

**DETERMINACIÓN DE LOS PARÁMETROS OPERACIONALES, DE DISEÑO Y
DE YACIMIENTO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LA TÉCNICA DE DRENAJE
GRAVITACIONAL ASISTIDA CON VAPOR SAGD EN CRUDOS PESADOS
MÓVILES**



ASTRID XIOMARA RODRÍGUEZ CASTELBLANCO

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

2014

**DETERMINACIÓN DE LOS PARÁMETROS OPERACIONALES, DE DISEÑO Y
DE YACIMIENTO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LA TÉCNICA DE
SEGREGACIÓN GRAVITACIONAL ASISTIDA CON VAPOR SAGD EN
CRUDOS PESADOS MÓVILES**

ASTRID XIOMARA RODRÍGUEZ CASTELBLANCO

**Trabajo de grado para optar el título de
Magister en Ingeniería de hidrocarburos**

Director

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

Co-Directores

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

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

2014

AGRADECIMIENTOS

A Dios todopoderoso, inmensas gracias por tantas bendiciones dadas a diario, por no dejarme desistir a pesar de los tropiezos y por mostrarme que todo se puede lograr con empeño, sacrificio y dedicación.

A mis amados padres, Elisa Castellblanco y Anibal Rodríguez, gracias por estar siempre ahí, por todos los valores y principios que inculcaron en mí, gracias por su apoyo, por sus palabras de aliento, por su amor y su compañía. Los adoro.

A mi chiquis Jessica y a mis dos princesas Isabella y Valery, ustedes son mi inspiración, gracias por su ternura, por sus sonrisas, por hacer parte de mi vida, por ustedes lo hago todo, son mi razón, mi motivo.
Las amo

A mi familia GRM, en especial al ingeniero Samuel, inmensas gracias por sus orientaciones, sus correcciones, sus comentarios. Aquí crecí personal y profesionalmente, encontré grandes amigos, viví grandes experiencias, diariamente aprendía nuevas cosas. Gracias a Síndy, a Fernando, a Moni, a Luis y a mis tesisistas por su apoyo y sobre todo por su amistad.

A Jorge Mario Palma mil gracias, a diario sus palabras de aliento de crecimiento personal y espiritual me impulsaban a seguir, gracias por confiar siempre en mí, por su apoyo, sus consejos, mil gracias por su amistad, lo quiero muchísimo.

A todos mis amigos, en especial a Xiomy y a Kekis, gracias por su compañía, por sus sonrisas, sus abrazos, sus palabras y consejos. Gracias por tener tanta confianza en mí, gracias por todos los momentos vividos. Doy gracias a Dios porque existen en mi vida y a ustedes por permitirme hacer parte de ustedes.

A la Universidad Industrial de Santander, en especial a la escuela de Ingeniería de Petróleos, gracias por todas las oportunidades brindadas, por permitirme avanzar en la profesión, hay un excelente grupo de trabajo en la escuela, el cual siempre me colaboró. Mil y Mil gracias

DEDICATORIA

Quiero dedicar este logro alcanzado a cuatro personas en especial, por quienes soy lo que soy, mis padres, y quienes me motivan a seguir, mis muñecas.

Sin ellos nada sería posible, Mis amados padres Elisa y Anibal, este logro en mi profesión es gracias a todo lo que ustedes me enseñaron, a sus palabras, mami todo se lo debo a usted, papi usted fue el que más me apoyo en esto, siempre hay tiempo para todo, estudie ahora que puede.

Dios envió a mi vida a dos angelitos, dos muñecas que a diario solo inspiran ternura y amor, mi sobrina Isabella quien lleno de luz mi hogar y mi ahijada Valery quien a diario me brinda sus sonrisas. Las amo, este año se convirtieron en mi principal motivo, en mi inspiración, mi razón, mi alegría.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	17
1. DRENAJE GRAVITACIONAL ASISTIDO CON VAPOR	19
1.1. GENERALIDADES DEL PROCESO SAGD	21
1.2. ETAPAS DEL PROCESO SAGD.....	24
1.2.1. Start Up	25
1.2.2. Desarrollo	26
1.2.3. Mejoramiento	29
1.3. VARIABLES INFLUYENTES EN EL PROCESO	30
1.3.1. Variables de Yacimiento.....	30
1.3.2. Diseño	34
1.3.3. Operacionales	35
1.4. DESCRIPCIÓN DE LA CÁMARA DE VAPOR.....	36
1.4.1. Modelo de Butler	37
1.4.2. Modelo de Tandrain	38
1.5. VENTAJAS	39
1.6. LIMITACIONES	40
2. MODELOS BASE DE SIMULACIÓN DE UN YACIMIENTO CON CRUDO EXTRAPESADO Y CON CRUDO PESADO CON MOVILIDAD	42
2.1. DIMENSIONES DEL ENMALLADO PARA EL CASO BASE	43
2.2. MODELO CONCEPTUAL DE SIMULACIÓN DEL YACIMIENTO CON EL CRUDO EXTRAPESADO	44
2.2.1. Propiedades del yacimiento	44
2.2.2. Modelo de fluidos	45

2.2.3.	Curvas de permeabilidad Relativa.....	47
2.2.4.	Configuración de pozos.....	50
2.2.5.	Resultados	56
2.3.	MODELO CONCEPTUAL DE SIMULACIÓN DEL YACIMIENTO CON CRUDO PESADO MOVIL.....	61
2.3.1.	Propiedades del yacimiento	61
2.3.2.	Modelo de fluidos	61
2.3.3.	Configuración De Pozos.....	63
2.3.4.	Resultados	65
3.	EVALUACIÓN DE DIFERENTES ESCENARIOS PARA LA APLICACIÓN DE LA TÉCNICA SAGD EN CRUDOS PESADOS CON MOVILIDAD	72
3.1.	ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD.....	72
3.1.1.	Análisis de resultados.	75
3.2.	EVALUACIÓN DE NUEVOS PROCESOS DE APLICACIÓN.....	79
3.2.1.	Variación De La Presión De Producción.	79
3.2.2.	Nuevo Proceso De Start Up.	82
3.2.3.	Inyección Cíclica De Vapor Previa A SAGD En El Pozo Inferior.....	85
3.2.4.	Inyección Cíclica De Vapor Previa A SAGD En Los Dos Pozos	89
4.	NUEVO PROCESO DE APLICACIÓN DE LA TÉCNICA SAGD.	92
4.1.	OPTIMIZACIÓN DEL PROCESO SAGD	92
4.2.	EVALUACIÓN FINANCIERA	100
4.2.1.	Inversión Inicial o CAPEX.	101
4.2.2.	Generación de vapor.....	101
4.2.3.	Gastos De Extracción Y Transporte Del Hidrocarburo.	102
4.2.4.	Precio del barril.	103
4.2.5.	Valor Presente Neto (VPN).	104
4.3.	SCREENING DE APLICACIÓN DE SAGD A CRUDOS PESADOS.....	107

5.	CONCLUSIONES	109
6.	RECOMENDACIONES.....	112
	BIBLIOGRAFÍA.....	114

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Proceso de segregación gravitacional asistido con vapor.....	21
Figura 2. Cámara de vapor después de contactar el tope de la formación.	23
Figura 3. Espaciamiento entre pozos según la viscosidad del hidrocarburo.....	26
Figura 4. Tasa de producción de aceite Vs Tiempo.....	27
Figura 5. Fenómenos de la cámara de vapor.....	28
Figura 6. E-SAGD	29
Figura 7. Clasificación de las variables de yacimiento, de diseño y operacionales	30
Figura 8. Modelo Base de Simulación.....	43
Figura 9. Viscosidad del aceite Vs Presión	48
Figura 10. Viscosidad del aceite Vs Temperatura.....	48
Figura 11. Curva de Permeabilidad Relativa del aceite y del agua en función de la saturación de agua	49
Figura 12. Completamiento de pozos utilizando Flexwell	51
Figura 13. Perfil de temperatura de una sección paralela a los pozos a los tres meses de iniciado el proceso.....	52
Figura 14. Perfil de saturación de agua al año de iniciado el proceso	54
Figura 15. Perfil de temperatura, un año después de iniciado el proceso.....	54
Figura 16. Perfil de temperatura, cinco años después de iniciado el proceso	55
Figura 17. Perfil de saturación de aceite, cinco años después de iniciado el proceso	55
Figura 18. Cámara de vapor en el modelo extrapesado	56
Figura 19. Comportamiento de Presión de Yacimiento Vs Tiempo.....	57
Figura 20. Tasa de producción de Aceite Vs Tiempo.....	58
Figura 21. Factor de Recobro Vs Tiempo	59
Figura 22. Relación Vapor/Aceite Vs Tiempo	60
Figura 23. Factor Volumétrico de Formación del aceite.....	63
Figura 24. Viscosidad del aceite Vs Temperatura.....	64
Figura 25. Perfil de Temperatura a los tres meses del proyecto.....	66
Figura 26. Perfil de temperatura al año del proceso	66
Figura 27. Expansión del vapor a los cinco años del proyecto. Vista areal.....	67
Figura 28. Comportamiento de Presión del Yacimiento Vs Tiempo	68
Figura 29. Tasa de Producción de aceite Vs Tiempo.....	69
Figura 30. Factor de Recobro Vs Tiempo	70

Figura 31. Relación Vapor/Aceite Vs Tiempo	70
Figura 32. Diagrama de tornado respecto a la presión de yacimiento.	75
Figura 33. Diagrama de tornado respecto a la producción de petróleo.....	76
Figura 34. Diagrama de tornado respecto al factor de recobro.....	77
Figura 35. Diagrama de tornado respecto a la relación vapor/aceite.	78
Figura 36. Perfil de presión de formación, producción de crudo, factor de recobro y relación vapor aceite en el tiempo	81
Figura 37. Nuevo esquema de inicialización evaluado a uno, dos y tres meses...	83
Figura 38. Perfiles de temperatura de la nueva etapa de Start Up	84
Figura 39. Comparación de los modelos de inyección cíclica de vapor en un solo pozo.	87
Figura 40. Perfiles de temperatura para el caso de inyección cíclica de vapor en un solo pozo.....	88
Figura 41. Evaluación de la inyección cíclica de vapor en los dos pozos previa al proceso SAGD	90
Figura 42. Perfiles de temperatura para el caso de la inyección cíclica de vapor en los dos pozos previa a un proceso SAGD	91
Figura 43. Perfil de temperatura de los cuatro casos a evaluar.	94
Figura 44. Perfil de presión de formación Vs tiempo para la optimización del proceso SAGD	95
Figura 45. Perfil de producción de aceite Vs tiempo para la optimización del proceso SAGD	96
Figura 46. Perfil de Factor de Recobro Vs tiempo para la optimización del proceso SAGD.....	98
Figura 47. Perfil de Relación Vapor/Aceite Vs tiempo para la optimización del proceso SAGD	99
Figura 48. Distribucion de costo de generacion de un millon de BTU.....	103
Figura 49. Representación del valor presente.....	104

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Screening para la implementación de SAGD	24
Tabla 2. Propiedades petrofísicas del modelo de simulación de crudo Extrapesado	45
Tabla 3. Propiedades Térmicas de la roca y de los fluidos	46
Tabla 4. Modelo de Fluidos	47
Tabla 5. Puntos finales (End Points) de las curvas de permeabilidad relativa	49
Tabla 6. Constraints de Inyección y de Producción en la etapa Start Up	52
Tabla 7. Propiedades petrofísicas del modelo de simulación con crudo pesado ..	62
Tabla 8. Modelo de Fluidos	62
Tabla 9. Constraints de Producción y de Inyección en la etapa de desarrollo	65
Tabla 10. Variables definidas para el análisis de sensibilidad.....	73
Tabla 11. Constraints de cada una de las etapas de la inyección cíclica	86
Tabla 12. Factor de recobro para los modelos de optimización	97
Tabla 13. Variables económicas influyentes en la generación de un millón de BTU	102
Tabla 14. Evaluación Financiera de los cinco casos evaluados.....	106
Tabla 15. Screening de aplicación de la técnica SAGD	107

RESUMEN

TÍTULO: DETERMINACIÓN DE LOS PARÁMETROS OPERACIONALES, DE DISEÑO Y DE YACIMIENTO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LA TÉCNICA DE SEGREGACIÓN GRAVITACIONAL ASISTIDA CON VAPOR SAGD EN CRUDOS PESADOS MÓVILES*

AUTORES: ASTRID XIOMARA RODRÍGUEZ CASTELBLANCO**

PALABRAS CLAVES: SAGD, cámara de vapor, drenaje gravitacional, simulación numérica, movilidad del crudo.

La técnica de drenaje gravitacional asistida con vapor consiste en dos pozos horizontales uno ubicado a pocos pies sobre el otro, donde, por el pozo superior se hace la inyección continua de vapor donde por diferencias de densidades el vapor tiende a expandirse formando la llamada “cámara de vapor”, hasta el tope de la formación y los hidrocarburos calentados y los condensados drenan hacia el pozo inferior, que es el productor, bajo un único mecanismo de producción, el drenaje gravitacional; sin embargo al implementar esta técnica a yacimientos de crudos pesado con movilidad, donde la viscosidad del crudo sea menor a 10.000 cP, el vapor fluye hacia el overburden debido a la diferencia de densidades, evitando la generación de la cámara de vapor.

Una serie de pilotos se han desarrollado en diferentes campos de crudos pesado con movilidad en los cuales se han obtenido numerosos problemas operacionales y bajos factores de recobro, es por esto que nace la necesidad de evaluar las etapas del proceso, Start up y desarrollo, para optimizar la técnica y ampliar su rango de aplicación, pues al inicio del proceso los costos de inversión son altos y siempre se desea obtener las tasas de producción altas.

En este trabajo se analizan las variables operacionales, de diseño y de yacimiento que afectan el proceso y se evalúan cuáles deben ser las condiciones óptimas para aplicar la técnica teniendo en cuenta que el fluido es móvil, mediante simulación numérica de yacimientos.

Logrando el ajuste y monitoreo de las variables se implementa una nueva etapa de bajo condiciones operacionales y de diseño diferentes a las actualmente existentes, mediante los cuales se preservan los mecanismos de desplazamiento, como la creación y expansión de la cámara de vapor y la segregación gravitacional al aplicar el proceso a crudos pesados móviles.

* Trabajo de Grado de Maestría en Ingeniería de Petróleos.

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Ingeniería de Petróleos.

Director: M.Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro; Codirectores: M.Sc. Jorge Mario Palma

ABSTRACT

TÍTULO: DETERMINATION OF OPERATIONAL, DESIGN AND RESERVOIR PARAMETERS FOR THE IMPLEMENTATION OF THE STEAM ASSISTED GRAVITY DRAINAGE, SAGD, IN MOBILE HEAVY OIL *

AUTORES: ASTRID XIOMARA RODRÍGUEZ CASTELBLANCO**

PALABRAS CLAVES: SAGD, steam chamber, Gravity Drainage, numerical simulator, Oil Mobility.

Steam assisted gravity drainage, SAGD, requires a pair of horizontal wells one located a few feet above the other, in which, a steam is continuously injected into the upper wellbore where, for density differences, the steam tends to rise and form the called "steam chamber" to the top of the formation so the heated oil and condensates drain into the lower wellbore (the producer) under a single production mechanism, the gravity drainage; however, by implementing this technique to mobile-heavy oil reservoirs, where the viscosity of the oil is less than 10,000 cp, the steam flows to the overburden by the density differences, preventing the rise of the steam chamber.

A number of pilots have been developed in different fields of mobile-heavy oil which have had numerous operational problems and low recovery factors which is why comes the need to evaluate the process steps, start up and development to optimize the technique and expand their range of application, because at the beginning of the process the capital costs are high and it has always wanted to get high production rates.

In this paper the operational, design and reservoir variables that affect the process are analyzed in order to evaluate the optimal conditions for applying the technique in a mobile-heavy oil reservoirs,.

Achieving the match of the variables, defined a new stage in the technique under operational and design conditions different to existing, under which displacement mechanisms such as the creation and rise of the steam chamber and gravity segregation are preserved when this technique will be applied in mobile-heavy oil.

** Faculty of Physicochemical's Engineering. School of Petroleum Engineering. Director: Samuel Fernando Muñoz Navarro. Codirector: M.Sc. Jorge Mario Palma.

NOMENCLATURA

OOIP= *Original Oil in place*. Aceite original *in situ*.

A: Área del yacimiento.

BWE: Barriles de agua equivalentes

CAPEX: Capital Expenditure, inversiones en bienes capitales.

h= Espesor de la formación.

B_0 = Factor volumétrico de formación.

ϕ = Porosidad de la formación.

S_0 =Saturación de Aceite.

μ_i =Viscosidad inicial del crudo.

k = Permeabilidad

α = Coeficiente de Difusividad térmica.

Q = Tasa de producción de aceite a lo largo del pozo horizontal

L = Longitud sección horizontal del pozo Productor.

q = tasa de producción diaria de aceite para un plano vertical de la cámara de vapor.

T_S = Temperatura del vapor.

T_R = Temperatura del yacimiento.

T_R = Temperatura de yacimiento

t = Tiempo de evaluación

S_{or} = Saturación de aceite remanente.

SOR = Relación vapor aceite

FR = Factor recobro.

VPN = Valor Presente Netos

i = Tasa de Interés

n= número de Periodos

USD = Dólares

M = millones

mD = milidarcys

INTRODUCCIÓN

Los procesos de recobro térmico han tenido un auge en los últimos años debido a que los yacimientos de crudo pesado ya han alcanzado su límite económico de producción en frío llegando a factores de recobro muy bajos, por lo cual se busca la implementación de técnicas en las cuales se reduzca la viscosidad del crudo y con ello mejorar su movilidad para poder producirlo. Entre las técnicas más implementadas tanto en Colombia como a nivel mundial están la inyección cíclica y continua de vapor, sin embargo, debido a inconvenientes operacionales o del mismo yacimiento en muchos casos no han sido tan exitosas.

La técnica de drenaje gravitacional asistida con vapor es una de las principales tecnologías desarrolladas en campos de Canadá, en los cuales se encuentra hidrocarburo no convencional, es decir, inmóvil a condiciones de yacimiento, donde debido al calentamiento de la formación mediante la inyección y producción por pozos horizontales se contacta gran área del yacimiento y se pueden lograr factores de recobro superiores al 50%. Por tal razón esta es una técnica llamativa en la industria de los hidrocarburos para ser implementada en yacimientos de crudo pesado, sin embargo, bajo las condiciones existentes de ejecución del proceso, la técnica deja de ser rentable para estas formaciones.

Teniendo en cuenta lo anterior, en esta investigación se evaluaron varias alternativas de ejecución de la técnica SAGD en yacimientos de crudo pesado con movilidad, buscando encontrar el mejor esquema de implementación de la técnica logrando que la misma sea rentable tanto técnica como financieramente. Para ello se partió de la evaluación de las principales variables influyentes en el proceso, clasificadas en tres grandes categorías, de yacimiento, operacionales y de diseño. De igual manera se hizo necesario comparar a detalle los resultados en cuanto a la

producción de hidrocarburo y a la formación y expansión de la cámara de vapor entre un modelo de crudo extrapesado y uno pesado sometidos al proceso SAGD.

Con base a esos resultados se identificaron las principales falencias en la ejecución del proceso SAGD en crudos pesados con movilidad a condiciones de yacimiento y mediante un análisis de sensibilidad se detectaron las variables operacionales más influyentes en los resultados de producción. A partir de estos se generaron nuevos escenarios de evaluación y al seleccionado se le modificaron parámetros de diseño buscando alcanzar mejores resultados financieramente.

El nuevo esquema de implementación de la técnica de drenaje gravitación asistido con vapor aumenta la cantidad de yacimientos a los cuales la técnica puede ser aplicada, por lo cual se modifica el Screening del proceso y se especifican nuevas variables operacionales y de diseño bajo las cuales la técnica ya puede ser aplicada a yacimientos con crudo pesado

1. DRENAJE GRAVITACIONAL ASISTIDO CON VAPOR

Debido al aumento del precio del barril de crudo, a la alta demanda de los combustibles fósiles y a la disminución de las reservas de crudo convencional, se está evaluando e implementando nuevas técnicas y tecnologías que permitan aumentar las reservas probadas de los yacimientos con crudos extrapesados y pesados, los cuales hoy en día representan el 70% ¹ de las reservas mundiales, y que debido a su poca movilidad, la cual se encuentra relacionada con su baja gravedad API y alta viscosidad, no son posibles de extraer por métodos convencionales.

Actualmente en Colombia se está evaluando la implementación de técnicas de recobro mejorado para el desarrollo de yacimientos de crudos pesados, ya que la mayoría de reservas del país son de este tipo de hidrocarburo y a muy pocos yacimientos se les está aplicando algún proceso que permita la extracción de mayor cantidad de petróleo ².

Los pocos proyectos de recobro térmico que se están aplicando al país consisten en procesos de inyección cíclica y continua de vapor, especialmente en la cuenca del Valle medio del Magdalena, los cuales requieren de altas presiones de inyección y un espaciamiento de pozos reducido para hacer eficiente el proceso, además, debido a la heterogeneidad de las formaciones, se presentan problemas de digitación viscosa, canalización de vapor y bajos factores de recobro. De igual manera, en el país se están desarrollando dos pilotos basados en la tecnología de

¹ COSIN I. 14 de Marzo de 2012. "Reservas de Combustibles Fósiles ¿Qué son y cómo se miden? [En línea]. Recuperado de <http://crashoil.blogspot.com/2012/03/por-que-se-modifican-las-reservas-de.html>

² CASTRO R., et al. "Enhanced Oil Recovery (EOR) Status-Colombia". Latin American & Caribbean Petroleum Engineering conference. SPE 139199. 2010.

combustión in situ³, los cuales hasta el momento se encuentran en periodo de evaluación. Por tal razón, se hace necesaria la búsqueda de nuevas técnicas o procedimientos que permitan aumentar las reservas del país.

La técnica de drenaje gravitacional asistida con vapor, SAGD, ha sido implementada en yacimientos con bitumen, en los cuales se han obtenido resultados exitosos, alcanzando factores de recobro superiores al 50%; sin embargo, el crudo pesado presente en Colombia, tiene movilidad en yacimiento, esto hace que la implementación de la técnica no sea tan exitosa, premisa que se deriva del fracaso de una docena de pilotos de SAGD realizados en California a causa de la movilidad del hidrocarburo a condiciones de yacimiento⁴. Es por esta razón que se desea ajustar, monitorear o variar los parámetros operacionales y especificar las variables de yacimiento, bajo los cuales implementar esta técnica a crudos móviles sea viable económicamente, y que se preserven los fenómenos de desplazamiento, como la creación y expansión de la cámara de vapor y la segregación gravitacional como mecanismo de producción.

A continuación se presentan los conceptos básicos y las características del proceso SAGD basados en la revisión bibliográfica consultada en el transcurso de la investigación, detallando cada una de las etapas del proceso y los fenómenos en ellas presentes, en sus aplicaciones como técnica de recobro mejorado en yacimientos con crudo extrapesado.

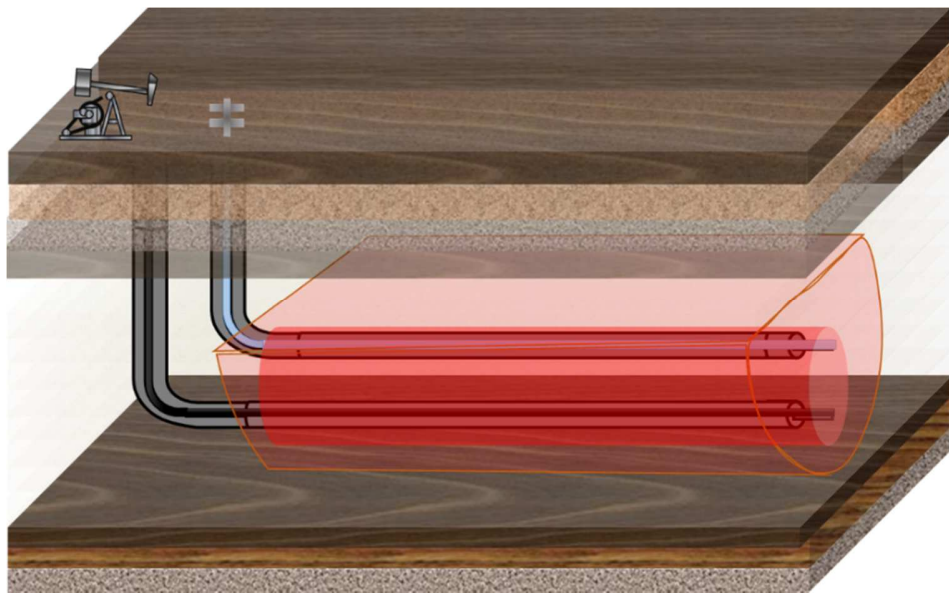
³ Ecopetrol y Pacific Rubiales anuncian acuerdo para el desarrollo de un Nuevo proyecto [en línea]: documenting electronic sources on the Internet. Disponible en: <http://www.americaeconomia.com/negocios-industrias/>

⁴ FAROUQ ALI. Métodos de Recobro. Maestría en Hidrocarburos. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga Colombia 2007

1.1. GENERALIDADES DEL PROCESO SAGD

La técnica de drenaje gravitacional asistida con vapor (SAGD) fue desarrollada por Roger Butler y sus colegas en Imperial Oil en los años 70's, siendo ampliamente aplicada a yacimientos someros con crudos extrapesados y bitumen, de poca consolidación, donde la permeabilidad horizontal de la formación es superior a los dos Darcys, la permeabilidad vertical es alta, por lo cual se permite el drenaje gravitacional de los fluidos, donde se aprovecha la transferencia térmica del vapor inyectado para reducir la viscosidad del hidrocarburo y así poder producirlo.

Figura 1. Proceso de segregación gravitacional asistido con vapor



El proceso de drenaje gravitacional asistida con vapor consiste en dos pozos horizontales uno ubicado a pocos pies sobre el otro, dependiendo de la viscosidad del crudo, en el cual, por el pozo superior se hace la inyección continua de vapor donde por diferencias de densidades el vapor tiende a expandirse hasta el tope de la formación y luego lateralmente formando la cámara de vapor; los hidrocarburos

calentados y los condensados drenan hacia el pozo inferior, que es el productor, por medio de la zona de transición que se desarrolla entre la cámara de vapor y el yacimiento que no ha sido contactado por ésta, (Figura 1).

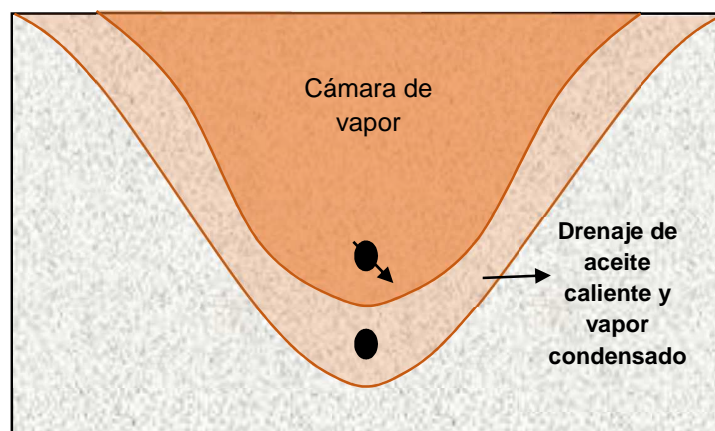
El mecanismo de producción que se evidencia en esta técnica es el drenaje gravitacional, ya que como es aplicada a yacimientos con bitúmenes sólo fluirán los hidrocarburos calentados hacia el pozo por efecto de la gravedad, por lo cual es necesario que exista una conectividad térmica entre los dos pozos; de igual manera, el vapor va ocupando el espacio que va dejando el petróleo producido permitiendo de esta manera el crecimiento de la cámara de vapor.

