

**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**

**SEBASTIAN DIAZ RODRIGUEZ
ANDRÉS BARRAGÁN CASTAÑEDA**

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

2015

**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**

SEBASTIAN DIAZ RODRIGUEZ

ANDRÉS BARRAGÁN CASTAÑEDA

**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 INGENIERIAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2015

AGRADECIMIENTOS

A **Dios**, por siempre, “Te daré gracias porque me has respondido, y has sido mi salvación” (Salmos 118: 22).

A mi Madre, **Blanca Castañeda**, por su amor, apoyo incondicional, esfuerzos, paciencia y compañía.

A mi Padre, **Expedito Barragán**, por su apoyo económico y orientación.

A mi amigo, **Sebastián Díaz**, con quien compartimos gran parte de la carrera y vencimos gran número de obstáculos.

A **MSc. Jorge Mario Palma Bustamante**, docente de la escuela de Ingeniería de Petróleos, por depositar su confianza en mí, por su orientación y guía en el desarrollo de este proyecto.

A mi prestigiosa **Escuela de Ingeniería de Petróleos y sus Docentes**, quienes me guiaron y dieron su colaboración durante mis estudios.

A mi querida **Universidad Industrial de Santander**, por brindarme la oportunidad de ser profesional y darme enseñanzas de vida.

AGRADECIMIENTOS

A Dios.

A mi Padre, **Hernando Diaz Suarez**, mi Madre, **María Elizabeth Rodriguez Ayala**, y mi Hermana, **María Alejandra Diaz Rodriguez**, los tres grandes pilares de mi vida. Los amo infinitamente.

A mi Amigo, **Andrés Barragán Castañeda**, por acompañarme, ayudarme y apoyarme en esta gran etapa de mi vida.

A todos aquellos que de alguna forma me ayudaron a alcanzar esta gran meta.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	20
1. MÉTODOS DE RECOBRO TÉRMICO	22
1.1. ESTIMULACIÓN CÍCLICA CON VAPOR (CSS).....	22
1.2. DRENAJE GRAVITACIONAL ASISTIDO POR VAPOR (SAGD).....	25
1.3. DRENAJE GRAVITACIONAL ASISTIDO POR VAPOR USANDO UN SOLO POZO (SW-SAGD).....	31
1.3.1. Funcionamiento.	32
1.3.2. Etapas de implementación.....	35
1.3.3. Tecnologías para la solución de problemas.....	38
1.3.4. Casos históricos.....	41
2. DESCRIPCIÓN DEL MODELO BASE DE SIMULACIÓN	46
3. ANÁLISIS DE CONDICIONES OPERACIONALES	54

3.1. MODELO BASE SÓLO CON PRODUCCIÓN EN FRÍO	57
3.2. ESQUEMA SW-SAGD (POZO SIN PACKER).....	59
3.3. ESQUEMA SW-SAGD (POZO CON PACKER).....	63
3.3.1. SW-SAGD sin producción en frío.....	63
3.3.2. SW-SAGD con producción en frío	66
3.4. ESQUEMA EXTREME	69
3.4.1. EXTREME sin producción en frío	69
3.4.2. EXTREME con producción en frío	71
3.5. ESQUEMA CSS.....	75
3.5.1. CSS sin producción en frío	76
3.5.2. CSS con producción en frío	78
3.6. EXTENSIÓN DEL PACKER.....	80
3.7. EXTENSIÓN DE LOS INTERVALOS PRODUCTORES E INYECTORES	81
3.8. UBICACIÓN DEL POZO DENTRO DEL INTERVALO PRODUCTOR.....	85
3.9. DISCUSIÓN DEL ANÁLISIS	88

4. ANÁLISIS DE CONDICIONES DE YACIMIENTO	91
4.1. GAS EN SOLUCIÓN.....	93
4.2. VISCOSIDAD	94
4.3. ANISOTROPÍA DE LA PERMEABILIDAD	96
4.4. ESPESOR DE LA FORMACIÓN	99
4.5. DISCUSIÓN DEL ANÁLISIS	101
5. CONCLUSIONES	105
6. RECOMENDACIONES.....	107
BIBLIOGRAFIA.....	108

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Etapas de inyección, remojo y producción de una estimulación cíclica con vapor.....	25
Figura 2. SAGD.....	27
Figura 3. Cámara de vapor SAGD.	27
Figura 4. Completamiento típico SAGD.	29
Figura 5. Múltiples esquemas para inyección de vapor con pozos horizontales...	33
Figura 6. Estado mecánico SW-SAGD Cactus Lake.....	34
Figura 7. Flujo gravitacional en contracorriente y cámara de vapor para un método SW-SAGD.....	38
Figura 8. Tubería flexible concéntrica aislada ICCT.....	41
Figura 9. Configuración del pozo MFB-617 para SW-SAGD.	44
Figura 10. Modelo base de simulación.....	49
Figura 11. Curvas de permeabilidad relativa de agua-aceite y gas-líquido, respectivamente.....	50
Figura 12. Curvas de factor volumétrico de formación, relación gas-aceite, y viscosidad, respectivamente.....	50
Figura 13. Completamiento del pozo para SW-SAGD.	53
Figura 14. Producción de petróleo. Modelo base sólo con producción en frío.....	57
Figura 15. Factor de recobro. Modelo base sólo con producción en frío.	58

Figura 16. Presión promedio del yacimiento. Modelo base sólo con producción en frío.....	59
Figura 17. Inyección y producción de fluidos. Esquema SW-SAGD (pozo sin packer).....	60
Figura 18. Perfil de temperatura. Esquema SW-SAGD (pozo sin packer).	60
Figura 19. Factor de recobro. Esquema SW-SAGD (pozo sin packer) y modelo base sólo con producción en frío.	61
Figura 20. Inyección y producción de fluidos. Esquema SW-SAGD sin producción en frío.....	64
Figura 21. SOR y factor de recobro. Esquema SW-SAGD sin producción en frío y esquema SW-SAGD (pozo sin packer).....	65
Figura 22. Perfil de temperatura (1 y 5 años respectivamente). Esquema SW-SAGD sin producción en frío.....	66
Figura 23. Perfil de temperatura. Esquema SW-SAGD sin producción en frío (120 días), y esquema SW-SAGD con producción en frío (485 días), respectivamente.	67
Figura 24. Inyección y producción de fluidos. Esquema SW-SAGD con producción en frío.....	68
Figura 25. SOR y factor de recobro. Esquema SW-SAGD con producción en frío y esquema SW-SAGD (pozo sin packer).....	68
Figura 26. Presión de fondo de pozo. Esquema EXTREME sin producción en frío	70

Figura 27. Perfil de temperatura (1 año). Esquema EXTREME sin producción en frío.....	70
Figura 28. Inyección y producción de fluidos. Esquema EXTREME sin producción en frío.....	70
Figura 29. SOR y factor de recobro. Esquema EXTREME sin producción en frío.	71
Figura 30. Perfil de temperatura. Esquema EXTREME sin producción en frío (1 año), y esquema EXTREME con producción en frío (2 años), respectivamente. ..	73
Figura 31. Inyección y producción de fluidos. Esquema EXTREME con producción en frío.....	74
Figura 32. SOR y factor de recobro. Esquema EXTREME con producción en frío.	74
Figura 33. Ciclos de estimulación cíclica con vapor durante el esquema CSS.	75
Figura 34. Inyección y producción de fluidos. Esquema CSS sin producción en frío.	77
Figura 35. SOR y factor de recobro. Esquema CSS sin producción en frío.	77
Figura 36. Perfil de temperatura (1 año). Esquema CSS sin producción en frío...	78
Figura 37. Inyección y producción de fluidos. Esquema CSS con producción en frío.	79
Figura 38. SOR y factor de recobro. Esquema CSS con producción en frío.	80
Figura 39. Perfil de temperatura. Esquema CSS sin producción en frío (1 año), y esquema CSS con producción en frío (2 años), respectivamente.	80

Figura 40. Inyección y producción de fluidos. Packer de 200 ft y 300 ft respectivamente.....	80
Figura 41. SOR y factor de recobro. Packer de 100 ft, 200 ft y 300 ft.....	81
Figura 42. SOR y factor de recobro. Modelo de [1100 ft-1300 ft], [800 ft-1600 ft] y esquema SW-SAGD sin producción en frío.....	84
Figura 43. SOR y factor de recobro. Modelo de [1300 ft-1100 ft] y [1600 ft-800 ft] y esquema SW-SAGD sin producción en frío.....	85
Figura 44. SOR y factor de recobro. Esquema SW-SAGD sin producción en frío, sin packer y con packer, para ubicaciones en fondo y a la mitad del yacimiento.....	87
Figura 45. Factor de recobro. Principales esquemas del análisis de condiciones operacionales.....	89
Figura 46. SOR y factor de recobro. Esquema CSS sin producción en frío, con aceite vivo y aceite muerto.	94
Figura 47. SOR y factor de recobro. Esquema CSS sin producción en frío, con gravedades de 13°API y 10°API.....	95
Figura 48. Perfil de temperatura. Esquema CSS sin producción en frío (10 años), con gravedades de 13°API y 10°API, respectivamente.	96
Figura 49. SOR y factor de recobro. Esquema CSS sin producción en frío, con coeficientes de anisotropía de 2, 5, 7 y 10.....	97
Figura 50. Perfil de temperatura. Esquema CSS sin producción en frío (1 año), con coeficientes de anisotropía de 2, 5, 7 y 10, respectivamente.	98
Figura 51. SOR y factor de recobro. Esquema CSS sin producción en frío, con espesores de formación de 70 ft, 100 ft y 140 ft.	100

Figura 52. Producción acumulativa de petróleo. Esquema CSS sin producción en frío, con espesores de formación de 70 ft, 100 ft y 140 ft. 100

Figura 53. Perfil de temperatura. Esquema CSS sin producción en frío (10 años), con espesores de formación de 70 ft, 100 ft y 140 ft, respectivamente. 101

Figura 54. Factor de recobro. Escenarios del análisis de condiciones de yacimiento. 104

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Rangos típicos de aplicabilidad del método SAGD.	30
Tabla 2. Propiedades del modelo base de simulación.	51
Tabla 3. Restricciones operacionales para los esquemas de producción-inyección.	55

RESUMEN

TÍTULO: 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*

AUTORES: SEBASTIAN DIAZ RODRIGUEZ**

ANDRÉS BARRAGÁN CASTAÑEDA**

PALABRAS CLAVE: SAGD, Simulación, EOR, Inyección de vapor, Pozos horizontales

DESCRIPCIÓN:

El Drenaje Gravitacional Asistido por Vapor usando un Solo Pozo (SW-SAGD) es una técnica de recobro mejorado que se ha estado desarrollando para recuperar crudo pesado en yacimiento de poco espesor y grandes longitudes horizontales, donde métodos convencionales de recobro térmico como el CSS o el SAGD no son atractivos o prácticos. Consiste en utilizar un único pozo horizontal para realizar de forma continua tanto la inyección de vapor como la producción de crudo, cumpliendo él solo la tarea que realizaría los pozos requeridos para un SAGD convencional, ahorrando en costos de perforación. Para esto, el pozo es completado con dos sartas internas de tubería: una de inyección de vapor que se extiende hasta la punta de la sección horizontal, y una de producción que llega solo hasta el talón. El vapor inyectado en la punta haciendo dentro del yacimiento formando una cámara de vapor que calienta el crudo disminuyendo su viscosidad, con lo que este se moviliza más fácilmente hacia la tubería de producción en el talón, que sube el crudo con la ayuda de una bomba de fondo.

En este trabajo se analizan, por medio de simulación numérica, diferentes opciones de operación y completamiento de un pozo de SW-SAGD para determinar aquellas que tienen una mayor influencia en el recobro de hidrocarburos, y a partir de estos resultados se realiza una sensibilización a algunas condiciones importantes de yacimiento, con el fin de hacer una caracterización y evaluación general de los fenómenos y procesos que están llevando a cabo, y del desempeño de esta tecnología en la recuperación de crudo pesado. Para medir la eficiencia en cada escenario de producción creado, se utilizan parámetros representativos como las tasas de producción de fluidos, el factor de recobro y la relación vapor-aceite.

* Trabajo de grado

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

ABSTRACT

TITLE: EVALUATION OF THE EFFECTS OF OPERATIONAL AND RESERVOIR CONDITIONS IN THE DEVELOPMENT OF A SINGLE WELL STEAM ASSISTED GRAVITY DRAINAGE METHOD (SW-SAGD), USING NUMERICAL SIMULATION*

AUTHORS: SEBASTIAN DIAZ RODRIGUEZ**

ANDRÉS BARRAGÁN CASTAÑEDA**

KEYWORDS: SAGD, Simulation, EOR, Steam injection, Horizontal wells

DESCRIPTION:

Single Well Steam Assisted Gravity Drainage (SW-SAGD) is a modern EOR technique developed to recover heavy oil from thin reservoirs of great horizontal extension, where conventional thermal recovery methods such as CSS or SAGD are unpractical or unattractive to apply. It consists in performing the continuous injection of steam and production of oil through a single horizontal well, which is a task done with two wells in a regular SAGD, therefore saving in perforation expenses. In order to do so, the well is completed with two internal tubing strings: one injection string that extends to the toe of the horizontal section, and one production string which only reaches to the heel. Steam injected at the toe enters the reservoir and ascends by buoyancy, forming a steam chamber that warms up the oil reducing its viscosity, then allowing it to flow more easily to the production tubing at the heel, which rises it to the surface by means of a bottom pump.

With the use of numerical simulation, this work analyzes different operational and completion options for a SW-SAGD well, in order to determine those that have a major influence in the recovery of hydrocarbons. From these results a sensibility analysis is done over some important reservoir properties, in an attempt to broadly characterize and evaluate the phenomena and processes that are taking place, as well as the overall heavy oil recovery performance of this technology. To do this, efficiency is measured by monitoring representative parameters such as fluids rates, oil recovery factor, and steam-oil ratios.

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

INTRODUCCIÓN

La industria de los hidrocarburos está desarrollando nuevas formas de extraer aquellas reservas de petróleo o gas que se consideraban difíciles por su demanda técnica y/o costo económico; entre éstas las reservas de crudo pesado y extrapesado; tipos de crudo que constituye una gran cantidad de las reservas del mundo. De las diversas tecnologías de recobro térmico que existen para explotar estos yacimientos se destaca drenaje gravitacional asistido por vapor usando un solo pozo (SW-SAGD), el cual es un proceso de recuperación térmica no convencional que consiste en inyectar vapor en el extremo más alejado de la sección horizontal del pozo y simultáneamente producir los fluidos que entran por el anular con la ayuda de una tubería de producción que usa algún método de levantamiento artificial. Al igual que en el proceso SAGD, en el SW-SAGD se busca con el tiempo formar a lo largo de toda la sección horizontal del pozo una cámara de vapor, cuya interfase vapor-crudo drena por gravedad el petróleo calentado.

La tecnología SW-SAGD permite aumentar las reservas probadas de estos crudos ahorrando costos de perforación y completamiento, especialmente cuando los yacimientos son profundos, ya que el uso de un pozo horizontal para inyectar vapor y otro pozo horizontal para producir los fluidos como en el caso del SAGD conlleva altos costos. Además, ofrece la posibilidad de implementación en yacimientos de crudo pesado de poco espesor, ya que en estos podría no haber suficiente espacio vertical para la perforación de dos pozos para SAGD convencional, de tal manera que si el método se puede aplicar de manera efectiva, una gran cantidad de reservas que en la actualidad se considera poco económica su producción, podrían ser explotadas de forma viable. Es por eso que es necesario aumentar y desarrollar el conocimiento sobre el método y realizar su caracterización, para determinar su

grado de efectividad y aplicabilidad, y detectar obstáculos en su implementación o posibilidad de mejora.

En este trabajo, mediante técnicas de simulación de yacimientos, se presenta la construcción de un modelo de SW-SAGD para un yacimiento de crudo pesado, al cual se le realizan diferentes variaciones operacionales del pozo, así como de propiedades del crudo y de la formación, y cuyos resultados permiten un análisis e interpretación del comportamiento que se presenta al variar cada uno de los parámetros seleccionados, observando parámetros representativos como la respuesta producción-inyección, el factor de recobro y la relación vapor-aceite (SOR), determinando cuáles son los escenarios y las condiciones técnicas en las cuales el método tiene un mejor desempeño.

1. MÉTODOS DE RECOBRO TÉRMICO

Los métodos de recobro térmico nacieron de la necesidad de poder extraer las grandes reservas de crudo pesado existentes alrededor del mundo (cerca de 122×10^9 barriles). Ya que la viscosidad de estos no permitía un recobro suficiente de hidrocarburos (5% de los OOIP), se aprovechó el hecho de que ésta disminuía considerablemente con el aumento de la temperatura del crudo, y se empezó a inyectar calor en los yacimientos en la forma de agua caliente o vapor. La efectividad de este tipo de recobro ha sido tal, que no solo son el método EOR más implementado en el mundo, sino que con estos se obtiene cerca del 60% de la producción mundial actual de crudo pesado. Hoy en día los procesos de recobro térmico se pueden clasificar en dos clases: aquellos en los cuales se inyecta un fluido caliente al yacimiento (inyección de agua caliente o vapor), y aquellos en los cuales el calor es generado dentro del yacimiento (combustión in-situ).

La inyección de vapor consiste en transportar calor hasta el yacimiento, en la forma de vapor de agua saturado, e introducirlo 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 y el radio aparente del pozo, así como también reduce la diferencia de presión necesaria para que el crudo fluya al pozo productor. Los métodos de inyección de vapor más comunes debido a su gran eficiencia y grado de desarrollo tecnológico, son la inyección continua de vapor y la estimulación cíclica con vapor. Sin embargo, el advenimiento de la tecnología de pozos horizontales trajo consigo nuevas técnicas de inyección dentro de las que se destaca el drenaje gravitacional asistido por vapor (SAGD).

1.1. ESTIMULACIÓN CÍCLICA CON VAPOR (CSS)

La compañía Shell descubrió el proceso de inyección cíclica de vapor o estimulación con vapor por accidente en Venezuela, cuando se estaba produciendo crudo pesado por medio de inyección continua de vapor en el campo Mene Grande, cerca de la costa este del lago Maracaibo en 1959. Durante la inyección, ocurrió una fuga del vapor hacia la superficie, para reducir la presión del vapor en el yacimiento, se permitió fluir en sentido contrario a los pozos inyectoros. Grandes cantidades de aceite fueron producidas. A partir de este descubrimiento se desarrolló la inyección cíclica de vapor¹.

La Estimulación Cíclica con Vapor de Agua, o CSS por sus siglas en inglés, también conocida como impregnación con vapor o inyección intermitente de vapor, es un método de recobro térmico el cual en la actualidad es ampliamente aplicado para la producción de crudo pesado y bitumen ya que es considerado uno de los más efectivos debido a su funcionalidad, fácil implementación y costos relativamente bajos². Inicialmente se desarrolló para pozos verticales, pero hoy en día ya es posible realizarlo en pozos altamente desviados u horizontales. El propósito de la inyección cíclica de vapor es incrementar la tasa de producción de un pozo por un periodo de tiempo o extender la vida de producción total del pozo. Cualquiera de estas dos actividades puede tener un impacto enorme sobre la rentabilidad del método³.

El método consiste en tres periodos principales en cada ciclo (Figura 1): inyección, remojo y producción. Durante el periodo de inyección se introduce de manera continua e intencional una cantidad específica de vapor de agua a la formación de interés, por un tiempo que puede durar días o semanas. Ya que la esencia del

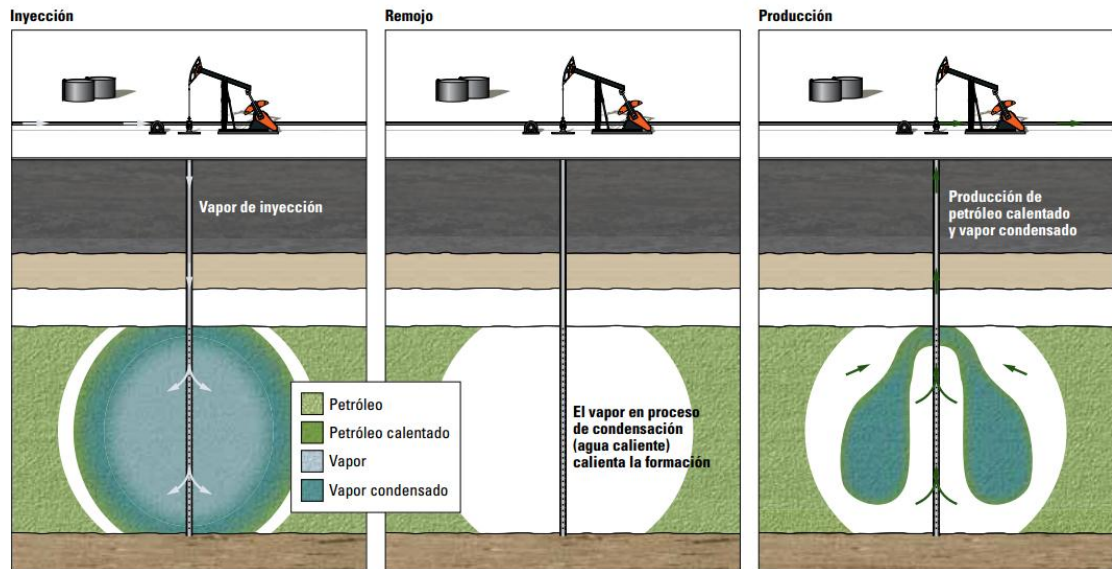
¹ DIWAN, U. y KOVSCEK, A. An Analytical Model for Simulating Heavy-Oil Recovery by Cyclic Steam Injection Using Horizontal Wells. Bartlesville, Oklahoma, 1999. 1 p.

² CHAN, M. y SARIOGLU, G. Numerical Modelling of Cyclically Steamed and Fractured Oil-Sands Reservoirs. 1992. SPE 22369.

³ CURRY, G. y CHANG, G. Optimal Scheduling for Cyclic Steam Injection Projects”, paper SPE 2627. 2 p.

proceso de la CSS son los fenómenos cercanos al pozo mediante los cuales se calienta el crudo en la proximidad de este a través de la transferencia de calor, se prosigue al cierre del pozo para iniciar el periodo de remojo, donde se espera (de 3 a 6 días) a que la zona de vapor se expanda y el calor se distribuya lo más posible, transfiriendo la energía térmica al crudo y reduciendo su viscosidad, lo cual se traduce en un incremento de la tasa de producción. Sin embargo, hay otros fenómenos menores tales como cambios en la tensión superficial, que se manifiesta por cambios en las permeabilidades relativas al agua y al aceite, y en la presión capilar, lográndose de este modo, junto con la reducción de la viscosidad del crudo, un aumento en la permeabilidad relativa a este, lo que se traduce en un incremento en la movilidad del aceite. Además, este periodo es aprovechado para cambiar la sarta de inyección por una sarta de producción. Finalmente sigue el periodo de producción, el cual es el más prolongado de los tres, donde el pozo es reabierto y se produce crudo con mucha agua caliente (vapor condensado). La tasa de agua ira disminuyendo y aumentará la producción de crudo, sin embargo posteriormente empezará a caer a medida que la energía térmica se transmite del crudo a la formación y aumenta su viscosidad. Se da inicio entonces a un nuevo periodo de inyección.

Figura 1. Etapas de inyección, remojo y producción de una estimulación cíclica con vapor



Fuente: AL-MJENI, Rifaat. et al. ¿Llego el momento para la tecnología EOR? Oilfield Review. Schlumberger. 2011.

1.2. DRENAJE GRAVITACIONAL ASISTIDO POR VAPOR (SAGD)

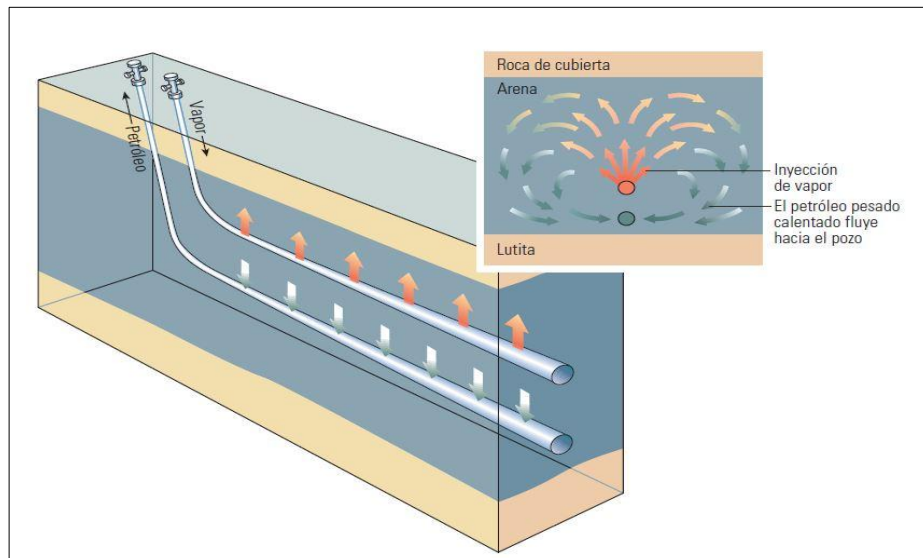
El Drenaje Gravitacional Asistido por Vapor, o SAGD por sus siglas en inglés, fue presentado por el ingeniero Roger Butler y sus antiguos colegas de Imperial Oil en la década de 1970, como una técnica para recuperación de bitumen. Se predijo, de la teoría y de modelos a escala experimentales, que podrían esperarse tasas de producción del orden de varios cientos a más de miles de barriles por día, a partir de un par de pozos de cerca de 500 metros de longitud; hecho que ha sido

confirmado por la operación de pilotos a escala completa en Athabasca, Salt Lake City, Peace River y Lloydminster⁴.

El SAGD constituye uno de los procesos de recuperación térmica más efectivos para la producción de petróleo. En su forma más común, el proceso consiste en una inyección continua de vapor en la que se perfora un par de pozos horizontales paralelos, situándose un pozo unos 16 a 23 pies por encima del otro, ubicados ambos cerca al fondo de la formación petrolífera para minimizar las pérdidas por crudo no recuperable, principalmente porque estos pozos horizontales son incapaces de recuperar el aceite por debajo de ellos. El pozo horizontal superior es utilizado para inyectar vapor, mientras que el pozo inferior se utiliza para producir los fluidos del yacimiento (Figura 2). Al inyectarse el vapor de manera continua en el pozo superior se forma una gran cámara de vapor que llega hasta el tope de la formación. El espacio poroso del yacimiento es llenado con una mezcla de vapor, agua y petróleo dentro del espacio ocupado por esta cámara, mientras que en las zonas no próximas a esta, los fluidos del yacimiento se encuentran a condiciones iniciales de temperatura y presión. El calor latente liberado por el vapor, se transfiere a la formación principalmente por conducción. El flujo de petróleo y vapor condensado ocurre en dirección perpendicular a la dirección del flujo de calor, drenándose hacia el pozo inferior a través de los límites laterales de la cámara por efectos de la gravedad, para ser producidos luego hasta la superficie (Figura 3).

