente: SINGHAL, Ashok, et al. A Mechanistic Study of Single Well Steam Assisted Gravity Drainage. Society of Petroleum Engineers. SPE 59333. USA: Tulsa, Oklahoma, 2000. Modificado por los autores.

Algunas ventajas del SW-SAGD pueden ser: la aplicabilidad a reservorios relativamente delgados donde no es posible el arreglo de un par de pozos horizontales, el ahorro de costos de perforación y completamiento. Sin embargo, el proceso es técnicamente desafiante debido a sus características y a las de los yacimientos en que este es aplicado, se pueden presentar complicaciones como lo son la canalización del vapor, alta producción de arena o una inadecuada formación de la cámara de vapor, entre otros. Para un adecuado estudio de este método se ha subdividido en 3 etapas principales; precalentamiento, iniciación y propagación, cada una de ellas con objetivos y condiciones operacionales diferentes, por lo que deben ser estudiadas de forma individual.

En el perfil térmico del SW-SAGD se pueden distinguir 3 zonas: Zona activa, zona de transición y zona de alta temperatura. La primera de ellas representa la zona de drenaje. Por su parte, la segunda zona muestra la interfase vapor-petróleo calentada y la energía de los fluidos a producir. Finalmente, la tercera zona o de alta temperatura, comprende la longitud de calentamiento generada por la inyección de

vapor al sistema. Dicha longitud es relevante a la hora de evaluar la eficiencia del proceso puesto a mayor valor, mayor será el volumen de aceite a drenar.

Figura 3. Perfil de Temperatura de SW-SAGD



Aunque no existe un screening generalizado para el SW-SAGD, se puede partir de las características de algunos campos en que ha sido implementada la técnica y el screening del SAGD convencional.

Tabla 1. Screening para la implementación del SW-SAGD

PROPIEDAD/ CAMPO	CACTUS LAKE*	LINDBERGH**	WOLF LAKE***	CELTIC****	SAGD*****
POROSIDAD (%)	33%	35%	33%	33%	>25%
SATURACIÓN ACEITE (%)	85%	--	75%	80%	>70
Kv/Kh	0.3	--	--	--	>0.5
PERMEABILIDAD HORIZONTAL (mD)	3500	3500	3200	7000	>500
VISCOSIDAD (cP)	16000	5000-60000	100000	12484	>10000
GRAVEDAD API	12 °	12 °	10,3 °	12 °	10-21°
ESPESOR NETO (ft)	39-42	54,79	52,49	60,65	>50
Profundidad (ft)	1607	1886,5	1263,12	1582,6	500-3000

Fuente: * SINGHAL, Ashok, et al. A Mechanistic Study of Single Well Steam Assisted Gravity Drainage. Society of Petroleum Engineers. SPE 59333. USA: Tulsa, Oklahoma, 2000.

**McCORMACK, FITZGIBBON, y HORBACHEWSKI. Review of Single Well SAGD Field Operating Experience. Canadian: Petroleum Society Publication No. 97-191, 1997.

***CANADIAN NATURAL. Primrose, Wolf Lake, and Burnt lake directive 54 annual presentation. Subsurface issues related to resource evaluation and recovery. Canada, January 2016.

****SALTUKLAROGLU, Tim. Mobil's SAGD Experience at Celtic. Saskatchewan. Petroleum Society of Canada. Annual Technical Meeting, June 14 – 18. Alberta: Canada, 1999.

*****DUSSEAULT, Maurice. Gestión de proyectos para el desarrollo de campos de crudo pesado y nuevas tecnologías. Diplomado en crudos pesados Modulo V. Bucaramanga, 2008.

1.2 ETAPAS QUE COMPONEN EL PROCESO SW-SAGD

El proceso de aplicación del SW-SAGD se compone de tres etapas, las cuales cuentan con objetivos específicos; precalentamiento, iniciación y propagación. La etapa de precalentamiento busca la preparación de la formación y el crudo altamente viscoso, inmerso en ella, para incrementar los efectos del vapor inyectado. La iniciación, por su parte, pretende la creación y propagación vertical de la cámara de vapor y finalmente, la etapa de propagación, como su nombre lo indica, la propagación lateral de la cámara.

1.2.1 Etapa de precalentamiento o start up. Aunque su finalidad es preparar la formación y el crudo presente en ella para la posterior interacción con la cámara de vapor, la etapa de precalentamiento logra, mediante la circulación de vapor, el aumento del radio calentado en las inmediaciones del pozo de tres a cinco pies(ft) de longitud, así como una limpieza de posibles daños causados durante la producción primaria en dicha zona. De igual forma, debido al incremento de la temperatura ante el fluido inyectado, se alcanza una importante reducción en la viscosidad del crudo y, por ende, una mejora en su movilidad.

En cuanto a las particularidades de la etapa, se destaca que, al tener entre sus objetivos mejorar la movilidad del crudo, su duración depende en gran medida de la viscosidad inicial del mismo. En este sentido, si el crudo es inicialmente móvil su

duración puede variar entre 40 y 65 días, mientras que, si es inmóvil, puede superar los 90 días, hasta alcanzar una temperatura de 302° F, la cual actúa como un valor referencia de una interconectividad térmica aceptable. Así mismo, los yacimientos de baja presión requieren una columna de líquidos en el anular que garantice una presión de fondo adecuada, caso contrario al de los yacimientos altamente presurizados donde no es requerida.

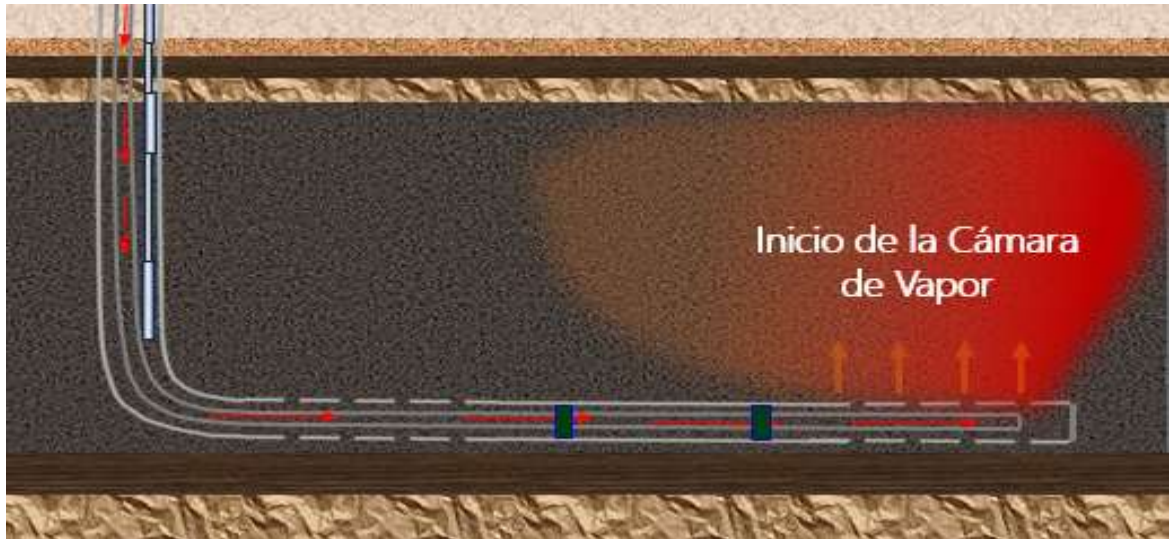
Figura 4. Etapa de precalentamiento del SW-SAGD



1.2.2 Iniciación de la cámara de vapor. Una vez logrado el mejoramiento en la movilidad del crudo durante el precalentamiento, se debe generar un comportamiento de cámara sobre el vapor inyectado. Esta cámara tiene como fin acelerar la recuperación de petróleo respecto al frente de avance producido por la acción del drenaje gravitacional y el diferencial de densidades entre el vapor y los fluidos de la formación. Para su creación y propagación vertical, durante la etapa de iniciación, se propone una restricción en las tasas de producción o un bloqueo total de la misma. Debido a tal restricción, es necesario establecer la duración de la etapa en función de un balance técnico-económico; donde un mayor tiempo representa

una mejor formación de la cámara, en detrimento del factor de recobro y la tasa de vapor inyectado-aceite producido a corto y mediano plazo de producción.

Figura 5. Etapa de iniciación del SW-SAGD

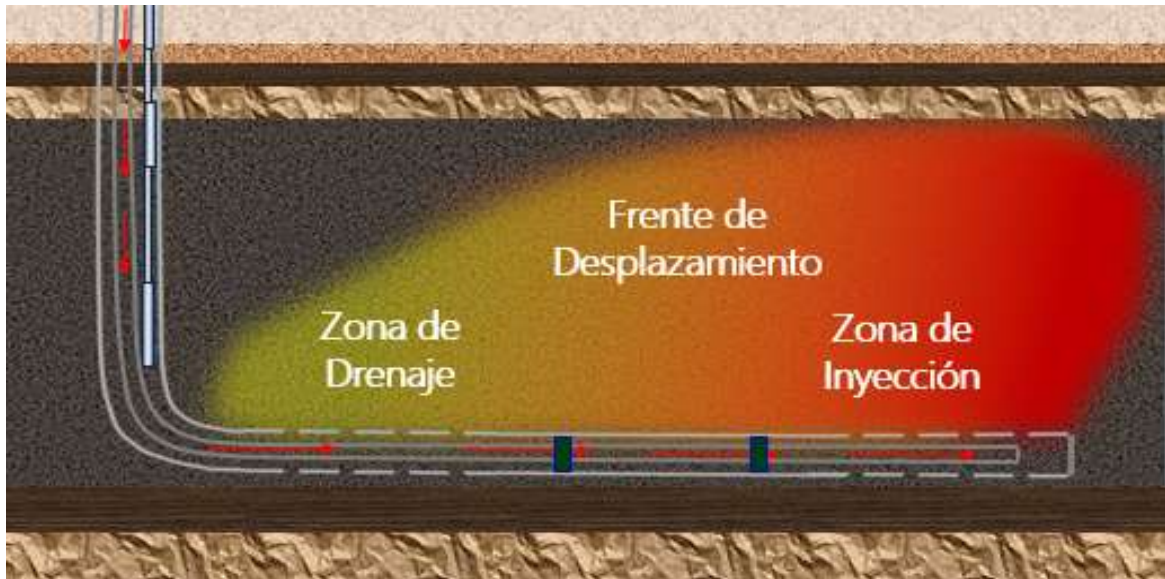


Si bien el tiempo de duración es uno de los parámetros más relevantes en el éxito de la etapa, también se debe asegurar una alta calidad del vapor, superior al 50%, y una presión de inyección limitada por la presión de fractura, ya que cambios muy bruscos en su valor puede causar fracturas en la formación, principalmente en aquellas no consolidadas, donde, adicionalmente, se produciría movimiento excesivo de arena al pozo.

1.2.3 Propagación de la cámara de vapor. Durante la última etapa se pretende la expansión y propagación lateral de la cámara de vapor a través de la zona de drenaje, ya que ésta no crece uniformemente durante la iniciación. Este fenómeno parte del concepto de diferencial de presiones, donde la alta temperatura de la zona inyectora también es un factor determinante; una vez se encuentra en el tope de la formación, el vapor tiende a propagarse hacia el punto de menor presión, es decir hacia el extremo del pozo. Las condiciones de operación deben permitir la mayor producción posible de líquidos, teniendo en cuenta que se debe mantener una

cantidad mínima de fluidos en el anular, para evitar la canalización de vapor y no alterar la continua propagación de la cámara en el yacimiento, por lo que se causa un drawdown considerable a través de la presión en la tubería productora, que a su vez garantice una buena tasa de producción.

Figura 6. Etapa de propagación del SW-SAGD



1.3 FACTORES QUE AFECTAN EL DESEMPEÑO DEL SW-SAGD

Existe una gran cantidad de parámetros influyentes en el rendimiento del SW-SAGD, los cuales pueden clasificarse en parámetros operacionales, de diseño y de yacimiento, y roca-fluidos. Investigadores como Elliot y Kosckev, H. Akhondzadeh y colaboradores, determinaron que dentro del ámbito de diseño resulta importante el análisis de parámetros como la longitud de la zona inyectora y productora, el uso o no uso, la longitud y la ubicación del packer, así como la longitud y la profundidad a la que es perforado. Por su parte en el ítem de parámetros de yacimiento y roca-fluidos, autores como destacan parámetros como la viscosidad del crudo, la relación de la permeabilidad horizontal y vertical, el espesor de la formación, la conductividad térmica, la porosidad y las fuerzas capilares. Finalmente, al igual que el SAGD

convencional, en el apartado de parámetros operacionales se resalta la influencia de la tasa, presión y calidad del vapor inyectado, la presión en la tubería productora, tiempos de duración y modalidad de operación de cada una de las etapas que compone el método, donde ha tomado protagonismo el estudio de la forma en cómo se inyecta el vapor en la fase de precalentamiento mediante investigaciones desarrolladas por Akin y Moreira. A continuación, se presenta una descripción más detallada de algunos parámetros nombrados anteriormente

Viscosidad y °API del crudo⁴: Uno de los factores más determinantes en el desarrollo de los métodos de recobro térmico es la viscosidad del crudo, ya que fundamentan su rentabilidad en la disminución de la misma a través de la transferencia de calor, resultando más sensible al incremento de la temperatura, los crudos pesados y extrapesados.

Ahora bien, para el caso específico del SW-SAGD, se encontró que la viscosidad es un parámetro de gran influencia sobre la duración en la etapa de precalentamiento; una mayor viscosidad requerirá una mayor circulación del vapor para el mejoramiento de la viscosidad del crudo, por tanto, se incrementará el tiempo de dicha etapa.

Relación de permeabilidades y porosidad^{5 6}: La permeabilidad tanto vertical como horizontal es un parámetro determinante en el rendimiento del método puesto que influye directamente en la propagación del vapor y el drenaje del crudo. Una buena permeabilidad vertical garantiza una mejor propagación vertical de la cámara de vapor, por lo que éste ascenderá más fácilmente al tope de la formación, mientras que una buena permeabilidad horizontal genera una mejor propagación lateral y, por ende, una estimulación más rápida del crudo inmerso en el yacimiento.

⁴ NZEKWU, Ben, SAMETZ, Peter, PALENSKY, Peter. Op cit.

⁵ ELLIOTT, Keith & KOVSCEK, Anthony. Computer simulation of single-well steam assisted gravity drainage (SW-SAGD). U.S. Department of Energy. Bartlesville: Oklahoma, July 1999.

⁶ MARIANAYAGAM REKA, Kristin. Numerical Simulation Study on Parameters related to Athabasca Bitumen Recovery with SAGD. Earth Sciences and Petroleum Engineering. Norwegian University of Science and Technology. June, 2012.

Sin embargo, se ha encontrado que tanto para la permeabilidad vertical, como la permeabilidad horizontal, existen valores limitantes a partir de los cuales se genera un estancamiento en la curva de factor de recobro, debido a que se puede inducir una producción prematura del vapor, por lo que se debe encontrar un balance entre ambas permeabilidades que permita una efectiva intrusión y propagación vertical, y lateral del vapor y a su vez, un mayor contacto de las reservas de hidrocarburos disponibles.

Al igual que la permeabilidad, la porosidad es uno de los factores de roca y yacimiento más influyentes en el rendimiento, tanto del SW-SAGD, como del SAGD convencional. Bajo igualdad de variables, una mayor porosidad indica un mayor potencial de almacenamiento de hidrocarburos por parte de la formación. Numéricamente, se ha podido establecer que, un incremento en esta propiedad, genera a su vez, un incremento en la producción acumulada de aceite y, por tanto, en el factor de recobro.

Homogeneidad del yacimiento^{7 8}: La homogeneidad del yacimiento aporta a la eficiencia de la creación y propagación de la cámara de vapor para calentar el hidrocarburo. Esto se debe que al presentarse heterogeneidades como shales, lutitas y arcillas, rocas que se caracterizan por ser ladronas de calor, drenan la energía suministrada por el vapor y pueden disminuir su calidad afectando la formación y crecimiento de la cámara de vapor. Por otro lado, la presencia de cierta estratificación y lenticularidad afecta la certeza con la que se realizan predicciones de un proyecto. No obstante, se ha demostrado que es posible una buena formación y distribución de la cámara de vapor en formaciones donde se presenten lutitas,

⁷ RODRÍGUEZ MARCANO, Gleydis Chiquinquira. Determinación de la longitud de calentamiento en la aplicación de la técnica SW-SAGD al yacimiento MFB-15. [En línea]. Tesis de maestría en Ingeniería de Petróleo. Venezuela: Universidad de Zulia. Facultad de ingeniería, 2012. Disponible en: http://tesis.luz.edu.ve/tde_arquivos/99/TDE-2014-10-14T14:45:48Z-5320/Publico/rodriguez_marcano_gleydis_chiquinquira.pdf

⁸ ALVARADO, Douglas, BÁNZER, Carlos. Recuperación térmica del petróleo. [En línea]. Caracas, 2002. Disponible en: <https://es.scribd.com/doc/56668472/Alvarado-D-A-and-Banzer-C-Recuperacion-Termica-de-Petroleo>

siempre y cuando éstas no sean continuas y no tengan extensiones demasiado amplias.

Conductividad térmica de la roca⁹: Es la capacidad con la que la roca conduce calor y aumenta su temperatura. Su valor es inverso a la temperatura inicial de la roca, pero incrementa con la densidad y la presión de la misma, así como con la saturación de agua y las propiedades térmicas de los fluidos inmersos en ella. Su importancia en el proceso SW-SAGD se basa en que el flujo de calor por conducción depende proporcionalmente de ésta característica. De esta manera, si su valor es excesivamente alto, no conservará el calor en la zona de interés, sino que se propagará muy rápidamente causando pérdidas energéticas.

Fuerzas capilares¹⁰: La presión capilar es importante en la eficiencia de este recobro térmico puesto que en yacimientos donde presenta valores altos, el vapor inyectado a cierta presión no logra vencer dicha fuerza, por lo que no realiza el nivel de intrusión deseada, canalizándose. Con el objetivo de dar solución a esta problemática, sin recurrir a un aumento en la presión de inyección que pudiera fracturar la formación, o generar una pérdida rápida del calor latente, Edmunds et al.¹¹ desarrolló una técnica que busca generar cierta ondulación y aumentar la zona no consolidada alrededor del pozo a través de la cual el vapor puede irrumpir más fácilmente.

Calidad del vapor: Al igual que los otros métodos de recobro térmico, uno de los mayores retos a lo que se enfrenta el SW-SAGD es inyectar vapor de buena calidad a la formación. Esta calidad se ve afectada negativamente por procesos internos como los fenómenos de transferencia de calor y aumento de presión durante el recorrido desde el generador hasta la zona de interés. Actualmente se

⁹ *Ibíd.*

¹⁰ SHEN. Numerical Investigation of SAGD Process Using a Single Horizontal Well. Journal of Canadian Petroleum Technology. Vol 39. No.3. Canada, February, 2000.

¹¹ SINGHAL, Ashok, et al. A Mechanistic Study of Single Well Steam Assisted Gravity Drainage. Society of Petroleum Engineers. SPE 59333. USA: Tulsa, Oklahoma, 2000.

cuenta con herramientas diseñadas para mitigar este problema, como lo es el material aislante empleado en la construcción de las tuberías implementadas en la tecnología ICCT, desarrollada por luft et al¹². Generalmente, el vapor sale del generador en superficie con una calidad inicial cercana al 80%, pero disminuye a su llegada al yacimiento. Tal reducción debe ser lo más pequeña posible, pues a su vez es causa de la reducción del calor latente que cede el vapor al condensarse, afectando la eficiencia en el calentamiento del crudo. De esta forma, estudios numéricos han determinado que, cuando el objetivo de la inyección es generar el contacto del vapor y, por tanto, un incremento importante, en una gran extensión de la formación de interés, un aumento en la calidad del vapor, aporta significativamente a la obtención de un mayor factor de recobro.

Por su parte, en la literatura concerniente al SW-SAGD se determinó que la calidad de vapor inyectado es influyente sobre el rendimiento de cada una de las etapas que componen el método, por lo que ésta debe adaptarse no solamente a las condiciones ofrecidas por el generador en superficie y el yacimiento, también a los requerimientos propios de cada una de ellas. En la etapa de precalentamiento, dado que el objetivo de alcance del radio calentado es la zona inmediatamente cercana al pozo, su valor puede oscilar en un rango comprendido entre 40% y 60%, contrario a la etapa de iniciación y propagación donde es primordial la inyección de vapor de alta calidad, con valores cercanos al 80%.

Tasa y presión de inyección^{13 14}: De igual forma que la calidad del vapor, la tasa de vapor y la presión con la que éste es inyectado influyen directamente sobre la eficiencia térmica de la técnica. Si bien se ha determinado que un incremento en la tasa de vapor resulta favorable sobre la recuperación de aceite, debido a que se genera un mayor flujo de calor y se supone una mayor transferencia del mismo hacia

¹² BERNIE, Luft, et al. Op cit.

¹³ GURGEL, Antonio, et al. Analysis of the thermal efficiency for a steam injection process applied to a thin heavy oil reservoir from the northeast of Brazil. Vol 9 No. 4. Brazil: Brazilian Journal of Petroleum and Gas, 2015. ISSN 1982-0593.

¹⁴ SHIN, Hyundon. A simple parameter to optimize SAGD operating conditions. Vol 15. South Korea: Incheon 402 – 751. Inha University, April 23, 2012.

la formación de interés, valores muy altos son perjudiciales ya que pueden derivar en pérdidas de calor hacia formaciones adyacentes, disminuyendo el calor remanente y dando pie a una mayor pérdida energética posterior al tiempo de canalización del vapor. De igual forma, emplear una buena presión de inyección, influye positivamente sobre una mayor producción de hidrocarburo porque da cabida a una mayor y más rápida distribución del vapor. No obstante, análogamente a la tasa de inyección, valores demasiados altos afectan negativamente pues provoca una pérdida prematura en el calor latente del vapor, disminuyendo la eficiencia térmica del proceso.

Cabe resaltar que tanto la tasa de inyección de vapor, como la presión de inyección, se encuentran determinadas, en primera instancia, por las condiciones propias de la formación a trabajar y los fluidos inmersos en ella; yacimientos de baja permeabilidad vertical y viscosidad excesivamente alta, requieren altas tasas de vapor para el mejoramiento de la movilidad del crudo, pero su tasa de inyectividad se ve restringida, mientras que formaciones poco consolidadas limitan la presión de inyección, ante el peligro de generar excesiva producción de arena. Además, el completamiento utilizado en la técnica es un parámetro a tomar en cuenta al momento de seleccionar las tasas de vapor a trabajar; tuberías de poco diámetro ven restringido el uso de tasas muy altas.

Presión en la tubería productora¹⁵: Según el fenómeno descrito por la ley de Darcy, la presión de producción afecta directamente el caudal de producción de aceite; una menor presión en la tubería productora genera un mayor drawdown y éste a su vez un mayor drenaje de los fluidos hacia la zona productora. Sin embargo, presiones de producción demasiado reducidas afectan negativamente la eficiencia del vapor, causando su canalización hacia la tubería productora.

¹⁵ RODRIGUEZ, Astrid. Determinación de los parámetros operacionales, de diseño y de yacimiento para la implementación de la técnica de drenaje gravitacional asistido por vapor SAGD en crudos pesados móviles. Tesis de maestría en Ingeniería de Petroleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2014.

Análogamente a las condiciones de inyección, la presión de producción debe configurarse según el requerimiento de la etapa; alta en precalentamiento, moderada-alta en iniciación y baja en propagación.

Operación de la etapa de precalentamiento^{16 17}: La etapa de precalentamiento es crítica para el desempeño del SW-SAGD. Como se describió anteriormente, durante esta etapa se pretende alcanzar una reducción significativa de la viscosidad del crudo y preparar la formación para la futura creación y propagación de la cámara de vapor, lográndose mediante la inyección de vapor. En este punto existen dos indicadores importantes; el tiempo de duración de la etapa, el cual depende de la viscosidad del crudo, y la temperatura de referencia para dar por aceptable la interconectividad térmica entre el pozo y la formación, cuyo valor es de 302 °F.

Aunque la patente del método contempla un esquema de inyección continua de vapor durante el precalentamiento, estudios realizados en universidades del Brasil y del medio oriente, han revelado que utilizar inyección cíclica trae consigo mejores resultados, pues el vapor consigue una mayor eficiencia térmica. En próximos apartados se abordará con mayor profundidad este tema.

1.4 PROBLEMAS OPERACIONALES¹⁸

Consecuencia de las características de los yacimientos donde son aplicados los métodos de recobro térmico y al emplear la inyección de vapor como medio para calentar el crudo, el SW-SAGD puede presentar problemáticas como la producción de CO₂ y H₂S, gases indeseables por ser altamente corrosivos y generar impacto

¹⁶ AKIN, Serhat & SUAT, Bagci. A laboratory study of single-well steam-assisted gravity drainage process. Vol 32. No.1. Journal of Petroleum Science and Engineering. December 15, 2001.

¹⁷ MOREIRA, Richard. Improving SW-SAGD (Single Well Steam Assisted Gravity Drainage). Congreso internacional de Ingeniería Mecánica. Artículo técnico. 19th International Congress of Mechanical Engineering. Brasilia, Brasil, 2007.

¹⁸ PEREZ, Alfredo, et al. Numerical simulation of H₂S and CO₂ generation during SAGD. World Heavy Oil Congress. Volume WHOC11-303. At Edmonton, Alberta, March, 2011.

ambiental negativo, formación de emulsiones, pérdidas energéticas, producción de arena excesiva, canalización del vapor e inadecuada formación de la cámara de vapor.

Canalización Del Vapor: Este fenómeno parte del concepto de la diferencia de densidades de los fluidos en yacimiento; Al tener una densidad notoriamente menor al crudo, el vapor tiende a ubicarse en tope de la formación sin producir un desplazamiento uniforme de hidrocarburos. Mientras que en el SAGD convencional, la canalización del vapor afecta negativamente la adecuada formación de la cámara de vapor, ya que un ascenso precipitado del vapor implica un contacto prematuro con un shale que se encuentre en el techo de la formación, el cual actuará como una zona ladrona de energía, empobreciendo la eficiencia del método, en el SW-SAGD el problema se agudiza ya que, debido al diferencial de presión entre la zona productora e inyectora, el vapor presenta dificultad para irrumpir en la formación, produciéndose inmediatamente a través del anular. Este efecto se ve mermado con la implementación de un empaque entre la zona inyectora y productora.

Arenamiento: Producto de la baja compactación en yacimientos de crudo extra pesado y bitumen, en los cuales incluso es el petróleo puede llegar a ser el encargado de dar soporte a los granos de la roca, es común el arrastre de grandes cantidades de arena junto con los fluidos de producción, generando taponamiento y abrasión en la sarta y equipos de producción. La reducción en la viscosidad del crudo y las tasas de flujo son parámetros que ayudan a controlar la capacidad del crudo de transportar arena.

Pérdidas de Energía: Debido a la conductividad y capacidad térmica de las arcillas y del agua, el contacto con formaciones arcillosas o acuíferos en la formación representan altas pérdidas de energía, ya que estos actúan como ladrones de calor, reduciendo la eficiencia del proceso y aumentando los requerimientos energéticos durante la inyección.

Formación de Emulsiones¹⁹: Éstas se forman por el desplazamiento de los fluidos a contracorriente característico del proceso, y son estabilizadas, entre otros, por asfaltenos y resinas, que se comportan como surfactantes en la interfase agua-petróleo. Estos se encuentran, en mayor proporción, como componentes de crudos pesados y extrapesados, objetivos del SW-SAGD y de los métodos de recobro térmico. El principal problema radica en que las emulsiones pueden ocasionar bloqueos y aumentar la viscosidad del hidrocarburo, disminuyendo la eficiencia del proceso a causa de la reducción de producción de crudo que ésta ocasiona.