En este proceso, la cámara de vapor mantiene la misma temperatura del vapor inyectado donde el calor del vapor es transferido al yacimiento por conducción y convección térmica, aprovechando el calor latente del agua cuando se condensa en la formación. Inicialmente el crecimiento de la cámara de vapor hacia arriba es muy irregular ya que se presenta una digitación viscosa del vapor, después de haber alcanzado el tope de la formación, el crecimiento de la cámara se da únicamente hacia los lados y hacia abajo donde el crecimiento es estable, hasta que se une con otra cámara donde la producción decae drásticamente, alcanzando el límite económico del proceso. Por lo general, la técnica se desarrolla entre cinco y ocho años, después de esto se implementa el proceso ESAGD para terminar de contactar el área del proyecto. En la figura 2 muestra el proceso de drenaje gravitacional asistido con vapor después de que la cámara de vapor ha contactado el tope de la formación.

Aunque la implementación de la técnica SAGD puede traer resultados favorables tanto técnicos como financieros, para poder desarrollarla, el yacimiento en estudio debe cumplir con ciertos parámetros tanto de la roca como de los fluidos en ella almacenados. De igual manera, al ser un proceso tan complejo, se debe contar con una caracterización petrofísica detallada, datos sísmicos, de registros eléctricos y de corazonamiento que permitan tener un mayor conocimiento del área a

implementar el proceso. Los parámetros a tener en cuenta para seleccionar el área a la cual aplicar SAGD se presenta en la Tabla 1, se presenta un screening general de la técnica y las propiedades de algunos campos a los cuales se les ha implementado SAGD.

Figura 2. Cámara de vapor después de contactar el tope de la formación.



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

Entre los principales parámetros a resaltar se encuentra el espesor del yacimiento, ya que este debe ser superior a 45 ft para poder ubicar los dos pozos horizontales. La presencia de la capa de gas en el yacimiento ayuda a controlar el crecimiento de la cámara de vapor, sin embargo, se debe tener cuidado porque esta actúa como ladrona de calor. De igual manera, mientras más viscoso sea el hidrocarburo más eficiente es el proceso, ya que un pequeño aumento en la temperatura de los fluidos se ve representada en una mejora significativa en la movilidad del crudo

1.2. ETAPAS DEL PROCESO SAGD

La técnica de drenaje gravitacional asistida con vapor, SAGD, podría llegar a convertirse en una alternativa muy favorable para aumentar las reservas de crudo pesado a nivel mundial, sin embargo, para aplicarla se deben evaluar las diferentes etapas del proceso, las cuales para algunos autores se clasifican en tres: Start up o inicialización, Desarrollo y Mejoramiento.

Tabla 1. Screening para la implementación de SAGD

PARÁMETRO	Dusseault ¹	Campo Tía Juana ²	Campo Hilda Lake ³	Campo UTF/DOVER ⁴	Campo Cristina Lake ⁵	Campo Jackfish ⁶
Profundidad (ft)	500-3000	1000	1326	460	1223	600
API °	10-21	10	10.4	8	7.5	8
Saturación Aceite (%)	>70	85	63	85	83	85
Porosidad (%)	>25	37	35	30	33	30
Espesor Neto (ft)	>50	40-85	85	72	82	180
Permeabilidad (md)	>500	1000	1500	8500	6500	5000
Kv/Kh	>0.5	-	-	-	-	2500
Viscosidad (cp.)	>10000	20000	75000	5000000	1000000	201140
Acuífero	< 3 ft	-	-	-	-	

Fuente: ¹. DUSSEAULT M. Diplomado en crudos pesados. Modulo V: "Gestión de proyectos para el desarrollo de Campos de crudo pesado y nuevas tecnologías": Bucaramanga 2008. ². MEDOZA H., FINOL J., BUTLER R. SAGD, Pilot Test in Venezuela, SPE 53687, Caracas Venezuela, Abril 1999. ³. Shell Canada Energy In Situ Oilsands, Hilda Lake Pilot Commercial EOR Project; EUB 2006 Annual Performance Review 2007. ⁴. Dover SAGD progress review thermal heavy oil, Field report 2005. ⁵. Encana Christina Lake Thermal Project; Field Report 2005, 2006. ⁶. STRICH O., et al. "Partial-SAGD applications in the Jackfish SAGD Project. Devon Canadá Corporation. SPE 149708. 2009

1.2.1. Start Up Esta fase consiste en el precalentamiento del yacimiento con el objetivo de lograr una conectividad entre los dos pozos, para lo cual se hace una circulación continua ya sea de solo vapor, de vapor con solventes, o con nafta para acelerar el proceso.

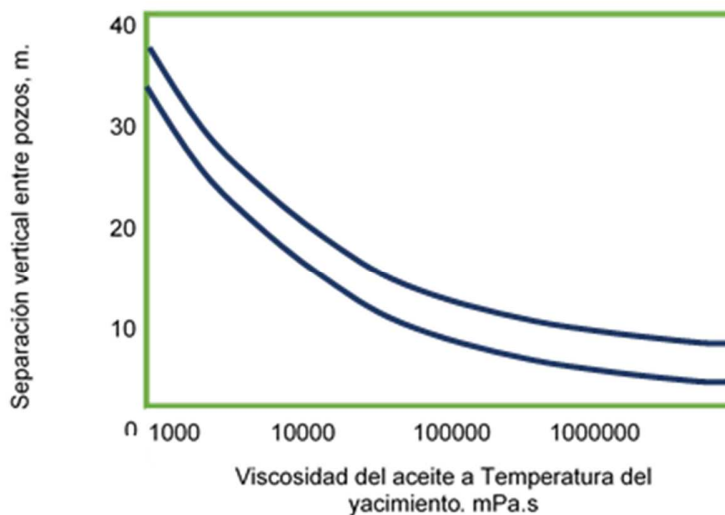
Para esta etapa, cada pozo inyecta y produce simultáneamente, por lo cual se requiere que cada pozo cuente con dos tuberías, una corta para producir y otra larga para inyectar; si el pozo no es tan amplio, se podría inyectar o producir por el anular y que el otro fluido sea desplazado por el tubing, sin embargo, esto podría ocasionar problemas operativos y al mismo tiempo mayor disminución en la temperatura del vapor inyectado.

Los parámetros operacionales se deben enfocar en alcanzar el calentamiento uniforme en la sección del yacimiento que separa el pozo productor del inyector. La separación óptima que debe existir entre los dos pozos horizontales está en función principalmente de la viscosidad del hidrocarburo, sin embargo, este espaciamiento puede variar dependiendo las condiciones geológicas y las propiedades petrofísicas de la formación, en especial la permeabilidad vertical. En la figura 3 se presenta la separación de pozos en función de la viscosidad.

El periodo de Start Up es lento y las tasas de producción son bajas, el tiempo de duración de la etapa dependen de la movilidad del hidrocarburo, por lo cual se busca que esta etapa sea corta, pues los costos de inversión son altos y los ingresos muy bajos; para acelerar el proceso, en caso de que la permeabilidad vertical de la formación sea baja, se podría fracturar verticalmente la formación para mejorar el drenaje de los fluidos.

Una ventaja de esta etapa, es que en caso de que exista daño a la formación, como taponamiento o intrusión del lodo de perforación, en esta etapa se limpiaría el pozo, reduciendo el daño y así estimulando la formación para obtener mayor producción.

Figura 3. Espaciamiento entre pozos según la viscosidad del hidrocarburo



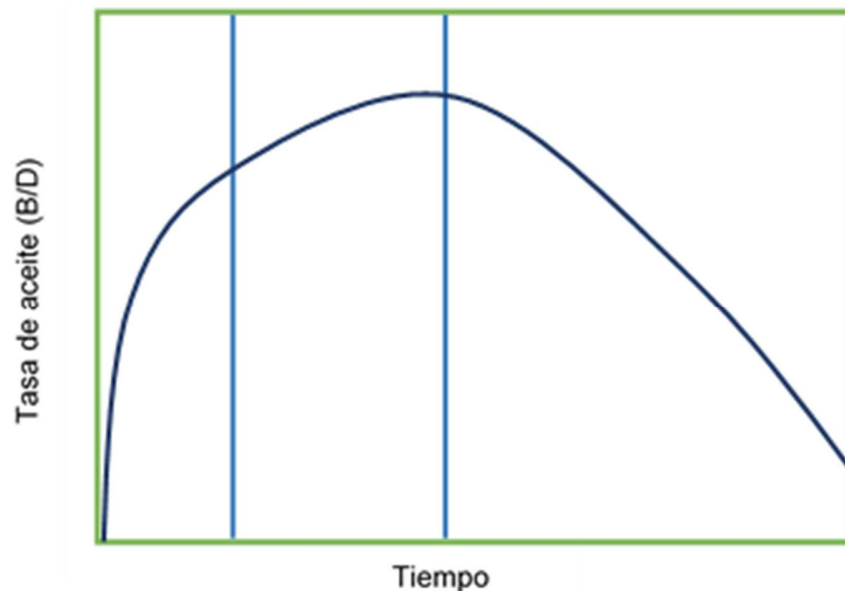
Fuente: Modificado. BUTLER, R.M. Steam Assisted Gravity Drainage: Concept, Development, Performance and future. JCPT, 1994.

1.2.2. Desarrollo También llamada etapa de crecimiento; técnicamente este es el verdadero comienzo del proceso SAGD, donde se alcanzan las mayores tasas de producción; el propósito de esta fase es la formación y expansión de la cámara de vapor. Inicia cuando el hidrocarburo ya ha alcanzado movilidad como respuesta de la fase de inicialización, el inicio de esta etapa se evidencia con una reducción en la tasa de producción del pozo inyector, pues al alcanzar la conectividad entre los pozos el aceite empieza a drenar por gravedad hacia el pozo productor. Es importante seleccionar el tiempo y la tasa de retorno a la cual se hace el cambio de fase, lo cual afecta la producción.

Como se puede observar en la figura 4, el desarrollo del proceso se da en tres etapas, la primera, en la cual la cámara de vapor asciende verticalmente hasta alcanzar el tope de la formación, posteriormente, inicia la etapa de difusión y

expansión lateral de la cámara, etapa en la cual se alcanzan las tasas más altas de producción de aceite, y por ultimo está la etapa en la cual el yacimiento se depleta y la cámara de vapor se ha expandido tanto, que para un pequeño crecimiento de ella se requieren altos volúmenes de vapor y se recuperan bajos volúmenes de aceite.

Figura 4. Tasa de producción de aceite Vs Tiempo



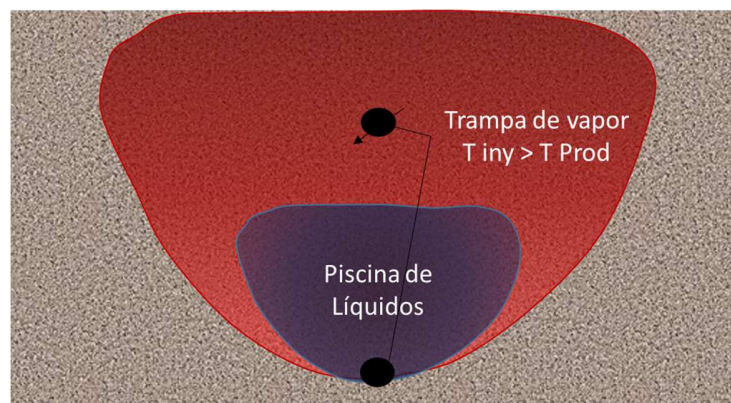
Fuente: Modificado. BUTLER, R.M. Steam Assisted Gravity Drainage: Concept, Development, Performance and future. JCPT, 1994.

El objetivo del diseño de esta fase es determinar el tiempo durante el cual el proyecto es económicamente viable, por lo cual se deben evaluar las variables operacionales como lo son las tasas y presiones de inyección y producción, tratando de mantener el menor diferencial de presión posible entre pozos. Para asegurar la economía del proyecto se aconseja implementar la técnica hasta que la relación vapor aceite (SOR) sea menor de cuatro.

En el desarrollo del proceso es fundamental mantener constante la presión de la cámara de vapor; de igual manera, el diferencial de presión entre los dos pozos debe ser mínimo, para que el único mecanismo de producción sea el drenaje gravitacional; el vapor, el agua condensada, el gas en solución y la expansión del aceite ayudan a mantener la presión en la cara del pozo.

En el desarrollo de esta fase, se deben considerar dos fenómenos fundamentales existentes, la trampa de vapor y la piscina de líquidos. Figura 5.

Figura 5. Fenómenos de la cámara de vapor



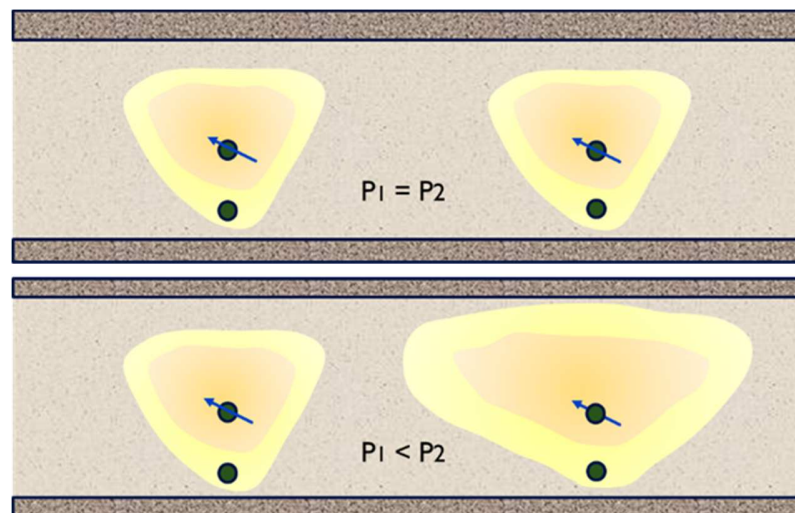
- **Trampa de vapor:** Esta consiste prácticamente en mantener un diferencial de temperatura entre los dos pozos, donde el pozo inferior produzca los fluidos a temperaturas menores a la de condensación del agua para que esta pueda ceder su calor latente y parte del sensible al yacimiento y a los fluidos presentes en él⁵.
- **Piscina de Líquidos:** Este término hace referencia a un banco de líquidos existente entre los dos pozos, con el propósito de que no se forme el llamado

⁵ GOMEZ, G. Recuperación mejorada de hidrocarburos. Inyección cíclica y continua de vapor. Generalidades

“bypass” del vapor, es decir que la cámara se expanda hacia arriba y lateralmente y que solo drenen los condensados y aceite caliente; esta piscina ayudará a mantener la cámara de vapor.

1.2.3. Mejoramiento También llamado ESAGD, esta fase inicia cuando se alcanza la comunicación de dos o más cámaras de vapor. El propósito es aplicar un diferencial de presión entre las cámaras de vapor adyacentes logrando que el vapor contacte las zonas que aún no han sido barridas, mejorando en factor de recobro en un 20%. El diferencial de presión se puede lograr mediante la reducción de la presión en uno de los pares, haciendo que el vapor fluya desde la cámara de alta presión a la de baja presión, figura 6.

Figura 6. E-SAGD

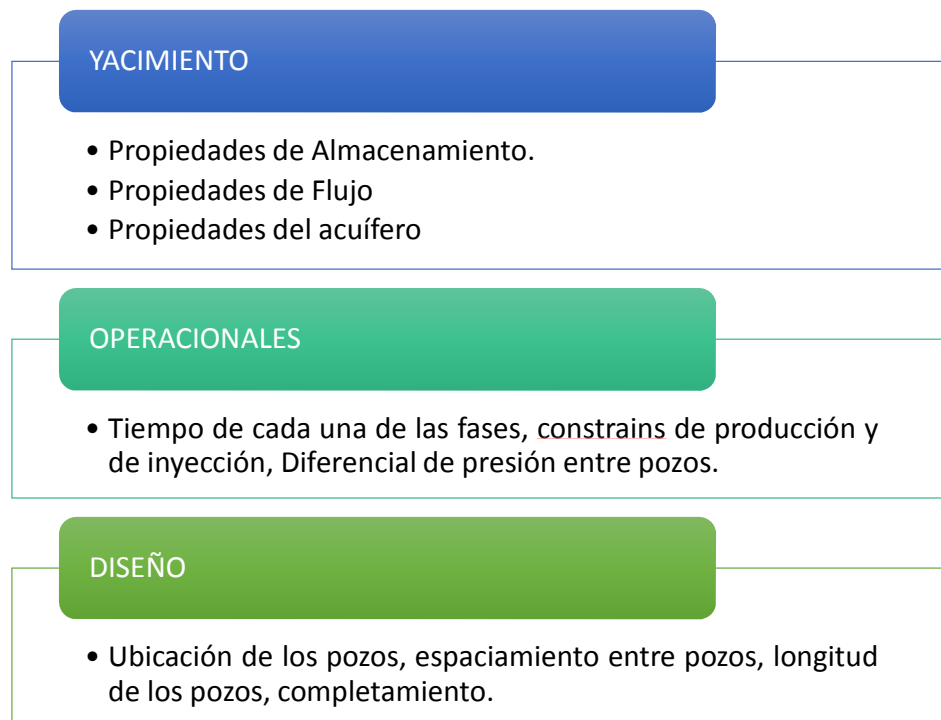


Fuente: Modificado. RODRIGUEZ E., ORJUELA J. Feasibility to apply the steam assisted Gravity Drainage (SAGD) technique in the Country's heavy crude Oil Fields. CT&F. Ciencia, Tecnología y futuro. Diciembre 2004.

1.3. VARIABLES INFLUYENTES EN EL PROCESO

Para alcanzar un adecuado desarrollo del proceso SAGD se deben controlar y evaluar ciertas variables operacionales, de diseño y de yacimiento, Figura 7, las cuales permitirán la creación y expansión de la cámara de vapor, generando cierta influencia en los resultados técnicos del proceso. Como el objetivo principal de esta investigación es poder determinar las condiciones bajo las cuales es viable implementar SAGD en un crudo pesado con movilidad se deben detallar cada una de estas y especificar su incidencia en la respuesta del proceso.

Figura 7. Clasificación de las variables de yacimiento, de diseño y operacionales



1.3.1. Variables de Yacimiento Basado en su naturaleza, las variables del yacimiento se dividen en tres: Las propiedades de almacenamiento, las cuales se refieren a aquellas que definen el volumen de hidrocarburo en la formación, las

propiedades del flujo que encierra las propiedades del fluido y de la roca las cuales permiten el desplazamiento del mismo en el medio poroso y las propiedades del acuífero, las cuales se deben considerar en caso de que este exista.

- **Propiedades de almacenamiento**

Involucran aquellas propiedades que inciden en la cantidad de hidrocarburo almacenado en yacimiento; éstas no se pueden modificar ya que son propias de cada formación y son evaluadas a condiciones iniciales; dentro de las propiedades de almacenamiento se encuentran la porosidad, el espesor y las saturaciones iniciales de agua, gas y aceite, las cuales se relacionan en el cálculo del Aceite original en Yacimiento OOIP.

$$OOIP = \frac{A * h * \phi * S_{oi}}{B_o} \quad \text{Ecuacion 1}$$

Porosidad: A mayores porosidades mayor rendimiento del proceso SAGD, pues se alcanza mayor producción al tener más hidrocarburo almacenado en la formación. Las propiedades de acumulación como lo son porosidad, espesor y saturación de aceite inicial, tienen mayor efecto en el desempeño de la técnica que las mismas propiedades de flujo, ya que estas determinan la cantidad de hidrocarburo presente en el yacimiento⁶.

Espesor: Se requieren espesores mayores a 45 ft para poder ubicar los dos pozos horizontales. A espesores menores a 45 ft la implementación de SAGD no es económicamente viable debido a que el área contactada sería muy pequeña y los

⁶ LLAUNO. Citado en ALBAHAN. A critical review of the status of SAGD: Where are We and what is Next? SPE 113286. USA 2008. P6.

requerimientos energéticos altos, de igual manera se presentarían altas pérdidas de energía hacia las formaciones adyacentes lo cual aumentaría el SOR (Relación vapor-aceite).

De igual manera, se deben considerar las condiciones geológicas del yacimiento, ya que éstas influyen en el crecimiento de la cámara de vapor, lo cual puede generar digitación del vapor, emulsificación, lo cual también reduce la producción de petróleo, a causa de la heterogeneidad de la formación.

Saturación Inicial De Gas: En estudios anteriormente realizados, se encontró que en yacimientos en los cuales hay presencia de metano la transferencia de calor en el yacimiento era más rápida, ya que la capa de gas controla el flujo que se presenta en forma vertical y por ende el crecimiento de la cámara de vapor, sin embargo, cuando el frente del vapor entra en contacto con la capa de metano, la propagación del frente es menor, a causa de que el gas también se va a calentar.

- **Propiedades de Flujo**

En cuanto a las propiedades de flujo se encuentran la permeabilidad tanto horizontal como vertical de la formación y las propiedades de los fluidos, específicamente la viscosidad y la gravedad API, por lo cual, estas propiedades son aquellas que inciden en el movimiento de los fluidos en el yacimiento.

Permeabilidad: El desarrollo y rendimiento del flujo en un proceso SAGD es sensible a la distribución espacial entre los pozos y a la permeabilidad del yacimiento. Es indispensable que el yacimiento tenga una permeabilidad vertical alta para que los fluidos puedan drenar por gravedad hacia el pozo productor, al igual que la permeabilidad horizontal para lograr la expansión de la cámara; de igual

manera hay que tener cuidado cuando se aplique esta técnica a yacimientos heterogéneos, pues se podría presentar la canalización del vapor.

Viscosidad Y Gravedad API: Estas dos propiedades se relacionan en cuanto a la composición y la movilidad del crudo. Mientras más pesado y viscoso sea el hidrocarburo más eficiente será el proceso, pues será más significativa la reducción de la viscosidad con pequeños aumentos de temperatura. Para que la técnica SAGD sea exitosa, la viscosidad debe ser mayor a 35.000 cP.⁷ Ésta propiedad tiene gran influencia en el espaciamiento de pozos, pues entre más viscoso sea el hidrocarburo, los pozos deben estar más cerca.

- **Propiedades del Acuífero**

Aunque la presencia del acuífero no es objeto de estudio en esta investigación, en caso de que este exista es necesario definir el contacto agua-aceite, el volumen y la presión del mismo.

Debido a que SAGD no realiza un empuje de petróleo, sino que utiliza el intercambio de calor entre fluidos y posteriormente la gravedad como mecanismo de recobro, es recomendable que alrededor al yacimiento no exista un volumen de agua, pues esta puede actuar como una zona ladrona de energía y disminuir el factor de recobro.⁸

En caso de que exista un acuífero en la formación, se debe controlar la presión de producción para evitar la conificación del agua. Por tal razón, en caso de que exista

⁷ BUTLER R.M. Steam Assited Gravity Grainage: Concept, Development, Performance and Future. Op. Cit. P 44-50

⁸ DOAN, BAIRD & FAROUQ ALI. Performance of the SAGD process in the precence os a Water Sand. A preliminary investigation. JCPT vol 42 N°1 . Enero 2003. P 25-31

un acuífero, el pozo productor se debe ubicar a varios pies sobre este, para que el agua genere un empuje adicional al yacimiento y esta no llegue a ser producida.

1.3.2. Diseño Cuando se hace el diseño del pozo se hace un estudio técnico financiero para determinar la ubicación de los pozos y la distancia entre ellos. Se recomienda que el espaciamiento horizontal entre pozos oscile entre tres a cuatro veces el espesor neto de la formación para obtener un mejor barrido volumétrico, lo cual es posible en pozos someros donde el costo de perforación no es tan elevado. La longitud de los pozos depende de la economía del proyecto, puesto que a mayor área de drenaje mayor es el costo de perforación, mayor posibilidad de que la cámara de vapor no se forme uniformemente y por lo tanto que el vapor irrumpa más rápido.

La distancia vertical entre pozos oscila entre 12-24 ft, la cual disminuye a medida que aumenta la viscosidad del hidrocarburo. Se debe tener en cuenta que la perforación de dos pozos paralelos horizontales requieren de un espaciamiento de aproximadamente 6 ft y que a medida que aumente la separación entre pozos se debe calentar una mayor cantidad de fluido, lo cual se ve representada en una mayor duración de la fase de inicialización.

En la etapa de inicialización el vapor es inyectado por el Tubing y producido por el anular. El pozo productor tiene dos Tubing, uno de ellos va hasta el toe, por el cual se hace la inyección en la fase de Start Up, y el otro va hasta el heel que es por el cual se produce. La diferencia en el tipo de pozos obedece a que en la etapa de desarrollo son necesarias las dos tuberías en el pozo productor para drenar efectivamente los fluidos, evitando un diferencial de presión que favorezca la

canalización del vapor, además, el hecho de producir el condensado por una tubería y o por el anular reduce el intercambio de calor en la etapa de inicialización.

1.3.3. Operacionales Mediante las variables operacionales se definen las condiciones de inyección y de producción en cada una de las etapas del proceso, es decir, estas varían dependiendo si se encuentra en la fase de Start up, desarrollo o mejoramiento, por lo cual se van a describir las consideraciones a tener en cuenta de manera independiente.

- **Etapa Start Up:** Esta fase radica principalmente en buscar una conductividad térmica entre los dos pozos, por lo cual se debe hacer una adecuada selección de la tasa de circulación de vapor, ya que se debe garantizar una distribución uniforme del vapor en la sección horizontal del pozo, para que el área comprendida entre los dos pozos se caliente de manera homogénea. De igual manera, como es un proceso en el cual la producción de hidrocarburo es muy baja, se debe buscar acelerar esta etapa, ya sea inyectando a altas presiones o realizando una inyección híbrida vapor-solvente, para que los gastos de inversión en esta etapa no sean una limitante para implementar el proceso.
- **Etapa de Desarrollo:** Como esta es la etapa principal del proceso SAGD se deben monitorear las condiciones de inyección y de producción para asegurar la adecuada expansión de la cámara de vapor y el drenaje de los fluidos calentados y condensados. Razón por la cual se debe establecer una tasa de inyección de vapor la cual permita mantener la presión de la cámara de vapor a medida que este va reemplazando el condensado y el aceite calentado en la zona de transición. De igual manera se debe controlar la presión de producción la cual debe ser máximo 400 psi menor que la presión de inyección para evitar

la canalización del vapor hacia el pozo productor y de esta manera lograr la formación de la trampa de vapor y la piscina de líquidos⁹.

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

1.4. DESCRIPCIÓN DE LA CÁMARA DE VAPOR

Basados en sus investigaciones, varios autores han desarrollado modelos analíticos que describen la formación y expansión de la cámara de vapor, como lo son Butler¹⁰, Donnelly¹¹ y Reis¹², los cuales se basan en algunas premisas para poder describir el comportamiento del proceso; la diferencia entre éstos básicamente radica en la forma que le dan a la cámara de vapor, y de ella depende la cantidad de área contactada. A continuación se explicarán las consideraciones del modelo del Butler ya que estas son mantenidas en los otros modelos. De igual manera se explicará el modelo de Tandrain, el cual es una modificación que Butler realizó a su modelo anterior para aproximarle al comportamiento real del proceso. Cabe resaltar

⁹ EDMUNDS & GITTINS. Effective Application of Steam Assisted Gravity Drainage of Bitumen to Long Horizontal Pairs.

¹⁰ BUTLER R. Thermal recovery of oil and bitumen, Gravdrain inc., Calgary, Alberta, 1997.

¹¹ DINNELLY J., CHMILAR M. The commercial potential of steam assisted gravity drainage, Society of Petroleum Engineers inc., 1995.