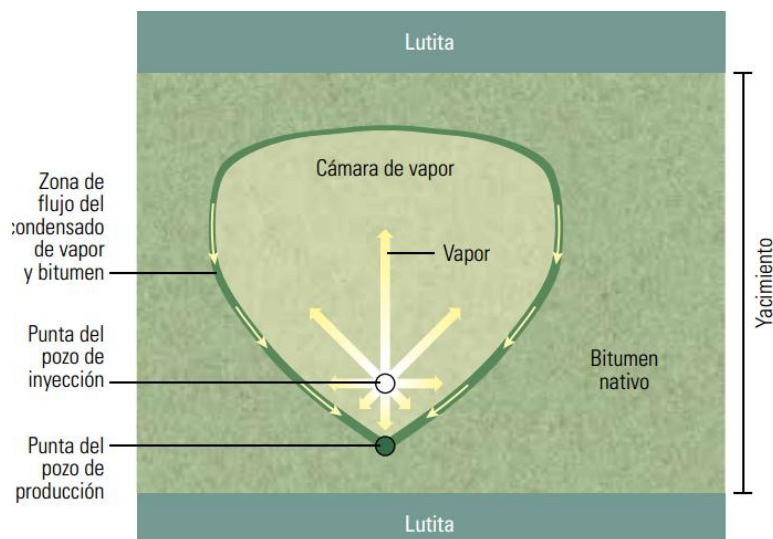
⁴ BUTLER, Roger. SAGD Comes of AGE. Journal of Canadian Petroleum Technology. 1998.

Figura 2. SAGD



Fuente: ALBOUDWAREJ, Hussein. et al. La Importancia del Petróleo Pesado. Oilfield Review. Schlumberger. 2006.

Figura 3. Cámara de vapor SAGD.



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

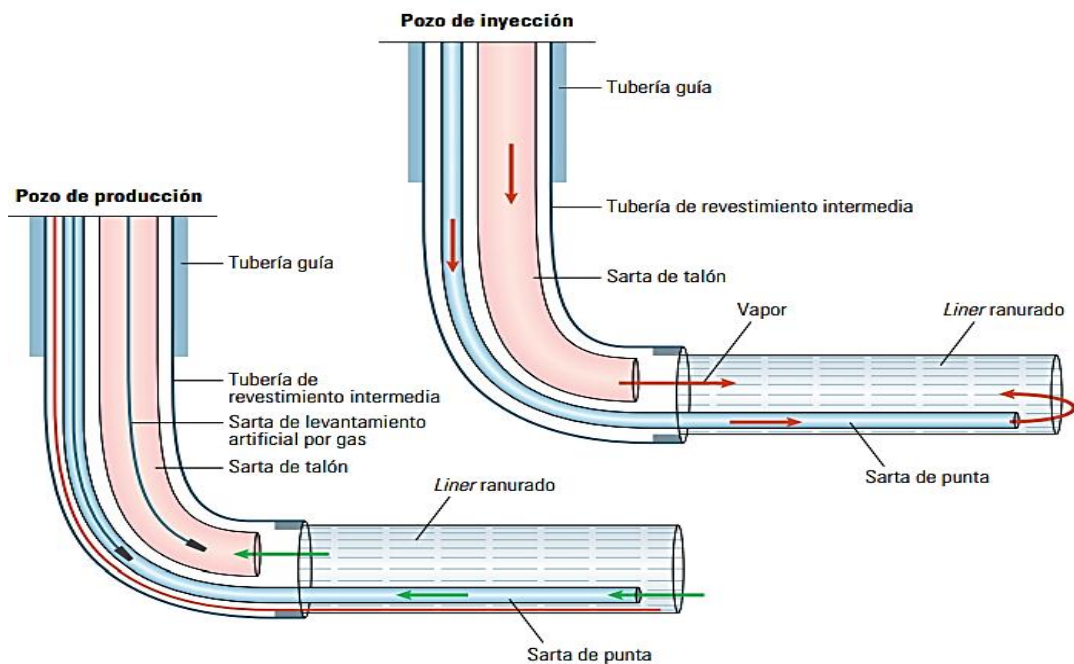
A grandes rasgos el procedimiento para ejecutar un SAGD consta de dos etapas en general: la primera en la cual se adecua o inicializa el método y una segunda que es la realización realmente del método SAGD. En la primera etapa o etapa de inicialización, el vapor se distribuye inicialmente en ambos pozos hasta realizar un precalentamiento que permite establecer una conexión de flujo entre los dos pozos, con el fin de preparar el sistema para un óptimo funcionamiento. Al inyectar vapor por los dos pozos y calentar el crudo cercano a estos, se aumenta su movilidad y se produce la comunicación de los pozos, ya que al disminuir la presión de inyección del pozo inferior o productor se permite el flujo de los fluidos hacia el mismo, hasta que se detiene la circulación y el vapor sólo se inyecta por el pozo superior a presión constante; en este momento se inicia la segunda etapa que es el proceso SAGD como tal, y se comienza la expansión de la cámara de vapor controlando la tasa de producción para evitar la pronta canalización del vapor a través del pozo productor.

En cuanto al completamiento para realizar el método SAGD, se requiere dos sartas de tubería en cada pozo (Figura 4); esto permite al flujo de vapor o de crudo distribuirse de manera más uniforme entre el par de pozos durante la etapa de inicialización y/o la etapa de SAGD. Existen casos en que el casing no posee suficiente espacio para la colocación de dos tuberías y se puede optar por inyectar o producir por el anular, aunque no es recomendable ya que podría ocasionar problemas operacionales.

A pesar de todas las ventajas que presenta el proceso SAGD su limitación es la misma que poseen los procesos convencionales de inyección de vapor: no pueden ser aplicados a profundidades muy grandes debido a las pérdidas de calor que ocurren durante el flujo del vapor desde superficie hasta la formación de interés, además de que requiere un alto consumo de energía, y puede ser poco amigable con el medio ambiente al emitir contaminantes como el ácido sulfhídrico. En la actualidad el proceso de SAGD necesita saturaciones de aceite altas, entre 75% y

85%, y permeabilidades relativamente altas, de 2 a 5 Darcy⁵. Además se necesita que los espesores de los intervalos de interés sean mayores a 40 ft para poder perforar los pozos horizontales, uno sobre otro. Si las condiciones son las adecuadas, el método puede tener una recuperación de hidrocarburos mayor al 70%⁶. Algunas de las condiciones ideales y mínimas en las cuales el SAGD resulta eficiente, pueden ser observadas en la Tabla 1.

Figura 4. Completamiento típico SAGD.



Fuente: AKRAM, Farrukh, et al. Preparándose para las áreas de petróleo pesado. Oilfield Review. Schlumberger. 2014.

⁵ STROBL, R. Impact of reservoir quality on SAGD production. Statoil Canada Ltd. 2011.

⁶ SILJE, J. Steam-assisted gravity drainage (SAGD) in heavy oil. Statoil. 2006.

Tabla 1. Rangos típicos de aplicabilidad del método SAGD.

Parámetro	Condiciones Mínimas de Operación	Condiciones Ideales de Operación
Tipo de Roca	Arenisca	Arenisca
Saturación de Agua	< 40%	< 20%
°API @ 60 °F	< 20°	< 15°
Viscosidad @ T_{yac}	> 100 cP	> 1000 cP
Permeabilidad (K)	> 780 mD	> 3000 mD
Kv/Kh*	> 0.25	> 0.5
Porosidad	> 20%	> 30%
Continuidad del área	Buena	Excelente
Contenido de Arcillas	< 10%	0%
Casquete de Gas	p. a.	No Existente
Acuífero	p. a.	No Existente
Contacto con Agua	n. c.	No Existente
<p>*Para Kh > 1500 mD, p. a. = posiblemente aplicable si la zona de interés tiene más de o 75 ft de espesor y el espesor del acuífero o del casquete de gas no excede el 20% del espesor de la zona. n. c. = no conveniente, pero se podría aplicar si el espesor del contacto no es mayor al 10% del espesor de la formación y la capa inferior es gruesa y no reactiva al agua.</p>		

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

1.3. DRENAJE GRAVITACIONAL ASISTIDO POR VAPOR USANDO UN SOLO POZO (SW-SAGD)

Con la CSS con pozos verticales, es posible realizar una estimulación efectiva de un yacimiento de bajo espesor, sin embargo, comparado con los pozos horizontales, se necesitan muchos pozos distribuidos por toda su extensión para poder explotarlo eficientemente, lo que aumenta los costos de perforación. Buscando el aprovechamiento de los pozos horizontales como una alternativa para el mejoramiento del recobro térmico en crudos pesados, ya que poseen una gran área de contacto con el yacimiento y además gradientes reducidos de presión de flujo de entrada, se han creado diversas tecnologías y estrategia de explotación como las vistas en la Figura 5, entre ellas el SAGD. Aun así, la mayoría de estas tienen individualmente severas limitaciones que hacen que no sean viables económicamente o poco prácticas para implementación en yacimientos de crudo pesado de poco espesor, aún más si es en arenas no consolidadas. La principal limitante del SAGD, por ejemplo, es que podría no haber suficiente espacio para perforar los dos pozos horizontales que se requieren, al tener que estar uno sobre el otro. Por tales motivos se concibió la idea de realizar tanto la inyección continua de vapor como la producción continua de petróleo a través de un mismo pozo horizontal, estrategia que se denominó Drenaje Gravitacional Asistido por Vapor usando un Solo Pozo, o SW-SAGD por sus siglas en inglés. Esta idea fue patentada en 1997 por Ben Ifeanyi Nzekwu, Peter Joseph Pelensky y Peter David Sametz, para la compañía ELAN Energy Inc.⁷, buscando un método económico para estimular térmicamente el crudo viscoso en yacimientos de poco espesor de arenas productoras.

⁷ Method for recovering heavy oil from reservoirs in thin formations. ELAN Energy Inc. US5626193 A. Estados Unidos. US 08/420,038.

1.3.1. Funcionamiento.

El primer piloto de SW-SAGD se llevó a cabo en el pozo 3C16-16-36-28W3M por Ranger Oil (hoy ELAN Energy Inc.) en la parte norte de la sección 16 del campo Cactus Lake localizado en la región de Lloydminster, Canadá; su estado mecánico y completamiento son mostrados en la Figura 6⁸. Este último consiste en una sección vertical cuyos revestimientos debe estar cementados con cemento de resistencia térmica para asegurar la estabilidad del proceso. En la sección horizontal, el pozo se completa con un liner ranurado sin cementar, el cual tiene una malla de alambre que posee el tamaño adecuado para prevenir el arenamiento del pozo. Dentro de este pozo se corren dos tuberías: una tubería de inyección de vapor delgada, térmicamente aislada y concéntrica que va hasta la punta del pozo, y otra de producción que va hasta el talón, y en la cual se incluye un sistema de levantamiento artificial. El principio de funcionamiento básico del proceso SW-SAGD es entonces inyectar vapor de forma continua en el extremo más alejado de la sección horizontal del pozo y simultáneamente producir los fluidos que entran por el anular del liner a través de la sarta de producción. Durante este proceso se estimula la formación de una cámara de vapor donde la interface vapor-crudo drena por gravedad el petróleo calentado⁹.

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

- Drenaje por gravedad del crudo por medio del desarrollo de una cámara de vapor.

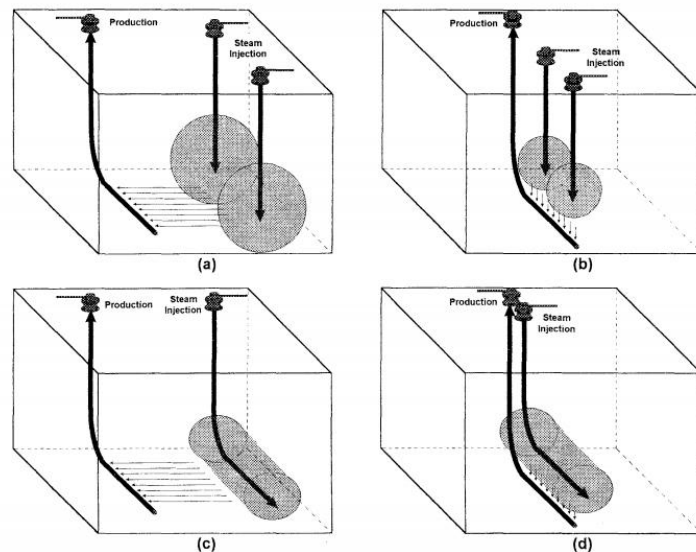
⁸ FALK, Kelly, *et al.* A Review of Insulated Concentric Coiled Tubing Installations for Single Well, Steam Assisted Gravity Drainage. SPE/ICoTA North American Coiled Tubing Roundtable, Montgomery, Texas, 26-28 de Febrero, 1996. SPE 36333.

⁹ MORENO, A. Estudio de la factibilidad técnica-económica de la inyección de nitrógeno sobrecalentado para la recuperación térmica de crudos extrapesados en la arena TL del yacimiento mfb-15, campo Bare. Trabajo de grado para optar por el título de ingeniero petrolero. Universidad Central de Venezuela. Caracas 2012. 26 p.

- Conducción directa de calor a la región cercana del pozo, permitiendo el incremento de la producción.
- Mecanismo de drenaje/empuje inducido por agua caliente, producto del vapor de inyección condensado.

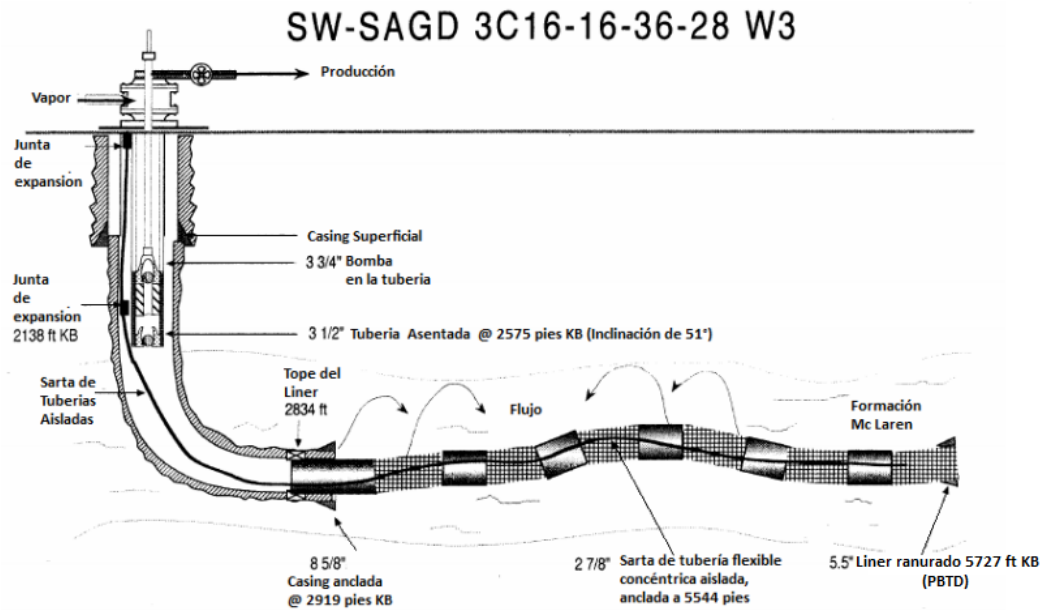
Como se ve en el completamiento del pozo de la Figura 6, tanto la tubería de producción como la tubería de inyección comparten el espacio interno del liner ranurado. Esto ocasiona que el vapor inyectado sea producido directamente casi en su totalidad, y por esta razón evada el yacimiento, en un fenómeno denominado comúnmente como “corto-circuito o canalización del vapor”, constituyendo el principal problema del método SW-SAGD.

Figura 5. Múltiples esquemas para inyección de vapor con pozos horizontales



Fuente: Falk, K., Nzekwu, B., Karpuk, B., and Pelensky, P., Concentric CT for Single-Well Steam Assisted Gravity Drainage, SPE 36333, 1996, 9.p.

Figura 6. Estado mecánico SW-SAGD Cactus Lake.



Fuente: modificado de SINGHAL, A., DAS S., GOLDMAN, J. TURTA A.; "A Mechanistic Study of Single Well Steam Assisted Gravity Drainage". Society of Petroleum Engineers. USA. 2000.

Como todo el vapor no entra a la formación, la producción de petróleo por conducción directa de calor a la región cercana del pozo es el mecanismo producción más importante de todos, como se ha visto en la investigación de autores como Singhal, et al.¹⁰. Este mecanismo es el principal en métodos de recobro como estimulación cíclica con vapor (CSS), por lo que diversos investigadores consideran al SW-SAGD, más como una variación del CSS que del

¹⁰ SINGHAL, Ashok, *et al.* A mechanistic study of single-well steam assisted gravity drainage. SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, 3-5 Abril, 2000. SPE 59333.

SAGD, ya que la producción por drenaje gravitacional producto de la formación de una gran cámara de vapor, no contribuye tanto a la producción de hidrocarburos.

1.3.2. Etapas de implementación

A pesar que el drenaje gravitacional en un proceso de SW-SAGD no es el principal mecanismo de producción, el método debe ser desarrollado de tal forma que se maximice lo mejor posible la formación de una cámara de vapor, ya que esto permite contactar un mayor volumen de crudo en el yacimiento y mejora la eficiencia del proyecto a largo plazo. Para poder lograr esto, se llevan a cabo tres etapas de inicialización del método que adecuan el pozo y el yacimiento a la producción e inyección simultánea y continúa.

1.3.2.1. Etapa de limpieza y acondicionamiento del pozo

En esta fase se busca calentar por conducción el pozo y la parte más próxima de la formación, a través de la circulación vapor de baja calidad (10-30%), con el objetivo de acondicionarlos y aumentar el radio calentado aproximadamente de 1 a 2 metros. La duración de esta etapa depende directamente de la capacidad de entrega de vapor y de la longitud del pozo. La inyección ayuda a disminuir la viscosidad del crudo que se encuentra en la vecindad del pozo, además que ayuda a limpiarlo cuando hubo producción primaria previamente y lo adecua para la fase de creación de la cámara de vapor. El petróleo y los fluidos del yacimiento que están adyacentes al pozo entran al espacio anular entre la tubería de inyección y el liner ranurado que lo rodea, siendo posteriormente extraídos por la tubería de producción.

1.3.2.2. Etapa de iniciación de la cámara de vapor

Después de la etapa de limpieza y acondicionamiento, la producción se restringe y se continúa con la inyección de vapor para iniciar la creación de la cámara de vapor

a lo largo de una porción del pozo. En un principio, debido a falta de depresionamiento en el yacimiento (a menos que haya habido producción primaria antes de implementar el método), el vapor no es capaz de entrar en este por la presión de inyección, sino que lo hace por la diferencia de densidad entre el vapor y los fluidos de yacimiento. El crudo calentado y el vapor condensado son drenados por gravedad lenta pero continuamente, y son reemplazados por vapor inyectado. Este intercambio a lo largo del pozo entre el crudo más denso y el vapor menos denso es un proceso conocido como “flujo gravitacional en contracorriente”, y es la forma como se crea y posteriormente expande la cámara de vapor, y se realiza el movimiento de fluidos desde y hacia el pozo.

Es complicado formar una cámara de vapor significativa sin restringir la producción de vapor, ya que existe una comunicación directa entre la tubería de producción e inyección por el espacio interno del liner. Para restringir la producción de vapor se puede producir el crudo y el vapor condensado a bajas tasas para levantar un nivel de líquido en la sección vertical del pozo, por el espacio anular entre ambas sartas, o en otra estancia cerrar la producción durante la realización de esta etapa. Esto es particularmente importante para pozos horizontales cortos.

Preferiblemente se busca inyectar vapor de alta calidad (80-85%) pero se debe prestar atención a cambios de presión excesiva, ya que se pueden llegar a fracturar el yacimiento, especialmente en yacimientos no consolidados en los que también podría producirse demasiado movimiento de arena.

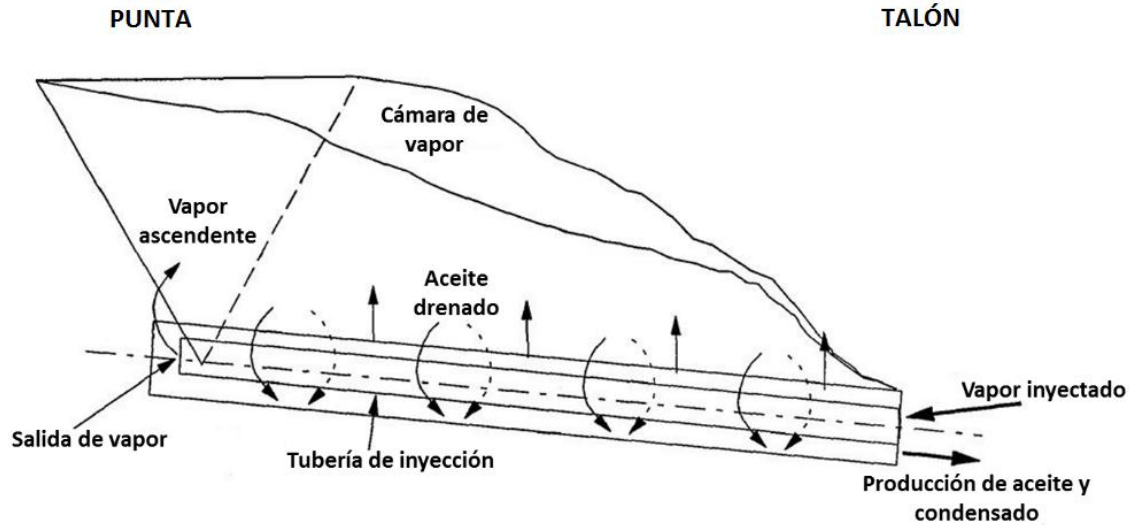
1.3.2.3. Etapa de propagación de la cámara de vapor

En esta etapa se procede a seguir con la inyección de vapor de alta calidad a una tasa mayor que la tasa inicial, para aumentar la propagación y la expansión del volumen de vapor dentro de la formación. Además, se produce a la máxima tasa permisible con la que se pueda controlar los niveles de líquidos en la sección vertical

del anular, para procurar mantener una presión casi constante en la producción, pero que no dificulte la propagación de la cámara de vapor. El crecimiento longitudinal de la cámara a lo largo del pozo horizontal, es decir desde la punta hacia el talón, es originado por dos fuerzas que resultan de la inyección continua de vapor: el aumento de presión ocasionado por la inyección de vapor en la punta del pozo, y la leve caída de presión que existe a lo largo este como resultado de la fricción en el espacio anular entre el liner ranurado y la tubería de inyección. La propagación lateral de la cámara se debe únicamente a la conducción de calor y el flujo por convección por las altas presiones de inyección de vapor.

Debido a que la presión y temperatura del vapor es mayor en la punta del pozo, la cámara de vapor se desarrolla preferencialmente en esta zona. El mayor flujo en contracorriente en este punto permite que la cámara se desarrolle más rápidamente dentro del yacimiento. A medida que más crudo es drenado a lo largo del pozo, la cámara de vapor crece longitudinalmente hacia el talón. El resultado es que la cámara no se desarrolla en forma simétrica dentro del yacimiento como en un SAGD, sino que adquiere una forma como la que se ve en la Figura 7. Por lo tanto, el efecto del drenaje gravitacional no se produce al mismo tiempo en toda la longitud del pozo. Es decir, debido que es una inyección puntual, la recuperación del aceite se lleva a cabo primero en las proximidades del extremo del pozo, donde se da el mayor crecimiento de la cámara de vapor, y va avanzando hacia el talón. Este movimiento longitudinal de la cámara se acelera después que esta llega a los límites superiores y/o laterales del yacimiento. En la Figura 7, también es posible ver la forma en que se da en flujo en contracorriente a lo largo del pozo horizontal.

Figura 7. Flujo gravitacional en contracorriente y cámara de vapor para un método SW-SAGD.



Fuente: modificado de SINGHAL, A., DAS S., GOLDMAN, J. TURTA A.; "A Mechanistic Study of Single Well Steam Assisted Gravity Drainage". Society of Petroleum Engineers. USA. 2000.

1.3.3. Tecnologías para la solución de problemas

Como consecuencia del corto-circuito del vapor, la producción por el método SW-SAGD está dominada por el fenómeno de transferencia de calor producto del calentamiento de la formación por conducción térmica. Este es un proceso lento y menos eficiente que el drenaje gravitacional producto de una gran cámara de vapor. Hoy en día, para minimizar los efectos del corto-circuito y obtener un aumento en la penetración del vapor en el yacimiento, se implementa dentro del pozo un packer térmico el cual se instala en el anular entre la tubería de inyección y el revestimiento. El packer, entonces, permite que aumente la presión solamente en la sección

después de este lo cual permite forzar más vapor dentro de la formación, a la vez que se obliga a todo el vapor a entrar en el yacimiento, ya que este no se puede devolver directamente por anular. Dado que después del packer el pozo queda dedicado a la inyección de vapor, y antes de este queda dedicado a la producción de fluidos del yacimiento, el pozo queda dividido en un intervalo productor y un intervalo inyector, como se puede ver en la Figura 13. Este tipo de completamiento para pozos de SW-SAGD es el tema central del trabajo realizado por de Elliot y Kovscek¹¹ en 1999, en el cual se basa este proyecto.

Otro problema común en el método SW-SAGD es la capacidad de entregar al yacimiento un vapor de alta calidad. Al viajar desde superficie hasta la punta del pozo, el vapor pierde una gran cantidad de calor por lo que el fluido que se entrega tiene una mayor relación liquido/vapor y el diferencial de densidad se reduce con respecto al crudo, disminuyendo la segregación gravitacional de estos y el desarrollo de la cámara de vapor.

Para prevenir las pérdidas de calor, la tubería de inyección debe ser aislada; lo que también ayuda a prevenir las altas temperaturas y el flasheo del crudo producido en el talón del pozo, que podría ocasionar problemas a algunos sistemas de levantamiento. Pero el hecho de aislar la tubería resulta demasiado costoso y además existe preocupación de que las tuberías disponibles posean un diámetro exterior muy grande, para el tamaño de tubería térmica requerida para transportar el flujo de vapor de diseño. Esto indica que el espacio anular que se tendría para el tamaño de revestimiento seleccionado, no deja suficiente espacio para la instalación de una bomba de fondo para la producción. Por todos estos motivos se desarrolló un nuevo sistema de tubería de inyección de vapor para el proceso de SW-SAGD, eficiente y de bajo costo, llamado Insulated Concentric Coiled Tubing (Tubería Flexible Concéntrica Aislada) o ICCT, el cual permite implementar una tubería de

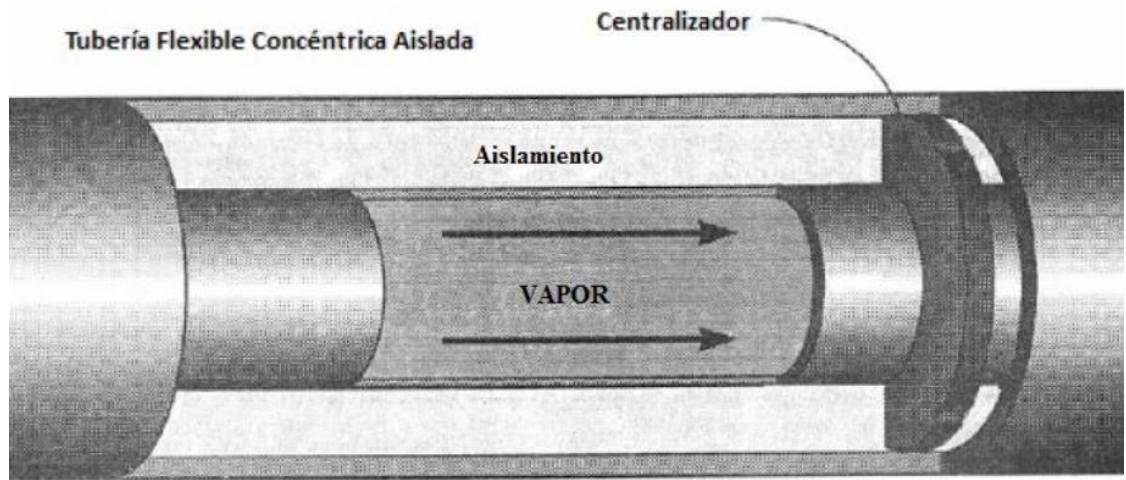
¹¹ ELLIOT, K. y KOVSCEK, A. Simulation of Early-Time Response of Single-Well Steam Assisted Gravity Drainage (SW-SAGD). Western Regional Meeting, Anchorage, Alaska, 26-28 Mayo, 1999. SPE 54618.

producción de mayor diámetro sin tener que sobredimensionar el revestimiento, lo que minimiza los requerimientos de espacio anular¹². La tubería flexible concéntrica aislada posee tres partes principales: la tubería flexible, el aislante y los centralizadores (Figura 8). La tubería flexible posee una tubería interior que va rodeada del aislante y es soportada por los centralizadores, y una tubería exterior que contiene los anteriores componentes.

