

**EVALUACIÓN TÉCNICA DE LA FACTIBILIDAD PARA LA APLICACIÓN DE UN
PROCESO X-SAGD EN CAMPOS DE CRUDO PESADO**

CAMILO CARDONA DAVID

VALERIE DENNERLEIN RODELO

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

2017

**EVALUACIÓN TÉCNICA DE LA FACTIBILIDAD PARA LA APLICACIÓN DE UN
PROCESO X-SAGD EN CAMPOS DE CRUDO PESADO**

CAMILO CARDONA DAVID

VALERIE DENNERLEIN RODELO

**Trabajo de Grado para Optar al Título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

Director

JORGE MARIO PALMA BUSTAMANTE

MSc. Ingeniería de petróleos

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

BUCARAMANGA

2017

DEDICATORIA

Primero agradecer a Dios por ser quien me sostuvo y me dio sabiduría para desarrollar y dar fin a mis estudios, por permitirme alcanzar dicho logro.

A mis padres Fabio y María por ser quienes mediante sus esfuerzos y sacrificios me permitieron disfrutar de tan grande privilegio, por siempre haber estado presentes animándome y apoyándome para nunca desfallecer.

A mi hermana Cindy por haber sido mi compañera y con quien compartí gran parte de mi tiempo de estudio, a Fernanda por haber estado presente y apoyándome en cada momento, a los ingenieros de producción de Mansarovar por orientarme con su experiencia laboral.

A cada uno de las personas que fueron parte de mi formación académica, que con sus consejos formaron mi vida de manera integral.

Este logro es de todos y es para deleite también de ustedes es el inicio de una nueva etapa en mi vida en la cual cada una de sus enseñanzas siempre estarán presentes, gracias por permitir que hoy disfrute este hermoso logro, muchas gracias.

Camilo Cardona David

DEDICATORIA

Dar gracias a Dios por permitirme cumplir mis metas y mis sueños, por ser mi confidente fiel y mantenerme siempre en pie ante toda adversidad.

A ti mi madre hermosa, Elisa Rodelo, por ser mi más grande apoyo, por cada sacrificio y esfuerzo hecho por ti para que yo lograra este punto de mi vida, ser una profesional, gracias infinitas por ser mi roca sólida y mi mejor amiga.

¡TE AMO MAMI!

Amigas de la vida Ingrid y Jeiny, las mejores hermanas de otra mamá que Dios me pudo regalar, gracias por estar siempre presente en todos los momentos.

Mis amigos de la u, Pahola, Ningrid, Lili, Francis, Ivan, Alejo, gracias, mil gracias por llegar a mi vida y a todos los que conocí en el transcurso de mi vida universitaria siempre los tengo presente y quiero muchísimo.

Valerie Dennerlein Rodelo

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	16
1. DRENAJE GRAVITACIONAL ASISTIDO POR VAPOR - CRUZADO O CROSS – SAGD (X-SAGD).....	18
1.1. MÉTODOS DE RECOBRO TÉRMICO.	18
1.2. DRENAJE GRAVITACIONAL ASISTIDO POR VAPOR (SAGD).....	19
1.2.1. Funcionamiento X-SAGD.....	25
1.2.2. Etapas de implementación.....	25
1.2.2.1. Creación de pozos de inyección y de producción.	26
1.2.2.2. Utilizar la inyección de vapor continua.....	27
1.2.3. Comportamiento típico de la técnica X-SAGD.....	28
1.2.4. Parámetros influyentes en el proceso X-SAGD.....	29
1.2.5. Geometría de la cámara de vapor.	32
1.2.6. Impacto del gas en solución.	33
2. DESCRIPCIÓN DEL MODELO BASE DE SIMULACIÓN	34
2.1. DIMENSIONES DEL GRID DE SIMULACIÓN.....	34
2.2. PROPIEDADES PETROFÍSICAS.....	36
2.3. MODELO DE FLUIDOS.....	37

2.4.	CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA.....	42
2.5.	CONFIGURACIÓN DE LOS POZOS.....	43
3.	ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD	46
3.1.	PARÁMETROS SENSIBILIZADOS.....	46
3.1.1.	Presión de inyección.....	46
3.1.2.	Tasa de inyección de vapor.	47
3.1.3.	Temperatura del vapor.....	47
3.1.4.	Steamtrap.	47
3.1.5.	Tasa máxima STL.....	47
3.2.	ANÁLISIS DE LAS VARIABLES DE LA SIMULACIÓN.....	48
3.2.1.1.	Presión de yacimiento.....	48
3.2.1.2.	Producción de aceite.	51
3.2.1.3.	Relación vapor/aceite (CSOR- Cumulative Steam Oil Ratio).....	54
3.2.1.4.	Factor de recobro y producción acumulada.	58
3.2.1.5.	Parámetros operacionales seleccionados.....	60
4.	ANÁLISIS COMPARATIVO DE LAS TÉCNICAS SAGD Y X-SAGD A PARTIR DE LA SIMULACIÓN NUMÉRICA	62
4.1.	MODELO SAGD.	62
4.2.	ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS RESULTADOS DE LAS TÉCNICAS SAGD Y X-SAGD.....	63

4.2.1.	Producción de aceite diaria SAGD y X-SAGD.....	64
4.2.2.	Producción acumulada y Factor de recobro SAGD y X-SAGD.....	65
4.2.3.	Relación vapor/aceite SOR.....	68
4.3.	APLICATIVO A CAMPOS COLOMBIANOS.	69
4.3.1.	Campo Rubiales.	69
4.3.2.	Campo Jazmín-Girasol.	71
4.3.3.	Campo Castilla.	71
5.	CONCLUSIONES	72
6.	RECOMENDACIONES.....	73
	BIBLIOGRAFÍA.....	74

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Proceso de drenaje gravitacional asistido por vapor.	20
Figura 2. Cámara de vapor normal.	22
Figura 3. Cámara de vapor en forma final.	23
Figura 4. Malla de pozos de producción e inyección.	26
Figura 5. Cámaras de vapor X-SAGD.....	27
Figura 6. Cámaras de vapor XSAGD con una vista 2D desde la parte superior de los pozos inyectores.	28
Figura 7. Producción diaria de bitumen vs tiempo.	29
Figura 8. Modelo base de simulación.	35
Figura 9. Trayectoria de pozos del modelo base.	36
Figura 10. Factor volumétrico vs Presión.....	40
Figura 11. Comportamiento típico del Factor volumétrico vs. Presión.....	40
Figura 12. Viscosidad del aceite vs Presión.	41
Figura 13. Viscosidad vs Temperatura del crudo.....	41
Figura 14. Curvas de Permeabilidad relativa Agua-Aceite.....	42
Figura 15. Configuración de los pozos con la herramienta FLEXWELL.	45
Figura 16. Presión del yacimiento.....	50
Figura 17. Produccion de aceite.	51

Figura 18. Crecimiento de las cámaras de vapor durante el proceso.	53
Figura 19. Crecimiento de las cámaras de vapor durante el proceso con vista superior.....	54
Figura 20. Saturación de aceite en todo el proceso del proceso.	56
Figura 21. Saturación de agua al finalizar el proceso.	57
Figura 22. Relación vapor/aceite del modelo.....	59
Figura 23. Factor de recobro.....	60
Figura 24. Producción de aceite acumulado vs tiempo.....	61
Figura 25. Modelo SAGD.....	62
Figura 26. Producción diaria de aceite SAGD y X-SAGD.	65
Figura 27. Factor de recobro SAGD y X-SAGD.....	66
Figura 28. Producción acumulada SAGD y X-SAGD.....	67
Figura 29. Relación vapor/aceite SAGD y X-SAGD.....	68

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Algunas de las condiciones ideales y mínimas en las cuales el SAGD resulta eficiente.....	24
Tabla 2. Propiedades del yacimiento.....	30
Tabla 3. Alternativas de caudales y presiones.....	31
Tabla 4. Dimensiones del enmallado.....	36
Tabla 5. Propiedades petrofísicas del modelo.....	38
Tabla 6. Propiedades de los fluidos.....	39
Tabla 7. Puntos finales de las curvas de permeabilidad relativa.....	44
Tabla 8. Diámetros de las tuberías.....	45
Tabla 9. Parámetros sensibilizados y sus respectivos valores.....	49
Tabla 10. Constraint SAGD.....	64
Tabla 11. Factor de recobro y producción acumulada SAGD y X-SAGD.....	66
Tabla 12. Diferencia de los parámetros operacionales para la aplicación de la técnica X-SAGD.....	70

RESUMEN

TÍTULO: EVALUACIÓN TÉCNICA DE LA FACTIBILIDAD PARA LA APLICACIÓN DE UN PROCESO XSAGD EN CAMPOS DE CRUDO PESADO*

AUTORES: CAMILO CARDONA DAVID**
VALERIE DENNERLEIN RODELO**

PALABRAS CLAVE: X-SAGD, factor de recobro, relación vapor/aceite SOR.

Se han desarrollado una serie de pilotos con el fin de mejorar el comportamiento de la técnica SAGD, una de ellas se le conoce como X-SAGD, la cual utiliza la misma metodología de la técnica SAGD, pero en esta se toman varios pares de SAGD y se ubican geométricamente cruzados o perpendiculares entre sí. Este es un sistema referenciado por John Stalder de ConocoPhillips y plantea que con esta variación en la ubicación de los pozos se puede alcanzar un máximo factor de recuperación de un yacimiento.

A partir de diferentes perfiles de inyección de vapor, en este trabajo se realiza una sensibilización de un modelo de simulación numérica con la técnica X-SAGD, estas opciones de desarrollo se realizan para determinar cuál tiene una mayor influencia en el recobro de hidrocarburos. Para medir la eficiencia de los escenarios creados, se realiza un análisis por medio de gráficas de los parámetros más representativos, como son el factor de recobro, la relación vapor/aceite (SOR) y las tasas producción diaria.

Partiendo del análisis de la técnica X-SAGD se evidencia que la forma como se desarrollan las cámaras de vapor en la geometría de los pozos, desempeñan un papel importante en las tasas de producción, puesto que, al no generarse un alto número de puntos calientes, el vapor en el X-SAGD no se canaliza en grandes cantidades hacia los pozos productores, lo cual es un punto clave, permitiendo que la energía inyectada se transfiera al crudo.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director. Msc. Jorge Mario Palma Bustamante

ABSTRACT

TITLE: TECHNICAL EVALUATION OF THE FEASIBILITY FOR THE APPLICATION A PROCESS X-SAGD IN HEAVY CRUDE FIELDS*

AUTHOR(S): CAMILO CARDONA DAVID**
VALERIE DENNERLEIN RODELO**

KEY WORDS: X-SAGD, oil recovery factor, steam oil ratio (SOR).

A series of pilots have been studied from wanting to improve the performance of SAGD technique, one of which is known as X-SAGD, which refers to using the same methodology wells SAGD technique but this will take several pairs of SAGD and are located perpendicular geometrically crossed or enter other. This is a technique that was referred by John Stalder of ConocoPhillips and suggests that this change in location can achieve a maximum oil recovery factor of a reservoir.

In this work by means of different steam injection profiles a sensitization of a numerical simulation model with the X-SAGD technique is carried out, these development options are in order to determine which has a greater influence in the recovery of hydrocarbons. To measure the efficiency of the scenarios created, a graph analysis of the most representative parameters, such as the recovery factor, the steam oil ratio (SOR) and the daily production rates is performed.

By means of the analysis of the X-SAGD technique it is evident that the way the steam chambers are generated in the geometry of the wells, play an important role in the production rates, since not generating a high number of hot spots the steam in the X-SAGD is not channeled in large quantities into the producing wells, which is a key point, allowing the injected energy to be transferred to the crude.

* Work degree

** Faculty of physicochemical's engineering. School of petroleum engineering. Director: MSc. Jorge Mario Palma Bustamante

INTRODUCCIÓN

Las cantidades existentes en el país de crudo pesado y extrapesado, y lo complejo de su producción, hace necesario el estudio de nuevos métodos y tecnologías para obtener la máxima extracción de dicho fluido. Actualmente estos yacimientos se producen bajo técnicas como la inyección de vapor, buscan la forma de reducir la viscosidad del petróleo para generar un mayor desplazamiento de este en el yacimiento hacia los pozos productores y lograr así la máxima recuperación del aceite.

Entre las nuevas alternativas existentes para la producción de crudo pesado se encuentra una técnica llamada SAGD Cruzado, o también conocido por sus siglas X-SAGD (Segregación Gravitacional Asistida por Vapor Cruzado – Cross-Steam Assisted Gravity Drainage–), siendo esta una variación geométrica del proceso convencional SAGD, donde los pozos siguen siendo horizontales, aunque son colocados en planos distintos; este intento de perforar los puntos de inyección y de producción a una distancia mayor, permite tener una estrategia para mejorar el rendimiento y alcanzar el máximo factor de recuperación de un yacimiento. X-SAGD tiene como principio perforar los pozos de inyección por encima de los pozos de producción con un espaciamiento similar al utilizado en SAGD, pero a diferencia de este, los inyectores se perforan de manera perpendicular a los productores, teniendo entre ellos varios puntos de cruce, permitiendo una comunicación rápida entre los pozos después de un período de inyección de vapor.

En este trabajo, se presenta el desarrollo de modelos para representar procesos X-SAGD para un yacimiento de crudo pesado, mediante técnicas de simulación de yacimientos, al cual se le realizan sensibilizaciones en las variables operacionales. Los resultados permiten analizar e interpretar el comportamiento que se presenta al variar los parámetros más representativos como el factor de recobro y la

relación vapor-aceite (SOR), determinando cuales son los escenarios y las condiciones técnicas, en las cuales el método tiene mejor desempeño al ser comparadas con un modelo SAGD, con características del yacimiento similares a las X-SAGD.

1. DRENAJE GRAVITACIONAL ASISTIDO POR VAPOR - CRUZADO O CROSS – SAGD (X-SAGD).

Uno de los métodos más recientes, inspirados en el SAGD, es el Cross-SAGD, o también conocido por sus siglas X-SAGD. El concepto fue generado a partir de tratar de mejorar el rendimiento de la técnica SAGD de baja presión (LP-SAGD). Presentado en el año 2005 por John Stalder de ConocoPhillips¹ por medio de un estudio numérico-simulación, el cual muestra a la técnica especialmente ventajosa en los casos en que se requiera baja presión, ésta plantea básicamente una variación geométrica del proceso convencional de SAGD, en la cual los pozos siguen siendo horizontales aunque son puestos en planos distintos, esta pequeña variación en la ubicación de los pozos puede generar grandes ventajas para alcanzar el máximo factor de recuperación de un yacimiento².

1.1. MÉTODOS DE RECOBRO TÉRMICO.

Los métodos de recobro térmico nacieron de la necesidad de poder producir grandes reservas de crudo pesado existentes alrededor del mundo. Estos métodos han tenido un auge en los últimos años debido a que estos yacimientos han alcanzado su límite económico de producción en frío, llegando a factores de recuperación muy bajos. Con el propósito de aumentar el factor de recobro, se busca la implementación de nuevas técnicas que mejoren la movilidad del crudo, una de ellas es inyectar un fluido caliente al yacimiento, ya sea en forma de agua

¹ STALDER, John. Cross SAGD (X-SAGD) - An Accelerated Bitumen Recovery Alternative. SPE/PS-CIM/CHOA 97647, PS2005-310. ConocoPhillips Canada. November 1-3, 2005.

² STALDER, John L. *Ibid.*, P. 2.

caliente o vapor, que aumente la temperatura del aceite y así su movilidad para poder producirlo. Los métodos de inyección de vapor más comunes debido a su gran eficiencia y grado de desarrollo tecnológico, son la inyección continua de vapor, la estimulación cíclica con vapor y las tecnologías con pozos horizontales en las que se destaca el drenaje gravitacional asistido por vapor (SAGD)³.

La inyección de vapor es el método de recobro terciario más utilizado actualmente y consiste en transportar calor hasta el yacimiento, con la forma de vapor de agua saturado, e introducirlo a una distancia considerable dentro de éste y alrededor del pozo inyector. El calor del vapor se transfiere al crudo reduciendo su viscosidad y aumentando su permeabilidad efectiva, así como también reduce la diferencia de presión necesaria para que el crudo fluya al pozo productor⁴.

1.2. DRENAJE GRAVITACIONAL ASISTIDO POR VAPOR (SAGD).

El drenaje gravitacional asistido por vapor, o por sus siglas en inglés SAGD, fue presentado por el ingeniero Roger Butler y sus antiguos colegas de Imperial Oil en la década de 1970, desde entonces es una de las tecnologías más usadas en Canadá y es utilizada como técnica para la recuperación de bitumen⁵, siendo confirmada por la operación de pilotos a escala completa en Athabasca, Salt Lake City, Peace River, Lloydminster⁶ y en Sur América, más específicamente en

³ DIAZ, Sebastian, BARRAGÁN, Andrés. Evaluación de los efectos de las condiciones operacionales y de yacimiento en el desarrollo de un método de drenaje gravitacional asistido por vapor utilizando un solo pozo (SW-SAGD), usando simulación numérica. Bucaramanga: UIS, 2015. P. 22.