¹² REIS L. A Steam Assisted Gravity Drainage model for tar sands: linear geometry, JCPT, vol 13 N° 10, 1992.

que estos modelos fueron desarrollados a partir de pruebas de laboratorio, por lo cual no se da un correcto ajuste con los resultados al ser implementado a campo.

1.4.1. Modelo de Butler El modelo de Butler cuenta con ciertas consideraciones las cuales explican el proceso SAGD y algunos de los fenómenos presentes en el desarrollo de la técnica. Entre sus suposiciones se encuentran:

- **Expansión de la cámara de vapor.** Si se inyecta vapor por encima del pozo productor el vapor asciende hacia el tope de la formación, mientras el condensado y el aceite caliente bajan por diferencia de densidad hacia el pozo productor.
- **Remoción constante del aceite y condensados.** El aceite y el condensado deben ser removidos continuamente por el pozo productor para que el espacio dejado por estos líquidos sea ocupado por el vapor inyectado permitiendo la expansión de la cámara de vapor.
- **Inclinación de la superficie de condensación.** La superficie de condensación se encuentra inclinada θ grados con respecto a la horizontal.
- **Producción por efecto gravitacional.** La producción de fluidos se presenta únicamente por efecto gravitacional, el diferencial de presión entre los pozos es muy pequeña, menor a 400 psi.
- **Condensación de vapor.** El vapor se condensa en la interface de drenaje o en la superficie de condensación.

- **Expansión vertical de la cámara de vapor.** La máxima expansión de la cámara de vapor en dirección vertical está dada por el espesor de la formación y la ubicación del pozo productor.
- **Variación en la Temperatura.** La temperatura del aceite calentado y de los condensados en la misma del vapor inyectado, a medida que nos alejamos de la cámara de vapor la temperatura va disminuyendo progresivamente hasta la temperatura del yacimiento.

Para determinar la tasa de producción de aceite, Butler se centra en la ecuación de Darcy, la teoría desarrollada por Cardwell & Parson y un balance de materia en función de la altura de la cámara de vapor. A partir de estos, él llega a la siguiente expresión en su modelo:

$$q = 2 \sqrt{\frac{2kg\alpha\phi\Delta S_o h}{mv_s}} \quad \text{Ecuacion 2}$$

1.4.2. Modelo de Tandrain Esta teoría también fue desarrollada por Butler en la cual hace una pequeña modificación a la teoría anterior. Mientras en la teoría original se considera que la cámara se expande infinitamente, en esta nueva teoría se incorpora una frontera de no flujo que limita el crecimiento de la cámara de vapor.

La separación entre pozos productores debe ser aproximadamente tres veces el espesor y el límite sería la mitad entre pozos, lo cual representa la caída de la tasa de producción, la cual comparada con el modelo original de Butler es de aproximadamente un 25%.

A partir de esta premisa, la ecuación de producción de aceite, tiene una pequeña modificación en las constantes empleadas por Butler, Ecuación 3.

$$q = 2 \sqrt{\frac{1.5kg\alpha\phi\Delta S_o h}{mv_s}} \quad \text{Ecuacion 3}$$

1.5. VENTAJAS

En numerosas aplicaciones de la técnica SAGD a yacimientos con bitumen se ha demostrado lo rentable que es implementar esta técnica a crudos sin movilidad a condiciones de yacimiento, puesto que permite recobrar un alto contenido de hidrocarburo a bajos costos de inversión. Por lo cual, se debe realizar un adecuado diseño de los pozos y establecer las condiciones operacionales adecuadas para lograr con ello el éxito de la implementación del proceso. La mayoría de las ventajas del proceso se encuentran relacionadas con el hecho de utilizar pozos horizontales, entre ellas tenemos:

- Mayor área de drenaje, mejores eficiencias de barrido y reducción en la canalización del vapor, debido a que la producción e inyección se da por pozos horizontales, lo cual representa mayor área contactada.
- Reducción del impacto al sistema ecológico. Esto debido a que con la perforación de un pozo horizontal no se requieren de tantos pozos productores verticales.
- Costo beneficio: perforar un pozo horizontal acarrea más costos que la perforación de un pozo vertical, sin embargo, la producción de aceite con los pozos horizontales es mayor ya que se tiene mayor área de drenaje.

- La presión de inyección no es tan alta como la requerida en la presión en un proceso de inyección continua, lo cual es favorable porque reduce el riesgo de fracturamiento.
- Otra importante característica de este proceso es que como la cámara de vapor está conectada con el pozo productor, se produce aceite caliente, pudiendo llevar los fluidos a superficie con movilidad.

1.6. LIMITACIONES

Como desventajas presenta las generales de todo proceso de inyección de vapor, en cuanto a la emisión del CO₂ en el momento de generar el vapor.¹³ De igual manera como su base radica en la formación y expansión de la cámara de vapor, esta técnica no puede ser aplicada a yacimientos estratificados y se requiere de un buen espesor para poder ubicar los dos pozos. Sin embargo, las principales limitaciones de implementar el proceso se encuentran asociados a los problemas que se pueden presentar a causa de las condiciones del yacimiento¹⁴, entre ellas tenemos:

- **Arenamiento:** Los yacimientos de crudo extrapesado y bitumen son poco profundos, por lo cual el grado de consolidación de la formación es muy débil. Razón por la cual, los fluidos producidos arrastran los granos de la roca hacia los pozos, generando un taponamiento y abrasión en las tuberías.
- **Perdidas de energía:** El contacto con formaciones arcillosas y la presencia de acuífero en la formación representan altas pérdidas de energía, ya que

¹³ TRIGOS E. Evaluación técnica de la factibilidad de implementar un proceso SAGD en yacimientos de crudo pesado. Tesis de Maestría. 2010

¹⁴ DENG. Recovery Performance and Economics of Steam/Propane Hybrid Process. SPE 997760. Calgary Canada 2005.

estos actúan como ladrones de vapor, reduciendo la eficiencia del proceso y aumentando los requerimientos energéticos de inyección.

- **Canalizan del vapor:** Ésta se puede dar a causa de las heterogeneidades de la formación, cuando se da la canalización vertical esta se corrige después de que la cámara alcanza el tope de la formación; el problema es cuando la canalización se da horizontal ya que esta impide la formación de la cámara de vapor y conexión entre los fluidos calentados y el pozo productor.
- **Formación de emulsiones:** Éstas se dan a causa del desplazamiento de los fluidos corriente y contracorriente; el principal problema es que las emulsiones aumentan la viscosidad del hidrocarburo, disminuyendo la eficiencia del proceso a causa de la reducción de producción que ésta ocasiona, por lo cual se deben ajustar los parámetros operacionales y estudiar el comportamiento de los fluidos de yacimiento para evitar que éstos se formen.

2. MODELOS BASE DE SIMULACIÓN DE UN YACIMIENTO CON CRUDO EXTRAPESADO Y CON CRUDO PESADO CON MOVILIDAD

La simulación numérica de yacimientos se basa principalmente en modelos numéricos, propiedades geológicas, petrofísicas de la roca y de los fluidos para predecir el comportamiento futuro de la formación a la cual se le está implementado algún esquema de explotación para producir reservas, puesto que permite visualizar el volumen de fluidos posibles a extraer en función del tiempo a determinadas condiciones, permitiendo seleccionar el mejor esquema de producción a partir de los parámetros de producción y/o inyección de fluidos evaluando las diferentes alternativas de explotación.

Para el desarrollo del objetivo se crean dos modelos conceptuales de simulación con los cuales se evalúa el comportamiento del proceso de drenaje gravitacional asistido con vapor en dos crudos diferentes, uno extrapesado con una viscosidad de 255000 cP, para el cual se usaron datos reportados en la literatura de campos a los cuales se les haya implementado SAGD, y uno de un crudo pesado móvil, el cual tiene una viscosidad a condiciones de yacimiento de 4000 cP, representativa de un campo del Magdalena Medio Colombiano.

Inicialmente se realizará una descripción de las propiedades de yacimiento y del fluido utilizadas en cada uno de los modelos, a partir de los resultados obtenidos, éstos se comparan tanto técnica como financieramente para así, evaluar el comportamiento y la rentabilidad del proceso SAGD en función de la viscosidad.

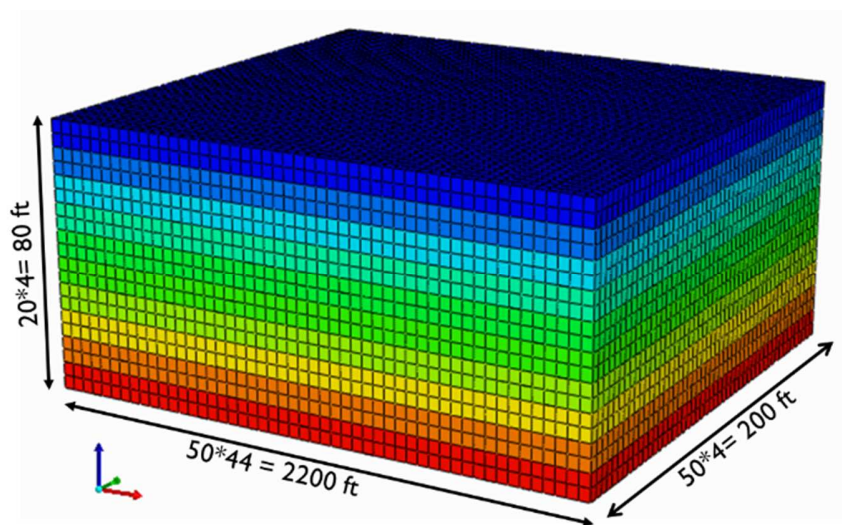
Los modelos serán desarrollados en la herramienta STARS (Steam, Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator) de la compañía CMG, la cual nos permite modelar los procesos térmicos en yacimiento.

2.1. DIMENSIONES DEL ENMALLADO PARA EL CASO BASE

Antes de iniciar la simulación, se debe establecer el tamaño del modelo conceptual y el tipo de enmallado sobre el cual se evaluará el proceso, en este caso, los dos modelos tendrán las mismas dimensiones para poder hacer una adecuada comparación bajo un enmallado cartesiano el cual permite modelar el flujo lineal de los fluidos en patrones con áreas grandes.

De igual manera es necesario definir la discretización del modelo, el cual, al estar más refinado, permite obtener mayor detalle en los fenómenos presentados; para una simulación de un proyecto SAGD lo recomendable es que en la sección transversal a los pozos se mantenga una relación entre ancho y alto de uno¹⁵, para poder observar detalladamente la formación y expansión de la cámara de vapor.

Figura 8. Modelo Base de Simulación



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

¹⁵ SHIN, H., HWANG, T., & CHON, B. (2012, January 1). Optimal Grid System Design for SAGD Simulation. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/157900-MS

En la figura 8 se observa el modelo base de simulación, el cual cuenta con un área de 10.1 acres y 80 ft de espesor, donde las dimensiones del grid son 50i, 50j, 20k, con un espesor de 44 ft, 4 ft y 4 ft, respectivamente, manteniendo la relación j/k de uno.

2.2. MODELO CONCEPTUAL DE SIMULACIÓN DEL YACIMIENTO CON EL CRUDO EXTRAPESADO

Para la construcción de este modelo de simulación los datos fueron definidos a partir de la revisión bibliográfica realizada a diferentes proyectos exitosos de SAGD, como los aplicados en HildaLake¹⁶, Jackfish¹⁷, Senlac¹⁸, Christina Lake¹⁹, entre otros^{20,21}.

2.2.1. Propiedades del yacimiento Es necesario realizar una adecuada caracterización petrofísica del yacimiento ya que estas propiedades tienen gran influencia en el desempeño del proceso y la distribución de los fluidos en la formación, en la cantidad de fluidos en ella almacenados y en el desplazamiento de estos en el medio poroso. En la tabla 2 se presentan las propiedades petrofísicas asignadas al simulador y las condiciones iniciales del modelo.

¹⁶ Shell Canada Energy In Situ Oilsands, Hilda Lake Pilot Commercial EOR Project; EUB 2006 Annual Performance Review 2007.

¹⁷ STRICH O., et al. "Partial-SAGD applications in the Jackfish SAGD Project. Devon Canadá Corporation. SPE 149708. 2009

¹⁸ SAGD Process in the East Senlac Field: From Reservoir Characterization to Field Application; 1998 UNITAR Conference; Beijing, China, 27—31 Oct. 1998

¹⁹ Encana Christina Lake Thermal Project; Field Report 2005, 2006.

²⁰ Foster Creek Development, Encana report 2005, 2006, 2008, 2009.

²¹ Shell Canada Energy In Situ Oilsands, Hilda Lake Pilot Commercial EOR Project; EUB 2006 Annual Performance Review 2007.

Tabla 2. Propiedades petrofísicas del modelo de simulación de crudo Extrapesado

PROPIEDAD	VALOR
Profundidad, ft	670
Espesor, ft	80
Área, acres	10.1
Porosidad, %	30
Permeabilidad, mD	5000
Kv/Kh	0.5
Presión inicial, psi	290
Soi, %	85
Temperatura Inicial, °F	53.6

De igual manera es necesario especificar el tipo de roca que conforma el yacimiento y sus propiedades; como el objetivo es simular un proceso térmico, se hace necesario definir la conductividad térmica y capacidad calorífica de la formación que contiene los fluidos, en este caso una arenisca, al igual que las formaciones aledañas, arcillas, para así, poder evaluar las pérdidas térmicas hacia el overburden y underburden. En la tabla 3 se especifican las propiedades de estos dos tipos de rocas y de los fluidos que las saturan.

2.2.2. Modelo de fluidos El modelo de los fluidos presentes en yacimiento es uno de los componentes más importantes a la hora de simular, ya que a partir de éstos se describirá el comportamiento de los fluidos en el medio poroso a medida que van cambiando la presión a causa de la producción y la temperatura a causa de la inyección de vapor, lo cual genera una variación en las propiedades de los fluidos e influyen en el desplazamiento y producción de los mismos.

Tabla 3. Propiedades Térmicas de la roca y de los fluidos

PROPIEDAD	VALOR
ARENISCA	
Conductividad Térmica, BTU/ft*día*F	23.59
Capacidad Calorífica, BTU/ft ³ *F	38.76
ARCILLA	
Conductividad Térmica, BTU/ft*día*F	36
Capacidad Calorífica, BTU/ft ³ *F	35.63
FLUIDOS	
Conductividad térmica del aceite, BTU/ft*día*F	1.8
Conductividad térmica del agua, BTU/ft*día*F	12.6
Conductividad térmica del gas, BTU/ft*día*F	0.26

Fuente: STRICH O., et al. "Partial-SAGD aplicaciones in the Jackfish SAGD Project. Devon Canadá Corporation. SPE 149708. 2009

Para poder generar un modelo de fluidos se requieren de pruebas de laboratorio PVT, las cuales describen el comportamiento de los fluidos en función de la presión, la temperatura y la saturación; en caso de no contar con esta pruebas se deben utilizar correlaciones que permitan su óptima caracterización, con las cuales se construiría un PVT sintético del fluido a diferentes presiones y temperaturas.

Para este modelo se realiza un PVT sintético, con las características de los fluidos especificadas en la tabla 4, bajo las cuales se puede evidenciar que es un crudo extrapesado con una alta viscosidad, lo cual conlleva a la baja movilidad del hidrocarburo en el yacimiento.

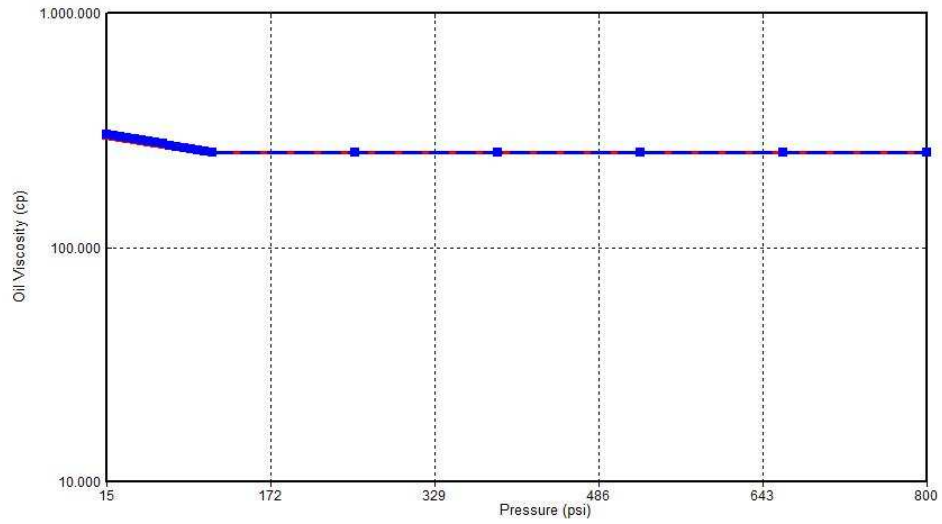
Tabla 4. Modelo de Fluidos

PROPIEDAD	VALOR
Temperatura del yacimiento, °F	53.6
Presión inicial del yacimiento, psi	290
Viscosidad (53.6 °F), cP	255000
Gravedad °API	6
Peso Molecular del aceite, lb/lbmol	535.65
Presión de burbuja, psi	116
GOR, SCF/STB	8.42
Gravedad específica del gas	0.66

En las figuras 9 y 10 se evidencia el comportamiento de la viscosidad del aceite en función de la presión y la temperatura respectivamente, siendo esta propiedad de gran relevancia, puesto que al simular un proceso térmico la viscosidad es la propiedad que más cambios presenta a pequeñas variaciones de la temperatura, y más en este hidrocarburo, el cual es extrapesado.

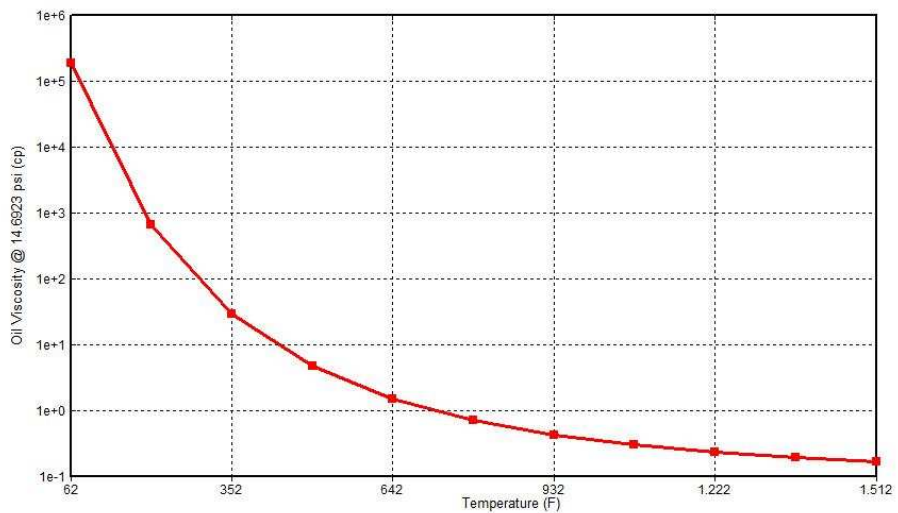
2.2.3. Curvas de permeabilidad Relativa. Las permeabilidades relativas permiten identificar como va a ser el desplazamiento de los fluidos en el medio poroso, a medida que las saturaciones van cambiando; determinarlas es un problema complejo que depende fuertemente de la geometría de la roca y su interacción con los fluidos del yacimiento (mojabilidad).

Figura 9. Viscosidad del aceite Vs Presión



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

Figura 10. Viscosidad del aceite Vs Temperatura



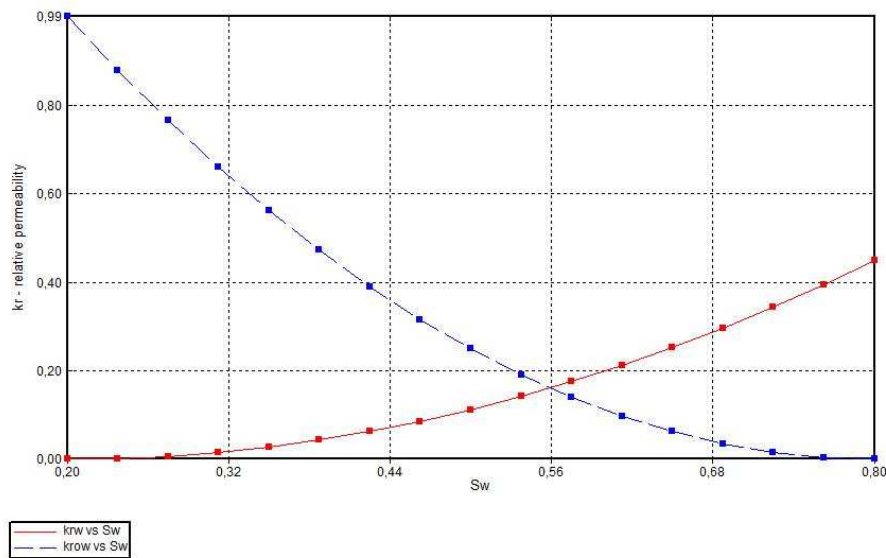
Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal Advance Processes Reservoir Simulator, STARS.

Tabla 5. Puntos finales (End Points) de las curvas de permeabilidad relativa

END POINT	VALOR
Saturación de agua connata (SWCON)	0.2
Saturación de agua crítica (SWCRIT)	0.2
Saturación de aceite irreducible al agua (SOIRW)	0.2
Saturación de aceite residual al agua (SORW)	0.2
Permeabilidad Relativa del agua @SORW (KRWIRO)	0.9942
Permeabilidad Relativa del aceite @SWCON (KROCW)	0.4473

Fuente: STRICH O., et al. "Partial-SAGD applications in the Jackfish SAGD Project. Devon Canadá Corporation. SPE 149708. 2009.

Figura 11. Curva de Permeabilidad Relativa del aceite y del agua en función de la saturación de agua



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

Las curvas de permeabilidad relativa fueron creadas a partir de las ecuaciones de Hirasaky, basados en los puntos finales (End Points) reportados en la literatura de unos de los campos a los cuales se les implemento SAGD, los cuales están descritos en la tabla 5. En la figura 11, se observa el comportamiento de la permeabilidad relativa del agua y del aceite en función de la saturación del agua.

2.2.4. Configuración de pozos. Para un proceso de drenaje gravitacional asistido con vapor se requiere de dos pozos generales, el superior el cual es el pozo inyector y el inferior que es el pozo productor. Dentro de cada pozo se hay dos tubing, uno corto cerca al heel y uno largo cerca al toe con los cuales se inyecta y se producen los fluidos, para ayudar a la formación de la cámara de vapor.

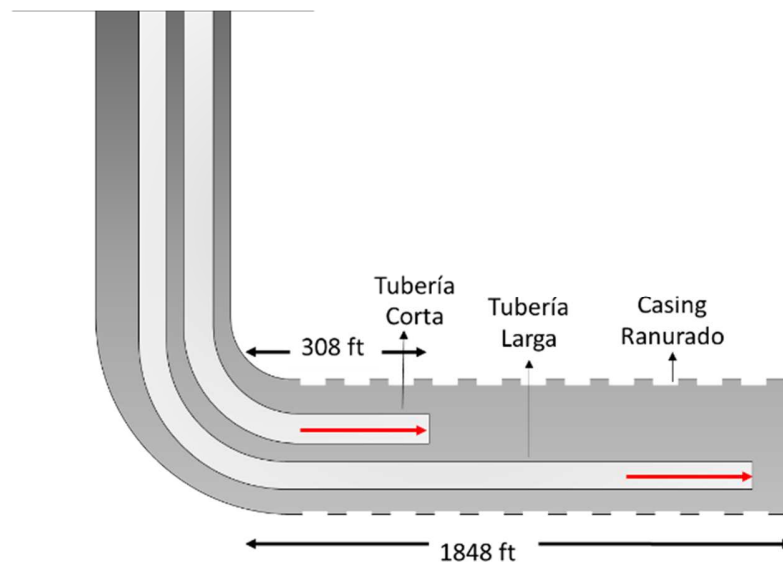
Para poder representar este completamiento en el simulador se utiliza la keyboard flexwell (flexible wellbore), la cual es implementada cuando se utilizan pozos horizontales, permitiendo acoplar el casing con los tubing, a partir de una segunda malla o un refinamiento adicional a los pozos. El pozo puede contener hasta tres sartas de tubería en un espacio anular, y cada corriente que fluye puede inyectar o producir operando a diferentes condiciones²²; esta keyboard se utiliza para calcular la caída de presión de los fluidos debido a la fricción, así como la transferencia de calor axial y radial, lo cual influye en la calidad del vapor inyectado.

En total se definieron cuatro flexwell, dos para el periodo Start up, donde se hará una circulación del vapor y dos para la fase de desarrollo. Cada flexwell comprende un casing y dos sartas de perforación, una larga de 1848 ft en la sección horizontal y una corta de 308 ft. El espaciamiento entre pozos, superior e inferior, es de 16 ft,

²² OBALLA V., BUCHANAN L. Flexible Wellbore Model Couple to Thermal Reservoir Simulator. World Heavy Oil Congress. PAPER 2009-308. Puerto de la Cruz, Venezuela, 2009.

el cual se definió en función de la viscosidad del hidrocarburo. En la figura 12 se presenta un esquema general del completamiento de uno de estos pozos.

Figura 12. Completamiento de pozos utilizando Flexwell



- **Start Up.**

Para los condiciones de los pozos, estas cambian del periodo de Start up al de desarrollo. Inicialmente en la etapa de Start up se realiza una circulación de vapor por ambos pozos, donde se inyecta vapor por la tubería larga y por la tubería corta se produce agua condensada, vapor y el aceite calentado. Este periodo de circulación se debe realizar hasta que se alcance la conectividad térmica entre los dos pozos, el cual, a partir de los perfiles de temperatura se estimó debía ser de tres meses.

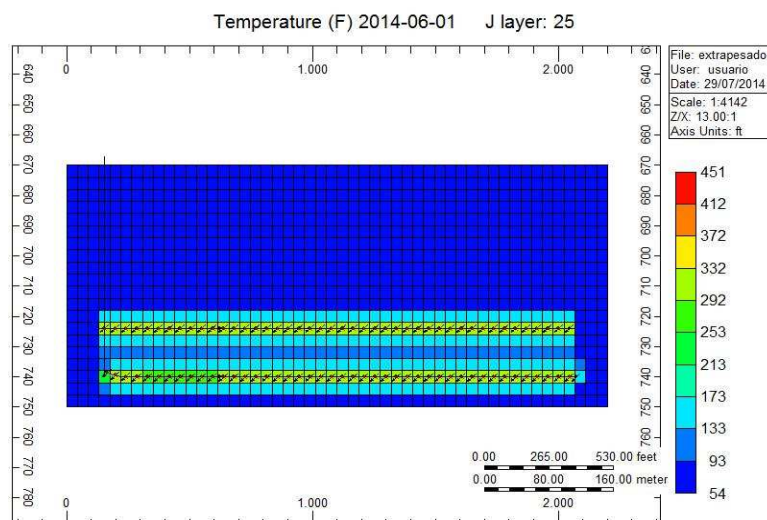
En la tabla 6 se presentan las condiciones tanto de inyección como de producción de los dos pozos durante los tres primeros meses del proceso, las cuales fueron asignadas a partir del caso de estudio reportado en la literatura y en la figura 13 se presenta un perfil de temperatura de una sección paralela a los pozos, donde se

evidencia la conectividad térmica entre estos después de este tiempo de circulación de vapor, lo que permite que los fluidos calentados puedan drenar directamente al pozo productor. Después de este periodo de tiempo se inicia la etapa de desarrollo.