1.5 CASOS DE APLICACIÓN A CAMPO DEL SW-SAGD

Este método, al ser relativamente joven, se ha aplicado de forma específica en campos canadienses, donde en su mayoría han sido desarrollados proyectos pilotos, los cuales presentan objetivos de estudio tales como conocer el efecto de la ubicación del pozo, la presencia de acuíferos, viscosidades excesivamente altas, entre otros. En su curva de aprendizaje, se destacaron los proyectos en Cactus Lake, Celtic, Wolf Lake, Lindbergh, y la faja del Orinoco de Venezuela, pero por políticas de confidencialidad manejadas durante el periodo de aplicación de la técnica, la información publicada sobre los proyectos, a excepción del campo patente (Cactus Lake) y Celtic, se encuentra en su mayoría restringida a datos de producción, objetivos de estudio y algunos problemas operacionales.

Campo Cactus Lake^{20 21}

El campo Cactus Lake, ubicado en Saskatchewan al este de la frontera de Alberta, cuenta entre sus características la alta viscosidad de su crudo, enmarcada por una

¹⁹ VELASQUEZ, Ingrid, PEREIRA, Juan. Emulsiones de agua en crudo. Aspectos Generales. [En línea]. Revista Ingeniería UC. Vol. 21 N° 3. Valencia, Venezuela: Universidad de Carabobo, diciembre, 2014. pp. 45 – 54. Disponible en: <http://servicio.bc.uc.edu.ve/ingenieria/revista/v21n3/art06.pdf>

²⁰ SINGHAL, Ashok, et al. Op cit.

²¹ ELLIOTT, Keith & KOVSCEK, Anthony. A Numerical Analysis of the Single-Well Steam Assisted Gravity Drainage (SW-SAGD) Process. Department of Energy. SUPRI TR – 124. Stanford, California: Stanford University, July 2001.

gravedad API de 12°, un bajo espesor neto entre 39 y 52 ft y muy poca consolidación en su formación, resultando poco factible técnicamente la implementación del SAGD convencional. Debido a esto, en 1996 la empresa ELAN Energy dio inicio a un proyecto variante de esta técnica, liderado por Nzekwu, el cual consistió perforar un único pozo horizontal capaz de comportarse tanto como inyector, como productor, al cual denominó SW-SAGD.

El pozo se perforó a una profundidad de 2788,9 ft, utilizando el sistema de tuberías concéntricas (ICCT) creado por Palensky, y fue completado con un liner ranurado sin cementar para contrarrestar la alta producción de arena del campo. Adicionalmente se aplicaron estrategias para lograr una mayor concentración del vapor en la formación, como lo es el ondulado en la tubería, y estrangulamiento ante altas temperaturas. Posteriormente se perforó otros pozos, cada uno de ellos a diferente profundidad, para estudiar la óptima ubicación del mismo, dando como resultado que, bajo las condiciones del campo, resulta favorable perforar el pozo en la zona superior, obteniendo una producción en frío de 30BPD, incremental de 600 BPD, respecto a ese valor y una tasa de vapor inyectado-aceite producto de 1 a 1,5, en un periodo de 18 meses. No obstante, en la etapa posterior a dicho periodo, la tasa de producción decayó rápidamente debido al pobre presionamiento de la formación producto de operaciones previas, concluyendo que una de las bases del éxito del SW-SAGD es contar con un soporte de presión considerable.

Campo Celtic²²

En 1998 la empresa Mobil Oil Canadá implementó el método SW-SAGD adicionando nitrógeno alrededor de la tubería con el fin de aislarla y reducir la presión de fondo en el campo Celtic, cuyo crudo se destaca por tener una baja gravedad API, entre 11 y 13 °. El proyecto consistió en la perforación de cuatro

²² SALTUKLAROGLU, Tim. Mobil's SAGD Experience at Celtic. Saskatchewan. Petroleum Society of Canada. Annual Technical Meeting, June 14 – 18. Alberta: Canada, 1999.

pozos inyector-productores y tres pozos observadores, ubicados en la zona media de la formación, donde se empleó el cierre de la tubería productora en periodos de altas tasas de inyección, dando como resultado la producción de aceite a una tasa promedio de 176 BPD y una tasa de vapor inyectado-aceite producido de 1,3, durante 18 meses.

A partir de esta experiencia se determinó la importancia del calentamiento en la cercanía del pozo sobre la producción en un proceso SW-SAGD, ya que está relacionado directamente con la reducción de la viscosidad lograda durante la etapa del precalentamiento.

Figura 7. Ubicación campo Cactus lake, Canadá



Fuente: Modificado de SALTUKLAROGLU, Tim. Mobil's SAGD Experience at Celtic. Saskatchewan. Petroleum Society of Canada. Annual Technical Meeting, June 14 – 18. Alberta: Canada, 1999.

1.6 PARÁMETROS PARA LA SELECCIÓN DE UN CAMPO CANDIDATO A LA IMPLEMENTACIÓN DEL SW-SAGD

Pese a que la selección de un campo como candidato a implementar el SW-SAGD depende de diferentes factores, McCormack, Fitzgibbon, Y Horbachewski.²³ estableció los parámetros más importantes a tener en cuenta a partir de una revisión de los 19 proyectos donde hasta esa fecha se había aplicado el método. Este listado incluye, además de la ya mencionada viscosidad del crudo, parámetros como una buena cantidad de información disponible sobre el campo, que permite una mejor caracterización del modelo, el soporte de presión, que de ser bueno podría retrasar la rápida declinación de la tasa de producción, la presencia de acuíferos, que se comportan como zonas ladronas de calor, la producción incremental, la cual es determinante al tratarse de crudos inicialmente inmóviles y el espesor neto, que no debe ser superior a los 42 ft.

²³ McCORMACK, FITZGIBBON, y HORBACHEWSKI. Review of Single Well SAGD Field Operating Experience. Canadian: Petroleum Society Publication No. 97-191, 1997.

2. MODELO BASE DE SIMULACIÓN DE UN YACIMIENTO DE CRUDO EXTRAPESADO

Mediante revisión bibliográfica se identificó variables operacionales y de yacimiento influyentes en el rendimiento del SW-SAGD. Ahora bien, al igual que cualquier método de recobro, previamente a su implementación en un proyecto piloto o comercial, es necesario realizar estimaciones numéricas que cuantifiquen el efecto, sobre parámetros técnico-económicos, de las variables operacionales como las condiciones de inyección y producción, así como tiempos de duración de las etapas propias de la técnica. Este estudio numérico, desarrollado mediante simulación numérica en el simulador CMG, tiene como objetivo final, establecer un esquema óptimo de implementación del método, que permita alcanzar el mayor factor de recobro, a la menor tasa de vapor inyectado-aceite producido posible, teniendo como referencia un tiempo de simulación numérica de cinco años.

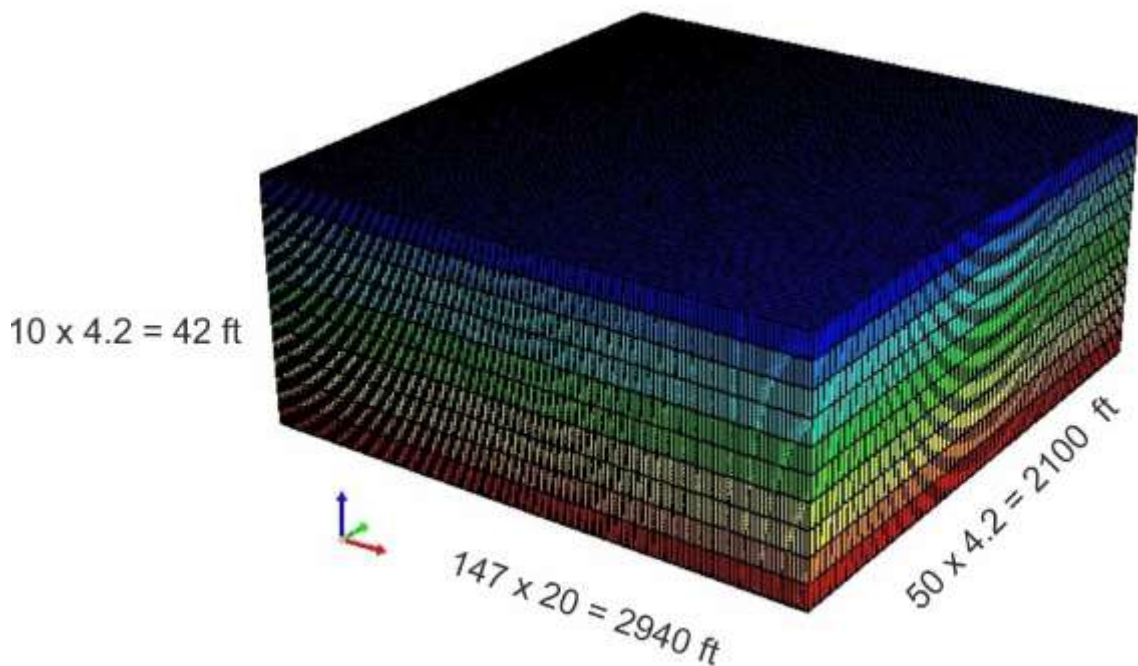
Para cumplir con el objetivo anteriormente nombrado, se desarrolló, en primera instancia, un modelo conceptual de simulación el cual cuenta con características reportadas en la literatura del crudo del campo Cactus Lake y una formación de Athabasca, Canadá. Dicho modelo fue creado mediante el módulo térmico STARS (Steam, Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator), de la compañía CMG y es la base para el proceso de análisis de sensibilidad de parámetros operacionales influyentes en el SW-SAGD que se presentará posteriormente.

2.1 DIMENSIONES DEL ENMALLADO

Para la creación de la malla de simulación numérica se tuvo en cuenta los parámetros de longitud de pozo, así como relación y longitud de bloques. El dimensionamiento del enmallado tiene como base el estudio publicado por Shin et

al.²⁴ en 2012, donde se expone un análisis de los parámetros que afectan la creación de una malla en el método SAGD convencional, buscando una adecuada representación de la cámara de vapor, puesto que ésta se comporta de manera análoga con el SW-SAGD y el análisis de sensibilidad fue llevado a cabo bajo las condiciones de un yacimiento de Athabasca.

Figura 8. Modelo Base de Simulación



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal Advance Processes Reservoir simulator, STARS. Editada por los autores.

En la figura 8 se observa el modelo base de simulación, el cual cuenta con un área de 14.2 acres y 42 ft de espesor, donde las dimensiones del grid son 147i, 50j, 10k,

²⁴ SHIN, Hyundon., HWANG, Taeho, & CHON, Bohyun. Optimal Grid System Design for SAGD Simulation. Society of Petroleum Engineers. SPE Heavy Oil Conference Canada. Calgary, Alberta, Canada: January 1, 2012. Doi:10.2118/157900-MS

con un espesor de 20 ft, 4.2 ft y 4.2 ft, respectivamente, manteniendo la relación j/k de uno.

2.2 PROPIEDADES DEL MODELO CONCEPTUAL DE SIMULACIÓN DEL YACIMIENTO DE CRUDO EXTRAPESADO

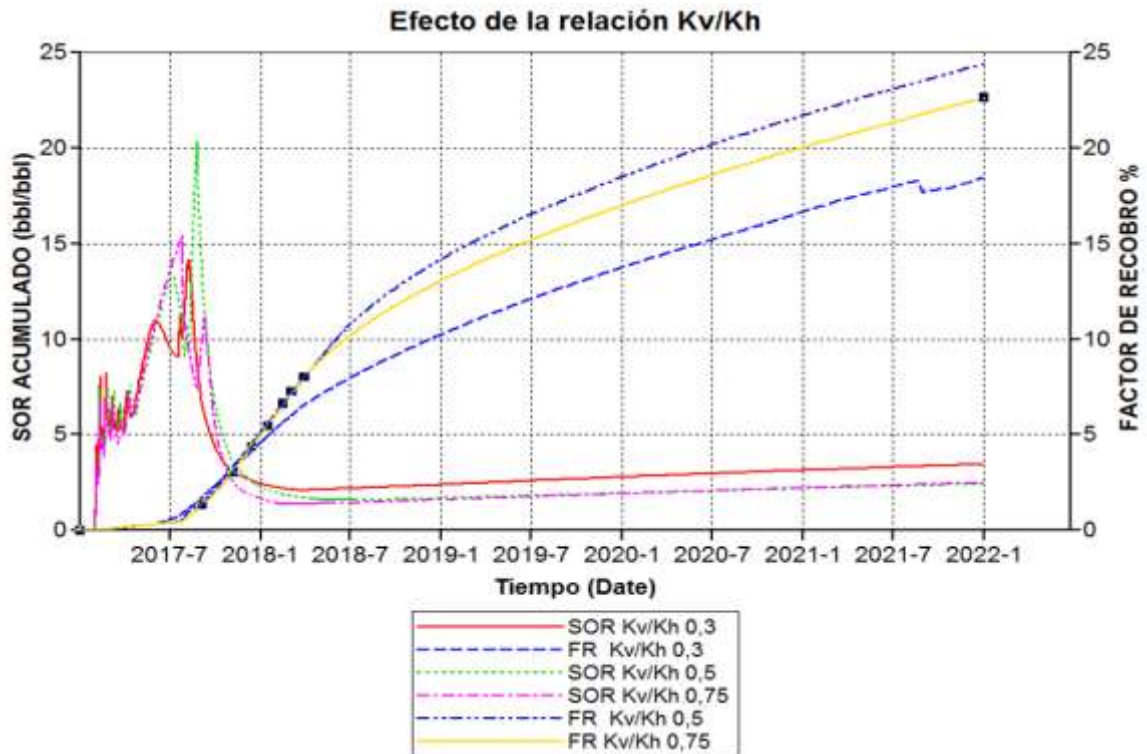
Para la creación del modelo de fluidos se tomó en cuenta propiedades como la viscosidad, el punto de burbuja, la densidad del crudo, la gravedad específica del gas y el coeficiente K, las cuales fueron modeladas a partir de datos aportados por estudios desarrollados por Methroda y Soraki en el área de Athabasca, y la correlación de Vazquez and Beggs.

2.2.1 Propiedades de yacimiento^{25 26}. Es importante realizar una adecuada caracterización del yacimiento, para poder simular fielmente la interacción de roca y fluidos, ya que de ésta depende el desarrollo del proceso y por consiguiente la obtención de resultados útiles y representativos. Las propiedades fueron basadas en las arenas bituminosas de Athabasca donde se pueden encontrar formaciones limpias y de gran extensión areal como Grand Rapids, que presentan buena porosidad y relación de permeabilidades, adicionalmente cuenta con algunas zonas de bajo espesor donde no es posible la implementación de un par de pozos y se hacen atractivas para la implementación del SW-SAGD.

²⁵ SOURAKI, Yaser, ASHRAFI, Mohammad & KARIMAIE, Hassan. Experimental Analyses of Athabasca Bitumen Properties and Field Scale Numerical Simulation Study of Effective Parameters on SAGD. Department of Petroleum Engineering and Applied Geophysics. Norwegian: University of Science and Technology, May 18, 2012. Doi: 10.5539/eer.v2n1p140

²⁶ SINGHAL, Ashok, et al. Op cit

Figura 9. Sensibilidad, relación de permeabilidades



Fuente: Computer Modeling Group. CMG. CMOST

Como se observa en la figura 9, una pobre relación Kv/Kh, resulta desfavorable en la aplicación de la técnica puesto que retrasa la propagación del vapor hacia el tope de la formación y, por tanto, la cámara de vapor generada es insuficiente para generar un contacto efectivo del petróleo, lo cual se ve reflejado al obtener un factor de recobro de 18.43% frente el incremento de la tasa vapor inyectado-aceite producido (SOR). Por el contrario, un escenario caracterizado por una buena permeabilidad vertical, como el descrito por la relación Kv/Kh de 0.75, garantiza una rápida propagación vertical de la cámara de vapor, por lo que se logra obtener un factor de recobro aceptable de 22.62 %. No obstante, los resultados más favorables tanto técnica como financieramente se obtienen bajo un escenario de relación de permeabilidades media, donde existe un balance entre la cantidad y velocidad con que el vapor se propaga verticalmente, así como en la propagación lateral del mismo, derivando en un factor de recobro de 24.39 %, a un SOR de 2.44. Debido a

esto, la permeabilidad vertical seleccionada para el modelo de estudio, fue 1762.5 md con una relación de Kv/Kh de 0.5.

Tabla 2. Propiedades petrofísicas del modelo de crudo extrapesado.

PROPIEDADES DEL MODELO	
POROSIDAD	0.33
SATURACIÓN DE ACEITE	0.85
PERMEABILIDAD HORIZONTAL	3525 md
PERMEABILIDAD VERTICAL	1762 md
TEMPERATURA	70 ° F
VISCOSIDAD	16000 cp
PRESIÓN INICIAL	790 psi
ESPESOR NETO	42 ft
PROFUNDIDAD	1600 ft

2.2.2 Modelo de fluidos. Al no tener pruebas PVT del fluido, se creó un fluido sintético partiendo de estudios desarrollados para los crudos de Athabasca^{27 28} y las propiedades generales fueron obtenidas a partir de la correlación de Vazquez and Beggs aplicable a crudos de °API < 30°. En cuanto a los valores de K, coeficiente de partición, se tomó inicialmente coeficientes por defecto de CMG. Los valores tomados fueron aceptados inicialmente por el simulador, reflejándose en errores cercanos al 0%.

Para la viscosidad del crudo se tomó como referencia un estudio publicado por Methroda en 1986²⁹ donde se estableció la relación entre la viscosidad la temperatura para crudos extrapesados de diferentes formaciones. La ecuación seleccionada fue la adaptada para crudos de Athabasca, presentando un error aceptable de 1,8% y es la siguiente:

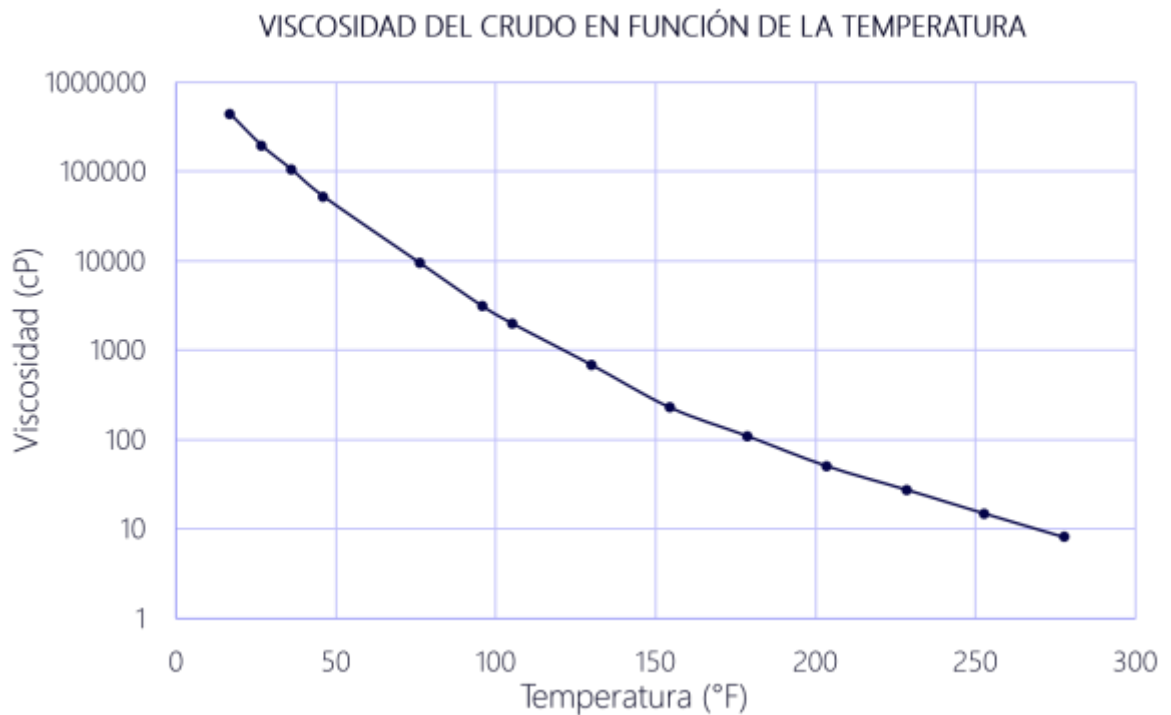
²⁷ MOSHINAGA Hisako et al. Properties of Oil sands and Bitumen in Athabasca. CSPG- CSEG -CWLS Convention. Japan Petroleum Exploration Co., Ltd. Shinagawa-ku, Tokyo, Japan, 2006.

²⁸ SOURAKI, Yaser, ASHRAFI, Mohammad & KARIMAIE, Hassan. Op cit.

²⁹MEHROTRA, Anil, SVRCEK, William. Viscosity of Compressed Athabasca Bitumen. Department of Chemical and Petroleum Engineering. Calgary, Alberta: The University of Calgary, 1986. Doi: <https://doi.org/10.1002/cjce.5450640520>

$$\ln(\ln(\mu_o)) = 22.8515 - 3.5784 \ln T + 0.00511938 P_g$$

Figura 10. Viscosidad en función de la temperatura de un crudo extrapesado de la formación Athabasca



Fuente: OBALLA Viera, BUCHANAN Lloyd. Single Horizontal Well in Thermal Recovery Processes. SPE International Conference on Horizontal Well Technology held in Canada, November, 1996. SPE 37115 18-20. Modificada por los autores.

En la figura 10 se presenta el comportamiento de la viscosidad respecto a la temperatura, éste es de suma importancia ya que el objetivo de los procesos de recobro térmico es la disminución de esta propiedad y en los crudos pesados los cambios son más drásticos, por lo que se requiere de una adecuada descripción de estos cambios.

Tabla 3. Propiedades de Fluidos.

PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS	
TEMPERATURA DE YACIMIENTO	70 ° F
VISCOSIDAD	16000 CP
PUNTO DE BURBUJA	144 psi
DENSIDAD DE ACEITE	63.26 lb/ft ³
GRAVEDAD ESPECÍFICA GAS	0.55
PESO MOLECULAR	534 (Kg/Kg mol)
GRAVEDAD API	8.2°

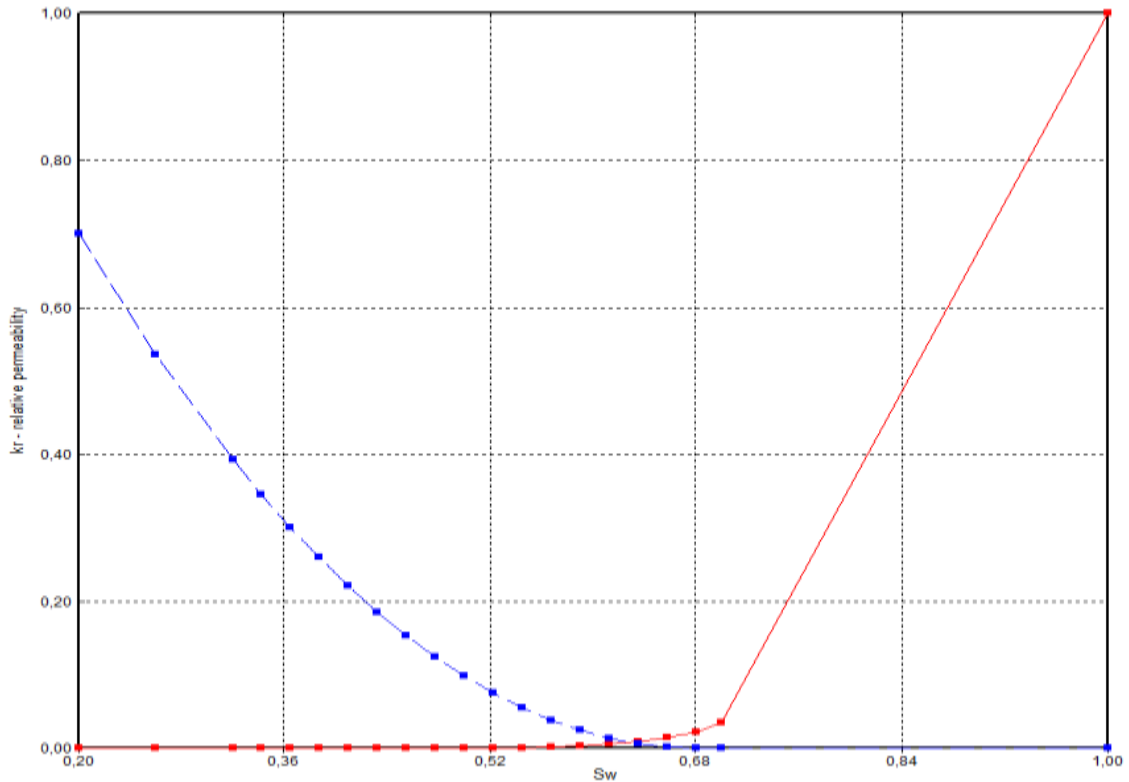
2.2.3 Curvas de permeabilidad relativa. Las permeabilidades relativas nos permiten entender cómo será el movimiento de los fluidos en presencia de otros, en función de la saturación, lo cual es de gran importancia para la simulación de yacimientos y más aún en procesos de inyección donde las saturaciones serán cambiadas constantemente. Para este apartado se tomó un estudio realizado por Chen³⁰ en 2009, donde se presentó las curvas de permeabilidades relativas comunes para formaciones en Athabasca. Los ENDPOINTS utilizados fueron los siguientes:

Tabla 4. ENDPOINTS modelo base de simulación numérica

ENDPOINTS	
SWCON	0.2
SWCRIT	0.32
SORW	0.32
SORG	0.04
SOGCRIT	0.08
KROCW	0.7
KRWIRO	1
KRGCL	0.85

³⁰ SOURAKI, Yaser, ASHRAFI, Mohammad & KARIMAIE, Hassan. Op cit.

Figura 11. Permeabilidad relativa vs Saturación de líquidos, modelo base de simulación



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

2.2.4 Completamiento y configuración de pozo. Para un proceso de SW-SAGD, a diferencia del SAGD convencional se requiere un único pozo, el cual tiene la función de inyector y a su vez de productor. El completamiento del pozo utilizado en el proyecto posee un Casing de 7" acentuado en el punto kickoff del hueco, a partir del cual cuenta con un liner ranurado de 4^{1/2}" que permite el intercambio de fluidos a través de la zona horizontal. Así mismo, en su interior se encuentran dos tubing de 3^{1/8}; uno corto que comprende la sección vertical hasta el heel, y uno largo que también abarca la sección horizontal, comportándose como productor e inyector respectivamente.

Tabla 5. Proporciones de las herramientas utilizadas para representar el completamiento del pozo.

Tubería	ID	OD	Longitud (MD)
Tubing prod. Corto	0.25 ft	0.26 ft	1629.4 ft
	3 in	3.125 in	
Tubing iny. Largo	0.25 ft	0.26 ft	3919 ft
	3 in	3.125 in	
Casing	0.54 ft	0.58 ft	1639 ft
	6.5 in	7 in	
Liner	0.34 ft	0.37 ft	2280 ft
	4 in	4.5 in	

Para poder representar este completamiento, CMG permite, a través de flexwell (flexible wellbore), acoplar el casing con los tubing internos, a partir de una segunda malla o un refinamiento adicional a los pozos. El pozo puede contener hasta tres sartas de tubería en un mismo anular, y cada corriente que fluye puede inyectar o producir operando a diferentes condiciones³¹, así como también facilita la emulación de ranuras o de empaques en el interior del arreglo de tuberías. Esta keyboard se utiliza para calcular las pérdidas de presión debido a la fricción del fluido con la tubería, al igual que la transferencia de calor axial y radial, lo cual influye en la calidad del vapor inyectado³².