⁴ URIBE, Carlos. Evaluación técnico-financiera de un proceso de inyección cíclica de vapor usando pozos horizontales. Bucaramanga: UIS, 2012. P. 16

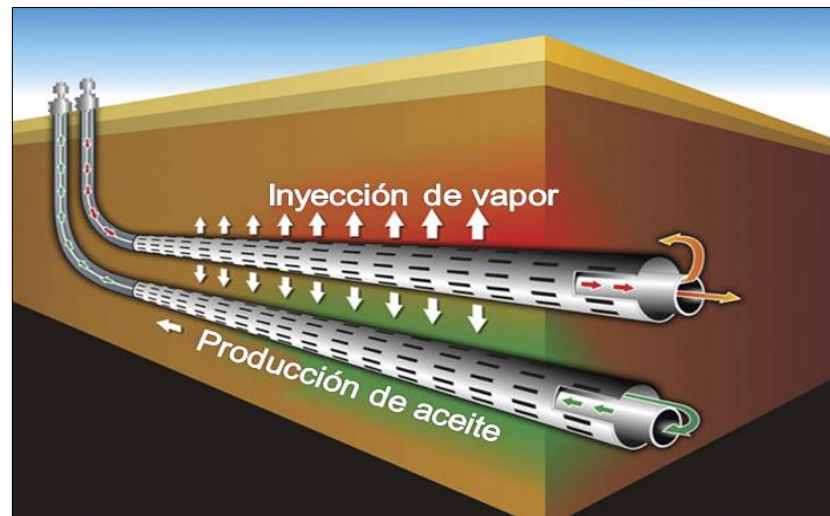
⁵ DIAZ, Sebastian, BARRAGÁN, Andrés, *Ibíd.*, P. 25.

⁶ BUTLER, Roger. SAGD Comes of AGE. Journal of Canadian Petroleum Technology. Vol. 37, No. 7. 1998. P. 9.

Venezuela, en el Campo Tía Juana en el año 1997, donde los resultados obtenidos fueron muy positivos, tanto para comprobar la efectividad de la simulación como la ejecución de la técnica SAGD en los campos de Venezuela⁷.

El SAGD consiste en perforar el subsuelo con dos pozos horizontales y paralelos entre sí, donde el pozo superior inyecta vapor continuamente y el pozo inferior es productor, ubicados uno por encima de otro a una distancia vertical de 16 a 23⁸ pies (**Figura 1**); debido a la poca movilidad que usualmente poseen estos crudos se utiliza una distancia muy corta entre pozos para que el petróleo pueda fluir hacia el pozo inferior. Esta es una técnica que emplea como único mecanismo de producción de petróleo el drenaje gravitacional, siendo uno de los procesos de recuperación más efectivos.

Figura 1. Proceso de drenaje gravitacional asistido por vapor.



Fuente: Rainer Tonn, STATOIL CANADA LTD., CALGARY, ALBERTA, CANADA. Depth Conversion and Seismic Lithology of a McMurray Oil Sands Reservoir. Nov 2010, Vol. 35 No. 09.

⁷ MENDOZA, Humberto, *et al.* SAGD, Pilot Test in Venezuela. SPE 53687.PDVSA. 1999. P. 1.

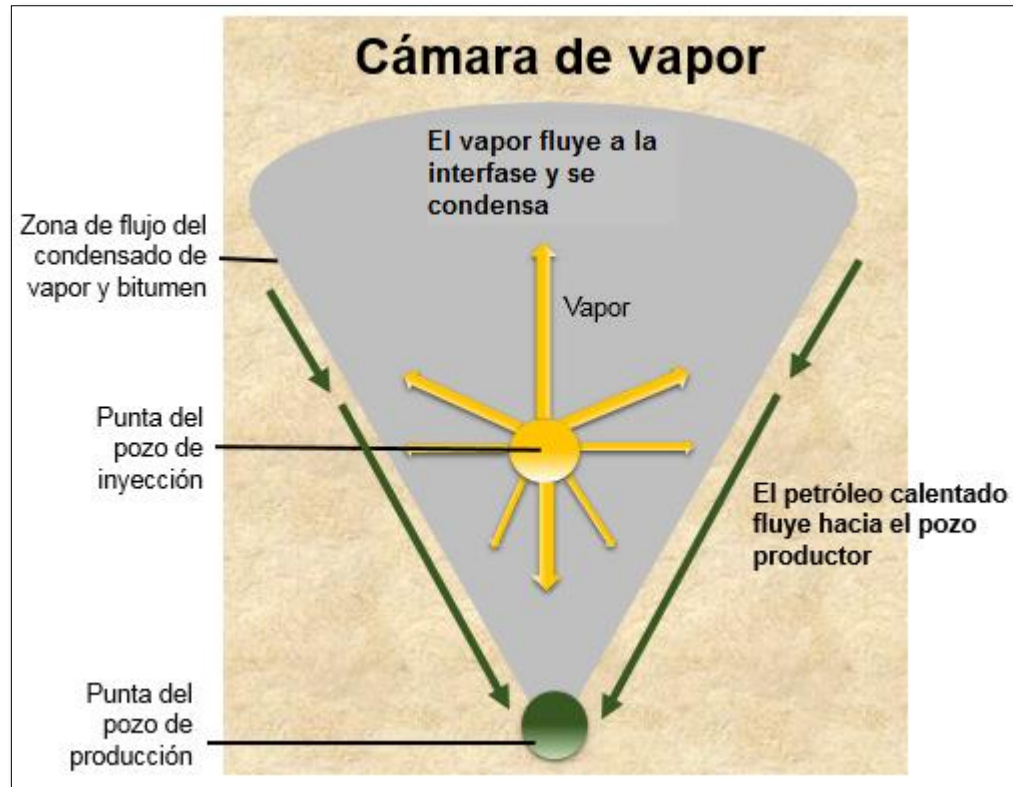
⁸ DIAZ, Sebastian, BARRAGÁN, Andrés, *Ibíd.*, P. 26.

Para el funcionamiento del sistema, una cierta cantidad de vapor es inyectado de manera continua a través del pozo superior con el objetivo de formar una cámara de vapor alrededor del mismo. Este vapor servirá para calentar el crudo y reducir su viscosidad haciendo que, por gravedad, fluya hacia abajo y sea producido a través del pozo inferior. El flujo del vapor ocurre, como se ilustra en la **Figura 2**, hacia arriba y lateralmente, lo cual hace que la cámara de vapor tenga una forma de pirámide invertida, manteniendo la temperatura del vapor inyectado y en su periferia ocurra la condensación de éste. El calor latente liberado por el vapor se transfiere a la formación principalmente por conducción, es decir la inyección de vapor logra calentar los fluidos en sitio gracias al contacto directo con el vapor. Los fluidos desplazados son calentados tanto por conducción como por convección, por tal motivo el flujo del vapor condensado (agua caliente) y del petróleo ocurre en dirección perpendicular a la dirección del flujo de calor por conducción, esto tiene como objetivo reducir la viscosidad del crudo y aumentar su movilidad, generando una factibilidad mayor en la extracción del aceite⁹.

Uno de los problemas del SAGD es la posibilidad de que el sistema entre en un cortocircuito después de unos años de producción; por cortocircuito se entiende que el pozo inferior empiece a producir directamente el vapor inyectado por el pozo superior, por lo que el aceite producido sería mínimo comparado con la producción de vapor y, las pérdidas monetarias generadas serían considerables.

⁹ BOTTET, Jesús, ESPINOSA, María. Evaluación del proceso de drenaje gravitacional asistido con vapor a partir de modelos analíticos y simulación numérica de yacimientos. Bucaramanga: UIS. 2014. P. 22.

Figura 2. Cámara de vapor normal.



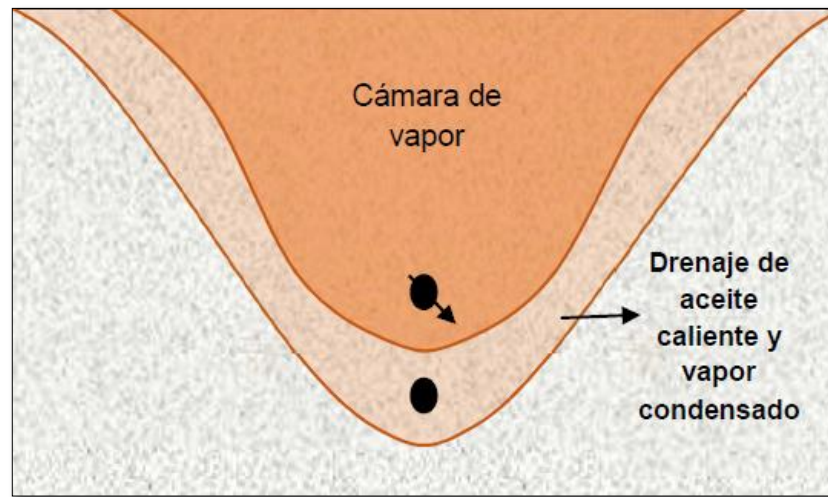
Fuente: Modificado. AKRAM, Farrukh, et al. Preparándose para las Áreas de Petróleo Pesado. Oilfield Review. Schlumberger. 2014.

Un sistema SAGD consta de tres etapas, la primera es una fase inicial, en la que se adecua o inicializa con la inyección vapor saturado a bajas presiones por los dos pozos hasta alcanzar la comunicación térmica entre ambos. La segunda fase que es la de desarrollo, siendo en esta donde se da el proceso de SAGD como tal, dándose lugar al aumento en volumen de la cámara de vapor en forma vertical hasta alcanzar el tope de la formación productora, y luego lateral, lo cual lleva a la obtención de la forma final de la cámara de vapor¹⁰ (Figura 3). En este punto se

¹⁰ MONTES, Erik, PACHECO, et al. *Ibid.* P. 45.

debe controlar la tasa de producción para evitar la pronta canalización del vapor a través del pozo productor. Algunas de las condiciones ideales y mínimas en las cuales el SAGD resulta eficiente, se pueden observar en la **Tabla 1**, y por último la tercera fase, siendo esta la de mejoramiento, que consiste en perforar pares de pozos adicionales para aplicar un diferencial de presión entre las cámaras de vapor adyacentes, para lograr que el vapor conecte zonas no barridas y con esto aumente la eficiencia del barrido.

Figura 3. Cámara de vapor en forma final.



Fuente: RODRÍGUEZ, Astrid Xiomara. Determinación de los parámetros operacionales, de diseño y de yacimiento para la implementación de la técnica de segregación gravitacional asistida con vapor SAGD en crudos pesados móviles. Trabajo de grado Magister en ingeniería de hidrocarburos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías fisicoquímicas, Escuela de ingeniería de petróleos. 2014. 23 pág.

Tabla 1. Algunas de las condiciones ideales y mínimas en las cuales el SAGD resulta eficiente.

Parámetros	condiciones mínimas de operación	Condiciones ideales de operación
Tipo de roca	Arenisca	Arenisca
Saturación de agua	< 40%	< 20%
°API @ 60 °F	< 20°	< 15°
Viscosidad @ Tyac	> 100 cP	>1000 cP
Permeabilidad (K)	> 780 mD	> 3000 mD
Kv/Kh*	> 0.25	> 0.5
Porosidad	> 20%	> 30%
Continuidad de área	Buena	Excelente
Contenido de arcillas	< 10%	0%
Acuífero	p.a.	No existente
Contacto con agua	n.c.	No existente
<p>*Para Kh > 1500 mD. p.a. = posiblemente aplicable si la zona de interés tiene más de o 75 ft de espesor y el espesor del acuífero o del casquete de gas no excede el 20% del espesor de la zona.</p> <p>N.c.= no conveniente, pero se podría aplicar si el espesor del contacto no es mayor al 10% del espesor de la formación y la capa inferior es gruesa y no reactiva al agua.</p>		

Fuente: Modificado: Rodriguez, E., Orjuela, J. Feasibility to Apply the Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD) Technique in the Country's Heavy Crude-Oil Fields. Ecopetrol, 2004.

1.2.1. Funcionamiento X-SAGD. La principal característica del proceso X-SAGD es crear una malla de pozos de producción e inyección. La técnica de operación es alternar los puntos donde se introduce el vapor y donde se extrae el crudo, de acuerdo a tiempos específicos para minimizar cortos circuitos del vapor y, por consiguiente, mejorar el control de la trampa de vapor y de la obtención de aceite. El principio es perforar pozos para suministrar el vapor sobre los pozos de producción con espaciamientos verticales similares a los utilizados en SAGD, pero de forma perpendicular entre sí; la distancia lateral se incrementa entre los segmentos de los pozos inyectores y productores mejorando el control de la trampa de vapor. Los puntos de cruce entre el grupo de inyección y el grupo de producción tienen una conexión térmica después de un periodo de suministro de vapor al yacimiento.

Los principales mecanismos de producción que ocurren al aplicar el método X-SAGD son los siguientes:

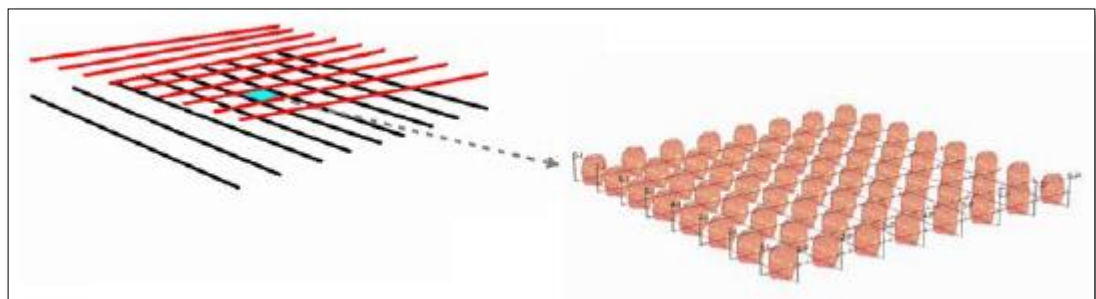
- Drenaje por gravedad del crudo por medio del desarrollo de las múltiples cámaras de vapor.
- Conducción directa de calor a las regiones cercanas a los pozos, permitiendo el incremento de la producción.
- Mecanismos de drenaje/empuje inducido por el agua caliente, producto del vapor de inyección condensado.

1.2.2. Etapas de implementación. Para poder combinar el drenaje por gravedad y el desplazamiento lateral se tienen en cuenta una serie de conceptos y etapas claves a la hora de realizar el análisis del sistema X-SAGD, con fin de mejorar la producción del bitumen, entre las cuales se encuentran:

1.2.2.1. Creación de pozos de inyección y de producción. Se deben perforar varios pozos horizontales con una distancia lateral igual entre cada uno de ellos, siendo estos los que van a realizar el proceso de inyección del vapor (color rojo), luego, en la parte inferior, ubicar igual número pozos perpendiculares a los superiores (color negro) cumpliendo la función de producir el aceite drenado por las cámaras de vapor como se muestra en la Figura 4 y 5. La comunicación inicial rápida entre los puntos de cruce que se forman entre los pozos, hace que se complemente el mecanismo de drenaje por gravedad con un componente de desplazamiento lateral.

El aumento de la distancia lateral entre los segmentos de los pozos inyectores y los de producción mejora el control de la cámara de vapor, porque esto tiende a anular la fase líquida más densa de los fluidos inyectados, permitiendo el incremento de las tasas de producción y evitando al mismo tiempo la producción de vapor vivo.

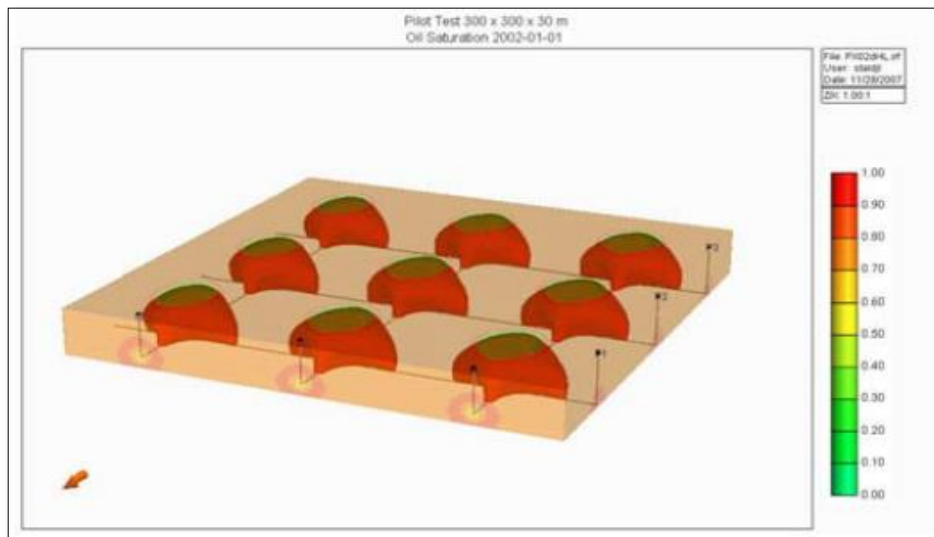
Figura 4. Malla de pozos de producción e inyección.



Fuente: Modificado. John L. Stalder, ConocoPhillips Canada Limited, Thermal Efficiency and Acceleration Benefits of Cross SAGD (XSAGD), SPE 117244, Octubre Del 2008.