Tabla 6. Constraints de Inyección y de Producción en la etapa Start Up

START UP	
INYECTORES	
Presión de Inyección, psi	435
Tasa de Inyección, CWE/día	700
Temperatura de inyección, °F	452.8
Calidad del vapor, %	80
PRODUCTORES	
Presión de producción, psi	350

Figura 13. Perfil de temperatura de una sección paralela a los pozos a los tres meses de iniciado el proceso.



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Results 3D.

Inicialmente la tasa de producción es muy baja en los dos pozos, ya que solo se está produciendo una parte de los fluidos calentados y ésta solo se da por la tubería corta. Adicional a la conductividad térmica, se sabe que esta etapa termina cuando la producción del pozo superior disminuye ya que al existir conductividad entre pozos y por efecto de la gravedad, los fluidos drenaran hacia el pozo inferior.

- **Desarrollo**

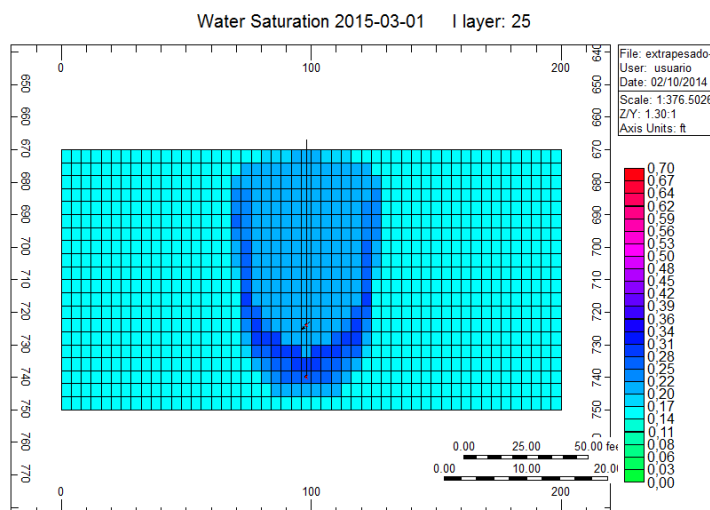
Posterior a esto, inicia el periodo de desarrollo el cual se analiza hasta que el vapor toque los límites del modelo, punto en el cual el vapor inyectado empezaría a hacer contacto con otra cámara de vapor; por tal razón el proceso es analizado durante cinco años, es decir hasta marzo del 2019.

En cuanto a los constraints de inyección, las condiciones de presión, temperatura y calidad del vapor son las mismas que las de la etapa de Start Up, a diferencia de la tasa de inyección la cual aumenta a 1600 Bbl/día. Respecto a los pozos productores se adiciona el constraints de STEAMTRAP, con el cual se modela la piscina de líquidos y la trampa de vapor, manteniendo un diferencial de temperatura de 50 °F entre el vapor inyectado y los fluidos de producción, permitiendo la acumulación de condensados y de aceite caliente en la cercanía del pozo productor lo cual evita el bypass del vapor. Esto se puede observar en la figura 14, la cual muestra un perfil de la saturación de agua al año de iniciado el proceso, donde se resalta la zona de transición y la piscina de líquidos.

En la figura 15 se presenta un perfil de temperatura transversal a los pozos al año de iniciado el proyecto, donde la cámara de vapor alcanza el tope de la formación, punto en el cual, también se alcanzan las mayores tasas de producción. En la figura 16 y 17 se muestra el perfil de temperatura y el perfil de saturación de aceite pero cinco años de iniciado el proceso, donde se evidencia que a ese tiempo el vapor

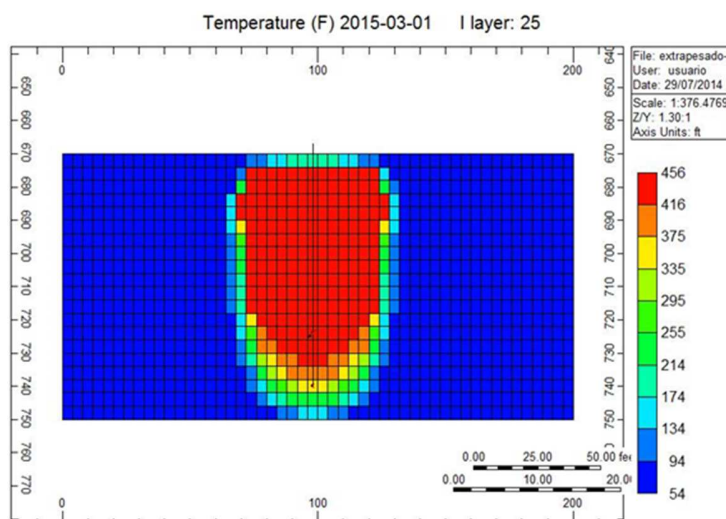
llega a los límites del modelo y que el aceite contactado ya ha sido desplazado hacia el pozo productor.

Figura 14. Perfil de saturación de agua al año de iniciado el proceso



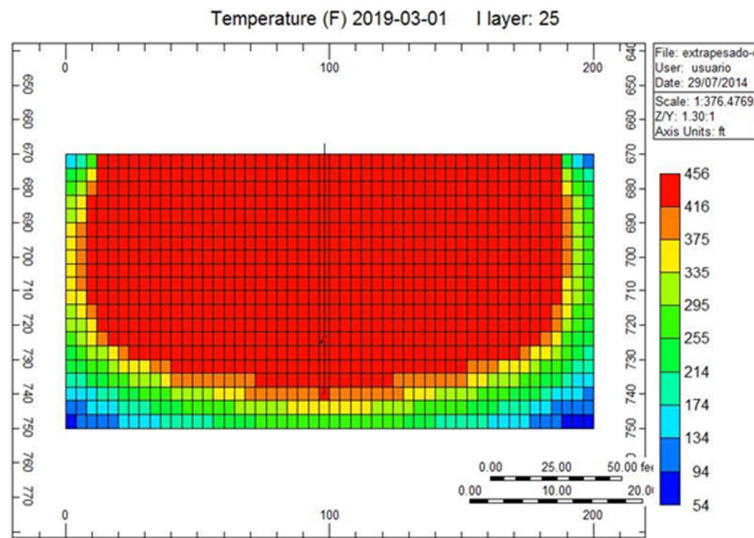
Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Results 3D.

Figura 15. Perfil de temperatura, un año después de iniciado el proceso



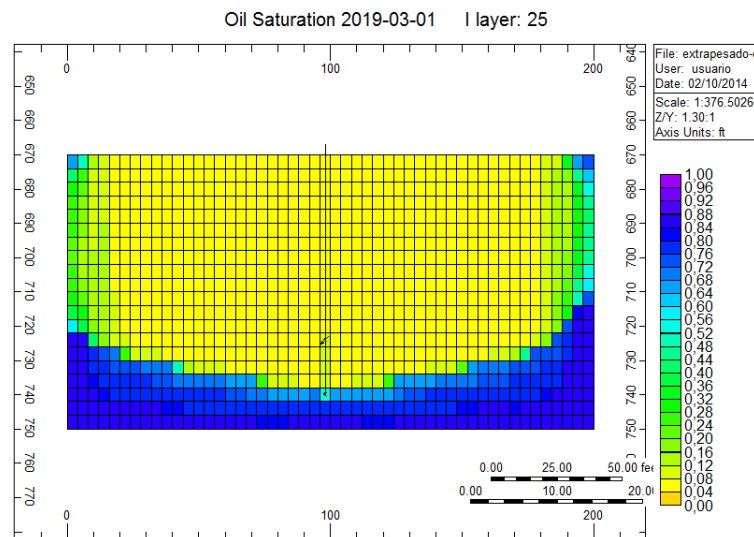
Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Results 3D.

Figura 16. Perfil de temperatura, cinco años después de iniciado el proceso



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Results 3D.

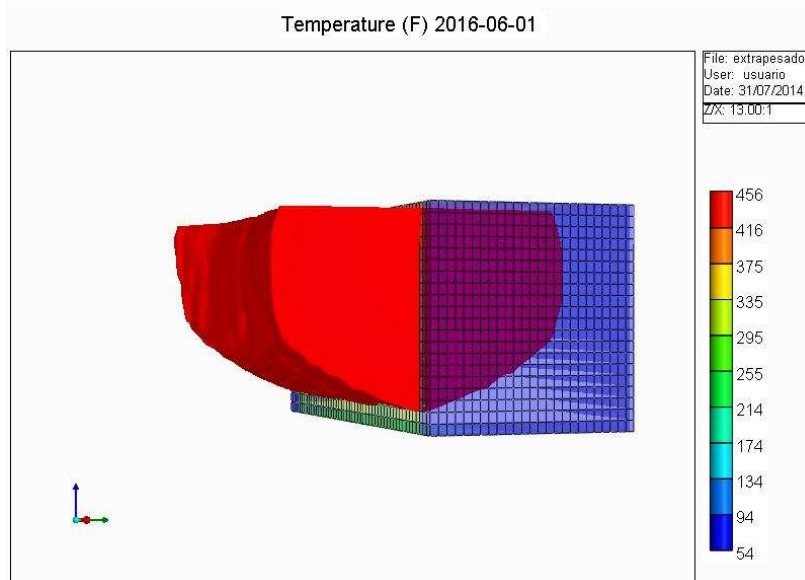
Figura 17. Perfil de saturación de aceite, cinco años después de iniciado el proceso



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Results 3D.

La expansión total de la cámara de vapor se puede observar en la figura 18 la cual presenta una imagen 3D de la formación resaltando el perfil de temperatura, donde se ve la uniformidad de ésta a lo largo del modelo; a esta imagen se le realizó un corte paralelo a los pozos para resaltar la cámara y así, poderla observar a mayor detalle.

Figura 18. Cámara de vapor en el modelo extrapesado



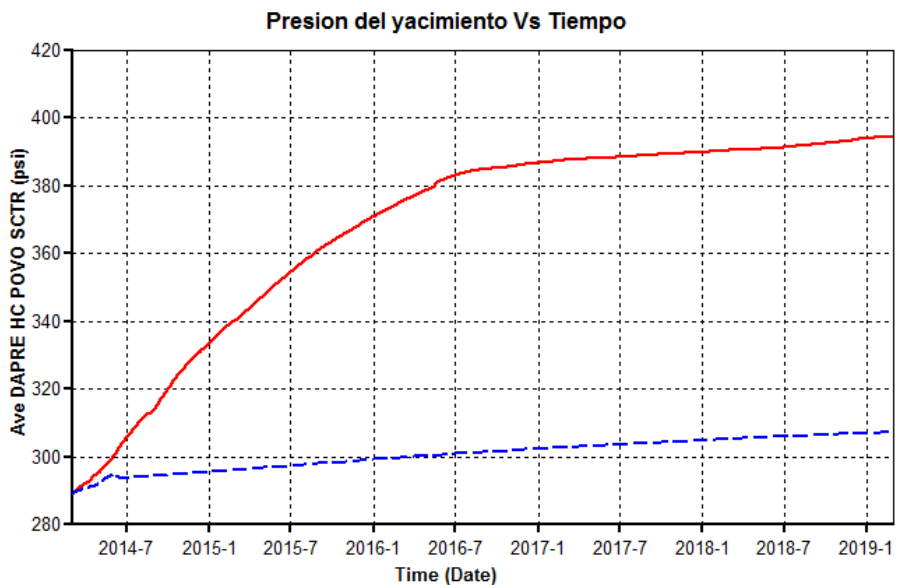
Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Results 3D.

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

Como se mencionó anteriormente se evaluará la técnica durante los 5 primeros años, es decir, hasta marzo de 2019, ya que a ese tiempo el vapor alcanza los límites del yacimiento; de igual manera se compararán los resultados con la línea base la cual simula el proceso de la producción en frío.

En la Figura 19 se presenta el comportamiento de la presión del yacimiento en función del tiempo, la línea azul representa la producción en frío y la roja la implementación del proceso SAGD , donde se observa un aumento y posterior mantenimiento de la presión de formación, esto debido a que la presión de producción es mayor a la de yacimiento, puesto que inicialmente se debe presurizar la formación para que la producción se dé únicamente por efecto de las fuerzas gravitacionales, ya que al haber caídas de presión las fuerzas viscosas influirían en el proceso lo cual ocasionaría que el vapor se fuera por caminos preferenciales evitando la formación de la cámara de vapor.

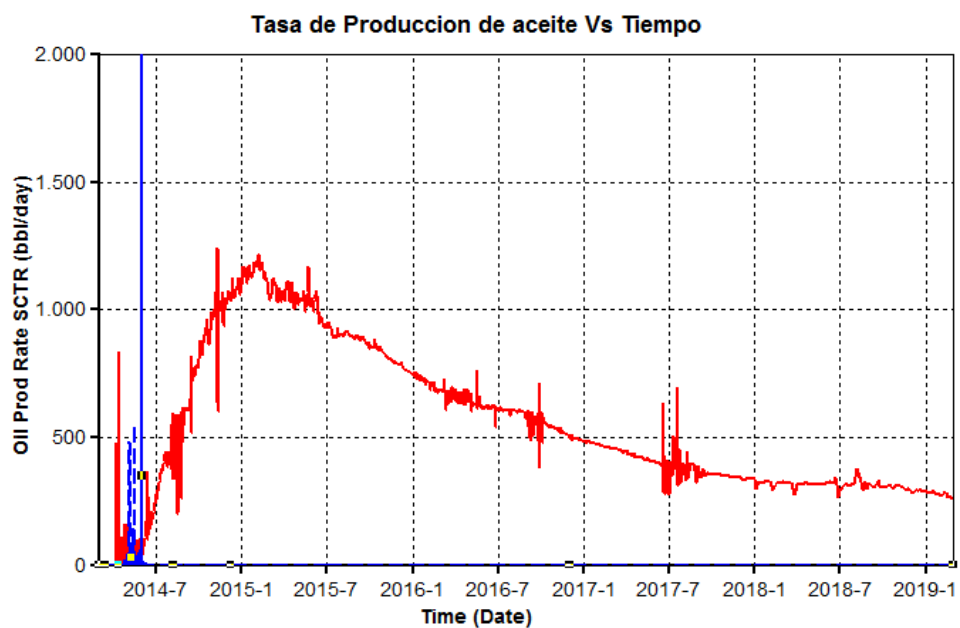
Figura 19. Comportamiento de Presión de Yacimiento Vs Tiempo



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Results Graph.

Al analizar el comportamiento de la producción de aceite, figura 20, se puede observar que se cumple lo planteado en la teoría de la fase de desarrollo, donde se presenta un aumento de la producción de aceite hasta que la cámara de vapor alcanza el tope de la formación, es decir, a un año, tiempo en el cual se alcanzan las mayores tasas de producción de aceite y posterior a esto viene un periodo de declinación de producción. De igual manera analizar el proceso de recuperación primaria (línea azul) se evidencia que no hay producción de aceite a causa de la alta viscosidad del crudo, por ende el factor de recobro es cero. Los diferentes picos observados en el comportamiento de la presión obedecen a la complejidad del modelo, pues en el simulador se realizaron numerosas iteraciones hasta alcanzar un ajuste.

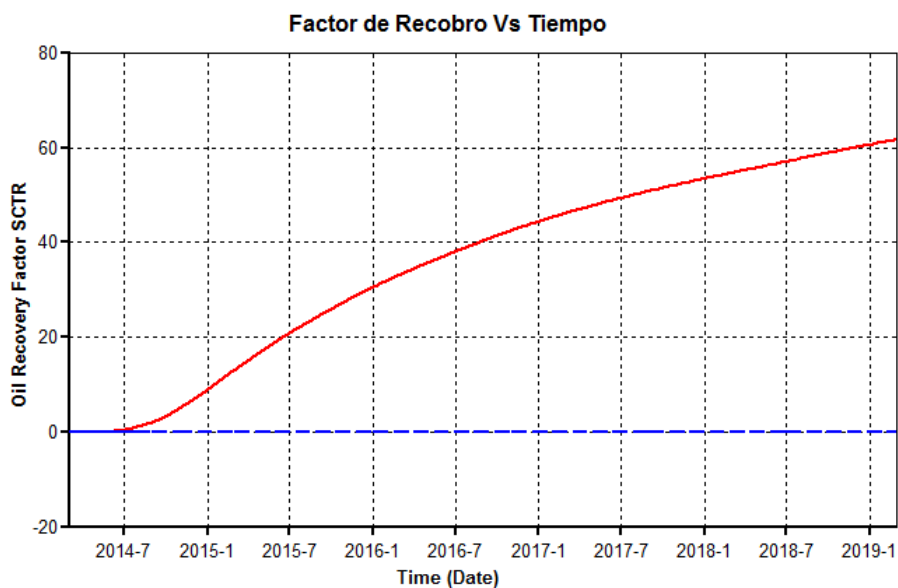
Figura 20. Tasa de producción de Aceite Vs Tiempo



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Results Graph.

En cuanto al análisis del factor de recobro incremental, Figura 21, observamos que a los 5 años este alcanza un valor del 64%, por lo cual al evaluar técnicamente el proceso se puede inferir que éste es viable para implementarlo en un crudo extrapesado. Si se observa la curva se analiza que el factor de recobro, ésta aún no se ha estabilizado, es decir, este podría aumentar, sin embargo, si se evalúa por más tiempo no se estaría representado lo que sucede en yacimiento, puesto que en realidad la cámara de vapor no va a encontrar un límite de expansión como el que aquí se evidencia debido a las dimensiones del modelo en estudio, con lo que sí podría contactar sería con otra cámara de vapor y ahí se debería dar inicio a la fase de mejoramiento.

Figura 21. Factor de Recobro Vs Tiempo

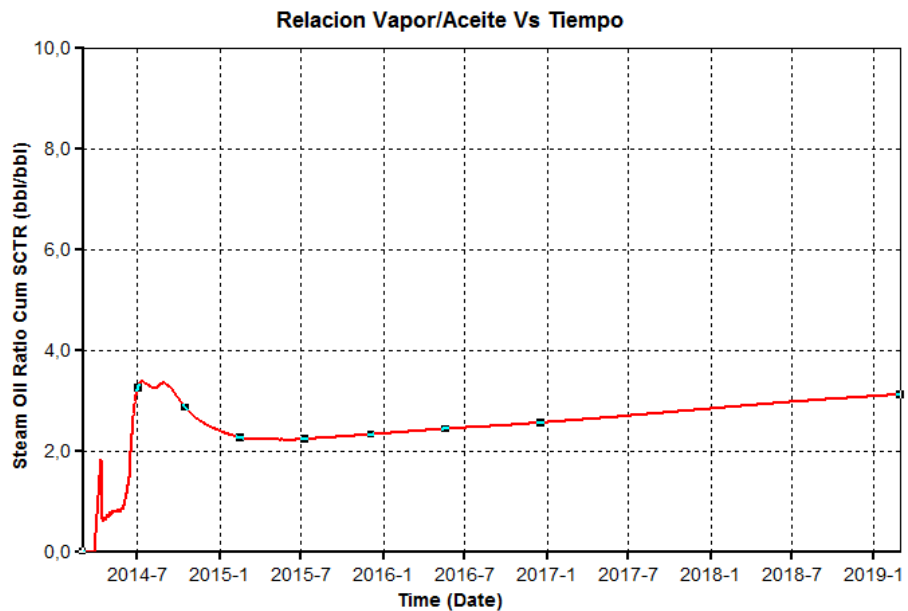


Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Results Graph.

La relación vapor-aceite, SOR, es uno de los parámetros más importantes a ser evaluados, ya que a partir de ésta se puede inferir la rentabilidad económica del

proceso. Por lo general, para que un proyecto de inyección de vapor sea económicamente viable se requiere un SOR menor a 8 y en un proyecto de drenaje gravitacional asistido con vapor el SOR debe ser menor a 4 ²³, valores recomendados en la literatura para que las inversiones sean menores a los ingresos del proyecto. En la figura 22 se presenta el comportamiento de la relación vapor-aceite en el tiempo, donde se observa que durante el proceso esta relación se mantiene siempre por debajo de 4.

Figura 22. Relación Vapor/Aceite Vs Tiempo



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Results Graph.

²³ TRIGOS E. Evaluación técnica de la factibilidad de implementar un proceso SAGD en yacimientos de crudo pesado. Universidad Industrial de Santander. 2010

2.3. MODELO CONCEPTUAL DE SIMULACIÓN DEL YACIMIENTO CON CRUDO PESADO MOVIL

Para el desarrollo del modelo conceptual de crudo pesado con movilidad se tomó como referencia un crudo Colombiano del Valle Medio Magdalena. Las dimensiones del Grid, como las propiedades térmicas de la roca y las curvas de permeabilidad relativa son las mismas para el crudo extrapesado, sin embargo las otras propiedades tanto de la roca como del fluido fueron modificadas. A continuación se presentarán las propiedades del nuevo modelo de simulación.

2.3.1. Propiedades del yacimiento El fluido que va a ser modelado es más móvil que el crudo del modelo del crudo extrapesado, debido a que el yacimiento se encuentra a una mayor profundidad y por ende mayor presión y temperatura; cabe resaltar que para los dos modelos se manejó el mismo gradiente de presión y de temperatura. De igual manera, a causa de la compactación del yacimiento la permeabilidad de la formación es menor. En la tabla 7 se presentan las principales propiedades petrofísicas del modelo.

2.3.2. Modelo de fluidos Para este modelo de simulación, se tomó como base las propiedades del fluido de un campo del Valle Medio Magdalena, el cual presenta una viscosidad de 4000 cP a condiciones de yacimiento, representando con éste, un crudo pesado pero que a condiciones de yacimiento es móvil, para así, poder comparar el efecto de la movilidad en la eficiencia de un proceso SAGD.

Tabla 7. Propiedades petrofísicas del modelo de simulación con crudo pesado

PROPIEDAD	VALOR
Profundidad, ft	2000
Espesor, ft	80
Área, acres	10.1
Porosidad, %	30
Permeabilidad, mD	800
Kv/Kh	0.5
Presión inicial, psi	900
Soi, %	85
Temperatura Inicial, °F	105

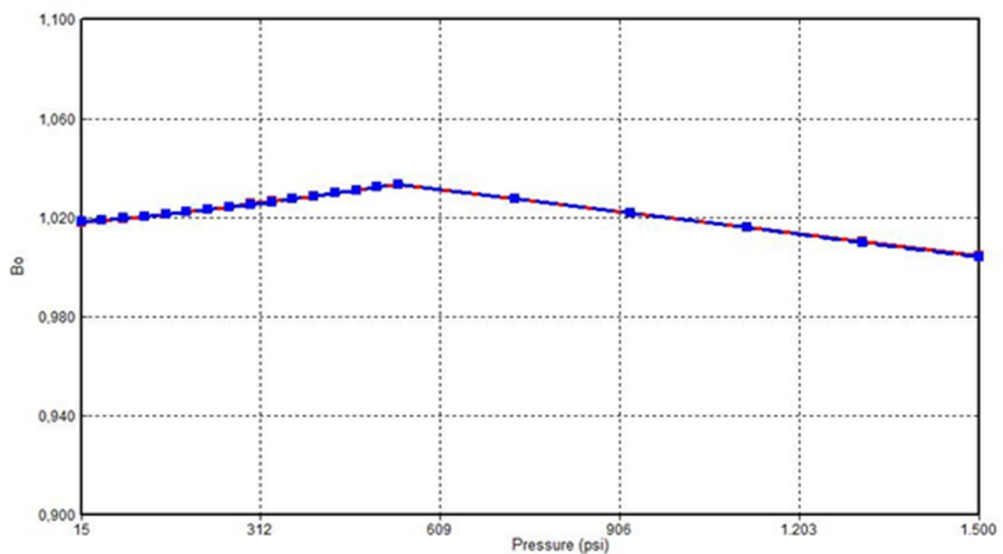
De igual manera, para este modelo se realiza un PVT sintético, con las características de los fluidos especificadas en la tabla 8, con las cuales a partir de correlaciones se genera el comportamiento de los fluidos a diferentes presiones, temperaturas y saturaciones.

Tabla 8. Modelo de Fluidos

PROPIEDAD	VALOR
Temperatura del yacimiento, °F	105
Presión inicial del yacimiento, psi	900
Viscosidad (105 °F), cP	4000
Gravedad °API	13
Peso Molecular del aceite, lb/lbmol	380
Presión de burbuja, psi	540
GOR, SCF/STB	50
Gravedad específica del gas	0.66

El comportamiento del factor volumétrico de formación se presenta en la figura 23, y en la figura 24 se presenta la variación de la viscosidad en función de la temperatura, ya que este es la propiedad de los fluidos que mayores cambios presenta debido a la inyección de vapor.

Figura 23. Factor Volumétrico de Formación del aceite



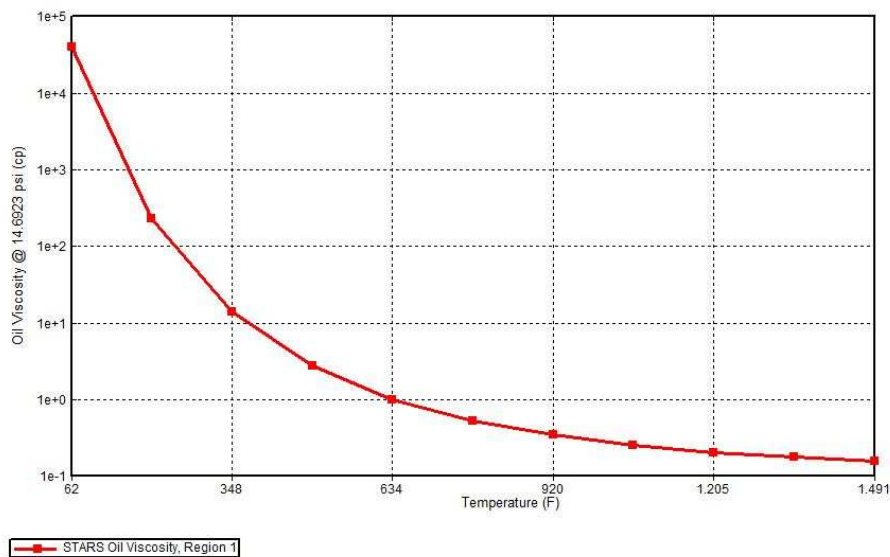
Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Steam, Thermal Advance Processes Reservoir Simulator, STARS.

2.3.3. Configuración De Pozos. Al igual que en el modelo extrapesado, fue necesario utilizar la keyboard Flexwell para modelar el completamiento entre los pozos, y así, representar las pérdidas por fricción que ocurre en tubería.

El espaciamiento entre los pozos es mayor, comparado con el del modelo del crudo extrapesado debido a que la viscosidad del crudo es menor; este espaciamiento se

determinó a partir de la gráfica del capítulo anterior, en la cual para un una viscosidad de 4000 cP el espaciamiento debe ser de 40 ft.

Figura 24. Viscosidad del aceite Vs Temperatura.



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

En cuanto al proceso, como este hidrocarburo ya tiene movilidad a las condiciones de yacimiento, no se requiere la etapa de Start Up, puesto que ya hay conectividad entre pozos, por lo cual, desde el inicio del proceso se implementa la fase de desarrollo. En la tabla 9 se presentan las condiciones tanto de inyección como de producción de los pozos. Cabe resaltar que se usa una calidad menor del vapor comparado con el modelo anterior debido a que el yacimiento se encuentra a una profundidad mayor lo cual conllevar a pérdidas de energía.

