

**EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE LA CÁMARA DE VAPOR EN UN
PROCESO DE DRENAJE GRAVITACIONAL ASISTIDO POR VAPOR BAJO
DIFERENTES ESCENARIOS DE APLICACIÓN**

SERGIO ANDRÉS VELÁSQUEZ BOSSA

SHIRLEY ZARETH JAIMES PARADA

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

2014

**EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE LA CÁMARA DE VAPOR EN UN
PROCESO DE DRENAJE GRAVITACIONAL ASISTIDO POR VAPOR BAJO
DIFERENTES ESCENARIOS DE APLICACIÓN**

SERGIO ANDRÉS VELÁSQUEZ BOSSA

SHIRLEY ZARETH JAIMES PARADA

Trabajo de grado presentado como requisito para obtener el título de Ingeniero de Petróleos

**Avalado por el Grupo de Recobro Mejorado en el marco del Convenio de
Cooperación Tecnológica entre la Universidad Industrial de Santander y
ECOPETROL S.A. – Instituto Colombiano del Petróleo**

Director

M.Sc. SAMUEL FERNANDO MUÑOZ NAVARRO

Codirectores

M.Sc. JORGE MARIO PALMA BUSTAMANTE

Ing. ASTRID XIOMARA RODRIGUEZ CASTELBLANCO

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

2014

Los autores expresan su agradecimiento a:

A nuestra codirectora, la ingeniera Xiomara Rodríguez por su gran apoyo y orientación durante el desarrollo de este trabajo de grado, por su amistad y su confianza a lo largo de esta etapa.

Al profesor Samuel, por su sabiduría, sus valiosos consejos y apreciaciones durante nuestro proceso de formación.

Al grupo de Investigación Recobro Mejorado, a todos sus integrantes, a esa familia, gracias por la ayuda brindada y apoyo incondicional.

A la Universidad Industrial de Santander, por ser nuestra alma mater todos estos años y por permitirnos formarnos como profesionales y personas.

A todos nuestros profesores, por todos los conocimientos y experiencias compartidas.

Al ingeniero John Pinto, por su valioso apoyo en la realización de este proyecto.

A ECOPETROL y en su nombre la empresa colombiana de Petróleos, ICP.

Dedicatoria

A ti Dios, porque sin ti nada es posible. No hay hombre más fuerte y vencedor que aquel que todo lo entrega a tu gracia. Si tú estás conmigo ¿quién contra mí?

A la mujer de mi vida, la que ha dado su vida por la mía, la mujer más fuerte, luchadora, amorosa y noble que el altísimo pudo colocar en mi camino para ser mi todo. Jamás tendré palabras para describir lo mucho que te amo mami, si fuera posible gastarías las casi 20.000 palabras de este libro sólo escribiendo y mostrando al mundo lo bello de tu ser.

A mi amigo, mi padre, mi consejero, mi guía. Eres mi ejemplo de vida. sin tu apoyo nada de esto fuera posible. Algún día la vida me dará la oportunidad de devolvarte, así sea una pequeña porción, de esa entrega incondicional con la que me has educado. Te amo.

A mi familia, la que ha estado conmigo en los momentos de dicha, pero sobretodo ha sido mi sostén en los momentos de pena. La familia es la base de la sociedad, y en su seno debe siempre reinar el amor.

A mis amigos, que de una u otra manera han hecho de este ser una mejor persona. Un amigo discute, se enoja y llora contigo, pero nunca te abandona. ¡No renuncien a sus metas, crean en Dios y todo les será concedido!

A la Universidad Industrial de Santander, el templo del conocimiento que he adquirido, al Grupo de Investigación de Recobro Mejorado, a los docentes y a cada persona que aporta su grano de arena para que este recinto un lugar idóneo para la formación profesional.

Y finalmente, no podías faltar... Mi compañera de batalla, Shirlev. Porque en los momentos que brillé por mi ausencia, los más difíciles, tú te echaste este sueño al hombro. ¡Que la vida te regale muchos, pero muchos sueños realizados!

Sergio Andrés Velásquez Bossa

DEDICATORIA

*A Dios, por siempre haberme mostrado el camino por el cual andar.
Por ser mí guía, mi luz y mi fortaleza en todo momento.*

*A mi madre, Gloria Parada, mi más grande motivación, por su ejemplo de
tenacidad. Por enseñarme cada día, la persona en la que me debía convertir.*

*A mi padre, Andelfo Jaimes, por su apoyo incondicional en todo lo que he decidido
iniciar en mi vida. Por esa ternura transformada en fortaleza.*

*A mis hermanos: Alicia, Carolina, David y Sebastián, por estar junto a mí en tantos
momentos, por compartir mis más grandes alegrías y tristezas.*

*A mi compañero Sergio, por su compañía, trabajo y apoyo, por enseñarme que
todo es posible porque con su alegría me enseñó que cada día está lleno de
grandes cosas.*

*A la Universidad Industrial de Santander, sus maestros, estudiantes. A este lugar,
que me vio crecer como profesional y como persona.*

Shirley Zareth Jaimes Parada

TABLA DE CONTENIDO

| | Pag |
|---|------------|
| INTRODUCCIÓN | |
| 1 DRENAJE GRAVITACIONAL ASISTIDO POR VAPOR SAGD | 23 |
| 1.1 GENERALIDADES DEL PROCESO..... | 23 |
| 1.1.1 Reseña histórica | 24 |
| 1.1.2 Descripción del proceso | 26 |
| 1.1.3 Descripción de la formación de la cámara de vapor | 29 |
| 1.1.4 Etapas del proceso..... | 33 |
| 1.1.4.1 Fase inicial o <i>start up</i> | 32 |
| 1.1.4.2 Fase de desarrollo-crecimiento..... | 35 |
| 1.1.4.3 Fase de mejoramiento E-SAGD..... | 36 |
| 1.1.5 Mecanismos de SAGD | 38 |
| 1.1.5.1 Conducción..... | 37 |
| 1.1.5.2 Drenaje Gravitacional..... | 37 |
| 1.1.5.3 Convección..... | 37 |
| 1.1.6 Ventajas y desventajas de la técnica SAGD | 39 |
| 1.1.6.1 Ventajas técnicas..... | 39 |
| 1.1.6.2 Desventajas..... | 40 |
| 1.1.7 Screening de aplicación | 40 |
| 1.2 DESCRIPCION DE LA CAMARA DE VAPOR..... | 41 |
| 1.2.1 Piscina de líquidos..... | 42 |
| 1.2.2 Fenómenos que afectan la formación y el comportamiento de la cámara de vapor..... | 43 |

| | | |
|---------|--|----|
| 1.2.2.1 | Desplazamiento corriente y contracorriente..... | 43 |
| 1.2.2.2 | Emulsificación..... | 44 |
| 1.2.2.3 | Aumento de la cámara de vapor..... | 44 |
| 1.2.2.4 | Teoría de la digitación del vapor..... | 45 |
| 1.2.2.5 | Saturación de petróleo residual en la cámara de vapor..... | 46 |
| 1.3 | PROYECTOS REPRESENTATIVOS DE LA TÉCNICA SAGD | 47 |
| 1.3.1 | Campo tia juana..... | 47 |
| 1.3.2 | Proyecto christina lake..... | 48 |
| 1.3.3 | Proyecto liaohe | 49 |
| 1.3.4 | Proyecto burnt lake | 50 |
| 1.3.5 | Proyecto hilda lake | 50 |
| 2 | MODELO CONCEPTUAL DE SIMULACIÓN | 52 |
| 2.1 | CONSTRUCCIÓN DEL MODELO CONCEPTUAL DE SIMULACIÓN | 53 |
| 2.1.1 | Modelo de yacimientos y petrofísico | 53 |
| 2.1.2 | Modelo de fluidos..... | 55 |
| 2.1.3 | Modelo roca-fluido | 59 |
| 2.2 | SINGLE WELL MODEL (SWM)..... | 61 |
| 2.2.1 | Grid de simulacion..... | 61 |
| 2.2.2 | Condiciones operativas del modelo..... | 63 |
| 2.2.2.1 | Condiciones operativas de los pozos..... | 64 |
| 2.2.2.2 | Completamiento de los pozos..... | 65 |
| 2.2.3 | Implementación de flexwells | 66 |
| 2.3 | RESULTADOS DEL MODELO BASE | 68 |
| 2.3.1 | Single well model..... | 68 |

| | | |
|---------|--|-----|
| 2.3.1.1 | Expansión de la cámara de vapor..... | 70 |
| 2.3.1.2 | Comportamiento de la cámara de vapor..... | 72 |
| 2.3.1.3 | Drenaje de fluidos en las laderas de la cámara..... | 74 |
| 2.3.1.4 | Temperatura de la cámara de vapor..... | 74 |
| 3 | ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD | 79 |
| 3.1 | PARÁMETROS SENSIBILIZADOS | 79 |
| 3.1.1 | Presión de fondo fluyente | 79 |
| 3.1.2 | Presión de inyección..... | 80 |
| 3.1.3 | Tasa de inyección..... | 80 |
| 3.1.4 | Calidad del vapor..... | 81 |
| 3.1.5 | Relación de permeabilidades | 82 |
| 3.1.6 | Espesor de la formación..... | 82 |
| 3.2 | ANÁLISIS DE LAS VARIABLES | 84 |
| 3.2.1 | Análisis factor de recobro..... | 84 |
| 3.2.2 | Análisis relación vapor/aceite acumulada (<i>csor, cumulative steam oil ratio</i>) | 87 |
| 3.2.3 | Análisis presión promedio del yacimiento | 90 |
| 3.2.4 | Volumen de la cámara de vapor | 93 |
| 3.2.5 | Análisis de espesor | 96 |
| 4 | SECTOR MODEL (SM)..... | 102 |
| 4.1 | ESPACIAMIENTO ENTRE POZOS 100 FT..... | 103 |
| 4.2 | ESPACIAMIENTO ENTRE POZOS 150 FT..... | 106 |
| 4.3 | ESPACIAMIENTO 200 | 108 |
| 4.4 | COMPARACIÓN RESULTADOS ESPACIAMIENTO ENTRE POZOS... | 110 |

| | | |
|-------|---------------------------------------|-----|
| 4.4.1 | Presión | 111 |
| 4.4.2 | Factor de recobro | 112 |
| 4.4.3 | Relacion vapor aceite acumulado | 112 |
| 4.4.4 | Producción de aceite | 113 |
| 5. | CONCLUSIONES..... | 115 |
| 6. | RECOMENDACIONES..... | 117 |
| | BIBLIOGRAFÍA..... | 118 |

LISTA DE FIGURAS

| | Pag |
|--|------------|
| Figura 1 Pozos perforados desde superficie para SAGD ----- | 24 |
| Figura 2 Descripción del proceso SAGD ----- | 26 |
| Figura 3 Formación de la cámara de vapor - mecanismo SAGD ----- | 28 |
| Figura 4 Crecimiento de la cámara de vapor (butler 1987) ----- | 30 |
| Figura 5 Mecanismo SAGD ----- | 31 |
| Figura 6 Proceso inyección producción etapa de inicialización ----- | 34 |
| Figura 7 Proceso E-SAGD ----- | 37 |
| Figura 8 Piscina de líquidos en un proceso de inyección de vapor ----- | 43 |
| Figura 9 Viscosidad vs. temperatura ----- | 56 |
| Figura 10 Factor volumétrico de formación (fvf) vs. presión ----- | 57 |
| Figura 11 Comportamiento típico del fvf vs. p ----- | 58 |
| Figura 12 Gas en solución vs. presión ----- | 58 |
| Figura 13 Curvas de permeabilidad relativa aceite-agua. ----- | 60 |
| Figura 14 Ubicación areal de los pozos ----- | 61 |
| Figura 15 Efecto de la relación j/k en el perfil de temperatura ----- | 62 |
| Figura 16 Completamiento concéntrico de la técnica sagd ----- | 65 |
| Figura 17 Completamiento no concéntrico de la técnica sagd ----- | 66 |
| Figura 18 Modelamiento sink/source vs. flexwell ----- | 67 |
| Figura 19 Interconexión térmica de los pozos, ----- | 69 |

| | |
|--|----|
| Figura 20 Secuencia de formación de la cámara de vapor----- | 70 |
| Figura 21 Etapas de la cámara de vapor en función de la presión del yacimiento y la producción de líquidos.----- | 72 |
| figura 22 visualización de la cámara de vapor en la fase de inicialización. ----- | 73 |
| Figura 23 Visualización de la cámara de vapor durante la transición inicialización-desarrollo. ----- | 74 |
| Figura 24 Visualización de la cámara de vapor durante su expansión. ----- | 75 |
| Figura 25 Visualización de la cámara de vapor una vez alcanzados los límites del yacimiento.----- | 76 |
| Figura 26 Efecto de la expansión de la cámara de vapor sobre el drenaje de fluidos.----- | 76 |
| Figura 27 Drenaje de fluidos observado con isosuperficies ----- | 77 |
| Figura 28 Isosuperficie continua de máxima temperatura ----- | 78 |
| Figura 29 Envoltorio de fases del vapor ----- | 82 |
| Figura 30 Matriz de diseño experimental obtenida en la herramienta cmost----- | 83 |
| Figura 31 Gráfica de factor de recobro obtenidas en la sensibilización ----- | 84 |
| Figura 32 Diagrama tornado de factor de recobro obtenido en la sensibilización - | 87 |
| Figura 33 Diagrama tornado de csor obtenido en la sensibilización ----- | 88 |
| Figura 34 Gráficas de csor obtenidas en la sensibilización----- | 89 |
| Figura 35 Gráficas de presión promedio del yacimiento obtenidas en la sensibilización ----- | 90 |

Figura 36 Diagrama tornado de presión promedio del yacimiento obtenido en la sensibilización ----- 92

Figura 37 Diagrama tornado del volumen de la cámara de vapor obtenido en la sensibilización ----- 94

Figura 38 Gráficas de volumen de la cámara de vapor obtenidas en la sensibilización ----- 95

Figura 39 Cambio en la posición de los pozos al modificar el tamaño de bloque - 97

Figura 40 Producción acumulada de aceite de los modelos de distintos espesores ----- 98

Figura 41 Perfil de saturación de la fase gaseosa en el modelo de 200 pies de espesor----- 99

Figura 42 Producción acumulada de aceite de los modelos de distintos espesores una vez modificados las tasas de inyección----- 100

Figura 43 Perfil de saturación de la fase gaseosa en el modelo de 200 pies de espesor una vez modificada la tasa de inyección ----- 101

Figura 44 Vistas cuatro pares de pozos----- 103

Figura 45 Espaciamiento entre pozos 100 ft----- 105

Figura 46 Resultados simulación espaciamiento entre pozos 100 pies ----- 105

Figura 47 Espaciamiento entre pozos 150 ft ----- 106

figura 48 perfiles de temperatura modelo 150 pies----- 107

Figura 49 Resultados simulacion espaciamiento entre pozos 150 ft ----- 108

Figura 50 Espaciamiento entre pozos 200 ft----- 109

| | | |
|-----------|---|-----|
| Figura 51 | Resultados simulacion espaciamento entre pozos 200 ft ----- | 110 |
| Figura 52 | Presión ----- | 111 |
| Figura 53 | Factor de recobro sector model diferentes espaciamentos ----- | 112 |
| Figura 54 | Relación vapor aceite acumulado----- | 113 |
| Figura 55 | Producción de aceite diferentes configuraciones sector model----- | 114 |

LISTA DE TABLAS

| | Pag |
|--|------------|
| Tabla 1 Screening de aplicación técnica SAGD..... | 41 |
| Tabla 2 Propiedades de la formación productora | 54 |
| Tabla 3 Propiedades de las formaciones adyacentes | 54 |
| Tabla 4 Propiedades del fluido simulado | 59 |
| Tabla 5 End points utilizados | 60 |
| Tabla 6 Constrains utilizados en los pozos del modelo base | 63 |
| Tabla 7 Diámetros de tuberías utilizados | 68 |
| Tabla 8 Parámetros sensibilizados y sus respectivos valores | 80 |
| Tabla 9 Modelos con menor factor de recobro | 85 |
| Tabla 10 Modelos con mayor factor de recobro | 86 |
| Tabla 11 Modelos con menor csor | 89 |
| Tabla 12 Modelos con mayor represurización del yacimiento | 91 |
| Tabla 13 Modelos con mayor depleción del yacimiento | 91 |
| Tabla 14 Tasas de inyección modificadas de acuerdo al espesor del modelo | 99 |

RESUMEN

TÍTULO: EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE LA CÁMARA DE VAPOR EN UN PROCESO GRAVITACIONAL ASISTIDO POR VAPOR BAJO DIFERENTES ESCENARIOS DE APLICACIÓN¹.

AUTORES: SERGIO ANDRÉS VELÁSQUEZ BOSSA; SHIRLEY ZARETH JAIMES PARADA

PALABRAS CLAVES: SAGD, Recobro Mejorado, Simulación Numérica de Yacimientos.

La técnica de drenaje gravitacional asistido con vapor (SAGD) es uno de los métodos de recobro mejorado térmico más utilizados a nivel mundial al momento de recuperar crudo pesado, extrapesado y bitumen, esta técnica basa su principio en una inyección continua de vapor por medio de un pozo horizontal, para luego ser producido por drenaje gravitacional a través de un segundo pozo horizontal ubicado unos cuantos pies por debajo del primero. Dicho proceso induce la formación de una “cámara de vapor”, la cual es el eje fundamental para la obtención de los hidrocarburos a través de esta técnica.

Cabe resaltar que la eficiencia de un método de recobro mejorado depende de los estudios previos realizados, los cuales comprenden el análisis tanto de parámetros operacionales como de yacimiento. Estos comprenden básicamente la obtención de datos representativos, simulación numérica de yacimientos y evaluación de los resultados. Una interpretación errónea de estos resultados puede conllevar, muy probablemente, al fracaso del proyecto.

Por esta razón, se estudió el comportamiento de dicha cámara por medio de simulación numérica de yacimientos y sensibilización de variables altamente influyentes en el proceso. Adicionalmente, se profundizó en una aplicación mucho más ajustada a la realidad, donde no sólo se evaluó la técnica en un par de pozos pilotos, sino que además se estudió el proceso en un *sector-model* conceptual de simulación, permitiendo observar el comportamiento de varios pares de pozos (con sus respectivas cámaras de vapor interconectadas) drenando un determinado sector del yacimiento. La evaluación de los resultados se realizó por medio del estudio de los perfiles de temperatura obtenidos, así como los factores de recobro calculados en base a las tasas de producción de los pozos.

*Trabajo de Grado

**Facultad Ingeniería Físico químicas-Escuela de Ingeniería de Petróleos-Samuel Fernando Muñoz-Astrid Xiomara Rodríguez-Jorge Mario Palma

ABSTRACT

TITLE: EVALUACIÓN DE LA CÁMARA DE VAPOR EN UN PROCESO SAGD BAJO DIFERENTES ESCENARIOS DE APLICACIÓN

AUTHORS: SERGIO ANDRÉS VELÁSQUEZ BOSSA, SHIRLEY ZARETH JAIMES PARADA².

KEYWORDS: SAGD, Enhanced Oil Recovery, Numerical Simulation of Reservoirs.

The steam assisted gravity drainage technique (SAGD) is one of the most used thermally-enhanced oil recovery methods worldwide when recovering heavy oil, extra-heavy oil and bitumen. This technique relies on the principle of continuous steam injection through a horizontal well, and then, the production starts by gravity drainage through a second horizontal well located a few feet below the first. This process induces the formation of an area with high steam saturation in the proximities of the injection well called "steam chamber", which is the key for the production of hydrocarbons through this technique.

It should be noted, that the efficiency of an enhanced oil recovery method depends largely on previous studies, which include analysis of both operational parameters such as reservoir properties. These studies basically involve representative data acquisition, numerical simulation of reservoirs and evaluation of results. Misidentification and erroneous interpretation of these parameters can lead very likely to project failure.

For this reason, the behavior of the chamber was studied through numerical reservoir simulation and variation of highly influential variables in the process, such as the permeability ratio, operating pressure and the thickness of the layers. Additionally, it was deepened into a much tighter application to reality, where not only the technique was evaluated in a pair of wells pilots, but also the process was studied in a conceptual simulation sector-model, allowing to evaluate the behavior of several well pairs (with their respective steam chambers interconnected) draining a particular sector of the reservoir. The evaluation of the results was performed by studying the temperature profiles obtained and the recovery factors calculated from the production rates of the wells.