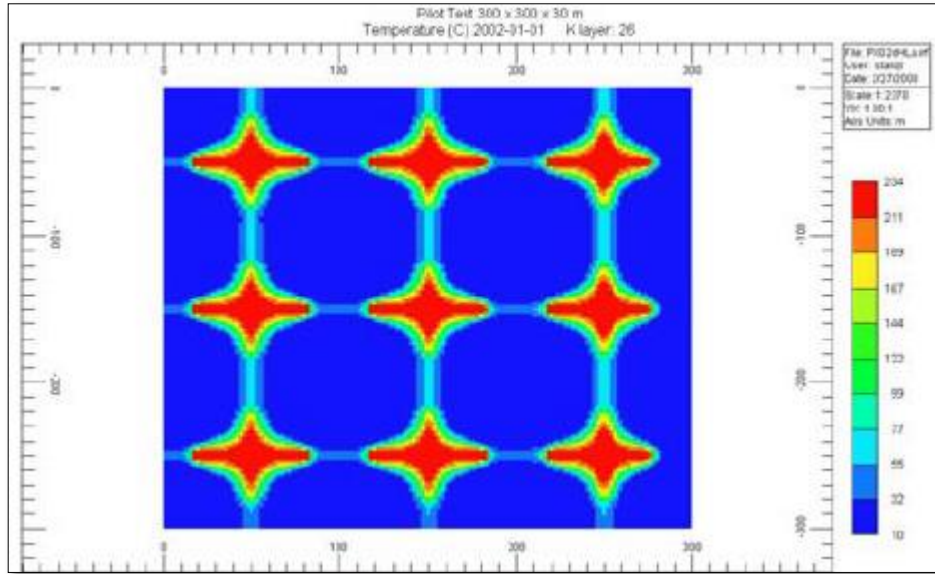
1.2.2.2. Utilizar la inyección de vapor continua. El X-SAGD difiere de SAGD en lo que se refiere a la transferencia de calor entre el pozo y el yacimiento, por esto se utiliza la inyección de vapor de forma continua con pozos perpendiculares a los productores en el sistema X-SAGD, empleándose un sistema de inyectoras horizontales paralelos perforados en la misma capa; desarrollándose las cámaras de vapor en los puntos donde se cruzan los pozos como se ilustra en la Figura 6 (Los talones de los pozos productores se muestran en la parte inferior derecha y los talones de los pozos inyectoras se muestran en la parte inferior izquierda de la imagen), estas alcanzan el tope de la formación, expandiéndose lo suficiente como para comenzar después una unidad de vapor lateral.

Figura 5. Cámaras de vapor X-SAGD



Fuente: John L. Stalder, ConocoPhillips Canada Limited, Thermal Efficiency and Acceleration Benefits of Cross SAGD (XSAGD), SPE 117244, Octubre Del 2008.

Figura 6. Cámaras de vapor XSAGD con una vista 2D desde la parte superior de los pozos inyector.

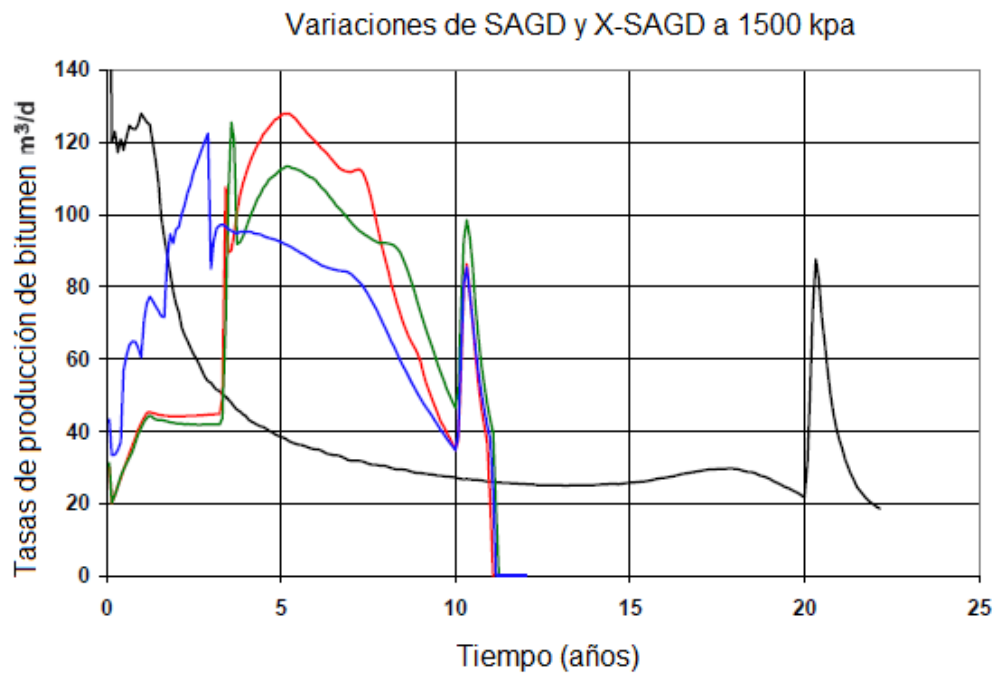


Fuente: John L. Stalder, ConocoPhillips Canada Limited. Thermal Efficiency and Acceleration Benefits of Cross SAGD (XSAGD), SPE 117244, Octubre Del 2008.

1.2.3. Comportamiento típico de la técnica X-SAGD. En la figura 7 se puede visualizar los diferentes comportamientos típicos que tiene el proceso X-SAGD en la producción diaria del bitumen, que fueron estudiados por John L. Stalder al comparar X-SAGD con SAGD¹¹. En la figura se observan unas líneas de colores, que pertenecen a la técnica X-SAGD y la línea negra a SAGD. El proceso fue analizado en diferentes escenarios, entre ellos está el tiempo de inyección de vapor, el espaciamiento entre pozos y la presión de inyección, presentando comportamientos similares en cada uno de ellos debido a la formación de las cámaras de vapor producto de la inyección del vapor.

¹¹ John L. Stalder, ConocoPhillips Canada. Cross SAGD (XSAGD) - An accelerated bitumen recovery alternative, SPE/PS-CIM/CHOA 97647 PS2005-310. Noviembre de 2005. P. 2.

Figura 7. Producción diaria de bitumen vs tiempo.



Fuente: Modificado: John L. Stalder, ConocoPhillips Canada. Cross SAGD (XSAGD)- An accelerated bitumen recovery alternative, SPE/PS-CIM/CHOA 97647 PS2005-310. Noviembre de 2005.

1.2.4. Parámetros influyentes en el proceso X-SAGD. Las propiedades del fluido y de la roca se deben controlar y evaluar con ciertas variables operacionales y de yacimiento, las cuales son referenciadas teniendo en cuenta los yacimientos de Athabasca en Alberta, Canadá¹².

Algunos de los parámetros de yacimiento se enumeran en la **Tabla 2**.

¹² John L. Stalder, ConocoPhillips Canada Limited. Unlocking Bitumen in Thin and/or Lower Pressure Pay Using Cross SAGD (XSAGD). Junio de 2007. P. 2

Tabla 2. Propiedades del yacimiento.

Propiedad	Valor	Unidades
Profundidad	1085	ft
Espesor	66	ft
Porosidad	32	%
Permeabilidad horizontal	5000	mD
Permeabilidad Vertical	4000	mD
Saturación inicial de aceite S_{oi}	80	%
Viscosidad del aceite a 50 °F	1.7	Millones de cP
Relación inicial gas- aceite en solución R_{si}	1.81	ft ³ /ft ³
Temperatura inicial	50	°F
Espaciamiento entre pozos	330	ft

Fuente: Modificado: John L. Stalder, ConocoPhillips Canada Limited. Unlocking Bitumen in Thin and/or Lower Pressure Pay Using Cross SAGD (XSAGD). Junio de 2007. Pág. 2.

Los valores de la **Tabla 3** son alternativos para la utilidad de los parámetros operacionales.

Tabla 3. Alternativas de caudales y presiones.

Propiedad	Valores	Unidades
Presión de inyección	220, 440, 660	Psia
Presión mínima de producción	120	Psia
Calidad del vapor en el fondo del pozo inyector	0.7	%
Caudal total máximo de líquido equivalente	17700, 35300, 70700	ft ³ /d
<p>*Precalentamiento de todos los pozos antes de la puesta es aproximadamente de tres meses.</p> <p>* Todos los casos utilizan una restricción de la trampa de vapor de 37 ° F de subenfriamiento para el pozo de producción.</p>		

Fuente: Modificado: John L. Stalder, ConocoPhillips Canada Limited. Unlocking Bitumen in Thin and/or Lower Pressure Pay Using Cross SAGD (XSAGD). Junio de 2007. Pág. 2.

1.2.5. Geometría de la cámara de vapor. La base de cada cámara de vapor tiende a formar una cruz (se observa en la Figura 6) en el punto de cruce de cualquier pozo inyector y productor. Sin embargo, la parte superior de cada cámara de vapor tiende a formar una figura similar a la parte alta de una muela de forma bien redondeada (se muestra en la Figura 5). Por lo tanto, la vía seguida por el vapor inyectado tiende a tener un carácter tridimensional en X-SAGD. La cámara de X-SAGD no es del todo esférica, porque a medida que la cámara de vapor se expande, golpea la parte superior de la zona productora, deja de crecer verticalmente, pero sigue creciendo lateralmente en ambas direcciones tanto en X como en Y de una manera radial; puede ser más parecida a un cono de helado si se ve en 3D como se observa en la Figura 5.

Inicialmente, la relación de área activa de la cantidad de vapor inyectado es mayor para SAGD que para X-SAGD, Pero, a medida que aumenta este volumen hay un punto en el que las cámaras de vapor X-SAGD tienen una mayor área activa en relación al total inyectado. Esto sugiere que SAGD puede ser más eficaz en la movilización de bitumen en las primeras etapas de desarrollo cámara de vapor, pero X-SAGD puede ser más eficaz después de que se ha inyectado una cierta cantidad de vapor. El punto en el que esta relación cambia de favorecer SAGD para favorecer X-SAGD depende del espesor de la zona productora, el espaciamiento entre pozos y la longitud de los pozos¹³.

¹³ STALDER, John L. Thermal Efficiency and Acceleration Benefits of Cross SAGD (XSAGD), SPE 117244. Canadá: ConocoPhillips Canada Limited. 2008. P. 4.

1.2.6. Impacto del gas en solución. Durante el proceso SAGD el gas en solución tiende a la evasión del bitumen. En los modelos físicos y en las simulaciones numéricas con bitumen, el gas liberado por la inyección de vapor tiende a acumularse en la zona periférica superior de la cámara de vapor. El gas que se acumula en esa parte tiende a retardar el crecimiento de esta debido a un efecto de aislamiento en relación con una presión parcial reducida del vapor y la correspondiente temperatura del vapor reducida en esas áreas. Esto da lugar a una mayor viscosidad del aceite y la velocidad de drenaje menor de lo que sería el caso con aceite muerto. Esta reducción tiende a ser mayor a una menor presión en el que el volumen específico del gas es mayor y la temperatura del vapor más baja.¹⁴

¹⁴ STALDER, John L. *Ibíd.*, P. 5.

2. DESCRIPCIÓN DEL MODELO BASE DE SIMULACIÓN

El software utilizado para este proyecto, es el simulador de procesos térmicos y recobro avanzado STARS (Steam, Thermal and Advance Processes Reservoir Simulator) con la versión 2015 de la compañía CMG (Computer Modelling Group). Las dimensiones del grid de simulación, las propiedades petrofísicas, el modelo de fluidos y la configuración de los pozos fueron basados en un campo de crudo pesado móvil del Valle Medio del Magdalena. Se determinó como tiempo de simulación un periodo de 10 años, comenzando en el 2016 y terminando en el 2026, en el que incluye un año de producción en frío con fin de reducir la presión del yacimiento, para evaluar el proceso solo cuando se dé la producción por el efecto de las fuerzas gravitacionales, el cual mantiene una tasa de producción de 150 bbl/día con una presión de fondo de 600 psi y por ser un crudo móvil, no requiere tiempo de precalentamiento debido que ya existe conectividad entre los pozos y desde el inicio del sistema X-SAGD se implementa la fase de desarrollo.

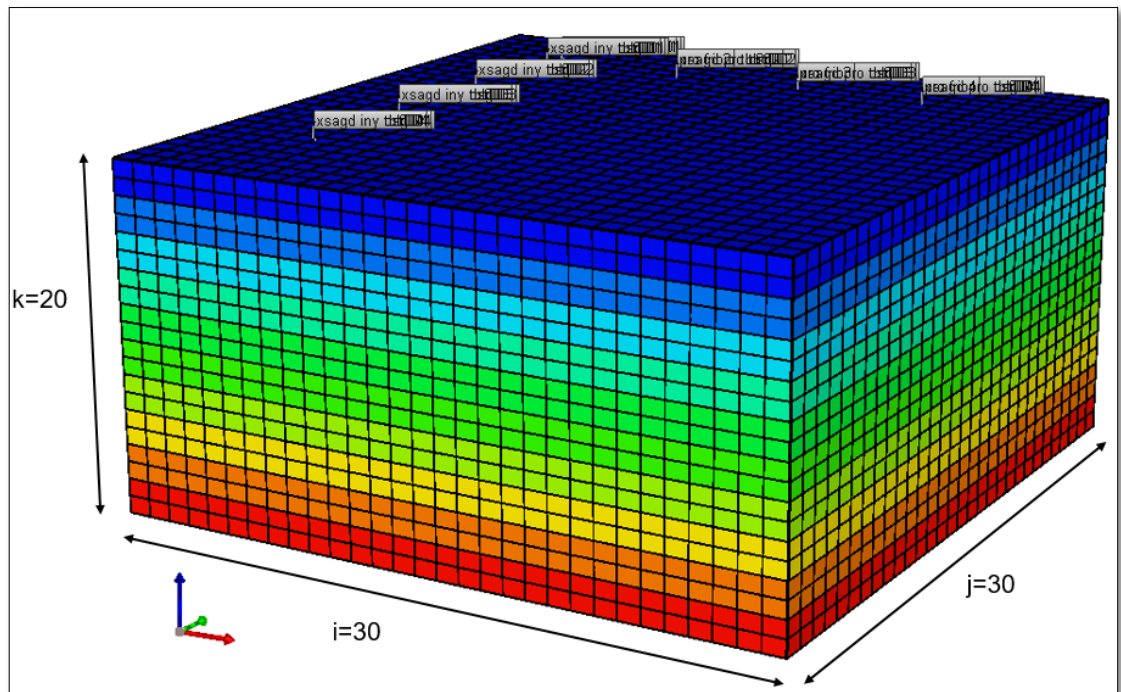
A continuación, se presenta la metodología empleada para el desarrollo del modelo de simulación.

2.1. DIMENSIONES DEL GRID DE SIMULACIÓN.

Para el modelo se usa un tipo de enmallado denominado cartesiano, que ayuda con la observación detallada de la formación y expansión de la cámara de vapor. En la **Tabla 4** se muestra las dimensiones del enmallado del modelo base.

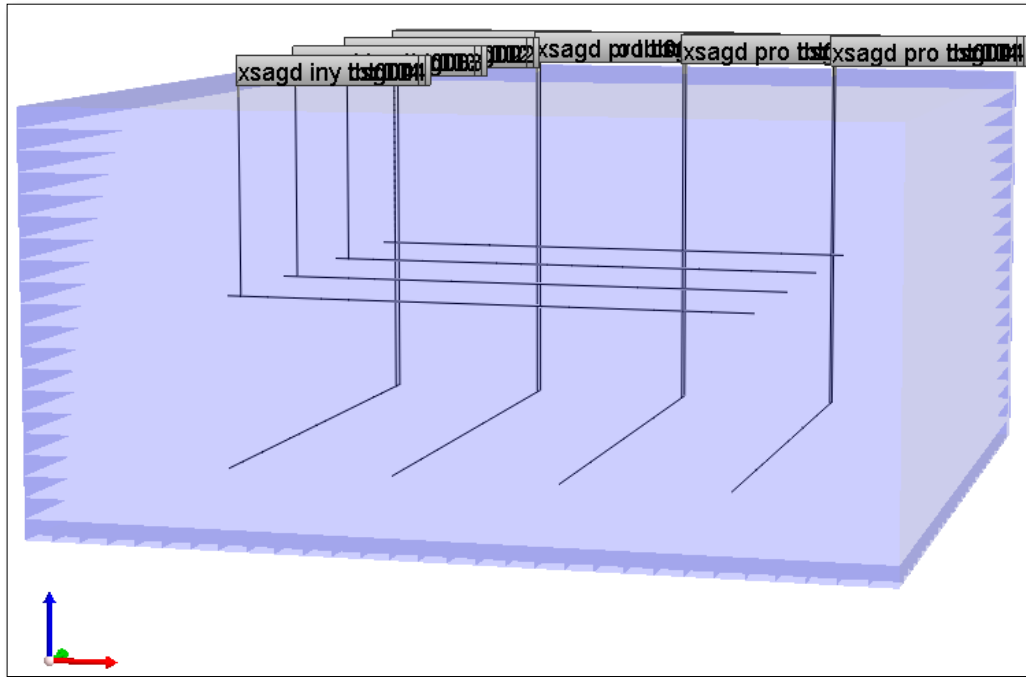
En la **Figura 8** se observa el modelo base de simulación el cual posee un área de 60 acres y 80 ft de espesor de la formación y en la **Figura 9** la trayectoria de los pozos.

Figura 8. Modelo base de simulación.



Fuente: Computer Modelling Group (CMG). Builder. Modificado por los autores.

Figura 9. Trayectoria de pozos del modelo base.