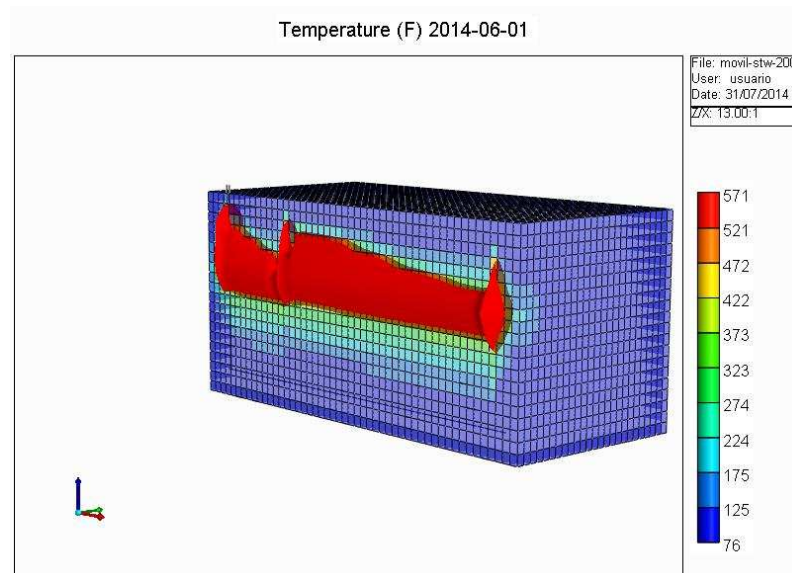
Tabla 9. Constraints de Producción y de Inyección en la etapa de desarrollo

DESARROLLO	
INYECTORES	
Presión de Inyección, psi	1200
Tasa de Inyección, Bbl	2000
Temperatura de inyección, °F	567.37
Calidad del vapor, %	60
PRODUCTORES	
Presión de producción, psi	900
STEAM TRAP, °F	50

2.3.4. Resultados Se esperaría observar resultados más favorables al implementar la técnica a este hidrocarburo en cuanto a la cantidad de petróleo recuperado, ya que tiene a favor que a condiciones de yacimiento el crudo ya es móvil, sin embargo, como se presenta a continuación, se evidencian ciertos problemas técnicos lo cuales llevan a la técnica ser menos eficiente en estos tipos de crudos.

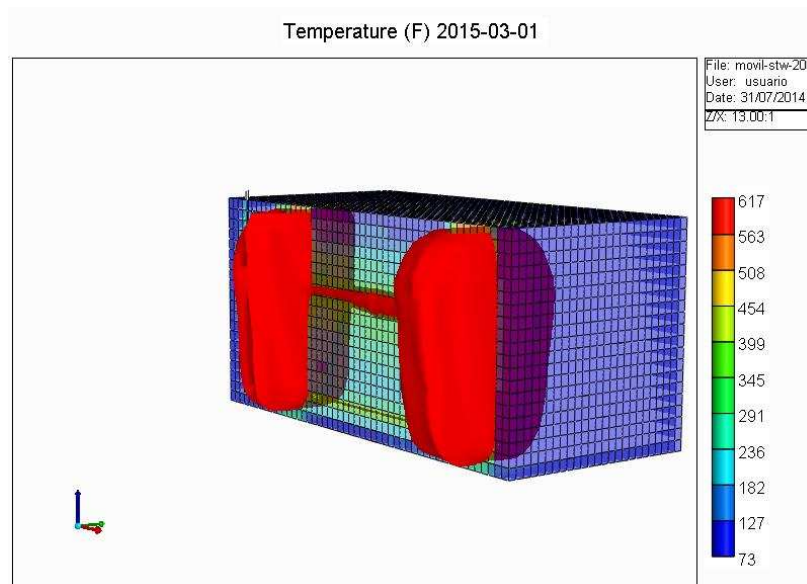
Evaluando la distribución del vapor inyectado a los tres primeros meses del proyecto, en la figura 25, se puede observar que el vapor que está siendo inyectado se expande inicialmente hacia el tope de la formación y en los alrededores del pozo inyector sin lograr conectividad térmica con el pozo productor a causa de las diferencias de densidades entre el hidrocarburo y el vapor, lo cual está limitando la base del proceso SAGD que es la formación de la cámara de vapor; de igual manera se evidencia que el vapor no se expande de manera uniforme a lo largo del pozo inyector, pues gran parte del fluido inyectado se expande en los terminales del tubing largo y del corto en lugar de expandirse a lo largo del casing, lo cual sería lo ideal para poder lograr una uniformidad en cuanto a la distribución de saturaciones.

Figura 25. Perfil de Temperatura a los tres meses del proyecto



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Results 3D.

Figura 26. Perfil de temperatura al año del proceso

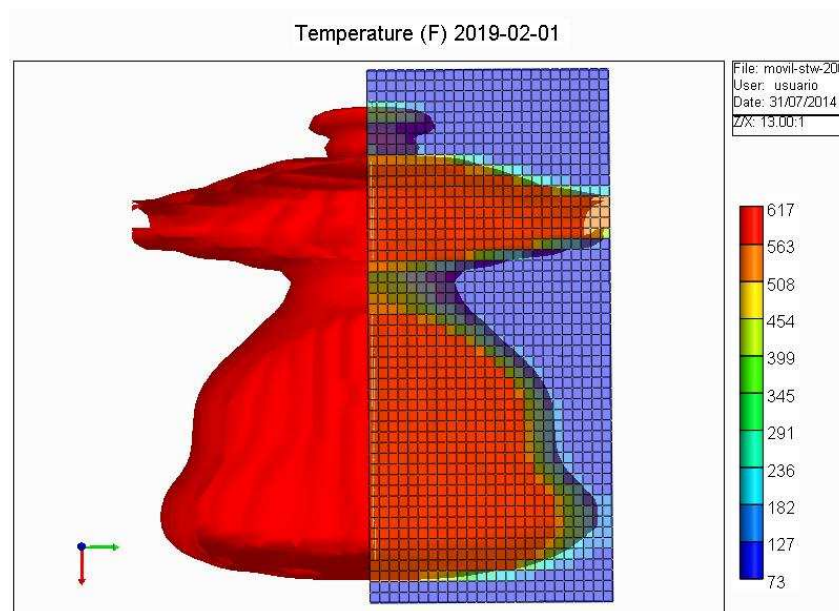


Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Results 3D.

Cuando se observa el comportamiento del proceso después de un año de su implementación, figura 26, se ve que el vapor solo se expande por unos puntos calientes los cuales corresponden a los puntos específicos de inyección y producción de las tuberías cortas y largas, lo cual limita considerablemente la técnica puesto que los costos de perforación de los pozos horizontales es alto pero solo se está logrando contactar una pequeña sección del yacimiento.

Ya al observar la expansión del vapor a los 5 años, figura 27, se evidencia que en algunas secciones del yacimiento, donde inicialmente se formaron los puntos calientes, el vapor ya ha contactado los límites de la formación, dejando gran cantidad de la hidrocarburo en yacimiento sin ser contactado con el vapor, en especial en la zona intermedia de los pozos. Para poder observar esa expansión del vapor, se genera una imagen superficial de la formación.

Figura 27. Expansión del vapor a los cinco años del proyecto. Vista areal

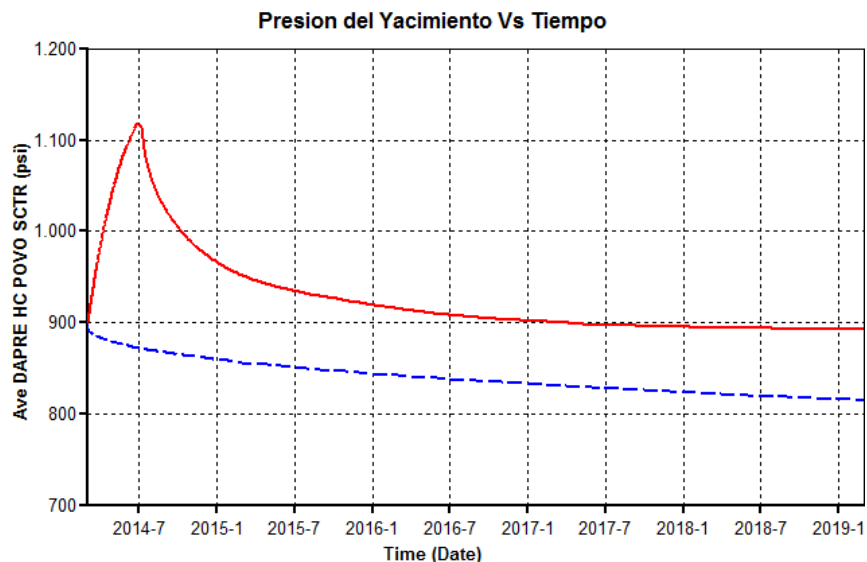


Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Results 3D.

Esto explica porque el proceso no es tan eficiente técnicamente, ya que al existir movilidad del crudo de la formación el vapor está tomando el camino más fácil, es decir, drena por puntos específicos hacia el pozo productor dejando gran cantidad del yacimiento sin calentar y por ende será hidrocarburo que no se podrá producir.

Ya analizando el comportamiento de la presión, de la producción de aceite, el factor de recobro y la relación vapor aceite en el tiempo, figuras 28, 29, 30 y 31 respectivamente, donde la línea roja representa el comportamiento cuando se implementa SAGD y la línea azul es la línea base con producción primaria, se puede observar que el comportamiento de la presión es similar al del crudo extrapesado como respuesta al proceso de recobro térmico, puesto que durante el proceso esta tiende a mantenerse constante. El pico que se observa al inicio del proceso es a causa de la presión de inyección, pero esta luego se normaliza y tiende a permanecer constante.

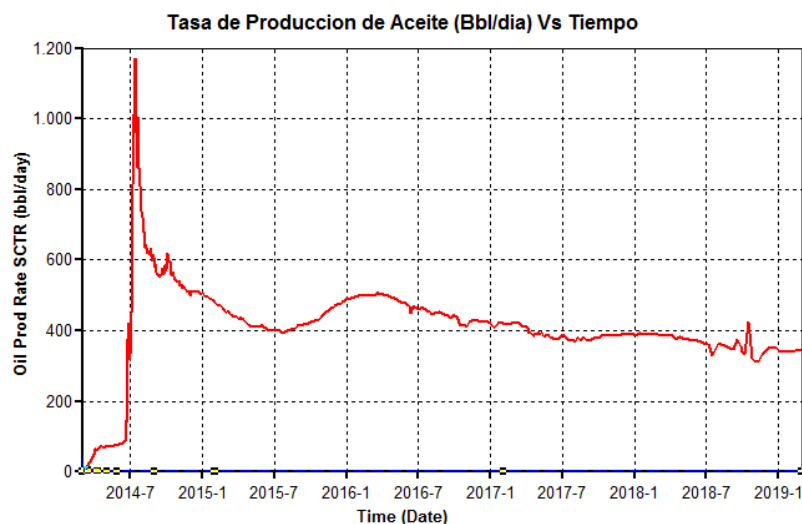
Figura 28. Comportamiento de Presión del Yacimiento Vs Tiempo



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Results Graph.

Al observar la tasa de producción de aceite incremental como resultado de la implementación de la técnica SAGD, se evidencia una muy baja producción al inicio del proceso a causa de que la cámara de vapor no se está formando, por lo cual el volumen de hidrocarburo que está haciendo contacto con el fluido inyectado es muy pequeño; De igual manera, al observar el comportamiento general de la producción de hidrocarburo, vemos que no es semejante al comportamiento de un proceso SAGD, puesto que no se evidencia ninguna de las tres fases características de la etapa de desarrollo, esto debido a que no se formó la cámara de vapor de manera uniforme.

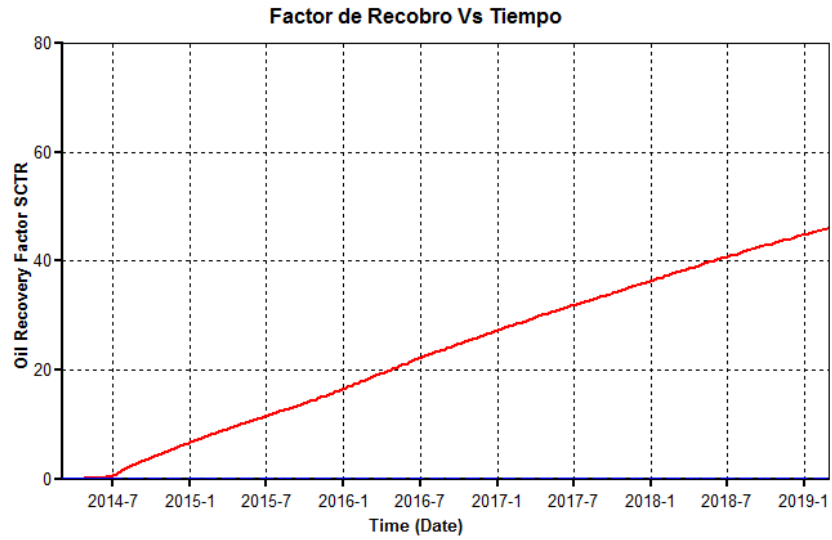
Figura 29. Tasa de Producción de aceite Vs Tiempo



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Results Graph.

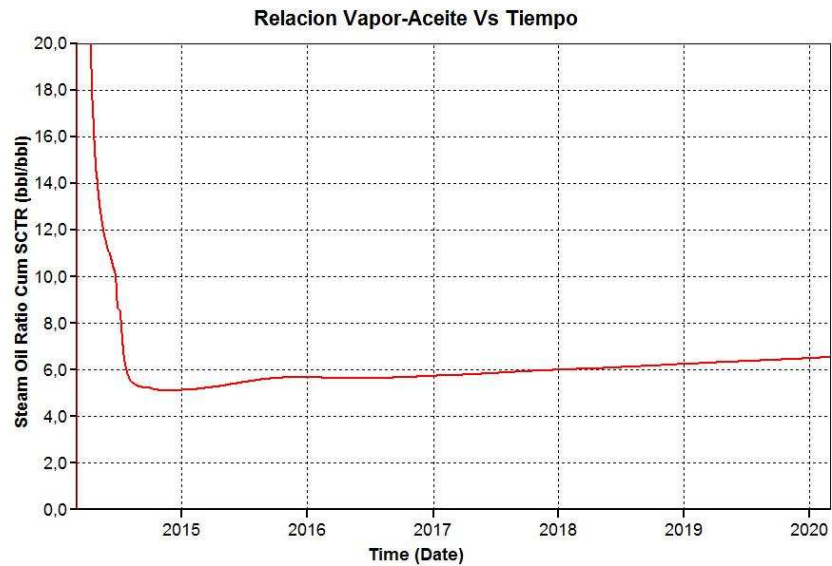
Al evaluar el proceso a los 5 años, se observa que a la fecha el factor de recobro alcanzado es del 45%, un valor inferior al del modelo del crudo extrapesado, lo cual se relaciona con la pobre distribución del vapor del yacimiento, ya que gran parte del hidrocarburo de la formación va a mantener su misma viscosidad y por ende su fluidez es muy baja, solo se produce el crudo que entra en contacto con el vapor.

Figura 30. Factor de Recobro Vs Tiempo



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Results Graph.

Figura 31. Relación Vapor/Aceite Vs Tiempo



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Results Graph.

Analizando la relación vapor/aceite se observa que en los cinco años se mantiene baja, en seis, sin embargo, como se explicó en el primer capítulo, lo ideal de un proceso SAGD es que el SOR sea menor a cuatro para asegurar la rentabilidad del proceso, teniendo en cuenta que los gastos iniciales de inversión son elevados.

Comparando técnicamente las dos simulaciones y teniendo en cuenta que en el segundo modelo se tiene mayor movilidad a condiciones de yacimiento, se puede analizar que el proyecto SAGD es viable implementarlo en un crudo extrapesado, puesto que es un crudo difícil de explotar y con esta técnica se puede alcanzar un alto factor de recobro con una baja relación vapor aceite. Cosa que no ocurre con el hidrocarburo móvil, puesto que se logra alcanzar un alto factor de recobro pero este también se lograría usando una inyección continua o cíclica de vapor con pozos verticales a menores costos; además, teniendo en cuenta que el crudo ya es móvil se esperaría una mayor recuperación de crudo, por lo cual se plantea la evaluación de las variables operacionales y de diseño para que el proceso brinde mejores resultados de recuperación de crudo a bajas relaciones de vapor-aceite y así poder ampliar el rango de aplicación de la misma, basándose en el principio de la formación de la cámara de vapor.

3. EVALUACIÓN DE DIFERENTES ESCENARIOS PARA LA APLICACIÓN DE LA TÉCNICA SAGD EN CRUDOS PESADOS CON MOVILIDAD

La finalidad de la investigación radica en lograr obtener resultados tanto técnicos como financieros favorables al implementar la técnica de drenaje gravitacional asistido con vapor, SAGD, a un yacimiento con crudo pesado el cual sea móvil a condiciones de yacimiento, para lo cual se debe buscar un nuevo diseño de aplicación y/o variables operacionales apropiadas que permitan la formación y expansión de la cámara de vapor en este tipo de crudo, buscando alcanzar altas tasas de producción y por ende un alto factor de recobro manteniendo una baja relación vapor aceite, por lo cual se hace necesario analizar el efecto de ciertas variables en el desarrollo de la técnica para definir la mejor alternativa de implementar SAGD a estos tipos de crudos.

3.1. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

El objetivo principal de un análisis de sensibilidad es poder determinar entre un grupo de variables definidas, cuáles son las que mayor influencia tanto negativa como positiva tienen en los resultados de la simulación numérica, para ello se analizan los principales resultados del modelo de simulación en función de todas las posibles combinaciones de las variables a ser evaluadas. Un análisis de sensibilidad utiliza normalmente un pequeño número de corridas de simulación para determinar cómo los resultados son sensibles a los diferentes parámetros o variables ajustables.²⁴ Para este estudio se utilizó la herramienta CMOST en la sección Análisis de sensibilidad de la compañía CMG.

²⁴ CMG Computer Modelling Group. CMOST Studio User's Guide-Sensitivity Analysis. Manual Version 2013.1

En este caso, se avalúa la influencia de la porosidad, la permeabilidad y el Kv/Kh como variables de yacimiento y la presión tanto de inyección como de producción, la tasa y la calidad del vapor inyectado y la diferencia de temperaturas entre pozos (Steam Trap) como variables operacionales, en los resultados de la simulación numérica del proceso SAGD, analizándolas especialmente respecto a las funciones objetivo las cuales, para este caso son la presión del yacimiento, la producción de petróleo, el factor de recobro y la relación vapor aceite.

El diseño experimental utilizado en la herramienta CMOST es de tipo factorial de segundo nivel donde a cada parámetro se le asignan dos valores, uno máximo y uno mínimo para establecer el rango en que se evalúa cada variable usando todas las posibles combinaciones de dichos parámetros²⁵. En la tabla 10 se presentan los parámetros a evaluar, los valores que inicialmente tiene el modelo base y el rango en el cual se va a variar cada una de las variables.

Tabla 10. Variables definidas para el análisis de sensibilidad

PARÁMETRO	VALOR BASE	VARIACIÓN
Porosidad, %	30	15-35
Permeabilidad, Md	900	100-1000
Kv/Kh	0.5	0.2-1
Presión de Producción, psia	900	200-1000
Presión de inyección, psia	1200	800-1400
Tasa de inyección, Bbl/día	1000	500-2000
Calidad, %	60	50-80
Trampa de Vapor, ℱ	50	20-300

²⁵ Tutorial: Computer Assisted History Matching, Optimization and Uncertainty Assessment Tool (CMOST) Version 2013

Es necesario resaltar que estos valores se definieron teniendo en cuenta las profundidades y las características del modelo de simulación a analizar. Por ejemplo, la variación de la permeabilidad se definió teniendo en cuenta la poca profundidad del yacimiento lo cual conlleva a que su grado de consolidación sea bajo, por lo cual hay una alta conectividad entre poros; para la tasa de inyección no se definieron valores superiores a 2000 Bbl/día teniendo en cuenta la capacidad máxima de los generadores de vapor. De igual manera, la máxima calidad del vapor es del 80% ya que esta es la que se obtendría a la salida del generador y la mínima es de 50% ya que se espera que el agua sea inyectada en la fase vapor.

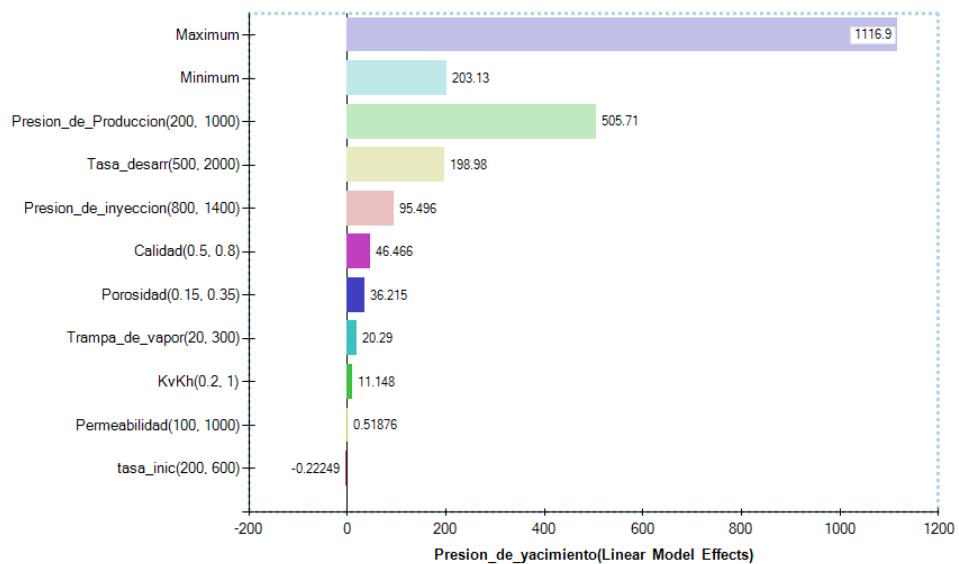
Para el análisis se realizó una sensibilidad multi-parámetro, la cual consiste en medir los cambios de la función objetivo como resultado de la variación individual y de la interacción de todos los parámetros, lo cual hace el proceso más eficiente ya que investiga todas las posibles combinaciones de los parámetros presentes en el estudio de simulación.²⁶

La herramienta CMOST nos permite encontrar que valores de las variables producen mejores resultados reduciendo de manera significativa el número de corridas de simulación requeridas para evaluar cada uno de los parámetros, presentando como resultado una comparación entre los perfiles de cada una de las funciones objetivo y de las diferentes corridas realizadas por la herramienta. De igual manera, mediante diagramas tornado nos permite identificar el grado de influencia de cada uno de los parámetros definidos, en los cuales por medio de barras horizontales representa si el aumento de una variable genera una respuesta negativa o positiva en las funciones objetivo y nos permite identificar cuáles son las que más repercuten en los resultados de simulación.

²⁶ RUEDA S., ROCHA J. "Evaluación de la factibilidad técnica de reactivar un proyecto de inyección cíclica de vapor en un campo colombiano mediante simulación numérica. Tesis de pregrado. Universidad Industrial de Santander. 2011

3.1.1. Análisis de resultados. Al evaluar la influencia de las variables en el diagrama tornado debemos observar que en el eje “x” se encuentra el grado de influencia de cada parámetro en la función objetivo, y en el eje “y” se encuentran cada una de las variables a evaluar. Si la barra crece en el eje positivo de “x”, quiere decir, que un aumento de este parámetro aumenta el valor de la función objetivo, caso contrario que si el crecimiento de la barra se da en el eje negativo, ya que esto significa que un aumento del parámetro genera una disminución en la función de estudio.

Figura 32. Diagrama de tornado respecto a la presión de yacimiento.

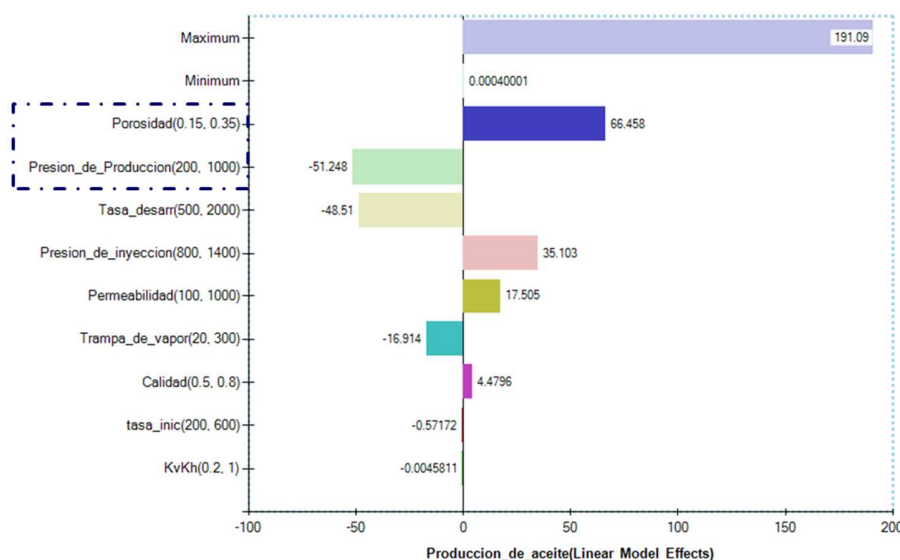


Fuente: Computer Modeling Group, CMG. CMOST, Análisis de sensibilidad.

- **Presión del yacimiento:** Esta función objetivo es de gran importancia ya que un mantenimiento y/o aumento de ésta, permite que el drenaje gravitacional sea el principal mecanismo de producción, ya que los fluidos drenarán al pozo productor debido a la diferencia de densidades y a que el pozo productor se

encuentra en la parte baja del yacimiento. Al analizar la figura 32, se observa que un aumento en todos los parámetros aumenta la presión de formación, siendo la presión de producción la más influyente ya que esta designa el gradiente de presión en el yacimiento.

Figura 33. Diagrama de tornado respecto a la producción de petróleo.

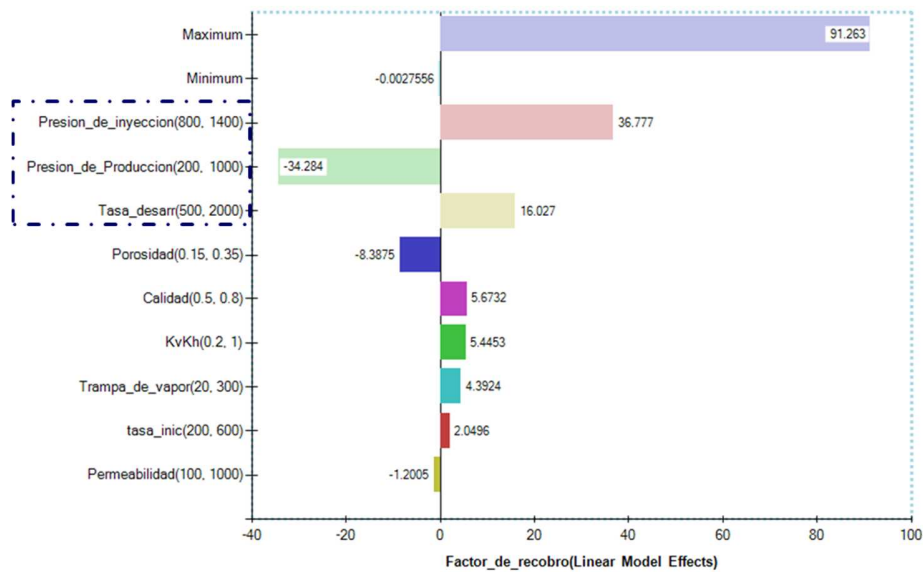


Fuente: Computer Modeling Group, CMG. CMOST, Análisis de sensibilidad.