*Trabajo de Grado

**Facultad Ingeniería Físico Químicas- Escuela de Ingeniería de Petróleos-Samuel Fernando Muñoz-Astrid Xiomara Rodríguez-Jorge Mario Palma

INTRODUCCIÓN

Los métodos de recobro mejorado térmico se han convertido en una de las alternativas más eficientes al momento de la recuperación de crudo pesado en la industria petrolera, en especial aquellos que involucran la inyección de vapor como fluido inyectado, la cual ha abarcado una gran porción de la producción mundial correspondiente a métodos de recobro. El proceso de drenaje gravitacional asistido por vapor, SAGD, es una variante de dicha técnica (inyección de vapor), el cual emplea pozos horizontales tanto para la producción de petróleo, como para la inyección de vapor, con el fin de reducir la viscosidad y aumentar la movilidad del petróleo *in situ*. Esta técnica iniciada en Canadá y difundida en Venezuela, Estados Unidos y China, constituye una opción muy llamativa para incrementar la recuperación de crudos pesados y extrapesados, debido a que presenta grandes ventajas desde los puntos de vista técnico, económico y ambiental.

Por otro lado, un gran porcentaje del éxito de un proyecto de recobro mejorado, corresponde al análisis previo tanto de parámetros operacionales como de yacimiento, con el fin de aplicar la mejor técnica o en su defecto determinar si la técnica más viable a simple vista, es en realidad la más correcta. Es por esto, que surge la necesidad de evaluar propiedades y determinar escenarios en los cuales el método a implementar podría arrojar resultados satisfactorios. La técnica SAGD no es ajena a esta situación, motivo por el cual, determinar el comportamiento de la cámara de vapor es indispensable para su desarrollo, debido a que la zona de vapor es sin duda alguna la responsable del aumento de la temperatura y por tanto de la movilidad el crudo, lo que conlleva a la consecución de un mayor factor de recobro.

En este trabajo se pretende determinar, por medio de simulación numérica, el efecto de dichas propiedades en el comportamiento de la cámara de vapor en un proceso de drenaje gravitacional asistido por vapor (SAGD), sabiendo que el desempeño de ésta es clave para el aumento del factor de recobro, lo que se traduce en el éxito del proceso. Dichos estudios se realizarán con el objetivo de identificar con exactitud las variables más influyentes y finalmente determinar los rangos de valores que nos permitan obtener un mejor desempeño de dicha cámara, y de esta manera alcanzar la mayor eficiencia posible en la implementación de la técnica, evaluándolas en un modelo conceptual base de simulación numérica de un crudo extrapesado reportado en la literatura.

1 DRENAJE GRAVITACIONAL ASISTIDO POR VAPOR SAGD

En este capítulo se presentan las generalidades y fundamentación necesaria para la comprensión de la técnica SAGD, así como una revisión de los conceptos que han sido utilizados como base para el desarrollo del proceso. De igual forma se presentan las aplicaciones a nivel mundial de la técnica, la cual se ha posicionado como una opción efectiva para la producción de yacimientos de crudo pesado, extrapesado y bitumen.

1.1 GENERALIDADES DEL PROCESO

SAGD (Drenaje gravitacional asistida por vapor) es una de las tecnologías más usadas en yacimientos NO Convencionales de crudo pesado y extra pesado, desde que sus creadores el Dr. Roger Butler y sus colegas a finales de 1970 dieron los primeros soportes técnicos para su implementación. La idea básica del proceso es la inyección de vapor en el yacimiento a través de un pozo horizontal. El vapor es inyectado a través del pozo superior donde se busca mejorar la viscosidad del crudo y por lo tanto la movilidad del mismo. SAGD ha sido modificado, pero siempre con el mismo principio, el de, generar la cámara de vapor donde se modifiquen las propiedades del crudo, teniendo algunas limitantes como relación de permeabilidades, espesor de la arena productora, profundidad las cuales serán explicadas detalladamente más adelante.

1.1.1 Reseña histórica: Los orígenes del proceso SAGD se remontan a 1958 cuando Pirson, Wong y Ramsey propusieron por primera vez la combinación de los procesos de recuperación térmica con el drenaje gravitacional, involucrando pozos horizontales para la recuperación de hidrocarburos. Pero fue finalmente, unos 20 años después, y debido a varias investigaciones realizadas, que se llevó a cabo la implementación en campo del primer piloto de este tipo de procesos, que hasta la fecha sólo se habían contemplado a nivel de laboratorio. El proyecto se realizó bajo la dirección del Dr. Butler, uno de los autores más representativos y calificados en el estudio de la técnica SAGD, y bajo la operación de la compañía Imperial Oil Limited.

Este primer piloto es hoy Toe to Heel Steam Flooding (THSF), el cual basa su principio en una inyección continua de vapor (al igual que SAGD), pero con un arreglo de pozos distinto, realizando la inyección a través de un pozo vertical y produciendo a través de un pozo horizontal. Algunos años más tarde, en 1987, se realizó el primer piloto exitoso de SAGD en la provincia de Alberta, Canadá, aplicado en la formación McMurray, una de las más representativas a nivel de crudos pesados de dicha región.

Figura 1 Pozos perforados desde superficie para SAGD



Fuente: KOMERY, D.P., Luhning, R.W., and O'Rourke, J.C.

Consecutivamente, la técnica empezó a arrojar resultados satisfactorios, por lo que se realizaron otras dos campañas de perforación, con el fin de obtener la información necesaria para extender su aplicación a una escala comercial. La implementación de nuevas técnicas de perforación permitieron la perforación de los pozos desde superficie como se puede observar en la figura 1 (años atrás se realizaba la sección horizontal por medio de túneles en yacimientos de poca profundidad) y una mejor ubicación de los mismos. Este fue el punto de partida que incentivó a las otras compañías a extender la aplicación de la técnica a otros campos de características similares.

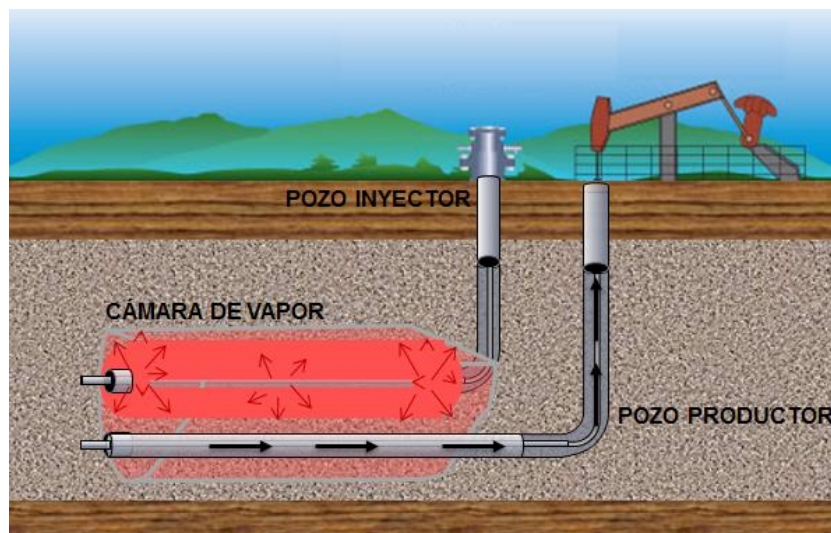
Entrada la década de los 90's, CS Resources desarrolló el primer proyecto a escala comercial en el campo Senlac en Saskatchewan (Canadá), lugar de aplicación de otras técnicas de recobro mejorado, confirmando a Canadá como un referente mundial en materia de innovación en cuanto a la producción de petróleo a través del recobro mejorado se refiere, en especial por medio de métodos térmicos.

La técnica SAGD pronto se ³extendió hacia otros países, donde los yacimientos de crudo pesado no son tan someros como en Canadá, y fue cuando en el 2007 la técnica es probada en Venezuela, en el campo Tía Juana. Allí se perforaron dos pares de pozos, alcanzando un factor de recobro del 60%. Finalmente, para el año 2008, más de 70 pilotos habían sido desarrollados comercialmente y 13 más se encontraban en la fase de diseño.

³ KOMERY, D.P., Luhning, R.W., and O'Rourke, J.C.

1.1.2 Descripción del proceso: El drenaje gravitacional asistido por vapor es un método de recobro mejorado térmico cuyo objetivo principal es la inyección de vapor en el yacimiento y la producción de aceite, ambos por medio de la utilización de pozos horizontales y bajo el efecto de la segregación gravitacional de los fluidos del yacimiento. El proceso utiliza dos pozos horizontales generalmente entre 1700 y 2500 ft de longitud, el superior es usado como inyector de vapor y el inferior como productor de fluidos. Durante el desarrollo de la técnica se forma una zona de vapor saturado en las cercanías del pozo inyector denominada “cámara de vapor” en la que la temperatura del yacimiento es teóricamente la del vapor inyectado, este fluye hacia el perímetro o interfaz de la cámara debido a la inyección continua y ahí se condensa al entrar en contacto con la formación de menor temperatura. El calor del vapor se transfiere por conducción térmica al yacimiento, y el crudo junto con el vapor condensado fluye por gravedad hacia el pozo productor situado debajo del pozo inyector. Proceso representado en la Figura 2.

Figura 2 Descripción del proceso SAGD



El flujo de fluidos se presenta esencialmente en las laderas de la zona de vapor (paralelo a la interfaz) y a medida que el petróleo es desplazado por el vapor inyectado (reduciendo la saturación remanente), este migra y se produce, de esta manera permite la expansión de la cámara de vapor (Butler 1994).

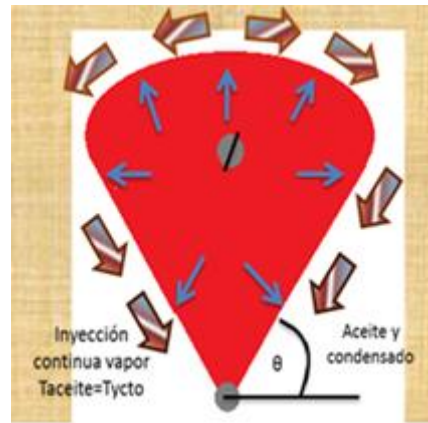
Durante este proceso se generan dos tipos de flujo, explicados a continuación:

- Flujo arriba y abajo: Caracterizado por el flujo de vapor en la cámara hacia el techo de la formación (como se observa en la Figura 3) y el flujo descendente del petróleo dentro de esta, cabe resaltar que dicho flujo es menor comparado con el flujo lateral.
- Flujo lateral: Tiene lugar en los costados de la cámara de vapor, donde la gravedad mantiene el crudo movilizado contra la ladera y permite su drenaje. El crudo con movilidad es controlado por el calentamiento mediante conducción desde la zona de vapor⁴.

El vapor ocupa los espacios que ha ido dejando el crudo producido, permitiendo el crecimiento de la cámara de vapor (figura 3). Inicialmente el movimiento de los fluidos se da en dirección vertical. Sin embargo, una vez la cámara alcanza el tope de la formación, comienza a extenderse lateralmente hasta alcanzar los límites del yacimiento.

⁴ MCCORMACK 2001 Sasaki et al 2001; Chan et al 1997; Shin y Polikar 2007; Singhal et al, 1998;.Edmunds y Chhina 2001;

Figura 3 Formación de la cámara de vapor - Mecanismo SAGD



Fuente: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. Dehghanpour, H., Li, G., & Mojarad, M. (2014, June 10). Emulsion Flow at the Edge of a Steam Chamber.

El flujo de aceite está altamente influenciado por la distribución de la temperatura delante del frente de avance, la cual depende de la difusividad térmica de la roca y de la velocidad con la que el frente de vapor avanza. La velocidad del frente se determina a partir del gradiente de flujo de aceite por medio de un balance de materiales, por ejemplo, una permeabilidad del yacimiento más alta induce una tasa de flujo de vapor mayor en el medio poroso, que a su vez crea una velocidad de avance de la interfaz superior (límite entre la cámara de vapor y el crudo).

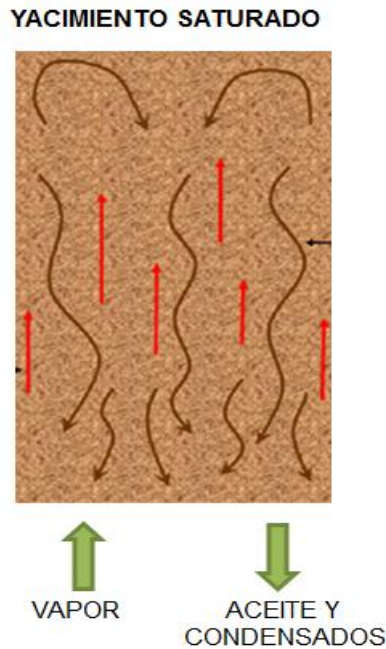
1.1.3 Descripción de la formación de la cámara de vapor: Durante el proceso de Segregación Gravitacional asistido por vapor (SAGD) se da la formación de la cámara de vapor debido a la inyección continua de vapor. Ésta primero se desplaza hacia arriba (tope de la formación) y después se desplaza lateralmente hasta alcanzar los límites del yacimiento. El desplazamiento hacia arriba es un parámetro importante para la determinación de la tasa de inyección de vapor.⁵ En la literatura se relaciona el costo de la formación de la cámara de vapor como más de la mitad del total del valor del proyecto, por lo tanto es necesario determinar tasas adecuadas y asegurar el crecimiento de la cámara para hacer del proyecto un proyecto económicamente viable. Por ello, es necesario evaluar factores importantes como la cobertura areal de la cámara, barrido vertical y saturación residual de aceite dentro de la misma, así como el rol que juega la heterogeneidad del yacimiento en el desarrollo del proceso.

En la figura 4, se presenta un diagrama de crecimiento en un proceso SAGD donde se asume que la velocidad con que avanza es constante. El vapor entra a través del límite inferior de la cámara y se mueve hacia arriba en dirección contraria a la acción de la gravedad debido al gradiente de presión formado. De igual manera, el aceite calentado y los líquidos condensados fluyen hacia abajo gracias al efecto de drenaje gravitacional. Butler desarrolló en 1987 un modelo analítico para predecir la tasa de crecimiento de la cámara de vapor combinando ecuaciones de flujo para aceite y vapor con la ecuación de conducción de calor. En 1997 Farouq Ali presentó un documento donde planteaba que debido a que la cantidad de líquidos condensados era mayor que el aceite, la convección se convertía en fenómeno importante durante el proceso. En 2011 Jyotsna observó el efecto de la invasión de líquidos condensados en el borde de la cámara de vapor

⁵ SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. DiCarlo, D. A., & Dehghanpour, H. (2012, January 1). Three-Phase Flow during Steam Chamber Rise.

(Interfaz). Basado en estos argumentos, se ha extendido el modelo de Butler para incluir el efecto del drenaje de líquidos condensados en el crecimiento de la cámara de vapor.

Figura 4 Crecimiento de la Cámara de vapor (Butler 1987)



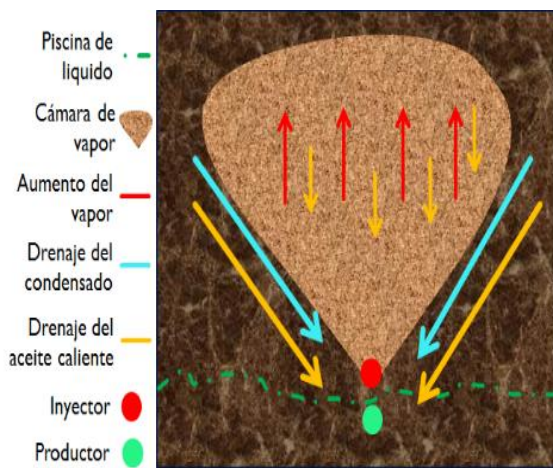
Fuente: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. DiCarlo, D. A., & Dehghanpour, H. (2012, January 1). Three-Phase Flow during Steam Chamber Rise.

El flujo del vapor en el yacimiento ocurre hacia arriba y hacia las laderas (flujo lateral en forma de condensado), lo que hace que la cámara de vapor tenga la forma de una pirámide invertida, limitada por una zona denominada interfaz, en donde ocurre la condensación del vapor. De esta manera, el agua condensada y el crudo calentado fluyen por gravedad hacia el pozo inferior. El crecimiento de la cámara puede ser irregular debido a distintas propiedades, tales como la viscosidad del fluido, el cual en ocasiones actúa como una especie de pared (si su

viscosidad es lo suficientemente alta), lo que da como resultado un crecimiento vertical mucho más rápido en comparación con su expansión lateral, se desea que el crecimiento vertical ocurra una vez se alcance el tope de la formación, y no antes de esto. La interfaz de la cámara presenta una forma de dedos de vapor

El agua condensada y el aceite caliente drenan hacia abajo en sentido contrario al crecimiento de la cámara de vapor. Alrededor de la interfaz, se crea un gradiente de temperatura debido a la conducción y a la convección. Las fuerzas gravitacionales disponibles para el transporte de aceite y agua son debidas al diferencial de presión. Este diferencial, es el suficiente para garantizar la expansión de la cámara de vapor hacia el tope de la formación en contra de las fuerzas de la gravedad.

Figura 5 Mecanismo SAGD



Fuente: SPE; Albahbani A. M. SPE and T. Babadagli, University of Alberta. SPE 113283

Una etapa posterior en el proceso, donde la cámara ha alcanzado la parte superior del yacimiento y se está extendiendo de manera horizontal por debajo del

overburden se muestra en la Figura 5, donde se observan claramente las distintas zonas que ocurren en el yacimiento en el proceso SAGD.

Cabe resaltar, que la producción de petróleo no es arbitraria, es decir, el gradiente de presión entre la formación y el pozo productor debe controlarse a una tasa adecuada, debido a que si el crudo se drena demasiado rápido, la cámara de vapor se prolongará hasta el pozo productor (generándose el “bypass” del vapor) y la producción del vapor ocurrirá.

El proceso no es efectivo con pozos verticales de producción debido a los flujos relativamente bajos que se pueden lograr bajo estas condiciones. En yacimientos convencionales, por ejemplo, un pozo horizontal de 1.000 pies sobre una separación de cuatro hectáreas tiene un índice de productividad que es aproximadamente 100 veces mayor que la de un pozo convencional.

Estas son algunas de las características más importantes de la cámara de vapor y su formación:

- La presión en la cámara de vapor es constante.
- La máxima producción de aceite ocurre cuando la cámara alcanza el tope de la formación productora. En ese momento la cámara se expande lateralmente y la producción de aceite se incrementa significativamente.
- Existe saturación de aceite residual en la cámara de vapor⁶.

⁶ MONTES, Erik. Pacheco Héctor. “Aplicación de nuevas tecnologías para la recuperación de crudo pesado en yacimientos profundos”. Universidad Industrial de Santander.

1.1.4 Etapas del proceso: Es importante desarrollar un proceso por medio del cual la implementación de la técnica drenaje gravitacional asistido por vapor (sagd) se realice de forma exitosa, para ello, se han tenido en cuenta las 3 fases planteadas en la literatura:

- Fase Inicial o *Start Up*
- Fase de Desarrollo
- Fase de mejoramiento

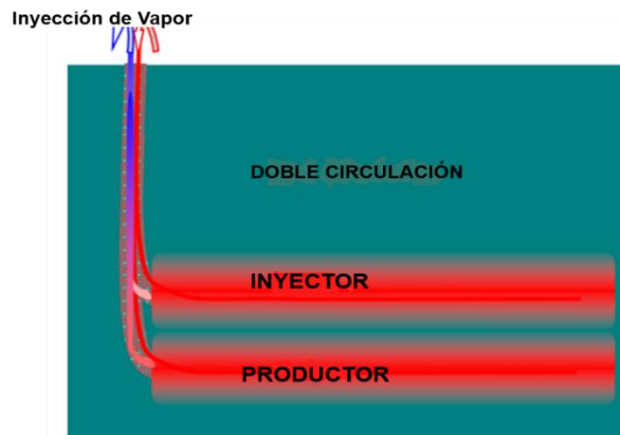
En sus inicios, el centro del proceso era el flujo de fluidos calientes alrededor de la cámara de vapor, así que se desarrollaron teorías para el cálculo de la tasa de producción esperada, teniendo en cuenta variables como la zona drenada, la viscosidad y el efecto de la gravedad, entre otras.