En total se definieron tres flexwell, unopara cada una de las etapas. Cada flexwell comprende un casing y dos sartas; un ICCT largo de 2280 ft en la sección horizontal y una corta que se encuentra en la sección vertical 4.2 ft por encima del punto kickoff. Por su parte, para la selección de la ubicación y longitud del packer, se tomó como referencia estudios de simulación numérica realizados por Elliot y Kovscek³³, los cuales arrojaron como resultado la opción de mayor beneficio técnico es ubicar

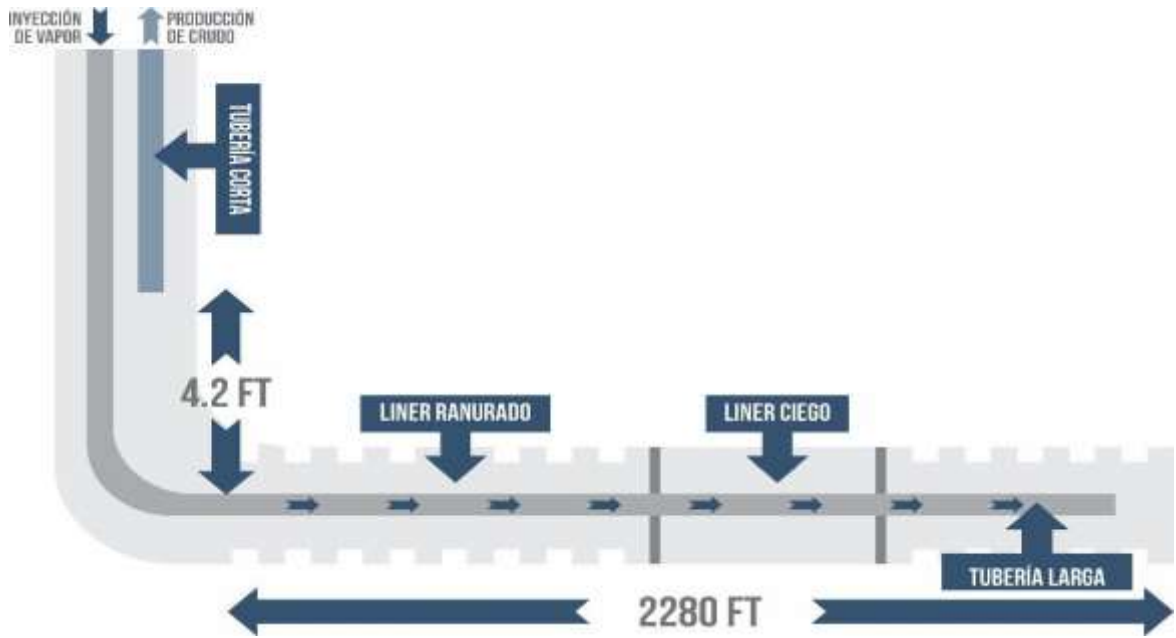
³¹OBALLA & BUCHANAN. Flexible Wellbore Model Couple to Thermal Reservoir Simulator. World Heavy Oil Congress. Paper 2009 - 308. Puerto de la Cruz, Venezuela, 2009.

³² RODRÍGUEZ CASTELBLANCO, Astrid Xiomara. Determinación de los parámetros operacionales, de diseño y de yacimiento para la implementación de la técnica de drenaje gravitacional asistido por vapor SAGD en crudos pesados móviles. Tesis de maestría en Ingeniería de Hidrocarburos. Bucaramanga, Colombia: Universidad Industrial de Santander, 2009.

³³ELLIOTT, Keith & KOVSCEK, Anthony. Simulation Of Early-Time Response Of Single-Well Steam Assisted Gravity Drainage (SW-SAGD). Society of Petroleum Engineers. Western Regional Meeting, Anchorage, Alaska: Stanford University. Mayo, 26-28, 1999. SPE 54618.

el packer en la mitad del pozo horizontal, igualando la longitud de la zona productora e inyectora, y que éste tenga una longitud de 100 ft.

Figura 12. Completamiento de pozo utilizando Flexwell.



3. EVALUACIÓN DE DIFERENTES ESQUEMAS DE IMPLEMENTACIÓN PARA EL SW-SAGD EN UN YACIMIENTO DE CRUDO EXTRAPESADO

El objetivo de la investigación radica en lograr obtener resultados técnicos favorables al implementar el SW-SAGD, en un yacimiento de crudo extrapesado, para lo cual se debe buscar un nuevo esquema operacional apropiado que permita la adecuada formación y expansión de la cámara de vapor en este tipo de yacimientos, en pro de obtener altas tasas de producción y por ende un alto factor de recobro manteniendo una baja relación vapor aceite, por lo cual se hace necesario analizar el efecto de ciertas variables en el desarrollo de la técnica para definir la mejor alternativa de implementar el SW-SAGD al yacimiento en estudio y pueda ser de utilidad para futuras implementaciones en yacimientos de características similares.

3.1 CONDICIONES BASE DE INYECCIÓN Y PRODUCCIÓN DEL MODELO BASE

Para establecer la tasa y presión de inyección de vapor, así como su presión de producción, se tomó en cuenta valores obtenidos mediante la literatura, los objetivos de cada una de las etapas que componen el método y una gran cantidad de experimentos llevados a cabo durante previas simulaciones numéricas que se desarrollaron en el trabajo de investigación.

Tabla 6. valores obtenidos de las condiciones base de inyección y producción del modelo base

Pre calentamiento	Iniciación	Propagación
Tiny: 600 bls/d	700 bls/d	800 bls/d
Piny: 1200 psi	1300 psi	1350 psi
Pprod: 750 psi	650 psi	75 psi

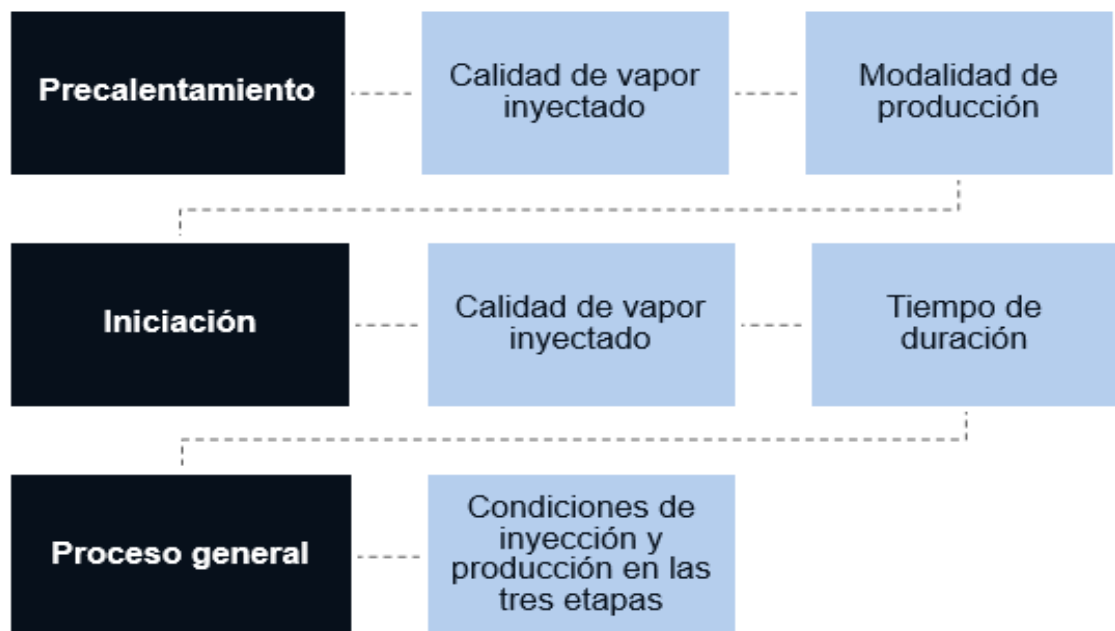
Por su parte, la calidad de vapor en la etapa de pre calentamiento e iniciación, y el esquema de producción durante la etapa de pre calentamiento se seleccionaron

mediante sensibilidad numérica y se encuentran explicadas en el apartado de análisis de sensibilidad de variables operacionales del sw-sagd por etapa.

3.2 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE VARIABLES OPERACIONALES DEL SW-SAGD

Un análisis de sensibilidad tiene como principal finalidad cuantificar el efecto de las variables, en este caso operacionales, sobre el rendimiento de un proyecto, en función de parámetros de objetivo técnico o económico, como lo es el factor de recobro, la tasa de vapor inyectado-aceite producido, y la relación entre ellos, denominada OPTIMIZAR. En el presente trabajo de investigación, se realizó un análisis de sensibilidad progresivo que comprendió los siguientes puntos:

Figura 13. Variables operacionales del SW-SAGD



A lo largo de todo el proceso de sensibilidad numérica, se empleó la herramienta CMOST de CMG donde los experimentos, para el análisis de calidad de vapor tanto

de precalentamiento como de iniciación y el tiempo de duración de esta última, fueron desarrollados manualmente, mientras que, para las condiciones generales de inyección y producción, se utilizó un sistema factorial el cual establece un rango de variación limitado por un valor máximo y mínimo en cada parámetro operacional estudiado. A su vez, estos valores límite se restringieron de acuerdo a los requerimientos de cada una de las etapas, así como a la presión de fractura y presión inicial considerada para la formación.

3.2.1 Análisis de sensibilidad de variables operacionales del sw-sagd por etapa.

3.2.1.1 Precalentamiento

- ***Esquema de producción durante la etapa.***

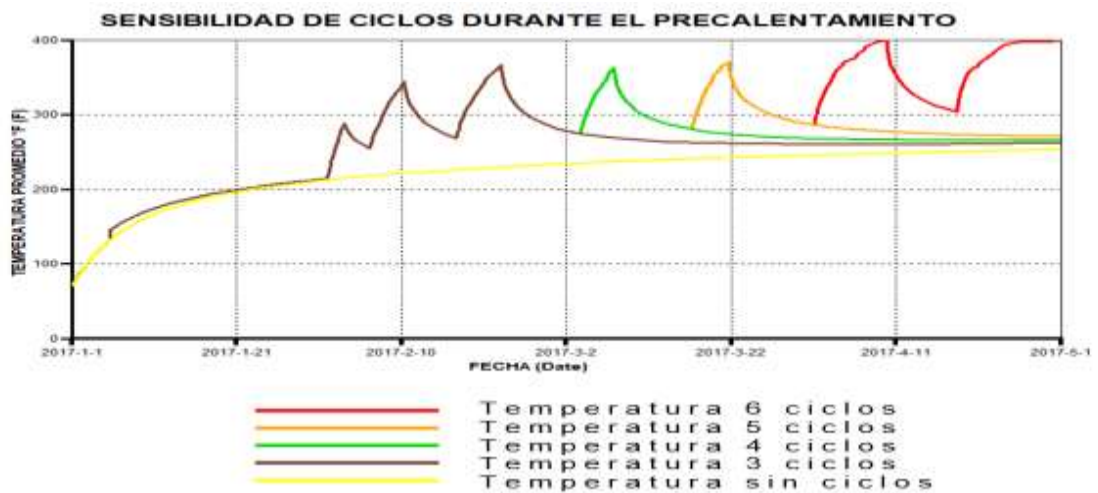
El desempeño del SW-SAGD depende en gran medida de la realización de un adecuado precalentamiento, por lo que se debe buscar su desarrollo bajo las menores pérdidas energéticas y el menor tiempo de duración posible, ya que en esta etapa la producción de aceite puede presentar variaciones demasiado significativas, al mismo tiempo en que se alcanza una temperatura significativa.

En la literatura se han contemplado diversos esquemas de inyección del vapor durante esta etapa; inyección continua, tomada en cuenta por la patente del método, inyección EXTREME, la cual consiste en inyectar a presiones muy cercanas a la presión de fractura e inyección cíclica como previa estimulación. Esta última opción ha demostrado ser beneficiosa sobre el factor de recobro alcanzado mediante el SW-SAGD en diferentes estudios de optimización, como el realizado en la Universidad Estatal de Campinas (Brasil), revelando que, mediante la implementación de inyección cíclica de vapor como etapa previa de estimulación, puede incrementarse el factor de recobro alcanzado dos veces su valor inicial.³⁴

³⁴ MOREIRA, Richard. Op cit.

Dado que el campo conceptual trabajado presenta entre sus principales características una baja inyectividad producto de la alta viscosidad del crudo y que mediante inyección continua de vapor no se logró alcanzar la temperatura de 302° F considerada como referencia para dar buen término a la etapa, se optó por implementar un esquema de cierre periódico de la tubería productora con el objetivo de generar una mayor intrusión y concentración del vapor que permitiera tanto alcanzar dicha temperatura, como reducir su declinación a lo largo del desarrollo de las etapas de iniciación y propagación. Para conocer el rendimiento de esta propuesta, se realizó un análisis de sensibilidad que incluyó escenarios de inyección-producción continua, y el uso de tres a seis ciclos.

Figura 14. Temperatura bajo un esquema cíclico de producción



Fuente: Computer Modeling Group. CMG. COST. Análisis de sensibilidad

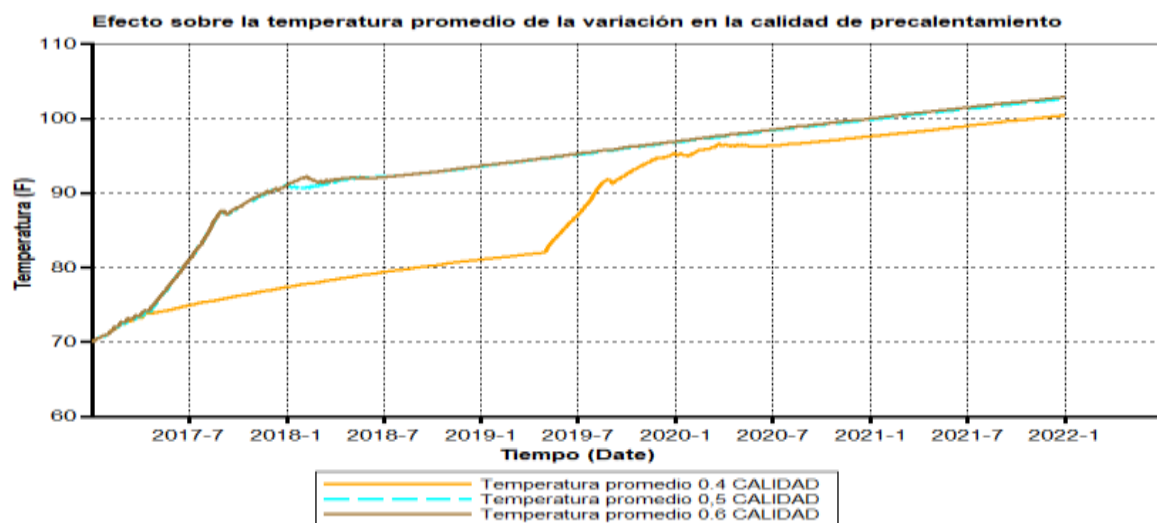
Los resultados obtenidos muestran que una mayor cantidad de cierres en la tubería productora incrementan el rendimiento del método durante el precalentamiento, ya que se alcanza una mayor temperatura promedio, que a la postre aporta a la reducción de la viscosidad del crudo. Análogamente, se encontró que, para las condiciones de la formación en estudio, la única configuración estudiada que presentó viabilidad técnica al alcanzar la temperatura de 302°F estimada como

referencia para un desarrollo aceptable de la etapa fue la última de ellas, la cual incluye seis ciclos de producción.

- **Calidad de vapor empleado durante la etapa.**

Como se presentó anteriormente, la calidad con que el vapor es inyectado a la formación es un parámetro de gran relevancia en el rendimiento del SW-SAGD, el cual debe adaptarse a los requerimientos de cada una de las etapas que compone el proceso. Si bien durante las etapas de iniciación y propagación, se requieren valores altos en este parámetro, durante la etapa de precalentamiento, la calidad de vapor puede encontrarse en un rango entre 0,4 y 0,6, ya que se busca incrementar el radio calentado únicamente en las inmediaciones del pozo. Con el objetivo de cuantificar el efecto de la variación en la calidad de inyección del vapor durante la etapa inicial del SW-SAGD y de esta manera, determinar su valor óptimo en función de la temperatura promedio, factor de recobro y SOR, se realizó un análisis de sensibilidad que evaluó el rendimiento de tres escenarios; el primero de ellos con una calidad de 0,4, el segundo de 0,5 y el tercero de 0,6.

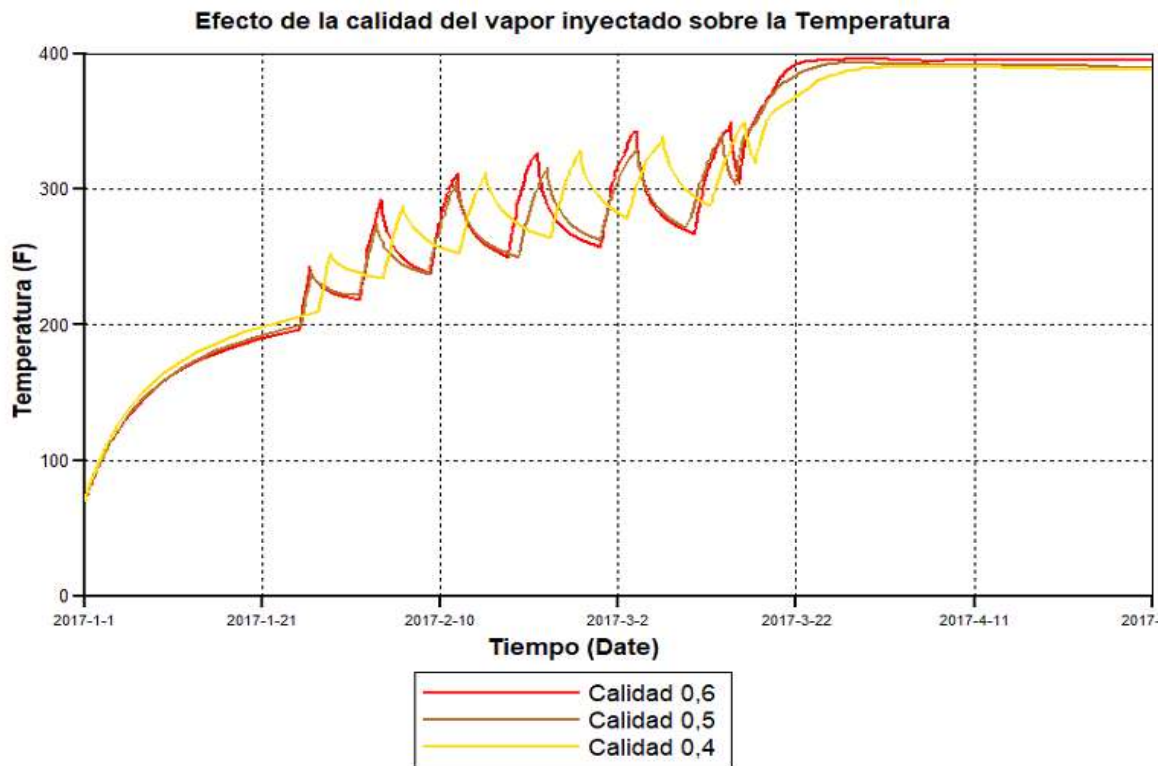
Figura 15. Temperatura promedio en la formación alcanzada bajo tres calidades de vapor características del precalentamiento



Fuente: Computer Modeling Group. CMG. COST. Análisis de sensibilidad

Como se aprecia en la figura 14 un incremento en la calidad de vapor empleada en esta etapa resulta favorable al obtener una mayor temperatura promedio en la formación, lo cual permite una mayor reducción en la viscosidad del crudo y posteriormente, un mayor factor de recobro final, por lo que bajo un análisis técnico, la calidad de vapor óptima a implementar, dentro del rango considerado, es de 0,6. No obstante, al analizar un proyecto desde la óptica económica, es posible implementar una calidad de 0,5 ya que la variación de la temperatura alcanzada entre estas dos no es demasiado significativo, en comparación con los costos que puede acarrear el inyectar vapor de mejor calidad. De igual forma, se puede observar que la temperatura alcanzada en las inmediaciones del pozo también es incremental para el escenario de calidad de vapor de 0,6.

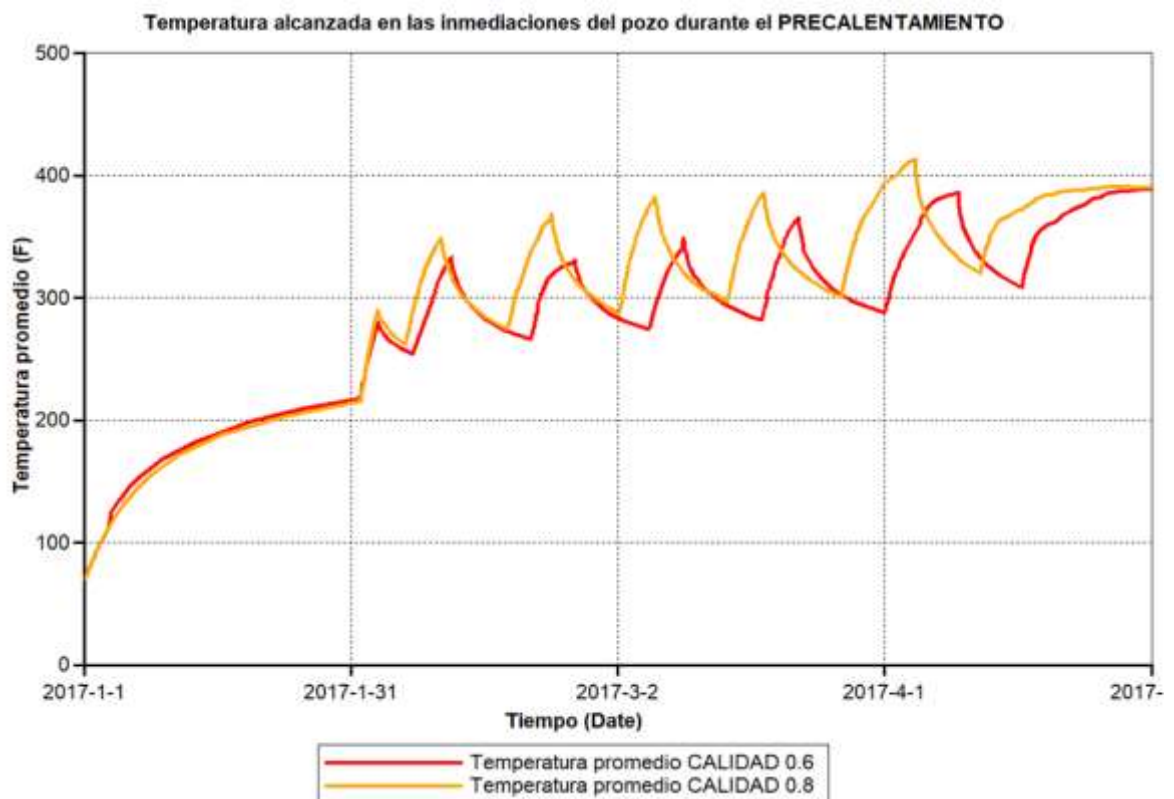
Figura 16. Temperatura promedio en las inmediaciones del pozo alcanzada bajo tres calidades de vapor características del precalentamiento



Fuente: Computer Modeling Group. CMG. COST. Análisis de sensibilidad

Una vez observado que un incremento en la calidad de vapor inyectado durante el precalentamiento conlleva a una temperatura más altas en las zonas cercanas al pozo, pero que la diferencia de resultados entre las opciones de calidad estudiadas no era muy significativo, se realizó una comparativa del rendimiento del método tanto en los 108 días que componen la etapa como en las etapas siguientes de un esquema de precalentamiento con vapor inyectado a una calidad de 0.6 frente a uno con calidad de 0.8 , con el objetivo de conocer cómo respondería el sistema ante un mayor incremento en la calidad de vapor durante la etapa.

Figura 17. Temperatura promedio alcanzada durante la etapa de precalentamiento



Como se constata en la figura 16, emplear una calidad de vapor máxima (0.8) durante la etapa de precalentamiento resulta beneficiosa en cuanto a que se logra una temperatura ligeramente mayor, lo cual se debe al tratarse de una mayor fracción de vapor, coincidiendo con una mayor tasa diaria de producción de aceite

durante los primeros meses de aplicación. En contraste, al observar el rendimiento, en función de la temperatura, durante todo el proceso, bajo igualdad de condiciones operacionales en iniciación y propagación en ambos esquemas, se encuentra que el emplear una calidad de 0.6 disminuye la rapidez con la que ocurre la canalización del vapor, por lo que alcanza mayores temperaturas y mayor tasa diaria de producción de aceite luego del primer año de haber iniciado el proyecto, lo que se ve reflejado en un mayor factor de recobro y menor tasa de vapor inyectado-aceite producido final. Esto ocurre principalmente porque al incrementar en demasía la calidad del vapor, posterior a la canalización, el vapor pierde más rápidamente el calor remanente producto del incremento del calor producido, lo que significa pérdidas en la eficiencia térmica del proceso.