Fuente: Computer Modelling Group (CMG). Builder. Modificado por los autores.

2.2. PROPIEDADES PETROFÍSICAS.

La buena caracterización petrofísica del yacimiento tiene gran influencia en el desempeño del proceso y la distribución de los fluidos en la formación, en la cantidad de fluidos en ella almacenados y en el desplazamiento de estos en el medio poroso. Es necesario definir la conductividad térmica y capacidad calorífica de la formación aledaña y de los fluidos que las saturan, para así, poder evaluar la cantidad de energía que se trasfiere hacia el overburden y underburden¹⁵. En la Tabla 5 se presentan los valores de las propiedades petrofísicas asignadas al simulador y también se encuentran las condiciones iniciales del modelo.

¹⁵ RODRÍGUEZ, Astrid. *Ibid.*, P. 45.

Tabla 4. Dimensiones del enmallado.

Propiedad	Valores	Unidades
Celdas en i	30	
Celdas en j	30	
Celdas en k	20	
Número de celdas	18000	
Dimensiones en X	54	ft
Dimensiones en Y	54	ft
Área	60	Acres
Espesor	80	ft

2.3. MODELO DE FLUIDOS.

Representa el comportamiento de los fluidos presentes en el medio poroso del yacimiento producto de los cambios de la presión a causa de la producción, de la temperatura a causa de la inyección de vapor y del volumen debido al desplazamiento y producción de los mismos. Para este modelo se utiliza un PVT sintético generado con la herramienta IMEX de la compañía CMG y exportado a STARS. En la **Tabla 6** se encuentran los valores usados para generar este PVT.

Tabla 5. Propiedades petrofísicas del modelo.

Propiedad	Valores	unidades
Profundidad	1600	ft
Espesor	80	ft
Área	60	Acres
Porosidad	32	%
Saturación de aceite inicial	80	%
Permeabilidad horizontal	1080	mD
Relación permeabilidad (Kv/Kh)	0.5	-
Presión inicial	890	Psia
Temperatura	105	°F
Compresibilidad de la roca	5 e-6	1/Psi
Capacidad calorífica de la roca del yacimiento	35	BTU/(ft ³ * °F)
Conductividad térmica de la roca del yacimiento	26	BTU/(ft * día * °F)
Conductividad térmica del aceite	2	BTU/(ft * día * °F)
Conductividad térmica del agua	8.6	BTU/(ft * día * °F)
Conductividad térmica del gas	1.2	BTU/(ft * día * °F)

Fuente: Modificado: ARDILA, Lexly, HOYOS, Ruben. Evaluación de diferentes estrategias para la inyección selectiva de vapor con yacimientos estratigráficos de crudo pesado. Aplicación campo colombiano. Trabajo de grado ingeniería de petróleos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías fisicoquímicas, Escuela de ingeniería de petróleos. 2014.

Tabla 6. Propiedades de los fluidos.

Propiedad	Valores	Unidades
Viscosidad del crudo muerto	4030	cP
Densidad del crudo	12	°API
Presión de burbuja	500	Psia
Gravedad específica del gas	0.6	-
Correlación viscosidad crudo muerto.	Beal & Chew	
Correlación viscosidad crudo vivo	Beal & Chew	

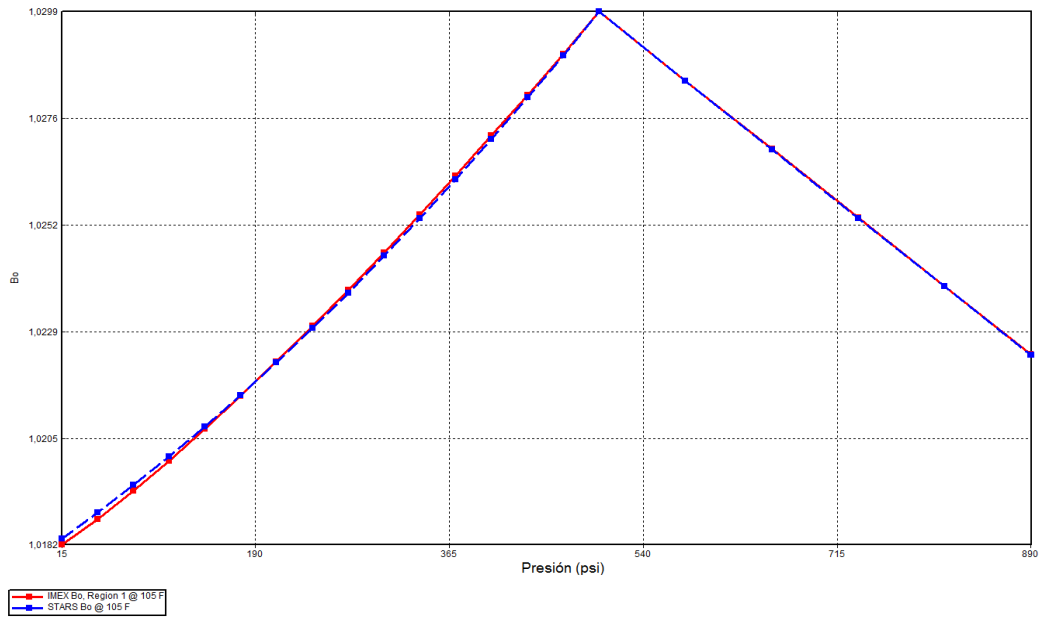
Fuente: Modificado: ARDILA, Lexly, HOYOS, Ruben. Evaluación de diferentes estrategias para la inyección selectiva de vapor con yacimientos estratigráficos de crudo pesado. Aplicación campo colombiano. Trabajo de grado ingeniería de petróleos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías fisicoquímicas, Escuela de ingeniería de petróleos. 2014.

La **Figura 10** muestra el comportamiento del Factor volumétrico vs. Presión arrojada por el modelo de fluidos simulado, el cual cumple con el comportamiento típico como se observa en la **Figura 11**; el cual indica el cambio de la pendiente de la curva corresponde a la presión de burbuja, que debido a que presiones menores a esta los componentes volátiles se escapan del crudo, mientras que a presiones mayores a esta la presión comprime el fluido y disminuye su factor volumétrico.

En la **Figura 12** se aprecia la viscosidad de aceite vs. Presión, siendo de gran importancia esta propiedad en la simulación de un proceso térmico debido a que permite una correcta secuencia de expansión del vapor en el yacimiento y la **Figura 13** muestra el comportamiento de la viscosidad del aceite en función de la

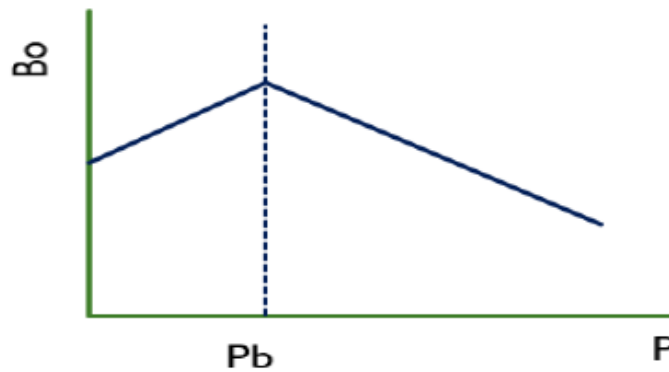
presión y la temperatura, presentando cambios en el hidrocarburo al momento en que la temperatura presente variaciones.

Figura 10. Factor volumétrico vs Presión.



Fuente: Computer Modelling Group (CMG). Builder.

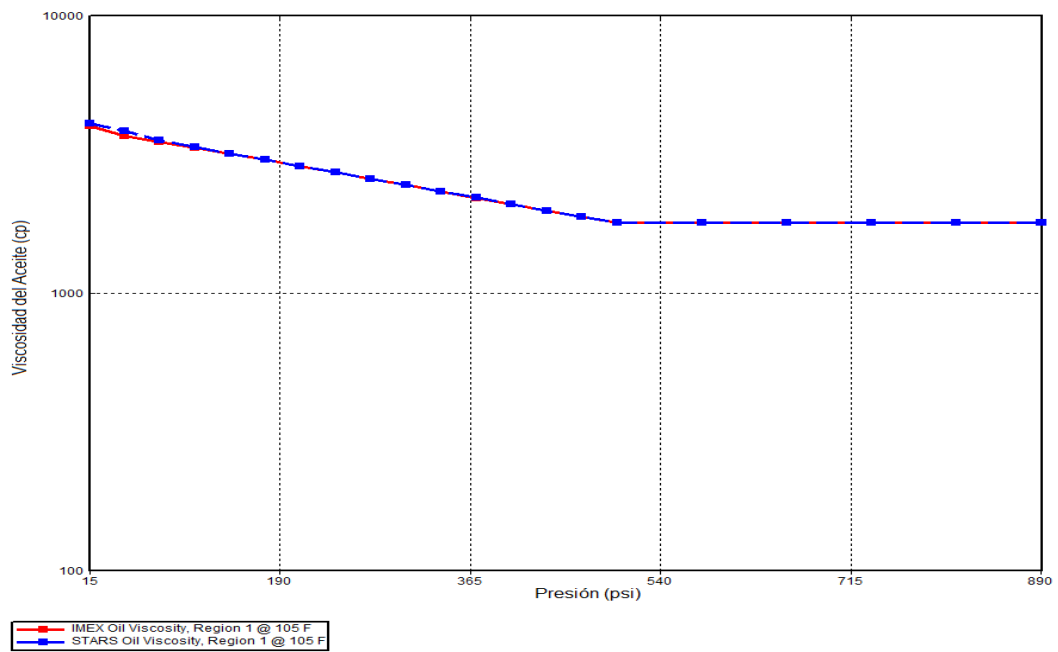
Figura 11. Comportamiento típico del Factor volumétrico vs. Presión.



Fuente: VELÁSQUEZ, Serio, JAIMES, Shirley. Evaluación del comportamiento de la cámara de vapor en un proceso de drenaje gravitacional asistido por vapor bajo diferentes escenarios de aplicación. Trabajo de grado ingeniería de petróleos.

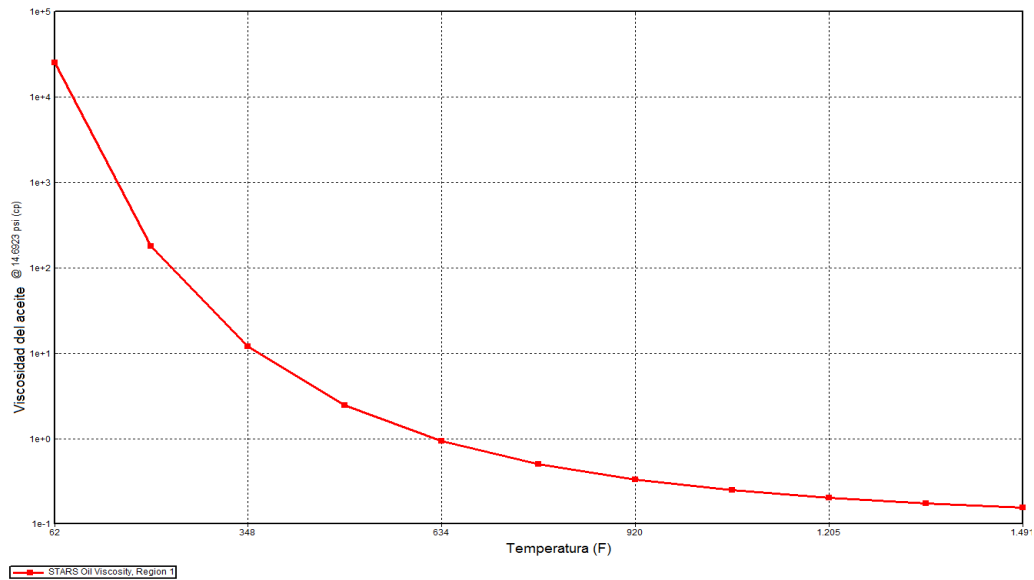
Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías fisicoquímicas, Escuela de ingeniería de petróleos. 2014. 58 pág.

Figura 12. Viscosidad del aceite vs Presión.



Fuente: Computer Modelling Group (CMG). Builder.

Figura 13. Viscosidad vs Temperatura del crudo.

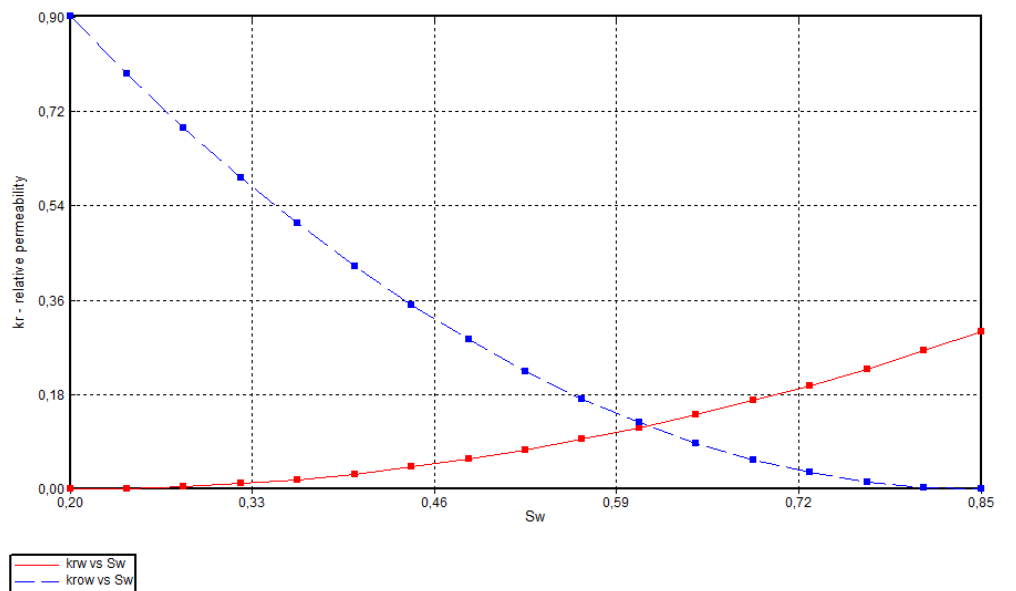


Fuente: Computer Modelling Group (CMG). Builder.

2.4. CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA.

Teniendo como base la saturación máxima de aceite se procede a hallar los *EndPoints* por medio de la correlación Hirasaky¹⁶, estos necesarios para construir las curvas de permeabilidad relativa. La **Figura 14** muestra las curvas de permeabilidad relativa y la **Tabla 7** los valores usados como *EndPoints* en el simulador.

Figura 14. Curvas de Permeabilidad relativa Agua-Aceite.



Fuente: Computer Modelling Group (CMG). Builder.

¹⁶ HIRASAKY GJ: Wettability: Fundamentals and surface forces. SPE Formation Evaluation 6: 217-226.

2.5. CONFIGURACIÓN DE LOS POZOS.

Para el modelo X-SAGD y con la ayuda de la opción FLEXWELL de la herramienta STARS de CMG, se implementaron cuatro pozos inyectoros ubicados por encima de cuatro pozos productores, ubicados de manera perpendicular entre sí. Dentro de cada pozo hay dos tubing, uno corto que es el ubicado cerca al talón (heel) y uno largo cerca a la punta (toe), como se observa en la **Figura 15**, en los cuales se producen y se inyectan los fluidos respectivamente, con fin de ayudar a la formación de la cámara de vapor en etapas tempranas y en el desarrollo.

El módulo FLEXWELL permite crear el modelo térmico de los pozos de manera integral, además permite modelar los fenómenos de transferencia de masa y calor, la caída de presión de los fluidos debido a la fricción que se llevan a cabo dentro y en la cercanía del pozo, que no pueden ser modelados por un pozo tipo fuente/sumidero convencional. Estas funciones y propiedades permiten resultados más representativos ya que los fenómenos cercanos al pozo son cruciales al momento de simular¹⁷ X-SAGD.

Se definieron ocho FLEXWELL, los casing y las tuberías largas utilizadas tienen una distancia de 1080 ft y las tuberías cortas 324 ft en la sección horizontal. El espaciamiento entre cada grupo de pozos¹⁸ es de 270 ft, la distancia entre inyectoros y productores es de 28 ft; los productores se encuentran a 8 ft de la base de la formación, el cual se definió de acuerdo al estudio realizado por John L. Stalder¹⁹. En la **Tabla 8** se presenta los valores de los diámetros externos e internos utilizados en todas las corridas de simulación del presente trabajo.

¹⁷ DIAZ, Sebastian, BARRAGÁN, Andrés. *Ibíd.*, P. 48.

¹⁸ Grupo de pozos: se refiere a la familia de pozos inyectoros y la familia de pozos productores.