Una mirada se dio más adelante hacia la cámara de vapor, su formación y comportamiento una vez los fluidos eran producidos. Además se dio importancia a los condensados presentes en ella hasta que son conducidos hasta el pozo productor.

Una tercera vista se dio a SAGD, y esta vez fue hacia los pozos horizontales y las ventajas que estos traían al proceso, resolviendo problemas de conificación. El estudio de los pozos se centró en su longitud, su perforación y completamiento que se fueron perfeccionando con el tiempo.

1.1.4.1 Fase inicial o *start up*: El proceso SAGD, comienza con una etapa de pre calentamiento que consiste en la inyección de vapor a través de los pozos tanto inyector como productor como se puede observar en la figura 6, lo que permite un intercambio calórico entre estos con el objetivo de generar un diferencial de presión entre los pozos. En la fase inicial lo que se requiere es circular vapor para lograr un calentamiento uniforme del crudo y por lo tanto una conexión de flujo entre los pozos.

Figura 6 Proceso Inyección Producción etapa de inicialización



Fuente: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. Duong, A. N., Tomberlin, T., & Cyrot, M. (2008, January 1). A New Analytical Model for Conduction Heating During the SAGD Circulation Phase.

Es importante resaltar que el tiempo de duración de esta etapa debe ser lo menor posible, en el cual se observe un calentamiento uniforme. Esto debido a que la producción de crudo es mínima y no es viable económicamente para un proyecto de tal magnitud. A su vez esta etapa inicial se da en tres sub etapas definidas a continuación:

✓ INYECCIÓN DE VAPOR EN AMBOS POZOS-ETAPA DE CIRCULACIÓN

Una vez perforados los pozos, se inicia el proceso de inyección de vapor a través de los dos pozos tanto el superior como el inferior.

Durante este tiempo se logra un calentamiento uniforme del crudo para así generar movilidad del hidrocarburo en esta zona. Sin embargo, en el caso de yacimientos profundos no se requerirá esta primera etapa, pues la viscosidad del crudo será lo suficientemente baja como para que el petróleo posea cierta movilidad que le permita fluir hacia el pozo productor.

La duración de la etapa de circulación dependerá de cuán rápido se obtenga una temperatura uniforme a lo largo del pozo, una vez alcanzado este estado puede pasarse a la siguiente etapa del proceso. Según un estudio realizado por Vicent (2014), es importante hacer una inyección de altas tasas de vapor para conseguir que esta etapa de circulación sea corta y eficiente.

✓ GENERACIÓN DEL DIFERENCIAL DE PRESIÓN ENTRE LOS POZOS

Una vez alcanzada una temperatura uniforme en los pozos, se debe generar un diferencial de presión que permita el flujo de fluidos hacia el pozo inferior, reduciendo la presión a la cual se está inyectando vapor en el pozo inferior. Generalmente, el diferencial de presión debe ser un valor pequeño para que no se presente problemas relacionados con un canal preferencial de flujo que implique la producción de vapor y pérdidas en el proceso. La aplicación del diferencial de presión en un tiempo cercano a la finalización de la etapa de circulación lleva a la obtención de bajas tasas de producción. Esto es debido a que el vapor aún no se ha distribuido a través de toda la formación.

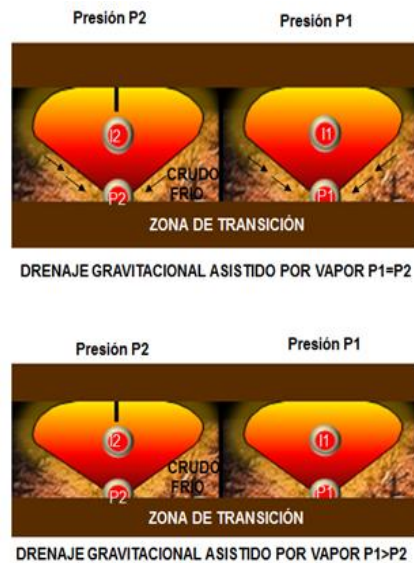
✓ INICIO DE LA FASE DE CRECIMIENTO DE SAGD

Una vez precalentada la zona y establecido el diferencial de presiones en el par de pozos del sistema, inicia el desarrollo del proceso SAGD como tal. Desde el punto de vista operacional, se suspende la inyección de vapor en el pozo inferior y se inicia la producción (Flujo natural o por medio de un sistema de levantamiento artificial).

1.1.4.2 Fase de desarrollo-crecimiento: en la fase de desarrollo, también llamada fase de crecimiento, ocurre propiamente el proceso. Una vez alcanzada la estabilización de presión entre los pozos a través de la inyección, se inicia la formación y el desarrollo de la cámara de vapor; la cual aumenta su volumen y alcanza el tope de la formación productora. A partir de este momento, el crecimiento de la cámara se realiza lateralmente. En esta etapa, se logra la máxima producción alcanzando el tope de la formación productora. Para garantizar el éxito del proceso, es necesario monitorear constantemente la tasa de producción con el fin de que el desarrollo de la cámara de vapor ocurra de óptima a lo largo de la vida del proyecto, lo cual se obtiene evitando que ocurra la ruptura del vapor, pues luego de que ésta se produzca, parte del vapor que se inyecta fluye directamente hacia el pozo productor, lo que se traduce en pérdidas de energía. Si la tasa de producción es muy alta se podría precipitar la ruptura del vapor y es muy baja, los fluidos calientes se acumularan en el yacimiento y la cámara de vapor tendera a desarrollarse únicamente en la zona superior del yacimiento. Esto se traduce a una disminución en la eficiencia del proceso debido a que no se podrá calentar buena parte de la formación. Por tal motivo, es necesario verificar que la tasa de producción se encuentre en el nivel deseado.

1.1.4.3 Fase de mejoramiento e-sagd: como su nombre lo indica, se refiere a un mejoramiento de la técnica SAGD, esta fase no implica la perforación adicional de pozos o la alteración en la configuración de los mismos. En esta etapa el vapor ha alcanzado el tope de la formación y una vez la cámara se expande hacia los lados se aplica un diferencial de presión entre las cámaras de vapor adyacentes que han sido previamente formadas de la implementación de un proceso SAGD convencional, este diferencial de presión estaría establecido por la disminución de la presión de inyección en una cámara de vapor, mientras se mantiene la presión en la cámara de vapor adyacente causando que el vapor fluya de la cámara de alta presión a la cámara de baja presión (Ver figura 7). Esta nueva técnica fue patentada por Shell y probada en el campo Peace River en Canadá, obteniendo muy buenos resultados.

Figura 7 Proceso E-SAGD



Fuente: EDWIN RODRIGUEZ, Jaime Orjuela; Feasibility to apply the Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD) Technique in the country's Heavy Crude-Oil Fields CT&F Ciencia, Tecnología y Futuro, Vol.2. Instituto Colombiano del Petróleo.

1.1.5 Mecanismos de sagd: Los posibles mecanismos que ocurren durante el desarrollo del proceso SAGD incluyen:

- Conducción directa de calor a la región cercana a l pozo, permitiendo el aumento en la producción
- Drenaje por gravedad del petróleo desde la cámara de vapor
- Drenaje/Empuje inducido por fluidos calientes

El éxito de la mayoría de los proyectos depende de la conducción de calor, los resultados mejoran en algunos yacimientos en los que existe agua, debido a que hay una cantidad de fluidos calientes que ayudan a su vez a calentar el petróleo y a desplazarlo.

1.1.5.1 Conducción: el fenómeno de conducción consiste en la transferencia de calor entre cuerpos solidos que se encuentran a diferente temperatura sin que se produzca transferencia de materia entre ellos. Principal forma de transmisión de calor en los materiales sólidos. La rapidez con que se produce depende de las características internas de cada material.

Drenaje gravitacionall drenaje gravitacional juega un papel muy importante en la producción de hidrocarburos, sin segregación gravitacional, existirían pocas acumulaciones de hidrocarburos en los actuales yacimientos. Si bien la segregación jugó un papel muy importante en la acumulación también es un mecanismo determinante en la producción, pues la gravedad causa que mediante fluidos inyectados en el yacimiento a través de los canales se aumenten la productividad de un campo (EOR). En el caso de SAGD, las fuerzas gravitacionales son predominantes durante el proceso, por ello unos fluidos se desplazan hacia arriba mientras otros (aceite) se desplazan hacia abajo.

1.1.5.2 Convección: el fenómeno de convección está relacionado con la transferencia de calor entre fluidos. El flujo resulta de la diferencia de temperaturas del fluido en presencia de una fuerza gravitacional. La densidad de un fluido disminuye con el incremento de la temperatura. En un campo gravitacional, dichas diferencias en densidad causadas por las diferencias en temperaturas originan fuerzas de flotación. En este sistema de transferencia de calor interviene un fluido (gas o líquido) en movimiento que transporta la energía térmica entre dos zonas.

1.1.6 Ventajas y desventajas de la técnica sagd: Numerosas ventajas se derivan del uso de la técnica SAGD en la recuperación de crudos pesados y arenas bituminosas. SAGD ofrece una serie de ventajas financieras y medioambientales que han hecho de la industria de los crudos pesados y extra pesados una industria más atractiva y rentable. Así mismo, es un proceso que necesita de más estudio e investigación para poder afrontar los retos y dificultades que se presenten.

1.1.6.1 Ventajas técnicas: Uso de pozos horizontales vs pozos verticales.

- Se incrementa el área de drenaje permitiendo recuperar hidrocarburos que no podrían ser drenadas de otra forma.
- Se tiene mejor disposición y eficiencia para manejar formaciones de gran continuidad lateral, capas de gas o acuíferos de fondo.
- Habilidad para llevar a cabo inyección y producción ortogonal de fluidos, dando resultado a una mejor eficiencia de barrido, reducción del proceso de canalización del vapor, reducción del número de pozos requeridos y mayores porcentajes de recobro en menos tiempo.
- Menores caídas de presión por unidad de longitud, que reduce las posibilidades de conificación de agua, minimiza el daño “S”.
- Debido a que las presiones de inyección no son altas se preserva la integridad del yacimiento.

- Movilidad del crudo. Una vez el crudo hace contacto con la cámara de vapor, el aceite drena hacia el pozo productor. Esto no es probable en procesos térmicos convencionales donde el aceite desplazado tiende a enfriarse en su camino al pozo productor.
- Un pozo horizontal puede remplazar varios verticales para producir un campo.

1.1.6.3 Desventajas

- La más grande limitación de SAGD, es el manejo de grandes cantidades de vapor, particularmente para campos de baja calidad, donde las pérdidas de calor por overburden son grandes. Estos requerimientos de vapor necesitan de una enorme fuente de agua, lo que en ocasiones se convierte en un obstáculo.

1.1.7 Screening de aplicación: El estudio del proceso ha sido entendido y evaluado a través de la simulación de yacimientos, modelos numéricos y analíticos desarrollados y pruebas de tubo significativas. para la elección correcta de la metodología a implementar, es necesario evaluar y seleccionar los yacimientos candidatos para el proceso. con la recopilación de datos, se han realizado varios posibles escenarios, como el presentado en la tabla 1⁷

⁷ SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS, Singhal, A. K., Ito, Y., & Kasraie, M. (1998, January 1). Screening and Design Criteria for Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD) Projects.

Tabla 1 Screening de aplicación técnica SAGD

| PROPIEDAD | VALOR |
|---------------------------|------------------------|
| Gravedad API | 10 |
| T. del Yacimiento °C | 38 |
| Presión de Yacimiento Kpa | 3103 |
| Espesor m | 19 |
| Permeabilidad mD | 4000 |
| Porosidad | 0.35 |
| Saturación de Aceite | 0.85 |
| Viscosidad del aceite Cp | 15 000 - 17 000 |

Fuente: LLAGUNO, P. E., Moreno, F., Garcia, R., Mendez, Z., & Escobar, E. A Reservoir Screening Methodology for SAGD Applications. Petroleum Society of Canada. doi:10.2118/2002-12

1.2 DESCRIPCION DE LA CAMARA DE VAPOR

El objetivo es la evaluación de la cámara de vapor formada después de la aplicación de un proceso de segregación gravitacional asistido por vapor, por eso, presentaremos la descripción de los fenómenos que ocurren en ella, Abordaremos el desplazamiento corriente y contracorriente, la emulsificación, el aumento de la cámara de vapor además de teorías recientes que involucran nuevos fenómenos.

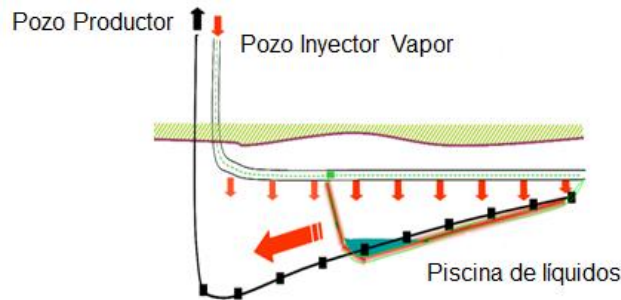
1.2.1 Piscina de líquidos: El comportamiento de la técnica SAGD está directamente relacionado con la formación de la cámara de vapor, la cual a su vez depende de la distribución del vapor a lo largo de los pozos y del yacimiento. En ocasiones, se presentan problemas de inyectividad que evitan el correcto funcionamiento del proceso y estas pueden ser evitadas estudiando el subenfriamiento entre pozos también conocido como *subcool* o *steam trap*, que hace referencia a la diferencia de temperatura entre el vapor inyectado y los fluidos producidos.

La herramienta *STEAMTRAP* que simula la piscina de líquidos es utilizada directamente desde el simulador STARS de la compañía CMG y se usa para evitar el Bypass del vapor, es decir, evita la producción del vapor directamente una vez inyectado.

Para mejorar el comportamiento y crecimiento de la cámara de vapor y para promover la producción de hidrocarburos, en un estudio de simulación del proceso, se establece un valor estándar de diferencia de temperatura beneficiando el crecimiento uniforme de la cámara de vapor. Sin embargo, en la puesta en marcha del proceso el fenómeno es controlado por medio del espaciamiento entre pozos y de la presión de inyección del vapor.

La figura No 8 representa la formación de la piscina de líquidos durante el desarrollo de la técnica SAGD. Una vez se ha inyectado el vapor y se ha establecido comunicación entre el par de pozos, se puede observar cómo se inicia el desarrollo de la cámara de vapor, en este caso, desde la punta hacia el talón, permitiendo la formación de la piscina de líquidos.

Figura 8 Piscina de líquidos en un proceso de inyección de vapor



Fuente: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS Gotawala, D. R., & Gates, I. D. (2009, January 1). SAGD Subcool Control with Smart Injection Wells..

1.2.2 Fenómenos que afectan la formación y el comportamiento de la cámara de vapor: Durante el proceso de formación de la cámara de vapor y su posterior expansión y comportamiento, existen fenómenos que están relacionados, los cuales han sido de estudio en los últimos años y hoy permiten tener un mejor conocimiento del proceso.

1.2.2.1 Desplazamiento corriente y contracorriente: La singularidad del proceso de recuperación SAGD radica en el papel destacado del movimiento de las fronteras de condensación y los flujos contracorriente. El desplazamiento contra corriente es un desplazamiento caracterizado por el flujo de vapor en la cámara hacia el techo de la formación y el flujo en dirección contraria (descendente) del petróleo dentro de esta, cabe resaltar que dicho flujo es menor comparado con el flujo lateral. El desplazamiento corriente tiene lugar en los costados de la cámara de vapor, donde la gravedad mantiene el crudo movilizado contra la ladera y permite su drenaje. El crudo con movilidad es controlado por el calentamiento por conducción desde la zona de vapor.

Se observó que el tiempo tomado para que el frente de vapor, en contracorriente, se propague a una distancia específica es mucho más que el tiempo tomado por un frente co-corriente, donde el condensado drenado estaba impidiendo el avance del frente de contracorriente.

1.2.2.2 Emulsificación: Chung y Butler (1987) declararon que la producción a partir de la recuperación térmica en sitio de aceites pesados siempre consiste en gran parte de la emulsión de agua en aceite, las cuales son mucho más viscosos que el propio aceite.

Un aumento en la proporción de agua en la emulsión aumenta la viscosidad del fluido, por lo tanto, se espera una reducción en la producción de petróleo. Sin embargo, también se notó que cuando la cámara de vapor se extiende hacia los lados, un flujo estratificado de dos fases (vapor aceite pesado calentado) se produce, en el cual el vapor fluye hacia los lados de la interfaz, y el aceite pesado calentado fluye hacia abajo, por debajo y a lo largo de la interfaz, la cual redujo drásticamente la relación de emulsión agua/aceite (Chung y Butler 1987).

1.2.2.3 Aumento de la cámara de vapor: Se puede observar que el concepto de SAGD se basa en el desarrollo de la cámara de vapor, ya que la producción es principalmente de la interfaz cámara/crudo calentado. Por lo tanto, el desarrollo y el análisis del crecimiento de la cámara de vapor y sus características, han recibido una gran atención por parte de los científicos que estudian la técnica. Sin embargo, parece que la imagen del proceso de desarrollo de la cámara de vapor no está representada completamente debido a los diferentes procesos que ocurren simultáneamente, tales como: el flujo de contracorriente, flujo co-corriente, imbibición de agua, emulsificación, digitación de vapor y el movimiento dimensional (lateral y vertical).

Todos estos procesos están relacionados debido al hecho de que en SAGD el fluido más ligero (vapor) está tratando de penetrar por naturaleza a un fluido más pesado por encima de este. Ito y Ipek (2005) observaron a partir de datos de campo que la cámara de vapor creció hacia arriba y hacia fuera al mismo tiempo.

También se observó que la comprensión del proceso SAGD hace suya la idea de que la cámara de vapor no está conectada al productor, sino más bien una acumulación de líquido existe por encima del pozo de producción.

1.2.2.4 Teoría de la digitación del vapor: A partir de un experimento de un paquete de arena en laboratorio, Butler (1994) observó que el aumento de la cámara de vapor no avanza como un frente plano, sino más bien como una serie de dedos separados y desiguales.

Se refirió a la aparición de estos dedos a la inestabilidad creada por el aumento ligero de vapor por debajo del crudo pesado. Por lo tanto, la comprensión de la teoría de digitación viscosa es crucial para la comprensión de los procesos de aumento de la cámara de vapor. Representando un contorno rectangular, Butler planteo la hipótesis del desarrollo de la cámara de vapor en 1987. La descripción del proceso se puede resumir de la siguiente manera.

La descripción del proceso puede ser resumida de la siguiente manera:

1. El vapor fluye hacia arriba desde el límite inferior proporcionando calor para aumentar la temperatura del yacimiento a la temperatura del vapor.
2. Material calentado que sale a través del límite inferior se transforman en un número de cámaras de vapor identificadas.
3. La velocidad por la cual el aceite residual sale del sistema es debido al incremento de la cámara de vapor.

4. El flujo de crudo caliente y el condensado fluyen a una velocidad mayor debido a que poseen una velocidad hacia abajo.
5. El vapor que entra se mueve a una velocidad más alta que la cámara con el fin de pasar a través del límite inferior.
6. En la parte superior de la cámara de vapor, los dedos se mueven hacia el yacimiento relativamente frío y calientan el aceite a través de la conducción.

1.2.2.5 Saturación de petróleo residual en la cámara de vapor: Butler observó que había mayor caudal de aceite a los lados de la cámara que a través de esta. Él explica esta observación mediante dos hipótesis:

- La saturación de petróleo residual es demasiado baja dentro de la cámara de vapor para permitir cualquier movimiento de aceite
- Debido a la condensación de agua entre el vapor y el petróleo, la imbibición de agua y la tensión interfacial apoyan el aceite permitiendo que éste se filtre lateralmente.

La comprensión de la transferencia de calor a través de la cámara de vapor es muy crítica debido a que, técnicamente, el monitoreo de la cámara de vapor se realiza a través del control de la temperatura⁸. Por otra parte, es fundamental entender la termodinámica de SAGD para superar el enorme consumo de energía que persiste en la técnica.

⁸A. SHAMILIA, E. Shirif, M. Dong, A. Heinni; University of Regina; Chamber Volume/Size Estimation for SAGD Process From Horizontal Well Testing

Como se mencionó anteriormente, Farouq Ali (1997) criticó el supuesto de que en SAGD sólo existe la conducción. En respuesta a que el crítico Edmunds (1999) declaró que basándose en el cambio en la entalpía asociada, el agua líquida podría transportar y depositar 18% del calor de condensación de la misma agua.