- Producción de petróleo:** Esta es una de las principales funciones objetivo que se deben analizar, pues lo ideal es poder sacar la mayor cantidad de hidrocarburo posible, ya que de esta depende la economía del proyecto; analizando la figura 33, se observa que las dos principales variables que influyen en la producción son la porosidad y la presión de producción; la primera lo hace de manera positiva porque aumenta la cantidad de aceite *in situ* si se mantiene la misma relación de saturaciones, lo cual representa un mayor volumen de hidrocarburo en la formación y la segunda tiene un efecto negativo,

es decir, lo ideal sería disminuir la presión de producción para crear un gradiente de presión más amplio entre la presión del yacimiento y la del pozo lo cual permitiría un mayor drenaje de fluidos hacia el pozo productor, puesto que todo fluido tiende a ir al punto de menor presión.

Figura 34. Diagrama de tornado respecto al factor de recobro.

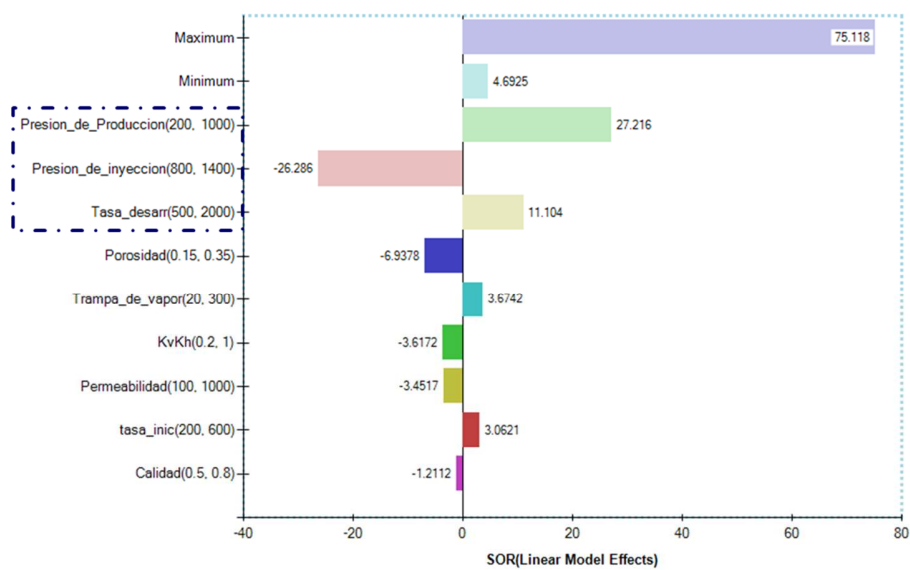


Fuente: Computer Modeling Group, CMG. CMOST, Análisis de sensibilidad.

- Factor de Recobro:** Aunque lo ideal es aumentar la producción, lo que se busca es sacar de yacimiento la mayor cantidad de hidrocarburo y no solamente acelerar la producción, se deben ampliar las reservas y buscar un equilibrio con la producción del campo. Observando la figura 34 se evidencia que la presión y la tasa de inyección presentan una relación directa con esta función objetivo, ya que al inyectar mayor cantidad de fluido se estará cediendo a la formación más calor, lo que permite una mayor reducción de la viscosidad del crudo y contactar mayor volumen del yacimiento, lo cual lo facilita una mayor presión de inyección.

Al igual que en la producción del hidrocarburo, una disminución en la presión de producción generaría un mayor factor de recobro, ya que este gradiente facilita el drenaje de los fluidos.

Figura 35. Diagrama de tornado respecto a la relación vapor/aceite.



Fuente: Computer Modeling Group, CMG. CMOST, Análisis de sensibilidad.

- Relación Vapor/Aceite (SOR):** Al igual que la producción, de esta función objetivo depende la rentabilidad del proyecto SAGD, es de esperarse que esta relación se mantenga en valores próximos a cuatro u inferiores, lo cual significa que con bajas cantidades de barriles de agua equivalentes inyectados se puede recobrar un alto volumen de hidrocarburos, lo cual está relacionado con la eficiencia del proceso. Por tal razón, se buscan determinar las variables que sean inversamente proporcionales al SOR para mantenerlas altas y disminuir aquellas que lo incrementan. En la figura 35 es claro que un aumento en la

presión de producción aumentaría el SOR, ya que no se estaría aprovechando el efecto de las fuerzas viscosas que genera el gradiente de presión en pozos. De igual manera, una la tasa de inyección incrementa el SOR ya que es mayor cantidad de vapor que se estaría inyectando. Caso contrario ocurre con la presión de inyección ya que esta permitiría una mejor y más rápida distribución del vapor en el yacimiento.

3.2. EVALUACIÓN DE NUEVOS PROCESOS DE APLICACIÓN

Como resultado del análisis de sensibilidad se identificaron tres variables operaciones fundamentales en el desarrollo de la técnica SAGD, las cuales son la presión de producción, la tasa equivalente de inyección de agua y la presión de inyección, sin embargo, este último parámetro no puede ser modificado ya que el yacimiento es somero y poco consolidado, por lo cual una alta presión de inyección podría llegar a fracturar la formación. Es por esto, que las otras dos variables operacionales serán evaluadas en conjunto con algunos cambios en el diseño y la ejecución de la técnica buscando la formación y expansión de la cámara de vapor y resultados económicamente favorables al implementar la técnica SAGD en los yacimientos de crudo pesado con movilidad. Para ello se crearon varios casos de estudio en los cuales se resaltaron cuatro, un modelo variando la presión de producción, la ejecución de una nueva fase de Start Up y la inyección cíclica de vapor tanto en uno como en los dos pozos.

3.2.1. Variación De La Presión De Producción. Este parámetro influye en los resultados de todas las funciones objetivo analizadas de manera inversa, excepto con el SOR en el cual la relación es directa, mostrando que una reducción en la presión de producción generaría un incremento en el factor de recobro manteniendo una baja relación vapor/aceite; por tal razón se construyeron dos nuevos modelos,

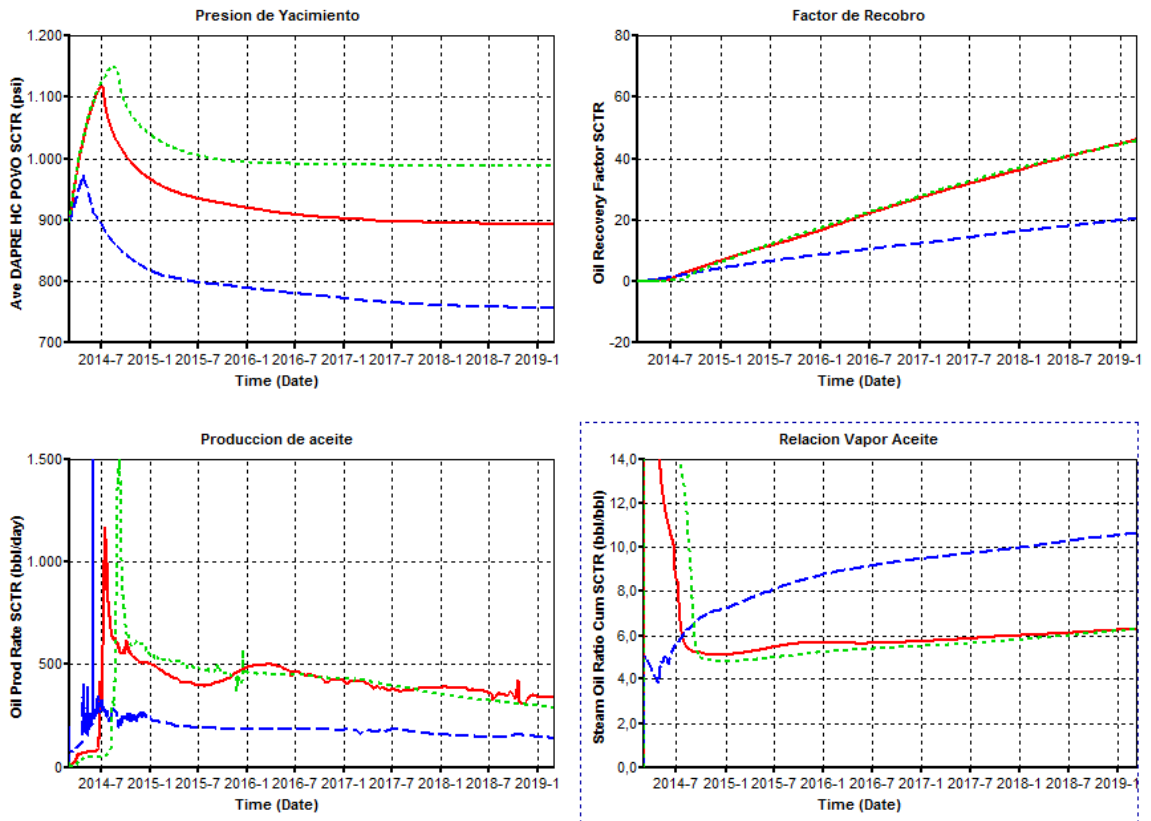
uno con una presión menor a la del yacimiento, 200 psia menos, es decir, con un BHP de 700 psia, y otro con una presión de 1000 psia, 100 psia arriba de la presión de formación. El propósito de estos modelos era poder evaluar la influencia del gradiente de presión en los resultados del proceso, analizando en detalle la distribución del vapor en el yacimiento y el perfil de producción.

En la figura 36 se presenta el comportamiento de la presión de formación, la producción de hidrocarburos, el factor de recobro y la relación vapor aceite en el tiempo, evaluando los primeros cinco años del proceso, donde la línea roja representa la respuesta al implementar SAGD manteniendo la presión de producción igual a la presión de yacimiento, es decir a 900 psia, las líneas verde y azul representan el comportamiento al ejecutar la técnica a una presión de 700 psia y 1000 psia respectivamente, para analizar el efecto de un gradiente positivo y uno negativo en la presión.

Como se observa, el mejor escenario es aquel en el que se mantiene la presión de producción igual a la presión de yacimiento (línea roja), puesto que la reducción en la presión (línea verde) genera una gran disminución en la tasa de producción de aceite comparado con el caso base, lo cual genera por ende un factor de recobro menor, presentando una relación vapor aceite superior a ocho, lo cual limita económicamente cualquier proyecto de inyección de vapor.

Para el caso del aumento de la presión de producción por encima a la de la formación (línea azul) se evidencia que el yacimiento se está sobre presionando pero que los resultados en cuanto a la producción de aceite, factor de recobro y relación vapor aceite son prácticamente los mismos que el caso base.

Figura 36. Perfil de presión de formación, producción de crudo, factor de recobro y relación vapor aceite en el tiempo



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Results Graph.

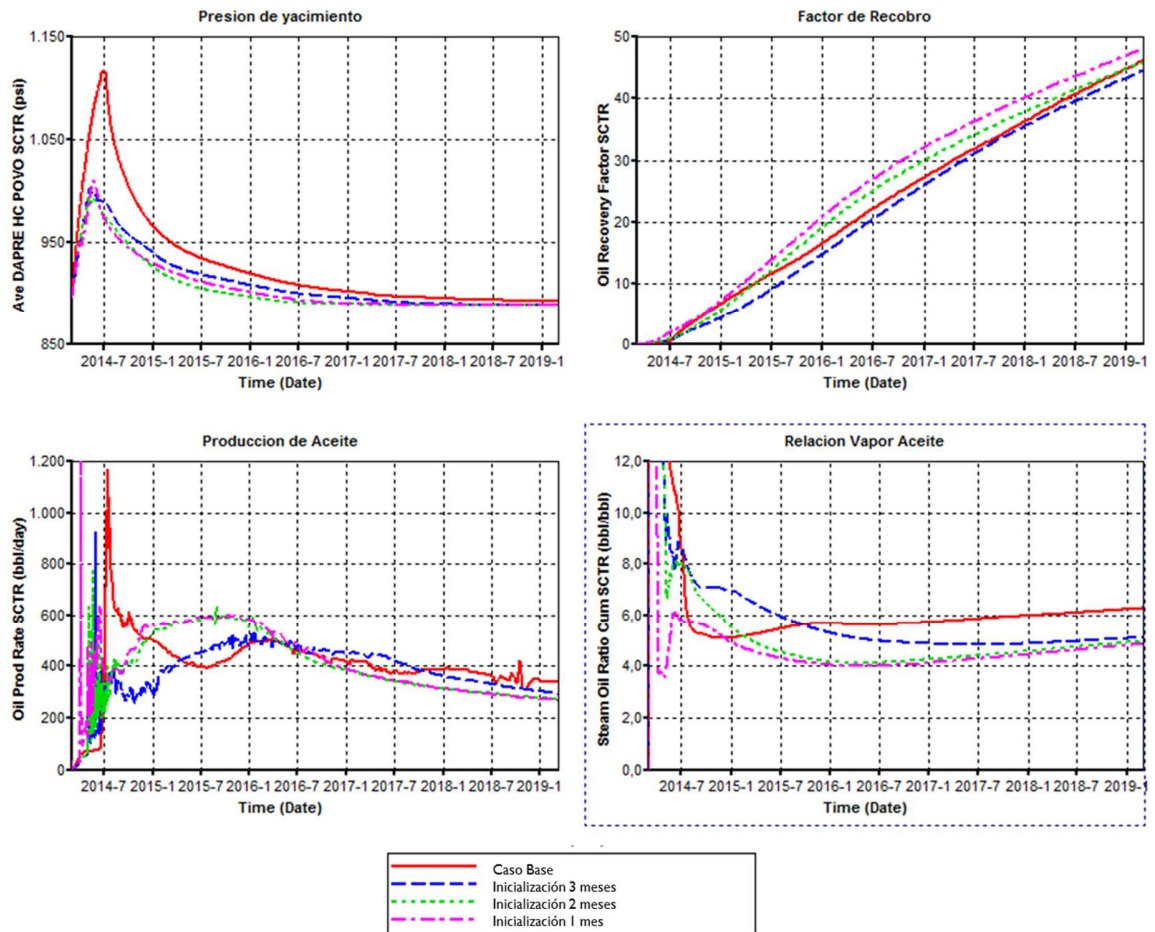
Aunque en el análisis de sensibilidad se presentó que una disminución en la presión de producción generaría resultados positivos en cuanto al factor de recobro y producción de crudo, en los modelos planteados se evidencia todo lo contrario, a causa de la canalización directa que ocurre del vapor hacia los extremos de los tubing del pozo productor, presentando una baja distribución del vapor y por ende una mínima eficiencia del proceso.

3.2.2. Nuevo Proceso De Start Up. Con base en los resultados del escenario anterior se decide mantener la presión de formación igual a la del yacimiento. Buscando alcanzar el objetivo de lograr la formación de la cámara de vapor y los resultados del proceso SAGD en un crudo pesado móvil se postula un cambio en el diseño del proceso, básicamente en la etapa Start Up, ya que analizando a detalle la distribución inicial del vapor, este drena por puntos calientes hacia el pozo productor, por lo cual se plantea una circulación inicial del vapor únicamente por el pozo inferior para lograr un equilibrio térmico en los alrededores del pozo.

Para evaluar este caso, se crearon tres nuevos modelos, en los cuales se hace una circulación de 400 BWE/día durante periodos diferentes, es decir, evaluando la circulación durante uno, dos y tres meses y posterior a esto se ejecuta la fase de desarrollo inyectando 2000 BWE/día. Los resultados de los tres escenarios comparados con el caso base se presentan en la figura 37.

La línea roja en la figura representa el caso base de la técnica SAGD, las líneas punteadas morada, la verde y la azul representan la nueva fase de Start Up evaluada a uno, dos y tres meses respectivamente. Analizando el comportamiento de la presión de producción se evidencia que en todos los casos se presenta el mantenimiento de presión en el transcurso del proceso, esto a causa de que la presión de producción es la misma del yacimiento. Evaluando el factor de recobro en los cuatro casos, es notorio que la nueva fase de Start Up permite recuperar mayor cantidad de hidrocarburos cuando esta fase se desarrolla durante un mes, generando un incremental de 5% de reservas teniendo como soporte el caso base.

Figura 37. Nuevo esquema de inicialización evaluado a uno, dos y tres meses

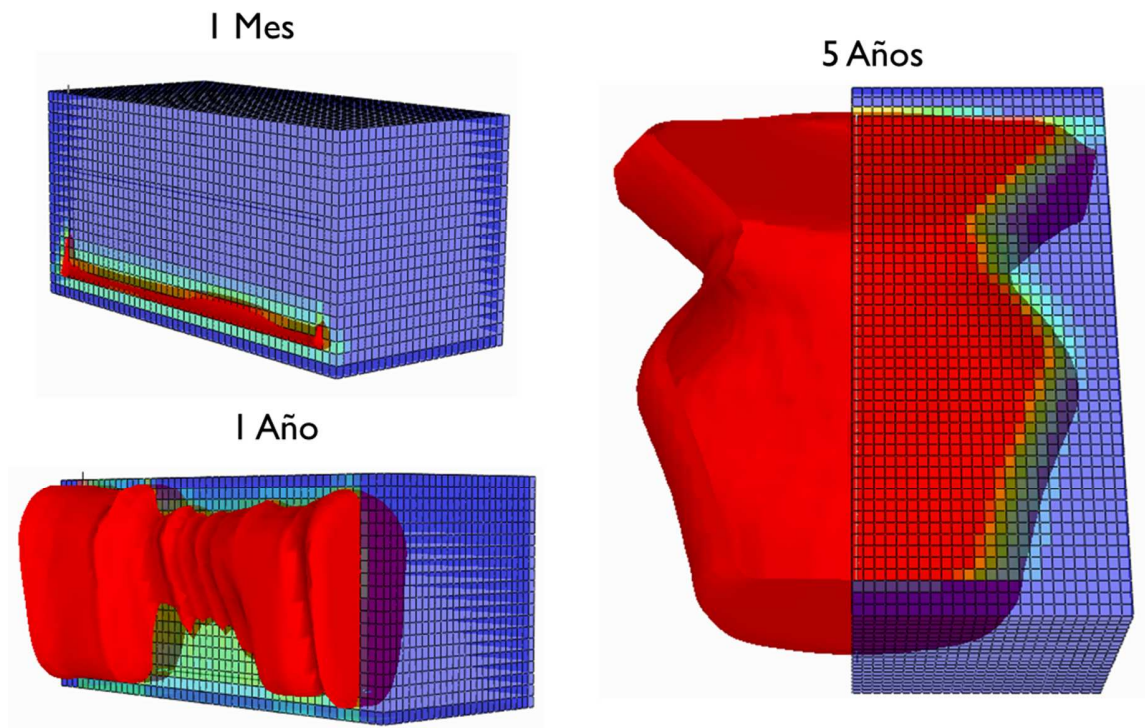


Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Results Graph.

Algo interesante que se puede observar en el perfil de producción de aceite, es que cuando se implementa la etapa de Start Up durante uno y dos meses, el comportamiento de la producción es similar a la de un proceso SAGD aplicado a crudos extrapesados, donde se presentan las tres fases, el aumento de la producción inicialmente a causa del crecimiento vertical de la cámara de vapor, las tasas más altas de producción cuando el vapor alcanza el tope de la formación y

una posterior declinación de la producción a causa del drenaje de los fluidos y la expansión de la cámara de vapor. De igual manera se puede observar que la relación vapor aceite es menor comparada con el caso base, en especial la de un mes de Start Up, la cual se mantiene cercana a cuatro.

Figura 38. Perfiles de temperatura de la nueva etapa de Start Up



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Results 3D.

Por lo anterior, se argumenta que la implementación de esta nueva fase permite obtener resultados técnicos favorables del proceso, manteniendo los perfiles de producción, el comportamiento de la presión y la relación vapor aceite característicos del proceso SAGD. Analizando la duración de la circulación del vapor, se identifica que con un mes de Start Up se alcanzan los mejores resultados,

sin embargo se requiere evaluar la distribución del vapor en la formación para asegurar que todos los fenómenos existentes en un proceso SAGD se estén presentando. En la figura 38 se presenta la distribución de temperatura en tres diferentes tiempos, al mes, al año y a los cinco años del proceso para el modelo que circula vapor durante el primer mes del proyecto.

Observando el perfil de temperatura a un mes, se presenta que la circulación del vapor se da de manera uniforme a lo largo del pozo; ya al año del proceso se evidencia que el vapor no se distribuye de igual manera, sin embargo hay formación de una cámara de vapor la cual se expande más rápido en la zona aledaña a la sección vertical del pozo y más lento en la zona intermedia. Ya al analizar el perfil térmico desde una vista superior a los cinco años, se observa que el vapor ya contactó los límites del yacimiento en una parte de la formación dejando gran parte de la formación sin ser afectada por el vapor.

3.2.3. Inyección Cíclica De Vapor Previa A SAGD En El Pozo Inferior Teniendo en cuenta que con una circulación de vapor se alcanzaba el objetivo de la formación de la cámara de vapor y de los resultados técnicos del proceso, se decidió evaluar la ejecución de un ciclo de inyección de vapor en el pozo inferior, buscando poder recobrar mayor cantidad de hidrocarburos con una inversión menor.

Para la evaluación de este caso, se tuvo en cuenta el efecto de la presión de producción para considerar los resultados encontrados en el análisis de sensibilidad y el tiempo del ciclo ya que al ser mayor, el yacimiento vuelve a enfriarse, por lo cual se crearon cuatro nuevos modelos:

- Duración del ciclo: 6 meses, Presión de producción: 900 psia
- Duración del ciclo: 6 meses, Presión de producción: 700 psia
- Duración del ciclo: 4 meses, Presión de producción: 900 psia
- Duración del ciclo: 4 meses, Presión de producción: 900 psia

Las condiciones operacionales para los cuatro casos son las mismas en cuanto a la tasa de inyección, las propiedades del fluido inyectado, el tiempo de inyección y de remojo; en la tabla 11 se especifican cada una de estas. Posterior al ciclo se continúa con la fase de desarrollo en la cual se mantienen las condiciones de la inyección y producción del caso base.

Tabla 11. Constraints de cada una de las etapas de la inyección cíclica

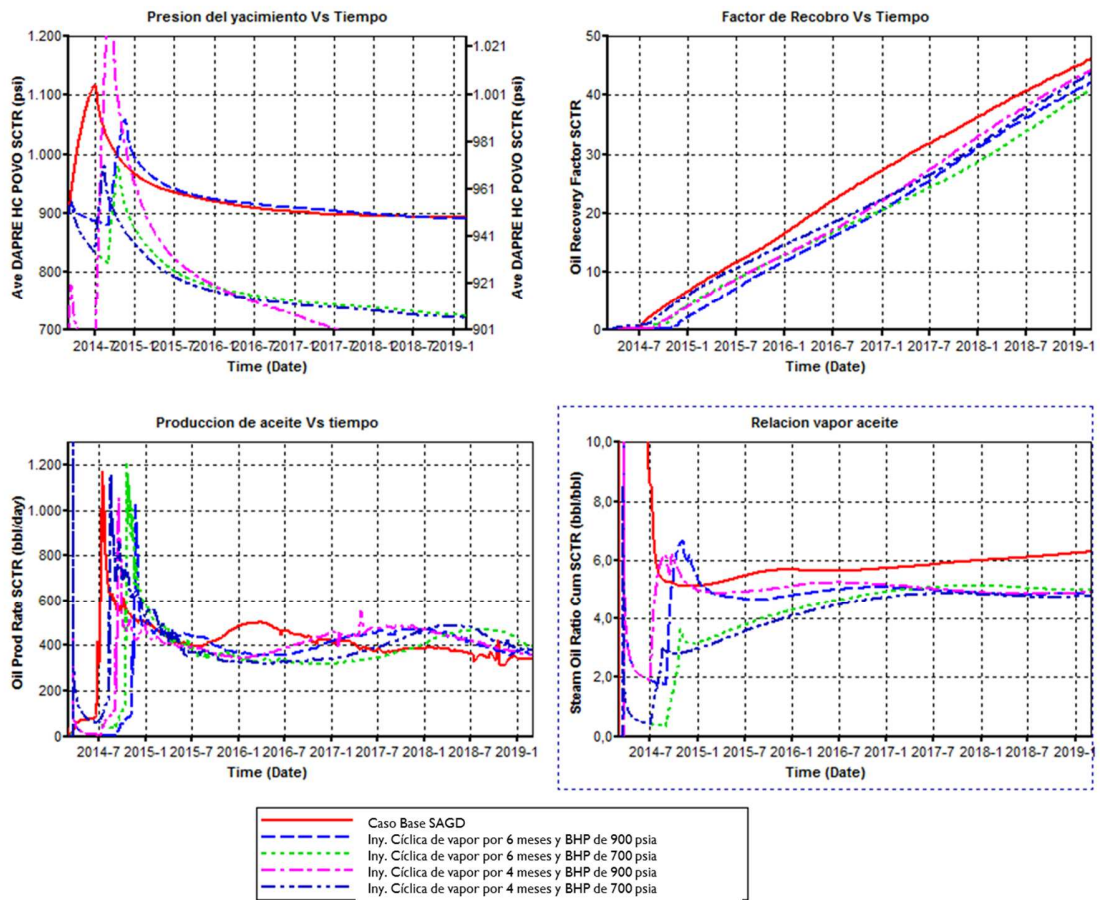
INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR	
INYECCIÓN	
Caudal de Inyección, BWE/día	2000
Temperatura del vapor, °F	567.37
Calidad del vapor, %	60
Presión de inyección, psia	1200
Tiempo de inyección, días	15
REMOJO	
Tiempo de remojo, días	4
PRODUCCIÓN	
Presión de producción, psia*	900-700
Tiempo de producción, meses*	5.3 – 3.3

*Variables que cambien dependiendo el modelo que se este evaluando

En la figura 39 se pueden observar los perfiles de presión de yacimiento, factor de recobro, producción de aceite y relación vapor aceite comparando los cuatro casos con el modelo base, el cual se representa con la línea de color rojo. Las líneas azul de guiones y verde punteada representan los modelos con inyección cíclica de vapor en un periodo de seis meses manteniendo una presión de producción de 900 psia y 700 psia respectivamente; en cuanto a las líneas punteadas morada y azul oscura,

estas representan el ciclo que dura cuatro meses, a las mismas presiones, 900 psia y 700 psia respectivamente.

Figura 39. Comparación de los modelos de inyección cíclica de vapor en un solo pozo.

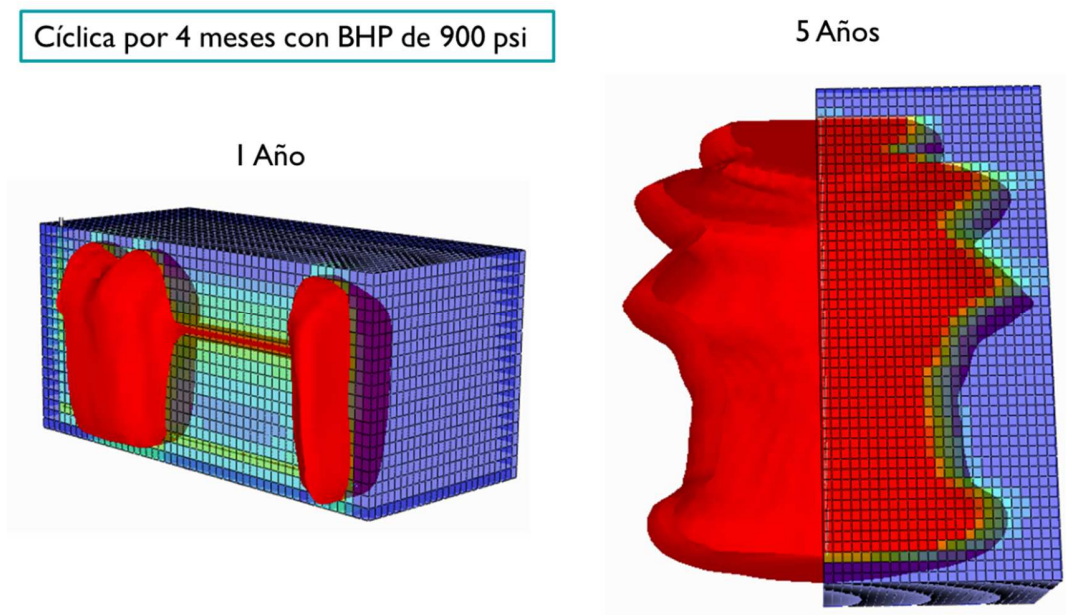


Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Results Graph.