Figura 18. Temperatura promedio en la zona cercana al pozo y producción diaria de aceite durante la ejecución del SW-SAGD bajo dos calidades de precalentamiento

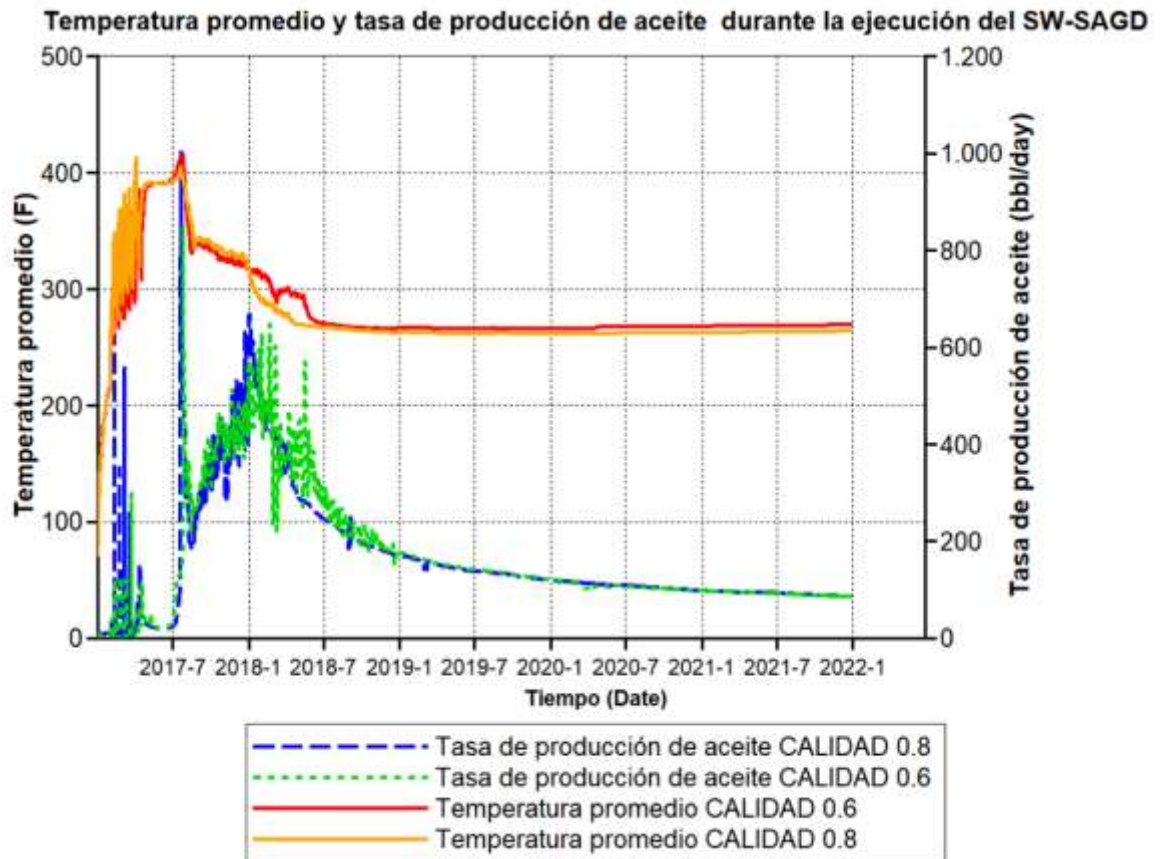
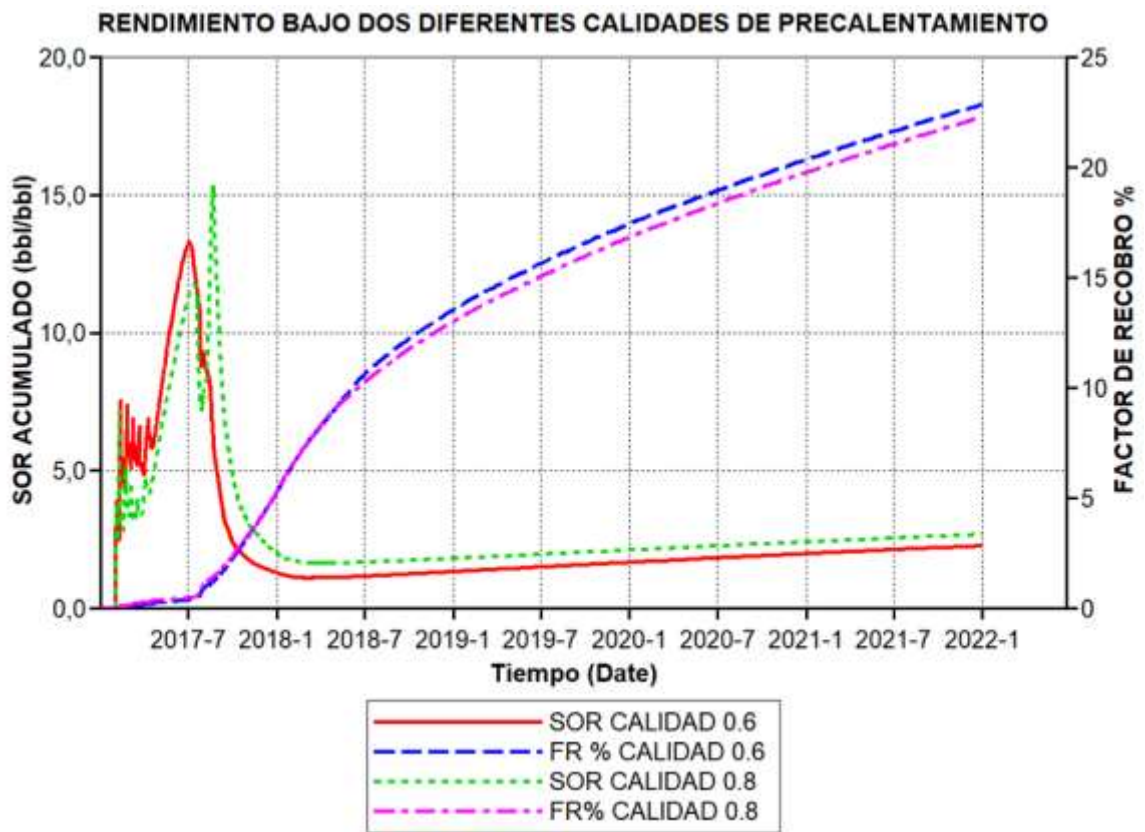


Figura 19. Rendimiento del SW-SAGD bajo dos calidades de vapor de precalentamiento



3.2.1.2 Iniciación

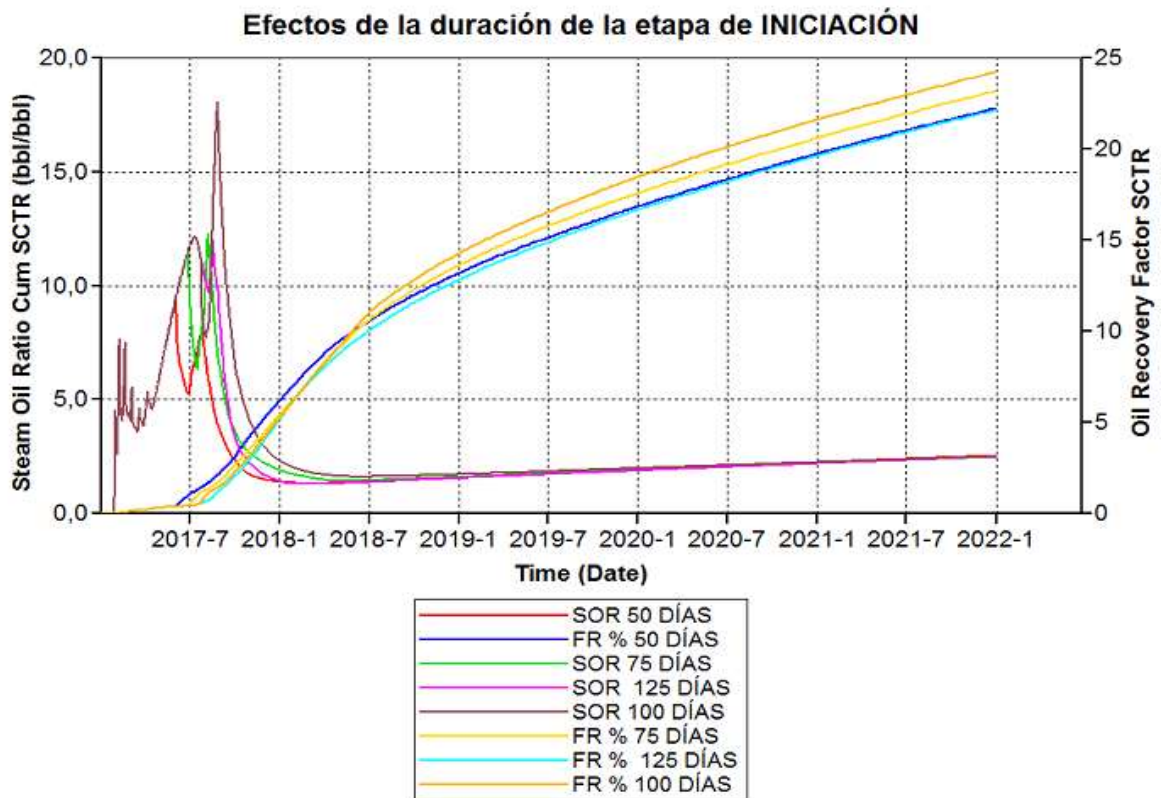
- **Tiempo de duración de la etapa.**

El tiempo de iniciación es uno de los parámetros operacionales de mayor influencia sobre el rendimiento del método, ya que del óptimo desarrollo de la etapa depende la formación y propagación vertical de la cámara de vapor; un mayor tiempo de iniciación garantiza una mejor propagación del vapor, en detrimento de la economía del proyecto pues postergaría la etapa de producción neta al requerir el cierre parcial o total de la misma. Para estudiar el efecto del tiempo de duración de la iniciación, se realizó un análisis previo que comprendió valores de 50,75,100 y 125 días, el cual dio a 100 días como el tiempo de duración aceptable en pro de un balance

entre la calidad de la cámara y el pronto retorno de la inversión. No obstante, para incrementar la certeza en ese apartado, se realizó nuevamente un análisis de sensibilidad, el cual se enfocó en 90,100 y 110 días.

En este segundo estudio, como se ve en la figura 18, se reveló que, para las condiciones estudiadas, la opción más rentable, en cuanto a factor de recobro, es 100 días de duración de la etapa de iniciación, alcanzando un 24.4%. Sin embargo, emplear 90 días es igualmente una opción viable pues a pesar de alcanzar un factor de recobro un poco menor, de 23.8%, lo logra bajo un requerimiento de SOR de 2.3, inferior en orden de 0.14 respecto a la alcanzada con una duración de 100 días. En nuestro trabajo, teniendo una prioridad por el factor de recobro, se seleccionó 100 días

Figura 20. Rendimiento obtenido con una duración de 50 a 125 días



Fuente: Computer Modeling Group. CMG. COST. Análisis de sensibilidad

Figura 21. Rendimiento obtenido con una duración de 90,100 y 110 días.

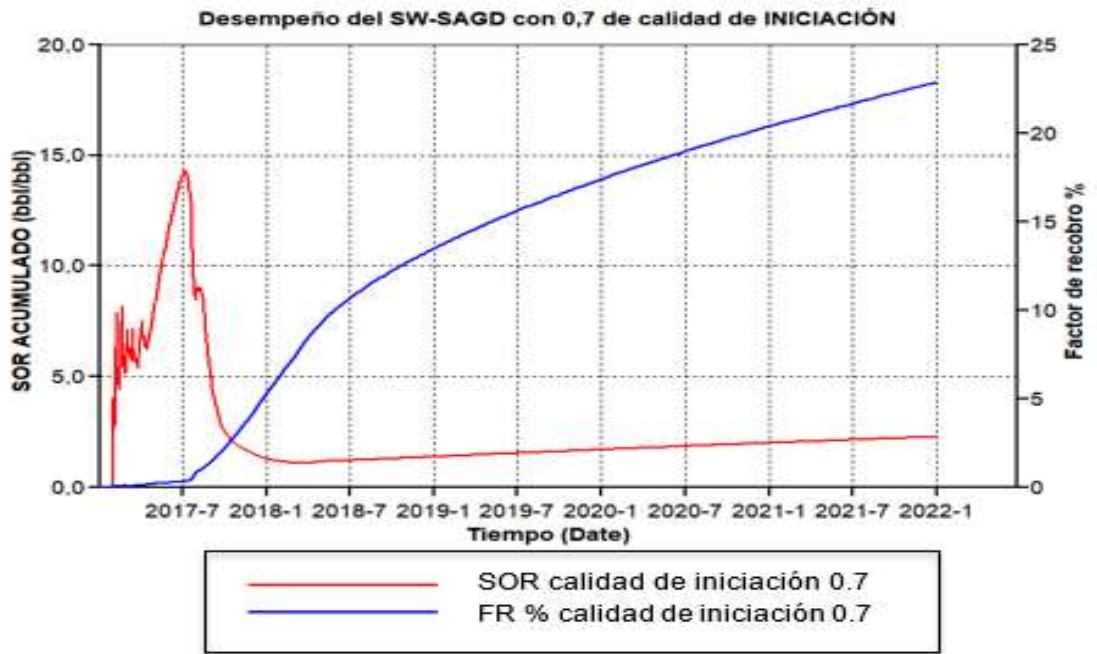


Fuente: Computer Modeling Group. CMG. COST. Análisis de sensibilidad

- **Calidad del vapor inyectado durante la etapa.**

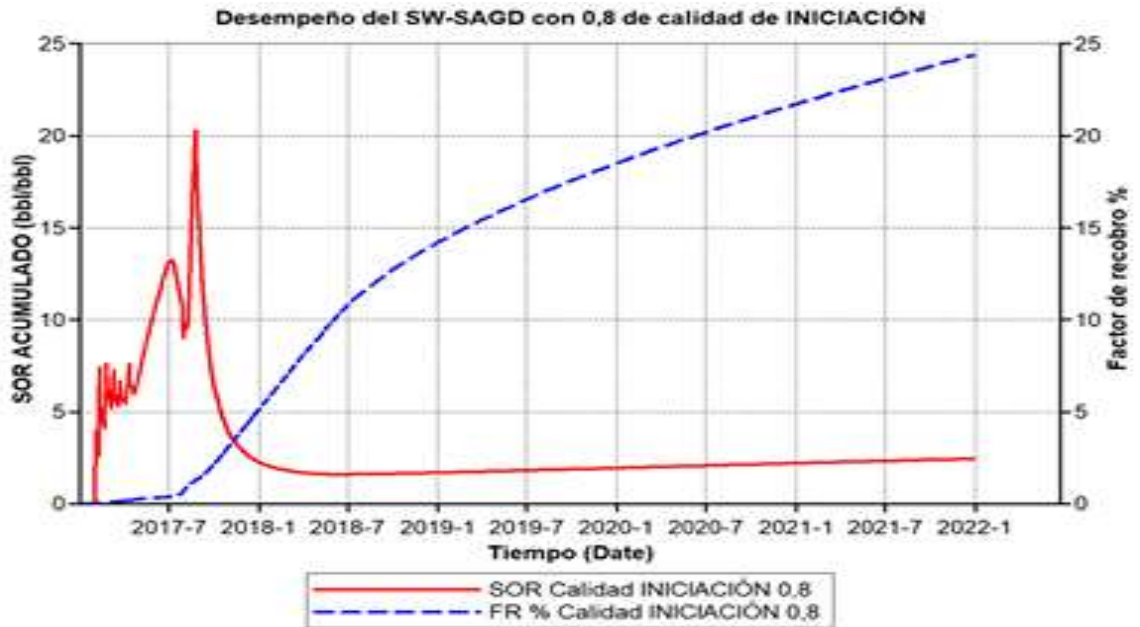
Para analizar la influencia de la calidad del vapor inyectado durante la etapa, se realizó una sensibilidad, en un escenario de condiciones de inyección y producción descritas por el caso base, tomando en cuenta calidades de 0.7 y 0.8, las cuales se encuentran acordes a los valores altos requeridos según sus objetivos. Como se observa en la figura 21 y 22, al emplear una calidad de mayor valor, se obtiene un mejor rendimiento en función del factor de recobro, alcanzando un 22.9% y 24.4% respectivamente, contrario al SOR cuantificado en 2.29 y 2.44 de forma correspondiente. En este sentido, la relación optimizar en ambos casos tiene un valor de 10, pero bajo un enfoque netamente técnico, el mayor factor de recobro tendrá una mayor influencia en la evaluación del proyecto.

Figura 22. Rendimiento obtenido con una calidad de iniciación de 0.7



Fuente: Computer Modeling Group. CMG. COST. Análisis de sensibilidad

Figura 23. Rendimiento obtenido con una calidad de iniciación de 0.7



Fuente: Computer Modeling Group. CMG. COST. Análisis de sensibilidad

3.2.1.3 Propagación. Para definir las condiciones del modelo base de simulación numérica en lo que respecta a la etapa de la propagación, se enfocó el estudio hacia la tasa y presión de inyección, y presión de producción, donde se evaluó valores de 50 psi a 125 psi para este último parámetro. A diferencia de las anteriores etapas, no se sensibilizó la calidad de vapor, pues uno de los principales requerimientos de la propagación es que su calidad sea lo más alta posible, teniendo como limitante que usualmente, las pérdidas de calor no permiten un valor superior a 0.8. Las conclusiones obtenidas de este punto serán analizadas en el apartado de análisis de sensibilidad de las condiciones general.

3.2.2 Análisis de sensibilidad general de condiciones de inyección y producción. Como se dijo anteriormente, para estudiar el impacto de las condiciones de inyección y producción sobre el rendimiento del método, en función del factor de recobro, la tasa de vapor inyectado-aceite producido y una relación entre ellos, denomina RELACIÓN OPTIMIZAR. A continuación, se presenta los rangos de valores que fueron tenidos en cuenta en este apartado del estudio, el cual se enfocó en el estudio del efecto de las condiciones de inyección, a condiciones de producción constantes y del efecto de las condiciones de producción, bajo tres escenarios de condiciones de inyección diferentes.

Tabla 7. Sensibilidad general de variables operacionales de inyección y producción

ETAPA	PARÁMETRO	VALOR BASE	VARIACIÓN	UNIDAD
Precalentamiento	Presión de inyección	1200	800-1300	psi
	Tasa de inyección	600	400-1000	bls/d
	Presión de producción	750	700-775	psi
Iniciación	Presión de inyección	1300	900-1300	psi
	Tasa de inyección	700	600-1100	bls/d
	Presión de producción	650	625-675	psi
Propagación	Presión de inyección	1350	900-1400	psi
	Tasa de inyección	800	600-1200	bls/d
	Presión de producción	75	50-100	psi

Cabe resaltar que, en el apartado de condiciones generales de inyección y producción, aunque la mayor cantidad de experimentos fueron generados por el

simulador, algunos de ellos fueron creados manualmente a partir de estudios de sensibilidad realizados anteriormente y directrices encontradas en la literatura. Dada la gran cantidad de experimentos generados, éstos fueron agrupados según el objetivo de estudio, para facilitar el proceso de análisis, de la siguiente forma:

3.2.2.1 Efecto de la tasa y presión de inyección a condiciones de producción constantes. Para dar cumplimiento a este objetivo de estudio, se analizaron escenarios de bajas y moderadas tasas de vapor inyectadas a altas presiones, y altas tasas de vapor inyectadas a bajas y moderadas presiones, operando a condiciones de presión de producción constantes, las cuales fueron 750 psi en precalentamiento, 650 psi en iniciación y 75 psi en propagación. A continuación, se presenta la tabla 6 con los experimentos más representativos de los escenarios seleccionados como campo de estudio en este apartado de análisis de sensibilidad:

Tabla 8. Escenarios evaluados destacados para conocer el efecto de la variación de la tasa de inyección

EXP	Precalentamiento		Iniciación		Propagación	
	Qiny[bls/d]	Piny[psi]	Qiny[bls/d]	Piny[psi]	Qiny[bls/d]	Piny[psi]
Base	600	1200	700	1300	800	1350
1	600	1200	600	1300	700	1350
2	700	1200	700	1300	700	1350
3	600	1200	800	1300	800	1350
4	700	1200	700	1300	800	1350
5	800	1200	600	1300	800	1350
6	800	1200	800	1300	800	1350
7	500	1200	600	1300	700	1350
8	800	1200	900	1300	1000	1350
9	900	1200	1000	1300	1100	1350
10	400	1200	500	1300	600	1350
11	400	1200	600	1300	700	1350

Tabla 9. Efecto de la variación de la presión de inyección sobre el rendimiento del SW-SAGD

EXP	Precalentamiento		Iniciación		Propagación	
	Qiny[bls/d]	Piny[psi]	Qiny[bls/d]	Piny[psi]	Qiny[bls/d]	Piny[psi]
Base	600	1200	700	1300	800	1350
12		800		1300		1350
13		1000		1300		1350
14		1150		1300		1350
15		1250		1300		1350
16		800		1100		1350
17		1000		1100		1200

3.2.2.2 Efecto de la presión de producción bajo tres escenarios caracterizados por sus condiciones de inyección. Análogamente al objetivo de estudio anteriormente descrito, para conocer el efecto de la presión en la tubería productora sobre el rendimiento del método, respecto a variaciones en la presión de dicha tubería propuestas según el drawdown de cada etapa, se analizó tres grupos representativos de tres escenarios de diferentes condiciones de inyección:

- Un primer grupo representativo de un escenario de tasas de vapor bajas-moderadas (500-600-700 bls/d en precalentamiento, 700 bls/d en iniciación y 700-800 bls/d en propagación), inyectadas a altas presiones, superiores a 1100 psi en cada una de las etapas del SW-SAGD.
- Un segundo grupo de tasas de vapor moderadas-altas (800-1000 bls/d en precalentamiento, 900-1100 bls/d en iniciación y 1000-1200 bls/d en propagación), inyectadas a altas presiones, superiores a 1100 psi en cada una de las etapas de la técnica.
- Un tercer grupo de tasas de vapor altas, superiores a 1000 bls/d durante todo el proceso, inyectadas a bajas presiones

En la tabla 9, 10 y 11 se observa los experimentos destacados para analizar el efecto de la presión de producción, bajo los tres escenarios descritos. Se destaca que los

experimentos base, 1,2,3 y 4 pertenecen al primer grupo, el experimento 5 y 6 al segundo, y el 7 y 8 al tercero.

Tabla 10. Experimento representativo en la evaluación del efecto de la presión en la tubería productora primer escenario de condiciones de inyección.

CONDICIÓN	PRECALENTAMIENTO	INICIACIÓN	PROPAGACIÓN
Qiny bls/d	600	700	800
Piny psi	1200	1300	1350
Presión en tubería productora psi			
BASE	750	650	75
1	750	650	50
2	750	625	75
3	750	650	100
4	775	650	75

Tabla 11. Experimento representativo en la evaluación del efecto de la presión en la tubería productora segundo escenario de condiciones de inyección.

CONDICIÓN	PRECALENTAMIENTO	INICIACIÓN	PROPAGACIÓN
Qiny bls/d	800	900	1000
Piny psi	1200	1300	1350
Presión en tubería productora psi			
5	750	650	50
6	750	650	75

Tabla 12. Experimento representativo en la evaluación del efecto de la presión en la tubería productora tercer escenario de condiciones de inyección.

CONDICIÓN	PRECALENTAMIENTO	INICIACIÓN	PROPAGACIÓN
Qiny bls/d	900	1000	1100
Piny psi	1200	1300	1350
Presión en tubería productora psi			
7	750	650	50
8	750	650	75

4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Como se describió anteriormente, se estudió mediante simulación numérica, cómo se ven afectados factores de desempeño tales como el factor de recobro, la relación de vapor inyectado-aceite producido (SOR) y la razón entre ellos a la que se denominó “OPTIMIZAR”, por las operacionales propias del método, siendo la relación OPTIMIZAR el indicador seleccionado en CMOST para ordenar los experimentos según su rendimiento. Es decir, entre mayor sea el valor de dicha relación, mejor será el rendimiento del experimento, pues se producirá una mayor cantidad de aceite a un menor requerimiento de vapor. A continuación, se presenta los resultados obtenidos de dicha sensibilidad numérica y su respectivo análisis, los cuales se dividen en dos grandes apartados; condiciones generales de inyección y producción y, condiciones operacionales según la óptica de cada etapa.

4.1 INFLUENCIA DE LAS CONDICIONES DE INYECCIÓN Y PRODUCCIÓN SOBRE EL DESEMPEÑO GLOBAL DEL SW-SAGD

Para determinar el efecto de las condiciones de inyección y producción sobre los términos de evaluación nombrados, se estableció dos objetivos de estudio; influencia de las condiciones de inyección, a condiciones de producción constantes e influencia de las condiciones de producción a condiciones de inyección constantes y diferentes escenarios de inyección.

Dado que el modelo conceptual trabajado presenta entre sus limitantes una baja inyectividad producto de su alta viscosidad y permeabilidad vertical media, se plantea emplear moderadas tasas de vapor inyectadas a presiones considerables, sin llegar a ser excesivamente altas ya que puede derivar en un mayor requerimiento de temperatura de inyección del vapor y un incremento en las pérdidas de calor, como opción viable para contrarrestar dicha limitante y de esta

forma, lograr una buena intrusión del vapor que a su vez permita el buen desarrollo de la etapa de precalentamiento y, por ende, una reducción considerable de la viscosidad. Contrario a esto, se encuentra un escenario de altas tasas de inyección a presiones moderadas, que es igualmente objeto de estudio

4.1.1 Influencia de las condiciones de inyección a condiciones de producción constantes. Los experimentos destacados en la tabla 7 y 8 dividen su objetivo de estudio de la siguiente forma: los primeros, junto con el modelo base, pretenden dar a conocer la influencia de la tasa de inyección de vapor, a presión de inyección y producción constantes, sobre el factor de recobro y la tasa vapor inyectado-aceite producido, mientras que los segundos, de igual forma junto al modelo base, buscan dar cabida al estudio de la influencia de la presión de inyección, a igualdad de tasa de inyección y presión de producción.

4.1.1.1 Efecto de las condiciones de inyección, a condiciones de producción constantes, sobre el factor de recobro del sw-sagd. A partir de los experimentos evaluados, se encontró que la producción de aceite y, por ende, el factor de recobro, está directamente relacionada tanto a la tasa como a la presión de inyección. No obstante, en cuanto a la tasa de inyección, el valor máximo está limitado por el vapor aceptado por la formación, y éste a su vez por la inyectividad, y por el rango de SOR permisible establecido para el proyecto. Así mismo, aunque se logra obtener mejores resultados al emplear presiones de inyección considerables, ésta se limita por la presión de fractura de la formación, considerada en 1461 psi, a un máximo de 1400 psi y porque un valor demasiado alto puede derivar en pérdidas de calor

- ***Efecto de la tasa de inyección de vapor.***

Como se observa en la figura 23 la implementación de tasas de vapor moderadas, comprendidas entre 500 a 800 bls/d, logran un rendimiento, para todos los casos estudiados, de un factor de recobro superior al 21%, resaltando que el mayor factor

de recuperación se obtiene al emplear una tasa entre 600 y 800 bls/d. No obstante, cuando es disminuida la tasa de inyección a valores inferiores a 500 bls/d durante la etapa de precalentamiento, no se transfiere el suficiente calor hacia la formación, lo que impide que se alcance la interconectividad térmica deseada para el cumplimiento a cabalidad de los objetivos de la etapa, derivando en una disminución desfavorable del factor de recobro, acompañado de un incremento en el SOR.

Figura 24. Efecto de la variación de la tasa de inyección, a igualdad de presión de inyección, sobre el factor de recuperación

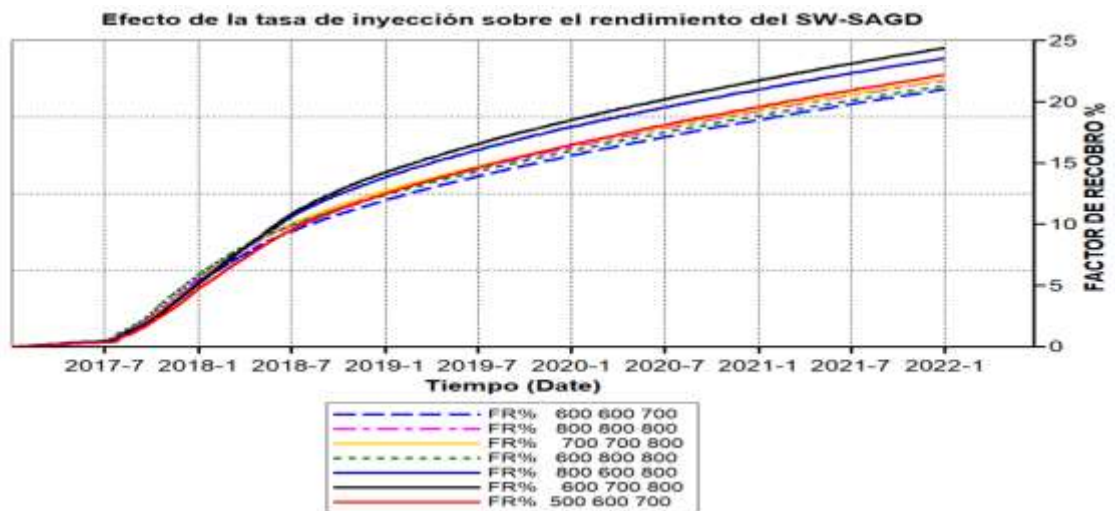
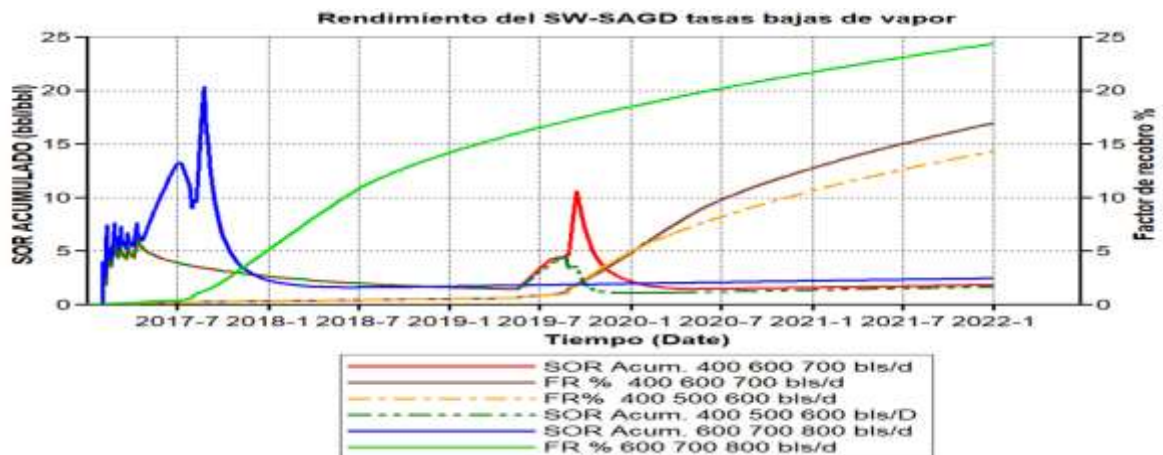
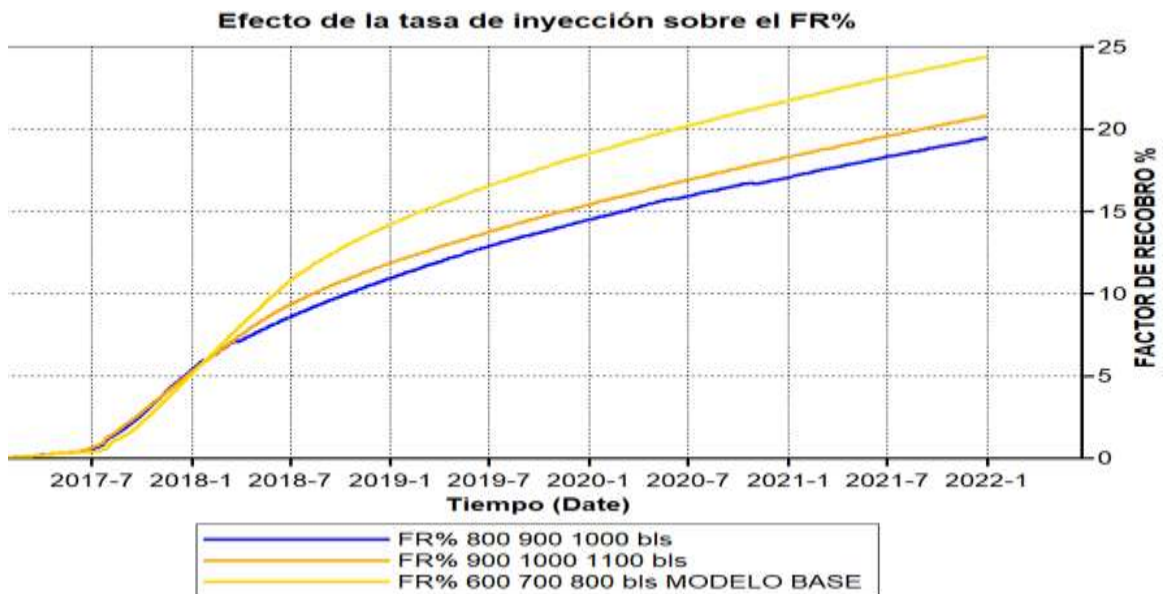


Figura 25. Efecto de la variación de la tasa de inyección, a igualdad de presión de inyección, sobre el factor de recuperación



De igual forma, al incrementar la tasa de vapor a valores superiores a los 900 bls/d, dada la baja inyectividad de la formación, el exceso de vapor genera una anticipación del frente de vapor que disminuye la eficiencia térmica luego de la canalización de vapor.