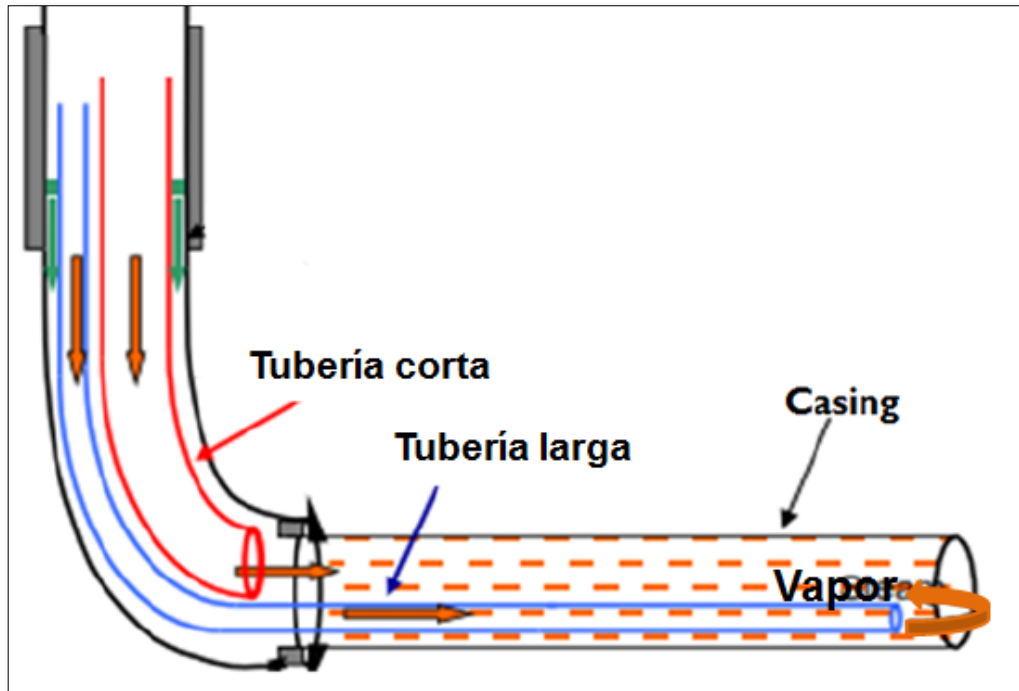
¹⁹ STALDER, John L. *Ibíd.*

Tabla 7. Puntos finales de las curvas de permeabilidad relativa.

EndPoints	Valores
Saturación de agua connata (SWCON)	0.2
Saturación de agua crítica (SWCRIT)	0.2
Saturación de aceite irreducible al agua (SOIRW)	0.15
Saturación de aceite residual al agua (SORW)	0.15
Saturación de aceite irreducible al gas (SOIRG)	0.15
Saturación de aceite residual al gas (SORG)	0.15
Saturación de gas connata (SGCON)	0.0
Saturación de gas crítica (SGCRIT)	0.05
Permeabilidad relativa de agua @SORW (KRWIRO)	0.3
Permeabilidad relativa al aceite @SWCON (KROCW)	0.9

Fuente: PINTO, Jhon. Desarrollo de una metodología para la implementación de la administración de energía en procesos de energía de inyección continua de vapor a través de la simulación numérica de yacimientos y métodos analíticos. Trabajo de grado ingeniería de petróleos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías físicoquímicas, Escuela de ingeniería de petróleos. 2013.

Figura 15. Configuración de los pozos con la herramienta FLEXWELL.



Fuente: Modificado: Computer Modelling Group (CMG), versión 2014. Builder.

Tabla 8. Diámetros de las tuberías.

Tubería	Diámetros	
	OD (in)	ID (in)
Casing	9.625	8.835
Tubing corto	4	3.476
Tubing largo	3.5	2.922

3. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Después de establecer las características del modelo base de simulación, se dio inicio a los análisis de sensibilidad de los *constraint* usados para controlar la producción e inyección de los pozos del sistema X-SAGD, referenciados en la literatura.

3.1. PARÁMETROS SENSIBILIZADOS.

Los parámetros que se sensibilizaron fueron realizados por medio de modelos independientes. En la **Tabla 9** se muestra los modelos con los valores que fueron modificados, los cuales fueron seleccionados teniendo en cuenta el rango en el cual la técnica presenta los mejores comportamientos de producción, son los siguientes:

3.1.1. Presión de inyección. Cuando se aplica una mayor presión de inyección se espera que el ingreso de los fluidos inyectados sea más factible al medio poroso, esperando que se vea reflejado en las tasas de recuperación y la efectividad de la técnica.

3.1.2. Tasa de inyección de vapor. Este parámetro es un indicador importante al momento de hacer los métodos de inyección de vapor porque sirve para determinar la viabilidad de un proyecto. A medida que se inyecta una cantidad alta de vapor al yacimiento, se espera que se alcance un mayor desplazamiento del vapor y por ende cámaras de vapor con espaciamiento más grande.

3.1.3. Temperatura del vapor. La velocidad del avance de los múltiples canales que se crean al principio de la formación de la cámara de vapor depende en cierta parte de la temperatura del vapor inyectado, debido a que la temperatura de la cámara de vapor debe encontrarse igual a la temperatura del vapor inyectado. Esto influye en el resto de procesos que se generan por medio de la cámara de vapor, como es la producción de aceite.

3.1.4. Steamtrap. Este parámetro hace parte de las prácticas operacionales más comunes en procesos de SAGD, por eso es también de gran importancia en el sistema X-SAGD. Cumple la función de mejorar el comportamiento de las cámaras de vapor debido a que evita la producción del vapor directamente una vez inyectado, es decir, es el diferencial de temperatura que existe entre el vapor inyectado y su temperatura en las inmediaciones de los pozos productores, con el fin de generar una gradual condensación del vapor que simule la piscina de líquidos.

3.1.5. Tasa máxima STL. Este parámetro indica la tasa máxima de producción de líquido en superficie, es decir producción de agua y de aceite.

3.2. ANÁLISIS DE LAS VARIABLES DE LA SIMULACIÓN.

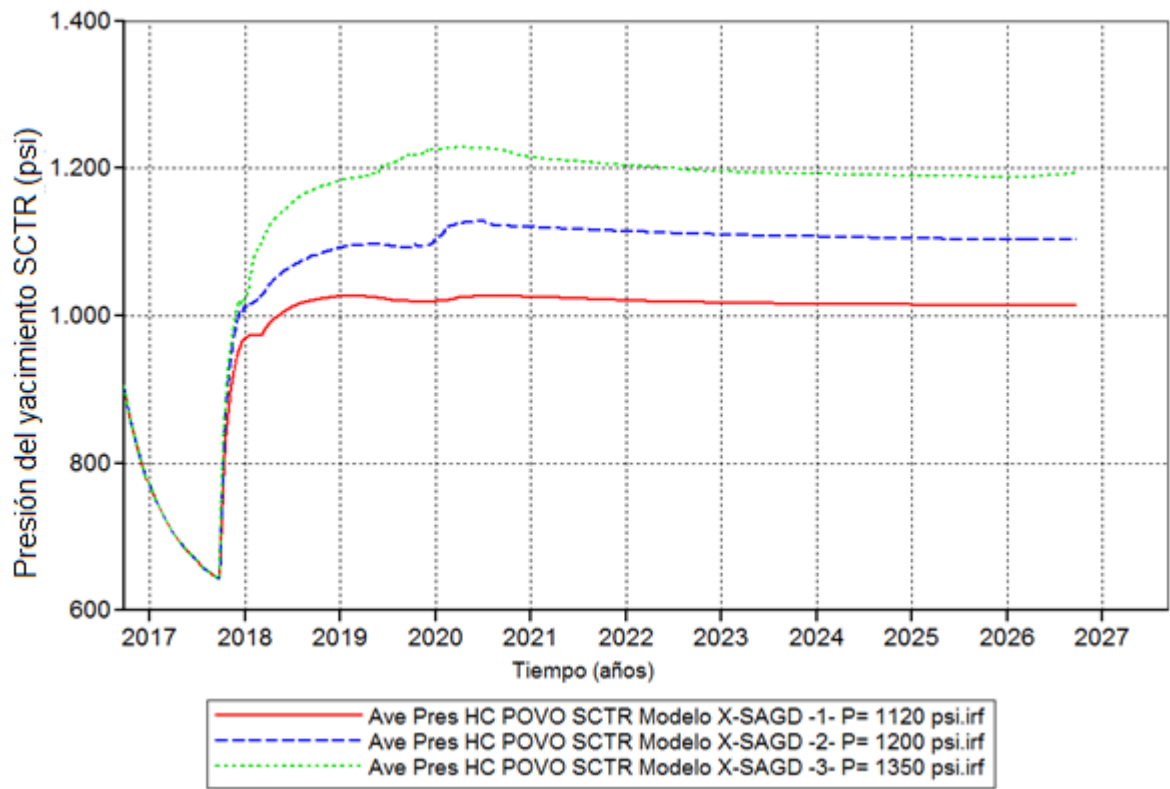
Los resultados obtenidos en este trabajo son aplicables bajo condiciones similares a las establecidas en él, y pueden variar en la medida que se modifiquen las características del yacimiento. Para el análisis de los datos de cada corrida se utilizaron gráficas de las funciones objetivo de cada variable y los datos especificados en la **Tabla 9**; analizando los comportamientos de la relación vapor/aceite (SOR), el factor de recobro, la presión de inyección del vapor, las saturaciones de aceite y de agua, el desarrollo de la cámara de vapor y la producción de aceite, teniendo en cuenta las pérdidas ocasionadas por tubería y formaciones cercanas, se mantuvo constante la calidad del vapor que llega al fondo de cada modelo en 0.63, sin embargo, del total de estas corridas se seleccionó el número 3 (representado de color verde en las **Figuras 16 y 17**) por tener efecto directo en el comportamiento de la producción de crudo del yacimiento semejante al mostrado en la teoría, además de tener una mayor recuperación de aceite.

3.2.1.1. Presión de yacimiento. La Figura 16 muestra el comportamiento de la presión de inyección de vapor en el fondo del yacimiento. Se puede observar al comienzo de las curvas el año de producción en frío, tiempo en el que la presión del yacimiento comienza disminuir debido a la producción de aceite. Después de este comportamiento, la presión comienza a presentar un aumento abrupto hasta el año 2020, siendo esto producto de la inyección de vapor, y por el contacto de las cámaras de vapor con el tope de la formación y la expansión de estas generando una mayor transferencia de energía, lo que conlleva a una mayor producción de aceite producto de la reducción de la viscosidad.

Tabla 9. Parámetros sensibilizados y sus respectivos valores.

	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3
Parámetro	valor	Valor	Valor
Presión de inyección, psi	1120	1200	1350
Tasa de inyección, bbl agua/día	600	700	750
Temperatura del vapor, °F	560.2	568.7	583.7
Steamtrap, °F	50	60	62
Tasa máxima, STL, bbl líq/día	400	500	550

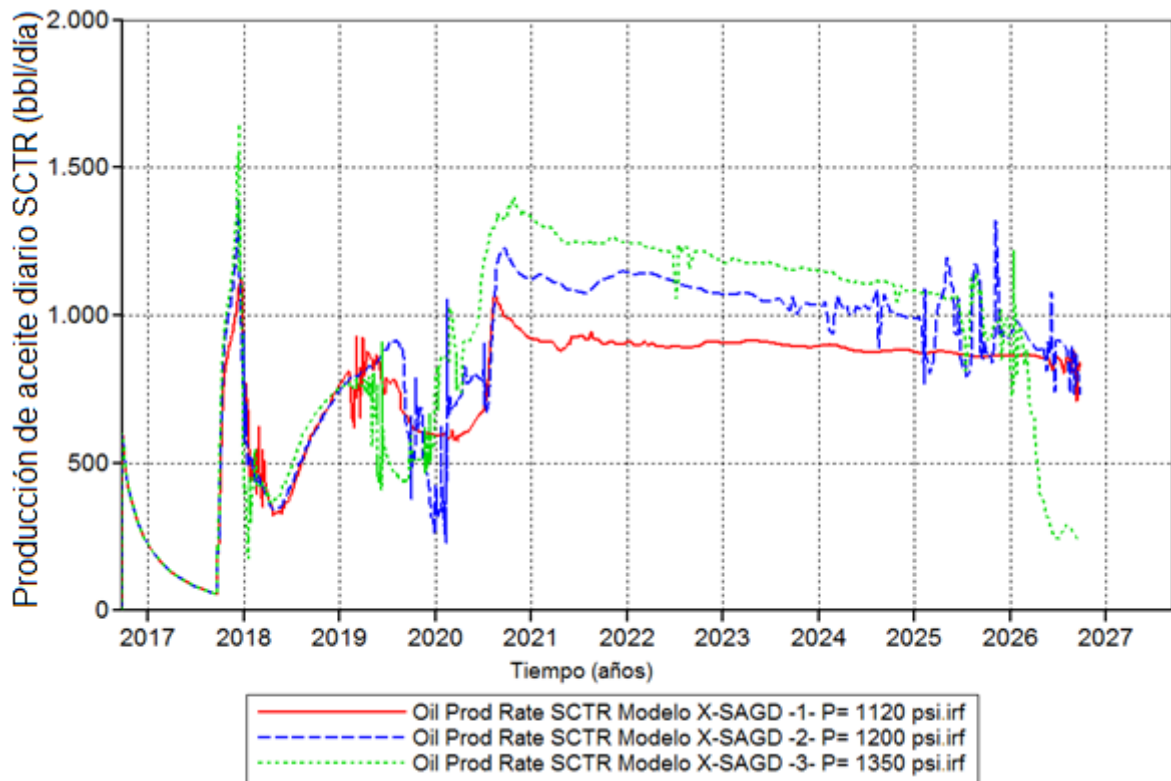
Figura 16. Presión del yacimiento.



Fuente: Computer Modelling Group (CMG). Results Graph.

3.2.1.2. Producción de aceite. La Figura 17 muestra el comportamiento del modelo seleccionado (línea color verde), donde se evidencia la producción en frío y como posterior al inicio de la inyección esta empieza a aumentar, exhibiendo el comportamiento típico de un proceso X-SAGD el cual viene asociado a la formación de las cámaras de vapor. El primero aumento sustancial en la producción se genera por el aumento de presión en el yacimiento debido al inicio de la inyección de vapor y a que se presenta una transferencia de energía en las zonas más cercanas al pozo productor. El segundo incremento tiene lugar producto del inicio de la apertura del frente de vapor y el último se presenta como consecuencia de la unión de cada cámara de vapor y un desarrollo areal mayor de estas lo que me permite una estabilización en la presión y por lo tanto una tasa de producción más estable.

Figura 17. Producción de aceite.



Fuente: Computer Modelling Group (CMG). Results Graph.

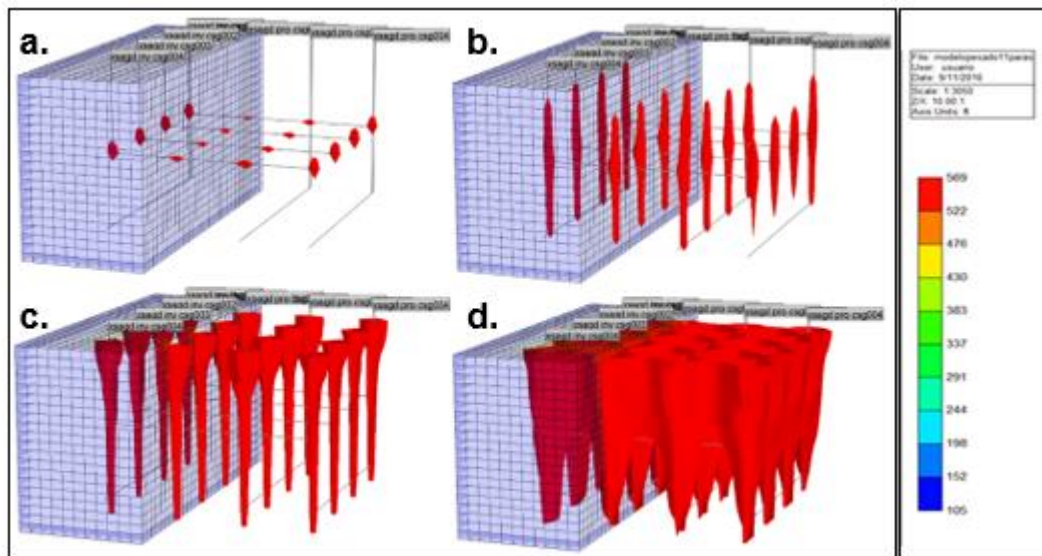
En las **Figuras 18 y 19** se observa el crecimiento de las cámaras de vapor durante el desarrollo de todo el proceso de la inyección de vapor, en la cuales podemos observar el aumento de forma vertical hasta alcanzar el tope de la formación productora, dando inicio en los cruces de los pozos productores e inyectores. Luego de alcanzar su punto máximo, verticalmente empieza a propagarse con una forma similar a un remolino de viento, extendiéndose hasta generar un contacto con la cámara de vapor vecina y así generar la transferencia de calor de forma efectiva hacia el crudo contenido en la parte inferior de esta, para así propiciar el drenado hacia los pozos productores.

Este estilo de expansión de la cámara de vapor permite tener un menor número de puntos calientes cerca de los pozos productores, lo cual, permite una óptima transferencia de energía y no una migración del vapor hacia los pozos productores. Al final podemos visualizar como las cámaras de vapor generadas en cada intersección de los pozos se vuelven una sola, generando así una gran reducción en la viscosidad y por lo tanto un aumento en la movilidad del aceite presente hacia los pozos productores.

La **Figura 20** muestra la saturación de aceite durante toda la evaluación de la técnica X-SAGD. El valor de la saturación en zonas superiores se va reduciendo a medida que ha sido drenado el aceite hacia los pozos productores en la parte inferior, teniendo un rango aproximado entre el 10% y el 20% al finalizar el proceso. Se puede observar que a esta última fecha aún queda aceite por extraer, detallándose esto en la zona color naranja, el cual se ubica en los límites del yacimiento, con una saturación de aceite presente aproximadamente de un 70%, lo que indica que el aceite en esta zona no ha sido drenado en su totalidad por el vapor, que al expandirse verticalmente transmitía el calor en dirección hacia la parte superior.