Como se puede observar, el realizar una inyección cíclica en un solo pozo no resulta beneficioso técnicamente para el proceso, puesto que en los resultados obtenidos el mayor factor de recobro se alcanza con el caso base, sin embargo si se observa

una disminución en la relación vapor aceite al implementar los ciclos. En cuanto al análisis de la producción de aceite, en ninguno de los perfiles representa el comportamiento de un proceso SAGD, no se evidencia ninguna de las tres etapas de producción.

Figura 40. Perfiles de temperatura para el caso de inyección cíclica de vapor en un solo pozo



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Results 3D.

Evaluando a detalle la distribución del vapor en el yacimiento, figura 40, se analizó el modelo en el cual el ciclo duró cuatro meses manteniendo una presión de producción igual a la de yacimiento, 900 psia, ya que de los cuatro fue el que presentó resultados más cercanos al caso base. Aquí se evidencia claramente al año del proceso que el vapor que está siendo inyectado se está desplazando directamente hacia el pozo productor mediante dos puntos calientes, los cuales

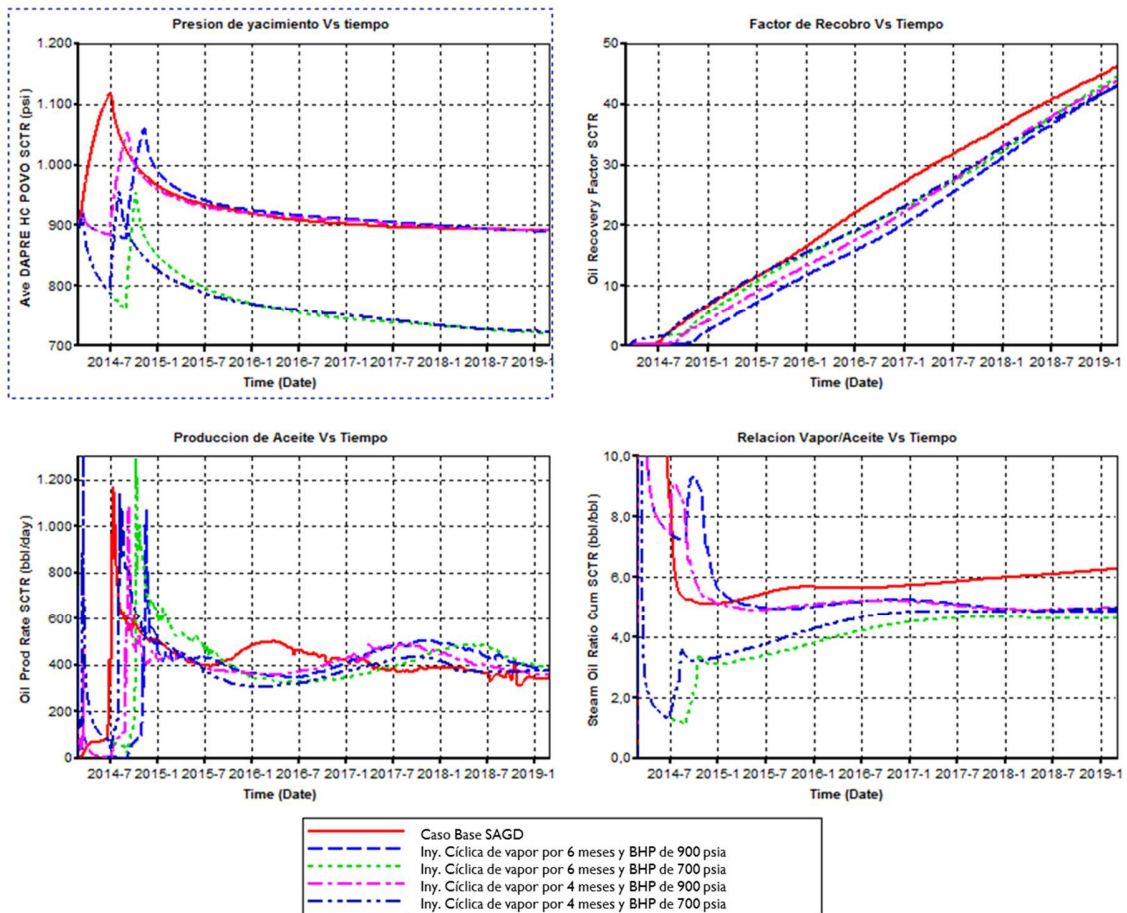
representan el final de los dos tubing, el corto y el largo, por ende, se analiza que el vapor inyectado no se está distribuyendo uniformemente a lo largo del casing, razón por la cual la producción de aceite es tan baja, puesto que se está inyectando gran cantidad de vapor pero solo una parte del yacimiento está siendo contactado por este a causa del bypass del fluido inyectado. Sin embargo al analizar el perfil de temperatura a los cinco años del proceso, se observa que finalmente se alcanza una distribución lateral del vapor, lo que permitió contactar gran parte de la formación, pero que aun después de que el vapor alcanza los límites del yacimiento en una sección, gran parte de la formación queda sin presentar alteración por efecto del vapor, lo cual explica la ineficiencia del proceso.

3.2.4. Inyección Cíclica De Vapor Previa A SAGD En Los Dos Pozos Debido que al hacer la inyección cíclica con vapor por un solo pozo se estaba canalizando el vapor y teniendo en cuenta que esta es una de las principales técnicas aplicadas a los crudos pesados, se evalúa el caso en el cual se implemente la inyección cíclica en los dos pozos, es decir, tanto en el inyector como el productor, buscando calentar toda la sección de los dos pozos para que el vapor inyectado en la fase de desarrollo se expanda de manera más uniforme en la formación. Para estos se crearon cuatro modelos con las mismas características de los ciclos del caso anterior, manteniendo de igual manera los mismos constraints del proceso planteados en la tabla 10.

En la figura 41 se presenta la comparación de los cuatro modelos con el modelo base, manteniendo los mismos colores para cada uno de los casos del caso anterior. De igual manera aquí se puede observar que la ejecución de una inyección cíclica de vapor ya sea por uno o dos pozos no es viable desarrollarla previa a un proceso SAGD, ya que al hacerlo se disminuyen las tasas de producción de aceite y por ende el factor de recobro. Adicionalmente con la implementación de la

inyección cíclica no se evidencian los fenómenos del proceso SAGD lo cual es uno de los pilares de la investigación.

Figura 41. Evaluación de la inyección cíclica de vapor en los dos pozos previa al proceso SAGD

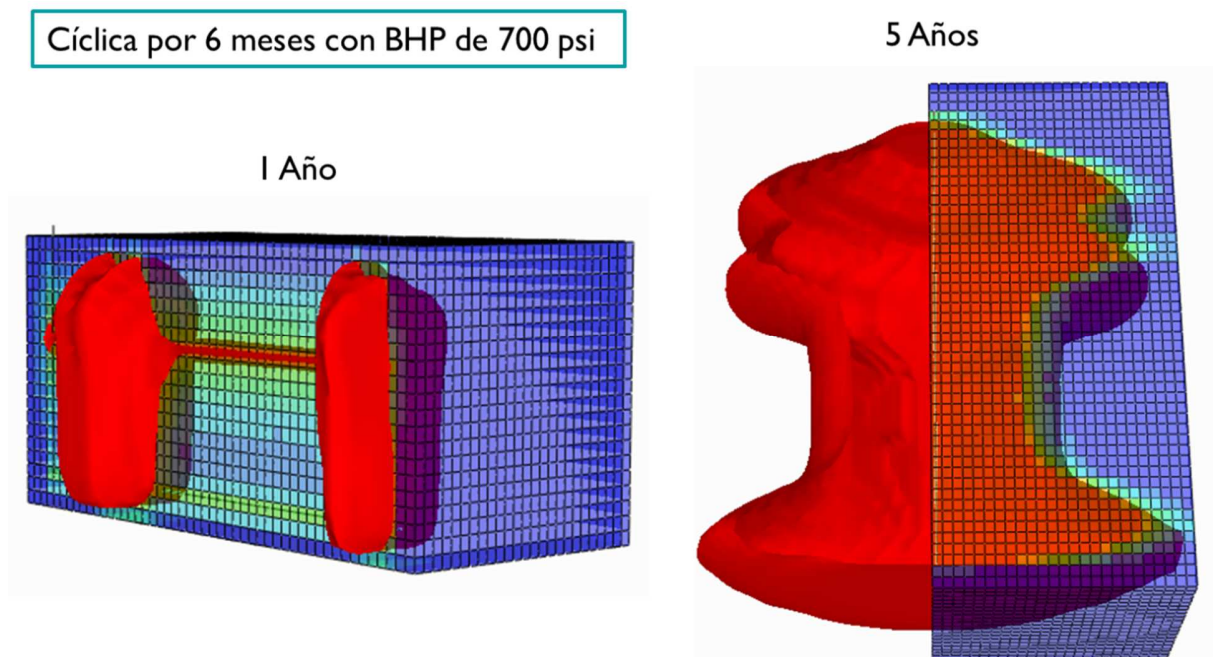


Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Results Graph.

El propósito de este caso era el lograr un calentamiento a lo largo de los dos pozos para evitar la canalización directa del vapor hacia el pozo productor mediante una inyección cíclica, sin embargo al observar las figura 42 la cual representa el perfil de temperatura en uno y en cinco años del proceso, observamos prácticamente el

mismo comportamiento del caso anterior donde la inyección cíclica se aplicaba a un solo pozo.

Figura 42. Perfiles de temperatura para el caso de la inyección cíclica de vapor en los dos pozos previa a un proceso SAGD



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Results Graph.

Claramente se observa a un año del proceso que el inconveniente del bypass del vapor también se presenta en este caso limitando tanto técnica como financieramente el proceso, puesto que el vapor que se está inyectando está drenando directamente al pozo productor dejando gran cantidad de formación sin alterar. De igual manera a los cinco años del proceso ya se ve una expansión lateral del vapor inyectado, sin embargo aún queda gran parte del crudo del yacimiento sin ser calentado.

4. NUEVO PROCESO DE APLICACIÓN DE LA TÉCNICA SAGD.

En busca de aplicar la técnica de drenaje gravitacional asistido con vapor a yacimientos de crudo pesado con movilidad bajo la obtención de resultados técnicos y financieros favorables en el proyecto, se plantea realizar una fase de precalentamiento en los alrededores del pozo productor antes de iniciar el proceso SAGD con el objetivo de lograr una mejor distribución térmica, lo cual permite que el vapor que está siendo inyectado se distribuya de manera uniforme en la formación, para así poder formar la cámara de vapor y evitar el drenaje directo del mismo hacia el pozo productor.

4.1. OPTIMIZACIÓN DEL PROCESO SAGD

La nueva fase Start Up consiste en una circulación de vapor únicamente en los alrededores del pozo productor durante un mes, con el objetivo de lograr que en la fase de desarrollo del proceso SAGD el vapor se expanda de manera uniforme en el yacimiento, formando la cámara de vapor, manteniendo los fenómenos de la técnica y logrando la producción de crudo y condensado bajo el mecanismo de drenaje gravitacional.

Posterior a esto, se ejecuta la fase de desarrollo del proceso SAGD, en la cual se hace una inyección continua de vapor por el pozo superior buscando la creación y expansión de una cámara de vapor que permita el calentamiento de la formación y el drenaje de los fluidos hacia el pozo productor. Con el propósito de optimizar esta fase se evalúan las variables de diseño de los pozos, buscando lograr una mejor distribución del vapor, ya que como se evidencia en el capítulo anterior, la cámara no se expande lateralmente de manera uniforme limitando la eficiencia del proceso ya que están quedando zonas sin ser contactadas por el vapor.

De igual manera y con base en los resultados del análisis de sensibilidad, se analiza el efecto de la tasa de inyección durante todo el proyecto, con el fin de calentar uniformemente la formación y así poder recobrar mayor cantidad de hidrocarburos.

Basado principalmente en esas dos variables, el diseño de los pozos y la tasa de inyección, se plantean cuatro escenarios mediante los cuales se pretende encontrar las condiciones óptimas para la implementación de la técnica SAGD en crudos pesados móviles bajo las cuales se alcancen mayores tasas de producción y por ende mejores resultados financieros.

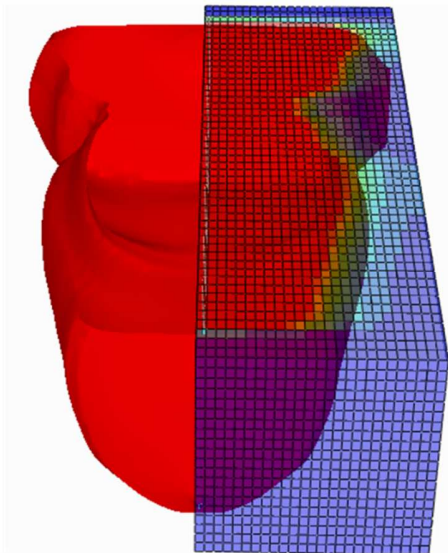
Las características de los modelos básicamente consiste en evaluar la posibilidad de usar únicamente el tubing largo en el pozo productor, ya que como se evidencia en la figura 38 correspondiente a los resultados de la nueva fase Start Up el vapor se está expandiendo principalmente por la zona cercana a la sección vertical del pozo. Las tasas de inyección que se evalúan corresponden a la fase de desarrollo, puesto que en la de Start Up ya se definió una circulación de 400 BWED. Los modelos propuestos son:

1. En el pozo inferior solo va el tubing largo inyectando 1000 BWED
2. En el pozo inferior solo va el tubing largo inyectando 2000 BWED
3. En el pozo inferior solo va el tubing largo inyectando 3000 BWED
4. En el pozo inferior van los dos tubing inyectando 3000 BWED

Es importante resaltar que se van a evaluar los resultados en cuanto a los perfiles de producción durante nueve años, sin embargo, cada modelo debe ser analizado hasta la fecha en la cual el vapor contacte los límites de la formación. En la figura 43 se presentan los estados finales de cada uno de los casos, especificando su tiempo de evaluación.

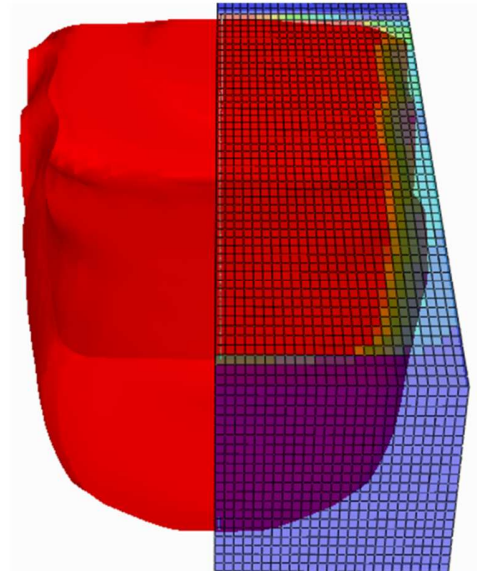
Figura 43. Perfil de temperatura de los cuatro casos a evaluar.

9 AÑOS



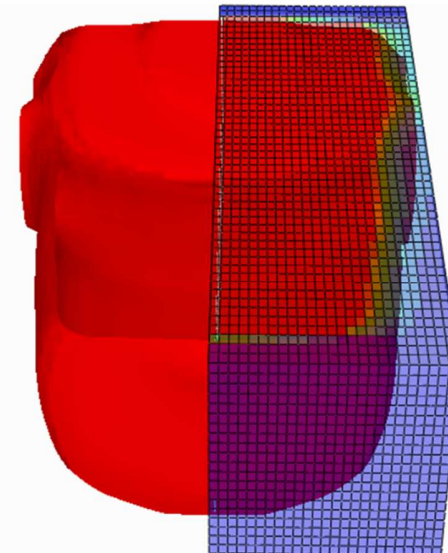
1. Un pozo, 1000 BEWD

8 AÑOS



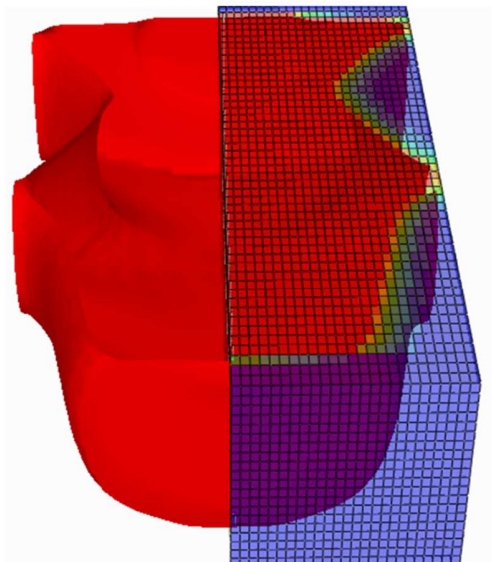
2. Un pozo, 2000 BEWD

5 AÑOS



3. Un pozo, 3000 BEWD

5 AÑOS



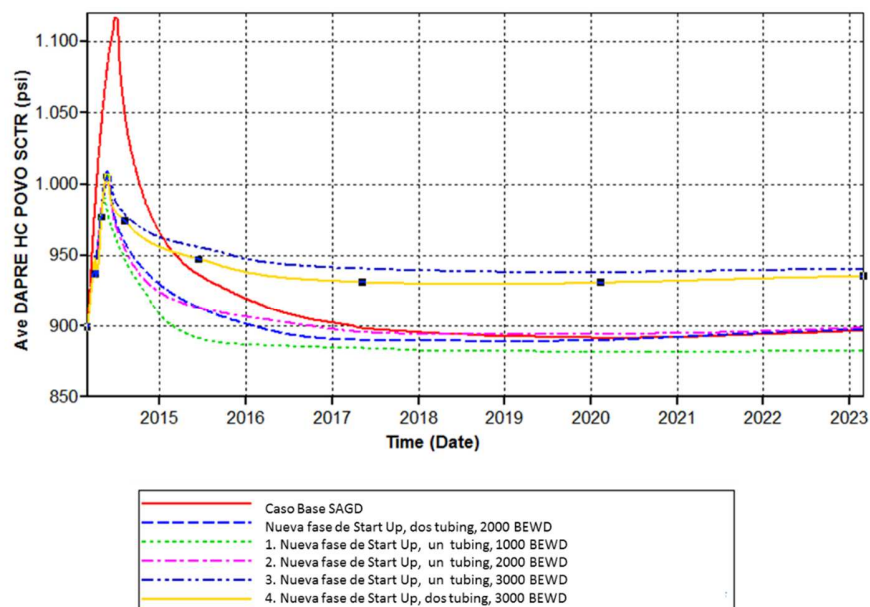
4. Dos Pozos, 3000 BEWD

Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Results 3D.

Para evaluar técnicamente los resultados de las cuatro propuestas se tomará como referencia el modelo donde se plantea la nueva fase de Start Up en la cual para la etapa de desarrollo se utilizan los dos tubing en el pozo inferior inyectando una tasa de 2000 BWED; de igual manera los resultados serán comparados con el modelo básico de SAGD, en el cual se aplicó la técnica bajo los lineamientos actualmente existentes.

En los perfiles de presión de yacimiento, tasa de producción de aceite, factor de recobro y relación vapor aceite en función del tiempo, los cuales serán analizados a continuación la línea roja representa el modelo básico SAGD, la línea de guiones azules representa el modelo de referencia al cual ya se le implemento la nueva fase de Start Up y las líneas punteadas verde, morada, azul y café corresponden a cada uno de los casos a evaluar respectivamente.

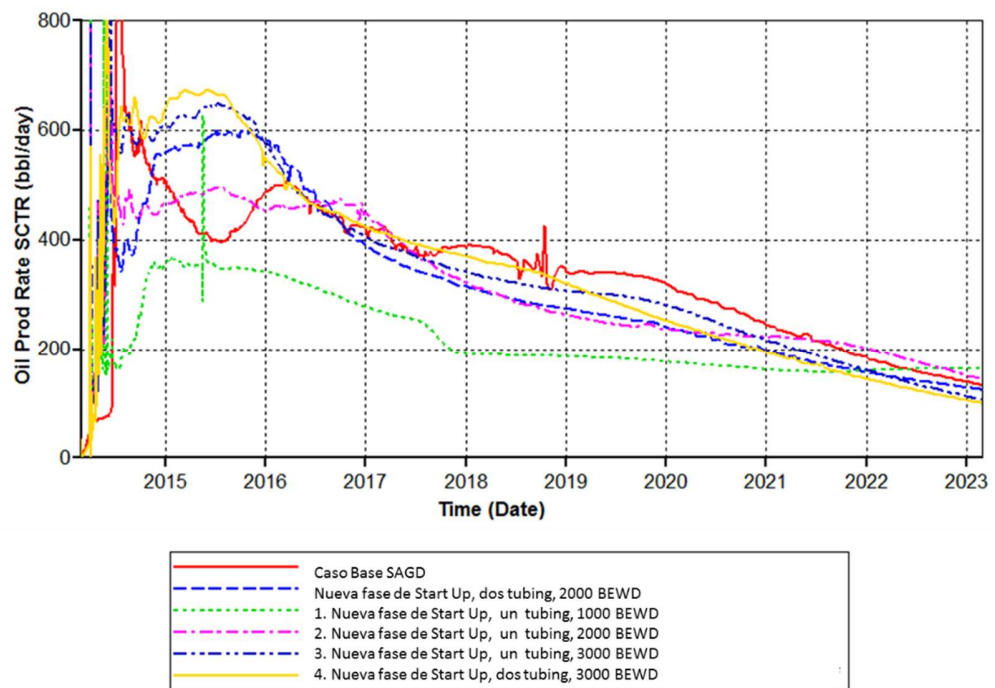
Figura 44. Perfil de presión de formación Vs tiempo para la optimización del proceso SAGD



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Results Graph.

- Presión del yacimiento:** En todos los modelos la presión de producción se mantiene igual a la presión de la formación para evitar el drenaje de fluidos únicamente por puntos específicos, es decir, en el final de los tubing, por tal razón en la figura 44 se observa un mantenimiento de presión en todos los modelos, siendo los casos en los cuales se inyectan 3000 BWED por uno o dos tubing correspondientes a la línea azul punteada y café respectivamente, en los cuales la presión permaneció más elevada como respuesta de la alta tasa.

Figura 45. Perfil de producción de aceite Vs tiempo para la optimización del proceso SAGD



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Results Graph.

- Producción de aceite:** Al analizar a detalle los perfiles de producción, figura 45, podemos evidenciar que los modelos en los cuales se implementó la nueva

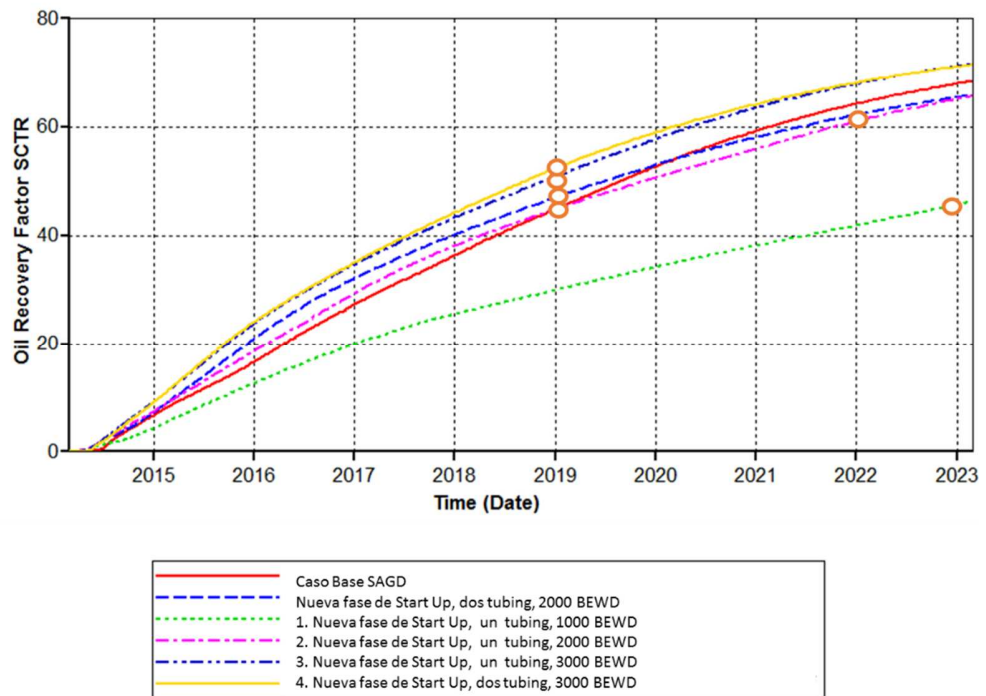
fase de Start Up presentan el comportamiento de producción característico del proceso SAGD, donde se evidencia la etapa de crecimiento de la cámara de vapor, el tiempo en que ésta alcanza el tope de la formación y el periodo en el cual el yacimiento se depleta. El caso de referencia del nuevo proceso Start Up y los dos modelos en los cuales se inyectan 3000 BWED son lo que presentan los picos más altos de producción debido al efecto de las altas tasas.

- **Factor de Recobro:** Como se mencionó anteriormente, cada uno de los casos deben ser evaluados a tiempos diferentes, puesto que el final del proyecto se da cuando la cámara de vapor contacta los límites del modelos, ya que si se evalúan a más tiempo, el vapor va a empezar a bajar y a calentar toda la formación, cosa que en realidad no ocurriría en yacimiento, y si se evalúa a tiempos menores se está dejando de analizar un volumen de hidrocarburos que técnicamente mediante el proceso SAGD se puede recobrar. En tabla 12 se presentan cada uno de los casos y el factor de recobro a sus tiempos respectivos, valores que se pueden corroborar en la figura 46 del perfil de factor de recobro.

Tabla 12. Factor de recobro para los modelos de optimización

MODELO	TIEMPO	FACTOR DE RECOBRO
Caso Base SAGD	5 Años	44 %
Nueva etapa de Start Up	5 Años	46 %
1. Un tubing, 1000 BWED	9 Años	45 %
2. Un tubing, 2000 BWED	8 Años	61 %
3. Un tubing, 3000 BWED	5 Años	50 %
4. Dos tubing, 3000 BWED	5 Años	52 %

Figura 46. Perfil de Factor de Recobro Vs tiempo para la optimización del proceso SAGD



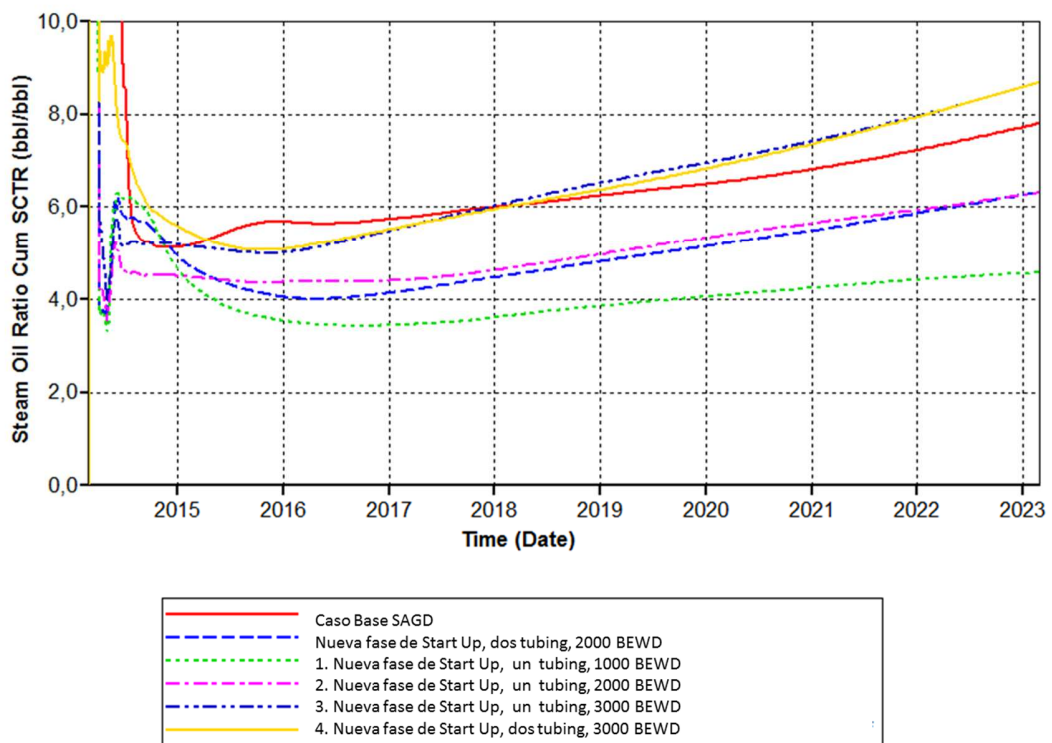
Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Results Graph.