1.3 PROYECTOS REPRESENTATIVOS DE LA TÉCNICA SAGD

La técnica SAGD tuvo su origen en Canadá, cuando debido a sus grandes reservas de crudo extrapesado (hasta tres millones de cP) y a la declinación de producción de yacimientos convencionales, se convierte en un reto la extracción de este tipo de hidrocarburos. Sus altas viscosidades dificultan y hacen imposible su producción mediante técnicas convencionales. Por ello, fue necesaria la implementación de otros mecanismos que incluyeran tecnología y nuevos procesos (SAGD). Existen en el mundo otros lugares donde hay grandes reservas de crudo pesado y extrapesado entre ellos Venezuela, principalmente en la Faja Petrolífera del Orinoco, en la cual se tiene un crudo pesado con mayor movilidad en comparación con el de Canadá. Con el objetivo de incrementar la producción y recuperar una mayor cantidad de hidrocarburo se ha llevado a cabo en varios países del mundo el proyecto Segregación Gravitacional Asistida con Vapor (SAGD). La técnica se ha implementado en yacimientos de crudo pesado y extrapesado con muy buenos resultados, a continuación algunos de los proyectos más significativos.

1.3.1 Campo TIA JUANA: Debido a que las reservas de petróleo a nivel mundial cada vez más están dominadas por crudo pesado, campos como TIA JUANA en Venezuela fue seleccionada para hacer un proyecto piloto en 1997. Éste se encuentra ubicado en el occidente del país y cuya aplicación de SAGD se realizó en un yacimiento de crudo pesado localizado a 1000 pies de profundidad y a un

crudo que presenta una viscosidad de entre 10 000 y 45 000 centipoises y unos 9-10 °API⁹.

La porosidad de este yacimiento es aproximadamente 38%, con permeabilidades que oscilan entre 1 y 2 darcies, características muy típicas de un yacimiento de crudo pesado y propicias para el drenaje gravitacional. La técnica SAGD fue implementada durante un año con el fin de aumentar los bajos factores de recobro obtenidos mediante inyección cíclica de vapor en algunas zonas del campo. Después de la realización del proyecto, se obtuvo entre otras cosas, mejorar la experiencia tenida en la planeación, perforación y operación de la técnica SAGD. Además se pudo concluir de este proyecto, que las tasas de inyección y la producción de aceite no fueron ampliamente afectadas por altas tasas de inyección de vapor.

1.3.2 Proyecto CHRISTINA LAKE: Las reservas de crudo pesado, extrapesado y bitumen de la provincia de Alberta en Canadá conforman una de las zonas petrolíferas más vastas en cuanto a volúmenes de hidrocarburos se refiere, las cuales presentan como principal dificultad de extracción la alta viscosidad y la baja movilidad a condiciones de yacimiento. Formaciones como MacMurray, Clearwater o Rapid Grands, elevan dichas reservas hasta los 178 mil millones de barriles de petróleo, las cuales pueden ser extraídas por medio de aplicación de diversas técnicas de recobro mejorado, donde destacan aquellas que emplean procesos de transferencia de calor como principal mecanismo acción, tales como SAGD.

Christina Lake es uno de los proyectos comerciales más grandes en la provincia de Alberta, ubicado más específicamente en la región de Athabasca, donde se produce un bitumen de aproximadamente 1'000.000 de centipoises. El proyecto

⁹ MENDOZA, H. A., Finol, J. J., & Butler, R. M. (1999, January 1). SAGD, Pilot Test in Venezuela. Society of Petroleum Engineers.

fue ideado para hacer comercial yacimientos de entre 7.5 y 9 °API. El yacimiento cuenta con un espesor que oscila entre 65 y 190 pies y altas permeabilidades (3 a 5 darcies), la longitud de los pozos es de 1650 a 2500 ft. La primera fase del proyecto al año 2000 había producido 10 000 barriles de Bitumen, siendo un proyecto rentable para este tipo de hidrocarburos. El aprendizaje y las experiencias de la primera fase dieron garantías para continuar con toda la zona y para hacer de SAGD un proyecto atractivo en otras zonas del mundo con presencia de este tipo de recurso. Dentro de los éxitos del proyecto se destacan la determinación de valores de CSOR, la ubicación de los pozos de acuerdo con la geología, las tasa de inyección y calidad del vapor¹⁰.

1.3.3 Proyecto LIAOHE: Su exploración y desarrollo ocupan una superficie de 112.800 m² en total en trece ciudades (distritos) y treinta y cinco condados en China. Los yacimientos de petróleo se distribuyen principalmente en la llanura del curso medio-inferior Liaohe y la parte oriental de Mongolia Interior y en el banco de arena de la bahía de Liaodong. Desde 1994, la producción en el yacimiento petrolífero de Liaohe se ha estabilizado de forma consecutiva durante cuatro años. Liaohe es un campo gigante dominado por la producción de petróleo pesado. En 1997 la producción de crudo pesado en Liaohe representó el 58,5% de la producción global de petróleo en el campo petrolífero. Hoy día, Liaohe es la mayor base de producción de petróleo pesado en China implementando la técnica SAGD¹¹.

¹⁰ SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. Suggett, J., Gittins, S., & Youn, S. (2000, January 1). Christina Lake Thermal Project.

¹¹ SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS Peng, S., Yuan, A., Jiang, H., & Zhang, S. (2010, January 1). Cyclic preheating test in SAGD horizontal wells of Liaohe Oilfield..

1.3.4 Proyecto BURNT LAKE: El proyecto Burnt Lake es un piloto de 3 pares de pozos operado por CNRL (Canadian Natural Resources Limited) iniciado en Abril de 1997 luego de una fase de precalentamiento de 3 meses. La producción acumulada hasta el 2012 registraba aproximadamente 5,2 millones de barriles de bitumen (lo que se traduce en un factor de recobro del 56%)¹² de 11°API y con una viscosidad de 26.000 centipoises a condiciones de yacimiento¹³, el cual posee una porosidad del 32%, así como un espesor de 60 pies y una permeabilidad que varía entre 2,5 y 4 darcies.

El crecimiento de la cámara de vapor en el proceso (la cual alcanzó hasta 10 pies de espesor en uno de los pozos monitoreados) fue estudiado midiendo perfiles de temperatura por medio de pozos observadores, tal y como se muestra en la Figura 3, en la cual se puede analizar el aumento de temperatura a través del tiempo de inyección.

1.3.5 PROYECTO HILDA LAKE: Este proyecto piloto es operado por Shell y al igual que Burnt Lake, se encuentra ubicado en la región de Cold Lake. Su arena productora corresponde a la formación Clearwater, la cual es drenada por 2 pares de pozos (I1P1 e I1P3) de aproximadamente 3000 pies de longitud a una profundidad de 1380 pies. El inicio del proyecto se dio en el año 1997 y hoy en día hace parte del proyecto comercial Orion operado por la misma compañía.

La zona productora de Hilda Lake posee características petrofísicas muy similares a las mencionadas anteriormente, en especial a las del proyecto Burnt Lake, ya que ambos drenan de la formación Clearwater. El espesor de la arena es de 67 pies aproximadamente, la porosidad promedia el 33% y la permeabilidad alcanza los 5 darcies. Cabe resaltar que la viscosidad del bitumen producido en este campo es de unos 75.000 centipoises en promedio, un valor que resulta muy

¹²Canadian Natural, 2013 Primrose, "Wolf Lake, and Burnt Lake Annual Presentation to the ERCB".

¹³JCPT "Ito, Y; Chen, J. "Numerical History Match of the Burnt Lake SAGD Process".

atractivo para la formación de la cámara de vapor, ya que se encuentra por encima de los 35.000 centipoises (cifra que algunos autores marcan como límite inferior del screening), pero que a su vez no alcanza valores excesivamente altos, permitiendo así visualizar tasas más atractivas de producción en los pozos. Dichos pozos poseen espaciamientos de aproximadamente 100 metros (330 pies), este patrón puede observarse en la Figura 4. La figura 5 muestra las tasas de producción del pozo productor P3, dicha gráfica permite analizar también el SOR de dicho par de pozos (I1P3), el cual promedia 3.36, un número que es económicamente viable según lo reportado en la literatura (menor de 4).

2 MODELO CONCEPTUAL DE SIMULACIÓN

La formación de la cámara de vapor en un proceso SAGD es indispensable en la eficiencia del proceso, para garantizar esto, el ingeniero de yacimientos cuenta con la simulación numérica como principal herramienta para la evaluación de métodos de recobro mejorado. Es por dicha razón eso, que mediante esta herramienta se evaluará la formación de la cámara de vapor durante el proceso de drenaje gravitacional asistido por vapor y todas las variables que lo afectan directamente. La identificación de los parámetros bajo cuáles se obtienen mejores factores de recobro y un desarrollo estable de la técnica, se hará a través de la variación de los mismos. El estudio del fenómeno de segregación y lo referente a SAGD será observado en las corridas de simulación realizadas, permitiendo un mejor entendimiento y una correcta evaluación del proceso.

Para el cumplimiento de estos objetivos se decidió realizar la construcción de un modelo de yacimientos conceptual, pero que a su vez representara condiciones típicas de los sistemas petrolíferos de crudo extrapesado explotado por medio de la técnica SAGD. Para esto se tomó como referencia aquellas aplicaciones realizadas en la formación Clearwater, ubicada en la región de Cold Lake, Canadá. Aplicaciones como las de Hilda Lake/Orion (Shell) o Burnt Lake (Canadian Natural Resources) proporcionan la suficiente información para la construcción de un modelo realista y bien fundamentado que permita representar a cabalidad la naturaleza del proceso SAGD y su respectiva evaluación de la cámara de vapor.

2.1 CONSTRUCCIÓN DEL MODELO CONCEPTUAL DE SIMULACIÓN

Inicialmente, se realizó la construcción de un *Single Well Model* (SWM), el cual hace referencia a un modelo básico donde interactúan un solo par de pozos SAGD con el yacimiento, permitiendo así el análisis y ajuste del modelo, con el fin de garantizar la formación de la cámara de una cámara de vapor en las inmediaciones de los pozos. Posteriormente se llevó a cabo la construcción de un *Sector Model* (SM) el cual se trata de una aplicación un poco más grande (en cuanto a las dimensiones del grid y número de pozos) con el fin de observar el comportamiento de la técnica al interactuar múltiples cámaras de vapor (provenientes de distintos pares de pozos) interconectadas entre sí luego de cierto periodo de expansión.

2.1.1 Modelo de yacimientos y petrofísico: El modelo representa las características típicas de las rocas presentes en las arenas no consolidadas de yacimientos de crudo extrapesado entre las cuales resaltan condiciones de alta porosidad y permeabilidad, 33% y 2500 mD respectivamente. La arena productora consta de un espesor de 75 pies (5 pies por cada celda en la dirección k). La permeabilidad vertical es de 1250 mD ($KV/KH = 0.5$).

En cuanto a las condiciones de presión del yacimiento, se utilizó un gradiente hidrostático de 0.433 psi/pie combinado con datos de presión de diferentes proyectos para realizar un estimativo de la presión del yacimiento, la cual inicia en 500 psi en el tope de la formación, ubicado a 1470 pies de profundidad, y varía dentro de la arena productora de acuerdo al gradiente ya mencionado. La temperatura inicial del yacimiento es de 75 °F aproximadamente, esto de acuerdo a los datos de pozos observadores reportados en la literatura para aplicaciones SAGD en la formación Clearwater.¹⁴

¹⁴ SHELL ENERGY, 2011. "In Situ Oil Sands Progress Presentation"

Las propiedades térmicas de la roca, así como la compresibilidad de la formación pueden visualizarse en las 2 y 3.

Tabla 2 Propiedades de la formación productora

| Propiedad | Valor |
|----------------------------------|-------------------------------------|
| Conductividad térmica | 24 Btu/(Pie D °F) |
| Capacidad calorífica | 30 Btu/(Pie °F) |
| Compresibilidad | $5 \times 10^{-4} \text{ psi}^{-1}$ |
| Conductividad térmica del aceite | 2.0 Btu/(Pie D °F) |
| Conductividad térmica del gas | 1.2 Btu/(Pie D °F) |
| Conductividad térmica del agua | 8.6 Btu/(Pie D °F) |

Fuente: URIBE HIDALGO, Carlos Andrés. Evaluación técnico-financiera de implementar un proceso de inyección cíclica de vapor usando pozos horizontales. Tesis de pregrado UIS 2011

Tabla 3 Propiedades de las formaciones adyacentes

| Propiedad | Valor |
|-----------------------|--|
| Conductividad térmica | 30 Btu/(Pie D °F) |
| Capacidad calorífica | 40 Btu/(Pie °F) |
| Compresibilidad | $36.4 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$ |

Fuente: URIBE HIDALGO, Carlos Andrés. Evaluación técnico-financiera de implementar un proceso de inyección cíclica de vapor usando pozos horizontales. tesis de pregrado uis 2011.

2.1.2 Modelo de fluidos: El fluido utilizado en la simulación fue creado a partir de un PVT sintético, es decir, obtenido por medio de Builder. Para la creación de un modelo de este tipo es necesario contar con datos básicos obtenidos en el laboratorio de fluidos, si esto no es posible, se deben recurrir a correlaciones apropiadas que apliquen efectivamente para la naturaleza del fluido en cuestión. Algunas de las propiedades necesarias para la creación de un modelo de fluidos basado en un PVT sintético son: temperatura de yacimiento, presión de referencia (del yacimiento) gravedad específica del gas, gas en solución máximo (en el punto de burbuja), presión de burbuja, entre otros.

En el presente estudio no se contaba con estos tres últimos datos, razón por la cual se recurrió al uso de correlaciones. Se usó la correlación de Vásquez y Beggs para el cálculo de la presión de burbuja, tomando como máxima cantidad de gas disuelto 50 SCF/STB, dicho gas se asumió como un gas con alto contenido de metano (típico de crudos pesados y extrapesados), por lo que presentaba una gravedad específica de 0.6. Luego de realizar los cálculos pertinentes se obtuvo una presión de burbuja de 41.7 psi.

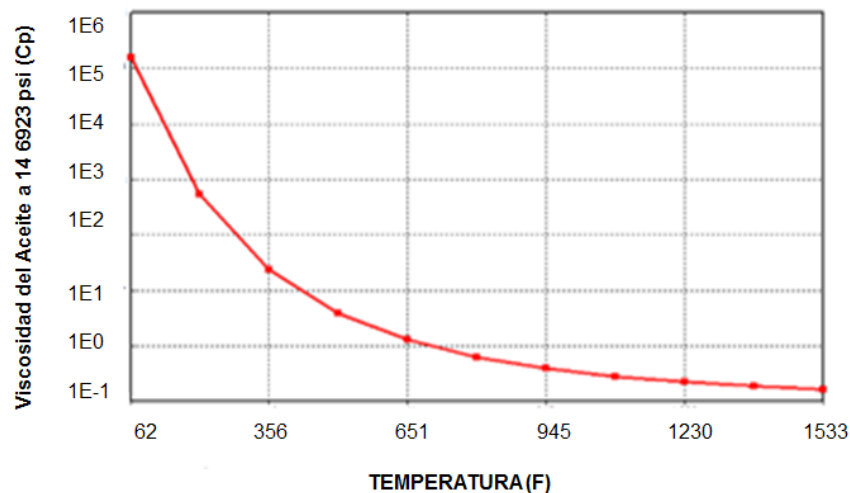
Correlación de Vasquez y Beggs:

$$P_b = \left(\frac{GOR}{C_1 * \gamma_g * e^{C_3 * (API)/(TF+460)}} \right)^{1/C_2} = 41.7 \text{ psi}$$

| Gravedad API | C1 | C2 | C3 |
|--------------|--------|--------|--------|
| >30 | 0.0362 | 1.0937 | 25.724 |
| <30 | 0.0178 | 1.1870 | 23.931 |

La viscosidad del fluido es clave en el desarrollo de la técnica SAGD, ya que permite una correcta secuencia de expansión del vapor en el yacimiento (primero hasta el tope y luego de manera horizontal, aumentando la eficiencia de barrido) y evita el *bypass* del mismo). Una baja viscosidad no genera una homogénea expansión de la cámara de vapor, así como tampoco un efecto importante en la movilidad por acción de calor. En el modelo creado se utilizó la viscosidad del aceite contenido en la formación Clearwater, Cold Lake, los rangos de viscosidad en esta formación oscilan entre los 40,000 y 100,000 centipoises, con un valor promedio de 75,000 centipoises. El modelo fue ajustado hasta lograr una viscosidad (Figura 9) de dicho valor a condiciones de yacimiento. Esta propiedad fue modelada en Builder por medio de la correlación de Beal & Chew, la cual es más apropiada para fluidos de alta viscosidad.

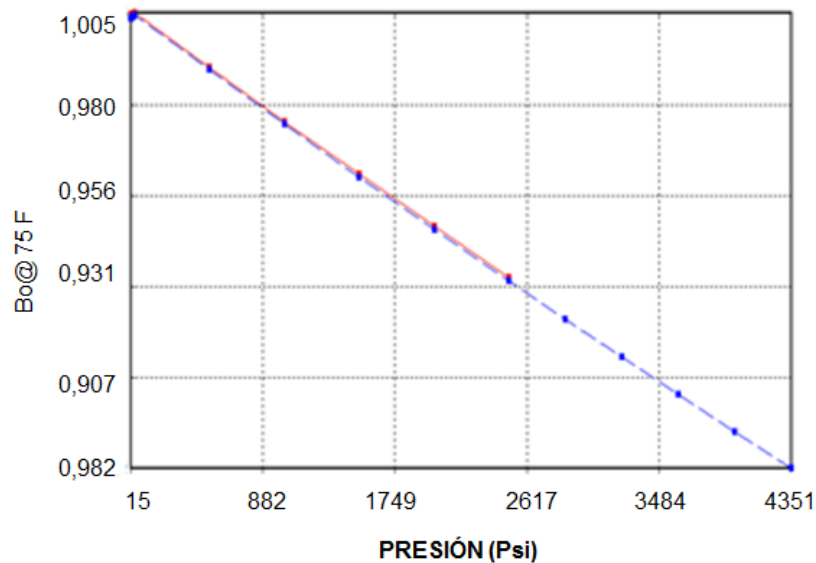
Figura 9 Viscosidad Vs. Temperatura



Fuente: Computer Modelling Group, CMG

La figura 10 muestra una gráfica del factor volumétrico de formación del aceite obtenido en el simulador.

Figura 10 Factor volumétrico de formación (FVF) vs. Presión

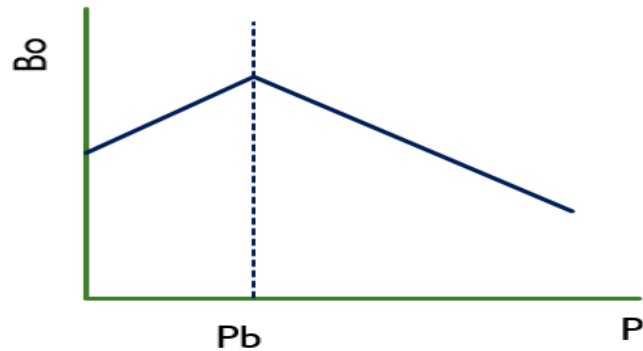


Fuente: Computer Modelling Group, CMG

El comportamiento típico del factor volumétrico de formación del aceite se presenta en la Figura 11, así como la relación gas aceite mostrada en la figura 12. En la que se presenta una gráfica de Factor volumétrico vs. Presión y se evidencia un cambio en la pendiente de la curva en el punto correspondiente a la presión de burbuja, esto debido a que a presiones menores a esta los componentes volátiles se escapan del crudo, mientras que a presiones mayores a esta la presión comprime el fluido y disminuye su factor volumétrico. Conforme a lo anterior, podría afirmarse que en la gráfica arrojada por el modelo de fluidos simulado no

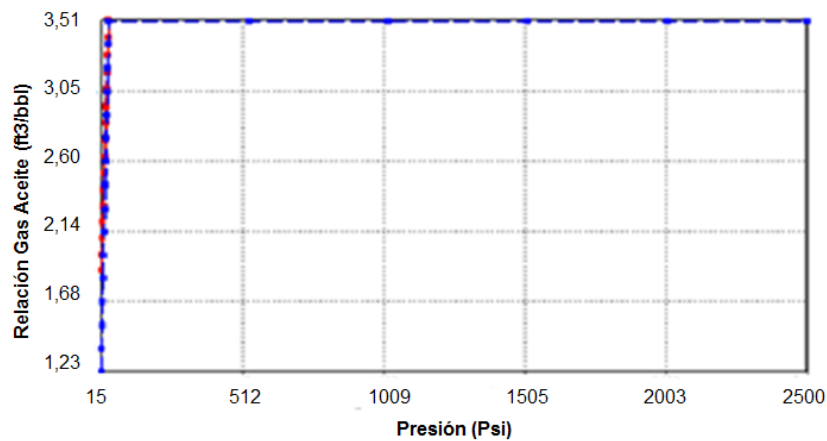
cumple con dicho comportamiento, pero en realidad no es apreciable por su baja presión de burbuja en relación a la escala de la gráfica.