Cabe mencionar que producto del aumento de la temperatura y la transferencia de energía del vapor hacia el crudo, en la zona que existe entre los productores e inyectores se me genera la piscina de líquidos, la cual ocurre debido al drenaje por gravedad del aceite presente en las partes superiores de la formación, y por ser la zona de menor presión tienden a acumularse todos los fluidos allí.

Figura 18. Crecimiento de las cámaras de vapor durante el proceso.

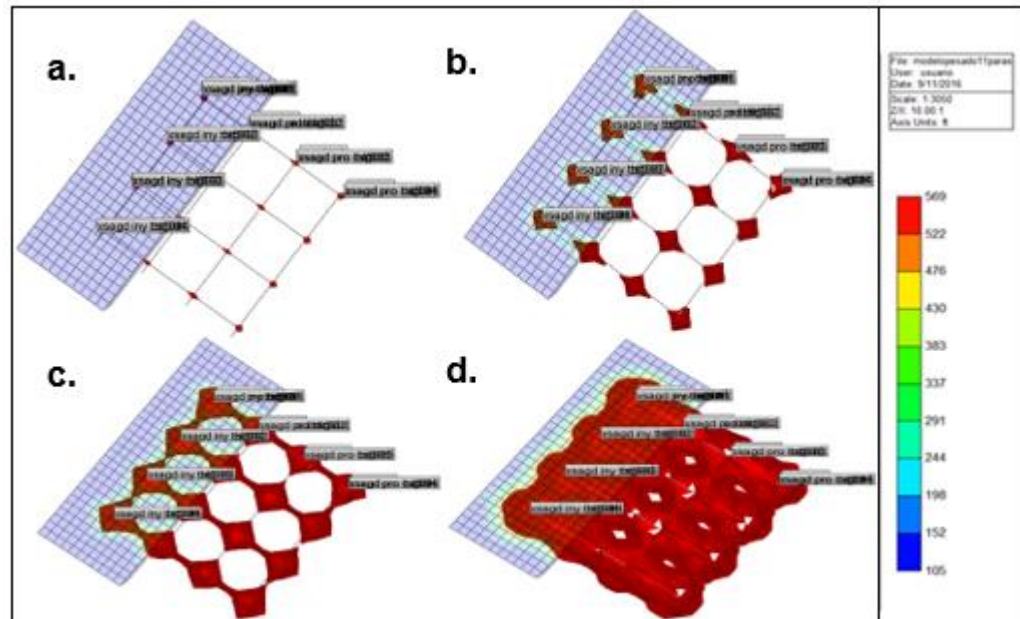


a. 2017/10/24. **b.** 2018/01/24. **c.** 2018/07/24. **d.** 2020/12/24.

Fuente: Computer Modelling Group (CMG). Results 3D.

3.2.1.3. Relación vapor/aceite (CSOR- Cummulative Steam Oil Ratio). Es una relación adimensional que en el numerador de este parámetro hace referencia a los barriles equivalentes de agua vaporizada inyectada, mientras que el denominador corresponde a los barriles de aceite acumulados producidos debido al incremento de la movilidad del crudo, por la transmisión de calor que aporta el vapor. Este parámetro es clave para decidir qué tan efectiva es la continuación de un proyecto de inyección de vapor, se puede leer como la cantidad de agua en barriles (en forma de vapor) que se inyecta para obtener o producir un barril de crudo, y se estima que la mínima rentabilidad del proyecto es alcanzada cuando se obtiene un SOR menor a 4^{20} .

Figura 19. Crecimiento de las cámaras de vapor durante el proceso con vista superior.



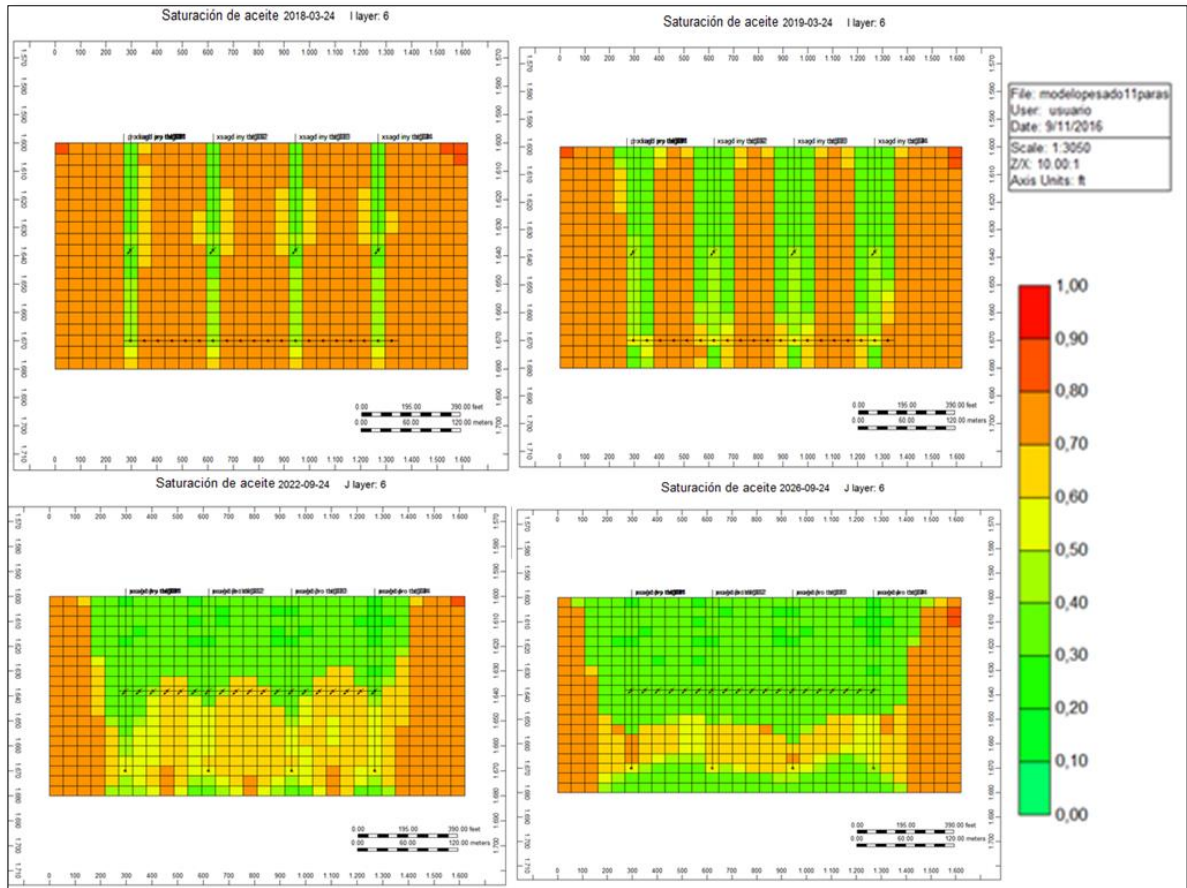
a. 2017/10/24. **b.** 2018/01/24. **c.** 2018/07/24. **d.** 2020/12/24.

Fuente: Computer Modelling Group (CMG). Results 3D.

²⁰ RODRÍGUEZ, Astrid. *Ibid.*, P. 60.

La **figura 22** indica el comportamiento de la relación vapor/aceite a lo largo del tiempo de la simulación de cada modelo. A tiempos tempranos, el SOR da como resultado un valor cercano a cero, ya que durante este periodo estamos realizando una etapa de producción en frío con el fin de depletar un poco el yacimiento, además producir una porción del crudo presente el cual, a pesar de tener una alta viscosidad, presenta movilidad lo que permite su desplazamiento bajo condiciones de yacimiento hacia el pozo productor. Luego de esto, cuando inicia la inyección de vapor, el valor de la relación aumenta de forma abrupta en muy corto tiempo, debido a la gran cantidad de vapor que se requiere para iniciar a calentar el crudo presente. Se da inicio en este punto a la inyección a razón de la producción en frío que se realizó anteriormente y que generó un aumento en la viscosidad del aceite y una disminución de la movilidad lo cual ya no permite la producción por drenaje gravitacional.

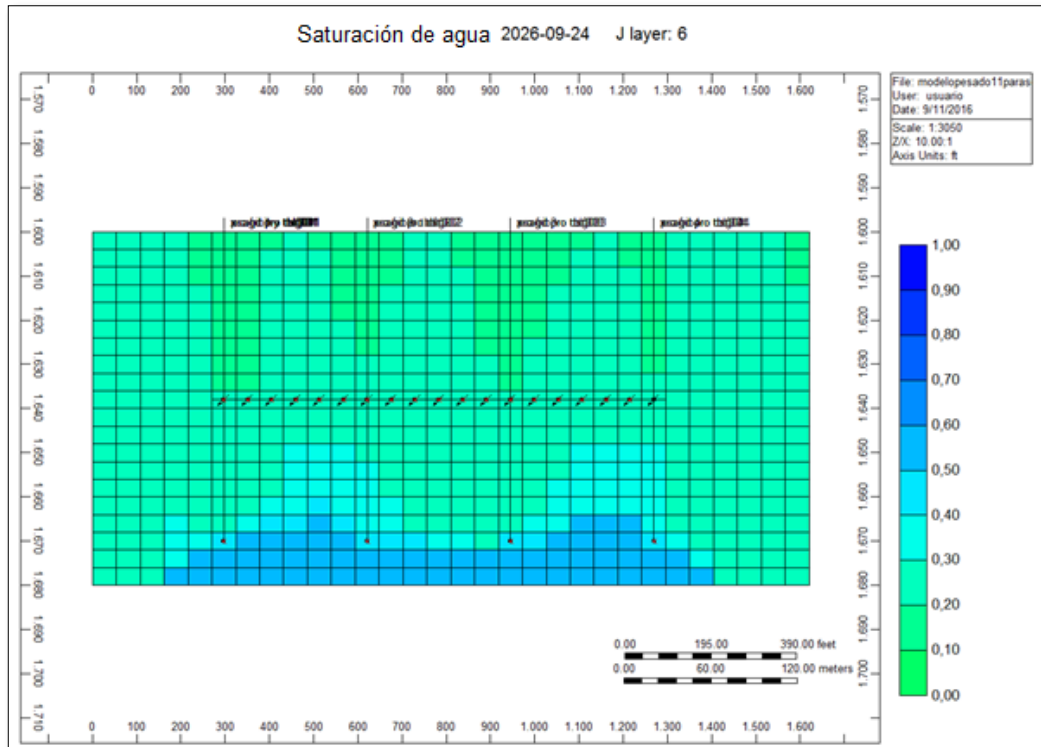
Figura 20. Saturación de aceite en todo el proceso del proceso.



Fuente: Computer Modelling Group (CMG). Results 3D.

el cual tanto ambiental como económicamente es atractivo ya que se requieren bajas cantidades de vapor para producir un barril de crudo y ya sobre el final del modelo seleccionado (línea color verde) comienza a presentar un aumento mínimo, donde la razón entre la cantidad de agua vaporizada y el aceite producido es de **3,1**.

Figura 21. Saturación de agua al finalizar el proceso.



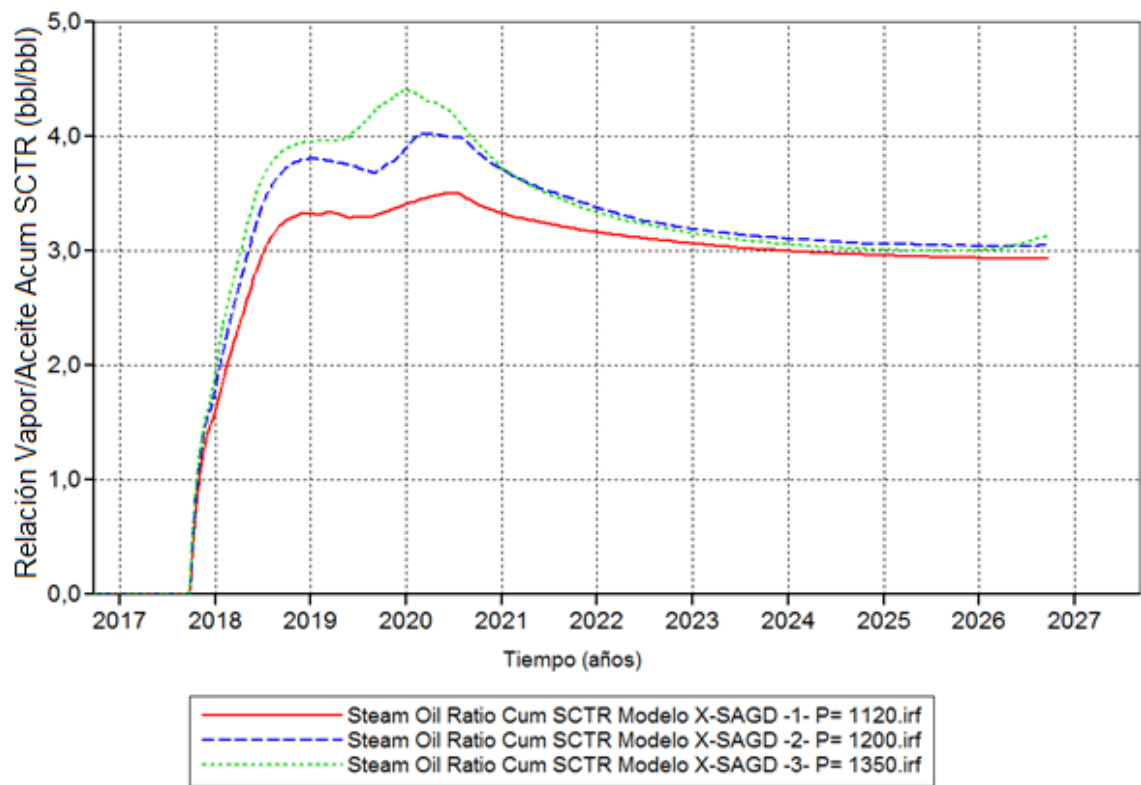
Fuente: Computer Modelling Group (CMG). Results 3D.

3.2.1.4. Factor de recobro y producción acumulada. Las Figuras 23 y 24 representan el factor de recobro obtenido y la producción de aceite acumulada del modelo de simulación seleccionado (línea color verde). El máximo factor de recobro obtenido es de 33% que corresponde a una producción acumulada de 3'220.000 de barriles de aceite (el OOIP está estimado 9'757.575 barriles), demostrando la efectividad de la implementación de la técnica X-SAGD en yacimientos de crudo pesado.

Esta variante en la distribución espacial de los pozos, permite que la técnica X-SAGD alcance un factor de recobro desde el punto de vista técnico atractivo ya que permite la recuperación del aceite in situ a bajas relaciones vapor – aceite.

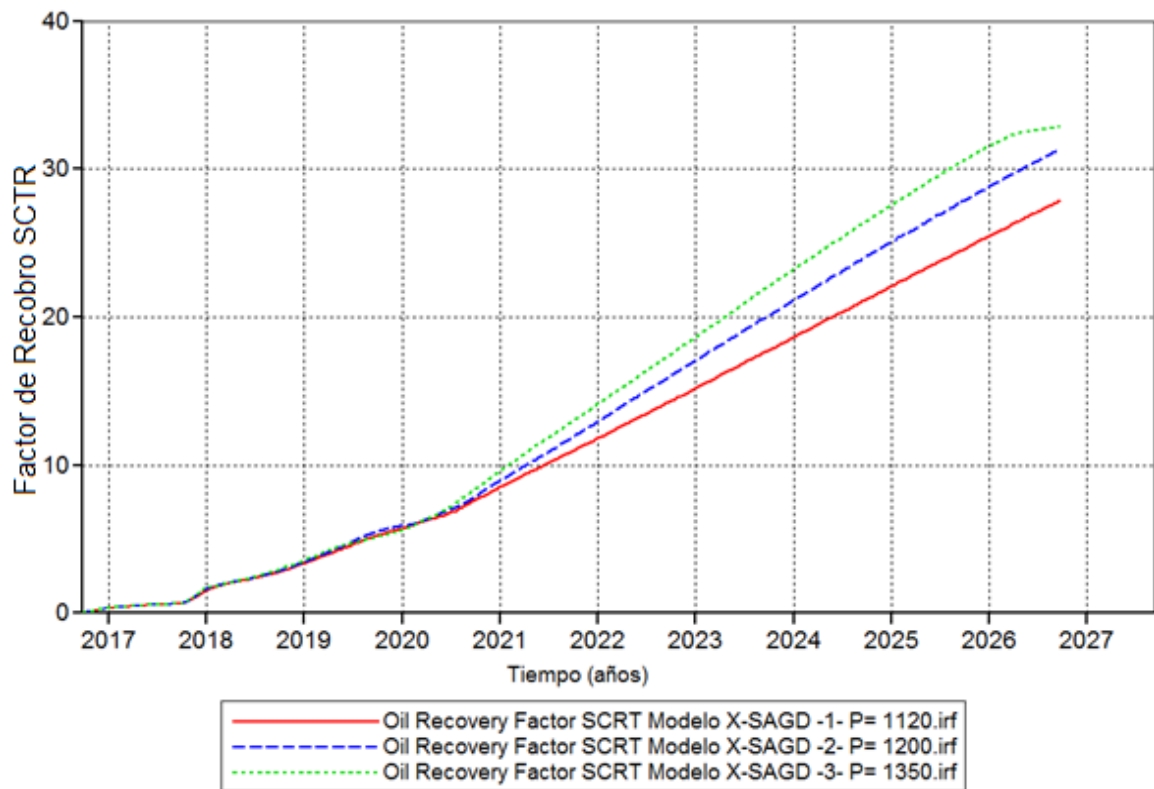
En la línea verde perteneciente al modelo seleccionado, se puede visualizar el inicio de una línea constante desde el año 2026 hasta el final de la simulación, que es donde alcanza el máximo valor del factor de recobro.