Hay tres funciones principales de la tecnología de inyección de vapor ICCT que la hacen indispensable para el buen desarrollo del proceso SW-SAGD: en primer lugar, el aislamiento permite inyectar vapor de mayor calidad y energía interna, y permite una mayor penetración de la transferencia de calor en el yacimiento. por otro lado el aislamiento también limita el calor transferido a los fluidos contenidos en el anular de la sección vertical del pozo. Esto asegura que se mantengan en estado líquido monofásico para imponer la carga hidrostática necesaria por encima de los fluidos en dos fases que residen en la sección horizontal del pozo. Una función secundaria de la ICCT es limitar la transferencia de calor al revestimiento de tal manera que el cemento del revestimiento no se vea afectado por un excesivo aumento de la temperatura. Finalmente, el pequeño diámetro externo de las líneas del ICCT permite el uso de un diámetro de pozo y revestimientos más pequeños, lo que se traduce en ahorro en los costos de perforación, y por tanto mejora en gran medida la economía de la producción de crudo pesado.

¹² FALK. Op. cit., p. 5.

Figura 8. Tubería flexible concéntrica aislada ICCT.



Fuente: modificado de Falk, K., Nzekwu, B., Karpuk, B., and Pelensky, P., Concentric CT for Single-Well Steam Assisted Gravity Drainage, SPE 36333, 1996. 10.p.

1.3.4. Casos históricos

La implementación del método SW-SAGD se ha restringido casi exclusivamente a operaciones piloto que buscan determinar su viabilidad en los campos en que se llevaron a cabo. Solo hasta el 2012 la compañía Laricina Energy anunció el primer proyecto comercial de SW-SAGD para la formación Grosmot en Alberta. A continuación se mencionan algunas de las experiencias obtenidas en los campos donde se han llevado a cabo SW-SAGD.

1.3.4.1. Operaciones de Ranger Oil en el campo Cactus Lake, Canadá¹³

El primer piloto de SW-SAGD en el mundo fue llevado a cabo en el pozo 3C16-16-36-28W3M (Figura 6) localizado en la parte norte de la sección 16 del campo Cactus Lake en la región de Lloydminster, Canadá. El pozo fue cementado con cemento térmico en la sección vertical, mientras que la sección horizontal de aproximadamente 850 metros de longitud fue completada con liner ranurado sin cementar. Este se instaló en un yacimiento con un espesor promedio neto de 12 a 16 metros de arenas con crudo pesado de 12°API, con una permeabilidad de 3400 mD. La respuesta de producción de aceite fue lenta y gradual hasta incrementarse a más de 630 bbl/día (100 m³/d). La relación vapor-aceite acumulativa estuvo entre 1 y 1.5 durante medio año de producción

Ya que el yacimiento estaba parcialmente depresionado debido a operaciones primarias y térmicas de producción en otros pozos, el desempeño del SW-SAGD se vio deteriorado. Por lo tanto, se concluyó que el éxito a largo plazo de las operaciones SW-SAGD requiere soporte de presión del yacimiento.

La experiencia de Ranger Oil después de la implementación de este proceso en otras áreas del campo Cactus Lake, fue que los pozos situados más arriba en la sección del intervalo productor proporcionaron un mejor desempeño SW-SAGD, que las realizadas cerca de la base del intervalo productor, lo que soporta el hecho de que el drenaje por gravedad asistido por el vapor juega un papel relativamente menor en sus operaciones, y la conducción de calor cercana al pozo es la que domina la producción, como consecuencia de la canalización del vapor.

¹³ FALK. Op. cit., p. 5.

1.3.4.2. Operaciones de Mobil en el campo Celtic, Canadá¹⁴

Entre 1996 y 1998, en 5 pozos operados por Mobil Oil Canadá en el campo Celtic se obtuvieron datos de producción e inyección para 4 pozos SW-SAGD y un proyecto de SAGD. Mobil no usó la tecnología ICCT sino que implementó el uso de nitrógeno como bache en el espacio anular, alrededor de las tuberías de inyección y producción, ello para crear un aislamiento extra a la tubería por donde se inyectó el vapor. El uso de nitrógeno también ayudó a reducir la presión de fondo. Los pozos lograron tasas diarias de producción de 176 bbl/día los primeros 18 meses con una relación de vapor-aceite de 1.2 y 1.4. La producción fue cerrada durante los períodos de altas tasas de inyección de vapor, mientras que en el caso de Cactus Lake, se realizó una inyección continua.

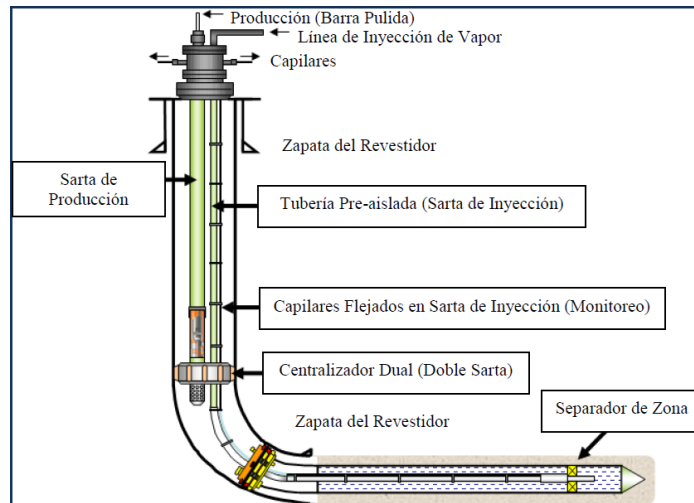
Se concluyó que las operaciones de SW-SAGD proporcionaban un mejor desempeño en las tasas de crudo que la producción primaria o la estimulación cíclica de vapor. Se realizó un balance de calor para la operación de un pozo de Celtic lo que reveló que la operación SW-SAGD estaba dominada esencialmente por calentamiento cerca a la cara de pozo. La simulación también reveló que la zona de vapor era de un tamaño insignificante. Los perfiles de temperatura sugirieron ocurrencia de algo de convección alrededor de esta zona, lo que podría limitar el tamaño de la región calentada. Los pozos SW-SAGD fueron colocados en el medio de la formación en ambos proyectos, en lugar de en la base.’

¹⁴ SINGHAL. Op. cit., p. 3.

1.3.4.3. Operaciones de PDVSA en el campo Bare, Venezuela¹⁵

La primera prueba piloto SW-SAGD en Venezuela se realizó en 2006 en el campo Bare, específicamente en la arena TL del yacimiento MFB-15, en el pozo MFB-617. El yacimiento consistía de una arenisca de 45 pies de espesor a 3100 pies de profundidad, con una permeabilidad de 1.07 Darcy y crudo pesado de 9°API. En el pozo se utilizó un packer (separador de zona) para evitar el corto-circuito de vapor, como se puede ver en el completamiento mostrado en la Figura 9, sin embargo este no demostró el desempeño deseado y se consideró inútil. Realmente el éxito del proyecto correspondió a lograr bajar el completamiento dual planificado, el cual consistía en la sarta de producción y la de inyección, esta última con 6 capilares flejados donde estaba incorporada una fibra óptica, dos termocuplas y dos medidores de presión que se utilizaron para obtener datos críticos del proceso.

Figura 9. Configuración del pozo MFB-617 para SW-SAGD.



¹⁵ MORENO, A. Estudio de la factibilidad técnica-económica de la inyección de nitrógeno sobrecalentado para la recuperación térmica de crudos extrapesados en la arena TL del yacimiento mfb-15, campo Bare. Trabajo de grado para optar por el título de ingeniero petrolero. Universidad Central de Venezuela. Caracas 2012. 26 p.

Fuente: PDVSA

2. DESCRIPCIÓN DEL MODELO BASE DE SIMULACIÓN

El software utilizado para este proyecto es el simulador de procesos térmicos STARS Versión 2014.1 de la compañía Computer Modelling Group (CMG). El grid del modelo base de simulación fue diseñado basado en el ejemplo *sthrw009.dat* de STARS sacado con la Versión 98.01¹⁶, por la misma compañía, el cual fue precisamente hecho para modelar procesos de SW-SAGD. Este mismo diseño fue utilizado por Oballa y Buchanan¹⁷, y Elliot y Kovsky¹⁸ en sus respectivas investigaciones sobre el método SW-SAGD. Dicho modelo base de simulación, es el modelo estándar o guía con el que se realizó la mayoría de simulaciones. Esto es porque para poder representar la diversidad de escenarios que se estudiaron, se le cambiaron diversas propiedades de yacimiento o completamiento del pozo, pero sin desviarse demasiado de este diseño inicial.

La Figura 10 muestra dos planos principales del grid. Se puede ver en el plano X-Z que el pozo se encuentra localizado en la base del yacimiento, en el área central según esta perspectiva, dentro de una región de celdas de baja longitud en dirección axial del pozo (50 ft). Este uso de celdas más pequeñas para el pozo es una recomendación dada por Oballa y Buchanan¹⁹ para poder resolver el flujo axial, clave para representar las intrincadas interacciones entre el pozo y el yacimiento que se dan en esta dirección, quienes planteando un rango de longitud entre 15-30 metros para estas. Por otro lado, en el plano Y-Z se puede ver que el pozo no está centrado en el yacimiento sino que corre justo al lado de un borde de este, porque

¹⁶ COMPUTER MODELLING GROUP LTD. STARS Version 98 User's Guide. Calgary, Alberta, Canada, 1998.

¹⁷ OBALLA, V. y BUCHANAN, W. Single Horizontal Well in Thermal Recovery Processes. International Conference on Horizontal Well Technology, Calgary, Canadá, 18-20 Noviembre 1995. SPE 37115.

¹⁸ ELLIOT. Op. cit., p. 2.

¹⁹ OBALLA. Op. cit., p. 2.

como tal el modelo base de simulación es un objeto de simetría que representa solamente la mitad del volumen del yacimiento que se estaría explotando realmente. Este diseño se hace porque las propiedades del yacimiento son homogéneas en todas direcciones (a excepción de la permeabilidad), así que lo que sucede en un lado del pozo sucede de igual forma en el otro, por lo que trabajar con la mitad de la formación completa es suficiente. Como se trata entonces de un objeto de simetría, todos los valores de producción y de tasas de producción e inyección graficados y reportados en este proyecto son la mitad del valor real que se obtendría en campo. Los bordes del modelo son de no flujo, ya que los procesos de SW-SAGD llevan a cabo en yacimientos desarrollados, donde existen pozos aledaños, por lo que se espera una caída en la presión de los límites del área de flujo del pozo del modelo. El largo de las celdas en dirección perpendicular al pozo (10 ft en dirección Y y 5 ft en dirección Z para el modelo base) también se realizó considerando las recomendaciones de Oballa y Buchanan²⁰, para el diseño de un grid para SW-SAGD, quienes recomiendan hasta 2 metros de longitud, a fin de evitar demasiada dispersión numérica en procesos de drenaje.

Las principales propiedades de roca y fluidos del yacimiento con las que se completó el modelo base de simulación se muestran en la Tabla 2. Ya que la principal aplicabilidad del método SW-SAGD se da para yacimiento de crudo pesado de poco espesor, se decidió utilizar propiedades características de los yacimientos de crudo pesado en las regiones de Alberta y Saskatchewan en Canadá, principalmente los de la faja de crudo pesado de la región de Lloydminster^{21,22,23}, donde los espesores de arenas están solamente entre 30-80 ft, lo que la hace ideal

²⁰ OBALLA. Op. cit. p. 2.

²¹ JAMESON, Carl. The Lloydminster Heavy Oil Area. Husky Oil Operation Ltd. Lloydminster, Saskatchewan, Julio 1973. PETSOC-73-03-01.

²² WHITE, W y von Osinski, P. Geology and Heavy Oil Reserves Of The Mannville Group, Lloydminster-North Battleford Area, Saskatchewan. Petroleum Society of CIM. Mayo 30, 1977. PETSOC-77-03.

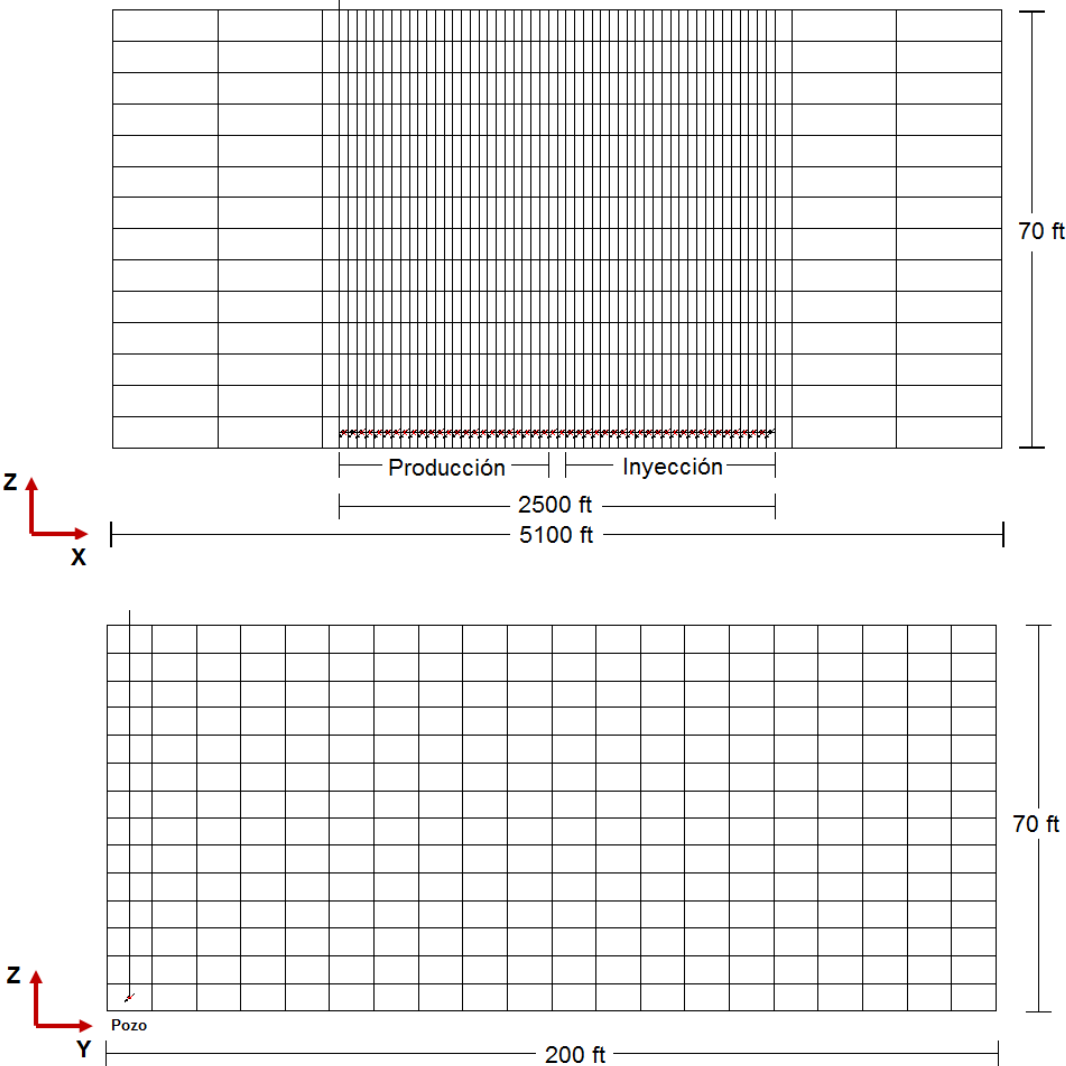
²³ VIGRASS, W. Trapping of Heavy Oil at Lloydminster. University of Regina, Saskatchewan, Canadá, Marzo, 1978. PETSOC-78-01-01.

para el uso de SW-SAGD. El petróleo in-situ es un aceite vivo con gravedad API entre los 12-15 °API. Debido a su contenido de gas en solución, este es el principal mecanismo de producción primaria, permitiendo en algunas zonas poder producir el crudo solo con esta fuerza, sin uso de recuperación mejorada²⁴. Las propiedades en la Tabla 2 permanecen constantes en todos los modelos, excepto en aquellos usados para el análisis de condiciones de yacimiento, en el que se entrará en detalle más adelante. En la Figura 11 se muestran las curvas de permeabilidad relativa correspondientes del yacimiento, las cuales fueron tomadas también del ejemplo *sthrw009.dat* de STARS. En la Figura 12, se ve el modelo de fluidos generado por medio del simulador STARS, con la información de la Tabla 2.

El pozo del modelo base de simulación cuenta con una extensión horizontal de 2500 ft (Figura 10). Para crearlo se utilizó la opción FLEXWELL de STARS, la cual permite crear un modelo de pozo térmico integral, que consta de un liner que contiene una tubería que se extiende hasta la punta, por donde se realiza la inyección de vapor, y una tubería ubicada en el talón, por donde se realiza la producción de crudo; ambas separadas dentro del espacio anular del liner por un packer de 100 ft de largo localizado a la mitad de la sección horizontal, dividiéndola en una sección inyectora y una sección productora de igual longitud. Un esquema de este completamiento se ve en la Figura 13. Además de esta versatilidad en el completamiento, la opción FLEXWELL permite modelar los fenómenos de transferencia de masa y calor que se llevan a cabo dentro y en la cercanía del pozo, que no pueden ser modelados por un pozo tipo fuente/sumidero tradicional. Estas funciones y propiedades permiten resultados más representativos ya que los fenómenos cercanos al pozo son cruciales al momento de simular SW-SAGD.

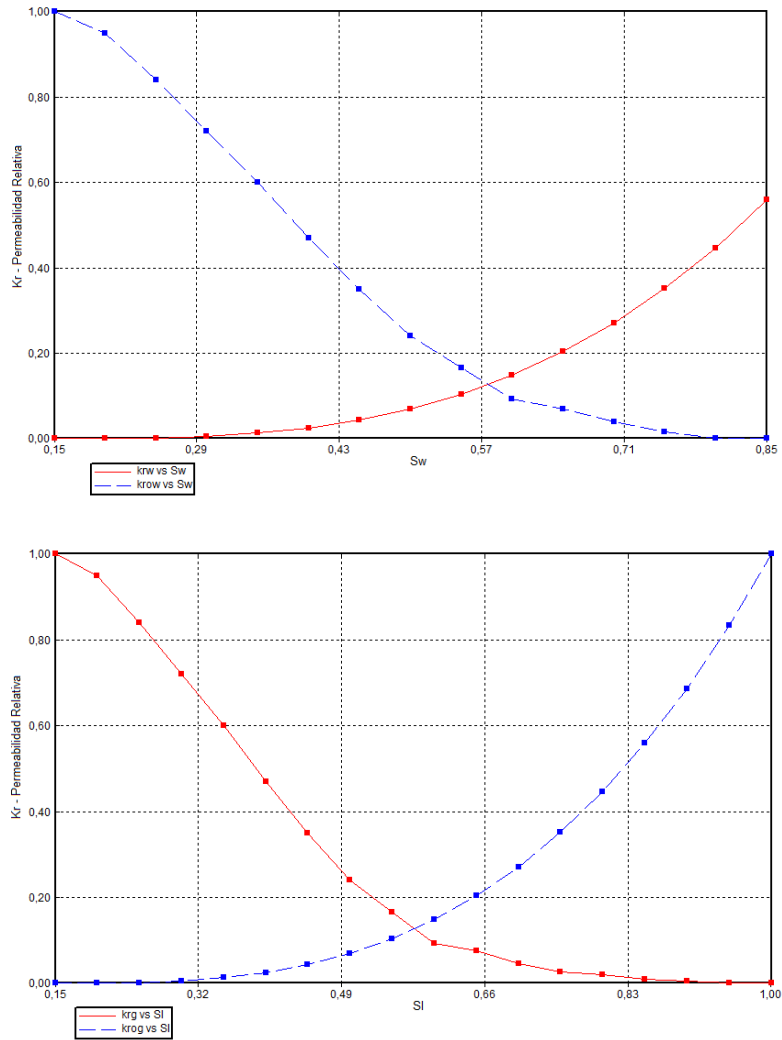
²⁴ JAMESON. Op. cit. p. 4.

Figura 10. Modelo base de simulación.



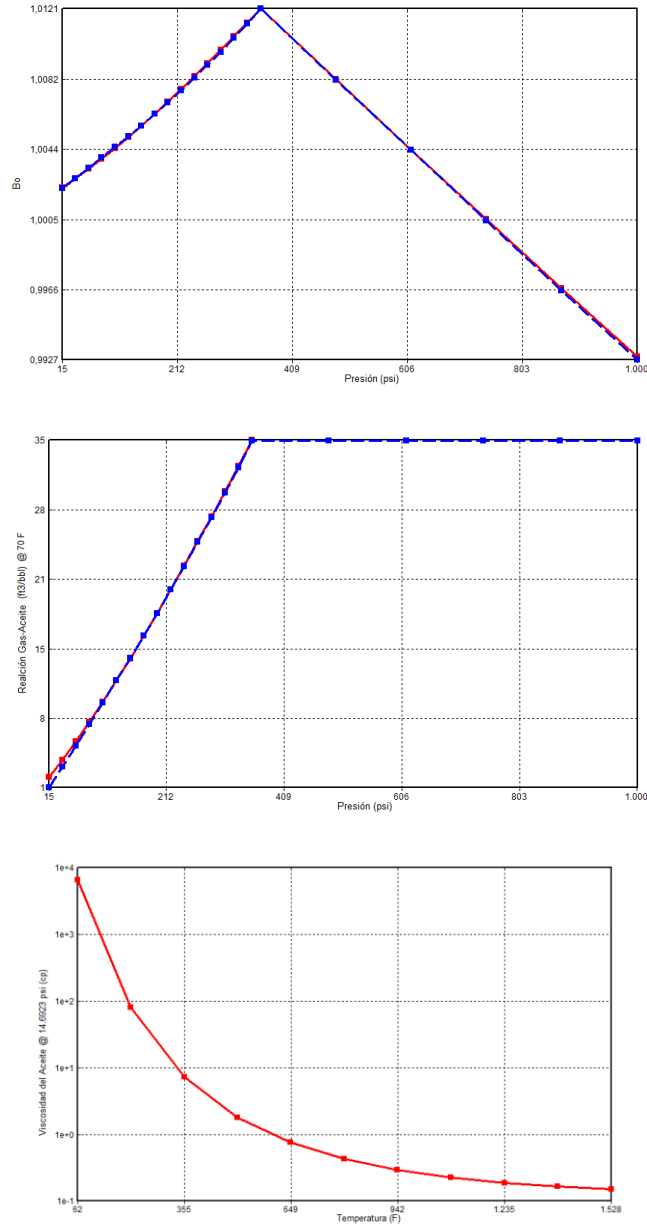
Fuente: modificado de Computer Modelling Group – Builder 2014

Figura 11. Curvas de permeabilidad relativa de agua-aceite y gas-líquido, respectivamente.



Fuente: Computer Modelling Group – STARS, ejemplo sthrw009.dat, Versión 98.01.

Figura 12. Curvas de factor volumétrico de formación, relación gas-aceite, y viscosidad, respectivamente.



Fuente: tomado de Computer Modelling Group – Builder 2014

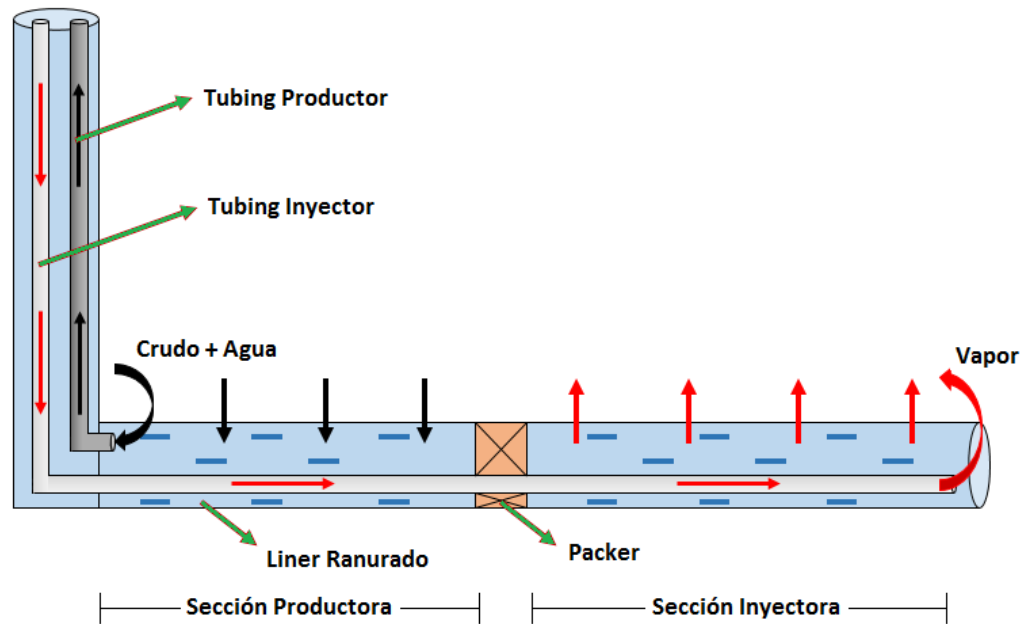
Tabla 2. Propiedades del modelo base de simulación.

Propiedad	Valor	Unidades
Dimensiones en X	5100	ft
Dimensiones en Y	200	ft
Tope de la formación	500	ft
Espesor de la formación	70	ft
Presión	370	Psia
Temperatura	70	°F
Porosidad	33	%
Permeabilidad en X-Y	3500	mD
Permeabilidad en Z	700	mD
Saturación de agua	15	%
Saturación de aceite	85	%
Compresibilidad de la roca del yacimiento	6.62E-05	1/psi
Capacidad calórica de la roca del yacimiento	35.0401	Btu/(ft ³ *°F)
Capacidad calórica del overburden/underburden	17.4306	Btu/(ft ³ *°F))
Conductividad térmica de la roca del yacimiento	20.0621	Btu/(ft*día*°F)
Conductividad térmica del overburden/underburden	12.0212	Btu/(ft*día*°F)

Gravedad API del crudo	13	°API
Presión de burbuja	355	Psia
Fracción de aceite en el crudo	90	%
Fracción de gas en solución en el crudo	10	%
Conductividad térmica del aceite	1.84572	Btu/(ft*día*°F)
Conductividad térmica del agua	8.57054	Btu/(ft*día*°F)
Conductividad térmica del gas	0.0224696	Btu/(ft*día*°F)

Fuente: los autores

Figura 13. Completamiento del pozo para SW-SAGD.