Figura 11 Comportamiento típico del FVF vs. P



Se obtuvo una cantidad de gas disuelto en el crudo máxima de 3,5 SCF/STB lo cual indica que el crudo modelado efectivamente es un crudo extrapesado con un muy bajo contenido de componentes livianos.

Figura 12 Gas en solución vs. Presión



Fuente: Computer Modelling Group, CMG

Cabe resaltar que los errores arrojados durante la construcción de un modelo de fluidos deben permanecer por debajo del 5% en todos sus ítems para ser considerados datos aceptables y representativos. La tabla 4 resume las características del fluido simulado en el presente trabajo.

Tabla 4 Propiedades del fluido simulado

| Propiedad | Valor |
|-----------------------------------|--------|
| Presión de burbuja, psi | 41.7 |
| Viscosidad @Yto, centipoises | 75,000 |
| Gravedad API, ° | 11 |
| Gravedad específica gas, fracción | 0.6 |

2.1.3. Modelo roca-fluidos: Las curvas de permeabilidad relativa dominan en gran parte el flujo de fluidos en el medio poroso, es decir la facilidad que tiene un fluido para fluir en presencia de otros en función de su saturación en el medio. Para el desarrollo de las curvas de permeabilidad (figura 13) relativa se utilizó la correlación de Hirasaki, los valores necesarios (*end points*) para esta ecuación se especifican en la Tabla 5.

Correlación de Hirasaki

$$K_{rw} = (K_{rw})_{sor} \left(\frac{S_w - S_{wirre}}{1 - S_{or} - S_{wirre}} \right)^{N_w}$$

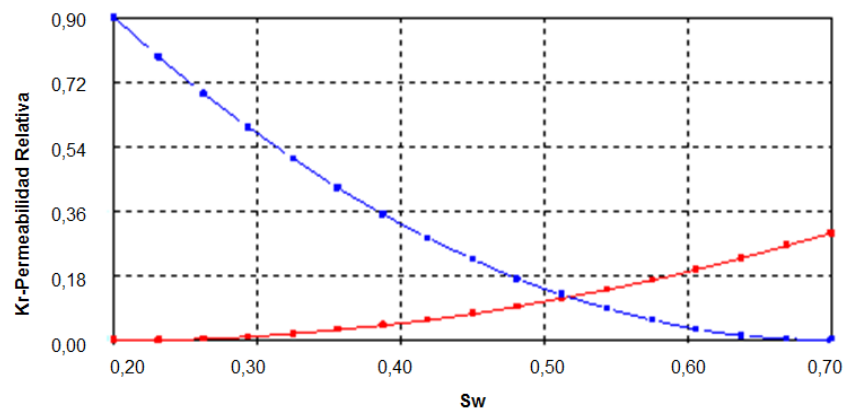
$$K_{ro} = (K_{rw})_{swirre} \left(\frac{1 - S_w - S_{or}}{1 - S_{or} - S_{wirre}} \right)^{N_o}$$

Tabla 5 End points utilizados

| End Point | Valor | End Point | Valor |
|------------------------------------|-------|-----------------------------------|-------|
| Sat. de agua connata | 0,2 | Sat. de aceite residual al agua | 0,15 |
| Sat. de agua crítica | 0,2 | Sat. de gas connata | 0 |
| Sat. de aceite irreducible al agua | 0,15 | Sat. de gas crítica | 0,05 |
| Sat. de aceite residual al agua | 0,15 | Permeabilidad relativa el agua | 0,3 |
| Sat. de aceite irreducible de gas | 0,15 | Permeabilidad relativa del aceite | 0,9 |

Fuente: PINTO CARVAJAL, Jhon. Desarrollo de una metodología para la implementación de la administración de energía en procesos de inyección continua de vapor a través de la simulación numérica de yacimientos y métodos analíticos. Tesis de pregrado, UIS 2013.

Figura 13 Curvas de permeabilidad relativa aceite-agua.



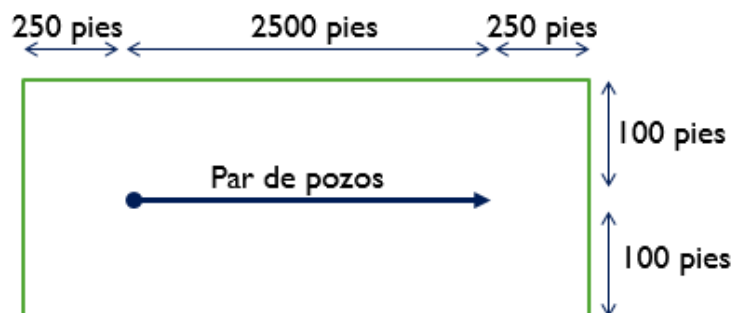
Fuente: Computer Modelling Group, CMG

2.2 SINGLE WELL MODEL (SWM)

Para la creación de SWM (Single Well Model), que hace referencia a la implementación del proceso SAGD en un solo par de pozos, se realizó la construcción del grid teniendo en cuenta consideraciones de trabajos ya realizados anteriormente.

2.2.1 Grid de simulación: Para el SWM se construyó un *grid* con unas dimensiones de 60 x 50 x 15 celdas con un tamaño de 50, 4 y 5 pies respectivamente en cada dirección (i, j y k) la ubicación de los pozos se puede observar en la figura 14. El cálculo de las dimensiones areales (i y j) se realizó tomando como principal criterio la longitud del par de pozos, el cual a su vez representa un valor de longitud típico de las aplicaciones SAGD a nivel mundial. Es importante aclarar que en este SWM se tiene como principal intención estudiar una sola cámara de vapor, para comprender el proceso desde su escala más pequeña.

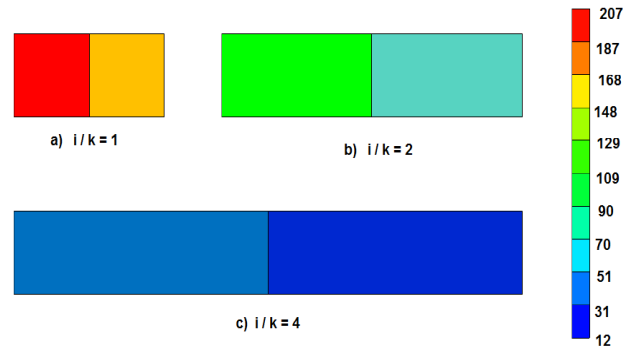
Figura 14 Ubicación areal de los pozos



Se puede observar fácilmente que existe una marcada diferencia entre las dimensiones de las celdas en la dirección i con respecto a las direcciones j y k,

esto se debe a que el plano j/k es aquel en el que se visualiza de mejor manera la cámara vapor, elemento central de este trabajo.

Figura 15 Efecto de la relación j/k en el perfil de temperatura



Fuente: SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS Shin, H., Hwang, T., & Chon, B. (2012, January 1). Optimal Grid System Design for SAGD Simulation.

La literatura reporta que la relación de dimensiones en estas dos direcciones debe ser lo más cercana posible a 1, esto permite una distribución más real en los perfiles de temperatura. En otras palabras, se considera más influyente la proporcionalidad de dimensiones en estas dos direcciones, que el tamaño de los bloques en sí. La transferencia depende del volumen del grid, como se puede observar en la Figura 15. Un tamaño más pequeño muestra una transferencia de calor más rápida y por lo tanto una temperatura promedio más elevada; mientras con un tamaño más grande, la transferencia de calor es baja y por lo tanto se tienen temperaturas promedio bajas también. En la figura 6 se puede observar que el esquema a) tiene una relación i/k de 1 y que es lo suficientemente pequeño para que los perfiles de temperatura sean los más altos y esto contribuya a la creación de la cámara de vapor y su expansión a través de la formación.

2.2.2 condiciones operativas del modelo: Para determinar las condiciones operativas, se realizó una recopilación de los proyectos exitosos de la técnica SAGD y con base en eso, se fue definiendo un escenario que fuera adecuado para el modelo conceptual que se deseaba crear.

Tabla 6 Constrains utilizados en los pozos del modelo base

| <i>Constrain</i> | Valor |
|---------------------------|-------|
| BHP producción, psi | 400 |
| BHP inyección, psi | 650 |
| STO producción, bbl/día | 5000 |
| STW inyección, bbl eq/día | 2000 |
| STEAMTRAP, °F | 50 |

2.2.2.1 Condiciones operativas de los pozos: Para la definición de las condiciones operativas de los pozos se implementaron básicamente 2 conceptos: presiones de fondo y tasas (en ambos pozos). Es decir, las restricciones (*constrains*) utilizados fueron: BHP de inyección (presión de inyección del vapor), BHP de producción (mínima presión de fondo fluyendo), STW de inyección (máxima tasa de inyección de vapor expresada en barriles de agua equivalente), STO de producción (máxima tasa de producción de aceite en superficie). Un último *constrain* fue utilizado: STEAMTRAP, este permite definir el diferencial de temperatura que existe entre el vapor inyectado y su temperatura en las inmediaciones del pozo productor, con el fin de generar una gradual condensación del vapor que simule la piscina de líquidos. Dicho fenómeno fue explicado en el capítulo anterior.

2.2.2.2. Completamiento de los pozos: Otro aspecto importante relacionado con los pozos es el modelamiento de la geometría real de estos, es decir, su completamiento. El simulador utilizado considera por defecto a los pozos como una serie de puntos de flujo a través de todo el estrato productor llamada “*Sink/Source*”. Esta condición esto supondría para el caso de la inyección, por ejemplo, un *tubing* inyectando vapor a través de toda su longitud, lo cual en la realidad no se comporta de tal manera (una tubería inyecta sólo por su punta). Otras de las condiciones obviadas en el modelamiento *Sink/Source* son los diámetros de las tuberías de los pozos, así como también la transferencia de calor ocurrida entre el vapor y el pozo. Estas asunciones conllevan a un modelamiento excesivamente ideal del proceso y desencadenar fácilmente en factores de recobro sobreestimados.

Estos problemas pueden ser solucionados por medio de la implementación de la herramienta *FlexWells*, la cual busca representar de la mejor manera posible el completamiento de los pozos. Este módulo se encuentra disponible en *Builder* y permite modelar hasta tres tuberías de producción/inyección dentro de una tubería de revestimiento.

✓ TIPOS DE COMPLETAMIENTO USADOS EN SAGD

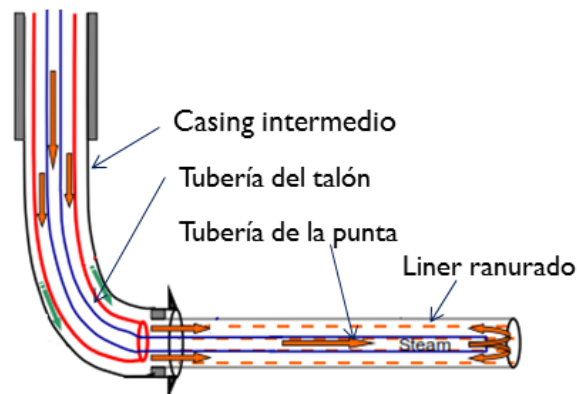
Existen dos completamientos típicos utilizados en SAGD, uno concéntrico y otro no concéntrico.

✓ COMPLETAMIENTO CONCÉNTRICO

En el completamiento concéntrico se tiene el mismo principio de tuberías de diferente diámetro, pero con la gran diferencia de que una (la más larga) se

encuentra dentro de otra. El esquema de tuberías de distintos diámetros en ambos pozos se usa con la intención de obtener dos puntos de inyección a través de la longitud del pozo para obtener una mejor distribución del vapor, y de igual manera dos puntos de producción como se observa en la figura 16. También es especialmente útil en la fase de inicialización, puesto que en esta fase se inyecta vapor al mismo tiempo que se presentan bajas producciones de aceite, esto se realiza colocando una tubería como inyectora y otra como productora en ambos pozos.

Figura 16 Completamiento concéntrico de la técnica SAGD

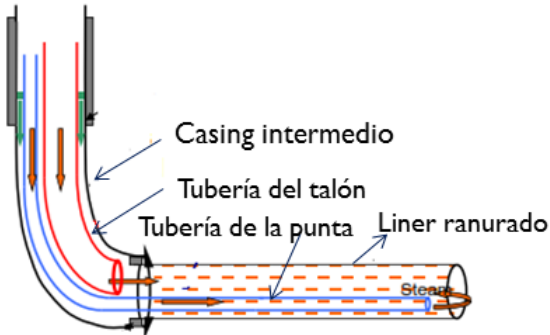


Fuente: Computer Modelling Group, CMG

✓ **COMPLETAMIENTO NO CONCÉNTRICO**

En este último, dos tuberías (una larga cercana al talón del pozo y una corta cercana a la punta del mismo) se encuentran en el interior de una tubería de revestimiento, repitiendo dicho esquema tanto para producción como para inyección como se observa en la figura 17.

Figura 17 Completamiento no concéntrico de la técnica SAGD

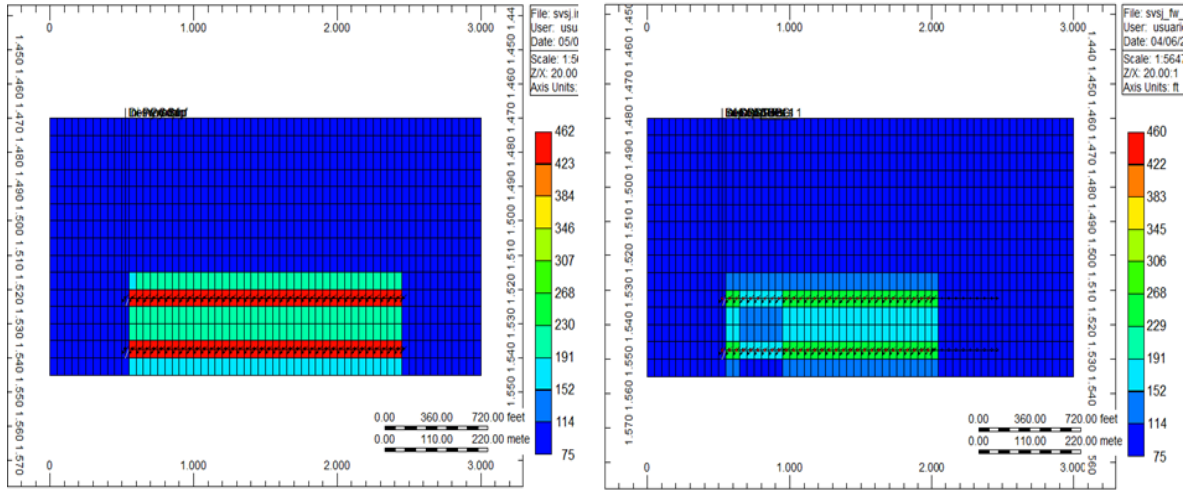


Fuente: Computer Modelling Group, CMG

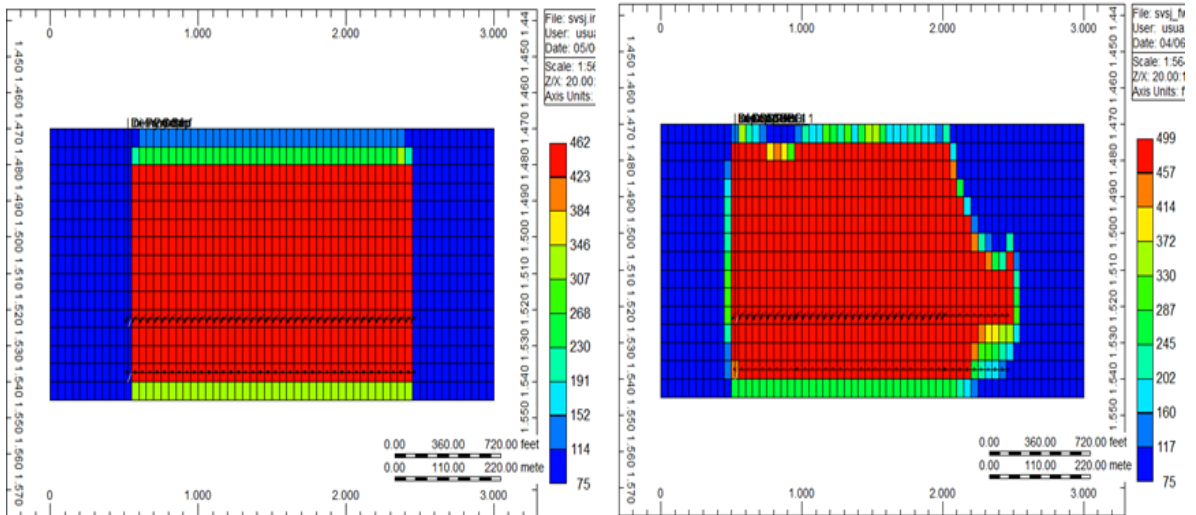
2.2.3 Implementación de flexwells: El uso de *Sink/Source* permite un crecimiento totalmente homogéneo de la cámara de vapor en el yacimiento, mientras que con el uso de *FlexWells* se obtiene un crecimiento irregular. La Figura 18.a permite observar el avance del vapor en el yacimiento antes de tocar el tope de la formación productora, se puede observar un frente totalmente recto al usar *Sink/Source*, esto debido a que este ingresa a la formación por toda la longitud del pozo, caso contrario al usar *FlexWells* (Figura 18.b), donde sólo se tienen dos puntos de inyección (*tubing* largo y corto), tal y como ocurre en la realidad.

Figura 18 Modelamiento Sink/Source vs. FlexWell

a) Etapa de inicialización



b) Etapa de desarrollo



Fuente: Computer Modelling Group, CMG

En todas las corridas de simulación del presente trabajo se utilizó el mismo completamiento, el cual se encuentra en la Tabla 7. La distancia del talón del pozo a la punta del *tubing* corto es de unos 700 pies, mientras que el *tubing* largo inyecta aproximadamente en la punta del pozo.