Figura 26. Efecto de la variación de la tasa de inyección, a igualdad de presión de inyección, sobre el factor de recuperación

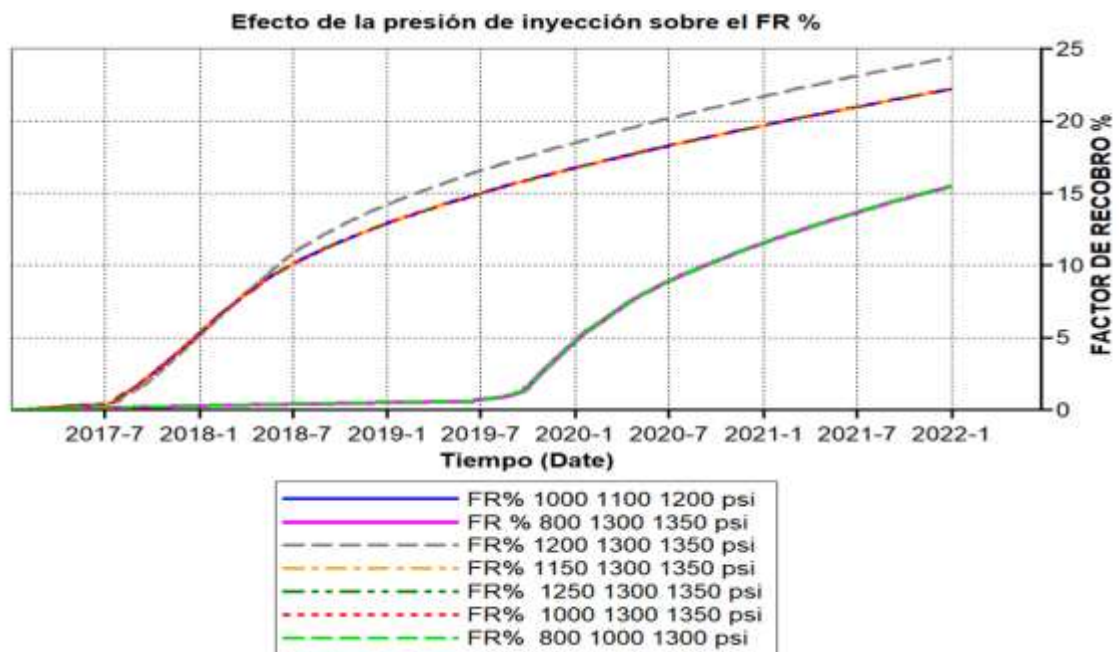


- **Efecto de la presión de inyección.**

Por su parte, tal como se presenta en la figura 26, resulta favorable implementar presiones de inyección superiores a 1000 psi durante las tres etapas que componen el proceso ya que representa una ayuda para generar una mayor y más rápida intrusión del vapor hacia la formación. De igual forma, se observa que emplear valores excesivos, superiores a 1200 psi, causa una leve disminución en el rendimiento del método puesto que se incrementan las pérdidas de calor hacia formaciones adyacentes, reflejándose en un menor factor de recuperación a

presiones de 1250 y 1300 psi durante el precalentamiento³⁵. Análogamente, se identificó que, al utilizar presiones de inyección muy bajas durante esta etapa, el vapor no alcanza el nivel de intrusión deseado, impidiendo alcanzar la temperatura mínima de referencia para la etapa y, por tanto, disminuyendo la producción de aceite al final del proceso, lo que se evidencia en un factor de recuperación inferior al 18%. Cabe resaltar que el modelo se encuentra restringido a una presión de inyección máxima teórica de aproximadamente 1450 psi, debido a la profundidad de la formación en cuestión. Sin embargo, mediante simulación numérica, se estableció el límite, para el presente modelo, en un valor inferior a 1400 psi, pues ninguno de los experimentos con dicha presión se llevó a término de los 5 años de simulación numérica, por lo que no fueron tomados en cuenta en el registro.

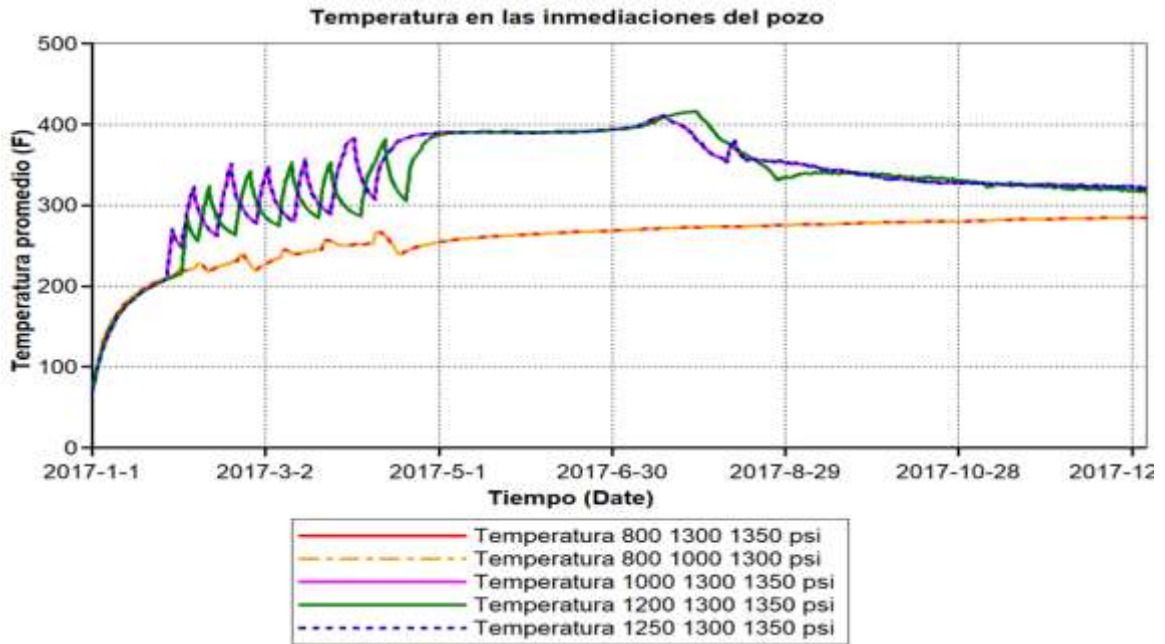
Figura 27. Efecto de la variación de la presión de inyección, a igualdad de tasa de inyección, sobre el factor de recuperación.



Fuente: Computer Modeling Group. CMG. COST. Análisis de sensibilidad

³⁵ EGBOGAH, WHITE & MIRKIN. Steam stimulated enhanced oil recovery. Rocanda Enterprises Ltd. Febrero, 2003. SPI 2400S

Figura 28. Efecto de la presión de inyección de precalentamiento sobre la temperatura alcanzada en las inmediaciones del pozo



Fuente: Computer Modeling Group. CMG. COST. Análisis de sensibilidad

4.1.1.2 Efecto de las condiciones de inyección, a condiciones de producción constantes, sobre la tasa vapor inyectado-aceite producido del sw-sagd. Esta función objetivo es un indicativo técnico-económico del rendimiento del SW-SAGD. Como su nombre lo indica, se supone un incremento normal en su valor de forma directa al incremento en la tasa de inyección, el cual puede verse afectado desfavorablemente al superar la tasa de vapor aceptada efectivamente por la formación, pues dicho vapor se inyectaría ocasionando posible sobrepresión, sin generar un incremento en la producción de aceite. En búsqueda de buena rentabilidad de un proyecto, se debe establecer como límite un valor de SOR igual o inferior a 4^{36} , que indique un bajo requerimiento de vapor para obtener una producción de aceite aceptable.

³⁶ RODRÍGUEZ CASTELBLANCO, Astrid Xiomara. Determinación de los parámetros operacionales, de diseño y de yacimiento para la implementación de la técnica de drenaje gravitacional asistido por vapor SAGD en crudos pesados móviles. Tesis de maestría en Ingeniería de Hidrocarburos. Bucaramanga, Colombia: Universidad Industrial de Santander, 2009.

- ***Efecto de la tasa de inyección de vapor.***

Al tratarse de una relación entre el vapor inyectado y el aceite producido, la tasa de inyección afecta directamente el valor de este parámetro. Tal como se muestra en la figura 28, inyectar a tasas superiores a 800 bls/d en las diferentes etapas, acarrea un SOR superior a 4, que al relacionarse con factores de recobro de orden de 20 % o valores inferiores, reducen notablemente la rentabilidad del proyecto. Mientras tanto, los primeros experimentos que avalúan el escenario contrario, incluyendo el modelo base, presentando un requerimiento menor a 2.5 de SOR, de buena rentabilidad teniendo en cuenta que se alcanzan factores de recobro superiores al 20 % en todos los casos. Cabe resaltar que el menor valor se encontró al emplear una tasa de vapor entre 500 y 700 bls/d, mientras que el mayor, al utilizar una tasa entre 900 y 1100 bls/d.

Por su parte, el parámetro inversamente proporcional al SOR, la producción de aceite, se ve afectado por la tasa de vapor en este sentido; a mayor tasa de vapor inyectado, se supone una mayor producción de aceite pues se logra transmitir mayor calor a los fluidos inmersos en la formación, incrementando la reducción de la viscosidad del crudo y por tanto su movilidad, además de aumentar el volumen de yacimiento contactado. Sin embargo, al carecer de una buena inyectividad, como se explicó anteriormente, al superar este valor, el incremento en el vapor inyectado es contraproducente pues no mejora la tasa de producción de aceite, acrecentando desfavorablemente el SOR.

Figura 29. Efecto de la variación de la tasa de inyección, a igualdad de presión de inyección, sobre el SOR ACUMULADO.

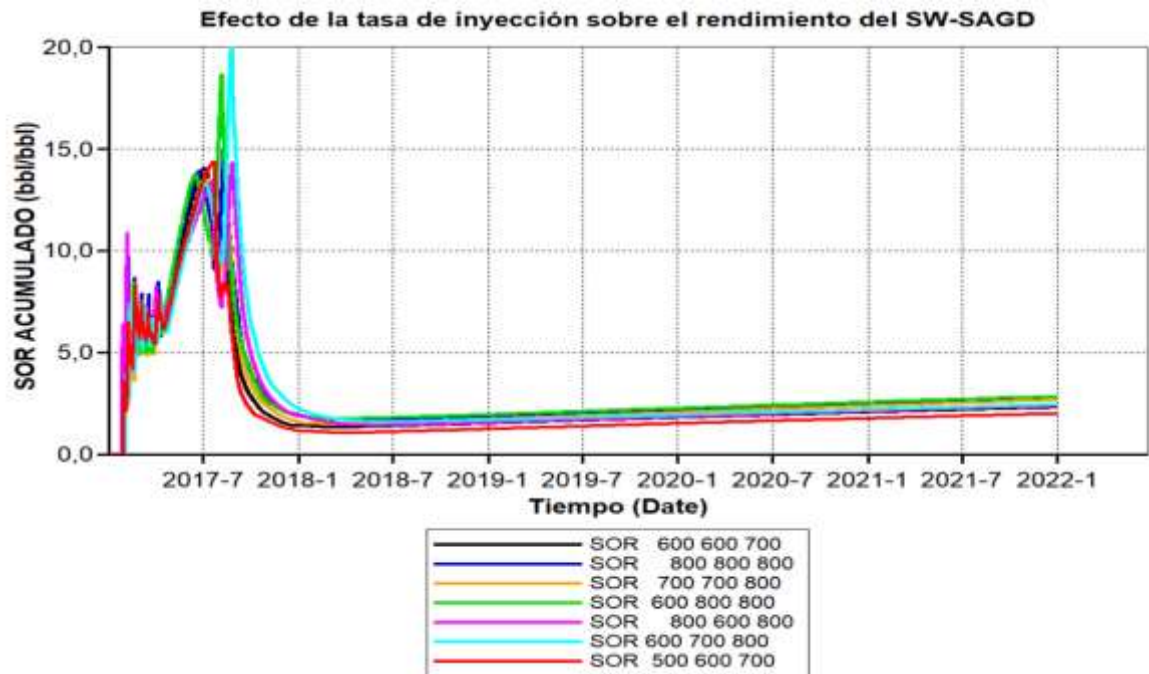


Figura 30. Efecto de la variación de la tasa de inyección, a igualdad de presión de inyección, sobre el SOR ACUMULADO.

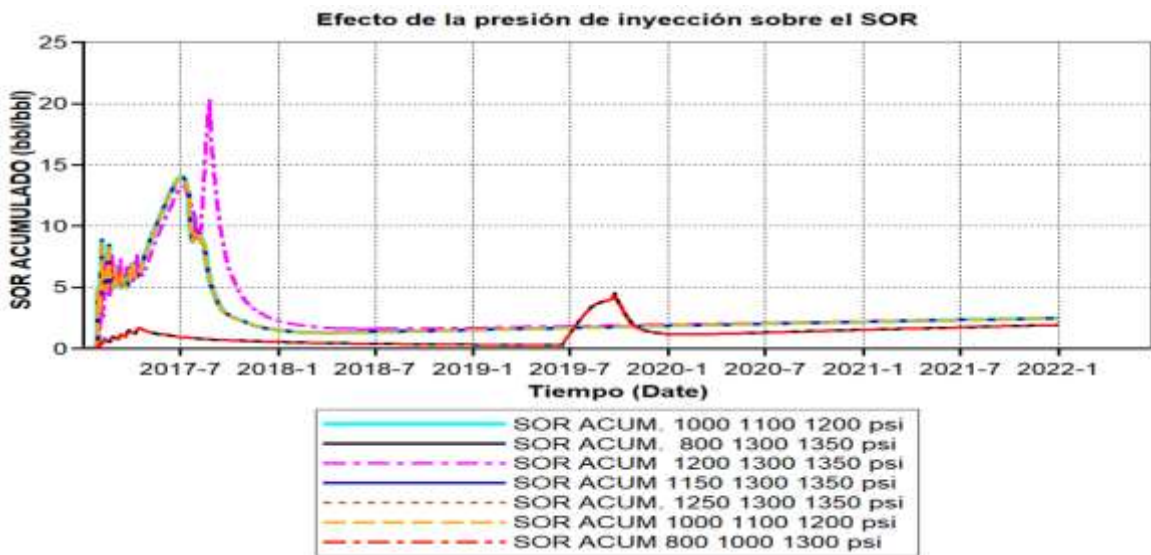


Fuente: Computer Modeling Group. CMG. COST. Análisis de sensibilidad

- **Efecto de la presión de inyección de vapor.**

Como se explicó anteriormente, un incremento en la presión de inyección supone una intrusión más rápida del vapor en la formación, derivando en un aumento en la producción de aceite que a la postre se ve reflejado en un mejor factor de recuperación, siempre y cuando se esté operando a la tasa de vapor y presión de producción indicada para el campo en cuestión. En este sentido, partiendo de que el SOR se constituye en una relación entre la tasa de vapor inyectado y el aceite producido, de forma contraria al factor de recobro, la presión de inyección afecta inversamente su valor, pues a mayor presión de inyección (dentro del rango limitado por las pérdidas de calor latente y la profundidad de la formación) se espera una mayor producción de aceite, disminuyendo el vapor de la relación SOR. No obstante, resulta más representativo para este parámetro objetivo, la tasa de vapor empleado, observándose, en la figura 30 una variación muy mínima en los casos destacados

Figura 31. Efecto de la variación de la presión de inyección, a igualdad de tasa de inyección, sobre el SOR ACUMULADO



Fuente: Computer Modeling Group. CMG. COST. Análisis de sensibilidad

4.1.1.3 Efecto de las condiciones de inyección, a condiciones de producción constantes, sobre relación optimizar del sw-sagd. Esta relación incluida con el fin de evaluar en conjunto los dos parámetros descritos anteriormente, determina el rendimiento de los diferentes experimentos según es su valor; un número mayor en la relación garantiza la obtención, bien sea de un mayor factor de recuperación o de un menor requerimiento de vapor. Sin embargo, al presentarse escenarios con un valor de optimizar similar, el concepto final debe emitirse en función del objetivo con el que se realiza el proyecto o de las limitaciones económicas que éste presenta.

Durante el análisis del factor de recobro y SOR, se encontró que la tasa de vapor inyectado afecta de forma directa ambos parámetros y, por tanto, a la relación optimizar igualmente. No obstante, una vez alcanzado el valor máximo de vapor admitido por la formación, según la tasa de inyectividad de la misma y lo permisible según el diámetro de las tuberías utilizadas, conllevando a una distribución ineficiente del vapor, éste actúa inversamente sobre el factor de recobro e incrementa de forma indeseada el SOR, disminuyendo considerablemente el valor de la relación optimizar, por lo que, en resumen, bajo las propiedades de fluido, roca y yacimiento de la formación trabajada, no es recomendable operar el esquema del SW-SAGD en un escenario que implique la inyección de altas tasas de vapor. En contraste, valores muy bajos en esta condición, representa una opción económicamente viable en proyectos con un margen restringido de SOR, mientras que escenarios de tasas de vapor bajas-moderadas, representan un panorama ideal que ofrece un balance entre ambos parámetros.

Ahora bien, en lo que respecta a la presión de inyección, bajo igualdad de tasa de vapor inyectado, se encontró que afecta directamente al factor de recobro, siendo favorable emplear presiones de inyección considerables, respetando el margen impuesto por la presión de fractura y evitando valores que causen pérdidas en la eficiencia térmica de la inyección, pero su efecto sobre la tasa de vapor inyectado-

aceite producido es mínimo, pues en dicho parámetro objetivo, es más relevante el incremento o disminución de estas últimas.

A continuación, se presenta una tabla con los resultados generales de los experimentos estudiados, resaltando el experimento base y el experimento 7 por presentar el mayor valor en la relación optimizar; el primero de ellos destaca por tener el mayor factor de recobro (24.4 %), mientras que el segundo por su bajo SOR (2).

Tabla 13. Resultados obtenidos bajo variaciones en las condiciones de inyección, a igualdad de condiciones de producción

Exp	Precalentamiento		Iniciación		Propagación		Resultados		
	Qiny [bls/d]	Piny [psi]	Qiny [bls/d]	Piny [psi]	Qiny [bls/d]	Piny [psi]	FR%	SOR	OPT
Base	600	1200	700	1300	800	1350	24.4	2.44	9.98
1	600	1200	600	1300	700	1350	21.01	2.31	9.1
2	700	1200	700	1300	700	1350	22.63	2.3	9.84
3	600	1200	800	1300	800	1350	20.98	2.83	7.41
4	700	1200	700	1300	800	1350	21.84	2.67	8.18
5	800	1200	600	1300	800	1350	23.56	2.39	9.86
6	800	1200	800	1300	800	1350	21.75	2.77	7.85
7	500	1200	600	1300	700	1350	22.2	2	11.1
8	800	1200	900	1300	1000	1350	19.45	4.38	4.44
9	900	1200	1000	1300	1100	1350	20.78	4.5	4.62

4.1.2 Influencia de las condiciones de producción bajo tres escenarios de condiciones de inyección. La presión en la tubería productora se encuentra limitada inicialmente por la presión de la formación, que en este caso es de 790 psi. Ahora bien, para el estudio de la influencia de la presión de producción sobre el rendimiento del SW-SAGD, en función del factor de recobro, la tasa de vapor inyectado-aceite producido(SOR) y la relación optimizar, se estableció el valor de dicho parámetro según el objetivo buscado de cada etapa. En este sentido, como la etapa de precalentamiento pretende realizar un lavado mediante la circulación del vapor, se estableció un rango en la presión de producción muy cercana a la presión de la formación , en la etapa de iniciación, como se requiere una restricción en la

producción de aceite para la correcta formación de la cámara de vapor, se estableció un rango de presión moderado y finalmente, en la etapa de propagación, que busca la propagación lateral del vapor y una producción neta de aceite lo más constante posible, se estableció una presión baja que mediante el diferencial, respecto a la presión de la formación, facilite el drenaje a superficie.

Tabla 14. Variaciones en la presión de la tubería productora establecidas para cada una de las etapas del SW-SAGD

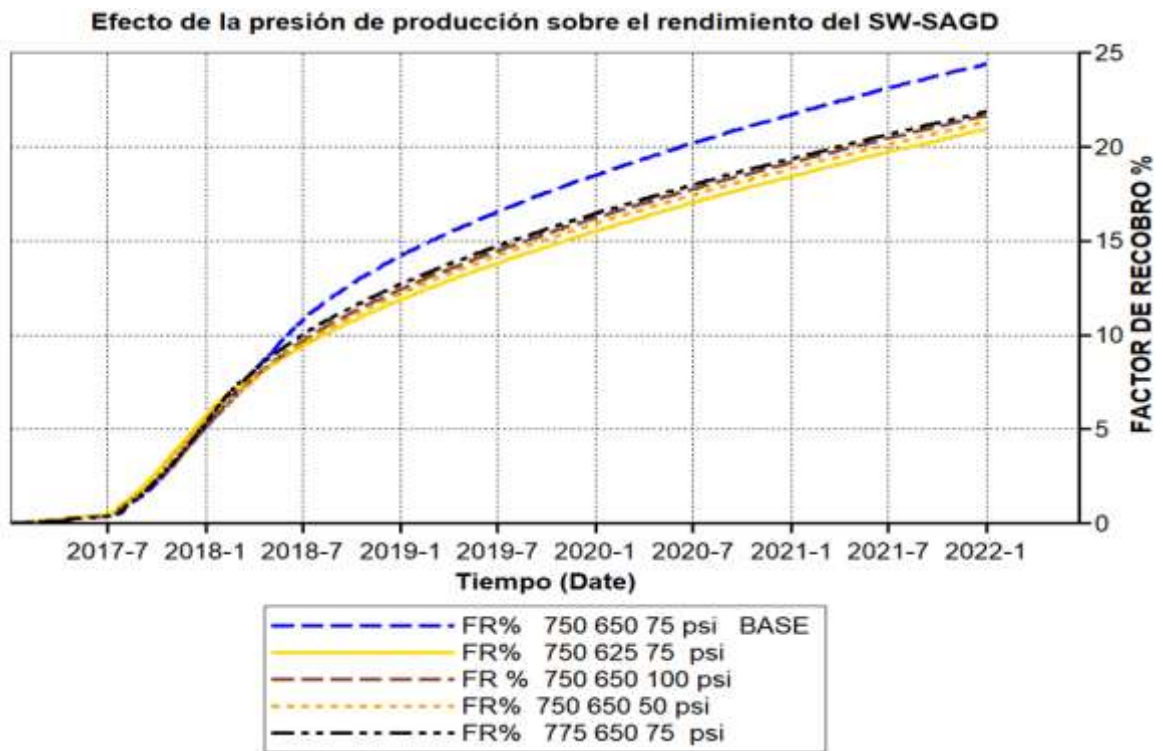
ETAPA	PRESIÓN DE PRODUCCIÓN(psi)	ΔP (psi)
Pre calentamiento	700-775	40-90
Iniciación	625-675	115-165
Propagación	50-125	665-740

4.1.2.1 Efecto de las condiciones de producción, bajo tres escenarios de condiciones de inyección, sobre el factor de recobro. Tal como lo describe la ley de Darcy, el caudal de producción de aceite se encuentra en relación directa con el diferencial de presión, de manera que entre mayor sea el drawdown causado mediante la presión en la tubería productora, se espera una mayor producción de aceite y, por ende, un mejor factor de recuperación.

Como se puede observar en la figura 31 en el primer escenario evaluado, los resultados mostraron que, al emplear bajas tasas de vapor, inyectadas a altas presiones, es posible obtener factores de recobro superiores a 20% bajo diferentes opciones de diferenciales de presión. Sin embargo, resulta más favorable ejercer control sobre dicho diferencial durante la etapa de iniciación y propagación que permita aprovechar las fuerzas viscosas y la tendencia del crudo de migrar hacia el punto de menor presión, al mismo tiempo en que evita la temprana canalización del vapor hacia la tubería productora. De esta manera, la opción de mayor producción de aceite, y factor de recobro, es el escenario base cuya presión de producción se establece en 750 psi en pre calentamiento, 650 psi en iniciación y 75 psi en propagación, diferenciándose de las otras opciones por una menor reducción en el caudal de producción durante la etapa de propagación. Por su parte, el escenario

cuya presión de producción de iniciación es de 625 psi, tuvo el peor rendimiento del grupo, ya que al tener un mayor diferencial durante una fase que pretende generar una concentración uniforme de vapor y posterior creación de la cámara, éste redujo su eficiencia térmica al producirse más rápido de lo esperado.

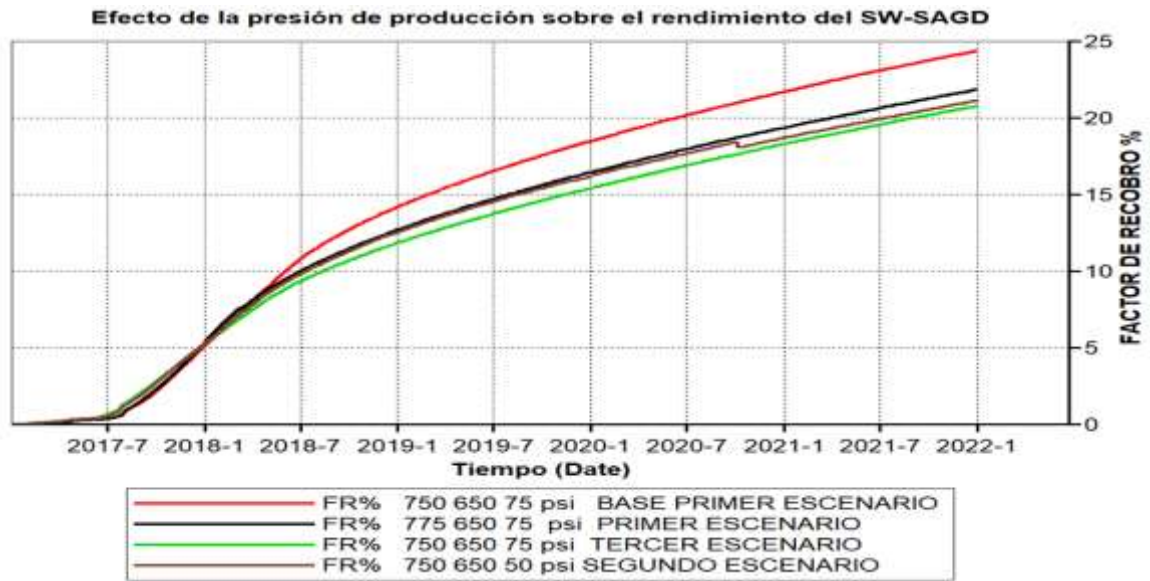
Figura 32. Efecto de la variación en la presión en la tubería productora, bajo un escenario de bajas tasas de vapor inyectada a altas presiones sobre el factor de recobro



Fuente: Computer Modeling Group. CMG. COST. Análisis de sensibilidad

Contrario al primer escenario, al estudiar un segundo escenario de tasas moderadas-altas de vapor, se encontró que la configuración que mejor resultado arroja sobre el factor de recobro, es la que incluye el mayor diferencial de presión sobre las etapas de iniciación y propagación, es decir, aquella de menor presión de producción en las mismas. Sin embargo, en ninguno de los casos estudiados se logró un factor de recuperación superior al 21%.