Fuente: los autores

3. ANÁLISIS DE CONDICIONES OPERACIONALES

En el análisis de condiciones operacionales se buscó estudiar diferentes opciones de ejecución del método SW-SAGD, con el objetivo de determinar aquellas que mejoran el recobro de hidrocarburos en un yacimiento de crudo pesado. Todas las diferentes estrategias y modelos se evaluaron para un periodo total de simulación de 10 años, en donde se utilizaron variables adimensionales económicamente representativas como el factor de recobro y la relación vapor-aceite (SOR) para medir el desempeño final de cada modelo.

La primera parte del análisis se enfocó en evaluar diferentes formas de producción-inyección para el método SW-SAGD, a fin de determinar aquellas que estimularan más efectivamente la formación y aumentaran el recobro de hidrocarburos. Basados en los resultados de Elliot y Kovscek²⁵, y de Oballa y Buchanan²⁶, se probaron tres esquemas principales de producción-inyección: el esquema más básico denominado “esquema SW-SAGD”, el “esquema EXTREME” y el “esquema CSS”. La Tabla 3 muestra las restricciones usadas dentro del modelo base de simulación para cada uno de estos esquemas; los cuales se explicarán en más detalle en las secciones subsecuentes.

Los tres esquemas principales mencionados fueron ejecutados de dos formas diferentes cada uno: la primera forma fue produciendo e inyectando bajo dichos esquemas desde el inicio de la simulación, según sus restricciones respectivas en la Tabla 3, denominándose “esquemas sin producción en frío”. La segunda forma fue trabajar bajo las restricciones de cada esquema después de terminado un periodo de un año de producción en frío por toda la longitud del pozo, a una y presión

²⁵ ELLIOT. Op. cit., p. 2.

²⁶ OBALLA. Op. cit., p. 4.

de fondo también especificadas en la Tabla 3, denominándose “esquemas con producción en frío”. Este periodo sin inyección se realizó con el objeto de drenar una porción de crudo para depresionar el yacimiento, de tal forma que el vapor pudiese ser inyectado con mayor facilidad. Adicional se reducen costos de compresión y se ahorra en el consumo de energía para la inyección de vapor.

Finalmente para esta parte, se corrió un modelo únicamente con producción en frío por todo el pozo durante todos los 10 años de simulación, y un modelo bajo el esquema SW-SAGD sin packer incluido, para tener escenarios con los cuales fuese posible comparar los beneficios del packer en el pozo y de la inyección de vapor por medio del método SW-SAGD.

Tabla 3. Restricciones operacionales para los esquemas de producción-inyección.

		Producción en frío	SW-SAGD	EXTREME	CSS
Vapor	Calidad	-	0.8	0.8	0.8
	Temperatura, (°F)	-	467	503	467
	Presión, (psi)	-	500	700	500
Inyección	Presión máxima, BHP, (psi)	-	510	710	710
	Tasa máxima, STW, (bbl/día)	-	1250	2450	1880
Producción	Presión mínima, BHP, (psi)	73	73	73	73
	Tasa máxima, STL, (bbl/día)	1880	1880	3080	1880

Fuente: los autores

En la segunda parte del análisis, se evaluaron opciones de completamiento del pozo, las cuales se enfocaron por un lado en variar el largo de las secciones de inyección y producción, y por otro lado en observar el impacto sobre el recobro de hidrocarburos de la localización del pozo dentro del intervalo productor. La variación del largo de las secciones se hizo de dos maneras: en la primera, se alargó el packer de forma equidistante desde el centro del pozo a 200 ft y 300 ft de longitud; y en la segunda se aumentó la longitud de una de las dos secciones con respecto a la otra, manteniendo constante el largo original del packer de 100 ft y el largo total del pozo. En este último caso, siendo el primer valor la longitud del intervalo productor y el segundo la longitud del intervalo inyector, se probaron modelos de: [800 ft-1600 ft], [1100 ft-1300 ft], [1300 ft-1100 ft] y [1600 ft-800 ft].

En cuanto a la ubicación del pozo dentro del yacimiento, se modificó el modelo base de simulación subiendo verticalmente el pozo hasta la mitad del grid, para corroborar la observación de la compañía Ranger Oil de que de los pilotos de SW-SAGD perforados en Cactus Lake, Canadá, los pozos perforados más alto dentro del pay ofrecían un desempeño mayor que aquellos completados cerca a la base de la formación²⁷.

Como la canalización de vapor es uno de los fenómenos que más se necesita observar en este proyecto se siguió el criterio cualitativo para su medición, propuesto por Elliot y Kovscek²⁸, según el cual se comparan las tasas de inyección de vapor con las de producción de agua. Se espera que ambas tasas se igualen cuando se presenta el corto-circuito de vapor, ya que prácticamente lo que se inyecta al yacimiento es lo que se produce como agua por la tubería de producción.

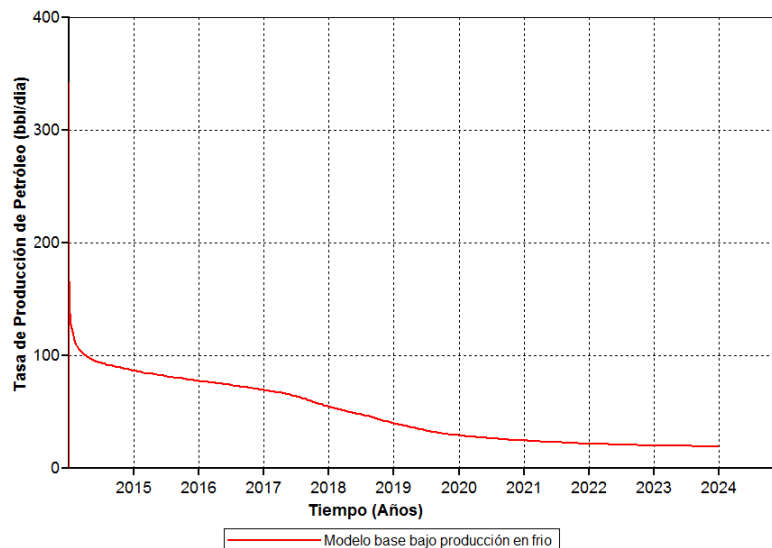
²⁷ SINGHAL, Ashok, *et al.* A Mechanistic Study of Single-Well Steam Assisted Gravity Drainage. SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, 3–5 Abril, 2000. SPE 59333.

²⁸ ELLIOT. Op. cit., p. 3.

3.1. MODELO BASE SÓLO CON PRODUCCIÓN EN FRÍO

Como se mencionó anteriormente, se corrió el modelo base de simulación únicamente bajo producción en frío a lo largo de toda la longitud del pozo, para obtener un escenario con el cual poder comparar el efecto de la inyección de vapor por medio del método SW-SAGD sobre el recobro de crudo pesado. Las restricciones de producción utilizados en este caso corresponden a las de la columna “producción en frío” en la Tabla 3. En la Figura 14 se muestra que la tasa de producción de crudo al inicio ronda los 170 bbl/día, sin embargo tras transcurrir un año el yacimiento se depresiona y la tasa cae a cerca de 87 bbl/día. Al cabo de 5 años, la producción baja a 40 bbl/día, y al final de 10 años se mantiene en alrededor de 20 bbl/día. La caída constante en la producción indica que el yacimiento por sí solo no cuenta con la suficiente energía propia para sostener una tasa de producción aceptable.

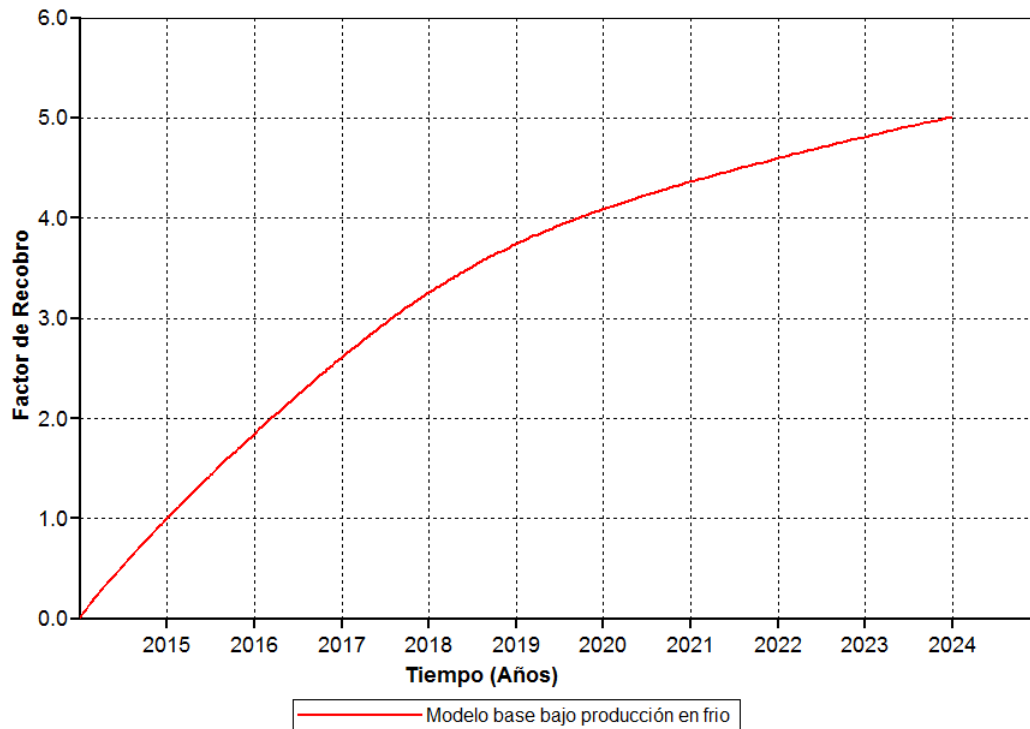
Figura 14. Producción de petróleo. Modelo base sólo con producción en frío.



Fuente: tomado de Computer Modelling Group – Results Graph 2014

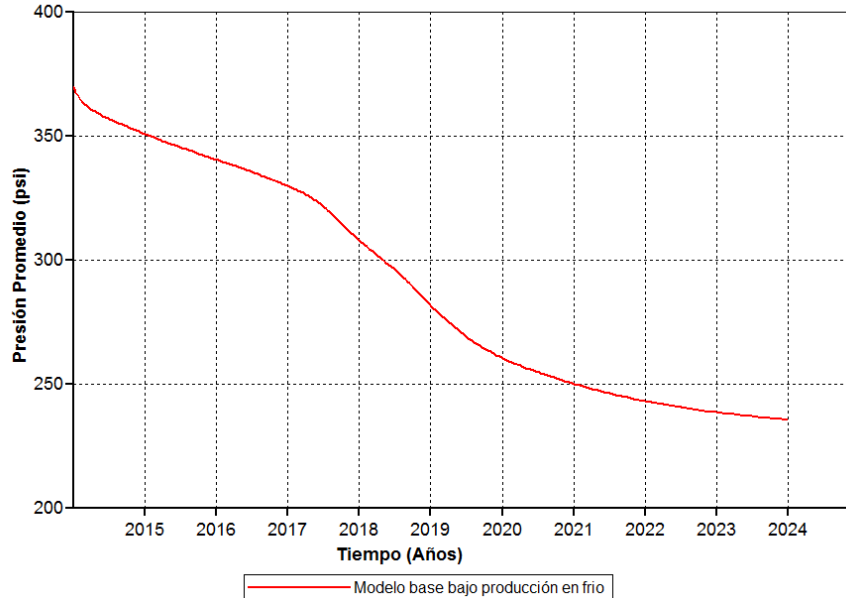
El factor de recobro al final de los 10 años de producción alcanza únicamente un 5% (Figura 15) y ya se evidencia un comportamiento con tendencia asintótica. En la Figura 16, la gráfica de presión promedio del yacimiento permite ver que este requiere no sólo disminuir la viscosidad del crudo para aumentar la producción, sino también establecer algún tipo de mantenimiento de presión que disminuya la tasa de depresionamiento. Los cambios de pendiente de la curva de presión promedio son un reflejo del movimiento de la onda de presión debido a la extracción de fluidos a lo largo de este, la cual va contactando diferentes límites de no flujo del yacimiento.

Figura 15. Factor de recobro. Modelo base sólo con producción en frío.



Fuente: tomado de Computer Modelling Group – Results Graph 2014

Figura 16. Presión promedio del yacimiento. Modelo base sólo con producción en frío.



Fuente: tomado de Computer Modelling Group – Results Graph 2014

3.2. ESQUEMA SW-SAGD (POZO SIN PACKER)

El “esquema SW-SAGD” consiste en la aplicación del método SW-SAGD convencional. Se inyecta continuamente vapor desde la punta de la tubería de inyección a una presión ligeramente mayor a la del yacimiento, y simultáneamente la tubería de producción en el talón genera el diferencial de presión por el cual se produce el crudo pesado. Las restricciones de producción-inyección utilizadas son las de la columna “SW-SAGD” de la Tabla 3. En este y en todos los esquemas, la tasa de producción se mantiene siempre mayor a la de inyección como mecanismo de contrapresión para evitar fracturar la formación. Esto significa también que los modelos están diseñados de tal forma que la presión del yacimiento siempre caiga.

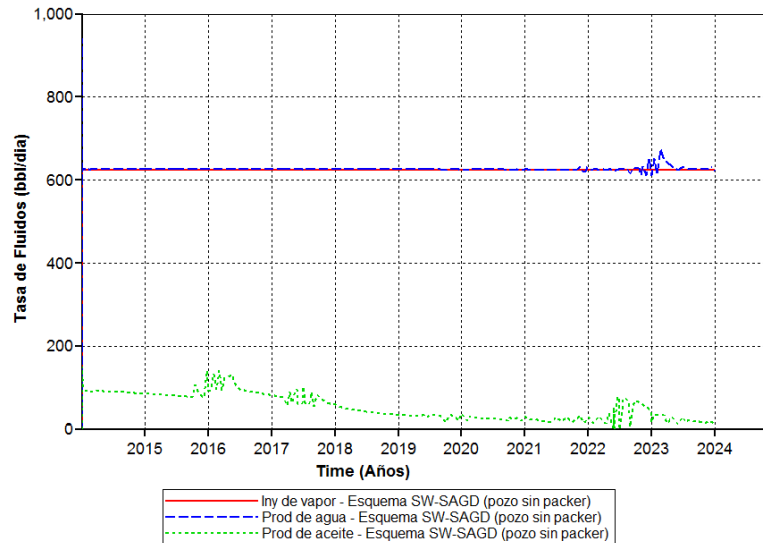
El modelo base de simulación cuenta con un packer que divide la sección productora de la sección inyectora, tal y como se ve en la Figura 13. Sin embargo, para poder evidenciar el impacto de este dispositivo sobre la producción en los modelos posteriores, se corrió un modelo adicional donde este fue removido, utilizando el esquema SW-SAGD “sin producción en frío”, así que la explotación del yacimiento se dio inmediatamente bajo las restricciones de la columna SW-SAGD en la Tabla 3 desde el inicio de la simulación. De esta manera el pozo era representativo de los primeros pozos de SW-SAGD utilizados, como los pilotos perforados por Ranger Oil en Cactus Lake, Canadá, en los cuales la tubería de inyección y la tubería de producción se encontraban conectadas por el espacio interno del liner ranurado²⁹.

La Figura 17 muestra que la tasa de inyección de vapor a lo largo de 10 años es prácticamente igual a la tasa de producción de agua. Como no hay separación entre la tubería de producción y de inyección, el vapor se canaliza rápidamente dentro del liner ranurado hacia la tubería de producción, evadiendo casi por completo el yacimiento. El vapor que logra entrar a la formación lo hace en un principio por la presión de inyección y el espacio dejado por la producción de aceite, pero a medida que este se calienta y fluye más fácilmente, la cámara se desarrolla más rápido. Como la presión del vapor en el anular es máxima en la punta de la tubería de inyección, y esta sección se calienta primero, la cámara crece con mayor velocidad en la punta que en el talón del pozo, por lo que adquiere una forma “triangular” como la vista en el perfil de temperatura en la Figura 18; la cual es similar a la descrita por Ashok Singhal, et al.³⁰ (Figura 7).

²⁹ FALK, Kelly, *et al.* A Review of Insulated Concentric Coiled Tubing Installations for Single Well, Steam Assisted Gravity Drainage. SPE/ICoTA North American Coiled Tubing Roundtable, Montgomery, Texas, 26-28 de Febrero, 1996. SPE 36333.

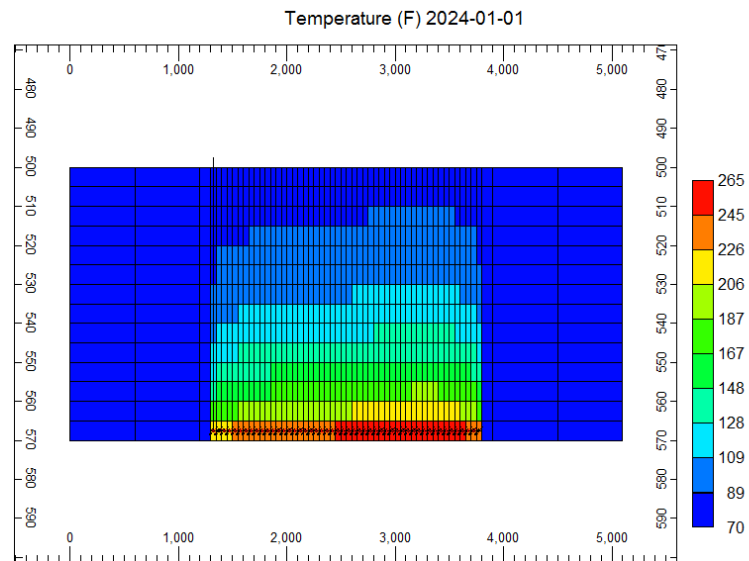
³⁰ SINGHAL. Op. cit., p. 5.

Figura 17. Inyección y producción de fluidos. Esquema SW-SAGD (pozo sin packer).



Fuente: tomado de Computer Modelling Group – Results Graph 2014

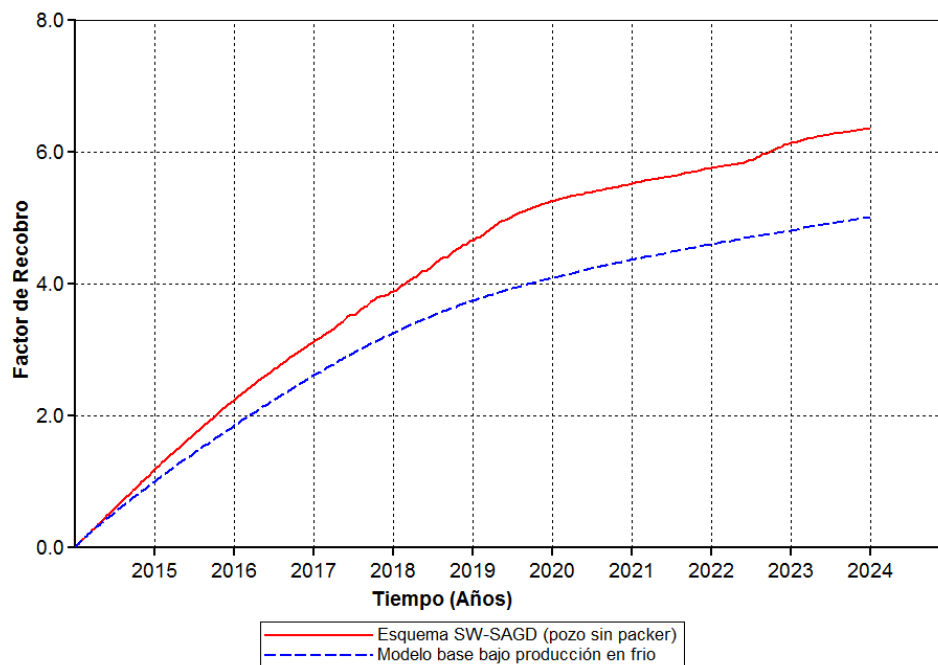
Figura 18. Perfil de temperatura. Esquema SW-SAGD (pozo sin packer).



Fuente: tomado de Computer Modelling Group – Results 3D 2014

La producción con este completamiento de pozo es muy baja ya que la mayoría del vapor que se inyecta es producido sin que ingrese al yacimiento; el factor de recobro al cabo de 10 años no sobrepasa el 6.5% (Figura 19), pero se puede evidenciar un recobro incremental con respecto al modelo solo bajo producción en frío, producto del calentamiento del yacimiento principalmente por conducción de calor hacia la vecindad del pozo.

Figura 19. Factor de recobro. Esquema SW-SAGD (pozo sin packer) y modelo base sólo con producción en frío.



Fuente: tomado de Computer Modelling Group – Results Graph 2014

3.3. ESQUEMA SW-SAGD (POZO CON PACKER)

Se utiliza de aquí en adelante el modelo base de simulación, ya que el pozo tiene integrado el packer que separa la sección de inyección de la sección de producción. El modelo sin el packer en la sección anterior es una alteración al modelo base de simulación y se mostró antes que este último para poder demostrar el impacto del packer en la producción de petróleo. Hay que resaltar que de aquí en adelante, todos los modelos evaluados poseen el packer integrado dentro del pozo, a menos que se señale lo contrario.

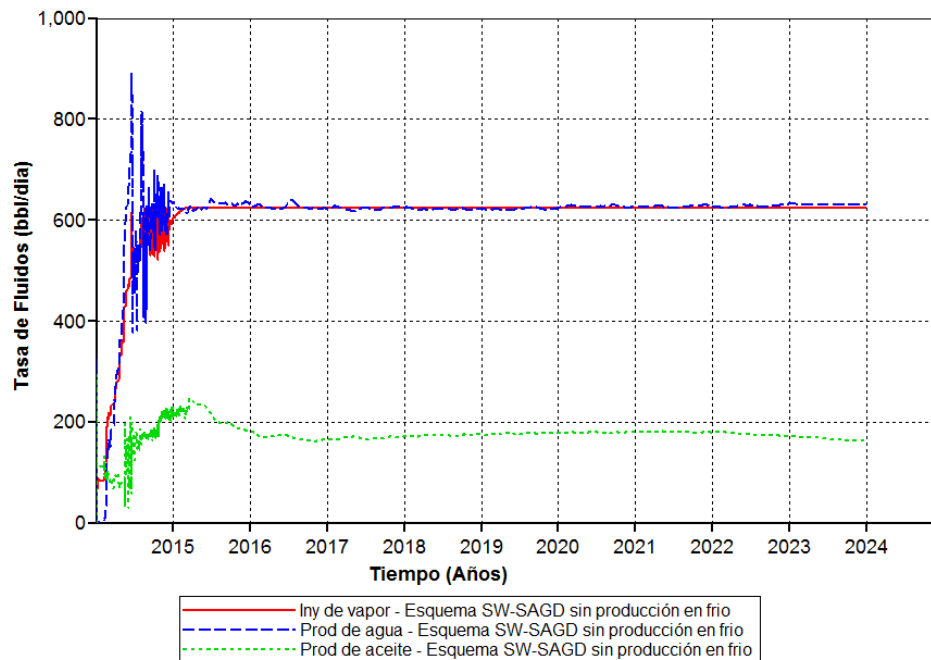
3.3.1. SW-SAGD sin producción en frío

Como se trata de un “esquema sin producción en frío”, la explotación del yacimiento se da inmediatamente bajo las restricciones del esquema SW-SAGD según la Tabla 3, desde el inicio de la simulación. La Figura 20 muestra las tasas de inyección y producción de fluidos resultantes para este modelo. En esta se puede ver que durante los primeros 85 días la inyección de vapor supera la producción de agua, por lo que no hay canalización. Esto se debe a que el crudo frío y viscoso del lado productor dificulta el paso directo hacia este lado del vapor que entra al yacimiento. Este periodo de inyección neta se da en todos los modelos con packer, y es crucial para iniciar la formación de una cámara de vapor dentro de la formación.

Posterior a este periodo, las tasas de inyección de vapor y producción de agua se hacen relativamente iguales, lo que significa que a pesar de que el packer impide la producción directa del vapor por el anular, la mayor parte de este se canaliza rápidamente hacia la sección productora a través de la formación, después de un tiempo. Sin embargo, una cantidad de vapor queda en el yacimiento y ocupa el espacio del crudo producido, con lo que la cámara de vapor comienza a propagarse. Con el packer, la tasa de producción de crudo se mantiene en alrededor de 180 bbl/día durante la casi toda la simulación, lo que aumenta considerablemente el

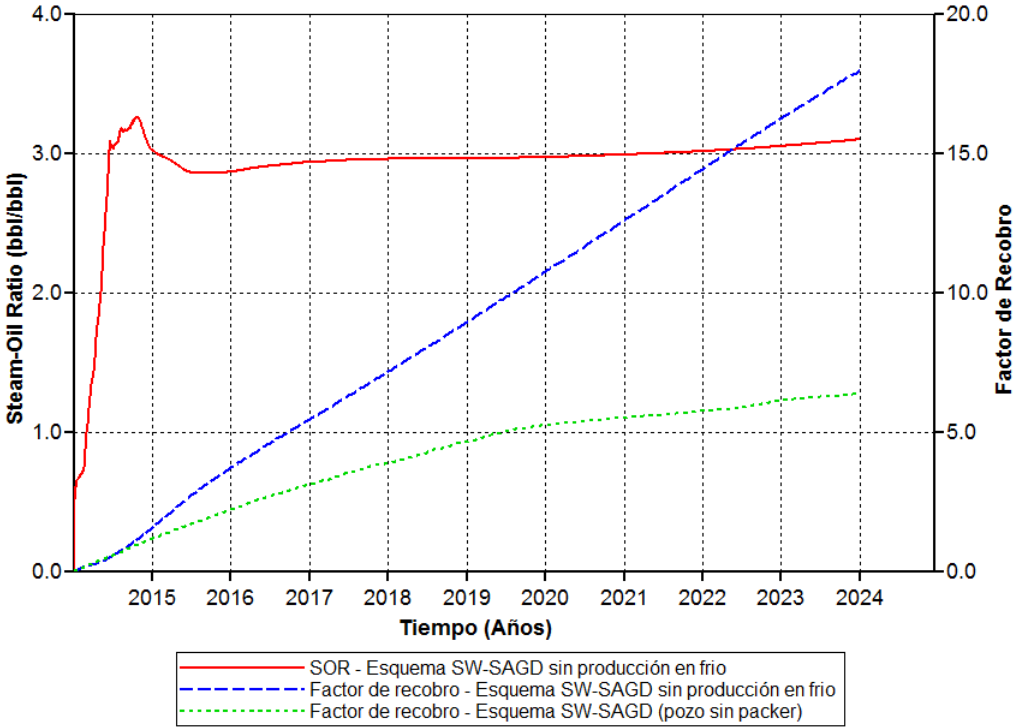
factor de recobro (Figura 21) alcanzando un 18% finalizados 10 años de producción, casi triplicando el recobro final de hidrocarburos en comparación con el pozo sin packer. Además, este no muestra un comportamiento asintótico, lo que significa que la inyección realiza un ligero mantenimiento de presión que prolonga la explotación del intervalo productor. Por otro lado la relación vapor-aceite nunca supera un valor de 3.3, el cual es aceptable para un proceso térmico.

Figura 20. Inyección y producción de fluidos. Esquema SW-SAGD sin producción en frío.