Figura 22. Relación vapor/aceite del modelo.



Fuente: Computer Modelling Group (CMG). Results Graph.

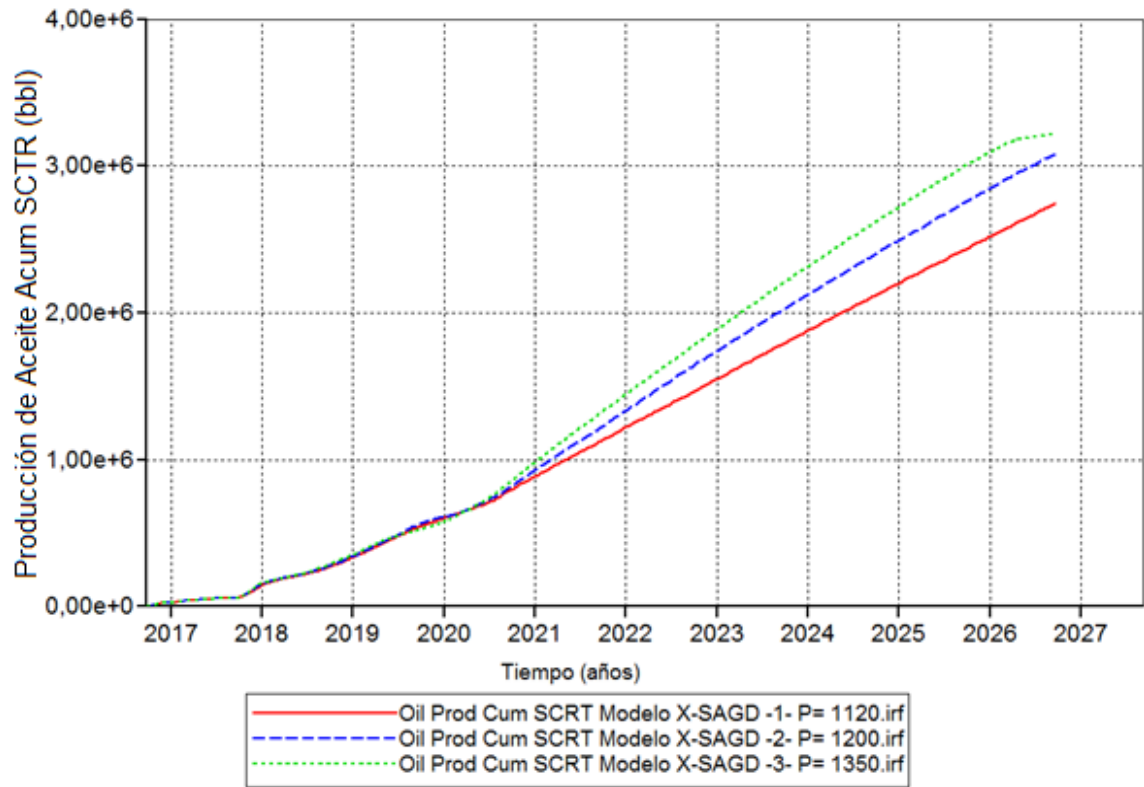
Figura 23. Factor de recobro.



Fuente: Computer Modelling Group (CMG). Results Graph.

3.2.1.5. Parámetros operacionales seleccionados. Los parámetros operacionales que se seleccionaron, fueron los aplicados al modelo tres los cuales se encuentran referenciados en la Tabla 9, y se decidieron estos basados en el factor de recobro, el acumulado de aceite recuperado al final del proceso y el SOR, ya que bajo estas condiciones se logró obtener la máxima extracción de aceite a relaciones de vapor/aceite inferior a cuatro durante todo el desarrollo del modelo.

Figura 24. Producción de aceite acumulado vs tiempo.



Fuente: Computer Modelling Group (CMG). Results Graph.

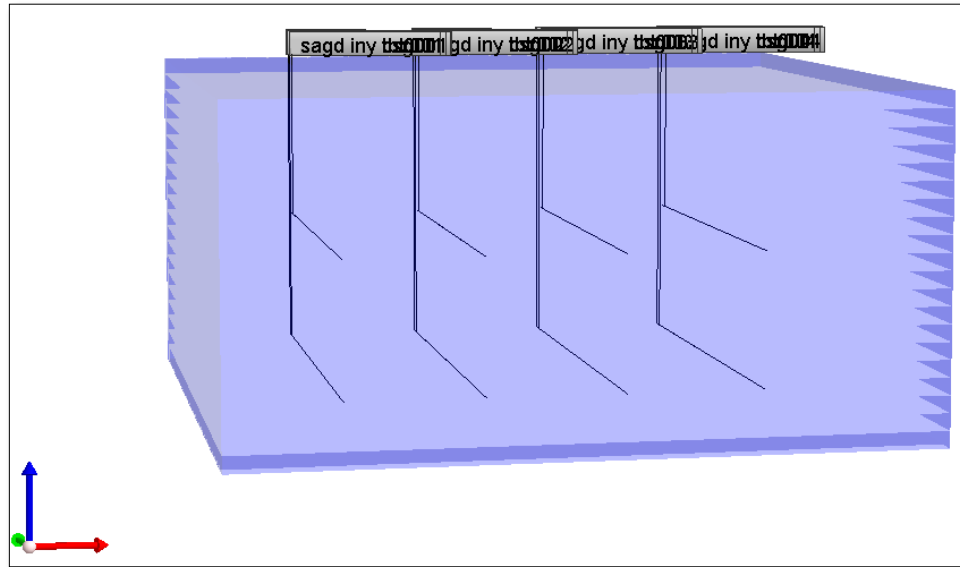
4. ANÁLISIS COMPARATIVO DE LAS TÉCNICAS SAGD Y X-SAGD A PARTIR DE LA SIMULACIÓN NUMÉRICA

Para efectuar una comparación entre los modelos, se hace uso del simulador STARS de CMG, que permite realizar un análisis de los resultados por medio de una sola gráfica, dependiendo del parámetro a evaluar, estas se hacen con ayuda de la herramienta Results Graph, que permite visualizar los valores de las funciones que se desea analizar.

4.1. MODELO SAGD.

Para realizar la simulación de este modelo se tomaron los mismos datos de los parámetros utilizados en el modelo X-SAGD seleccionado, así como el número de pozos, es decir ocho en total de los cuales cuatro son productores y cuatro inyectores, los cuales presentan la siguiente configuración; se definieron ocho FLEXWELL, los casing y las tuberías largas utilizadas tienen una distancia de 1080 ft y las tuberías cortas 324 ft en la sección horizontal. El espaciamiento entre cada grupo de pozos es de 270 ft, la distancia entre inyectores y productores es de 28 ft; los productores se encuentran a 8 ft de la base de la formación, su ubicación la podemos ver en la **Figura 25**. Las dimensiones del grid (30x30x20), las propiedades de los fluidos y de petrofísica fueron las empleadas en el modelo X-SAGD (tabla 4, 5, 6, 7), no se realizó etapa de precalentamiento y al modelo se le definió un año de producción en frío. Los constraints utilizados se encuentran en la **Tabla 10**.

Figura 25. Modelo SAGD.



Fuente: Computer Modelling Group (CMG). Builder. Modificado por los autores.

4.2. ANÁLISIS COMPARATIVO DE LOS RESULTADOS DE LAS TÉCNICAS SAGD Y X-SAGD.

A continuación, se realiza las respectivas comparaciones de los resultados de la producción de aceite diario, el factor de recobro y la relación vapor/aceite, parámetros importantes de analizar para que la rentabilidad de un proyecto sea factible.

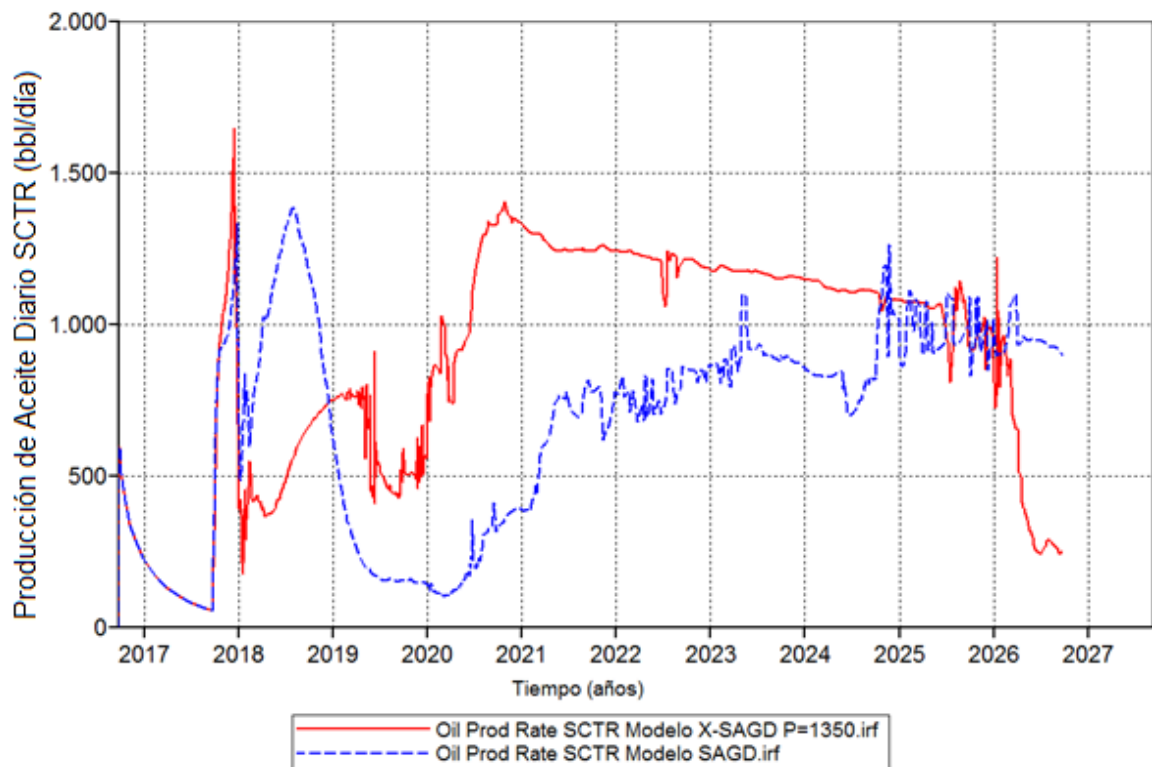
Tabla 10. Constraint SAGD.

Parámetro	Pozo inyector	Pozo productor	
BHP, psi	1350	BHP, psi	550
Tasa de inyección bbl/día	750	Steamtrap, F	62
Temperatura del vapor	583.7	STL, bbl/día	550
Calidad del vapor	0.63		

4.2.1. Producción de aceite diaria SAGD y X-SAGD. La Figura 26 muestra los resultados pertenecientes a la producción diaria de aceite de las técnicas estudiadas en este proyecto. La línea roja representa a la técnica X-SAGD y la línea azul a la técnica SAGD. Las dos técnicas son evaluadas bajo los mismos parámetros nombrados anteriormente y se puede concluir que la producción de aceite diaria obtenida de la técnica X-SAGD es mayor con respecto a la de SAGD en el tiempo simulado, esto es debido a que el sistema SAGD presenta un número mayor de puntos calientes, haciendo que el vapor se canalice y por consiguiente hace que la transferencia de energía sea menor, viéndose esto reflejado en una menor tasa de producción.

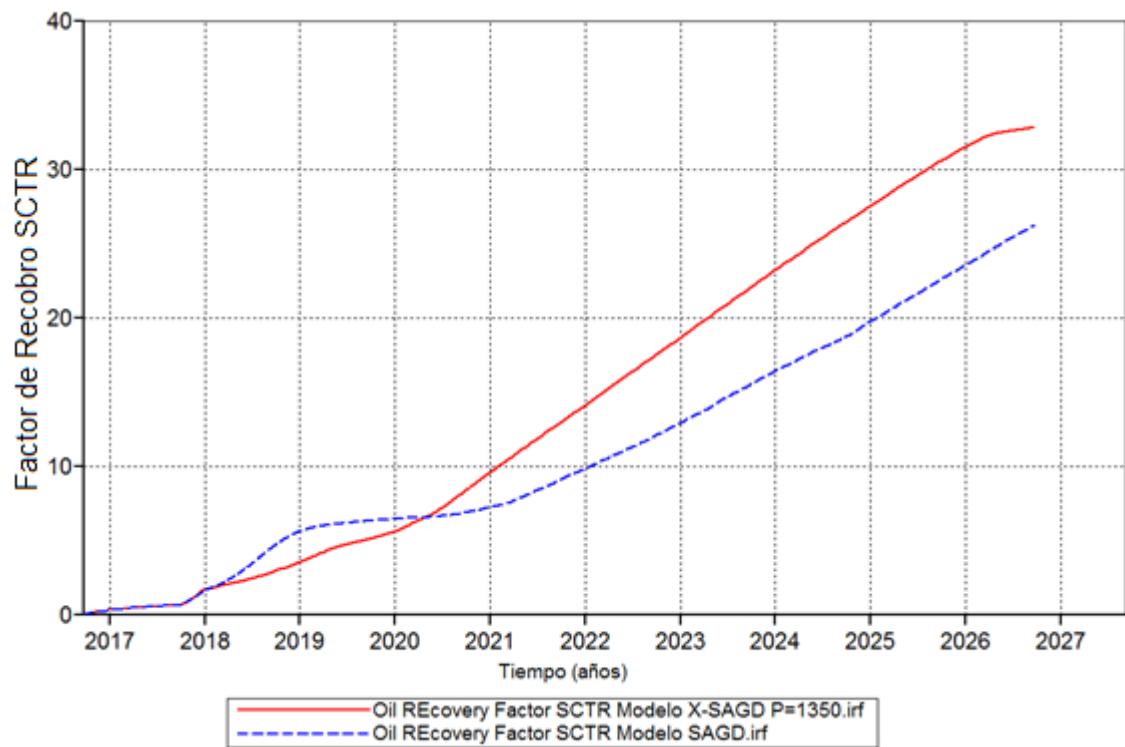
4.2.2. Producción acumulada y Factor de recobro SAGD y X-SAGD. Las Figuras 27 y 28 representan el factor de recobro obtenido y la producción de aceite acumulada de cada técnica, La línea roja representa a X-SAGD y la línea azul a SAGD. Los valores máximos de cada parámetro se muestran en la Tabla 11, demostrando por un rango del 7% que la técnica X-SAGD da mejores resultados en comparación con SAGD.

Figura 26. Producción diaria de aceite SAGD y X-SAGD.



Fuente: Computer Modelling Group (CMG). Results Graph.

Figura 27. Factor de recobro SAGD y X-SAGD.

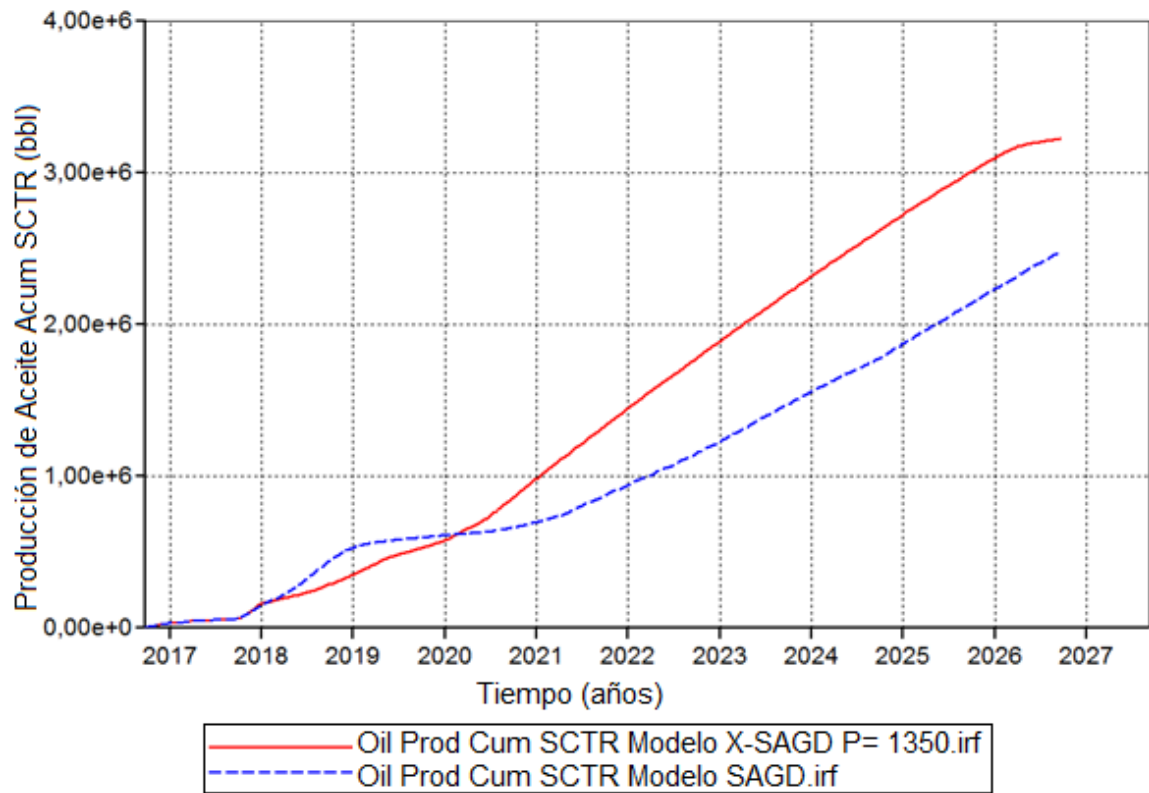


Fuente: Computer Modelling Group (CMG). Results Graph.