Figura 33. Efecto de la variación en la presión en la tubería productora, bajo un escenario de altas tasas de vapor, sobre el FR %

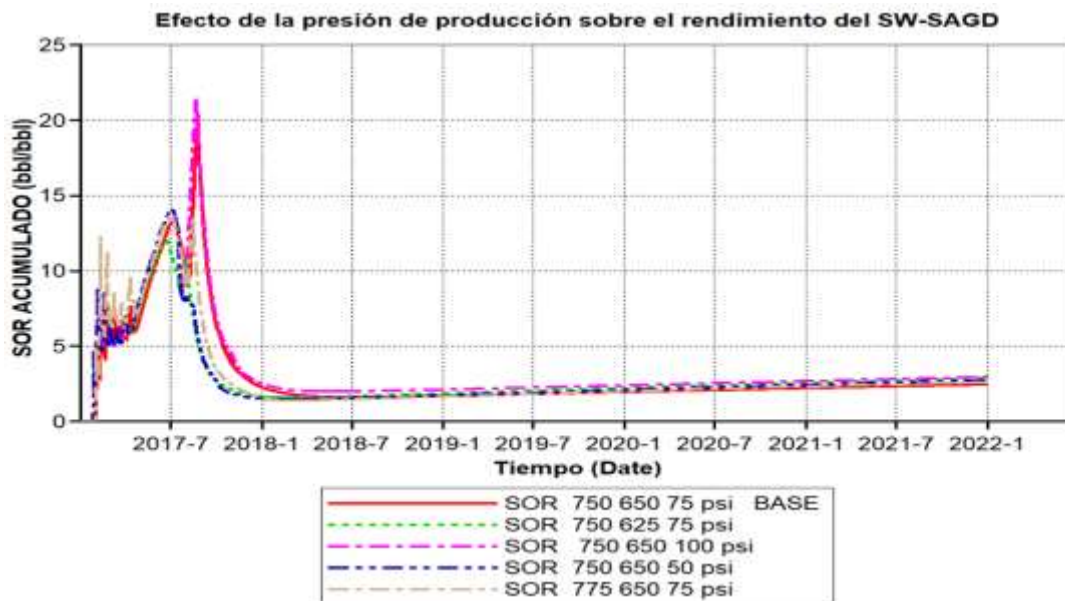


Fuente: Computer Modeling Group. CMG. COST. Análisis de sensibilidad

4.1.2.2 Efecto de las condiciones de producción, bajo tres escenarios de condiciones de inyección, sobre la tasa vapor inyectado-aceite producido (SOR). A diferencia del factor de recobro, la presión de la tubería productora actúa de forma inversa sobre la tasa de vapor inyectado-aceite producido; un menor diferencial de presión reduce la producción de aceite y, por tanto, incrementa desfavorablemente el SOR, mientras que un mayor diferencial de presión, actúa favorablemente, haciendo que el aceite fluya más fácilmente hacia la zona productora, siempre y cuando su valor no sea tan bajo que genere canalización en la tubería de producción. En un primer grupo analizado, de bajas-moderadas tasas de vapor inyectadas a altas presiones, se determinó que, para formaciones altamente viscosas, relativamente someras, de permeabilidad vertical moderada como la trabajada, estos valores de tasas de vapor logran una buena distribución en la formación, reduciendo el grado de canalización, por lo que se logra una mejor producción de aceite, a un menor requerimiento de vapor inyectado (SOR) que otros escenarios para diferentes presiones en la tubería productora.

Como se observa en la figura 33, la mejor de las opciones estudiadas para el primer escenario es el caso base, que incluye presiones en la tubería productora de 750 psi en precalentamiento, 650 psi en iniciación y 75 psi en precalentamiento, alcanzando un SOR de 2.44 frente al experimento que se caracteriza por la un menor diferencial de presión en la etapa de precalentamiento, con 775 psi, requiriendo un SOR de 2.6. Esto indica que, a bajas tasas de vapor, en lo que a la tasa vapor inyectado-aceite producido se refiere, no es demasiado representativo el diferencial de presión causado, bien sea en iniciación o propagación, desde que éste se encuentre en los rangos considerados apropiados para dar cumplimiento con los objetivos de cada etapa, por lo que se lograr garantizar un balance entre el aprovechamiento del fenómeno explicado por la ley de Darcy y las pérdidas por canalización hacia la tubería productora supuestas por un diferencial grande en la presión de ésta, pero el diferencial de presión en la etapa de propagación, debe ser preferentemente bajo, bajo cierto margen de control.

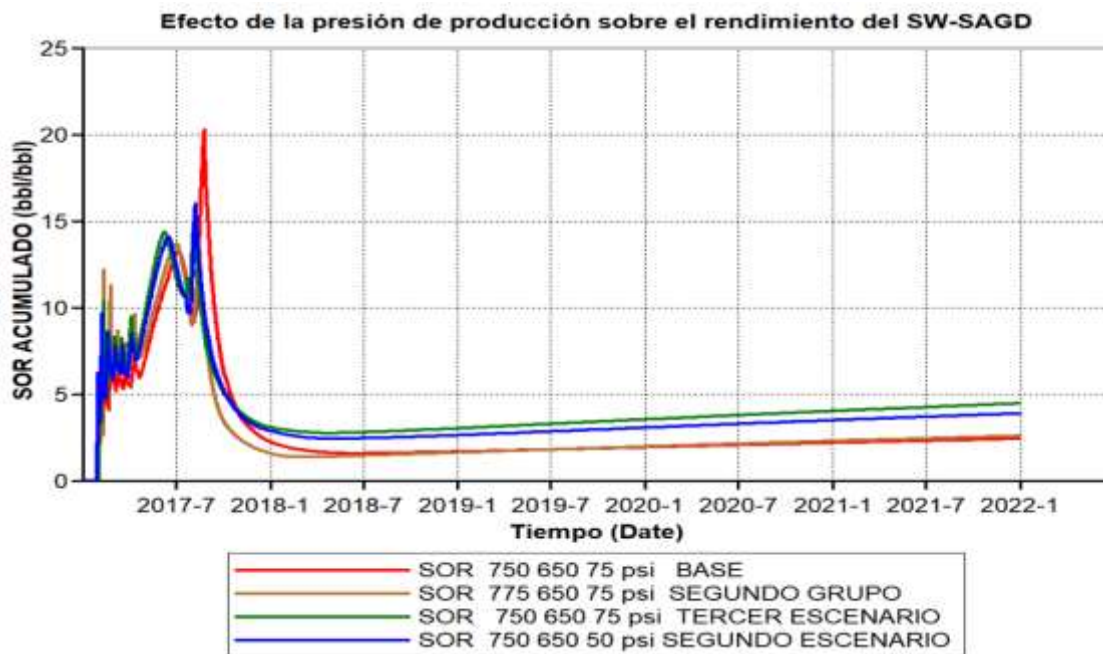
Figura 34. Efecto de la variación en la presión en la tubería productora, bajo el primer escenario, sobre el SOR ACUMULADO



Fuente: Computer Modeling Group. CMG. COST. Análisis de sensibilidad

Por otro lado, se encontró que emplear tasas de vapor medias (800-1000 bls/d), inyectadas igualmente a presiones considerables, puede ser una opción viable, al operar bajo una presión en la tubería productora de 750 psi, 650 psi y 50 psi respectivamente en cada etapa, ya que alcanza un SOR menor al de referencia de 3.89, mientras que las altas tasas inyectadas tanto a presiones considerables como bajas no presentan viabilidad al requerir un SOR superior a 4.7 en todas sus configuraciones de presión de producción.

Figura 35. Efecto de la variación en la presión en la tubería productora, bajo el segundo escenario y tercer, sobre el SOR ACUMULADO



Fuente: Computer Modeling Group. CMG. COST. Análisis de sensibilidad

4.1.2.3 Efecto de las condiciones de inyección, a condiciones de producción constantes, sobre relación optimizar del sw-sagd. Al analizar el efecto de la presión en la tubería productora sobre los dos parámetros propios de la relación optimizar, se encontró que en lo que respecta al factor de recobro, generar diferenciales de presión demasiado altos en las etapas del proceso, aceleran el fenómeno de la canalización de vapor, lo que disminuye la producción de aceite. Como se observa

en la siguiente tabla 15, a tasa de inyección entre 600 y 800 bls/d y a presión de inyección entre 1200 y 1350 psi, una presión de producción menor durante la etapa de propagación, causa una prematura canalización de vapor.

En lo que concierne a la tasa de vapor inyectado-aceite producido(SOR), se identificó que, aunque a tasas de vapor moderadas no tiene mayor repercusión, al incrementar el vapor inyectado, se causa un mayor SOR ante mayores diferenciales de presión durante las etapas de iniciación o precalentamiento, pues como se dijo anteriormente, disminuye la producción de aceite.

Tabla 15. Tiempo al cual se genera la canalización de vapor según la presión en la tubería productora durante el precalentamiento

BHP PROP	TIEMPO de canalización		FR %
75	553	Días	24.4
50	467	Días	21.32
100	476	Días	21.66

Tabla 16. Resultados generales en función de la variación en la presión de producción al emplear tasas de vapor moderadas.

Condición	Precalentamiento	Iniciación	Propagación	Resultados		
Quiny bls/d	600	700	800			
Piny psi	1200	1300	1350			
Presión en tubería productora psi				FR%	SOR	OPT
Base	750	650	75	24.4	2.44	9.98
1	750	650	50	21.33	2.71	7.86
2	750	625	75	20.94	2.85	7.35
3	750	650	100	21.66	2.93	7.38
4	775	650	75	21.86	2.6	8.41

Tabla 17. Resultados generales en función de la variación en la presión de producción al emplear tasas de vapor medias-altas

Condición	Precaentamiento	Iniciación	Propagación	Resultados		
Quiny bls/d	800	900	1000			
Piny psi	1200	1300	1350			
Presión en tubería productora psi				FR%	SOR	OPT
5	750	650	50	21.13	3.9	5.4210
6	750	650	75	19.47	4.38	7.86
Condición	Precaentamiento	Iniciación	Propagación	Resultados		
Quiny bls/d	900	1000	1100			
Piny psi	1200	1300	1350			
Presión en tubería productora psi				FR%	SOR	OPT
5	750	650	50	15.47	4.92	3.14
6	750	650	75	20.78	4.48	4.64

5. ESQUEMA ÓPTIMO DE IMPLEMENTACIÓN DEL SW-SAGD EN EL YACIMIENTO CONCEPTUAL DE CRUDO EXTRAPESADO ESTUDIADO

Una vez estudiado el efecto de las condiciones de inyección y producción del SW-SAGD, así como parámetros operacionales como esquema de producción en la etapa de precalentamiento y duración de la etapa de iniciación, se estableció un esquema óptimo de implementación del método en un yacimiento conceptual de crudo extrapesado, en función de parámetros técnico-económicos como el factor de recobro, la tasa de vapor inyectado-aceite producido y la relación optimizar. Cabe resaltar que, al ser un estudio técnico, se dio prioridad a los resultados obtenidos en cuanto a factor de recobro, pero se presenta un segundo esquema viable en función de la rentabilidad técnico-económica donde se da prioridad a la relación optimizar. Al finalizar el apartado, se muestra los resultados obtenidos mediante un análisis financiero donde se enfocó la evaluación hacia el requerimiento económico de la generación del vapor en ambos casos, ya que presentando ambos las mismas condiciones de completamiento, el factor diferenciador radica variables como la calidad del vapor inyectado y el tiempo de duración de la etapa de iniciación.

5.1 ESQUEMA ÓPTIMO DE IMPLEMENTACIÓN DEL SW-SAGD EN EL YACIMIENTO CONCEPTUAL DE CRUDO EXTRAPESADO ESTUDIADO EN FUNCIÓN DEL PARÁMETRO FACTOR DE RECOBRO

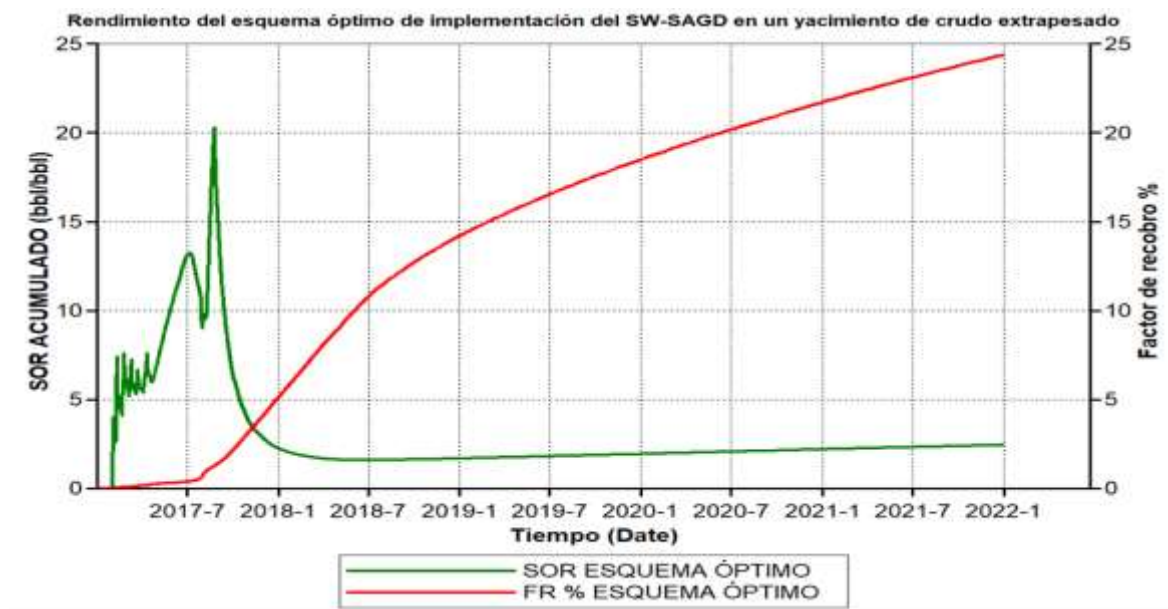
Figura 36. Esquema óptimo de implementación del sw-sagd en el yacimiento de crudo extrapesado según el factor de recobro.

Precalentamiento	Iniciación	Propagación
<ul style="list-style-type: none">• Tiny: 600 bls/d• Piny: 1200 psi• Pprod: 750 psi• X: 0.6• Ciclos de producción: 6	<ul style="list-style-type: none">• Tiny: 700 bls/d• Piny: 1300 psi• Pprod: 650 psi• X: 0.8• Duración: 100 días	<ul style="list-style-type: none">• Tiny: 800 bls/d• Piny: 1350 psi• Pprod: 75 psi• X: 0.8

5.1.1 Rendimiento del esquema óptimo de implementación del sw-sagd en un yacimiento conceptual de crudo extrapesado en función del factor de recobro.

Como se observa en la figura 36, el esquema óptimo de implementación del SW-SAGD en el yacimiento conceptual de crudo extrapesado estudiado, presenta un rendimiento de 24.4 % de factor de recuperación y 2.44 de SOR, para dar como resultado una relación optimizar de 10.

Figura 37. Rendimiento del esquema óptimo de implementación del SW-SAGD en un yacimiento de crudo extrapesado estudiado

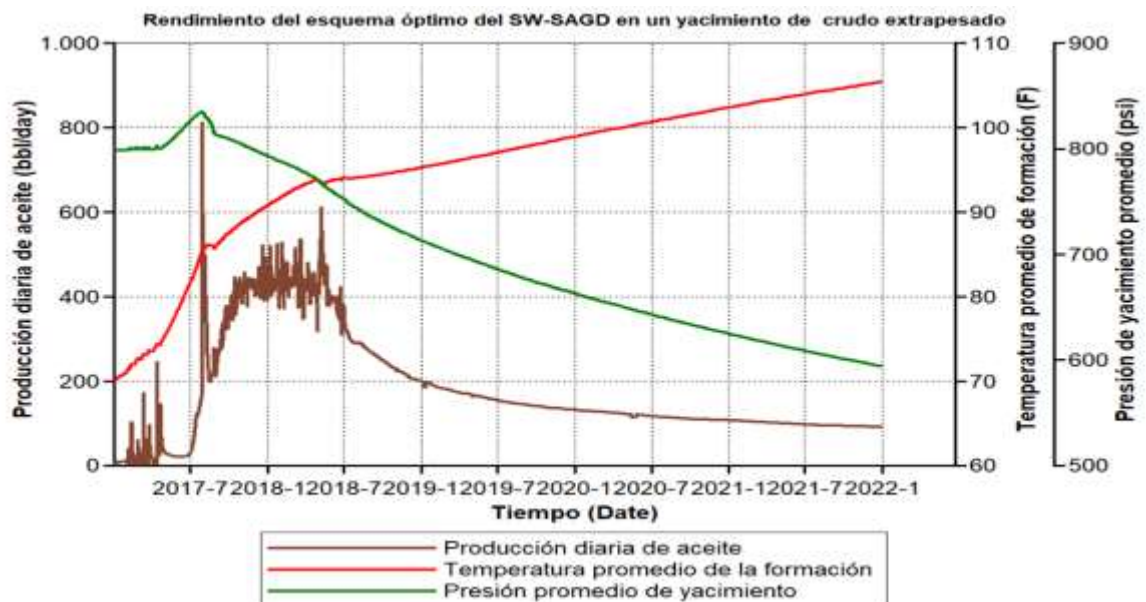


Fuente: Computer Modeling Group. CMG. RESULTS GRAPH

Partiendo de las observaciones realizadas durante el proceso de análisis de sensibilidad, es posible destacar que dichos resultados positivos, teniendo en cuenta que el SW-SAGD presenta menor recuperación de aceite que el SAGD convencional, se obtienen debido a que las bajas tasas de vapor inyectado logran reducir el porcentaje de canalización y calor latente perdido mediante una configuración de presiones de inyección considerables que, sin ser demasiado altas como para incrementar las pérdidas por calor latente y por ende una prematura condensación, favorecen a una distribución de calor más rápida, y de presiones de

producción que disponen un diferencial de presión que aporta al incremento del caudal de aceite, sin aumentar el grado de canalización hacia la tubería productora. Igualmente, la duración de la tapa de iniciación fue un factor clave; a 100 días de iniciación, la cámara de vapor formada alcanza un balance entre la rapidez con la cual contacta el tope de la formación, influyente de forma directa sobre la cantidad de calor perdido ante su contacto, y el retorno de la inversión al mediano plazo estudiado. Esto puede observarse en la figura 37, donde se presenta el rendimiento del esquema en función de la tasa diaria de producción de aceite y temperatura, y presión promedio de la formación. Aunque la disminución de la presión del yacimiento coincide con la disminución en la tasa de producción durante la etapa de propagación, ésta puede mantenerse relativamente constante, mientras que la temperatura de la formación se incrementa de 70 °F a 106°F.

Figura 38. Rendimiento del esquema óptimo de implementación del SW-SAGD en un yacimiento de crudo extrapesado estudiado en función de la tasa de producción de aceite, presión y temperatura promedio de la formación.



Fuente: Computer Modeling Group. CMG. RESULTS GRAPH

5.1.2 Perfil de temperatura obtenido mediante el esquema óptimo de implementación en función del factor de recobro del SW-SAGD en el yacimiento conceptual de crudo extrapesado estudiado. En las siguientes imágenes se encuentra el perfil de temperatura para el momento en que se inicia la etapa de precalentamiento y al finalizar los cinco años de simulación numérica, durante la etapa de propagación. Como se evidencia, al tiempo de simulación estudiado, el vapor logra propagarse efectivamente en dirección perpendicular al pozo alcanzando el tope de la formación, para posteriormente propagarse hacia el intervalo productivo. Sin embargo, la propagación lateral se ve reducida, sin llegar a contactar toda la zona productora, lo cual puede deberse a una menor eficiencia del vapor producto de las pérdidas de calor provocadas ante el contacto con el overburden.

Figura 39. Perfil de temperatura al inicio de la etapa de PRECALENTAMIENTO

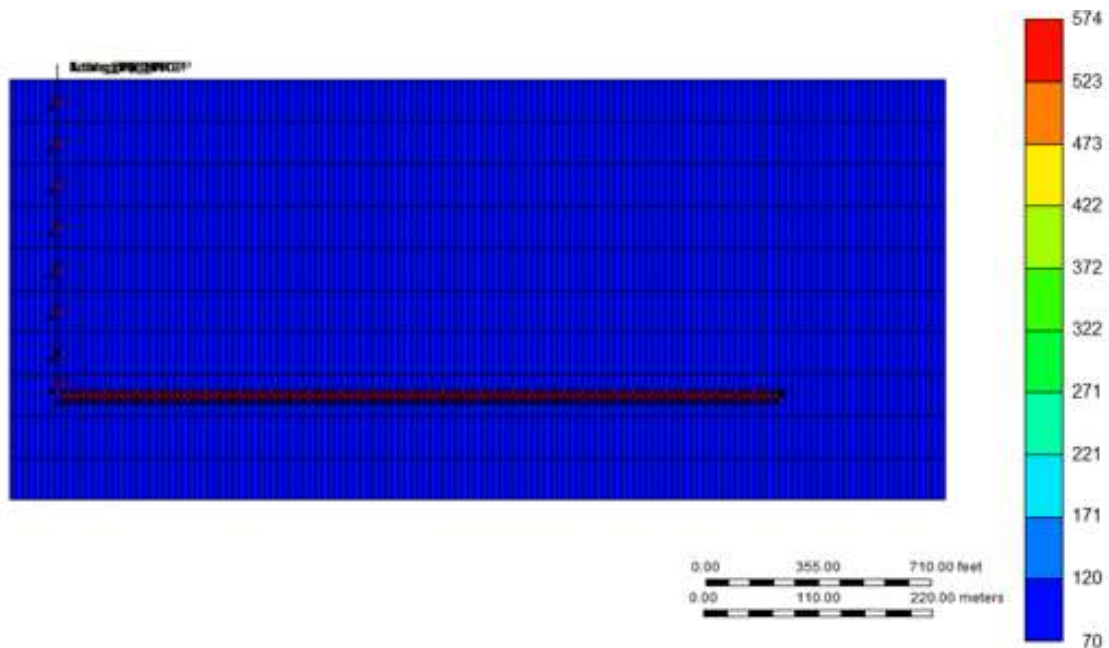
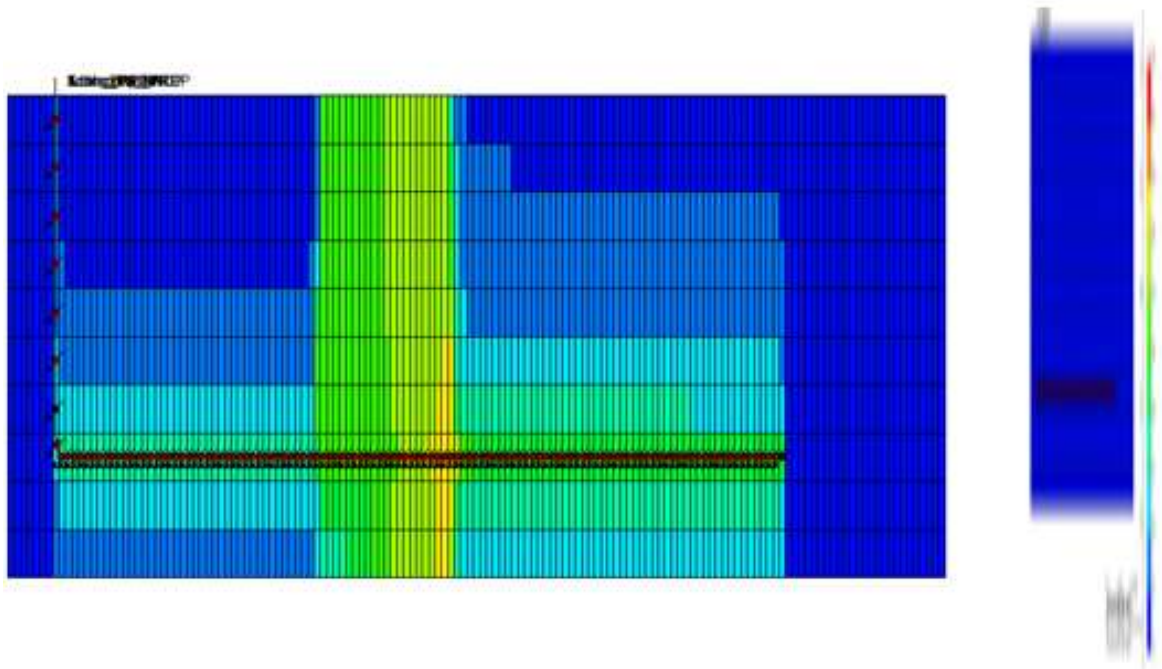


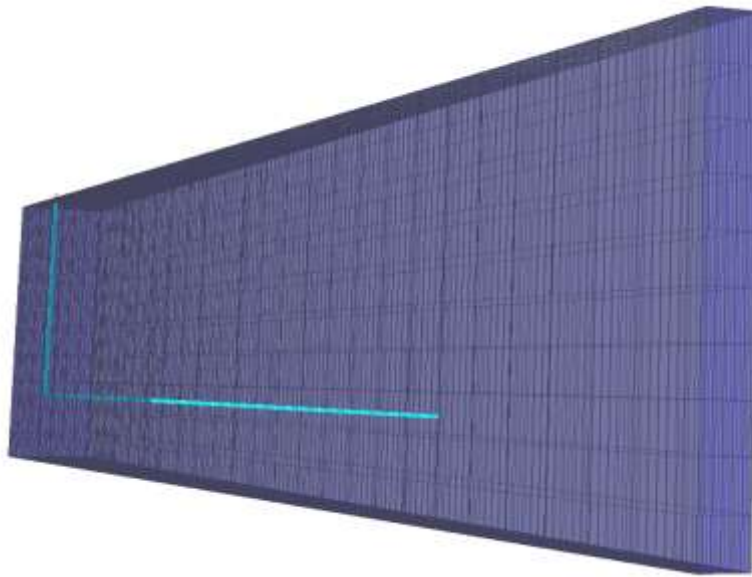
Figura 40. Perfil de temperatura a 5 años de simulación numérica, durante la propagación



Fuente: Computer Modeling Group. CMG. RESULT 3D

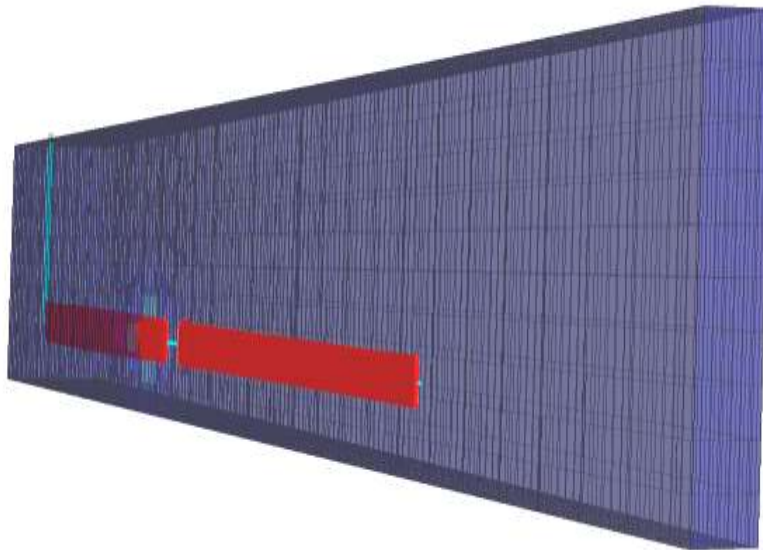
5.1.3 Avance de la cámara de vapor mediante el esquema óptimo de implementación DEL SW-SAGD en función del factor de recobro en el yacimiento conceptual de crudo extrapesado estudiado. Con el objetivo se detallar el avance de la cámara de vapor a lo largo de todo el proceso de aplicación del SW-SAGD en el yacimiento en cuestión, se tomó como referencia tiempos de 3 meses, considerado como el punto final de la etapa de precalentamiento, 6 meses y 10 días, siendo el punto final de la etapa de iniciación y finalmente, 12 meses y 5 años, tiempos pertenecientes a la etapa de propagación.