Fuente: tomado de Computer Modelling Group – Results Graph 2014

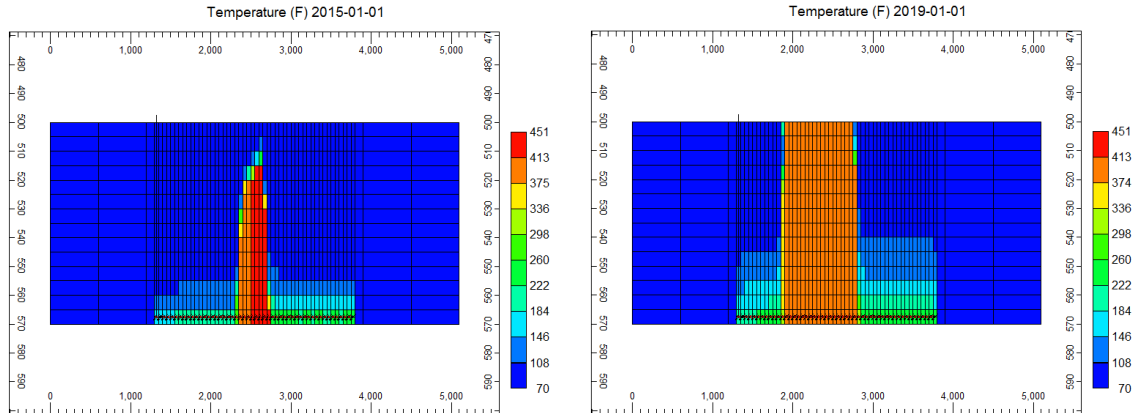
Figura 21. SOR y factor de recobro. Esquema SW-SAGD sin producción en frío y esquema SW-SAGD (pozo sin packer).



Fuente: tomado de Computer Modelling Group – Results Graph 2014

La razón de este aumento en la producción se ve en que contrario al perfil de temperatura del pozo trabajando sin packer, el perfil de temperatura después de un año y 5 años de producción para el modelo con el dispositivo (Figura 22) muestra la formación de una gran cámara de vapor dentro del yacimiento y un calentamiento significativo de este más allá del pozo, que estimula muchas más reservas de petróleo, y permite un mejor mantenimiento de presión.

Figura 22. Perfil de temperatura (1 y 5 años respectivamente). Esquema SW-SAGD sin producción en frío.



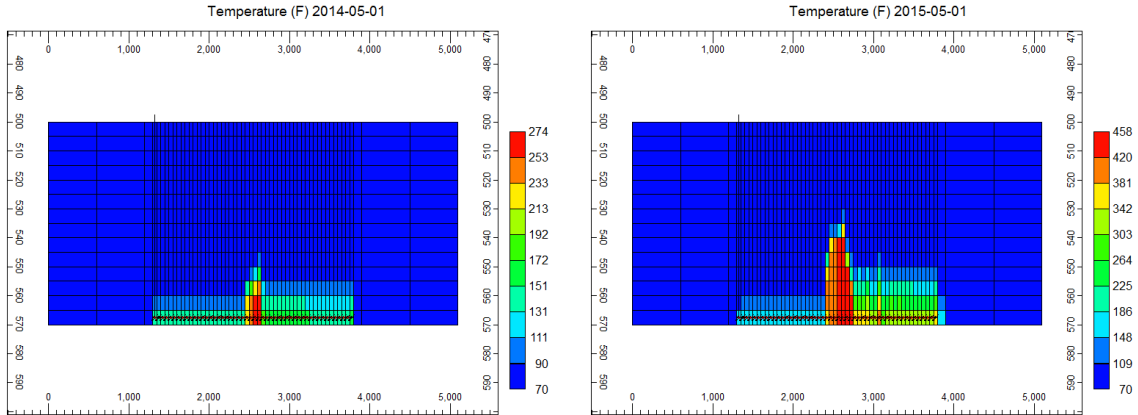
Fuente: tomado de Computer Modelling Group – Results 3D 2014

La Figura 22, muestra que la cámara de vapor crece y se desplaza desde la mitad del pozo hacia el intervalo productor, debido al diferencial de presión entre ambos intervalos, por lo que son las reservas de crudo encima de este las que son más estimuladas por el vapor, mientras que las del intervalo inyector son escasamente contactadas.

3.3.2. SW-SAGD con producción en frío

El pozo comienza produciendo en frío por toda su extensión durante un año después del cual la tubería de producción y la tubería de inyección trabajan bajo las restricciones del esquema SW-SAGD en la Tabla 3. La Figura 23 muestra una comparación del perfil de temperatura entre el esquema sin producción en frío y el esquema con producción en frío a los 120 días después de iniciada la inyección de vapor.

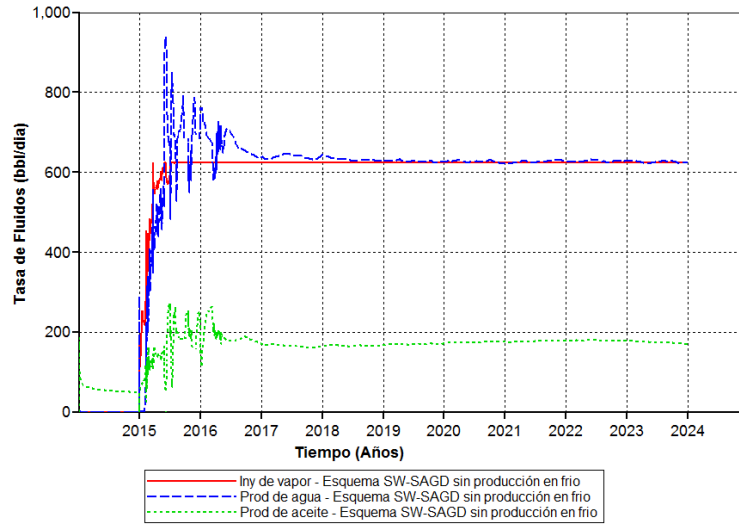
Figura 23. Perfil de temperatura. Esquema SW-SAGD sin producción en frío (120 días), y esquema SW-SAGD con producción en frío (485 días), respectivamente.



Fuente: tomado de Computer Modelling Group – Results 3D 2014

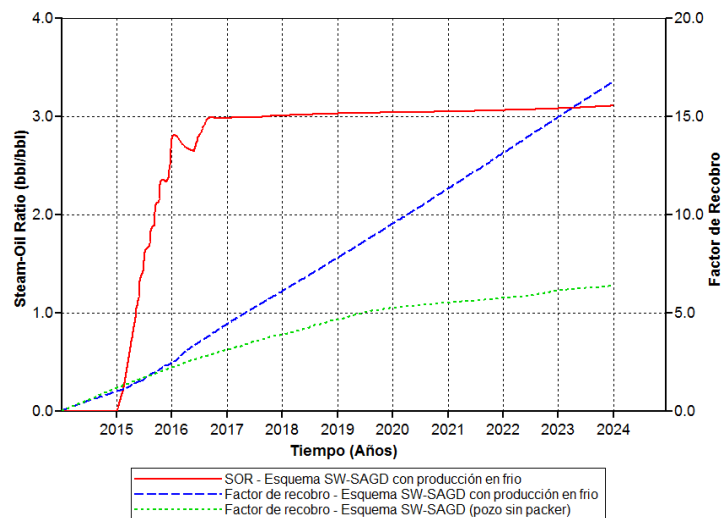
Es evidente que el periodo en frío facilita la propagación de la cámara de vapor. Sin embargo, en la Figura 24 se puede notar que aunque la tasa de producción después del periodo en frío es relativamente igual a la del esquema sin este, durante el periodo sin inyección la tasa no supera los 65 bbl/día, y esto tiene un efecto negativo sobre la producción total de petróleo al cabo de 10 años, cuyo factor de recobro (Figura 25) alcanza solamente un 17%, en comparación al 18% obtenido aplicando el esquema SW-SAGD desde el inicio de la simulación. Numéricamente la diferencia no es mucha, y queda evidenciada una estimulación de la cámara de vapor debido al periodo en frío; una optimización de este periodo podría abarcar resultados positivos incluso por encima del SW-SAGD desde el inicio, sin embargo esta investigación está por fuera de la cobertura de este proyecto.

Figura 24. Inyección y producción de fluidos. Esquema SW-SAGD con producción en frío.



Fuente: tomado de Computer Modelling Group – Results Graph 2014

Figura 25. SOR y factor de recobro. Esquema SW-SAGD con producción en frío y esquema SW-SAGD (pozo sin packer).



Fuente: tomado de Computer Modelling Group – Results Graph 2014

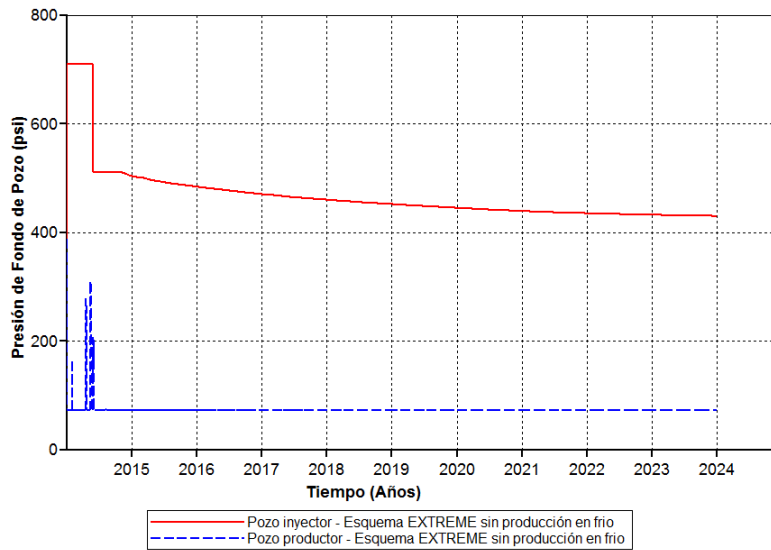
3.4. ESQUEMA EXTREME

El “esquema EXTREME” consiste en inicialmente aumentar la tasa de inyección de vapor por el intervalo inyector, y la tasa de producción de líquidos por el intervalo productor durante 150 días, de acuerdo a las restricciones de la columna “EXTREME” de la Tabla 3, de tal forma que se inyecte a un diferencial de presión cercano a la presión de fractura de la roca, con el propósito de forzar vapor dentro del yacimiento y acelerar la formación de la cámara de vapor. Una vez se terminan los 150 días de alta presión, el pozo trabaja usando las mismas restricciones correspondientes al esquema SW-SAGD hasta el final de la simulación.

3.4.1. EXTREME sin producción en frío

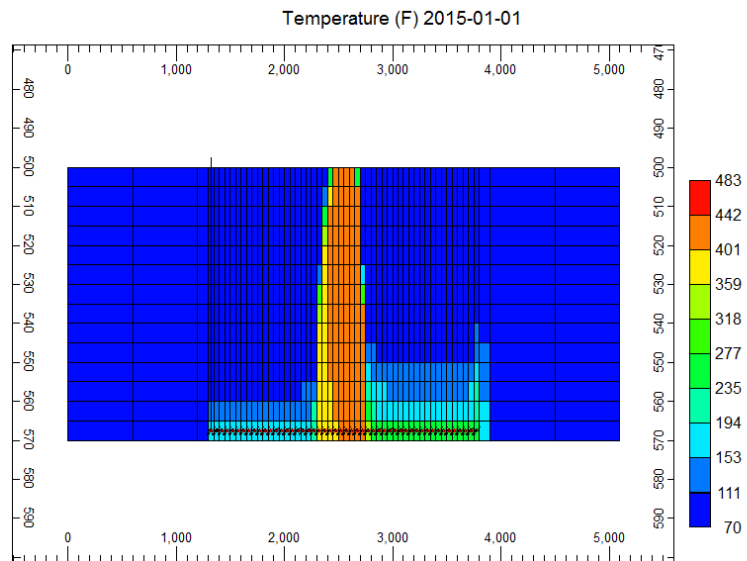
La Figura 26 muestra la presión de fondo de pozo para las tuberías de inyección y producción. Durante la etapa EXTREME existe un diferencial de presión de cerca de 627 psi entre los intervalos. Inmediatamente después de este periodo, la presión de inyección se baja a los 500 psi del esquema SW-SAGD. En el perfil de temperatura del yacimiento tras un año de producción (Figura 27) se ve que la cámara de vapor contacta una mayor cantidad del yacimiento que el modelo base con el esquema SW-SAGD en el mismo tiempo, incluyendo también una mayor porción de la formación encima del intervalo inyector del pozo.

Figura 26. Presión de fondo de pozo. Esquema EXTREME sin producción en frío



Fuente: tomado de Computer Modelling Group – Results Graph 2014

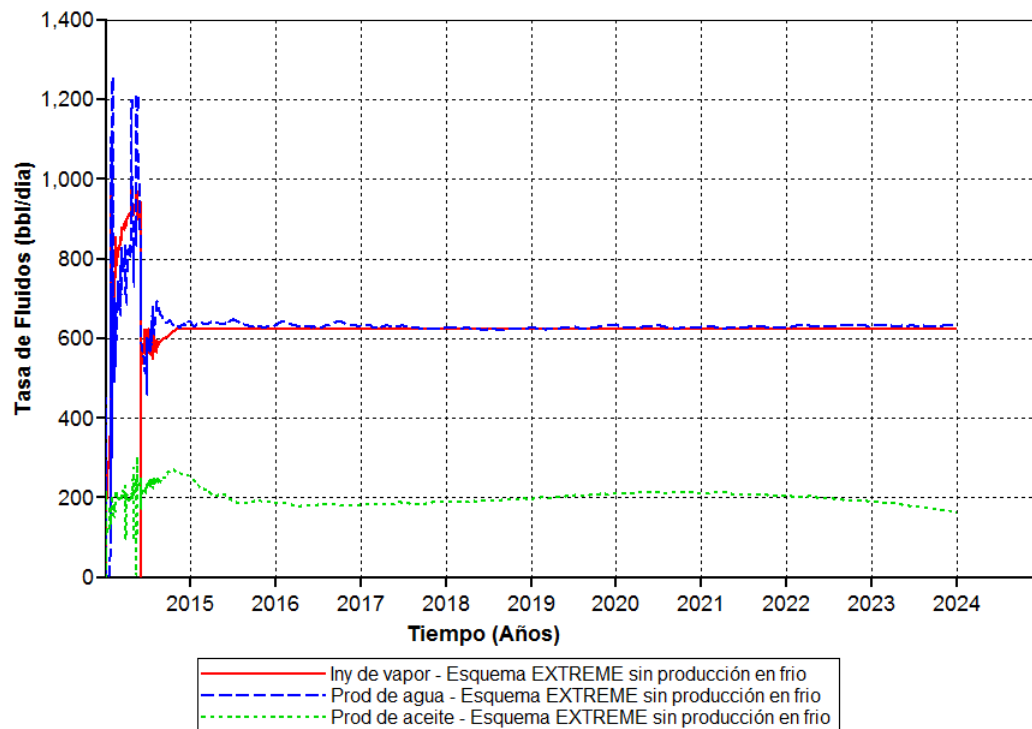
Figura 27. Perfil de temperatura (1 año). Esquema EXTREME sin producción en frío.



Fuente: tomado de Computer Modelling Group – Results 3D 2014

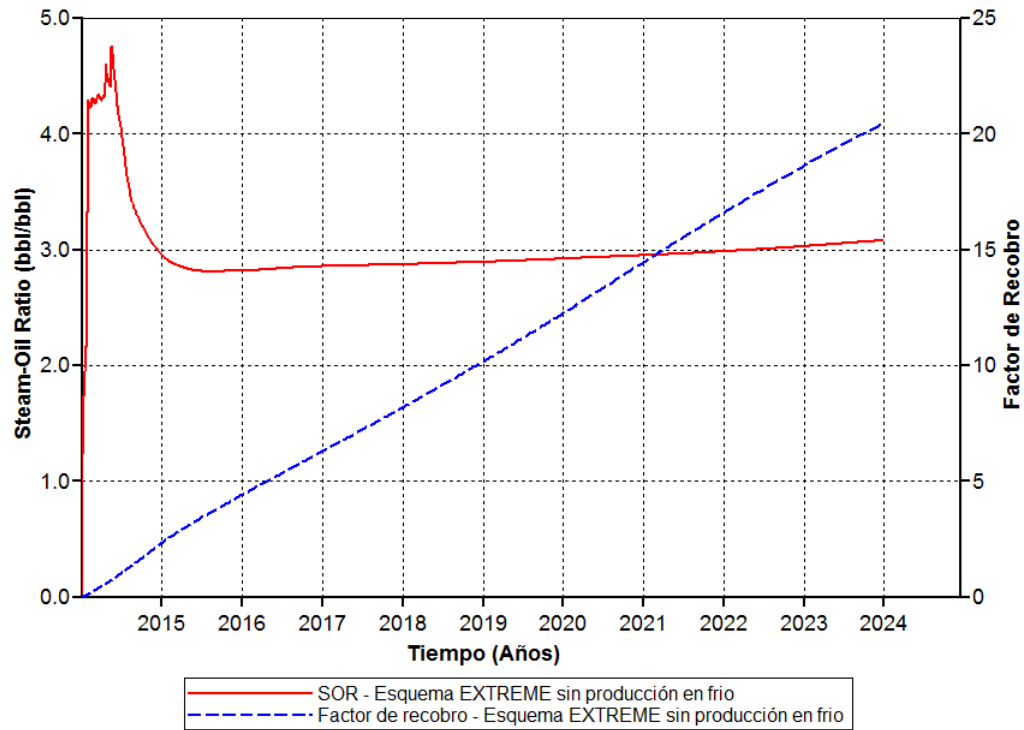
Bajo este esquema de producción la tasa de inyección de vapor aún iguala la de producción de agua (Figura 28), así que no hay mejora en controlar la canalización de vapor. Sin embargo, la tasa de producción de aceite sube más rápido en comparación con la Figura 20, alcanzando cerca de 200 bbl/día, con lo que el recobro final de hidrocarburos aumenta a 20% (Figura 29), manteniéndose un SOR debajo de 5.

Figura 28. Inyección y producción de fluidos. Esquema EXTREME sin producción en frío.



Fuente: tomado de Computer Modelling Group – Results Graph 2014

Figura 29. SOR y factor de recobro. Esquema EXTREME sin producción en frío.



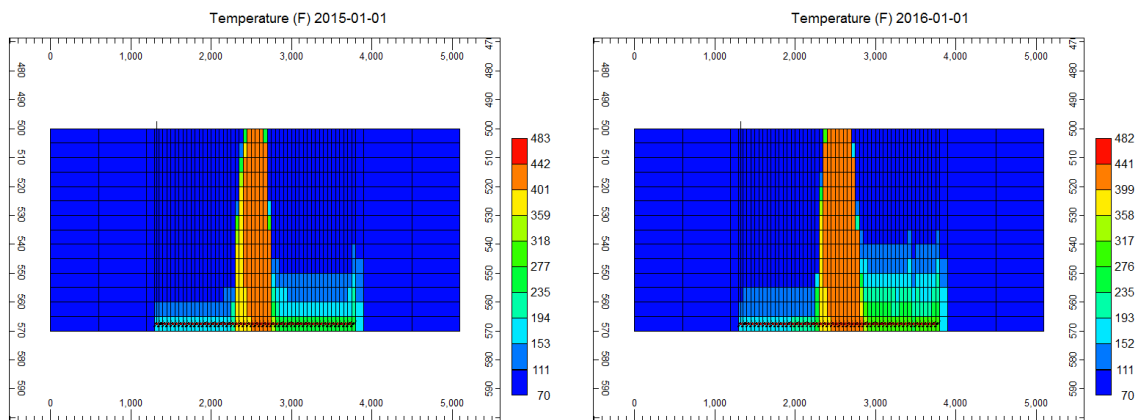
Fuente: tomado de Computer Modelling Group – Results Graph 2014

3.4.2. EXTREME con producción en frío

Al igual que con el esquema SW-SAGD, se corrió un periodo de un año de producción en frío por toda la longitud del pozo antes de iniciar el esquema EXTREME. Los resultados finales del proceso fueron similares a los obtenidos con el esquema SW-SAGD con producción en frío. En la Figura 30 se compara el perfil de temperatura del esquema EXTREME sin producción en frío a un año y el perfil del mismo pero con producción en frío, a 2 años. A igual que con el esquema SW-SAGD, el periodo sin inyección de vapor no tiene un efecto significativo sobre la cámara de vapor aunque si es notable un cierto grado de crecimiento.

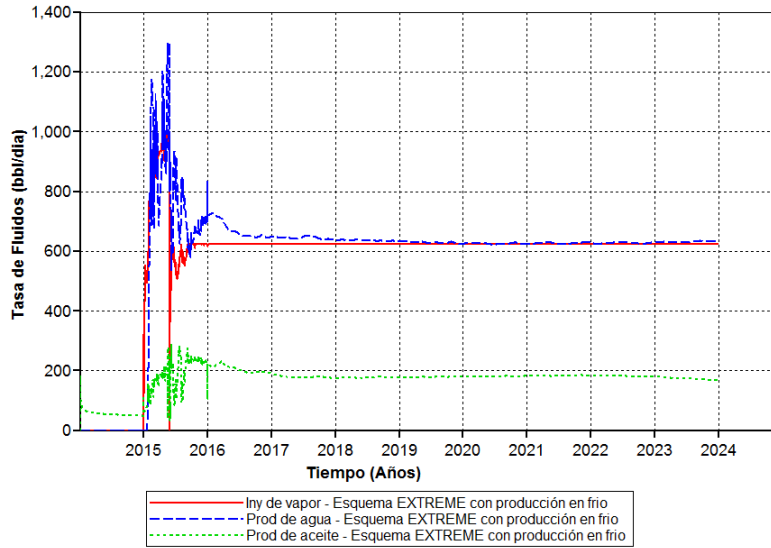
En la gráfica de las tasas de producción en inyección de fluidos (Figura 31) se aprecia que la tasa de aceite bajo este esquema se estabiliza por debajo de la de su contraparte sin producción en frío, alcanzando sólo alrededor de 180 bbl/día. El periodo en frío nuevamente no aporta una gran cantidad de crudo a la producción total, con lo que el factor de recobro (Figura 32) cae por debajo del de la Figura 29, alcanzando un máximo de 18%. El SOR alcanza un tope menor al del esquema sin producción en frío, pero se estabiliza a un valor más alto durante el resto de los 10 años de simulación. La canalización de agua se puede evidenciar igualmente a tiempos posteriores en la simulación, sin aparente mejora con respecto a los modelos anteriores.

Figura 30. Perfil de temperatura. Esquema EXTREME sin producción en frío (1 año), y esquema EXTREME con producción en frío (2 años), respectivamente.



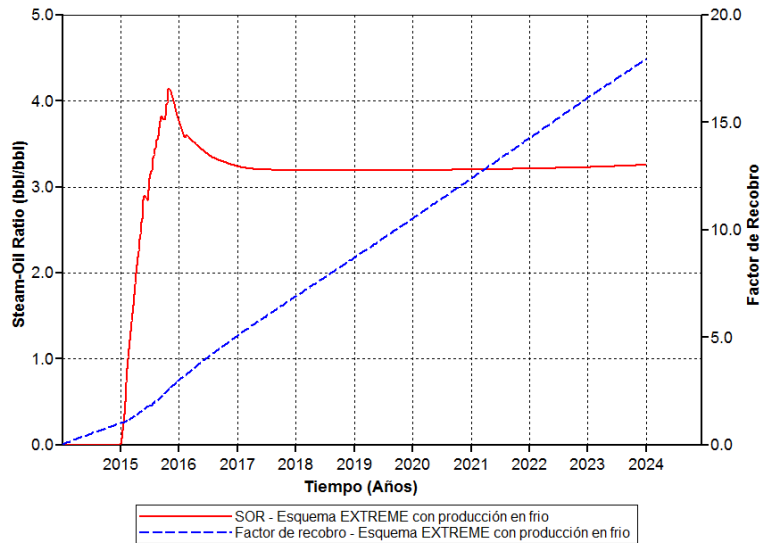
Fuente: tomado de Computer Modelling Group – Results 3D 2014

Figura 31. Inyección y producción de fluidos. Esquema EXTREME con producción en frío.



Fuente: tomado de Computer Modelling Group – Results Graph 2014

Figura 32. SOR y factor de recobro. Esquema EXTREME con producción en frío.

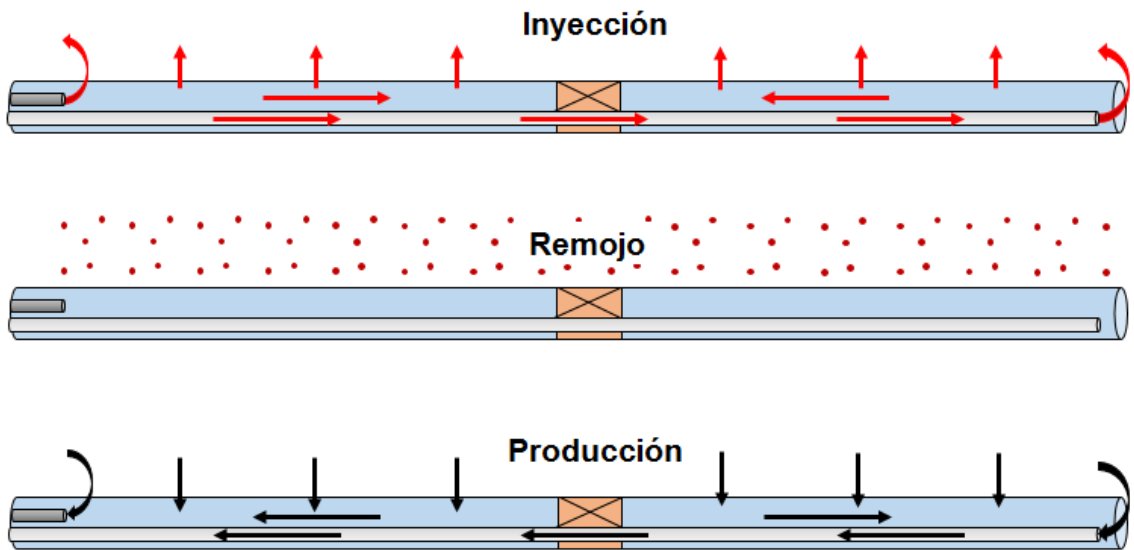


Fuente: tomado de Computer Modelling Group – Results Graph 2014

3.5. ESQUEMA CSS

El “esquema CSS” consiste en realizar una estimulación cíclica con vapor (CSS) bajo las restricciones de la columna “CSS” de la Tabla 3, con el objetivo de precalentar el yacimiento y drenar una porción de crudo para depresionarlo, de tal forma que el vapor pueda ser inyectado con mayor facilidad, acelerándose la formación de la cámara de vapor. Una vez termina este periodo de estimulación, el pozo se configura para continuar trabajando bajo las restricciones del esquema SW-SAGD. Se realizan un total de tres ciclos durante la CSS, que consisten cada uno en 10 días de inyección, 5 de remojo y 80 de producción cada uno, en donde se produce y se inyecta alternadamente por toda la extensión del pozo. Una representación de estos ciclos se puede ver en la Figura 33.

Figura 33. Ciclos de estimulación cíclica con vapor durante el esquema CSS.