Tabla 7 Diámetros de tuberías utilizados

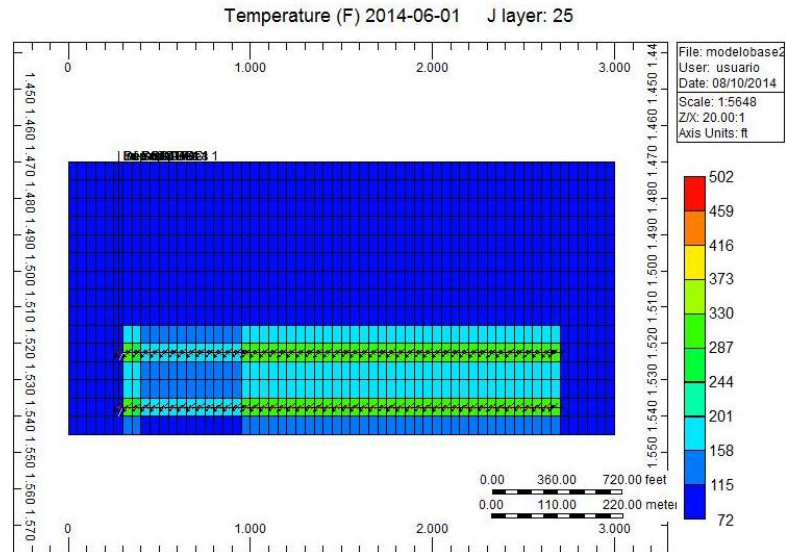
| Tubería | OD, pulgadas | OD, pies | ID, pies |
|---------------------|--------------|----------|----------|
| <i>Liner</i> | 3 1/2 | 7,750 | 6,560 |
| <i>Tubing</i> corto | 2 7/8 | 2,875 | 2,259 |
| <i>Tubing</i> largo | 7 5/8 | 3,504 | 2,922 |

2.3 RESULTADOS DEL MODELO BASE

Con el fin de validar los modelos creados se corrieron ambos y a continuación se muestran los resultados obtenidos, estos servirán como referencia para la posterior sensibilización de parámetros y así estudiar la influencia de estos en la técnica SAGD

2.3.1. SINGLE WELL MODEL: Se estableció el tiempo de inicialización en un valor tal que permitiera la conexión térmica entre los pozos inyector y productor, dicho valor se obtuvo luego de 6 meses. Este valor se determinó por medio de múltiples corridas de simulación, obteniendo un perfil uniforme de temperatura en las proximidades de ambos pozos

Figura 19 Interconexión térmica de los pozos



Fuente: Computer Modelling Group, CMG

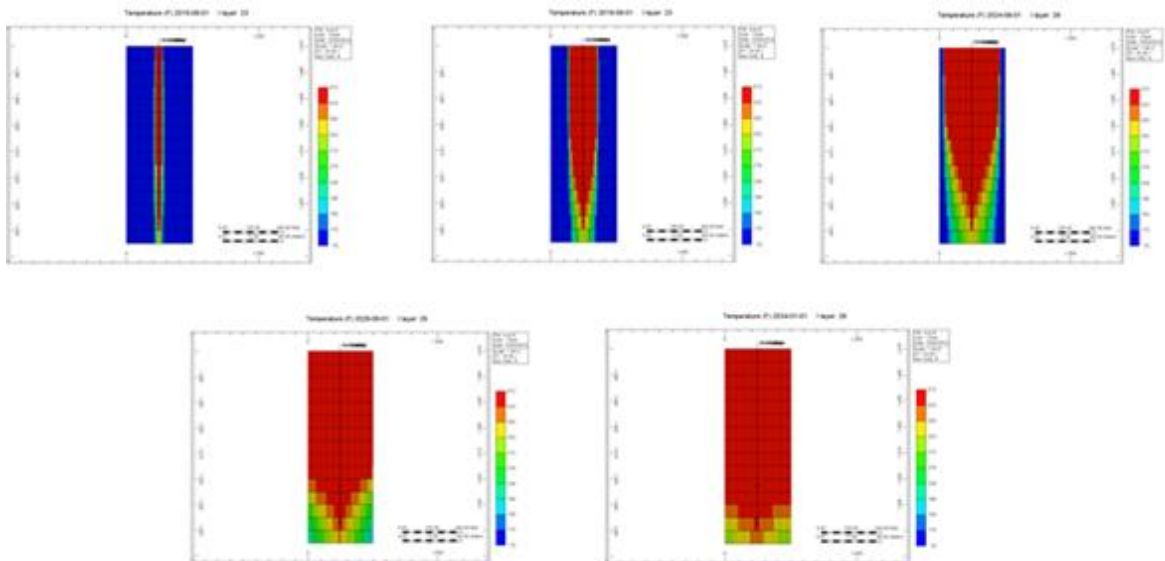
Una adecuada determinación del tiempo de inicialización es vital para una eficiente implementación de la etapa de desarrollo, debido a que una baja temperatura en dichos pozos ocasiona una muy baja movilidad del crudo, lo que no permite un ingreso del vapor a una tasa adecuada. En otras palabras, la selección del tiempo de inicialización es el primer paso para la expansión correcta de la cámara de vapor desde los pozos hasta el tope de la formación.

2.3.1.1 Expansión de la cámara de vapor: La expansión de la cámara de vapor se considera que inicia en la etapa de desarrollo, debido a que la etapa de inicialización es básicamente una circulación de vapor por ambos pozos. La expansión de la cámara consta básicamente de 3 momentos:

- 1) Expansión vertical (hacia el tope de la formación)
- 2) Expansión horizontal (hacia los límites del yacimiento)
- 3) Colapso de la cámara (Luego de tocar los límites del yacimiento)

Según sea el caso, los dos primeros momentos pueden presentarse de manera secuencial o simultánea. En algunas aplicaciones puede presentarse una expansión, en primera instancia, hacia el tope de la formación y posteriormente una expansión lateral, o simplemente pueden ocurrir ambas expansiones al mismo tiempo. Un tercer caso puede presentarse como una gran expansión lateral y poca vertical, esto puede ocurrir en crudos con baja viscosidad, pero no será objeto de estudio en el presente trabajo. La figura 20 muestra la secuencia de expansión de la cámara obtenida con el caso base del SWM.

Figura 20 Secuencia de formación de la cámara de vapor

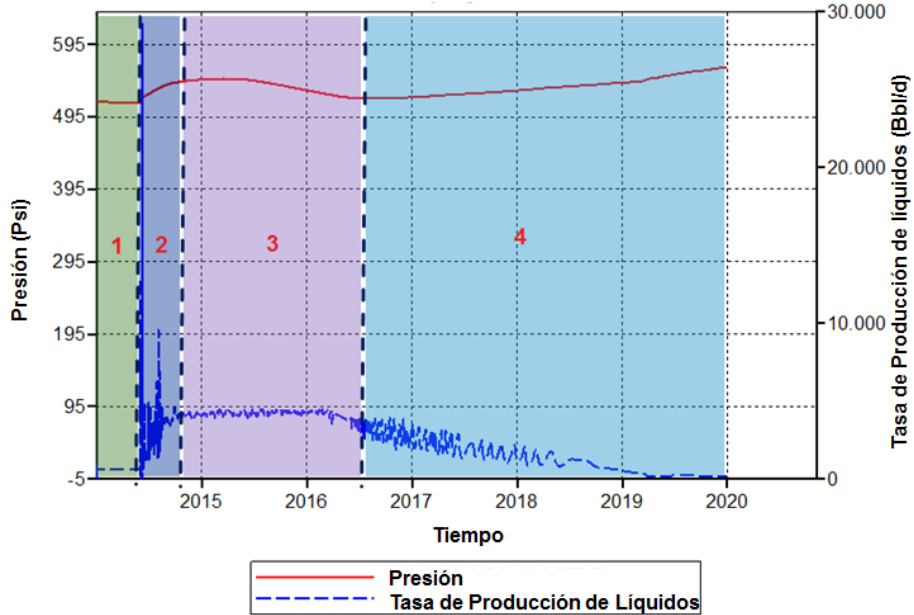


Fuente: Computer Modelling Group, CMG

2.3.1.2 Comportamiento de la cámara de vapor: La Figura 20 ilustra el comportamiento de la curva de producción del modelo. Debido a las bajas tasas de inyección de vapor en la etapa de inicialización, la producción de aceite es baja (primeros 6 meses), una vez empieza la inyección a mayores tasas en la etapa de desarrollo, la producción aumenta bruscamente para luego estabilizarse y finalmente declinar al encontrarse la cámara de vapor con los límites del yacimiento. La producción promedio de aceite del modelo fue aproximadamente 430 bbl/día (teniendo en cuenta inicialización y colapso de la cámara), pero en el presente trabajo se hará especial énfasis en el tiempo comprendido entre la etapa de desarrollo y el colapso de la cámara, tiempo en el cual la producción fue en promedio 1000 bbl/día. Los límites del yacimiento fueron alcanzados por el vapor a 3 años después de iniciado el proyecto.

El comportamiento de la cámara de vapor en un proceso SAGD puede estudiarse por medio del análisis de gráficos de desempeño de las corridas de simulación. En este caso se analizaron dos parámetros de gran relevancia en el proceso: las tasas de producción de líquidos y el comportamiento de presión en el yacimiento. A continuación se muestra 4 etapas en el desarrollo del proceso, donde se observan marcadas tendencias en ambos parámetros (figura 21).

Figura 21 Etapas de la cámara de vapor en función de la presión del yacimiento y la producción de líquidos

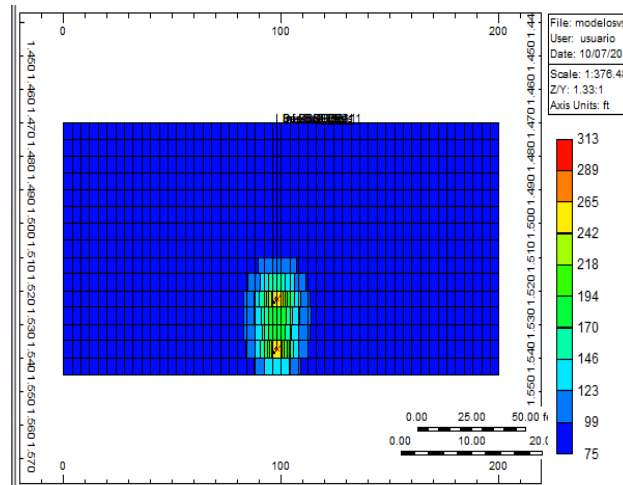


Fuente: Computer Modelling Group, CMG

✓ INICIALIZACIÓN

Corresponde a la etapa de inicialización, en ella se presentan bajas tasas de inyección de vapor y bajas tasas de producción de líquidos, ya que su principal propósito es la conexión térmica de ambos pozos (Figura 22). Debido a esto, se presentan pocas alteraciones en la presión en el yacimiento, razón por la cual dicha curva permanece en un valor relativamente constante (presión inicial del yacimiento).

Figura 22 Visualización de la cámara de vapor en la fase de inicialización

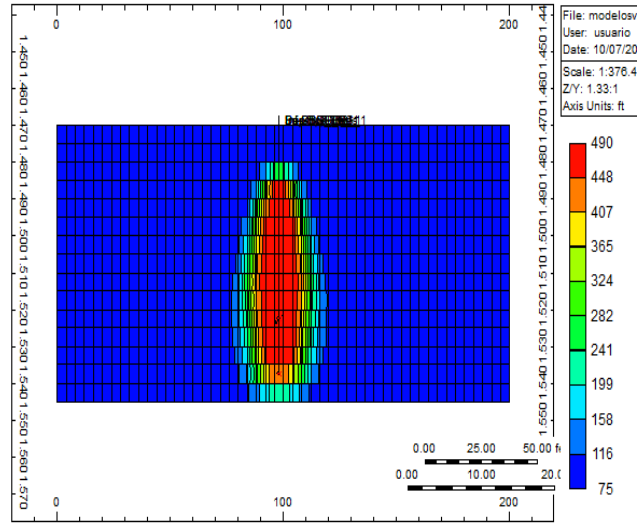


Fuente: Computer Modelling Group, CMG

✓ TRANSICIÓN

Corresponde a la transición entre la etapa de inicialización y la de desarrollo (Figura 23), por consiguiente se incrementan las tasas de inyección de vapor, sin embargo el drenaje de líquidos desde el yacimiento hasta el pozo productor se realiza de manera gradual, por lo que al principio se da un aumento en la presión del sistema (el vapor ingresan al yacimiento, pero gran parte de este no se ha empezado a producir). Una vez las tasas de producción de líquidos aumentan, la pendiente de la curva de presión se acerca a cero, es decir la presión se estabiliza para empezar la depleción.

Figura 23 Visualización de la cámara de vapor durante la transición inicialización-desarrollo



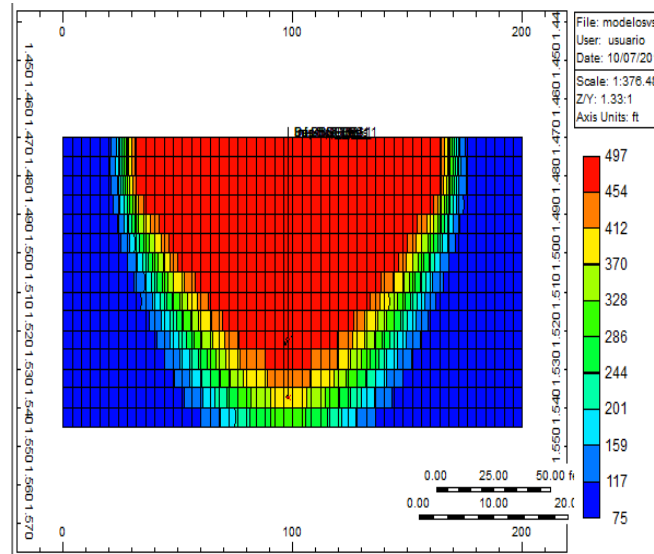
Fuente: Computer Modelling Group, CMG

✓ CRECIMIENTO

En esta etapa se da el pleno crecimiento de la cámara de vapor en el yacimiento, es aquí donde se barre la zona de saturación de petróleo para la transferencia de energía y reducción de viscosidad, así como también el máximo aprovechamiento de las fuerzas gravitacionales, que son sin duda alguna, el principal mecanismo de producción de la técnica SAGD.

A pesar de presentar altas tasas de inyección de vapor, las tasas de producción de líquidos se encuentran en su máximo valor, por lo que el drenaje de fluidos en el yacimiento aliviana la presión que los fluidos ejercen en el este, este proceso conlleva a una depleción del medio poroso (esto puede observarse en la pendiente negativa de la curva de presión a lo largo del tiempo, así como el valor máximo valor en la curva de producción de líquidos). Esta etapa finaliza cuando el vapor alcanza los límites del yacimiento, la Figura 24 muestra el crecimiento lateral de la cámara.

Figura 24 Visualización de la cámara de vapor durante su expansión.

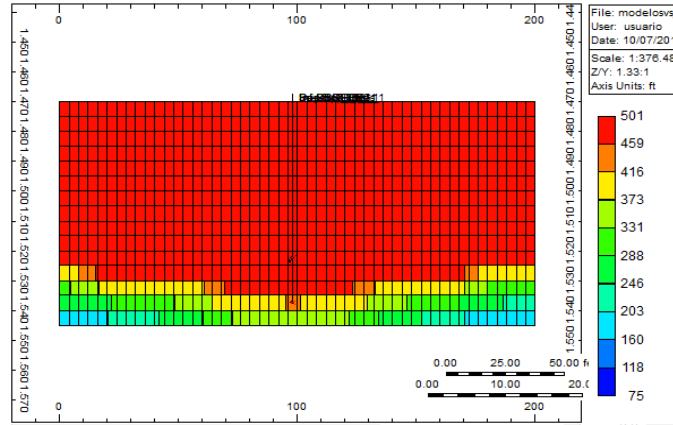


Fuente: Computer Modelling Group, CMG

✓ **FINALIZACIÓN**

Esta es la etapa final del proceso, la cámara llega a los límites del yacimiento y pierde sus fuerzas gravitacionales, tal y como se explicó anteriormente (Figura 25). Al mantener altas tasas de inyección de vapor y bajas tasas de producción de líquidos se da una re-presurización del yacimiento. Esta etapa no es objeto de estudio del presente trabajo, debido a que en este punto el proyecto empieza a ser inviable económicamente debido al inevitable aumento del CSOR.

Figura 25 Visualización de la cámara de vapor una vez alcanzados los límites del yacimiento.



Fuente: Computer Modelling Group, CMG

Butler propone que para que la cámara de vapor pueda conservar sus fuerzas gravitacionales (las cuales son la clave del drenaje gravitacional) en las laderas de esta, la cámara debe expandirse un máximo de aproximadamente 1.5 veces el espesor de la formación. La Figura 26 muestra cómo se reduce el ángulo que forma la ladera de la cámara de vapor (asumiendo una forma triangular de esta) con la horizontal en un plano j/k , y de esta manera se reduce el drenaje de fluidos por disminución en los efectos de la gravedad sobre estos.

Figura 26 Efecto de la expansión de la cámara de vapor sobre el drenaje de fluidos.



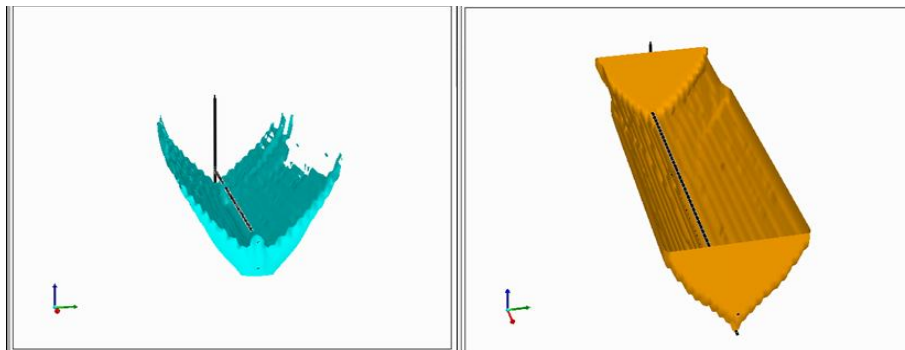
Amplitud de la cámara: = 1.5 veces el espesor

Amplitud de la cámara > 1.5 veces el espesor

Herramientas tales como las isosuperficies (superficies en 3D que corresponden a un único valor de una determinada propiedad) o vectores de flujo (direcciones de flujo de fluidos en el yacimiento, representadas por vectores) fueron utilizadas para entender el proceso de una manera más fácil. Entre los aspectos observados a destacar tenemos:

2.3.1.3 Drenaje de fluidos en las laderas de la cámara: Se pudo corroborar que efectivamente se producía una condensación del vapor en la periferia inferior de la cámara, don los fluidos eran drenados por gravedad hacia el pozo inferior. Isosuperficies de saturación de aceite y agua fueron utilizadas (Figura 27).

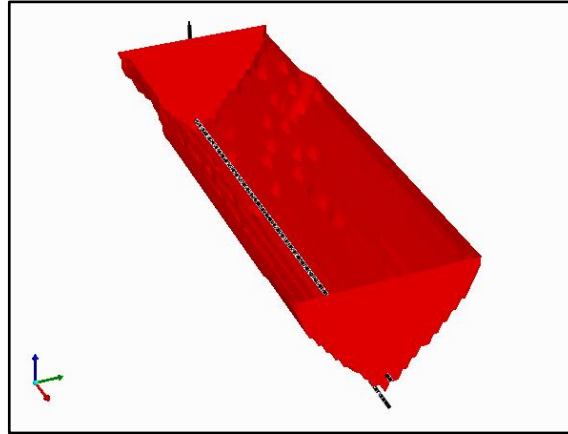
Figura 27 Drenaje de fluidos observado con isosuperficies



Fuente: Computer Modelling Group, CMG

2.3.1.4 Temperatura de la cámara: La temperatura máxima a la cual se observó una isosuperficie estable y continua fue de 459 °F, lo cual indica que la temperatura de la cámara no es la misma temperatura de inyección, ya que aproximadamente un 12% de esta se pierde por transferencia de calor con los fluidos y la roca (depende del valor de conductividad de cada medio. Figura 28). Esto deja la teoría de Butler en una posición teórica e idealizada.

Figura 28 Isosuperficie continua de máxima temperatura



Fuente: Computer Modelling Group, CMG

3 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Una vez estudiado el desempeño del modelo base de simulación, se prosigió a realizar la sensibilización de los parámetros más influyentes en la técnica basados en aquellos referenciados en la literatura.

3.1 PARÁMETROS SENSIBILIZADOS

Conforme a lo anterior, se seleccionaron:

- Presión de fondo fluyente
- Presión de inyección
- Tasa de inyección de vapor (desarrollo)
- Calidad del vapor
- Relación de permeabilidades
- Espesor

Los primeros cinco parámetros fueron sensibilizados por medio de la herramienta CMOST de la compañía CMG, mientras que el espesor fue realizado por medio de modelos independientes, debido a que CMOST permite cambiar el tamaño de celda en la dirección k, pero esto afecta también la posición relativa de los pozos. Los parámetros fueron variados con los siguientes valores (Tabla 8).

3.1.1 Presión de fondo fluyente: El potencial de presión es la fuerza motriz para el flujo de fluidos más común en los yacimientos a nivel mundial, en esta ocasión se desea investigar su influencia relativa sobre otros posibles potenciales, como el gravitacional.

Tabla 8 Parámetros sensibilizados y sus respectivos valores

| Parámetro | Valor 1 | Valor 2 | Valor 3 |
|-----------------------------|---------|---------|---------|
| Presión de fondo fluente | 250 | 350 | 450 |
| Presión de inyección | 550 | 875 | 1200 |
| Tasa de inyección de vapor | 500 | 875 | 1250 |
| Calidad del vapor | 0.4 | 0.7 | 1 |
| Relación de permeabilidades | 0.1 | 0.316 | 1 |
| Espesor | 50 | 150 | 200 |

Fuente: Computer Modelling Group, CMG

3.1.2 Presión de inyección: A mayor presión de inyección es más fácil el ingreso de los fluidos al medio poroso, pero esto no siempre se ve reflejado en las tasas de recuperación y efectividad de la técnica.