Figura 41. Cámara de vapor nula en el punto de inicio del precalentamiento



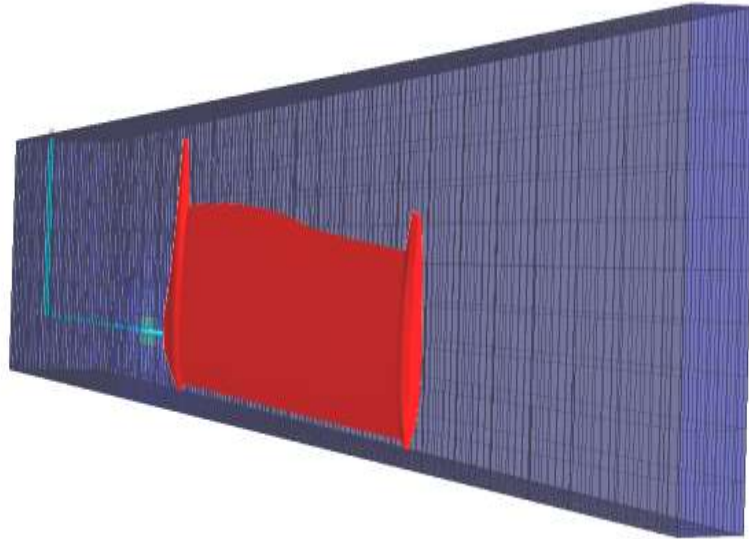
Fuente: Computer Modeling Group. CMG. RESULTS 3D

Figura 42. Avance del vapor al final de la etapa de precalentamiento



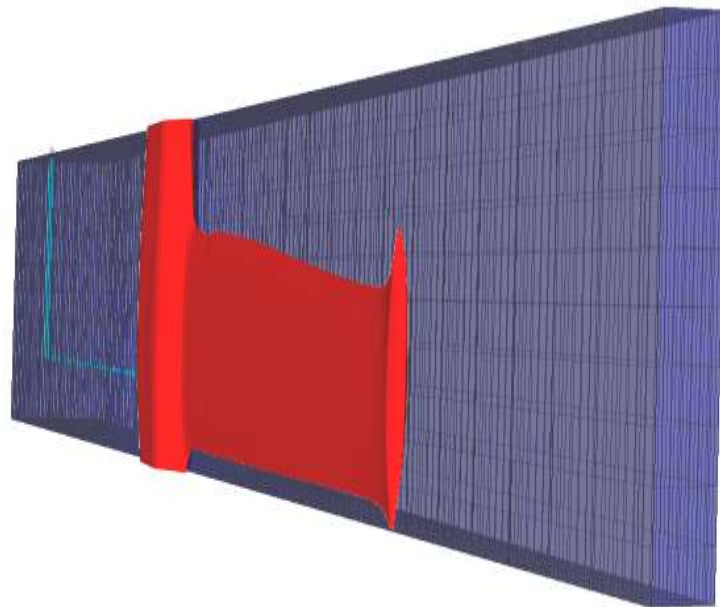
Fuente: Computer Modeling Group. CMG. RESULT 3D

Figura 43. Avance de la cámara de vapor en el punto de inicio de la etapa de iniciación



Fuente: Computer Modeling Group. CMG. RESULT 3D

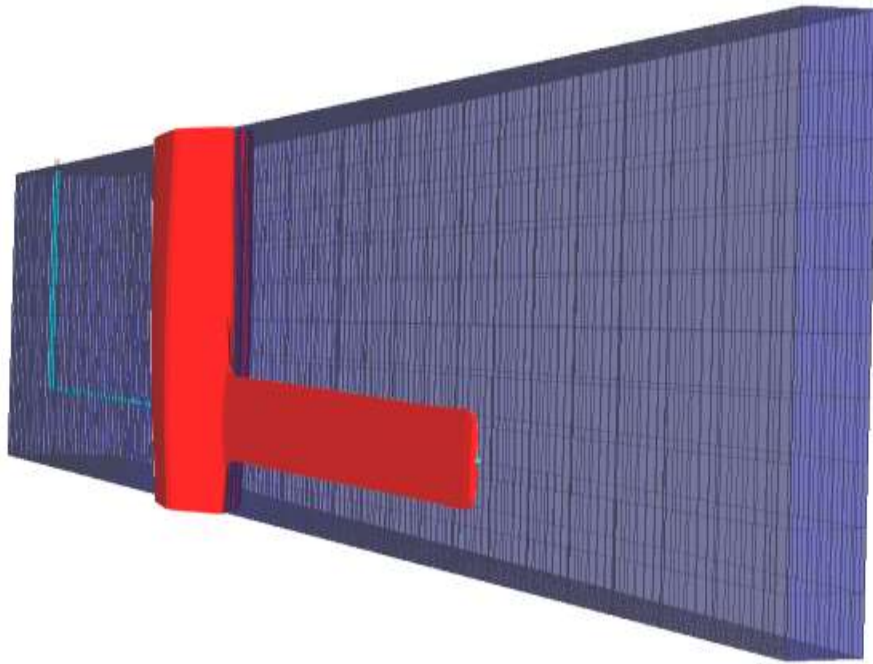
Figura 44. Avance de la cámara de vapor a un año de simulación numérica, que marca la primera parte de la etapa de propagación

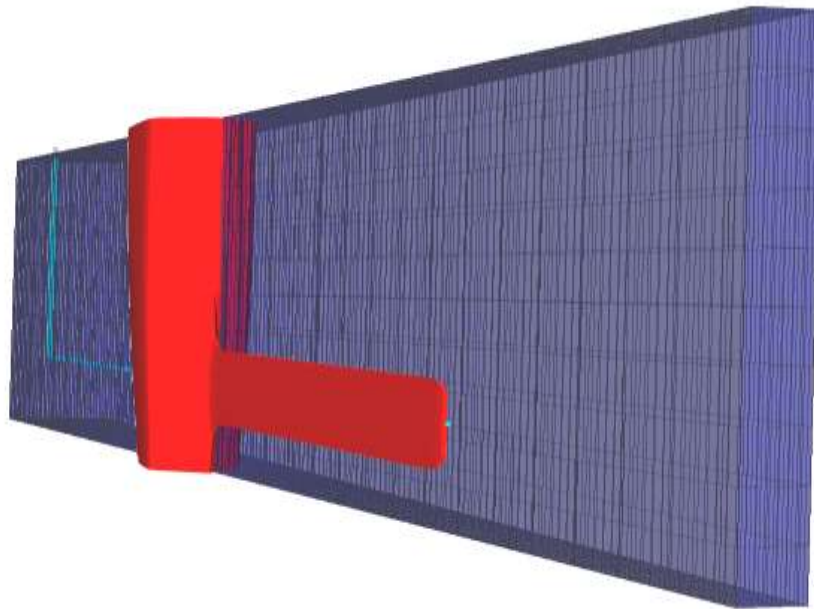


Fuente: Computer Modeling Group. CMG. RESULT 3D.

Como se observa en la figura 39 y 40, al finalizar tres meses de simulación numérica, el vapor se ha concentrado en las inmediaciones del pozo, tal como lo sugiere la etapa de precalentamiento, incrementando el radio calentado y disminuyendo la viscosidad del crudo a partir de la circulación del vapor. En la figura 41 y 42, se observa que, al finalizar la etapa de iniciación, la cámara de vapor se ha propagado perpendicularmente al pozo y a su vez, ha tendido a propagarse lateralmente hacia el intervalo productor. Sin embargo, tal como lo evidencia la figura 43 y 44, al finalizar la etapa de propagación, dicha cámara limita su propagación lateral, dejando gran parte de la zona productora sin contactar.

Figura 45. Avance de la cámara de vapor durante la etapa de propagación





Fuente: Computer Modeling Group. CMG. CMOST.

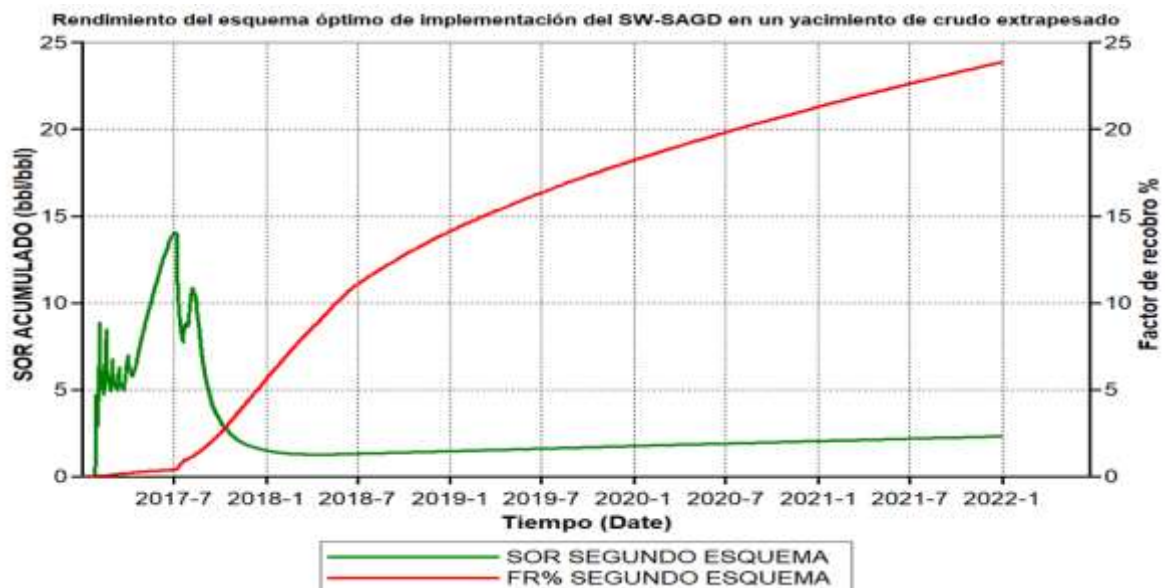
5.2 ESQUEMA ÓPTIMO DE IMPLEMENTACIÓN DEL SW-SAGD EN EL YACIMIENTO CONCEPTUAL DE CRUDO EXTRAPESADO ESTUDIADO EN FUNCIÓN DEL PARÁMETRO SOR Y LA RELACIÓN OPTIMIZAR

Figura 46. Esquema óptimo de implementación del sw-sagd en el yacimiento de crudo extrapesado según la función del parámetro sor y la relación optimizar

Pre calentamiento	Iniciación	Propagación
<ul style="list-style-type: none"> • Tiny: 600 bls/d • Piny: 1200 psi • Pprod: 750 psi • X: 0.6 • Ciclos de producción: 6 	<ul style="list-style-type: none"> • Tiny: 700 bls/d • Piny: 1300 psi • Pprod: 650 psi • X: 0.8 • Duración: 90 días 	<ul style="list-style-type: none"> • Tiny: 800 bls/d • Piny: 1350 psi • Pprod: 75 psi • X: 0.8

5.2.1 Rendimiento del esquema óptimo de implementación del SW-SAGD en un yacimiento conceptual de crudo extrapesado en función del parámetro SOR y la relación optimizar. Como se observa en la figura 46, el esquema óptimo de implementación del SW-SAGD en el yacimiento conceptual de crudo extrapesado estudiado, presenta un rendimiento de 23.8 % de factor de recuperación y 2.35 de SOR, para dar como resultado una relación optimizar de 10.127.

Figura 47. Rendimiento del segundo esquema de implementación del SW-SAGD en un yacimiento de crudo extrapesado estudiado



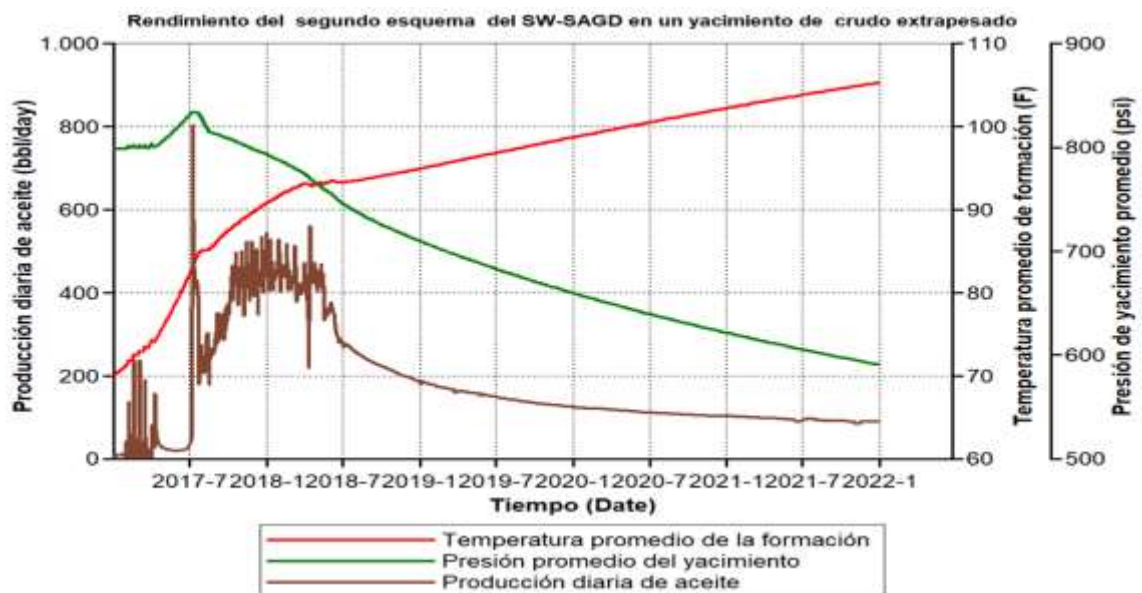
Fuente: Computer Modeling Group. CMG. RESULTS GRAPH

Los resultados obtenidos respecto al factor de recobro, el SOR y la relación optimizar demuestran que es una opción viable frente al principal esquema óptimo de implementación del SW-SAGD a través de su bajo requerimiento de vapor para producir a una tasa de aceite considerable, representado por un SOR menor que el esquema principal, lo que lo lleva a tener una mejor relación optimizar. Al ser la tasa y presión de inyección, y presión en la tubería productora, análoga al primer esquema en las tres etapas, así como la calidad del vapor durante el

precalentamiento y la propagación, su principal factor diferenciador es la calidad del vapor inyectado en la iniciación y la duración de esta etapa.

Por un lado, se mostró numéricamente que la calidad de vapor empleado tiene un efecto directo sobre el factor de recobro; a mayor calidad, bajo igualdad de condiciones de inyección y producción, se reducen las pérdidas de calor latente, pero ésta no es demasiado representativa sobre la temperatura promedio alcanzada, por lo que al emplear una calidad de 0.7 en iniciación, a pesar de llegar a un factor de recuperación un poco menor, puede acarrear ahorros en la generación del vapor. Por su parte, emplear una duración de 90 días, que es menor a la considerada anteriormente, presenta como ventaja competitiva un retorno más pronto de la inversión al iniciar producción durante la propagación, pero disminuye su rendimiento ya que, en comparación con el esquema principal, el vapor pierde parte de su calor por contacto prematuro con el tope de la formación, condensándose más rápido.

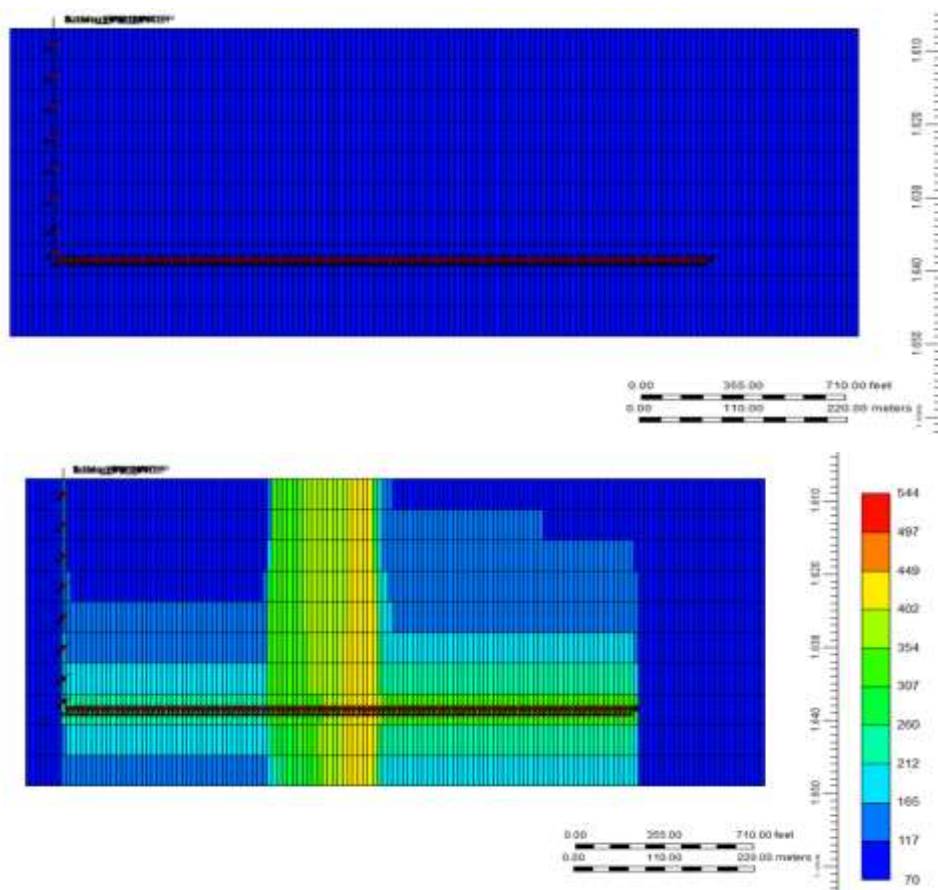
Figura 48. Rendimiento del segundo esquema de implementación del SW-SAGD en un yacimiento de crudo extrapesado estudiado



Fuente: Computer Modeling Group. CMG. RESULTS GRAPH

5.2.2 Avance del perfil de temperatura mediante el esquema óptimo de implementación del SW-SAGD en un yacimiento conceptual de crudo extrapesado en función del parámetro sor y la relación optimizar

Figura 49. Perfil de temperatura obtenido a 5 años de simulación numérica mediante la aplicación del segundo esquema de SW-SAGD.



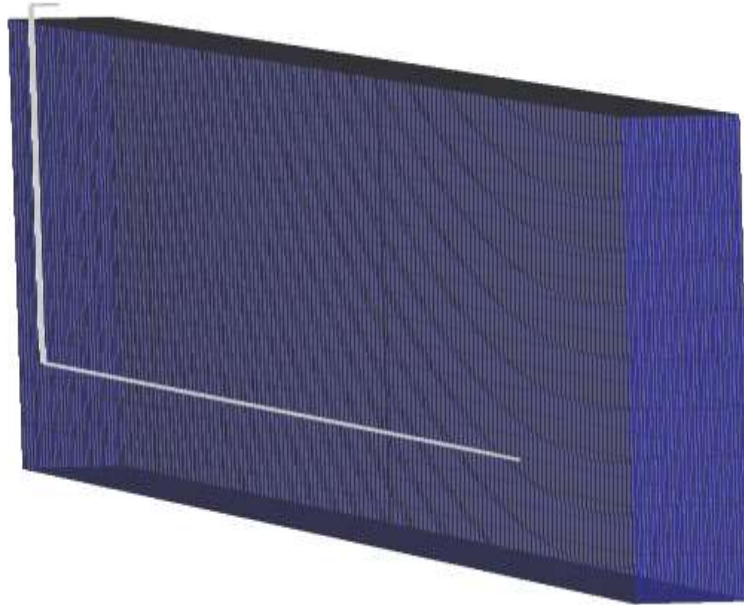
Fuente: Computer Modeling Group. CMG. RESULTS 3D

Como se evidencia en las figuras anteriores, finalizados los cinco años de simulación numérica, el vapor logró una buena eficiencia en su propagación perpendicular hasta llegar al tope de la formación. Al igual que en el primer esquema, éste se propaga lateralmente del medio del pozo hacia el intervalo productor, pero no logra una buena eficiencia en su propagación, dejando gran parte

de la formación sin contactar. A diferencia de tal esquema, como se puede ver en su leyenda, se alcanza una temperatura máxima menor de 544°F, lo cual se debe que al emplear un menor tiempo de iniciación el vapor contactó más rápidamente el tope de la formación, acelerando las pérdidas del calor latente y, por tanto, se da una condensación más rápida del vapor. Así mismo, mediante el segundo esquema, después del tiempo de simulación, la temperatura sobre el intervalo inyector es menor, originada por una cámara de vapor de menor proporción al anterior esquema.

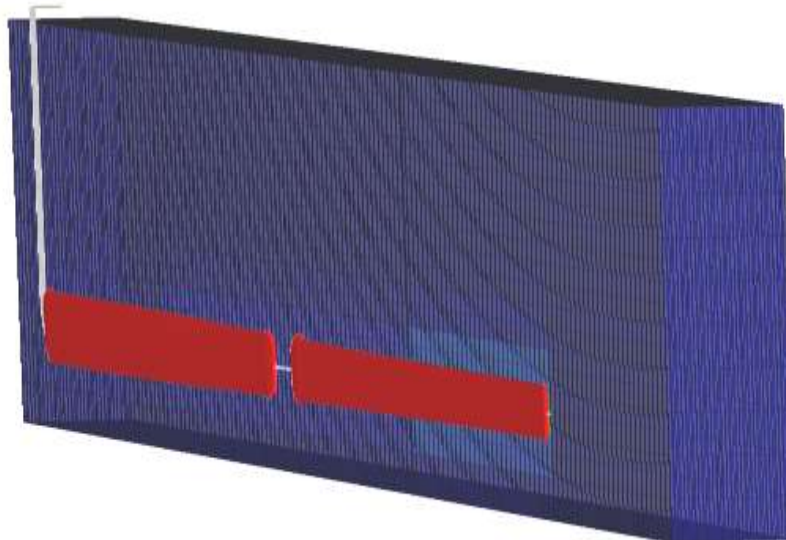
5.2.3 Avance de la cámara de vapor mediante el segundo esquema óptimo de implementación del SW-SAGD en el yacimiento conceptual de crudo extrapesado estudiado. Al igual que el primer esquema, se tomó como referencia tiempos de 3 meses, 6 meses, 1 año y 4 años y 5 años. Al igual que el primer esquema, se evidencia que, durante los primeros tres meses, en la etapa de precalentamiento, se genera un incremento en la temperatura en las inmediaciones del pozo. En los meses subsecuentes, la cámara se propaga verticalmente hasta la zona superior de la formación, haciendo un barrido hacia la mitad del pozo horizontal, pero propagándose en menor medida hacia el intervalo productor, por tanto, deja una importante fracción del yacimiento sin contactar, lo que se ve reflejado en un menor factor de recuperación.

Figura 50. Cámara de vapor nula en el punto de inicio de la etapa de precalentamiento



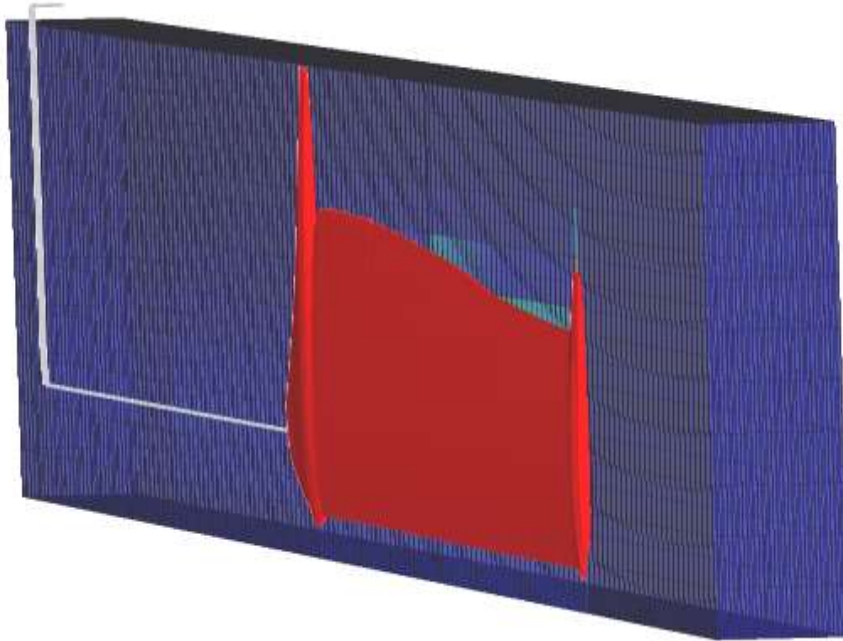
Fuente: Computer Modeling Group. CMG. RESULTS 3D

Figura 51. Avance del vapor al final de la etapa de precalentamiento



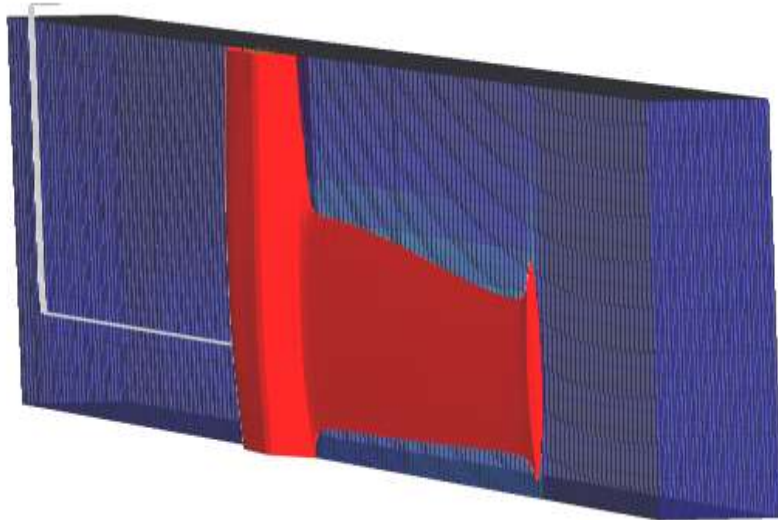
Fuente: Computer Modeling Group. CMG. RESULTS 3D

Figura 52. Avance de la cámara de vapor en el punto de inicio de la etapa de iniciación



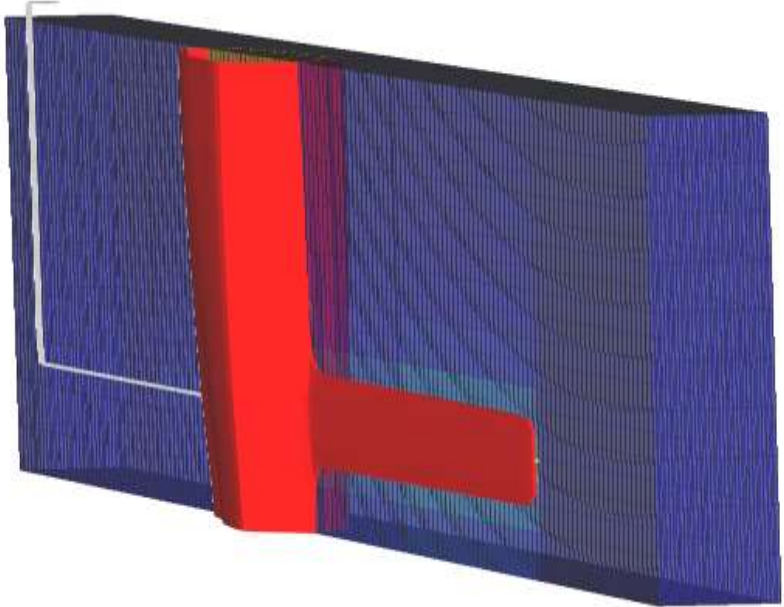
Fuente: Computer Modeling Group. CMG. RESULTS 3D

Figura 53. Avance de la cámara de vapor 4 años de simulación numérica, etapa de propagación



Fuente: Computer Modeling Group. CMG. RESULTS 3D

Figura 54. Avance de la cámara de vapor a 5 años de simulación, etapa de propagación



Fuente: Computer Modeling Group. CMG. RESULTS 3D

6. EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LOS ESQUEMAS ÓPTIMOS DE IMPLEMENTACIÓN DEL MÉTODO SW-SAGD EN UN YACIMIENTO DE CRUDO EXTRAPESADO

Con motivo de conocer cuál de los dos esquemas propuestos representa mayor rentabilidad económica se realizó una evaluación financiera la cual incluyó términos como: CAPEX, generación de vapor, extracción y transporte de crudo, y producción de aceite, incluyéndose reducción del valor del barril producido por regalías y penalidad por tratarse de crudo altamente viscoso.