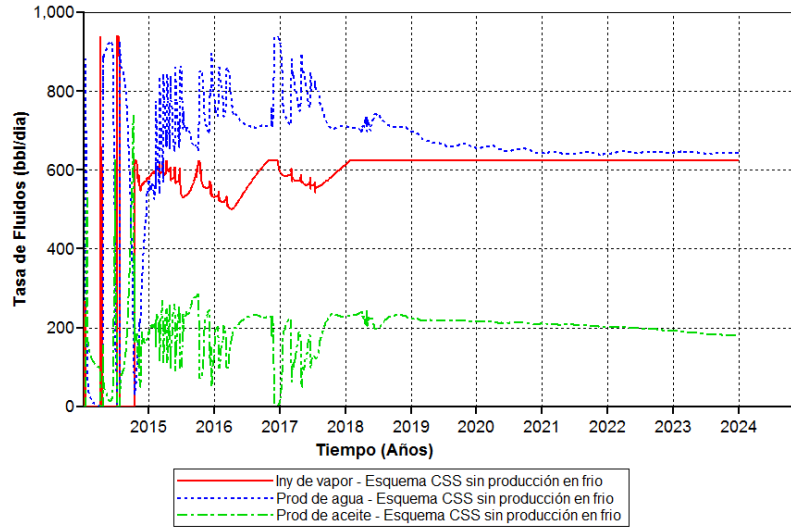
Fuente: los autores

3.5.1. CSS sin producción en frío

La gráfica de inyección y producción en la Figura 34 muestra que una vez termina la cíclica, la tasa de producción de agua supera considerablemente a la de inyección de vapor, mientras que de la crudo es inestable. Esto se debe a que el pozo debe producir el vapor condensado inyectado durante el último ciclo de la CSS, además del vapor que se inyecta durante el esquema SW-SAGD, ocasionando oscilaciones fuertes en las tasas de producción de agua e hidrocarburos debido a las permeabilidades relativas entre estos. Una vez el “exceso” de agua es retirado de la formación, las tasa de inyección de vapor y producción de agua se igualan, indicando canalización del vapor. Simultáneamente, la tasa de petróleo se estabiliza y supera los 200 bbl/día antes de empezar a caer al final de los 10 años. El resultado, mostrado en la Figura 35, es que el factor de recobro obtenido por este método es el más alto de todos: 21%, con un SOR que a su vez se mantiene debajo de 4, por lo que esta estrategia de producción se hace muy atractiva.

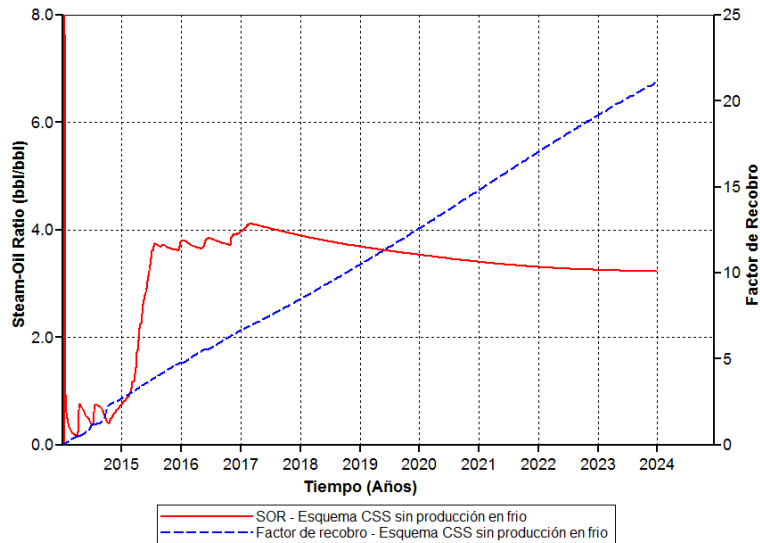
La Figura 36 muestra el perfil de temperatura en el yacimiento al cabo de un año de producción, donde el pozo ya produce bajo las restricciones del esquema SW-SAGD. La cámara de vapor en este escenario de producción-inyección no es tan alta comparada con los modelos anteriores, sin embargo se puede notar que la formación por encima de la sección de inyección es calentada en mayor proporción, a lo que se atribuye el aumento en el factor de recobro. La CSS previa a la inyección y producción continua y simultánea, permite acondicionar la vecindad del pozo para la inyección de vapor de forma más eficaz que los esquemas anteriores.

Figura 34. Inyección y producción de fluidos. Esquema CSS sin producción en frío.



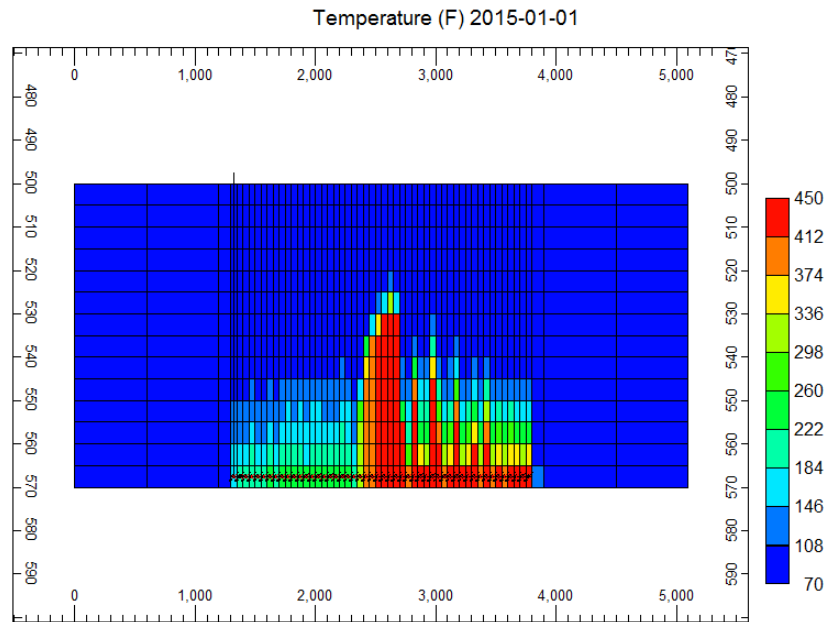
Fuente: tomado de Computer Modelling Group – Results Graph 2014

Figura 35. SOR y factor de recobro. Esquema CSS sin producción en frío.



Fuente: tomado de Computer Modelling Group – Results Graph 2014

Figura 36. Perfil de temperatura (1 año). Esquema CSS sin producción en frío.



Fuente: tomado de Computer Modelling Group – Results 3D 2014

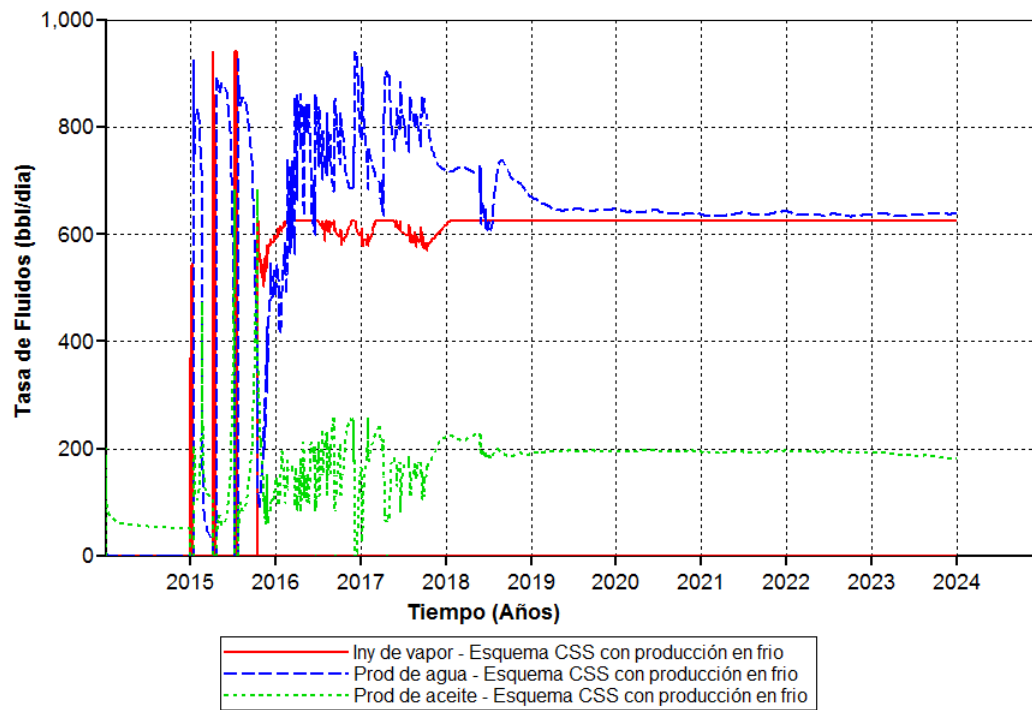
3.5.2. CSS con producción en frío

En este modelo, el periodo en frío igualmente tiene efectos negativos sobre la producción de petróleo. Después de la producción del exceso de agua del último ciclo de CSS, las tasas de inyección de vapor y producción de agua se igualan nuevamente después de un tiempo (Figura 37). La tasa de crudo supera los 200 bbl/día antes de empezar a caer, sin embargo el factor de recobro final (Figura 38) es menor debido a la escasa producción durante el periodo en frío, alcanzando únicamente un total de 18.7%. Además el SOR se mantiene muy alto durante toda la producción, alcanzando incluso un valor de 7 durante casi 200 días.

En la Figura 39 se compara el perfil de temperatura del esquema CSS sin producción en frío a un año de producción, con el esquema CSS con producción en

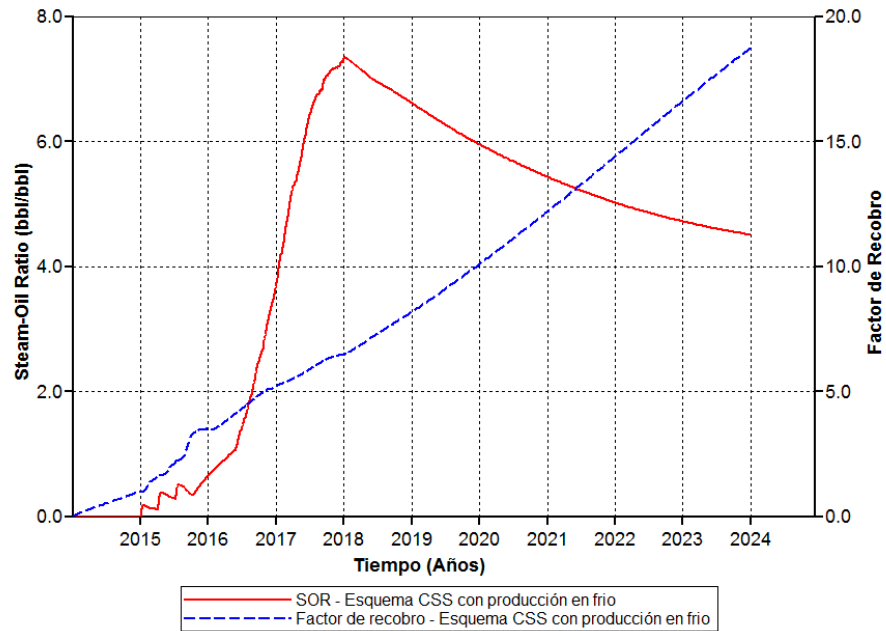
frío a un año después de haber terminado el periodo sin inyección de vapor; es notable un cierto grado de crecimiento respecto al CSS desde el principio, sin embargo no es suficiente para que se considere una mejora con este escenario de explotación.

Figura 37. Inyección y producción de fluidos. Esquema CSS con producción en frío.



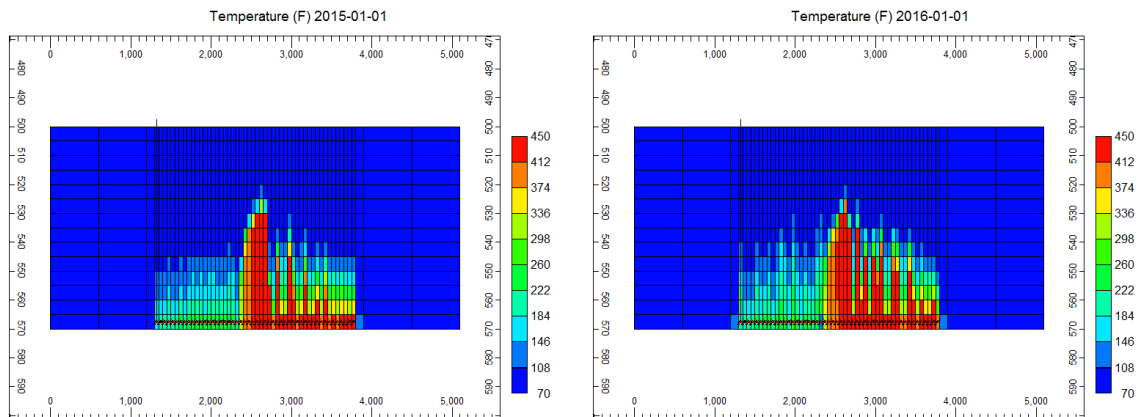
Fuente: tomado de Computer Modelling Group – Results Graph 2014

Figura 38. SOR y factor de recobro. Esquema CSS con producción en frío.



Fuente: tomado de Computer Modelling Group – Results Graph 2014

Figura 39. Perfil de temperatura. Esquema CSS sin producción en frío (1 año), y esquema CSS con producción en frío (2 años), respectivamente.



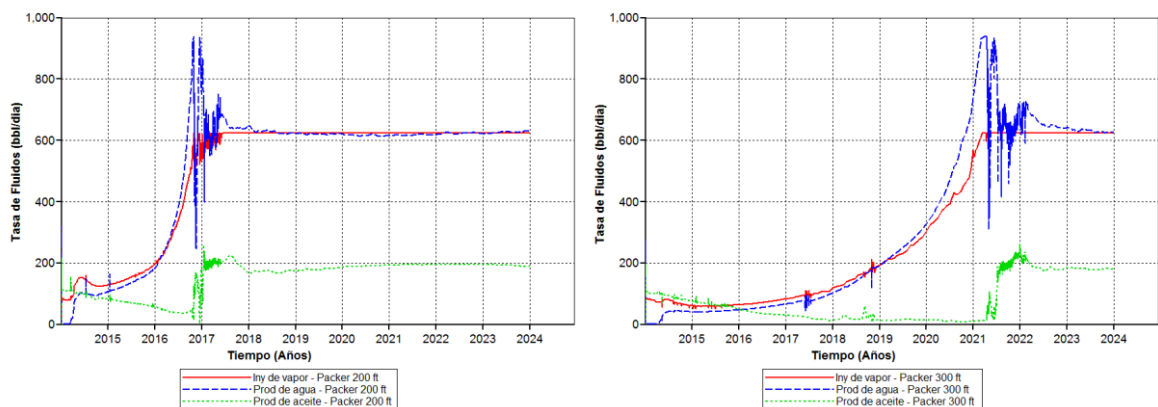
Fuente: tomado de Computer Modelling Group – Results 3D 2014

3.6. EXTENSIÓN DEL PACKER

La longitud del packer del modelo base bajo el esquema SW-SAGD sin producción en frío fue modificada para determinar el efecto de la distancia entre las secciones productora e inyectora sobre la producción de crudo, y como un intento para reducir la canalización del vapor. Para esto, el packer fue alargado a 200 ft y 300 ft, de tal forma que el largo de la sección de inyección y la sección de producción fuese el mismo, sin variar el largo total del pozo.

La Figura 40 muestra las tasas de producción e inyección de fluidos obtenidas tras 10 años de producción para un packer de 200 ft y 300 ft. Al inicio la tasa de inyección de vapor se mantiene mayor a la de producción de agua, ya que el aumento en la distancia entre las secciones del pozo retrasa la llegada del vapor al intervalo productor, con lo que le toma más tiempo al vapor canalizarse hacia este, sin embargo esto también retrasa el calentamiento del crudo sobre este intervalo, por lo que la producción se realiza en frío hasta que el vapor llega y aumenta el recobro súbitamente.

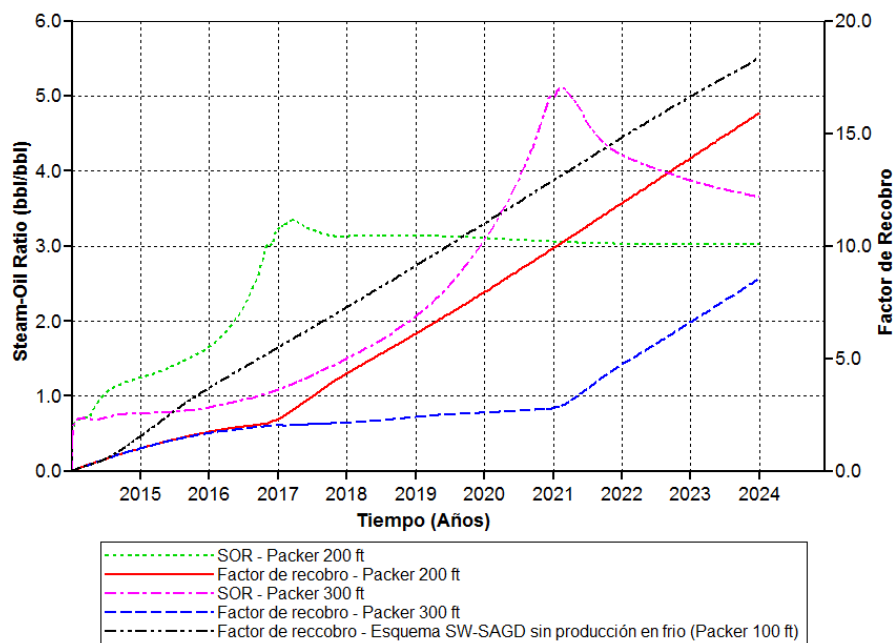
Figura 40. Inyección y producción de fluidos. Packer de 200 ft y 300 ft respectivamente.



Fuente: tomado de Computer Modelling Group – Results Graph 2014

Se observa en la Figura 41 que mientras mayor es el espaciamiento, mayor es el retraso en la estimulación del yacimiento y menor es el recobro, acompañado con un mayor SOR. Una vez llega el vapor a la sección productora las tasas de inyección de vapor y producción de agua se igualan como en todos los modelos anteriores, por lo aumentar el largo del packer para evitar este problema no es una estrategia efectiva ni técnica ni económicamente.

Figura 41. SOR y factor de recobro. Packer de 100 ft, 200 ft y 300 ft.



Fuente: tomado de Computer Modelling Group – Results Graph 2014

3.7. EXTENSIÓN DE LOS INTERVALOS PRODUCTORES E INYECTORES

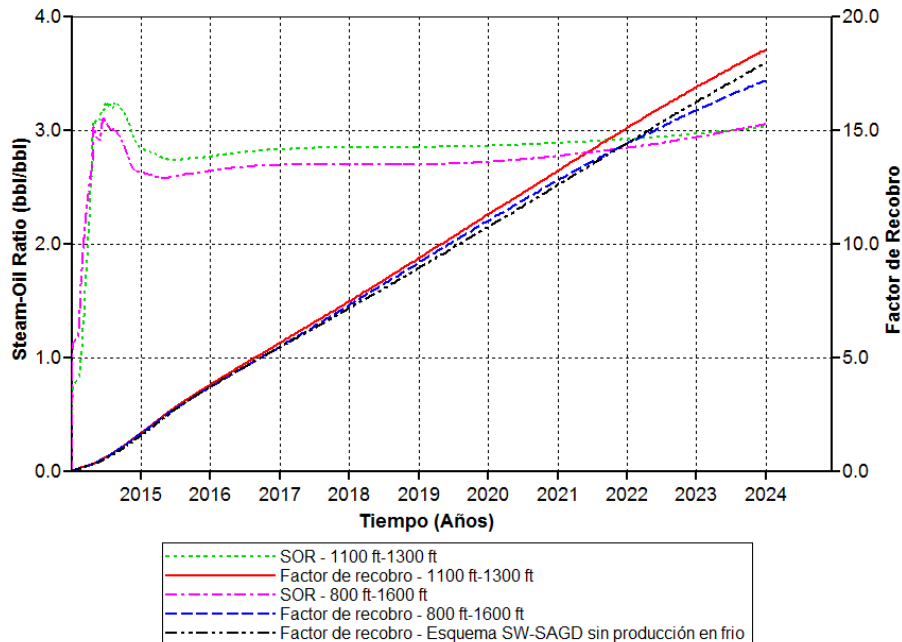
La extensión de los intervalos productores e inyectores fue variada manteniendo constante la longitud del pozo y la longitud original del packer (100 ft), usando el

esquema SW-SAGD sin producción en frío. Se desarrollaron modelos alargando tanto la longitud disponible para producción, como la longitud disponible para inyección. Siendo el primer valor la longitud del intervalo productor y el segundo la longitud del intervalo inyector, se probaron modelos de: [800 ft-1600 ft], [1100 ft-1300 ft], [1300 ft-1100 ft] y [1600 ft-800 ft].

Al alargar el intervalo inyector según el modelo de [1100 ft-1300 ft] se experimenta un leve aumento en el factor de recobro. Sin embargo, al seguir incrementando el largo hasta el del modelo de [800 ft-1600 ft], el factor de recobro cae hasta llegar por debajo del esquema SW-SAGD sin producción en frío bajo el completamiento original del modelo base (Figura 42). Esto probablemente se debe a que al aumentar el largo del intervalo inyector, geoméricamente se disminuyen las reservas de crudo encima del intervalo productor, por lo que es menor la cantidad de crudo contactado y movilizado por la cámara que se desarrolla preferencialmente sobre ese intervalo. En otras palabras, un ligero aumento en el largo del lado inyector favorece la inyección de calor mejorando el recobro, pero si este se continúa incrementando la producción cae por pérdida de longitud productora efectiva del pozo y pérdida de reservas de crudo contactadas por el vapor.

Por otro lado, incrementar la longitud disponible para producción al modelo de [1300 ft-1100 ft] aumenta ligeramente el recobro al aumentar la cantidad de reservas que contacta la cámara de vapor que se desarrolla sobre el intervalo productor (Figura 43). Sin embargo, seguir aumentando la longitud de esta sección al modelo de [1600 ft-800 ft] comienza a generar unas curvas de factor de recobro y SOR en las que se evidencia pérdida de producción. Se observa en la Figura 41 que mientras mayor es el espaciamiento, mayor es el retraso en la estimulación del yacimiento y menor es el recobro, acompañado con un mayor SOR.

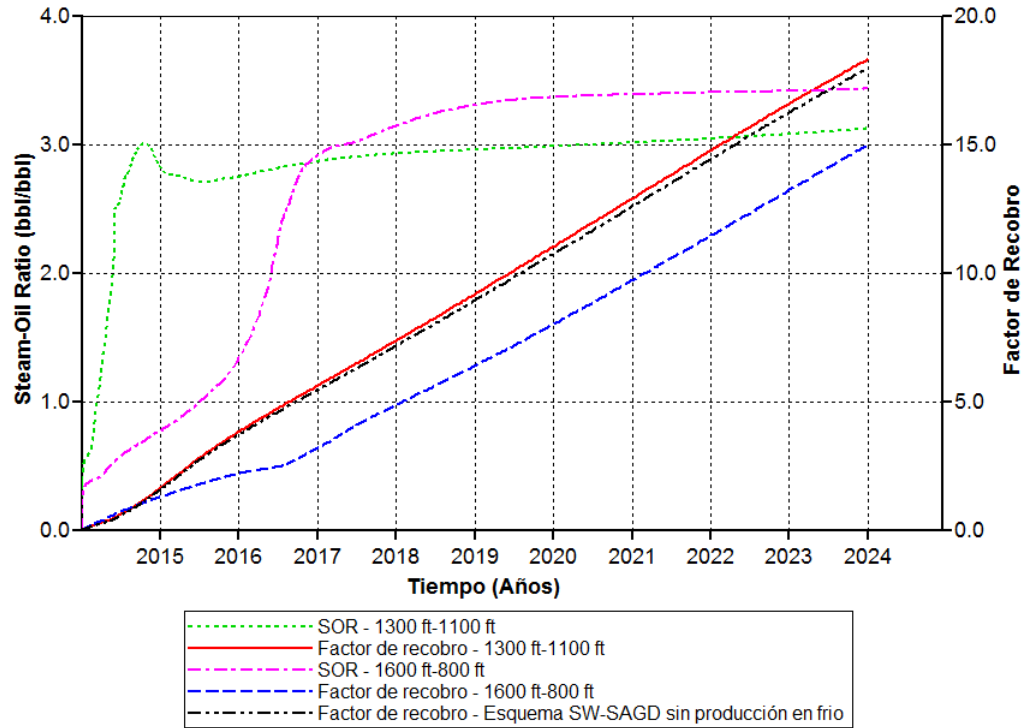
Figura 42. SOR y factor de recobro. Modelo de [1100 ft-1300 ft], [800 ft-1600 ft] y esquema SW-SAGD sin producción en frío.



Fuente: tomado de Computer Modelling Group – Results Graph 2014

Una vez llega el vapor a la sección productora las tasas de inyección de vapor y producción de agua se igualan como en todos los modelos anteriores, por lo aumentar el largo del packer para evitar este problema no es una estrategia efectiva ni técnica ni económicamente. Por otro lado, al aumentar el largo de la sección productora mayor es el tiempo que le toma al vapor calentar el crudo encima de esta, y más lenta es la estimulación del yacimiento. La combinación de ambos factores genera entonces un efecto similar al de aumentar el largo del packer, donde en un principio el yacimiento en realidad produce en frío hasta que el vapor avanza lo suficiente para que se dé un verdadero aumento en el recobro de hidrocarburos.

Figura 43. SOR y factor de recobro. Modelo de [1300 ft-1100 ft] y [1600 ft-800 ft] y esquema SW-SAGD sin producción en frío.



Fuente: tomado de Computer Modelling Group – Results Graph 2014

3.8. UBICACIÓN DEL POZO DENTRO DEL INTERVALO PRODUCTOR

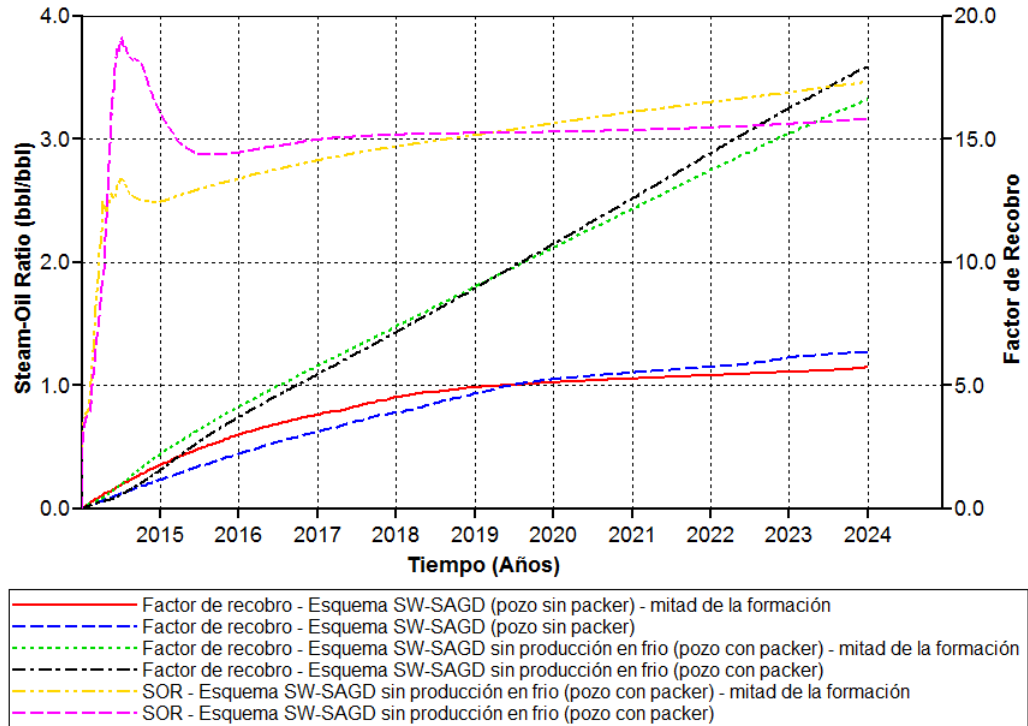
Ranger Oil afirmó que de los pilotos de SW-SAGD perforados en Cactus Lake, Canadá, los pozos perforados más alto dentro del intervalo productor ofrecían un desempeño mayor que aquellos completados cerca a la base de la formación⁴. Sin embargo, dichos pozos no contaban con un packer que diferenciara entre una sección productora y una sección inyectora⁵. El modelo base sin packer y el modelo base con packer fueron modificados de tal forma que los pozos fueran completados más arriba de la base del yacimiento, cercanos a la mitad de este, para ver el

desempeño del SW-SAGD en función de su ubicación dentro de las arenas productoras.