3.1.3 Tasa de inyección: A medida que una cantidad mayor de vapor ingresa al yacimiento, se esperaría un mayor desplazamiento del vapor y por ende una cámara más grande. Esto tiene una repercusión directa en la relación vapor/aceite (SOR), la cual mide la cantidad de vapor utilizado para obtener un barril de aceite. Este indicador es vital al momento de implementar métodos de inyección de vapor, ya que determina la viabilidad de un proyecto.

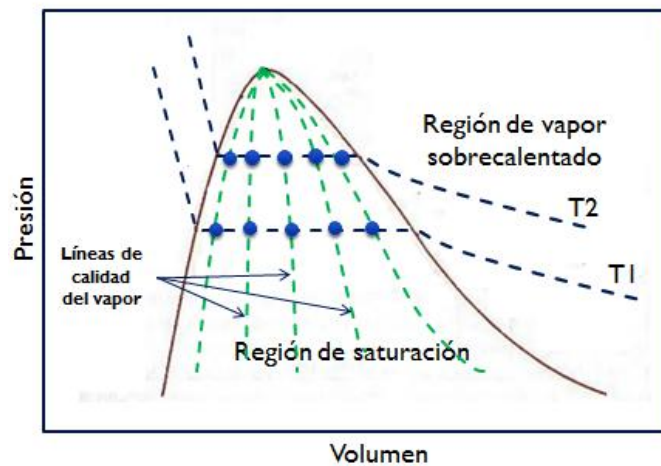
3.1.4. Calidad del vapor: Cuando el agua se encuentra como vapor saturado, pequeñas gotas de agua líquida se encuentran dispersas en la fase gaseosa. La calidad del vapor es la fracción volumétrica que corresponde a la fase gaseosa con respecto al volumen total de agua (líquida y gaseosa) Ver figura 29. A nivel operacional, la inyección de vapor saturado es una opción mucho más viable debido a su relación costo/beneficio y a las pérdidas de energía que el vapor pueda presentar con el medio (tubería, formación, etc.). Por esta razón, el vapor a condiciones de yacimiento no es 100% totalmente gaseoso y su difusividad en el medio poroso se ve reducida.

La sensibilización fue realizada tomando el valor más alto de calidad como 80%, eso quiere decir que habría un 20% de pérdidas a lo largo de todo el proceso. Durante el desarrollo de proyectos de inyección de vapor se pierde cantidad de vapor que es inyectado a lo largo tanto de la tubería de superficie como en la formación, es por ello que es necesario realizar un estimado de la cantidad que esas pérdidas representarían. Para el modelo de simulación utilizado, los datos fueron tomados de yacimientos canadienses en los cuales se debía contrarrestar las bajas temperaturas de dichas zonas, por lo que este significaba el reto más grande en cuanto a pérdidas de calor se refiere. Sin embargo se presentaron tres aspectos fundamentales a la hora de determinar un valor de 80% en la calidad las cuales son, la profundidad del yacimiento, los aislantes de la tubería y la calidad del vapor generado en superficie. La profundidad a la que se encontraba el yacimiento estaba relacionada con profundidades a las cuales no se tienen grandes pérdidas overburden.

En Canadá, estas pérdidas no son significativas debido a que son yacimientos someros. La condición anteriormente mencionada hace que se establezca una calidad de 0.8. El vapor generado en superficie es de excelente calidad, es decir,

se genera un vapor 100% y por último se usan tuberías muy bien aisladas que reducen significativamente las pérdidas.

Figura 29 Envoltorio de fases del vapor



3.1.5 Relación de permeabilidades: La técnica SAGD lleva su nombre gracias a su fuerte relación con la segregación gravitacional, la cual a su vez necesita un canal de flujo para lograr su efectividad. Por esta razón, la permeabilidad vertical o expresada de otra manera, su radio de permeabilidades (K_v/K_h), es un factor a tener muy en cuenta si se quiere obtener un alto factor de recobro. Además el barrido vertical del vapor también está limitado por la facilidad de flujo hacia el tope de la formación.

3.1.6 Espesor de la formación: Como se explicó anteriormente, las formaciones adyacentes a la zona productora pueden actuar como ladronas de calor y disminuir la temperatura del vapor inyectado, evitando la reducción de viscosidad del crudo y su movilidad.

El análisis de sensibilidad de los cinco primeros parámetros (exceptuando espesor, tal y como se señaló) se realizó por medio de 60 corridas de simulación, permutando los valores a simular con el método *Latin Hypercube*, incluido en la

herramienta CMOST. Se fijaron cuatro funciones objetivo: factor de recobro, relación vapor/aceite (CSOR), el volumen de la cámara de vapor y la presión promedio del yacimiento.

Figura 30 Matriz de diseño experimental obtenida en la herramienta CMOST

| Experimental Design Job Status Matrix | | | | | | | |
|---------------------------------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| 0200000000 | 0001020002 | 0002010201 | 0100000101 | 0000010000 | 0000020000 | 0100010201 | 0200020000 |
| 0002020202 | 0202000000 | 0001010101 | 0100000102 | 0001010002 | 0100000200 | 0201010101 | 0200020001 |
| 0001000202 | 0001000201 | 0100000100 | 0100010202 | 0102020101 | 0102020202 | 0002000202 | 0200010201 |
| 0202010000 | 0101010201 | 0000010101 | 0202000002 | 0201010202 | 0202000200 | 0102020002 | 0200010101 |
| 0202000101 | 0101020102 | 0001020200 | 0201000102 | 0201000001 | 0102000100 | 0002010001 | 0200020102 |
| 0102020100 | 0100020200 | 0201020101 | 0201020100 | 0201020201 | 0102010000 | 0000010100 | 0002020000 |
| 0100010002 | 0001010200 | 0000000002 | 0202020102 | 0101020200 | 0102000200 | 0000010001 | 0202000202 |
| 0102010001 | 0101000101 | 0001000002 | 0001020102 | | | | |

Fuente: Computer Modelling Group, CMG

El tiempo de simulación fue de 52,4 horas, logrando una convergencia en todos los modelos. El error promedio de balance de materia fue menor al 1% para las 60 corridas. Luego de terminada la sensibilización, se obtuvo una tabla de resultados donde se observa el valor de cada función objetivo, dependiendo del conjunto de variables sensibilizadas.

Es preciso recalcar que los resultados obtenidos en este trabajo son aplicables bajo condiciones similares a las establecidas en él, y pueden variar en la medida que varíen las características de cada yacimiento. Sin embargo, pueden ser utilizados como una guía para futuros estudios y/o aplicaciones. Para el análisis de datos se utilizaron como principal herramienta las gráficas de las funciones objetivo para cada variable, la tabla especificada anteriormente y los efectos

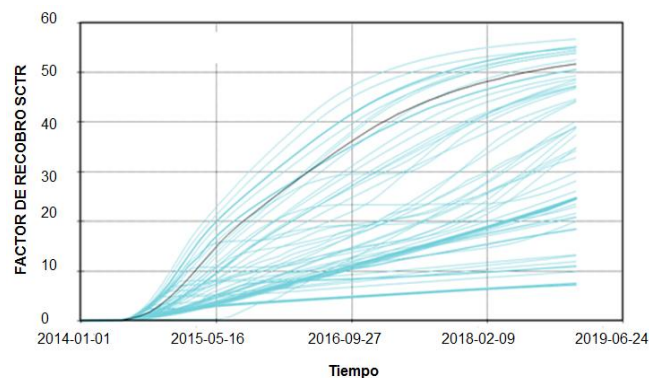
lineales plasmados en los diagramas “tornado”. Estos últimos son gráficos que permiten identificar la influencia que tiene un parámetro (sea negativa o positivamente) sobre determinada función objetivo, al aumentar o disminuir su valor. Por ejemplo, el aumento/disminución en la presión del yacimiento al elevar la presión de inyección de un valor “X” a un valor “Y”.

3.2 ANALISIS DE LAS VARIABLES

De acuerdo con los resultados obtenidos de la corrida de sensibilización en CMOST, se presentaran los resultados de cada una de las funciones objetivo: factor de recobro (FR), relación vapor/aceite acumulado (CSOR), presión promedio del yacimiento y volumen de la cámara de vapor y la magnitud en la que los parámetros seleccionados modificaron la eficiencia del proceso.

3.2.1. Análisis factor de recobro: de acuerdo a los resultados obtenidos se puede afirmar, en primera instancia, que la técnica SAGD es muy susceptible a los diversos cambios que en ella se puedan implementar, ya que los valores finales de factor de recobro variaron desde el 7 hasta el 56%.

Figura 31 Gráfica de factor de recobro obtenidas en la sensibilización



Fuente: Computer Modelling Group, CMG

En la gráfica de factor de recobro se observa un grupo inferior de curvas con un porcentaje de recobro visiblemente menor al resto. Dichas curvas fueron indagadas en la tabla, y correspondían a las corridas 1, 19, 25, 30, 33, 46 y 54.

Estas corridas tienen en común que fueron realizadas con el valor más bajo de calidad del vapor y/o de tasa de inyección sensibilizado, lo que nos permite deducir que estas variables afectan de manera directa el factor de recobro del modelo. Un número exactamente igual de curvas mostraron factores de recobro por encima del modelo base y correspondían a las corridas 16, 21, 22, 34, 40, 45 y 52. Estas tenían el valor máximo posible de calidad, y cuatro de ellas el valor más alto de tasa de desarrollo. Al observar el diagrama tornado se pueden corroborar los datos de la tabla y la gráfica. Obteniendo una influencia notablemente mayor de los dos parámetros ya mencionados y siendo la tasa de inyección el parámetro más importante. A pesar de ser la tasa inyección el parámetro más influyente, es preciso recalcar que una alta tasa de vapor no sería eficiente si un gran porcentaje volumétrico es agua en fase líquida (baja calidad), ya que la difusividad del vapor sería menos y por tanto la cámara ocuparía un menor volumen en el yacimiento, es decir, existe una estrecha relación entre dichos parámetros.

Tabla 9 Modelos con menor factor de recobro

| FUNCIONES OBJETIVO | | | | | VARIABLES SENSIBILIZADAS | | | | |
|--------------------|--------|-------|-----------------|--------------------|--------------------------|----------------|---------|---------------|----------------|
| No. | FR | CSOR | VOL. CAM. VAPOR | PRESION YACIMIENTO | KV_KH | BHP PRODUCCIÓN | CALIDAD | BHP INYECCIÓN | TASA INYECCIÓN |
| 1 | 9.898 | 7.74 | 3.72E+05 | 262 | 1 | 250 | 0.4 | 550 | 500 |
| 19 | 10.996 | 6.97 | 4.30E+05 | 264 | 0.3 | 250 | 0.4 | 875 | 500 |
| 25 | 9,8353 | 7,91 | 3,08E+05 | 447 | 1,0 | 450 | 0,6 | 550 | 500 |
| 30 | 7.2219 | 10.54 | 1.91E+05 | 445 | 1 | 450 | 0.4 | 1200 | 500 |
| 33 | 13.126 | 10.40 | 5.21E+05 | 448 | 1 | 450 | 0.4 | 875 | 875 |
| 46 | 11,239 | 6,95 | 3,44E+05 | 447 | 0,3 | 450 | 0,6 | 550 | 500 |
| 54 | 7.5459 | 10.15 | 2.01E+05 | 446 | 0.3 | 450 | 0.4 | 1200 | 500 |

Fuente: Computer Modelling Group, CMG

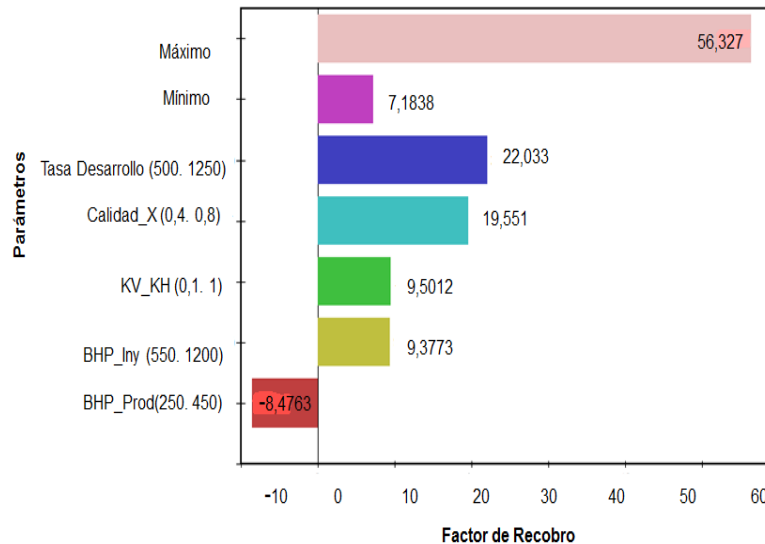
Tabla 10 Modelos con mayor factor de recobro

| FUNCIONES OBJETIVO | | | | | VARIABLES SENSIBILIZADAS | | | | |
|--------------------|--------|------|-----------------|--------------------|--------------------------|----------------|---------|---------------|----------------|
| No. | FR | CSOR | VOL. CAM. VAPOR | PRESION YACIMIENTO | KV_KH | BHP PRODUCCIÓN | CALIDAD | BHP INYECCIÓN | TASA INYECCIÓN |
| 16 | 51,907 | 2,62 | 5,50E+06 | 354 | 1,0 | 250 | 0,8 | 550 | 875 |
| 43 | 53,072 | 2,58 | 5,62E+06 | 383 | 1,0 | 350 | 0,8 | 875 | 875 |
| 22 | 52,92 | 3,65 | 5,45E+06 | 685 | 0,3 | 450 | 0,8 | 1200 | 1250 |
| 34 | 52,345 | 3,68 | 5,39E+06 | 660 | 0,3 | 350 | 0,8 | 875 | 1250 |
| 40 | 53,621 | 3,53 | 5,88E+06 | 474 | 1,0 | 250 | 0,8 | 875 | 1250 |
| 45 | 53,072 | 2,58 | 5,62E+06 | 383 | 1,0 | 350 | 0,8 | 1200 | 875 |
| 52 | 56,327 | 3,41 | 6,00E+06 | 536 | 1,0 | 450 | 0,8 | 875 | 1250 |

Fuente: Computer Modelling Group, CMG

De los tres parámetros restantes, las presiones (BHP) de producción e inyección no mostraron patrón alguno en los casos analizados, lo que las coloca como las variables menos influyentes en el factor de recobro. El hecho de que la relación de permeabilidades tenga una mayor influencia en el proceso que la presión de fondo fluyente, se explica en el hecho de que el potencial gravitacional en la técnica SAGD es más importante que el potencial de presión, es decir los fluidos se mueven más por segregación que por diferencial de presión. La influencia relativa negativa en el diagrama tornado de la presión de fondo fluyente traduce que al aumentar dicha presión de 250 a 450, provoca una disminución en el factor de recobro de 8%.

Figura 32 Diagrama tornado de factor de recobro obtenido en la sensibilización

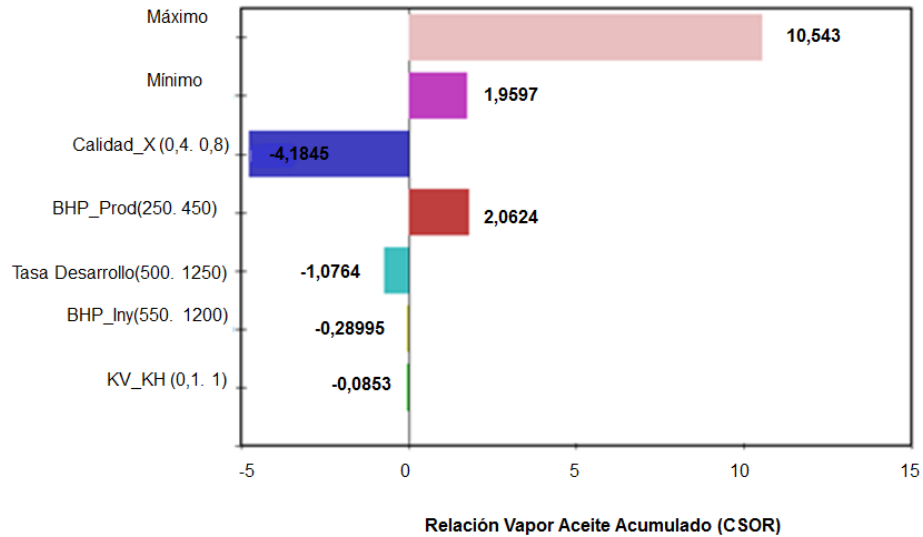


Fuente: Computer Modelling Group, CMG

3.2.2 Análisis relación vapor/aceite acumulada (*csor*, *cumulative steam oil ratio*): El CSOR por su definición matemática no es más que la cantidad de barriles equivalentes de agua inyectados divididos entre la producción acumulada, a un determinado tiempo y a condiciones estándar. este indicador, por tanto, indica qué tan efectivo está siendo un proceso de inyección de vapor, midiendo qué tanto aceite se produce por cada barril de agua que se inyecta, o viceversa.

Una tasa de inyección de agua, como se vio en el análisis del factor de recobro, es influyente en el proceso, pero a mayor tasa no siempre se obtienen factores de recobro notablemente mayores. Sin embargo, el aumento en la calidad del vapor mostró favorecer en la totalidad de los casos la producción de aceite. Se puede deducir, entonces, que la relación vapor aceite se vio más afectada por el aumento o disminución de las tasas de producción de aceite (que no dependen solo de la tasa de inyección) que por la cantidad de agua inyectada en sí.

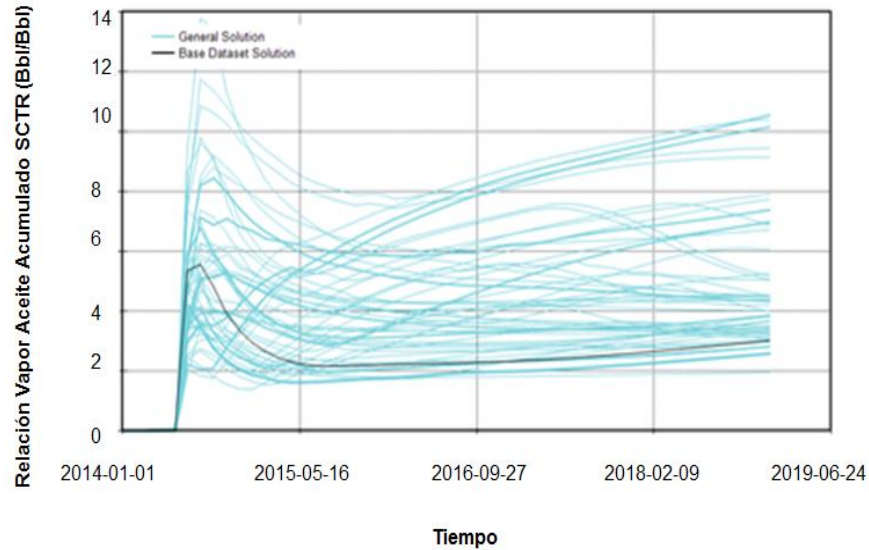
Figura 33 Diagrama tornado de CSOR obtenido en la sensibilización



Fuente: Computer Modelling Group, CMG

El aumento en la calidad del vapor, por tal razón, disminuye considerablemente el CSOR, lo que traduce una mayor cantidad de aceite producido en relación al vapor inyectado. La presión de fondo fluente en este caso, como generadora de un potencial de presión, fue el segundo parámetro incidente, aunque bastante menos que la calidad. La tasa de inyección, por su parte, mostró un efecto menor al esperado, esto debido a que esta tiene un efecto ambiguo sobre el CSOR: a mayor tasa de inyección es mayor la cantidad acumulada de vapor inyectado, pero a su vez aumenta considerablemente (hasta cierto punto) la producción de aceite. La permeabilidad vertical y la presión de inyección no fueron influyentes en el CSOR.

Figura 34 Gráficas de CSOR obtenidas en la sensibilización



Fuente: Computer Modelling Group, CMG

En la gráfica 34 un poblado conjunto de líneas se puede observar con valores de CSOR por debajo de tres, éstos corresponden a valores de calidad de vapor de 0.8.