• COSTO DEL BARRIL-PRODUCCIÓN DE ACEITE

Dado que la producción incremental de aceite es el principal activo en un proyecto de recobro mejorado, el valor de venta del barril de crudo es una referencia de gran importancia al momento de analizar financieramente el desempeño del mismo.

En primer lugar, se toma como base de cálculo el precio de venta referencia, que en el caso de Colombia es BRENT. Como éste varía constantemente en función de la oferta y la demanda, y acontecimientos políticos, se optó por partir de un valor promedio del mes de julio, dando como resultado **75.56 USD/bbl**. El precio de venta del barril de crudo se ve reducido por las regalías (8%), los impuestos (30%) y la penalidad, si involucra crudo pesado, por tanto, el valor final es de cerca de **41.5 USD/bbl**.

Para calcular los ingresos por venta de crudo de ambos esquemas, se definió la producción incremental anual a lo largo de los 5 años de duración del proyecto, para posteriormente integrarse bajo VALOR PRESENTE NETO(VPN). A continuación, se encuentra la producción anual mediante ambos esquemas de SW-SAGD, tomándose como producción inicial la producción en frío.

Tabla 18. Producción de aceite desde la producción en frío hasta la terminación del proyecto SW-SAGD. Modelo 1

MODELO 1			
AÑO	PRODUCCIÓN ACUMULADA bls	PRODUCCIÓN NETA AÑO bls	VENTAS MUSD
0	2000 (frío)	0	0
1	64647	62647	2.5998505
2	190046	125399	5.2040585
3	247752	57706	2.394799
4	290939	43187	1.7922605
5	326823	35884	1.489186

Tabla 19. Producción de aceite desde la producción en frío hasta la terminación del proyecto SW-SAGD. Modelo 2

MODELO 2			
AÑO	PRODUCCIÓN ACUMULADA bls	PRODUCCIÓN NETA AÑO bls	VENTAS MUSD
0	2000 (frío)	0	0
1	69980	67980	2.82117
2	175541	105561	4.3807815
3	227360	51819	2.1504885
4	266067	38707	1.6063405
5	299246	33179	1.3769285

- **CAPEX**

La inversión inicial, o CAPEX, del proyecto incluye costos de instalación de equipos, perforación y completamiento de pozos, líneas de inyección y producción, entre otros.

En ambos casos se emplea dos tubing; uno largo de inyección, y uno corto de producción, los cuales se encuentran dentro de una tubería anular, reduciendo en un 50% los costos de completamiento y perforación requeridos por un esquema de SAGD convencional (cuatro tubing y dos tuberías anulares en total), así como el tiempo requerido para dichas operaciones, por lo que, a su vez, se reduce el costo del personal. En ese sentido, partiendo de una inversión inicial aproximada para el esquema tradicional del SAGD de 3 MUSD, se estima un valor, igualmente aproximado, de **1.5 MUSD** para los dos esquemas del SW-SAGD.

• GENERACIÓN DEL VAPOR ^{37 38}

En el tópico de generación de vapor se debe tener en cuenta como referencia el costo del gas natural con el que éste se producirá, el generador, acompañado del costo de tratamiento de agua, así como su tanque de almacenamiento, y el gasoducto. El costo base, que es el valor del gas natural, fue calculado a partir de un promedio de su valor durante el rango de 25 de junio-25 de julio del 2018, cuyo resultado fue de **2.87 USD/MBTU**. Este valor se incrementó por las otras variables nombradas anteriormente, tomándose como referencia que el gas natural representa cerca del 91% del costo del requerimiento de vapor, en un valor aproximado de **3.15 USD/MBTU**.

Ahora bien, para calcular el costo total que representa el vapor empleado para cada uno de los modelos, se diferencié parámetros clave como el caudal inyectado en las tres etapas del método, su presión y temperatura, al igual que el tiempo de duración de éstas. Mediante dichos parámetros se calculó términos como el calor sensible del agua (**H_w**) y el calor latente de vaporización (**L_v**), que, en conjunto con correlaciones propuestas por Faruq Ali, fueron utilizados para encontrar el flujo de calor de entrada al generador, teniendo en cuenta la eficiencia del mismo y la entalpía del agua de captación, el flujo total o neto de calor transportado por el vapor hacia el fondo, asumiéndose una eficiencia de generador del 85% y temperatura de 80 ° F. Finalmente se calculó el requerimiento de gas para la generación del vapor inyectado y el costo de éste en unidades de MBTU. A continuación, se presenta una tabla con los resultados de este apartado

³⁷ THERMAL ENGINEERING LTDA. Costo de generación de vapor. Artículo técnico. Disponible en: http://www.thermal.cl/docs/articulos_tecnicos/articulo_precio_generacion_vapor.pdf

³⁸ SYED FAROUQ, Ali. Steam Injection Theories - A Unified Approach. Conference Paper. · January, 1982. Doi: 10.2118/10746-MS

Tabla 20. Características tomadas como base para el cálculo de los términos térmicos.

Etapa	Modelo	T (° F)	Q iny (bbl/d)	Piny (psi)	Calidad (X)	Duración (d)
Precalentamiento	1	80	600	1200	0.6	108
	2					
Iniciación	1		700	1300	0.8	100
	2				0.7	90
Propagación	1		800	1350	0.8	1621
	2					1631

Tabla 21. Resultados térmicos obtenidos para el modelo 1

MODELO 1				
Término	Precalentamiento	Iniciación	Propagación	TOTAL
Masa inyectada lbm/d	210000	245000	280000	735000
Hw BTU/lbm	564.45	576.1962284	581.820882	1722.46711
Lv BTU/lbm	611.71	593.69243	584.6401603	1790.04259
F. calor a generador BTU/d	195609133.4	257531792.2	293869242.9	747010168
Flujo total del generador BTU	23573113419	28914328498	5.34465E+11	5.8695E+11
Calor neto transportado a fondo BTU	21125786406	25753179223	4.76068E+11	5.2295E+11
Gas requerido para la generación de vapor pc	23573113.42	28914328.5	534465145.2	586952587
Costo del gas USD	67655	82984.12279	1533914.967	1'684554
Costo vapor USD	74345.97309	91191.34372	1685620.843	1851158.16
	MUSD			1.851158

Tabla 22. Resultados térmicos obtenidos para el modelo 2

MODELO 2				
Término	Precalentamiento	Iniciación	Propagación	TOTAL
Masa inyectada lbm/d	210000	245000	280000	735000
Hw BTU/lbm	564.45	576.1962284	581.820882	1722.46711
Lv BTU/lbm	611.71	593.69243	584.6401603	1790.04259
F. calor a generador BTU/d	195609133.4	242986327.7	293869242.9	732464704
Flujo total del generador BTU	23573113419	24482787639	5.38094E+11	5.8615E+11
Calor neto transportado a fondo BTU	21125786406	21868769493	4.79301E+11	5.223E+11
Gas requerido para la generación de vapor pc	23573113.42	24482787.64	538094229.5	586150131
Costo del gas USD	67654.83551	70265.60052	1544330.439	1682250.87
Costo vapor USD	74345.97309	77214.94563	1697066.416	1848627.33
	MUSD			1.848627

Una vez calculado el costo total de la generación del vapor en base a las condiciones operacionales definidas para cada etapa, se debe calcular el costo de generación de vapor por barril de crudo producido, para posteriormente poder realizar el análisis de costo general mediante el valor presente neto(VPN). En este sentido, para el MODELO 1 el costo por barril es de **5.7 USD/bbl**, mientras que para el MODELO 2 es de **6.22 USD/bbl**

Tabla 23. Costo anual de generación de vapor. Modelo 1

MODELO 1			
AÑO	PRODUCCIÓN NETA AÑO bls	VENTAS MUSD	COSTO VAPOR(MUSD)
0	0	0	0
1	62647	2.5998505	0.35702337
2	125399	5.2040585	0.71464514
3	57706	2.394799	0.32886476
4	43187	1.7922605	0.24612142
5	35884	1.489186	0.20450184

Tabla 24. Costo anual de generación de vapor. Modelo 2

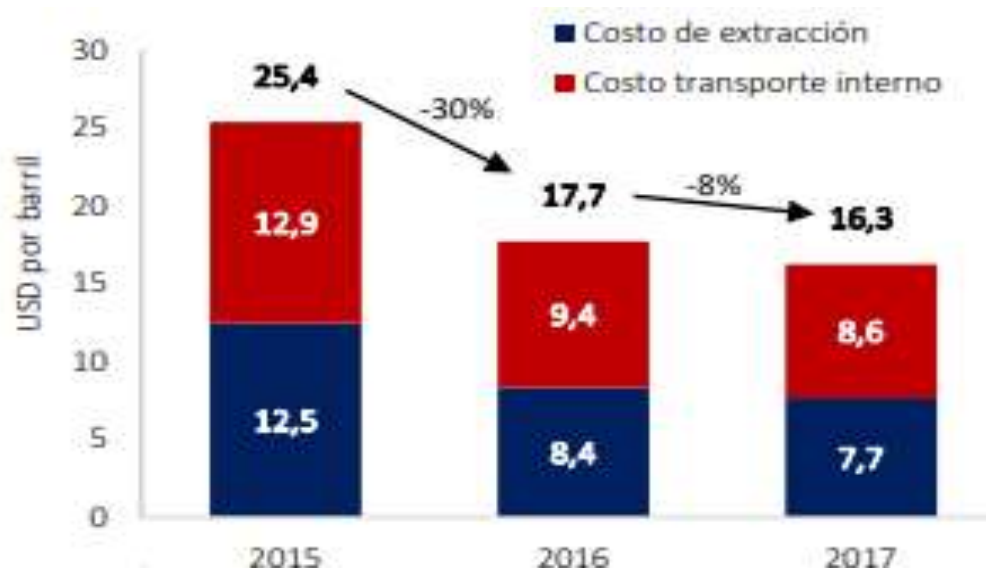
MODELO 2			
AÑO	PRODUCCIÓN NETA AÑO bls	VENTAS MUSD	COSTO VAPOR (MUSD)
0	0	0	0
1	67980	2.82117	0.4228356
2	105561	4.3807815	0.65658942
3	51819	2.1504885	0.32231418
4	38707	1.6063405	0.24075754
5	33179	1.3769285	0.20637338

- **GASTOS DE EXTRACCIÓN Y TRANSPORTE DEL HIDROCARBURO³⁹**

En este apartado se debe tener en cuenta la inversión realizada sobre el pozo productor, líneas de producción y costos del transporte de hidrocarburos, el cual, al tratarse de crudo altamente viscoso, se realiza mediante carro tanques. Para ambos esquemas se estima un valor similar a **16.3 USD/bls**, pero para motivos de un mayor rango de cálculo de costos, se amplía a **20 USD/bls**.

³⁹ HERNÁNDEZ, Alexandra, ROMERO, Julio. Costos de operación del sector petrolero en Colombia en el 2017. Informe económico 1. ACP. Enero, 2018. Disponible en: <https://acp.com.co/web2017/es/asustos/economicos/199-costos-de-operacion-del-sector-petrolero-en-colombia-en-2017/file>

Figura 55. Costos de operación en la industria petrolera colombiana



Fuente: HERNÁNDEZ, Alexandra, ROMERO, Julio. Costos de operación del sector petrolero en Colombia en el 2017. Informe económico 1. ACP. Enero, 2018. Disponible en: <https://acp.com.co/web2017/es/asustos/economicos/199-costos-de-operacion-del-sector-petrolero-en-colombia-en-2017/file>

Tabla 25. Costo anual de transporte y extracción. Modelo 1

MODELO 1			
AÑO	PRODUCCIÓN NETA AÑO bis	VENTAS MUSD	COSTO TRANSPORTE Y EXTRACCIÓN (MUSD)
0	0	0	0
1	62647	2.5998505	1.25294
2	125399	5.2040585	2.50798
3	57706	2.394799	1.15412
4	43187	1.7922605	0.86374
5	35884	1.489186	0.71768

Tabla 26. Costo anual de transporte y extracción. Modelo 2

MODELO 2			
AÑO	PRODUCCIÓN NETA AÑO bis	VENTAS MUSD	COSTO VAPOR (MUSD)
0	0	0	0
1	67980	2.82117	1.3596
2	105561	4.3807815	2.11122
3	51819	2.1504885	1.03638
4	38707	1.6063405	0.77414
5	33179	1.3769285	0.66358

- **ESTIMACIÓN GENERAL DE COSTOS CON VALOR PRESENTE NETO(VPN)**

El valor presente neto(VPN) permite evaluar la rentabilidad económica de un proyecto mediante flujos de caja en el tiempo actual. Estos flujos de caja incluyen, en sentido positivo, los ingresos por venta de crudo y, en sentido negativo, los egresos por costos de generación de vapor, transporte y extracción de crudo, y la inversión inicial del proyecto. La tasa de interés asignada para este análisis es de 15 %, evaluando los 5 años de ejecución de la técnica.

Tabla 27. Flujo de caja anual. Modelo 1

FLUJO	INGRESOS (MUSD)	EGRESOS(MUSD)			
		Vapor	CAPEX	Extrac y transporte	TOTALES
AÑO	Venta crudo				
0	0	0	1.5	0	1.5
1	2.5998505	0.35702337	0	1.25294	1.60996337
2	5.2040585	0.71464514	0	2.50798	3.22262514
3	2.394799	0.32886476	0	1.15412	1.48298476
4	1.7922605	0.24612142	0	0.86374	1.10986142
5	1.489186	0.20450184	0	0.71768	0.92218184

VPN = 9.3445 MUSD

Tabla 28. Flujo de caja anual. Modelo 2

FLUJO	INGRESOS (MUSD)	EGRESOS(MUSD)			
		Vapor	CAPEX	Extrac y transporte	TOTALES
AÑO	Venta crudo				
0	0	0	1.5	0	1.5
1	2.82117	0.4228356	0	1.3596	1.7824356
2	4.3807815	0.65658942	0	2.11122	2.76780942
3	2.1504885	0.32231418	0	1.03638	1.35869418
4	1.6063405	0.24075754	0	0.77414	1.01489754
5	1.3769285	0.20637338	0	0.66358	0.86995338

$$VPN = 8.536 MUS$$

Después de realizado el análisis de costos para los dos modelos seleccionados respectivamente por su factor de recobro y, relación vapor inyectado-aceite producido(SOR), así como la relación optimizar, se determine que, si bien ambos presentan una rentabilidad positiva, el modelo 1 genera mayores ingresos, principalmente por tener una producción neta mayor luego del primer año de iniciado el proceso, la cual logra contrarrestar el incremento en costos que produce su requerimiento de vapor.

7. CONCLUSIONES

- Mediante el análisis de sensibilidad se determinó que las variables más influyentes en el rendimiento del SW-SAGD son la tasa y presión de inyección. Una tasa considerable de vapor, inyectada a una buena presión genera, respectivamente, una mayor transferencia de calor neto a la formación y una mejor y más rápida distribución de éste hacia la zona de interés. No obstante, valores excesivos en ambos parámetros causan reducción en el calor remanente posterior a la irrupción del vapor, y pérdidas tempranas en el calor latente de vaporización.
- Analizando las estrategias existentes en la literatura para realizar el precalentamiento, se planteó como alternativa ejercer un control en la producción de manera periódica abriendo y cerrando el pozo productor para así garantizar la intrusión del vapor a la formación y no la producción directa del vapor inyectado, la cual permite alcanzar la temperatura adecuada en la zona calentada sin necesidad de incrementar en demasía la presión de inyección y conservando la inyección continua característica del proceso.
- Analizando cuantitativamente la incidencia de la calidad del vapor durante la etapa de precalentamiento, se evidenció que, aunque al inyectar vapor de mayor calidad se logran temperaturas más altas en la zona calentada, la diferencia en los resultados obtenidos no es significativa, por lo que emplear altas calidades de vapor puede derivar en mayores gastos producto de un mayor requerimiento energético.
- Evaluando cada una de las etapas del proceso se identificó que la duración es la variable más relevante durante la etapa de iniciación ya que determina el crecimiento y propagación vertical de la cámara de vapor y, por ende, trae

consigo efectos sobre el factor de recobro final. Para determinar su duración se debe tener en cuenta tanto los efectos a largo como a corto plazo, siendo favorable a largo plazo una mayor duración pues se logra un mayor crecimiento de la cámara de vapor, y a corto y mediano plazo, es favorable una duración moderada, donde se genere un balance entre la cámara formada y el tiempo de producción, que, a su vez, asegure un pronto retorno de la inversión.

- Al estudiar la etapa de propagación, se encontró que, para lograr una producción de aceite neta y relativamente constante durante la misma, es determinante mantener un control sobre la presión en la tubería productora que permita un balance entre el aprovechamiento de las fuerzas viscosas fundamentadas en la ley de Darcy en pro del incremento en el caudal de producción, y el grado de canalización del vapor hacia la tubería productora. El valor que garantiza dicho balance, dentro de un rango de presiones de producción bajas, depende de la tasa de vapor inyectado; tasas de vapor bajas, requieren presiones de producción mayores, y por tanto mayor drawdown, durante la propagación que tasas de vapor considerable

8. RECOMENDACIONES

- Realizar un estudio integral donde se determine el nivel de influencia de los parámetros de yacimiento, operacionales y de diseño en el desempeño del SW-SAGD, que permita generar un screening completo de la técnica, como el existente para el SAGD convencional, a partir del cual sea posible el desarrollo de un óptimo proceso de selección de campo candidato para la aplicación de la técnica.
- Estudiar el comportamiento de la cámara de vapor en el SW-SAGD bajo un modelo de simulación macro que permita la perforación de varios pozos. Esto con el objetivo de analizar numéricamente el efecto de factores como la cantidad y ubicación de pozos, así como el espaciamiento entre los mismos, que junto a un buen screening de selección, sea de ayuda para futuros estudios de factibilidad de implementación de la técnica a escala campo.
- Evaluar escenarios de aplicación de la técnica en diferentes softwares de simulación numérica que pudieran recrear estrategias como la piscina de líquidos y la trampa de vapor, ya que, pese a contar con herramientas de gran utilizada para el estudio de este método térmico como lo es CMOST y el módulo STARS, el simulador CMG encuentra restringido el uso de otras herramientas como lo es la keyword STEAMTRAP pues genera inestabilidad numérica sobre los modelos de crudos altamente viscosos.
- Realizar una mayor cantidad de estudios sobre los parámetros de diseño del SW-SAGD, que permita encontrar nuevas herramientas de completamiento o control capaces de contrarrestar efectivamente la problemática de la canalización del vapor, pues las investigaciones llevadas a cabo, respecto al uso de packers como estrategia ante este problema operacional, han revelado que a pesar de cambios

en su longitud o ubicación en la zona horizontal del pozo, no logra reducir significativamente las consecuencias negativas de éste, dejando una importante porción de la formación sin contacto con una cámara de vapor de eficiencia térmica.

- Desarrollar un modelo Single Well SAGD en yacimientos colombianos para determinar las condiciones bajo las cuales sea viable su implementación, determinando la óptima ubicación del pozo, los parámetros de inyección y producción y el diseño del mismo.

BIBLIOGRAFÍA

AKIN, Serhat & SUAT, Bagci. A laboratory study of single-well steam-assisted gravity drainage process. Vol 32. No.1. Journal of Petroleum Science and Engineering. December 15, 2001.

ALVARADO, Douglas, BÁNZER, Carlos. Recuperación térmica del petróleo. [En línea]. Caracas, 2002. Disponible en: <https://es.scribd.com/doc/56668472/Alvarado-D-A-and-Banzer-C-Recuperacion-Termica-de-Petroleo>.

BERNIE, Luft, et al. Insulated and/ or concentric coiled tubing. Patent 6,015,015. United States , january 18, 2000.

CANADIAN NATURAL. Primrose, Wolf Lake, and Burnt lake directive 54 annual presentation. Subsurface issues related to resource evaluation and recovery. Canada, January 2016.

DUSSEAULT, Maurice. Gestión de proyectos para el desarrollo de campos de crudo pesado y nuevas tecnologías. Diplomado en crudos pesados Modulo V. Bucaramanga, 2008.

ELLIOTT, Keith & KOVSCEK, Anthony. A Numerical analysis of the single-well steam assisted gravity drainage (SW-SAGD) Process. Department of Energy. SUPRI TR – 124. Stanford, California: Stanford University, july 2001.

ELLIOTT, Keith & KOVSCEK, Anthony. Computer simulation of single-well steam assisted gravity drainage (SW-SAGD). U.S. Department of Energy. Bartlesville: Oklahoma, July 1999.

ELLIOTT, Keith & KOVSCEK, Anthony. Simulation of early-time response of single-well steam assisted gravity drainage (SW-SAGD). Society of Petroleum Engineers. Western Regional Meeting, Anchorage, Alaska: Stanford University. Mayo, 26-28, 1999. SPE 54618.

FALK, et al., Concentric ct for single-well steam assisted gravity drainage, SPE 36333. United States, 1996. p.10

GURGEL, Antonio, et al. Analysis of the thermal efficiency for a steam injection process applied to a thin heavy oil reservoir from the northeast of Brazil. Vol 9 No. 4. Brazil: Brazilian Journal of Petroleum and Gas, 2015. ISSN 1982-0593.

HERNÁNDEZ, Alexandra, ROMERO, Julio. Costos de operación del sector petrolero en Colombia en el 2017. Informe económico 1. ACP. Enero, 2018. Disponible en: <https://acp.com.co/web2017/es/asustos/economicos/199-costos-de-operacion-del-sector-petrolero-en-colombia-en-2017/file>

MARIANAYAGAM REKA, Kristin. Numerical simulation study on parameters related to Athabasca bitumen recovery with SAGD. Earth Sciences and Petroleum Engineering. Norwegian University of Science and Technology. June, 2012.

McCORMACK, FITZGIBBON, y HORBACHEWSKI. Review of single well SAGD field operating experience. Canadian: Petroleum Society Publication No. 97-191, 1997.

MEHROTRA, Anil, SVRCEK, William. Viscosity of compressed Athabasca Bitumen. Department of Chemical and Petroleum Engineering. Calgary, Alberta: The University of Calgary, 1986. Doi: <https://doi.org/10.1002/cjce.5450640520>

MOREIRA, Richard. Improving SW-SAGD (Single Well Steam Assisted Gravity Drainage). Congreso internacional de Ingeniería Mecánica. Artículo técnico. 19th International Congress of Mechanical Engineering. Brasilia, Brasil, 2007.

MOSHINAGA Hisako et al. Properties of Oil sands and Bitumen in Athabasca. CSPG- CSEG -CWLS Convention. Japan Petroleum Exploration Co., Ltd. Shinagawa-ku, Tokyo, Japan, 2006.

NZEKWU, Ben, SAMETZ, Peter, PALENSKY, Peter. Single horizontal wellbore gravity drainage steam flooding process. Patent 5,626,193. United States, May 6, 1997.

OBALLA & BUCHANAN. Flexible wellbore model couple to thermal reservoir simulator. World Heavy Oil Congress. Paper 2009 - 308. Puerto de la Cruz, Venezuela, 2009.

OBALLA Viera, BUCHANAN Lloyd. Single horizontal well in thermal recovery processes. SPE International Conference on Horizontal Well Technology held in Canada, November, 1996. SPE 37115 18-20

PEREZ, Alfredo, et al. Numerical simulation of H₂S and CO₂ generation during SAGD. World Heavy Oil Congress. Volume WHOC11-303. At Edmonton, Alberta, March, 2011.

RODRÍGUEZ CASTELBLANCO, Astrid Xiomara. Determinación de los parámetros operacionales, de diseño y de yacimiento para la implementación de la técnica de drenaje gravitacional asistido por vapor SAGD en crudos pesados móviles. Tesis de maestría en Ingeniería de Hidrocarburos. Bucaramanga, Colombia: Universidad Industrial de Santander, 2009.

RODRÍGUEZ MARCANO, Gleydis Chiquinquira. Determinación de la longitud de calentamiento en la aplicación de la técnica SW-SAGD al yacimiento MFB-15. [En línea]. Tesis de maestría en Ingeniería de Petróleo. Venezuela: Universidad de Zulia. Facultad de ingeniería, 2012. Disponible en: http://tesis.luz.edu.ve/tde_arquivos/99/TDE-2014-10-14T14:45:48Z-5320/Publico/rodriguez_marcano_gleydis_chiquinquira.pdf

RODRIGUEZ, Astrid. Determinación de los parámetros operacionales, de diseño y de yacimiento para la implementación de la técnica de drenaje gravitacional asistido por vapor SAGD en crudos pesados móviles. Tesis de maestría en Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2014.

SALTUKLAROGLU, Tim. Mobil's SAGD experience at celtic. Saskatchewan. Petroleum Society of Canada. Annual Technical Meeting, June 14 – 18. Alberta: Canada, 1999.

SHEN. Numerical Investigation of SAGD Process using a single horizontal well. Journal of Canadian Petroleum Technology. Vol 39. No.3. Canada, February, 2000.

SHIN, Hyundon. A simple parameter to optimize SAGD operating conditions. Vol 15. South Korea: Incheon 402 – 751. Inha University, April 23, 2012

SHIN, Hyundon., HWANG, Taeho, & CHON, Bohyun. Optimal grid system design for sagd simulation. Society of Petroleum Engineers. SPE Heavy Oil Conference Canada. Calgary, Alberta, Canada: January 1, 2012. Doi:10.2118/157900-MS

SINGHAL, Ashok, et al. A Mechanistic Study of single well steam assisted gravity drainage. Society of Petroleum Engineers. SPE 59333. USA: Tulsa, Oklahoma, 2000

SOURAKI, Yaser, ASHRAFI, Mohammad & KARIMAIE, Hassan. Experimental analyses of Athabasca bitumen properties and field scale numerical simulation study of effective parameters on SAGD. Department of Petroleum Engineering and Applied Geophysics. Norwegian: University of Science and Technology, May 18, 2012. Doi: 10.5539/eer.v2n1p140

SYED FAROUQ, Ali. Steam injection theories - A Unified Approach. Conference Paper. · January, 1982. Doi: 10.2118/10746-MS.

THERMAL ENGINEERING LTDA. Costo de generación de vapor. Artículo técnico. Disponible en: http://www.thermal.cl/docs/articulos_tecnicos/articulo___precio_generacion_vapor.pdf

VELASQUEZ, Ingrid, PEREIRA, Juan. Emulsiones de agua en crudo. Aspectos Generales. [En línea]. Revista Ingeniería UC. Vol. 21 N° 3. Valencia, Venezuela: Universidad de Carabobo, diciembre, 2014. pp. 45 – 54. Disponible en: <http://servicio.bc.uc.edu.ve/ingenieria/revista/v21n3/art06.pdf>