La Figura 44 compara el factor de recobro del modelo base sin packer y con packer, y el SOR para los modelos con packer, completados tanto en la base de la formación como en la mitad, todos bajo el esquema SW-SAGD sin producción en frío. Inicialmente, ubicar el pozo más arriba de la base del yacimiento, genera un mayor recobro porque el vapor contacta reservas de crudo por encima y por debajo del pozo, mientras que los modelos con el pozo en fondo solo contactan las reservas encima. Sin embargo, como la tendencia por densidad del crudo es a bajar y del vapor es a subir, el aceite por debajo del pozo no se mueve hacia éste tan fácilmente como el que está encima, y la producción del pozo en fondo termina sobrepasando a la del pozo en la mitad, ya que hay mayor disponibilidad de crudo sobre el primero.

Al principio el SOR del modelo base con el pozo en fondo es mayor al del pozo en la mitad del yacimiento, ya que este pozo está muy cerca de la formación subyacente y sufre pérdidas de calor hacia esta, sin embargo el SOR para el modelo en la mitad de la formación crece a un ritmo mucho más acelerado que el del modelo base porque se encuentra más cerca de la formación suprayacente, con la que las pérdidas de calor son mayores debido a que el calor tiende a subir con el vapor. Esta proximidad al tope de la formación permite que las pérdidas de calor para los modelos en la mitad se den a tiempos más tempranos, siendo otro factor que permite que los modelos en fondo tengan más producción al final de los 10 años de simulación.

Figura 44. SOR y factor de recobro. Esquema SW-SAGD sin producción en frío, sin packer y con packer, para ubicaciones en fondo y a la mitad del yacimiento.



Fuente: tomado de Computer Modelling Group – Results Graph 2014

La Figura 44 permite nuevamente corroborar la eficacia del packer para aumentar el factor de recobro, sin importar en qué punto del yacimiento se perfora el pozo. Esto demuestra que, contrario a lo afirmado por Ashok Singhal, et al.³¹, el método de recobro SW-SAGD no depende principalmente de la transferencia de calor por conducción y fenómenos cercanos al pozo, sino que los fenómenos de drenaje gravitacional son mucho más importantes, si se obliga a todo el vapor a pasar por

³¹ SINGHAL. Op. cit., p. 5.

la formación con el uso de un packer que divida el pozo en secciones inyectoras y productoras.

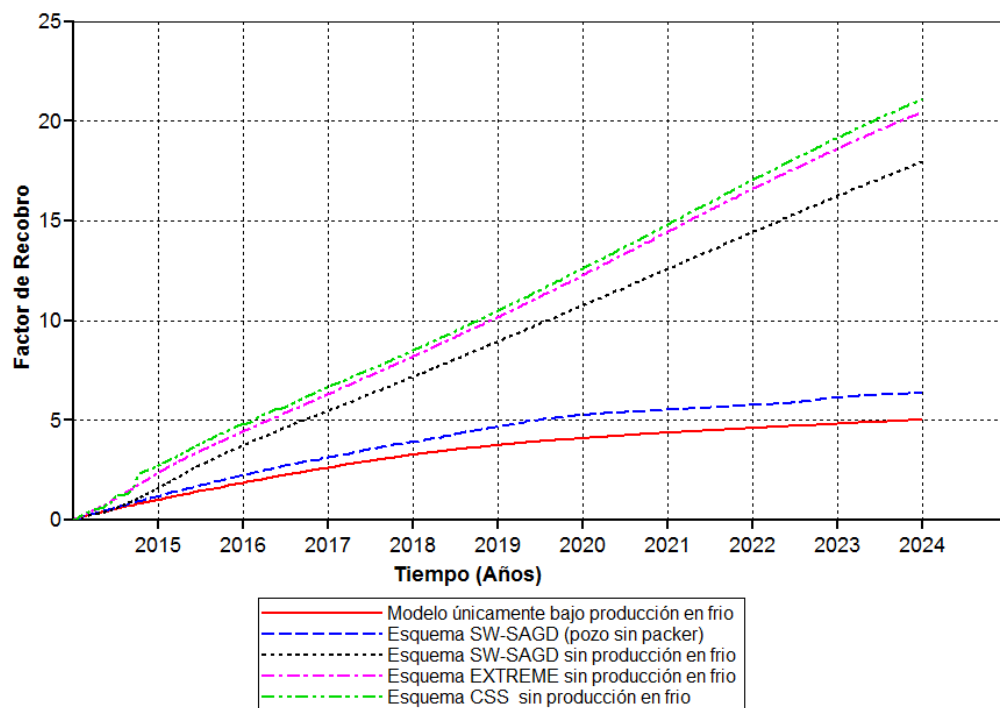
3.9. DISCUSIÓN DEL ANÁLISIS

La explotación del yacimiento únicamente bajo producción en frío deja claro que se necesita mejorar la movilidad del crudo para obtener tasas de producción aceptables, así como establecer un cierto grado de mantenimiento de presión para evitar el rápido depresionamiento del intervalo productor; ambos problemas resueltos mediante la inyección de vapor. Sin embargo, el estudio demuestra que para aprovechar un proceso de inyección y producción simultánea y continua por un mismo pozo, es mejor optimizar los fenómenos de drenaje gravitacional producto de la formación de una gran cámara de vapor, que los fenómenos de transferencia de calor y masa cercanos al pozo, típicos de un CSS. Esto significa que el método de SW-SAGD es, como su nombre lo dice, más una variación del SAGD que del CSS en pozos horizontales. Para un SW-SAGD, entonces, aprovechar el drenaje gravitacional implica el uso obligatorio de un packer que divida la sección de inyección de la sección de producción y obligue a todo el vapor a entrar a la formación, produciendo una cámara de vapor del tamaño apropiado.

Los intentos por mejorar la respuesta de los tres esquemas principales mediante la utilización de un periodo de producción en frío previo a éstos no resultaron para ninguno. Aunque fue visible cierto grado de crecimiento en la cámara de vapor para los tres casos, la baja producción durante el periodo en frío reduce mucho el recobro final de hidrocarburos, por lo que el uso de los esquemas desde el inicio de la explotación (esquemas sin producción en frío) es mucho más recomendable. La Figura 45 muestra los factores de recobro obtenidos con los esquemas sin producción en frío, comparándolos con el modelo con el pozo trabajando solo bajo producción en frío, y el modelo con inyección de vapor sin packer. Aquí se evidencian dos cosas: primero, la capacidad del packer para aumentar la producción

sobre un pozo sin este dispositivo, y segundo, que el esquema CSS sin producción en frío es la mejor estrategia de producción-inyección para estimular el yacimiento. A pesar que el factor de recobro entre CSS y EXTREME es similar, y el SOR que presentan es aceptable durante los 10 años de simulación, el riesgo de fracturar la formación en el esquema EXTREME la hace menos atractiva que el esquema CSS. Por esta razón, y siguiendo con los objetivos de este proyecto, se escoge al esquema CSS sin producción en frío para realizar el análisis de condiciones de yacimiento a continuación.

Figura 45. Factor de recobro. Principales esquemas del análisis de condiciones operacionales.



Fuente: tomado de Computer Modelling Group – Results Graph 2014

En cuanto a las opciones de completamiento estudiadas, aumentar el distanciamiento entre los intervalos inyectoros y productores del pozo al aumentar el largo del packer entre ellos, no disminuye o controla la canalización de vapor hacia la tubería de producción, pero sí se genera una pérdida de producción al incrementar el tiempo que le toma al vapor inyectado desde la sección inyectora, llegar y calentar el crudo encima de la sección productora. Igualmente, tratar de dedicar una mayor longitud del pozo a la sección de producción o a la de inyección genera pérdidas de producción. Sin embargo, en cuanto al intervalo productor, los problemas hallados se basaban en la limitante de que la tubería de producción se extiende únicamente hasta el talón del pozo. Es posible que dedicar mayor longitud del pozo al intervalo productor sea beneficioso para el método SW-SAGD, siempre y cuando se utilicen sargas de producción que recorran una mayor longitud horizontal dentro de este, y que permitan que el diferencial de presión más allá del talón no caiga tanto en comparación con una sarga que solo llega hasta el talón.

Por último, los modelos de SW-SAGD completados en la mitad del yacimiento y no en fondo, corroboran que las afirmaciones hechas por Ranger Oil sobre los pilotos de SW-SAGD en Cactus Lake, Canadá, perforados en la mitad del yacimiento, son válidas solamente para tiempos tempranos, hasta cerca del quinto año de producción, como se observa en la Figura 44, donde el aporte de petróleo por encima y por debajo del pozo permite que la producción supere a la de los modelos en el fondo de la formación. Después, las pérdidas tempranas de calor hacia la formación suprayacente de los modelos en la mitad de la formación, y el drenaje gravitacional y mantenimiento de presión más fuertes en los modelos en fondo, consiguen que la producción de estos últimos termine sobrepasando a la de los modelos en la mitad del intervalo productor.

Ninguna de las estrategias de completamiento y ninguno de los esquemas de producción-inyección pudieron evitar que las tasas de inyección de vapor se igualaran a las de producción de agua. La canalización del vapor es un problema prácticamente imposible de evitar del método SW-SAGD. Las estrategias de

optimización de esta técnica de recobro mejorado se deberían concentrar en aumentar la cantidad de vapor que entra al yacimiento y la cantidad de petróleo contactado por este, antes que se dé la canalización.

4. ANÁLISIS DE CONDICIONES DE YACIMIENTO

El análisis de condiciones de yacimiento tuvo como objetivo hacer una sensibilidad del método SW-SAGD a diferentes parámetros de la roca y fluidos, con el objetivo de determinar la eficiencia y productividad en diferentes tipos de yacimiento.

Las características evaluadas son conocidas por tener un gran impacto sobre la producción en yacimientos de crudo pesado: viscosidad del petróleo, cantidad de gas en solución y anisotropía de la permeabilidad. Adicionalmente, se sensibilizó el espesor de la formación para determinar el desempeño del SW-SAGD en espesor mayores a los que usualmente se limita la técnica: 32 ft-70 ft⁴.

El modelo base de simulación bajo el esquema CSS sin producción en frío fue seleccionado del análisis de condiciones operacionales como el más eficiente para estimular el yacimiento y aumentar la producción, y es con el cual se realiza esta sección del proyecto. El completamiento y estado mecánico seleccionado para el pozo no fue cambiado de el del modelo base, ya que el análisis a éste demostró que es el más efectivo; las variaciones de las longitudes del packer y de los intervalos productores e inyectores generalmente ocasionan pérdidas de producción. Para realizar el estudio, entonces, lo único que fue cambiado fue la propiedad de roca o fluido del modelo base que se quería analizar en cada corrida, manteniendo el resto de propiedades originales.

4.1. GAS EN SOLUCIÓN

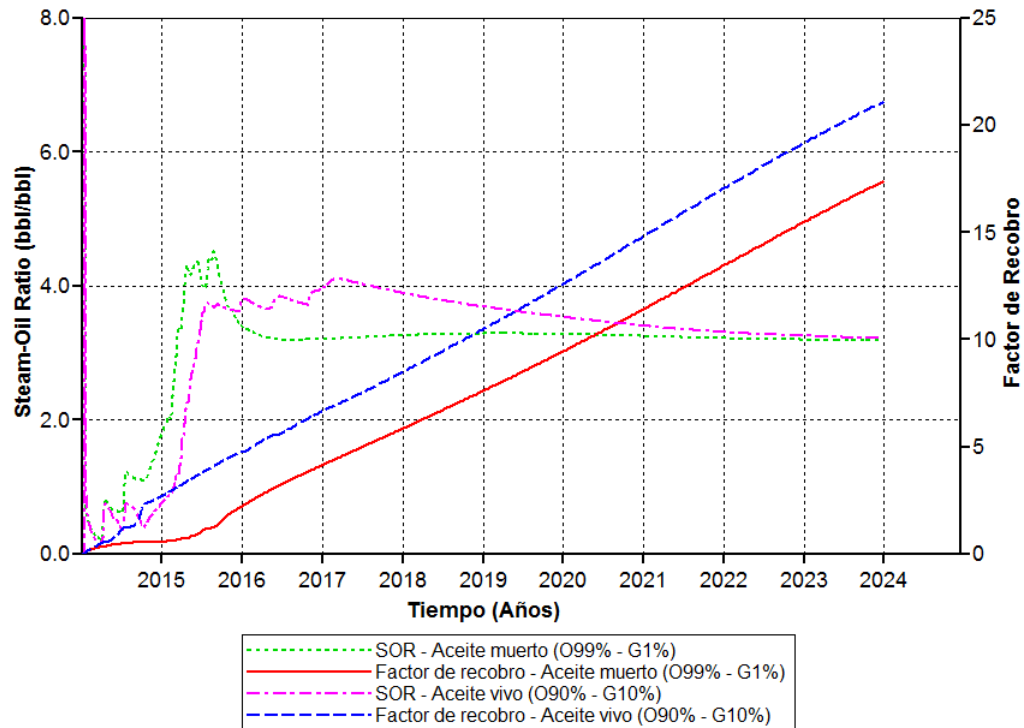
McCormack, Fitzgibbon y Horbachewski³² describen la experiencia de operación con 19 instalaciones de pozos mediante el SW-SAGD, donde resultados positivos fueron vistos en campos con producción primaria significativa por empuje de gas en solución. Los yacimientos de la faja de crudo pesado de la región de Lloydminster producen de forma primaria a través de ese mecanismo, cuyo contenido varía entre 5%-10% de fracción molar de gas, y es responsable del grueso de producción en esta área³³.

El modelo base de simulación trabaja con un aceite vivo compuesto en un 90% de fracción molar de aceite y un 10% de fracción molar de gas en solución. Para propósitos de la sensibilización, el crudo se convirtió en un aceite muerto de 99% de fracción molar de aceite y 1% de fracción molar de gas en solución. En la Figura 46 están graficados el factor de recobro y SOR del modelo base con aceite vivo y con aceite muerto. Ya que el contenido de gas es mucho menor en el aceite muerto, al producirse el crudo no es posible realizar una liberación flash significativa de este y el empuje de crudo es menor, contrario al modelo base donde se ve un crecimiento escalonado del factor de recobro en cada ciclo de producción, debido a la liberación y expansión de gas. Además que el contenido adicional de gas reduce la viscosidad del crudo y facilita su movimiento. El factor de recobro en el caso de aceite muerto cae entonces hasta 17% al final de 10 años. El SOR para ambos casos se mantiene por debajo de 4.5, sin embargo en el caso del aceite muerto éste se mantiene más bajo que el del aceite vivo, durante una mayor parte del tiempo de simulación.

³² MCCORMACK, M.; FITZGIBBON, J. y HORBACHEWSKI, N. Review of Single-Well SAGD Field Operating Experience. Canadian Petroleum Society Publication, No. 97-191, 1997.

³³ JAMESON, Carl. The Lloydminster Heavy Oil Area. Husky Oil Operation Ltd. Lloydminster, Saskatchewan, Julio 1973. PETSOC-73-03-01.

Figura 46. SOR y factor de recobro. Esquema CSS sin producción en frío, con aceite vivo y aceite muerto.



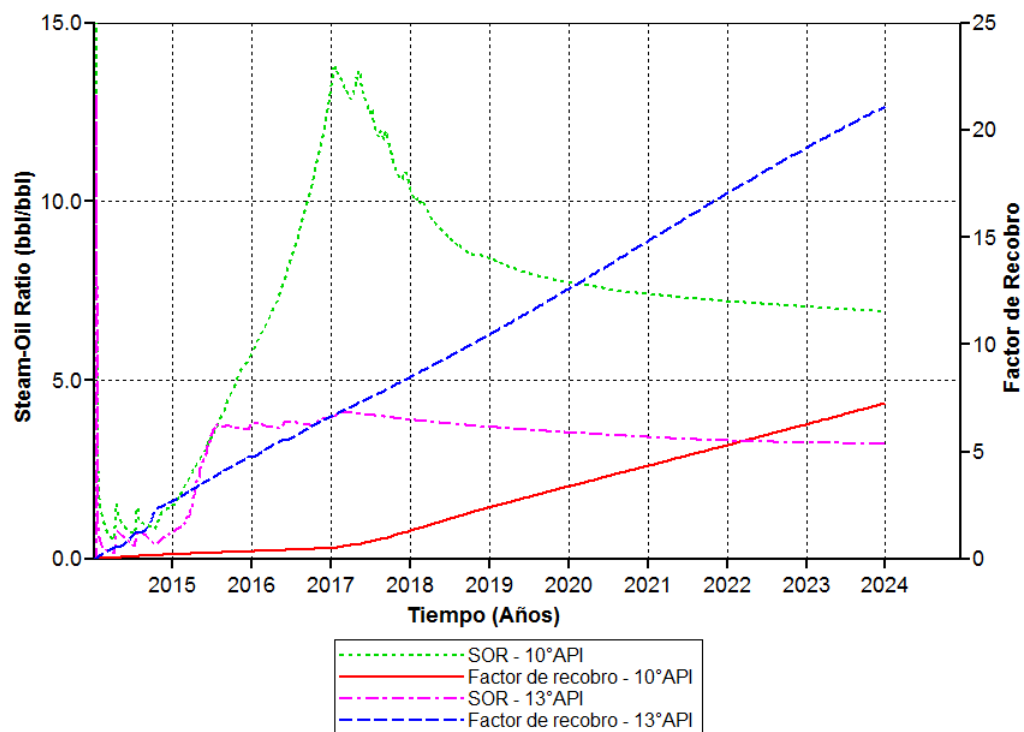
Fuente: tomado de Computer Modelling Group – Results Graph 2014

4.2. VISCOSIDAD

El yacimiento en el modelo base cuenta con un crudo pesado de 13°API con una viscosidad de 6631 cP (14,7 psi y 62°F). Ésta última fue incrementada a 118335 cP (14,7 psi y 62°F) reduciendo la gravedad del crudo a 10°API, el cual se puede considerar como un crudo extrapesado. La gráfica de SOR y factor de recobro comparando el modelo base con el modelo de crudo extrapesado (Figura 47) indica una grave pérdida de producción. El factor de recobro a mayor viscosidad no supera el 7.3%, en comparación con el 21% del modelo base bajo el esquema CSS sin

producción en frío. Además, el SOR es excesivamente alto durante toda la simulación por lo que no es económicamente rentable implementar SW-SAGD a viscosidades tan altas.

Figura 47. SOR y factor de recobro. Esquema CSS sin producción en frío, con gravedades de 13°API y 10°API.

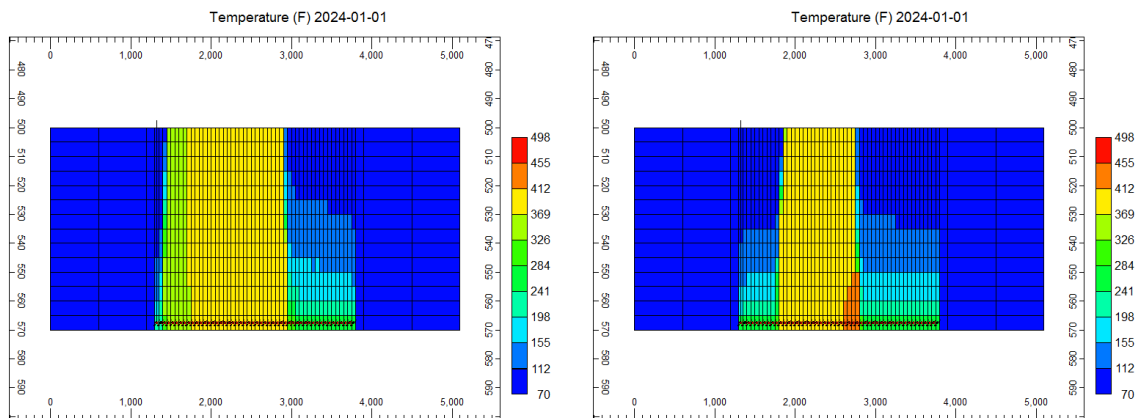


Fuente: tomado de Computer Modelling Group – Results Graph 2014

La Figura 48 compara el perfil de temperatura del yacimiento finalizados los 10 años de explotación para el modelo de 13°API y 10°API, respectivamente. Se puede ver que la cámara de vapor no se desarrolla en la misma magnitud para el crudo más

viscoso, ya que es mucho más difícil producirlo, lo que dificulta la inyección de vapor ya que no se genera espacio para este dentro del yacimiento; y esto a pesar que se esté haciendo un precalentamiento y drenado del fluido por medio de la inyección cíclica de vapor.

Figura 48. Perfil de temperatura. Esquema CSS sin producción en frío (10 años), con gravedades de 13°API y 10°API, respectivamente.



Fuente: tomado de Computer Modelling Group – Results 3D 2014

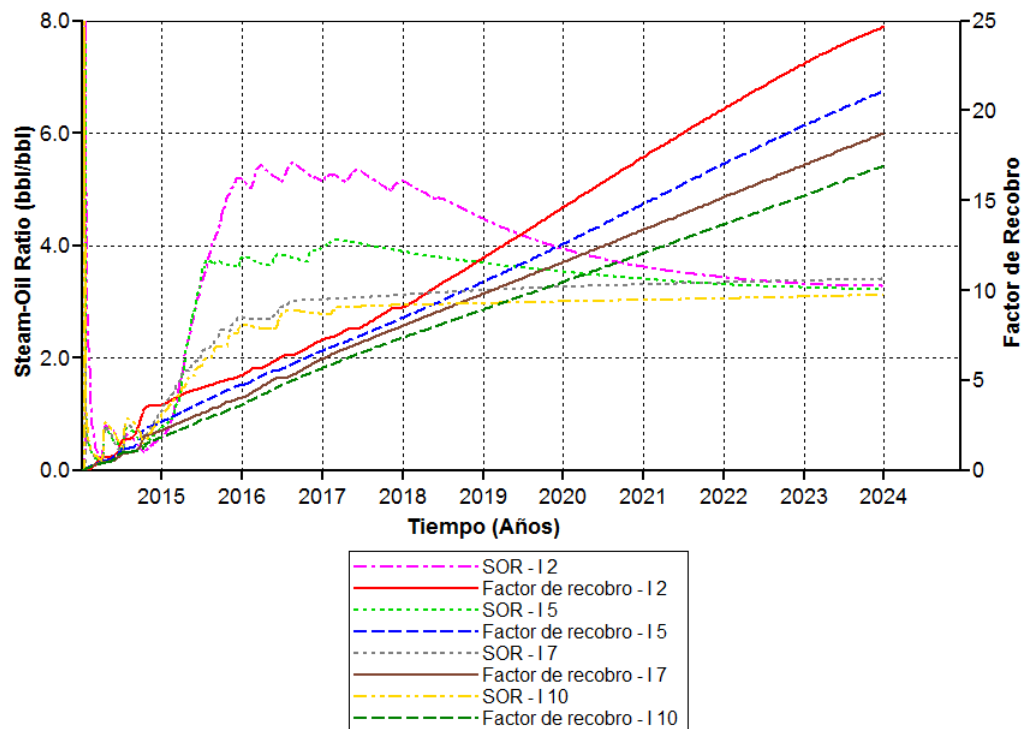
4.3. ANISOTROPÍA DE LA PERMEABILIDAD

El coeficiente o índice de anisotropía de la permeabilidad (I) es la relación entre la permeabilidad horizontal y la permeabilidad vertical de yacimiento. Para el modelo base, se tenía una permeabilidad horizontal de 3500 mD, con una permeabilidad vertical de 700 mD, que corresponden a un coeficiente de anisotropía de 5. Para evaluar el efecto de la permeabilidad, el coeficiente fue modificado a 2, 7 y 10, siendo el primero el caso más optimista, y el último el caso más pesimista. La

permeabilidad horizontal se mantuvo constante, por lo que la permeabilidad vertical fue la que cambio a un valor de 1750 mD, 500 mD y 350 mD, respectivamente.

El SOR y factor de recobro resultante en cada escenario (Figura 49) aumenta a medida que aumenta la permeabilidad vertical. Del modelo de índice igual a 7 al modelo de índice igual a 5, y de este al modelo de índice igual a 2 se puede ver que el crecimiento en el factor de recobro es casi proporcional al crecimiento en el SOR, y por esto es necesario analizar si el incremento en la producción es suficiente para compensar en el aumento de los costos de generación de vapor, de tal forma que el proyecto sea viable a mayores permeabilidades verticales.

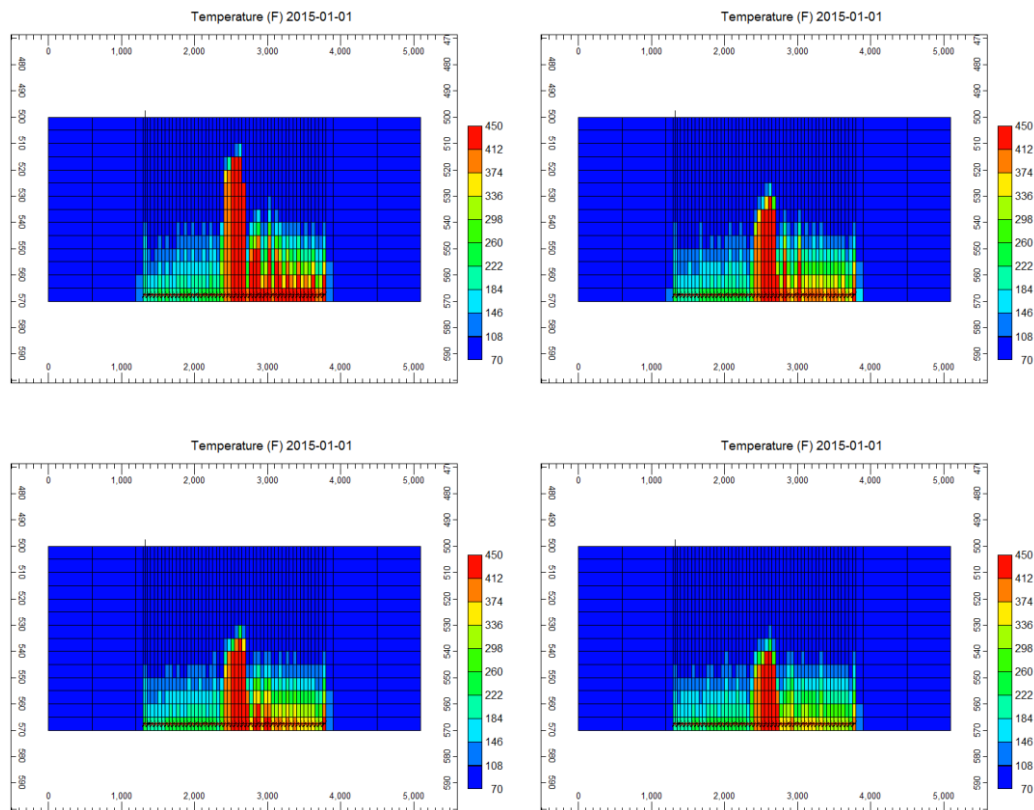
Figura 49. SOR y factor de recobro. Esquema CSS sin producción en frío, con coeficientes de anisotropía de 2, 5, 7 y 10.