Tabla 11. Factor de recobro y producción acumulada SAGD y X-SAGD.

Parámetro	Valor	unidad
Factor de recobro SAGD	26.3	%
Factor de recobro X-SAGD	33	%
Producción acumulada SAGD	2'500.000	Barriles
Producción acumulada X-SAGD	3'220.000	Barriles

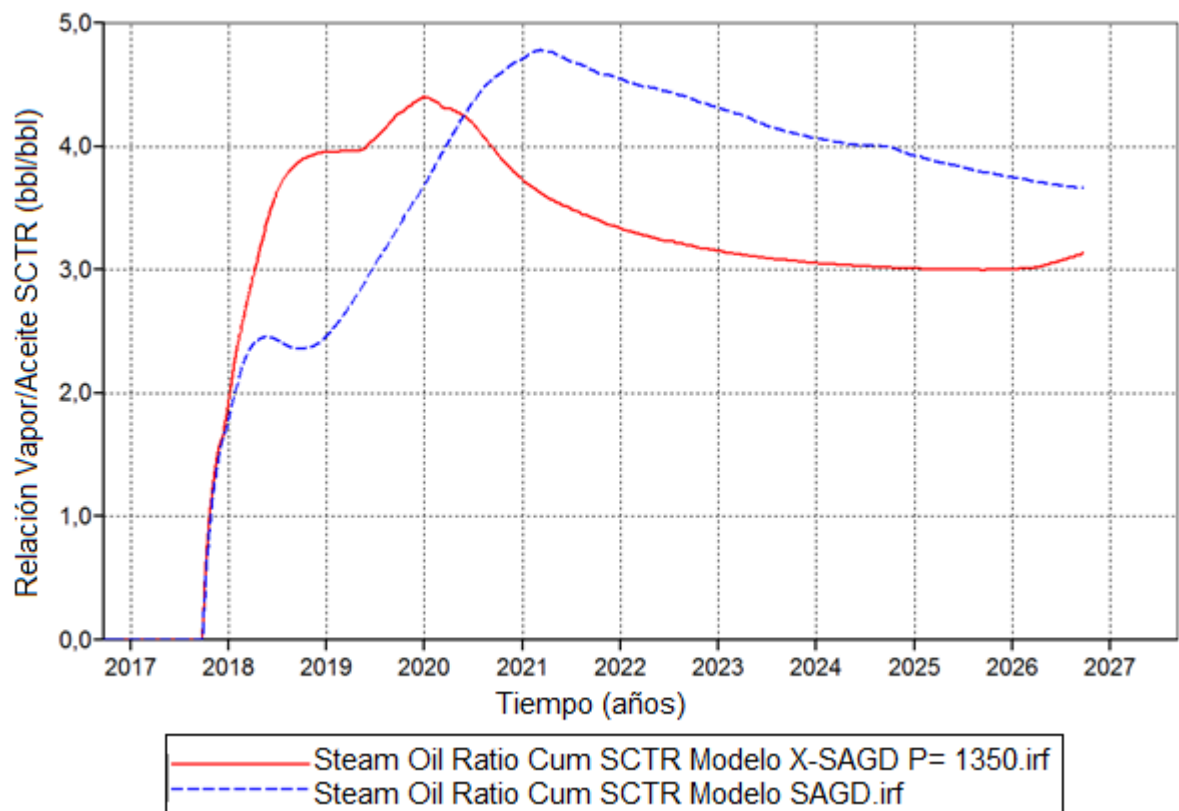
Figura 28. Producción acumulada SAGD y X-SAGD.



Fuente: Computer Modelling Group (CMG). Results Graph.

4.2.3. Relación vapor/aceite SOR. El comportamiento de las relaciones de vapor/aceite de cada técnica se muestran en la Figura 29, La línea roja representa a X-SAGD con un valor al final de la simulación de 3,1 y la línea azul a SAGD con un valor de 3,67 al finalizar el tiempo del proceso. Indicando que se requiere menos barriles de agua (en forma de vapor) para producir un barril de crudo con la técnica X-SAGD, lo cual la hace más atractiva por las bajas tasas de agua requerida para la inyección y a su vez económica y ambientalmente más efectiva ya que se logra una buena recuperación de crudo inyectando una menor cantidad de vapor.

Figura 29. Relación vapor/aceite SAGD y X-SAGD.



Fuente: Computer Modelling Group (CMG). Results Graph.

4.3. APLICATIVO A CAMPOS COLOMBIANOS.

Para estimar la aplicabilidad de la técnica en campos colombianos de crudo pesado, se analizaron y se compararon las propiedades petrofísicas, la presencia de acuíferos y el tipo de fluido presente en tres campos, todo con el objetivo de determinar la limitante presente en ellos para la aplicación de la técnica X-SAGD, en la **Tabla 12** se puede observar los criterios de aplicabilidad con las propiedades de cada campo.

4.3.1. Campo Rubiales. Campo Rubiales presenta un acuífero fuerte, en el que por cada barril de crudo producido se producen 4.2 barriles de agua (indicado en la Tabla 12), teniendo en cuenta esto no es posible aplicar la técnica x-SAGD, debido que los altos contenidos de agua en el yacimiento se vuelven un enemigo grande para la inyección de vapor, siendo esta la que consumiría la mayor parte de la energía suministrada al yacimiento²¹.

²¹ GÓMEZ, Max. Estudio de la factibilidad técnico económica en la aplicación de los dispositivos controladores de flujo (ICD), en el completamiento de pozos horizontales. Caso estudio campo Rubiales. UIS. Bucaramanga. 2014.

Tabla 12. Diferencia de los parámetros operacionales para la aplicación de la técnica X-SAGD.

PARÁMETRO	Dusseault	Campo Tía Juana	Athabasca Canadá	Inyección continua	Campo Jazmin	Campo Rubiales	Campo Castilla
Profundidad (ft)	500 – 3000	1000	1082.68	< 3000	1200 - 2500	2700	5600
API°	10 – 21	10	-	10 – 35	11.2	12.5	12.1 – 13.5
Saturación de aceite (%)	> 70	85	80	> 0.5	70	42 – 75	
Porosidad (%)	> 25	37	32	> 20	28	18 – 30	18 – 19.5
Espesor Neto (ft)	> 50	40 – 85	65.61	> 20	15	140 – 280	109 - 528
Permeabilidad (mD)	> 500	1000	5000	> 250	1000 – 2225	> 3000	1384 – 2423
Kv/Kh	> 0.5	-	0.8	-	-	-	-
Viscosidad (cp)	> 10000	20000	1700000	< 1500	6800	731 @ Pb	41.2
Acuífero	< 3 ft	-	-	-	-	-	-
Relación Agua-Petróleo	-	-	-	-	-	4.2	-
Temperatura Yacimiento					105 °F	145 °F	195 °F

Fuentes: Modificado: 1. RODRÍGUEZ, Astrid Xiomara. Determinación de los parámetros operacionales, de diseño y de yacimiento para la implementación de la técnica de segregación gravitacional asistida con vapor SAGD en crudos pesados móviles. Trabajo de grado Magister en ingeniería de hidrocarburos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías fisicoquímicas, Escuela de ingeniería de petróleos. 2014. 24 pág.

2. ARDILA, Mario, MENESES, Manuel. Análisis técnico de las estrategias de optimización para el manejo de fluidos y balance de presiones en los clústers asociados a las troncales 3 y 3ª de Campo Rubiales. Trabajo de grado ingeniería de petróleos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías fisicoquímicas, Escuela de ingeniería de petróleos. 2015. 32 pág.

4.3.2. Campo Jazmín-Girasol. La zona productora de este campo es una intercalación de arenas con arcillas de bajo espesor los cuales varían entre 15 y 43 ft, sumado a discontinuidades laterales, lo cual afecta la eficiencia de la técnica X-SAGD puesto que los pozos van en planos diferentes, debido que las arcillas representan una barrera para el flujo del crudo hacia pozos los productores, además actuarían como consumidoras de la energía suministrada al yacimiento, siendo no beneficioso para la implementación del proceso²². Los valores de las características del yacimiento se observan en la Tabla 12.

4.3.3. Campo Castilla. En este campo el problema más grande para la aplicación de la técnica X-SAGD es la profundidad (se observa este valor en la Tabla 12), debido a que la eficiencia de la inyección del vapor es aplicado a bajas profundidades, es decir las perdidas serian grandes y la calidad del vapor que llegaría a fondo sería muy baja; además la Tabla 12 muestra que este campo posee una alta temperatura, lo cual mantiene el crudo a una baja viscosidad, garantizando su movilidad, por lo tanto no requiere adición de energía para su producción²³.

²²FULA, Hernan, RODRÍGUEZ, Javier. Análisis del sistema de recolección de fluidos del campo Girasol utilizando un modelo multifásico para evaluar la variación de la producción. UIS. 2013.

²³ CASTRO FLORES, Duban Arbeys. Diseño de un fluido de perforación para zonas de perdida en formación productora del campo castilla utilizando grafito y carbonato de calcio como material puntuante. Trabajo de grado Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos. 2012. 29 Pág.

5. CONCLUSIONES

- A través de la comparación de las técnicas X-SAGD y SAGD se evidenció que la forma como se generan las cámaras de vapor desempeñan un papel importante en las tasas de producción, puesto que al no generarse un alto número de puntos calientes el vapor en el X-SAGD no se canaliza en grandes cantidades hacia los pozos productores, lo cual es un punto clave, pues permite que la energía inyectada se transfiera al crudo.
- Con investigación se pudo determinar que la variante de la técnica X-SAGD produce un mayor efecto en el calentamiento del yacimiento y por lo tanto una mayor recuperación del crudo presente en el mismo con respecto a la técnica SAGD esto se presenta debido a la baja cantidad de puntos calientes que se generan lo cual minimiza la canalización del vapor hacia el pozo productor.
- Mediante el análisis de sensibilidad de la presión y la tasa de inyección, se pudo determinar los parámetros operacionales en los cuales la técnica X-SAGD presenta un comportamiento óptimo, garantizando así un mayor factor de recobro.
- Se pudo evaluar que la técnica puede ser aplicada a crudos pesados como los presentes en Colombia, siempre y cuando se puedan ajustar las características del yacimiento a las del proceso X-SAGD en lo que se refiere a sus espesores e intercalaciones de arcillas.
- Por medio de la relación vapor/aceite brindada por el simulador se pudo observar la efectividad de sistema X-SAGD, ya que permite recuperar un barril de crudo con aproximadamente tres barriles de vapor inyectado para el caso en estudio.

6. RECOMENDACIONES

- Realizar un estudio económico para determinar el costo-beneficio de la técnica, para poder determinar la viabilidad económica de la misma.
- Generar un modelo que permita ser adaptado a las condiciones de los campos colombianos para poder determinar el alcance de este en especial en aquellos donde se presentan intercalaciones de arcillas.
- Realizar un modelo de inyección cíclica por medio de la técnica X-SAGD, en los cuales pueda generar cambios de caudal de inyección y ajustes mínimos de presión para observar el comportamiento de la producción y el factor de recobro.
- Generar un modelo analítico a partir de aplicaciones de campo y los modelos de simulación numérica con el fin de poder predecir el comportamiento de la técnica X-SAGD.

BIBLIOGRAFÍA

ARDILA, Lexly, HOYOS, Ruben. Evaluación de diferentes estrategias para la inyección selectiva de vapor con yacimientos estratigráficos de crudo pesado. Aplicación campo colombiano. Bucaramanga, 2014, 171 p. Trabajo de investigación (Ingeniería de Petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías fisicoquímicas, Escuela de ingeniería de petróleos.

BÁNZER S., Carlos. Correlaciones numéricas P.V.T. Maracaibo. Universidad del Zulia. Instituto de investigaciones petroleras. Fundación laboratorio de servicios técnicos petroleros, 1996. 150p.

BOTTET, Jesús y ESPINOSA, María. Evaluación del proceso de drenaje gravitacional asistido con vapor a partir de modelos analíticos y simulación numérica de yacimientos. Bucaramanga, 2014, 129p. Trabajo de investigación (Ingeniero de Petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías fisicoquímicas, Escuela de ingeniería de petróleos.

CASTRO, Duban. Diseño de un fluido de perforación para zonas de pérdida en formación productora del campo castilla utilizando grafito y carbonato de calcio como material puntuante. Bucaramanga, 2012, 184p, Trabajo de investigación (Ingeniería de Petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos.

DIAZ, Sebastian y BARRAGÁN, Andrés. Evaluación de los efectos de las condiciones operacionales y de yacimiento en el desarrollo de un método de drenaje gravitacional asistido por vapor utilizando un solo pozo (SW-SAGD), usando simulación numérica. Bucaramanga, 2015, 113p. Trabajo de investigación (Ingeniero de Petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías fisicoquímicas, Escuela de ingeniería de petróleo.

FULA, Hernan, RODRÍGUEZ, Javier. Análisis del sistema de recolección de fluidos del campo Girasol utilizando un modelo multifásico para evaluar la variación de la producción. Bucaramanga, 2013, 210p. Trabajo de investigación (Ingeniero de Petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías fisicoquímicas, Escuela de ingeniería de petróleo.

GÓMEZ, Max. Estudio de la factibilidad técnico económica en la aplicación de los dispositivos controladores de flujo (ICD), en el completamiento de pozos horizontales. Caso estudio campo Rubiales. Bucaramanga, 2014, 158p. Monografía (Especialista en gerencia de hidrocarburos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías fisicoquímicas, Escuela de ingeniería de petróleo.

HIRASAKY GJ: Wettability: Fundamentals and surface forces. SPE Formation Evaluation 6: 217-226.

LLAGUNO P. E, A Reservoir Screening Methodology for SAGD Application, PDVSA INTEVEP S.A, 2002.

MONTES, Erik, PACHECO, *et al.* Aplicación de nuevas tecnologías para la recuperación de crudo pesado en yacimientos profundos. En: Revista de la Facultad de Ingenierías Físico mecánicas. Vol. 8, núm. 1 (2009); p. 41-51. ISSN: 2145- 8456.

PINTO, Jhon. Desarrollo de una metodología para la implementación de la administración de energía en procesos de energía de inyección continua de vapor a través de la simulación numérica de yacimientos y métodos analíticos. Bucaramanga, 2013, 133p. Trabajo de investigación (Ingeniería de Petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías fisicoquímicas, Escuela de ingeniería de petróleo.

Rainer Tonn, STATOIL CANADA LTD., Conversion and Seismic Lithology of a McMurray Oil Sands Reservoir. CALGARY, ALBERTA, CANADA. Vol. 35 No. 09. (Nov 2010).

RODRÍGUEZ, Astrid Xiomara. Determinación de los parámetros operacionales, de diseño y de yacimiento para la implementación de la técnica de segregación gravitacional asistida con vapor SAGD en crudos pesados móviles. Bucaramanga, 2014, 117p. Trabajo de investigación (Magister en ingeniería de hidrocarburos.) Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías fisicoquímicas, Escuela de ingeniería de petróleo.

Rodriguez, E., Orjuela, J. Feasibility to Apply the Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD) Technique in the Country's Heavy Crude-Oil Fields. Ecopetrol, 2004.

STALDER, John L. Cross SAGD (X-SAGD) - An Accelerated Bitumen Recovery Alternative. SPE/PS-CIM/CHOA 97647, PS2005-310. ConocoPhillips Canada. November 1-3, 2005. p. 1-9.

STALDER, John L. Cross SAGD (X-SAGD) - An Accelerated Bitumen Recovery Alternative. SPE, ConocoPhillips Canada. February 2007. p. 12-18.

STALDER, John L. Thermal Efficiency and Acceleration Benefits of Cross SAGD (XSAGD), SPE/PS /CHOA 117244, PS2008-410. ConocoPhillips Canada Limited. October 20-23, 2008. p. 1-10.

STALDER, John L. Unlocking Bitumen in Thin and/or Lower Pressure Pay Using Cross SAGD (XSAGD). SPE Paper 2007-010. ConocoPhillips Canada Limited. June 12- 14, 2007. p. 1-9.

VELÁSQUEZ, Serio y JAIMES, Shirley. Evaluación del comportamiento de la cámara de vapor en un proceso de drenaje gravitacional asistido por vapor bajo diferentes escenarios de aplicación. Bucaramanga, 2014, 122p. Trabajo de investigación (Ingeniería de Petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías fisicoquímicas, Escuela de ingeniería de petróleos.