- Relación Vapor/Aceite:** En resultados anteriores en los cuales se evaluaba el proceso SAGD se presentaba un SOR prácticamente constante en el tiempo, sin embargo, como se observa en la figura 47, en estos casos la relación vapor/aceite aumenta con el tiempo a causa de la expansión de la cámara de vapor y a la tercer fase de producción en el cual las tasas disminuyen porque el yacimiento se está depletando. Los resultados de las gráficas son evidentes, los dos modelos que presentan un SOR más alto son aquellos en los cuales se inyectó 3000 BWED. Analizando el caso dos, en el que se implementa un solo tubing a una tasa de inyección de 2000 BWED, ya que es el que alcanza el mayor factor de recobro, podemos observar que aunque está por encima de

cuatro el SOR, el cual es el límite reportado en la literatura para un proceso SAGD, este está por debajo de ocho, el cual es una restricción de los procesos de inyección continua de vapor.

De igual manera si comparamos este SOR con el del modelo base SAGD vemos que es mucho menor lo cual se explica con el hecho de que el vapor se está expandiendo en la formación y no está drenando directamente hacia el pozo productor, lo cual hace que el proyecto sea más rentable tanto técnica como financieramente.

Figura 47. Perfil de Relación Vapor/Aceite Vs tiempo para la optimización del proceso SAGD



Fuente: Computer Modeling Group, CMG, Results Graph.

4.2. EVALUACIÓN FINANCIERA

La técnica de drenaje gravitacional asistida con vapor permite recobrar gran cantidad de hidrocarburos presentes en yacimiento manteniendo bajas relaciones de vapor/aceite, por lo cual su evaluación técnica ha sido favorable teniendo en cuenta los parámetros de yacimiento y las condiciones operacionales y de diseño. Sin embargo, como todo proceso, éste debe ser evaluado financieramente para determinar si los beneficios del proyecto suplen la inversión necesaria para su ejecución.

Con base en los resultados técnicos de las alternativas de implementar la técnica SAGD en crudos pesados con movilidad a condiciones de yacimiento, se evaluarán cinco casos financieramente, tomando como punto de referencia el caso base en el cual se aplica SAGD a las condiciones actualmente existentes, comparándolo con cuatro modelos en los cuales se aplica la nueva etapa Start Up bajo diferentes condiciones de diseño y operacionales; estos cuatro casos son:

- **Nuevo Start Up:** En este caso se mantiene el mismo diseño de pozos, es decir, dos tubing en cada pozo, a una tasa de inyección de 2000 BWED.
- **1 Tubing – 2000 BWED:** En este modelo se utiliza solo un tubing en el pozo productor, el cual va a ser el largo, inyectando a una tasa de 2000 BWED.
- **1 Tubing – 3000 BWED:** Al igual que en el caso anterior, se utiliza únicamente el tubing largo en el pozo productor, pero la tasa de inyección aumenta a 3000 BWED.
- **2 Tubing – 3000 BWED:** En este caso se mantienen las condiciones originales de diseño, dos tubing, pero a una tasa de inyección de 3000 BWED.

La evaluación financiera se realizara con base al valor presente neto de todos los procesos, por lo cual se deben analizar los ingresos y egresos del proceso, para ello se tiene en cuenta la inversión inicial del proceso o CAPEX, el costo de generación

de vapor, la producción de aceite y los costos de extracción y transporte de crudo. Es de resaltar que para este análisis económico se utilizó la herramienta realizada en Excel por el ingeniero Jhon Pinto en una auxiliatura desarrollada en el grupo de investigación de recobro mejorado para evaluar financieramente un proceso de inyección de vapor.

4.2.1. Inversión Inicial o CAPEX. Estos gastos relacionan toda la inversión que se realiza al inicio del proceso basado en la instalación de equipos, la perforación de pozos, teniendo en cuenta que se requieren dos pozos con cuatro tubing (o tres dependiendo el caso analizado), el personal necesario para la ejecución de actividades, los gastos de instalaciones, líneas de inyección y producción, obras civiles, entre otros.

Con base a lo anterior, el valor de la inversión cuando se utilizan cuatro tubing es de 3 millones de dólares y para los modelos con un solo tubing en el pozo productor, la inversión es de 2.3 millones de dólares, teniendo en cuenta que es un tubing menos, adicionalmente el tiempo de inicio es más corto disminuyendo de igual manera los gastos en el completamiento, adecuación del pozo y por ende de personal.

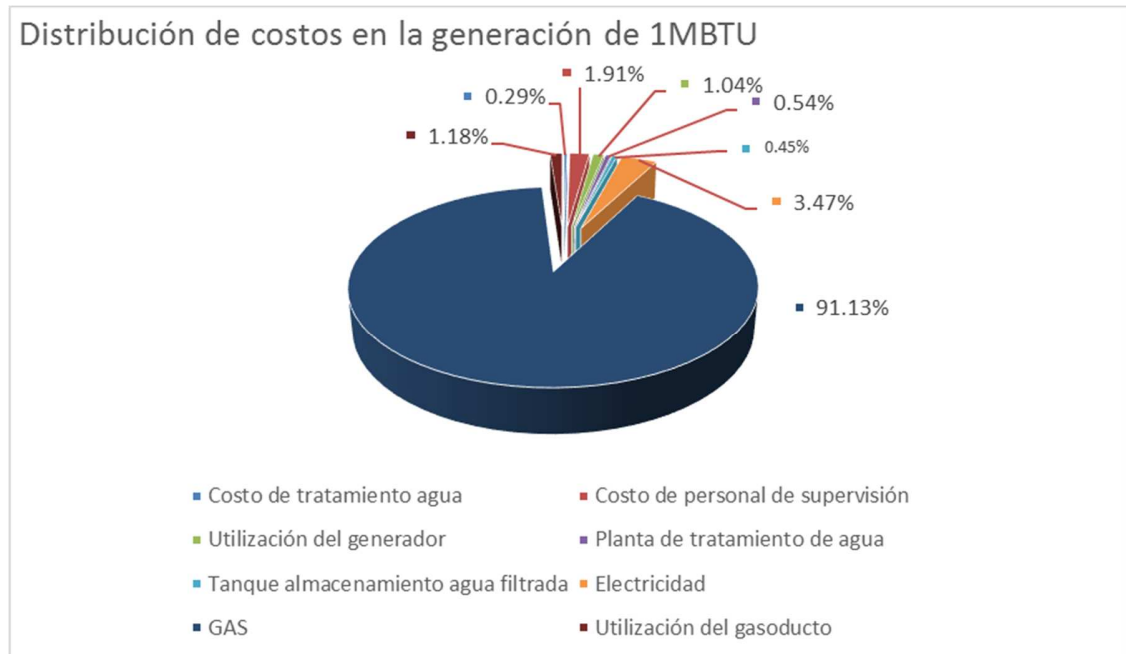
4.2.2. Generación de vapor. Esta variable no se analiza por volumen sino por la cantidad de energía entregada, por lo cual se hablará en dólares invertidos para entregar un millón de BTU. En la tabla 13 se presentan a detalle cada una de las variables influyentes en este egreso y en la figura 48 se relacionan la influencia de estas variables en el precio total de generación de energía.

Tabla 13. Variables económicas influyentes en la generación de un millón de BTU

CRITERIO	VALOR	UNIDADES
Costo del gas	6.27	USD/Kscf
Precio del petróleo	50.00	USD/Bbl
Costo de tratamiento de agua	8.21	USD/KBbl
Salario Operadores	150	USD/D
Salario Supervisor	253	USD/D
Costo del generador	700000	USD
Vida útil del generador	20	Años
Costo Planta de tratamiento	453000	USD
Vida útil de la planta de tratamiento	25	Años
Costo del tanque de almacenamiento de agua filtrada (10000Bbls)	300000	USD
Vida útil del tanque	20	Años
Precio del KWh	0.0517	USD/KWh
Consumo de electricidad de equipos	258.12	KWh
Costo del gasoducto (con city gate)	2300000	USD
Vida útil gasoducto	15	Años
COSTO DEL MILLÓN DE BTU	7,6	USD/MBTU

4.2.3. Gastos De Extracción Y Transporte Del Hidrocarburo. Este gasto comprende toda la inversión realizada en el pozo productor, teniendo en cuenta los gastos del sistema de levantamiento artificial, líneas de producción y costos del transporte del hidrocarburo, cabe resaltar que al ser un crudo pesado el transporte se hace por carrotanque para evitar el taponamiento de los ductos a causa de las precipitaciones y reducir costos, puesto que la adición de solventes y las estaciones de calentamiento que requeriría el transporte es oleoductos interfiere con la rentabilidad del proceso. Por tal razón se estima este valor de 30 USD/Bbl, el cual es alto, sin embargo se desea incluir cualquier costo adicional durante la operación.

Figura 48. Distribucion de costo de generacion de un millon de BTU



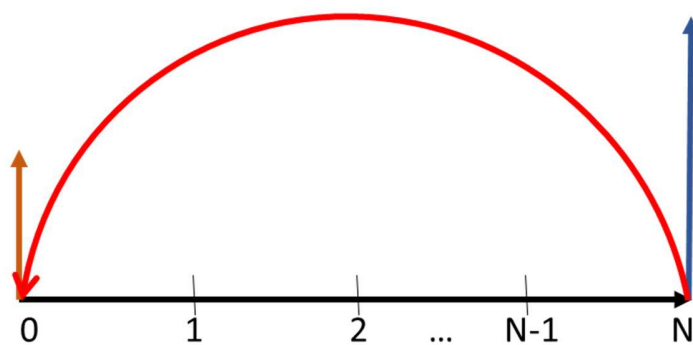
4.2.4. Precio del barril. Este valor multiplicado por la producción diaria de hidrocarburos representa los ingresos del proyecto, los cuales indican las ganancias netas adquiridas, sin embargo, como se está evaluando un proceso de recobro mejorado, los ingresos deben de evaluarse a partir de la producción incremental de petróleo.

Seleccionar el mejor esquema de implementación de la técnica SAGD en crudos pesados con movilidad a condiciones de yacimiento depende principalmente de los resultados obtenidos en cuanto a su viabilidad económica, por lo cual se tomará un valor promedio del precio del barril de petróleo a partir del crudo de referencia WTI en los últimos años, teniendo en cuenta que constantemente este valor está fluctuando debido a situaciones políticas, sociales de oferta y demanda.

El valor promedio es de 90 USD/Bbl, sin embargo, a este valor se le deben debitar el 8% correspondiente a regalías y un 30% a impuestos, adicionalmente se debe considerar un factor de ganancia de Ecopetrol y la disminución del precio a causa de la calidad del hidrocarburo. Por tal razón el valor asignado para la evaluación es de 50 USD/Bbl.

4.2.5. Valor Presente Neto (VPN). El valor presente neto nos permite evaluar un proyecto llevando los flujos de caja del mismo a valor presente, figura 49, evaluando anualmente los ingresos que se espera genere el proyecto, descontando los costos asociados en dichos periodo de tiempo para ejecutar la técnica, en este caso el precio de generación del millón de BTU por Barril producido y los gastos de levantamiento y transporte a él asociados, y los gastos realizados al inicio del proceso. Este método, descuenta una tasa o interés determinado, la cual en este caso se asignó del 15%.

Figura 49. Representación del valor presente



La ecuación general para hallar el valor presente neto de un proyecto es:

$$VPN = \sum_{n=0}^N \frac{FDC}{(1+i)^n} \quad \text{Ecuacion 4}$$

$$FDC = \text{Ganancia neta} - \text{impuestos} \quad \text{Ecuacion 5}$$

$$\text{Ganancia neta} = \text{Ingresos} - \text{Egresos} \quad \text{Ecuacion 6}$$

La tasa de interés está representada por la i , la cual es la tasa a la que se está invirtiendo el capital en unidad de tiempo, donde a tasas de interés menores mayor va a ser el factor presente neto. La aceptación o rechazo de un proyecto depende directamente de la tasa de interés que se utilice.

Si el VPN es igual a cero, significa que los ingresos del proyecto son iguales a los gastos evaluados a la tasa de interés asignada, si su valor es positivo el proyecto es viable ya que está dejando una ganancia adicional, caso contrario donde un VPN el proyecto debe rechazarse ya que los ingresos esperados no cubren la inversión total del proyecto.

Con base a lo anterior, se evalúan los cinco proyectos SAGD para definir la mejor alternativa de implementación. En la tabla 14 se presentan un resumen de los casos a analizar, donde los valores que cambian en los cinco modelos es el tiempo de evaluación y el CAPEX. Los valores del precio del barril, de levantamiento y transporte y de generación de un millón de BTU permanecen constantes.

Como se explicó anteriormente, los modelos son analizados hasta el punto en el cual la cámara de vapor alcance los límites del yacimiento, ya que es el punto en el cual finaliza un análisis técnico, por tal razón el caso en el cual se tiene un tubing inyectando a 2000 BWED se evalúan a 8 años.

Respecto al valor del CAPEX este es 700 MUSD menos para los casos en los cuales solo se utiliza un tubing, ya que disminuyen los requerimientos de tuberías, de personal y de tiempo.

Tabla 14. Evaluación Financiera de los cinco casos evaluados.

PARÁMETROS	SAGD ACTUAL	NUEVO START UP	1 TUBING 2000 BWED	1 TUBING 3000 BWED	2 TUBING 3000 BWED
Tiempo de Evaluación	5	5	8	5	5
CAPEX (MUSD)	3	3	2.3	2.3	3
Precio del Barril (USD/Bbl)	50	50	50	50	50
Generación de 1MBTU (USD/MBTU)	7.6	7.6	7.6	7.6	7.6
Costos de extracción y transporte (USD/Bbl)	30	30	30	30	30
VPN (MUSD)	-866	1518	2241	-253	-1714

Evaluando los cinco casos, se puede observar que aunque la implementación de la técnica SAGD bajo las condiciones actualmente existentes permite recuperar más del 40% del petróleo presente en el yacimiento, económicamente el proyecto no es viable ya que los costos de inversión inicial y los gastos en función de la producción de crudo son mayores a los ingresos del proyecto.

Analizando los escenarios en los cuales se evalúa la nueva etapa de Start Up, se evidencia que en los casos en los cuales se inyecta vapor a una tasa de 3000 BWED el proyecto no es rentable, ya que se requiere una gran cantidad de vapor para poder producir el hidrocarburo, razón por la cual la relación vapor aceite es más alta en estos dos modelos.

Los dos casos que resultan rentables son aquellos en los cuales se implementa la nueva etapa Start Up inyectando a una tasa de 2000 BWED, siendo el caso en el

cual se utiliza un solo tubing el más rentable, puesto que el valor presente neto es mayor, a causa de que se recobra un 15% de hidrocarburo adicional al caso de dos tubing, con menos costos de inversión debido a que es una sola tubería de producción, donde el proyecto dura tres años más. Por tales razones, este es el nuevo esquema de inyección de un proceso SAGD aplicado a crudos pesados con movilidad.

4.3. SCREENING DE APLICACIÓN DE SAGD A CRUDOS PESADOS

Ya definidas las condiciones operacionales y de diseño bajo las cuales se implementara la técnica SAGD a crudos pesados con movilidad, se evalúan las condiciones de yacimiento bajo las cuales la nueva etapa Start Up permite obtener resultados favorables a su implementación. Para esto se analizó principalmente la viscosidad del petróleo a condiciones de yacimiento, evaluando el proceso en yacimientos con 600 cP, 1061 cP, 2000 cP y 2656 cP.

Tabla 15. Screening de aplicación de la técnica SAGD

PARÁMETRO	Valor
Profundidad (ft)	500-3000
API °	7-21
Saturación Aceite (%)	>70
Porosidad (%)	>25
Espesor Neto (ft)	>50
Permeabilidad (md)	>500
Kv/Kh	>0.4
Viscosidad (cp.)	>2000

A partir de los resultados de estos modelos se define el siguiente Screening de aplicación de la técnica SAGD, Tabla 15, el cual permite ampliar el rango de aplicación de la técnica respecto a la viscosidad del crudo y la permeabilidad de la formación.

El implementar la nueva etapa de Start Up, la cual consiste en circular vapor durante un mes en el pozo productor antes de iniciar la fase de desarrollo, permite que el límite de aplicación de la técnica respecto a la viscosidad pase de 10000 cP a 2000 cP, lo cual permite que este método de recobro mejorado pueda ser aplicado a yacimientos de crudo pesado con movilidad, ya que permite alcanzar altos factores de recobro manteniendo resultados económicos positivos, mediante la reducción de los costos de inversión inicial ya que solo se requiere el tubing largo en el pozo productor.

5. CONCLUSIONES

Evaluando cada una de las etapas del proceso se identificó que la trampa de vapor y la piscina de líquidos son los dos principales fenómenos que interfieren en el proceso SAGD ya que de ellos depende que el vapor que está siendo inyectado a la formación se condense y ceda su calor latente al yacimiento para así poder calentar el hidrocarburo en contactado.

Analizando los resultados de la simulación numérica aplicada a los yacimientos con crudo pesado con movilidad a condiciones de yacimiento se evidencio que la cámara de vapor no se generaba, canalizándose el vapor por puntos calientes directamente hacia el pozo productor, llevando al proceso a tener limitaciones financieras, debido a se requerían altas tasas de inyección de vapor y la cantidad de hidrocarburo recuperado es baja.

Mediante el análisis de sensibilidad se determinó que los parámetros operacionales más influyentes en el desarrollo del proceso SAGD aplicado a yacimientos de crudo pesado con movilidad son la tasa de inyección, la presión de producción y la de inyección, sin embargo, esta última no se podía aumentar puesto que se podría llegar a fracturar la formación. Lo anterior se analizó buscando alcanzar altos factores de recobro con bajas relaciones vapor/aceite, para llevar el proceso a ser viable financieramente.

La modificación del diseño del pozo productor permite optimizar la ejecución de la técnica SAGD con la nueva etapa Start Up ya que el vapor se distribuye de manera

uniforme a lo largo de la sección longitudinal del pozo, reduciendo los costos de inversión y por ende aumentando la rentabilidad del proceso.

Para poder llevar el proceso de Drenaje Gravitacional Asistido con Vapor a ser rentable tanto técnica como financieramente al ser aplicado en yacimientos con crudo pesado con movilidad se encontró que la solución es la implementación es una nueva etapa de Start Up, la cual consiste en circular continuamente vapor únicamente en el pozo productor para lograr un equilibrio térmico en los alrededores del pozo, lo cual permite la debida formación y expansión de la cámara de vapor. De igual manera analizando las variables de diseño se determinó que en el pozo productor solo se requiere un solo tubing lo cual favorece la evaluación financiera del proyecto.

Con la implementación de la nueva etapa Start Up al proceso SAGD el rango de aplicación de la técnica aumenta, ya que actualmente está puede ser aplicada a yacimientos con viscosidades superiores a 10000 cP pero con esta modificación, el proceso llega a ser rentables de aplicar a crudos con viscosidades superiores a 2000 cP, lo cual permite poder desarrollar la técnica en mayor número de yacimientos.

Evaluando el dimensionamiento del grid de simulación numérica se determinó que se requiere que el espesor de las celdas que se encuentran perpendicular a la dirección en la cual están ubicados los pozos sea muy semejante al espesor en la dirección vertical para lograr evidenciar a detalle la formación de la cámara de vapor y la formación de la piscina de líquidos. De igual manera se requiere que en la simulación de pozos horizontales se utilice la keyboard Flexwell la cual permite evaluar en detalle la distribución del vapor en la sección longitudinal de los pozos

analizando las pérdidas de energía del vapor a causa de las fuerzas de fricción generadas entre el vapor y la tubería de inyección.

6. RECOMENDACIONES

Realizar un piloto de aplicación de la técnica de drenaje gravitación asistido con vapor en un yacimiento de crudo pesado con movilidad a condiciones de yacimiento bajo el nuevo esquema Start Up y los cambios en el diseño del proceso planteados en la investigación.

Evaluar el desempeño de la técnica SAGD al ser aplicada en formaciones con presencia de arcillas, definiendo la relación arena/arcilla mínima bajo la cual sea posible la implementación del proceso. De igual manera determinar el espesor máximo de las arcillas intercaladas bajo los cuales se logre la formación y expansión de la cámara de vapor en todo el espesor neto.

Generar un modelo analítico evaluado a partir de resultados de simulación numérica y de resultados de aplicaciones en campo que permitan predecir el comportamiento del proceso SAGD, ya que los actualmente existentes han sido desarrollados a escala de laboratorio.

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

Realizar un modelo de administración de energía el cual permita determinar las tasas óptimas de inyección con el objetivo de reducir los problemas operacionales y hacer más rentable la técnica.

BIBLIOGRAFÍA

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

BUTLER, RM. Thermal Recovery of Oil and Bitumen. 1985.

CARDWELL & PARSON. Gravity Drainage Theoty. AIME 179. 1949. P 199-211.

CASTRO R., et al. "Enhanced Oil Recovery (EOR) Status-Colombia". Latin American & Caribbean Petroleum Engineering conference. SPE 139199. 2010.

CHAKRABARTY C., RENARD G., FOSSEY J., GADELLE C. SAGD Process in the East Senlac Field: From Reservoir Characterization to Field Application. UNITAR Conference, Beijing, China, 1998.

CLARK B. Heavy Oil, Extra-Heavy Oil and Bitumen Unconventional Oil. NPC Global Oil and Gas Study. Julio 18-2007.

COMPUTER MODELLING GROUP LTD. Flexible Wellbore Model Coupled to Thermal Reservoir Simulator..PAPER 2009-308.

DENG. Recovery Performance and Economics of Steam/Propane Hybrid Process. SPE 997760. Calgary, Canada. Nov 2005.

DOAN, BAIRD & FAROUQ ALI. Performance of the SAGD process in the precence os a Water Sand. A preliminary investigation. JCPT vol 42 N°1. Enero 2003. P 25-31

DONNELLY J., CHMILAR M. The commercial potential of steam assisted gravity drainage, Society of Petroleum Engineers inc., 1995.

DUSSEAULT M. Diplomado en crudos pesados. Modulo V: "Gestión de Proyectos para el Desarrollo de Campos de Crudo Pesado y Nuevas Tecnologías ". Bucaramanga 2008.

DUSSEAULT M. Hydrocarbon from Non-Conventional Sources: Heavy and Extra Heavy Oil. Canada: Waterloo University. Cap 2.1.

EDMUNDS & GITTINS. Effective Application of Steam Assisted Gravity Drainage of Bitumen to Long Horizontal Pairs.

ERIK MONTES & HECTOR PACHECO. "Aplicación de nuevas tecnologías para la recuperación de crudo pesado en yacimientos profundos"; Tesis de grado; UIS 2006.

FAROUQ Ali, S.M. "Oil Recovery by Steam Injection," Producers Publishing Company, Inc., Bradford, Pennsylvania, (1970).

GÓMEZ, G. Recuperación mejorada de hidrocarburos. Inyección cíclica y continua de vapor. Generalidades.

GRILLS & VANDAL. Case History: Horizontal well SAGD Technology is Successfully applied to produce Oil at LAK RANCH in Newcastle Wyoming. SPE 78964.

GRM, curso Métodos de Recobro para la extracción de crudos pesados, Bucaramanga 2010.

HUMBERTO A. MENDOZA, JOSE J. FINOL & ROGER M. Butler.; "SAGD, Pilot Test in Venezuela"; SPE – 53687.

LLAGUNO P. E, A Reservoir Screening Methodology for SAGD application, PDVSA Intevep s.a, 2002.

LLAGUNO. Citado en ALBAHAN. A critical review of the status of SAGD: Where are We and what is Next? SPE 113286. USA 2008. P6.

MENDOZA H., FINOL J., BUTLER R. SAGD, Pilot Test in Venezuela, SPE 53687, Caracas Venezuela, Abril 1999.

MERCADO C, ROSENDO M. "Recobro Mejorado de Crudos en Pozos Horizontales mediante el Método de Segregación Gravitacional Asistida por Vapor utilizando un solo pozo (SW-SAGD). Tesis de grado. UIS. 2001.

NZEKWU B. et al. Effects of Reservoir Parameters and Operational Design on the Prediction of SAGD Performance in Athabasca Oilsands. SPE 15477.

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

REIS L. A Steam Assisted Gravity Drainage model for tar sands: linear geometry, JCPT, vol 13 N° 10, 1992.

RODRIGUEZ E., ORJUELA J. Feasibility to apply the steam assisted Gravity Drainage (SAGD) technique in the Country's heavy crude Oil Fields. CT&F. Ciencia, Tecnología y futuro. Diciembre 2004.

RUEDA S., ROCHA J. "Evaluación de la factibilidad técnica de reactivar un proyecto de inyección cíclica de vapor en un campo colombiano mediante simulación numérica. Tesis de pregrado. Universidad Industrial de Santander. 2011

SANDOVAL Roy, JIMENEZ Robinson. "Nuevas Tecnologías para la Explotación de Yacimientos de Crudo Pesado". Informe de Investigación. Grupo de Investigación Recobro Mejorado (GRM). 2005.

SINGHAL, Y. ITO, M. KASRAJE. Screening and Design criteria for Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD) Projects. SPE 50401, 1998.

SHAMALIA A., SHIRIF E., DONG M., HEINNI A. Chamber Volume/Size Estimation for SAGD Process from Horizontal Well Testing. University of Regina.

SINGHAL A.K, DAS S.K.. Screening of reservoirs for exploitation by application of steam assisted gravity drainage/vapex processes. Spe 37144, 1996.

SHIN, H., HWANG, T., & CHON, B. (2012, January 1). Optimal Grid System Design for SAGD Simulation. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/157900-MS

SHIN & POLIKAR. Optimizing the SAGD Process in Three Major Canadian Oil Sands Areas. SPE 95754. 2005. Ibid.

STRICH O., et al. "Partial-SAGD applications in the Jackfish SAGD Project. Devon Canadá Corporation. SPE 149708. 2009

Shell Canada Energy In Situ Oilsands, Hilda Lake Pilot Commercial EOR Project; EUB 2006 Annual Performance Review 2007.

TERRATEK & F PORTILLO; "Mechanical and Thermal Properties of Unconsolidated Sands and Its Applications to the Heavy Oil SAGD Project in the Tia Juana Field, Venezuela"; SPE – 54009.

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