Fuente: tomado de Computer Modelling Group – Results Graph 2014

En el factor de recobro en la Figura 49 se puede ver dentro del primer año, que el periodo de CSS tiene un efecto mucho más importante a medida que aumenta la permeabilidad vertical, el cual se aprecia en la forma escalonada de cada curva. Con el perfil de temperatura del yacimiento a un año de producción para cada índice de anisotropía (Figura 50) se puede corroborar un calentamiento mucho más amplio del yacimiento terminada la estimulación cíclica.

Figura 50. Perfil de temperatura. Esquema CSS sin producción en frío (1 año), con coeficientes de anisotropía de 2, 5, 7 y 10, respectivamente.



Fuente: tomado de Computer Modelling Group – Results 3D 2014

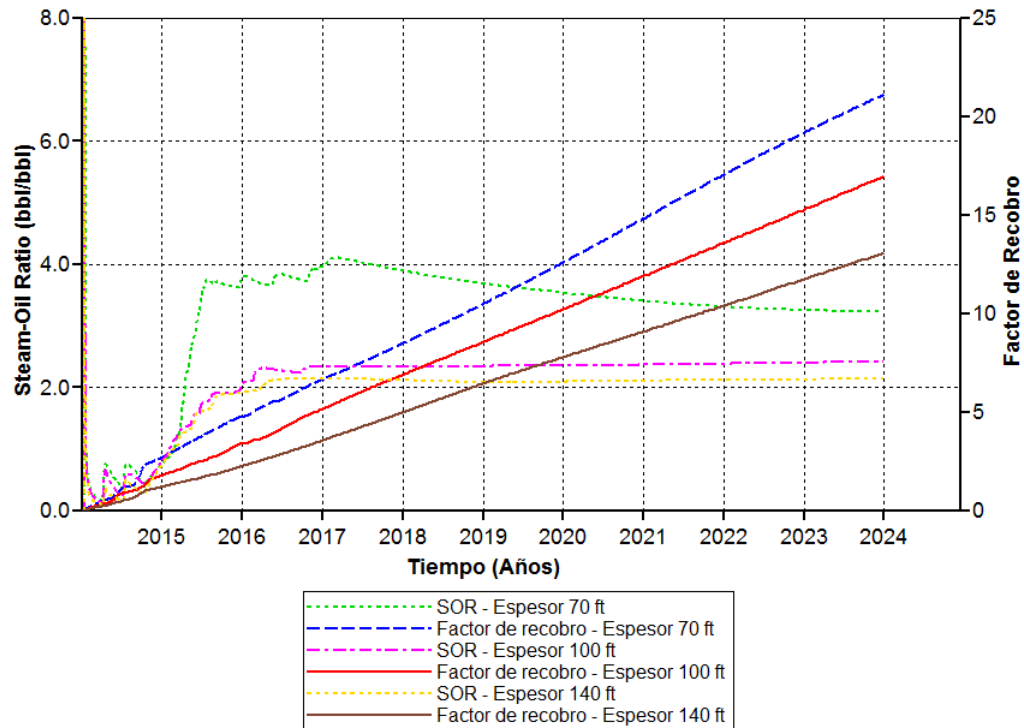
Debido a la mayor facilidad para moverse verticalmente, tanto el vapor como el crudo son más fáciles de inyectar y producir, respectivamente, y el efecto del CSS y del drenaje gravitacional es más rápido y fuerte. Esto agiliza la formación de la cámara de vapor dentro del yacimiento, y aumenta la producción de petróleo.

4.4. ESPESOR DE LA FORMACIÓN

El espesor del yacimiento fue aumentado a 100 ft y 140 ft sin modificar el número de celdas fundamentales en dirección Z. Estos espesores fueron seleccionados de tal forma que no se violaran las recomendaciones de Oballa y Buchanan en cuanto al diseño del grid para un proceso de SW-SAGD³.

La Figura 51 muestra el factor de recobro y SOR del modelo base de 70 ft de espesor y el de los modelos con 100 ft y 140 ft. En conjunto con la Figura 52, que muestra las respectivas producciones acumulativas de petróleo, se puede ver que a pesar que el factor de recobro disminuye al aumentar el espesor, en realidad aumenta la producción total del pozo. En el perfil de temperatura a 10 años de producción para los tres escenarios (Figura 53), se puede ver que perpendicular al pozo la cámara de vapor siempre alcanza el tope de la formación, pero a mayor espesor menos se desplaza axialmente. Esto se debe a la tendencia de la cámara de vapor a moverse preferencialmente de forma vertical por la diferencia de densidad con el crudo, y a desplazarse axialmente cuando esta llega hasta el tope. Entonces, mientras más rápido llega la cámara hasta arriba, más rápido empieza a hacer contacto con el overburden, que roba calor al vapor inyectado y disminuye la eficiencia. Por este motivo los modelos de mayor espesor producen más, ya que es mayor el tiempo requerido para que la cámara de vapor llegue al overburden, y en cambio contacta, calienta y moviliza reservas de crudo sobre el intervalo productor, las cuales también aumentan con el espesor.

Figura 51. SOR y factor de recobro. Esquema CSS sin producción en frío, con espesores de formación de 70 ft, 100 ft y 140 ft.



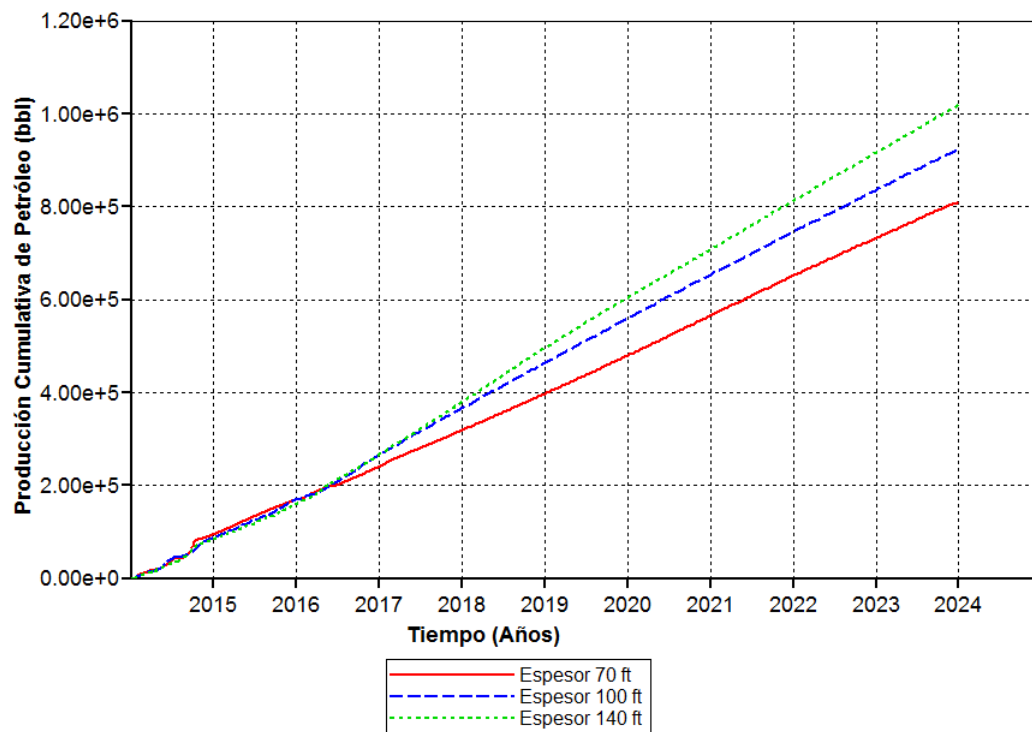
Fuente: tomado de Computer Modelling Group – Results Graph 2014

En este punto es necesario evaluar que método de recobro conviene más para explotar el yacimiento, ya que a pesar que la eficiencia del SW-SAGD bajo esquema CSS sin producción en frío aumenta con el espesor, también se hace posible usar otros métodos como el SAGD convencional, al haber más espacio para perforar los dos pozos horizontales que se requieren. Generalmente el SAGD permite un mayor recobro de hidrocarburos que el SW-SAGD³⁴, sin embargo, dependiendo del

³⁴ DOUGLAS, Richard; MARTINS, Diego y VIDAL, Osvaldo. Improving SW-SAGD (Single Well Steam Assisted Gravity Drainage). Universidad Estatal de Campinas. São Paulo, Brasil. 2007.

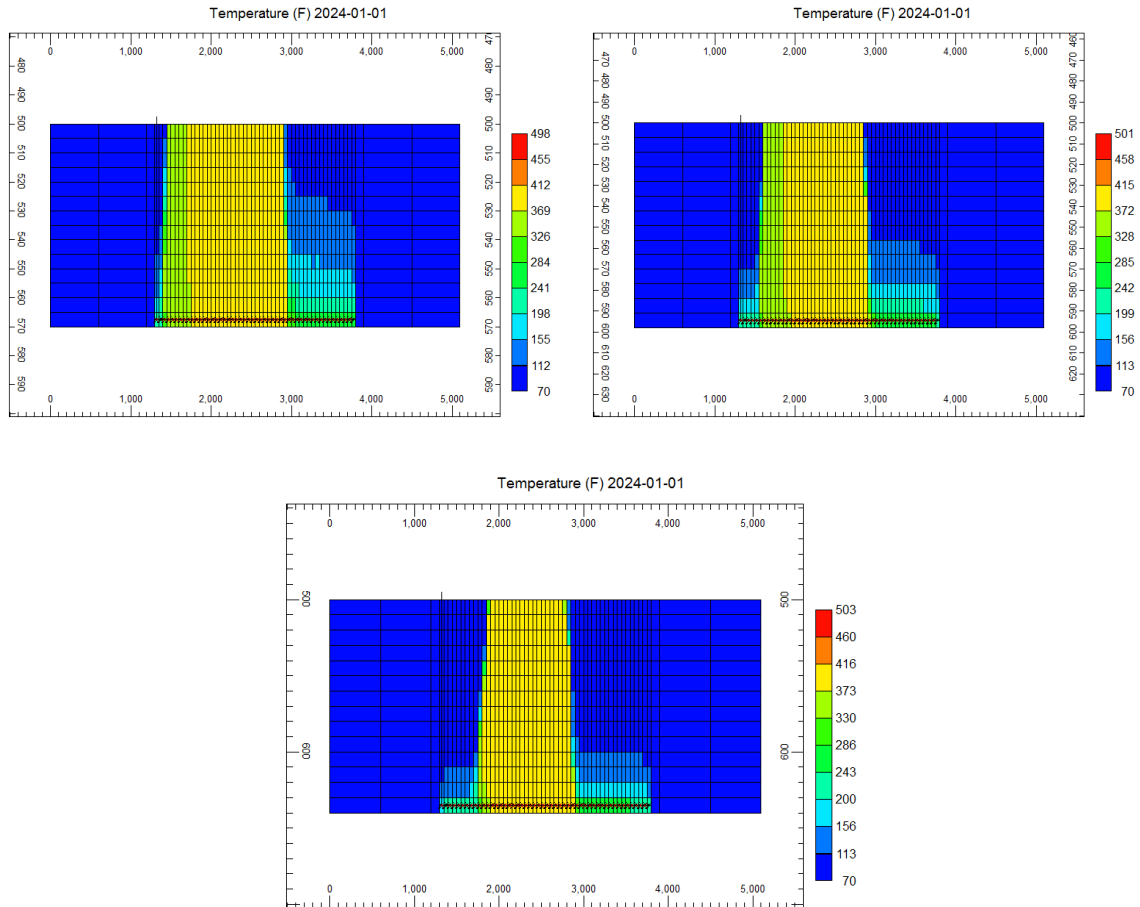
análisis económico y energético del proyecto, este último podría utilizarse en vez del SAGD, en yacimiento por encima de 70 ft como el del modelo base de simulación.

Figura 52. Producción acumulativa de petróleo. Esquema CSS sin producción en frío, con espesores de formación de 70 ft, 100 ft y 140 ft.



Fuente: tomado de Computer Modelling Group – Results Graph 2014

Figura 53. Perfil de temperatura. Esquema CSS sin producción en frío (10 años), con espesores de formación de 70 ft, 100 ft y 140 ft, respectivamente.



Fuente: tomado de Computer Modelling Group – Results 3D 2014

4.5. DISCUSIÓN DEL ANÁLISIS

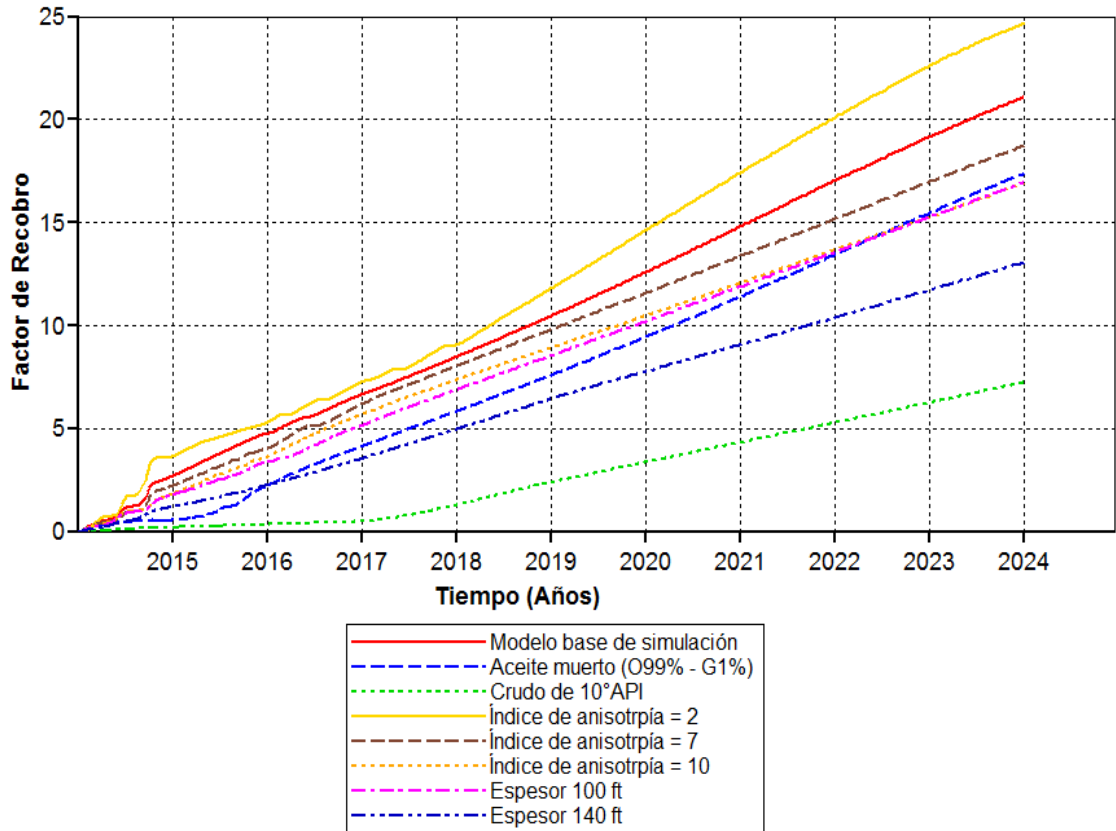
La Figura 54 es una comparación del factor de recobro de todos los modelos examinados en esta sección del proyecto. Aquí es posible ver que el caso menos favorable de todos es el aumento en la viscosidad del crudo, que genera una pérdida significativa de producción en comparación con todos los demás parámetros

sensibilizados. A pesar de ser un método térmico, la inyección de vapor por SW-SAGD no es lo suficientemente efectiva para movilizar el crudo, y en estos casos es mejor utilizar SAGD (si el espesor de la formación lo permite), ya que es posible dedicar una mayor longitud de pozo para la inyección y producción, y la cámara de vapor es capaz de cubrir toda la extensión del pozo. La utilización del método SW-SAGD para crudos excepcionalmente viscosos no es recomendada. La presencia de gas en solución es importante para la producción de hidrocarburos pesados con SW-SAGD.

La reducción de viscosidad y la expansión del gas permiten obtener factores de recobro mucho mayores con diferencias de hasta 14% con respecto a crudos muertos. Sin embargo, recobros aceptables son posibles en yacimientos con poco empuje por gas en solución. En crudos extrapesados sin gas en solución no se debería utilizar SW-SAGD.

En cuanto a la roca, la anisotropía en la permeabilidad tiene una relación inversamente proporcional con el factor de recobro, debido a la facilidad del crudo y del vapor para moverse verticalmente y permitir el drenaje gravitacional de hidrocarburos. Sin embargo, como el SOR también aumenta con la permeabilidad vertical, es necesario ver hasta qué punto las ganancias incrementales de crudo compensan los costos de generación e inyección de vapor. Se puede observar también, que el método SW-SAGD mejora su desempeño a medida que aumenta el espesor del yacimiento, por lo que podría llegar a ser una opción viable, cuando las demás características del yacimiento o el balance económico y operacional permitan su implementación por encima de otro método de recobro mejorado.

Figura 54. Factor de recobro. Escenarios del análisis de condiciones de yacimiento.



Fuente: tomado de Computer Modelling Group – Results Graph 2014

5. CONCLUSIONES

- La utilización de un packer dentro del pozo logró generar una cámara de vapor de tamaño significativo dentro del yacimiento que permite que el drenaje gravitacional gobierne la producción y se obtenga un recobro mucho mayor al de un pozo sin este dispositivo.
- El esquema de producción-inyección más eficaz es el precalentamiento y estimulación del yacimiento por medio de inyección cíclica de vapor por todo el pozo, previo a la inyección y producción continua y simultánea de vapor y crudo normal de un SW-SAGD, ya que este permitió que el yacimiento se encuentre en las condiciones más adecuadas para facilitar la inyección de vapor y el desarrollo de una cámara de vapor.
- En todos los escenarios probados se dio el fenómeno de canalización. Distanciar el intervalo productor del intervalo inyector alargando el packer retrasó levemente este problema, pero a su vez demoró la estimulación del yacimiento por el vapor, generando graves pérdidas de producción, por lo que no es viable controlar el cortocircuito por este medio.
- Se determinó que el mejor completamiento en un pozo para SW-SAGD es aquel en el cual los intervalos de producción e inyección son de igual longitud, y están separados por un packer relativamente corto; perforando el pozo cerca a la base de la formación productora para aprovechar mejor el drenaje gravitacional y retrasar las pérdidas de calor hacia la formación suprayacente.
- El método SW-SAGD es eficiente en crudos con presencia de gas en solución que proporciona un empuje adicional por expansión o en formaciones con altas

permeabilidades verticales que facilitan el drenaje gravitacional. También tiene un mejor desempeño al ir incrementando el espesor de la formación, debido a que se retrasa el contacto y consecuentes pérdidas de calor de la cámara de vapor con la formación suprayacente.

- La eficiencia del método disminuye de manera drástica al aumentar la viscosidad del aceite, ya que mayores viscosidades no permiten que se movilicen los fluidos lo suficientemente rápido, a pesar de la inyección de vapor.

6. RECOMENDACIONES

- Optimizar el periodo de producción en frío previo a la utilización de los esquemas SW-SAGD, EXTREME o CSS (esquemas con producción en frío); los ciclos del esquema CSS, o la tasa de inyección del esquema SW-SAGD, los cuales para este proyecto se mantuvieron iguales y constantes dentro de los modelos respectivos.
- Modelar el método SW-SAGD, dejando por lo menos una capa del grid debajo del pozo, para evitar pérdidas de calor tempranas hacia la formación subyacente.
- Investigar el uso de insertos en vez de un packer, los cuales restringen el flujo de vapor dentro del pozo, pero permiten que una porción se canalice dentro de este, siendo posible utilizar la longitud total para producir e inyectar.
- Ya que la canalización de vapor es un fenómeno inevitable del SW-SAGD, el completamiento de los pozos debería centrarse más en tratar de aprovechar e intensificar los efectos del drenaje gravitacional producto de la inyección de vapor, para aumentar el recobro, que en tratar de prevenir el cortocircuito.
- Realizar un análisis de sensibilidad más detallado a la viscosidad del crudo, para determinar el valor máximo para el cual el método es aplicable.

BIBLIOGRAFIA

AKIN, Serhat y BAGCI, Suat. A laboratory study of single-well steam-assisted gravity drainage process. Petroleum and Natural Gas Engineering Department, Middle East Technical University, Ankara, Turkey.2000.

AKRAM, Farrukh, et al. Preparándose para las áreas de petróleo pesado. Oilfield Review. Schlumberger. 2014.

ALBOUDWAREJ, Hussein. et al. La importancia del petróleo pesado. Oilfield Review. Schlumberger. 2006.

AL-MJENI, Rifaat. et al. ¿Llego el momento para la tecnología EOR? Oilfield Review. Schlumberger. 2011.

AMELI, Richard. et. al. Christina Lake Thermal Project [diapositivas]. Encana Corporation. Mayo 6, 2003.

BUTLER, Roger. SAGD Comes of AGE. Journal of Canadian Petroleum Technology. 1998.

CHAN, M. Y. S. and SARIOGLU, G.: “Numerical Modelling of Cyclically Steamed and Fractured Oil-Sands Reservoirs”, paper SPE 22369. 1992. 1 p.

COMPUTER MODELLING GROUP LTD. STARS Version 98 User’s Guide. Calgary, Alberta, Canada, 1998.

CURRY, Guy L., CHANG, Gordon Y. K. and HARPER, Ronald G.: “Optimal Scheduling for Cyclic Steam Injection Projects”, paper SPE 2627. 2 p.

DIWAN, Utpal y KOVSCEK, Anthony R. An Analytical Model for Simulating Heavy-Oil Recovery by Cyclic Steam Injection Using Horizontal Wells. Bartlesville, Oklahoma, 1999. 1 p.

DONNELLY, John y. CHMILAR, M. The Commercial Potential of Steam Assisted Gravity Drainage. The International Heavy Oil Symposium, Calgary, Alberta, Canada.1995. SPE 30278.

DORADOR RODRÍGUEZ, Elma Rosa y GONZÁLEZ GUTIÉRREZ, Ingrid Patricia. Nuevas tecnologías aplicadas a SAGD para mejorar la recuperación de hidrocarburos. Trabajo de grado Ingeniero Petrolero. México D.F.: Universidad Nacional Autónoma de México, 2014. 4 p.

DOUGLAS, Richard; MARTINS, Diego y VIDAL, Osvaldo. Improving SW-SAGD (Single Well Steam Assisted Gravity Drainage). Universidad Estatal de Campinas. São Paulo, Brasil. 2007.

ELLIOT, K. y KOVSCEK, A. Simulation of Early-Time Response of Single-Well Steam Assisted Gravity Drainage (SW-SAGD). Western Regional Meeting, Anchorage, Alaska, 26-28 Mayo, 1999. SPE 54618.

FALK, Kelly, *et al.* A Review of Insulated Concentric Coiled Tubing Installations for Single Well, Steam Assisted Gravity Drainage. SPE/ICoTA North American Coiled Tubing Roundtable, Montgomery, Texas, 26-28 de Febrero, 1996. SPE 36333.

FRAM, J.H. *et. al.* Addressing Horizontal Steam Injection Completions Challenges with Chevron's Horizontal Steam Test Facility. Western Regional Meeting held in Anaheim, California. 2010. SPE 132410

GONG, J. y POLIKAR, M. Fast SAGD and Geomechanical Mechanisms. Petroleum Society's Canadian International Petroleum Conference. Calgary, Alberta, Canada, June 11 – 13, 2002. PETSOC-2002-163.

HOCKING, Grant. *Et. al.* Single-Well SAGD Field Installation and Functionality Trials. SPE Heavy Oil Conference Canada held in Calgary, Alberta, Canada. 2012. SPE 157739.

J, Mauricio y G Baldomir. Efectos de flujo en tubería en los procesos de inyección de vapor en pozos horizontales. Trabajo de grado para optar por el título de Ingeniero Petrolero. Caracas. Universidad Central de Venezuela, 2004.

JAMESON, Carl. The Lloydminster Heavy Oil Area. Husky Oil Operation Ltd. Lloydminster, Saskatchewan, Julio 1973. PETSOC-73-03-01.

KOKAL, Sunil y AL-KAABI, Abdulaziz . Enhanced oil recovery: challenges & opportunities . expec advanced research centre, saudi Aramco. World Petroleum Council: Official Publication 2010.

MONTER GARCÍA, Francisco. Segregación gravitacional asistida por vapor, proceso SAGD (steam assisted gravity drainage). Trabajo de grado para optar por el título de Ingeniero Petrolero. México, D. F.: Universidad Nacional Autónoma de México. 2010.

MONTES PÁEZ, Erik., et. al. Aplicación de Nuevas Tecnologías Para la Recuperación de Crudo Pesado en Yacimientos Profundos, Universidad Industrial de Santander, Julio, 2009, pág. 46

MORENO, M y E, Alejandra. Estudio de la factibilidad técnica-económica de la inyección de nitrógeno sobrecalentado para la recuperación térmica de crudos extrapesados en la arena TL del yacimiento mfb-15, campo Bare. Trabajo de grado para optar por el título de Ingeniero Petrolero. Caracas.: Universidad Central de Venezuela, 2012. 26 p.

OBALLA, V. y BUCHANAN, W. Single Horizontal Well in Thermal Recovery Processes. International Conference on Horizontal Well Technology, Calgary, Canadá, 18-20 Noviembre 1995. SPE 37115.

RIBEIRO MOREIRA, Richard Douglas. et. al. Improving SW-SAGD (single well steam assisted gravity drainage). 19th International Congress of Mechanical Engineering, Brasília DF.2007.

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

SALTUKLAROGLU, M. et. Al. Mobil's SAGD Experience at Celtic, Saskatchewan. CSPG and Petroleum Society Joint Convention.1999. PETSOC-99-25.

SILJE, Janet. Steam-Assisted Gravity Drainage (SAGD) in Heavy Oil. Statoil. 2006.

SINGHAL, Ashok, *et al.* A Mechanistic Study of Single-Well Steam Assisted Gravity Drainage. SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, 3–5 Abril, 2000. SPE 59333.

SONGLIANG, Peng. et. al. Cyclic Preheating Test in SAGD Horizontal Wells of Liaohe Oilfield. PetroChina, Panjin, Liaoning.2010.SPE 130948.

STROBL, Rudy. et. al. Impact of Reservoir Quality on SAGD Production. Statoil Canada Ltd. 2011.

TAVALLALI, M. et al. Evaluation of New Well Configurations for SAGD in Athabasca McMurray Formation. SPE EUROPEC/EAGE Annual Conference and Exhibition held in Vienna, Austria, 2011. SPE 143487.

T.N, Nasr. et al. SAGD Operating Strategies. International Conference on Horizontal Well Technology. Calgary, Alberta, Canada.1998. SPE 50411.

VIGRASS, W. Trapping of Heavy Oil at Lloydminster. University of Regina, Saskatchewan, Canadá, Marzo, 1978. PETSOC-78-01-01.

WHITE, W y von Osinski, P. Geology and Heavy Oil Reserves Of The Mannville Group, Lloydminster-North Battleford Area, Saskatchewan. Petroleum Society of CIM. Mayo 30, 1977. PETSOC-77-03.

WU, Z. et. al. Inflow Performance of a Cyclic-Steam-Stimulated Horizontal Well Under the Influence of Gravity Drainage. Kuwait International Petroleum Conference and Exhibition, Kuwait City, Kuwait, 2009. SPE-127518.