Tabla 11 Modelos con menor CSOR

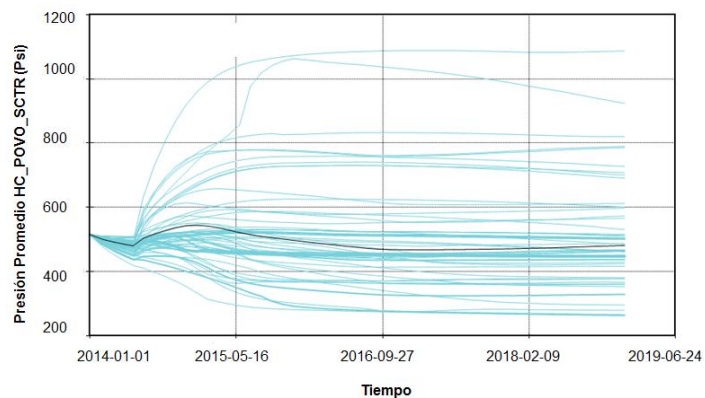
| FUNCIONES OBJETIVO | | | | | VARIABLES SENSIBILIZADAS | | | | |
|--------------------|--------|------|-----------------|--------------------|--------------------------|----------------|---------|---------------|----------------|
| No. | FR | CSOR | VOL. CAM. VAPOR | PRESION YACIMIENTO | KV_KH | BHP PRODUCCIÓN | CALIDAD | BHP INYECCIÓN | TASA INYECCIÓN |
| 16 | 51,907 | 2,62 | 5,50E+06 | 354 | 1,0 | 250 | 0,8 | 550 | 875 |
| 21 | 50,005 | 2,81 | 5,15E+06 | 511 | 0,3 | 450 | 0,8 | 875 | 875 |
| 31 | 45,861 | 2,98 | 4,77E+06 | 474 | 0,3 | 450 | 0,8 | 550 | 1250 |
| 42 | 42,93 | 1,96 | 4,17E+06 | 306 | 0,3 | 250 | 0,8 | 1200 | 500 |
| 43 | 53,072 | 2,58 | 5,62E+06 | 383 | 1,0 | 350 | 0,8 | 875 | 875 |
| 45 | 53,072 | 2,58 | 5,62E+06 | 383 | 1,0 | 350 | 0,8 | 1200 | 875 |

Fuente: Computer Modelling Group, CMG

3.2.3 Análisis presión promedio del yacimiento: La presión del yacimiento fue la propiedad que más versatilidad mostró, puesto que se presentaron los tres escenarios posibles: depleción, mantenimiento de presión y aumento de esta. tal y como se explicó anteriormente, existe una fuerte relación entre el comportamiento de presión y la cantidad de fluidos almacenados en el medio poroso, los cuales presurizan el yacimiento.

Dicho lo anterior, es de esperar que los parámetros más influyentes sean aquellos que dominen tanto la entrada, como el drenaje de fluidos del yacimiento: la tasa de inyección y los potenciales tanto de presión como gravitacional, dicho de otra manera, la presión de fondo fluyente y la permeabilidad vertical. Una alta permeabilidad vertical y un alto diferencial de presión favorece el movimiento de fluidos hacia el pozo productor, esto aliviana la presión del yacimiento. Por otro lado, una baja permeabilidad vertical y gradiente presión, combinado con una alta tasa de inyección ocasionarán que los fluidos llenen el medio poroso y lo presuricen.

Figura 35 Gráficas de presión promedio del yacimiento obtenidas en la sensibilización



Fuente: Computer Modelling Group, CMG

Tabla 12 Modelos con mayor represurización del yacimiento

| FUNCIONES OBJETIVO | | | | | VARIABLES SENSIBILIZADAS | | | | |
|--------------------|--------|------|-----------------|--------------------|--------------------------|----------------|---------|---------------|----------------|
| No. | FR | CSOR | VOL. CAM. VAPOR | PRESION YACIMIENTO | KV_KH | BHP PRODUCCIÓN | CALIDAD | BHP INYECCIÓN | TASA INYECCIÓN |
| 3 | 33,172 | 4,27 | 2,70E+06 | 656 | 0,1 | 450 | 0,6 | 1200 | 875 |
| 9 | 43,351 | 4,49 | 4,08E+06 | 981 | 0,1 | 450 | 0,8 | 1200 | 1250 |
| 17 | 20,779 | 9,45 | 1,19E+06 | 708 | 0,1 | 350 | 0,4 | 1200 | 1250 |
| 22 | 52,92 | 3,65 | 5,45E+06 | 685 | 0,3 | 450 | 0,8 | 1200 | 1250 |
| 23 | 21,623 | 9,14 | 1,24E+06 | 727 | 0,1 | 450 | 0,4 | 1200 | 1250 |
| 27 | 31,35 | 4,48 | 2,56E+06 | 636 | 0,1 | 250 | 0,6 | 875 | 875 |
| 34 | 52,345 | 3,68 | 5,39E+06 | 660 | 0,3 | 350 | 0,8 | 875 | 1250 |

Fuente: Computer Modelling Group, CMG

Las curvas que alcanzaron mayor presión promedio de yacimiento corresponden en su mayoría a altos valores de tasas de inyección y bajos valores de permeabilidad vertical, lo que ocasiona que el vapor condensado no pueda drenarse del yacimiento.

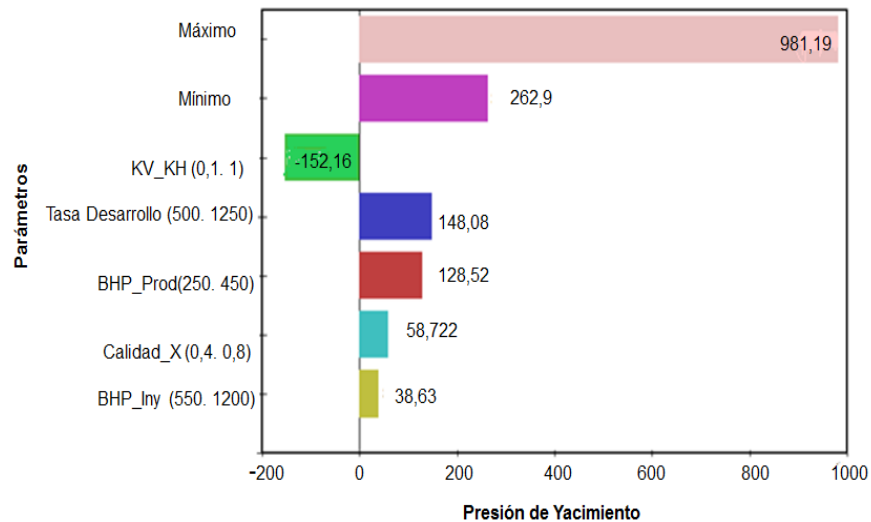
Tabla 13 Modelos con mayor depleción del yacimiento

| FUNCIONES OBJETIVO | | | | | VARIABLES SENSIBILIZADAS | | | | |
|--------------------|--------|------|-----------------|--------------------|--------------------------|----------------|---------|---------------|----------------|
| No. | FR | CSOR | VOL. CAM. VAPOR | PRESION YACIMIENTO | KV_KH | BHP PRODUCCIÓN | CALIDAD | BHP INYECCIÓN | TASA INYECCIÓN |
| 1 | 9,898 | 7,74 | 3,72E+05 | 263 | 1,0 | 250 | 0,4 | 550 | 500 |
| 8 | 26,042 | 3,02 | 2,37E+06 | 273 | 1,0 | 250 | 0,8 | 550 | 500 |
| 14 | 10,996 | 6,97 | 4,30E+05 | 265 | 0,3 | 250 | 0,4 | 1200 | 500 |
| 19 | 10,996 | 6,97 | 4,30E+05 | 264 | 0,3 | 250 | 0,4 | 875 | 500 |
| 32 | 48,706 | 2,82 | 5,08E+06 | 289 | 1,0 | 250 | 0,6 | 875 | 875 |
| 42 | 42,93 | 1,96 | 4,17E+06 | 306 | 0,3 | 250 | 0,8 | 1200 | 500 |

Fuente: Computer Modelling Group, CMG

Las cuatro curvas con mayor depleción corresponden a los valores más bajos de presión de fondo fluente, apoyados de bajas tasas de desarrollo o altas permeabilidades verticales. Esta presión de fondo no es influyente en la presurización del yacimiento, pero si en su depleción, mientras que la permeabilidad vertical influye en ambos escenarios, de ahí que presente una ligera mayor influencia.

Figura 36 Diagrama tornado de presión promedio del yacimiento obtenido en la sensibilización



Fuente: Computer Modelling Group, CMG

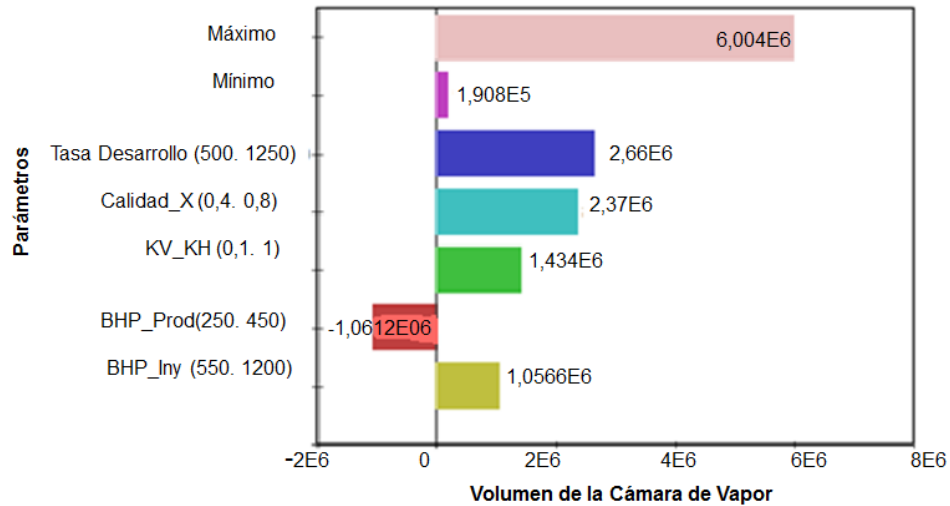
Una presurización del yacimiento supondría un mayor diferencial de presión y mayor factor de recobro, pero esta es producida por bajas permeabilidades verticales, lo que no es muy favorable para la segregación gravitacional. De la misma manera, una depleción del yacimiento detiene la producción en tiempos tempranos, aun cuando la permeabilidad vertical sea bastante alta. Debido a esas

condiciones, un escenario ideal para la técnica SAGD es aquel donde la presión promedio del yacimiento sea relativamente constante, esto puede observarse en la tabla 13, donde la mayoría de los modelos con alto factor de recobro presentan poca variación de presión (+/- 100 psi) con respecto a la presión inicial del yacimiento. Esto en un modo implícito significaría una entrada de vapor al medio poroso al mismo tiempo que se genera un drenaje eficiente de fluidos desde las laderas de la cámara hacia el pozo productor, lo que mantiene la presión en un valor relativamente constante.

3.2.4 Volumen de la cámara de vapor: Una mayor cantidad de fluido inyectado beneficia el crecimiento de la cámara de vapor en el yacimiento. Sin embargo hay aspectos básicos a resaltar, como que la fase gaseosa ocupa más volumen que la fase líquida, o como que el vapor sufre múltiples pérdidas de energía y de volumen en su viaje al yacimiento. por estas razones, es tan importante mantener el agua inyectada en fase gaseosa, o en otras palabras, con una calidad lo más alta posible.

Una alta tasa de inyección sería poco influyente en el crecimiento de la cámara de vapor si el fluido inyectado es en su mayoría líquido, puesto que su difusividad en el yacimiento sería mucho menor. dicho lo anterior, la calidad del vapor y la tasa de inyección resultaron ser los parámetros más influyentes en este parámetro.

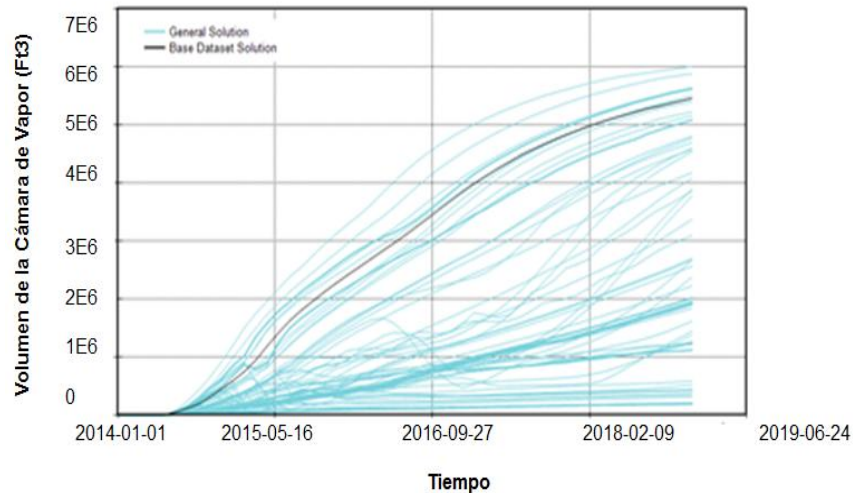
Figura 37 Diagrama tornado del volumen de la cámara de vapor obtenido en la sensibilización



Fuente: Computer Modelling Group, CMG

El elemento clave en la técnica SAGD, y por tanto de este trabajo, es la cámara de vapor. Si esta logra expandirse adecuadamente se obtendrán altos factores de recobro. Debido a esto, no es una coincidencia que las variables más influyentes en el volumen de la cámara sean los mismo (en el mismo orden) que influyen en el factor de recobro. La permeabilidad vertical, por ejemplo, es la responsable que el vapor ascienda hacia el tope de la formación (expansión de la cámara) y que el petróleo descienda hacia el pozo productor (aumento del factor de recobro), es decir, estos dos parámetros están íntimamente ligados y son los mayores responsables de la viabilidad de la técnica SAGD.

Figura 38 Gráficas de volumen de la cámara de vapor obtenidas en la sensibilización



Fuente: Computer Modelling Group, CMG

Las presiones tanto de inyección como de producción fueron las variables menos influyentes (aunque no deben despreciarse), ya que a pesar de que el flujo de petróleo está gobernado por la segregación gravitacional, el vapor y el agua condensada están altamente influenciadas por el diferencial de presión, esto indica que una presión de fondo fluyente demasiado baja provocará altas producciones de agua y el *bypass* del vapor (irrupción de vapor en los pozos productores). El volumen ocupado por la cámara de vapor en el yacimiento varió entre 1 y 40% del volumen poroso total del modelo.

3.2.5 Análisis de espesor: La variación del espesor se realizó de forma diferente, teniendo en cuenta que esta variable no es posible variar en la realidad. Como variable final, se sensibilizó el espesor de la formación, el cual es quizás uno de los puntos más críticos al evaluar no sólo sagd, sino cualquier proyecto de inyección de vapor. Bien es sabido que un espesor mayor resulta en menores pérdidas de energía por en contacto con formaciones adyacentes, sin embargo, la técnica sagd no está basada en la inyección a través de un intervalo vertical cañoneado para obtener un “efecto pistón” (como se hace en la inyección continua tradicional), sino en la expansión volumétrica de una cámara de vapor que induce a la segregación gravitacional. Por esta razón, es preciso estudiar a fondo el efecto del espesor en un esquema tan particular como lo es sagd.

Tal y como se mencionó anteriormente, el efecto del espesor no se realizó por medio de la herramienta CMOST, debido a que en esta se modifica el espesor aumentando el tamaño de cada celda en la dirección k, y no por medio de la adición de nuevas celdas. La modificación del tamaño de cada celda implicaría un cambio en la posición relativa de los pozos, como se ilustra en la figura 39, lo que significaría un cambio en las distancias de los pozos con respecto al tope la base de la formación y el espaciamiento entre ellos, esto conlleva a un análisis inválido debido a que no se mantienen las condiciones de diseño del modelo.

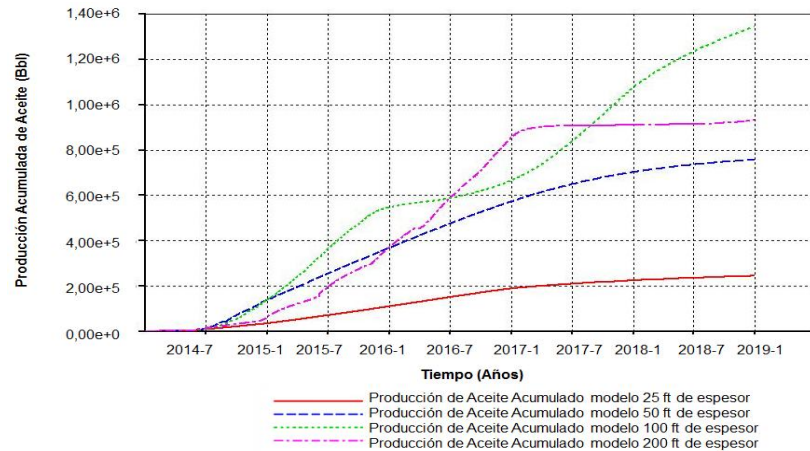
Figura 39 Cambio en la posición de los pozos al modificar el tamaño de bloque



Por las razones expuestas, se construyeron manualmente tres modelos distintos que mantuvieran aproximadamente el mismo valor de espaciamento entre pozos y distancia hasta la base de formación, limitando el análisis únicamente al cambio de expansión de la cámara debido al cambio de espesor. Dichos modelos tenían como espesor 25, 50, 100 y 200 pies.

Inicialmente se mantuvieron todos los parámetros de diseño y operativos fijos, con el fin de observar la influencia directa del espesor. Debido a que un mayor espesor genera un mayor OOIP (*Original Oil In Place*), el análisis de los resultados no puede efectuarse por medio del factor de recobro, sino por el aceite acumulado producido o por producción incremental, eso con el fin de determinar cuál de los cuatro valores favorece en mayor medida la técnica en el tiempo simulado (7 años).

Figura 40 Producción acumulada de aceite de los modelos de distintos espesores

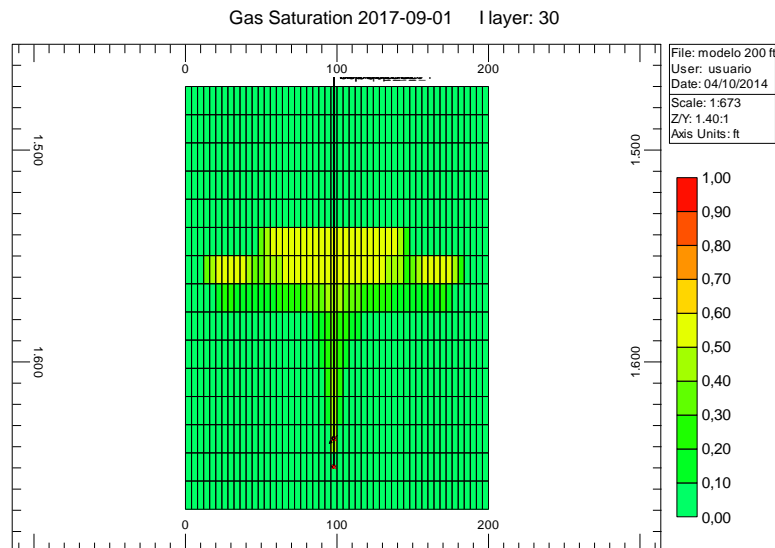


Fuente: Computer Modelling Group, CMG

Una vez simulados los cuatro modelos se pudo observar un mayor aceite acumulado en el modelo de 100 pies de espesor. Los modelos de 25 y 50 pies, al tener menor un menor volumen hacían que el vapor inundara el yacimiento en un rápidamente y causada declinación en la producción.

El modelo de 200 pies de espesor tomaba un gran parte del tiempo simulado en llevar el vapor hacia el tope de la formación para la posterior expansión lateral. Esto conlleva a que el aceite producido sea menor al esperado debido al pobre barrido del vapor en el medio poroso. La figura 41 muestra la saturación de la fase gaseosa (en este caso vapor, debido a que el modelo no presenta producción de gases hidrocarburos por su baja presión de burbuja), evidenciando lo anteriormente expuesto.

Figura 41 Perfil de saturación de la fase gaseosa en el modelo de 200 pies de espesor



Fuente: Computer Modelling Group, CMG

Teniendo en cuenta que cada espesor presenta un respectivo valor de OOIP, la tasa de inyección se varió en la misma media que este era variado, con el objetivo de inundar con vapor el yacimiento más rápido y que la cámara se expanda correctamente en el tiempo simulado. La tabla 14 muestra la tasa de inyección correspondiente a cada modelo.

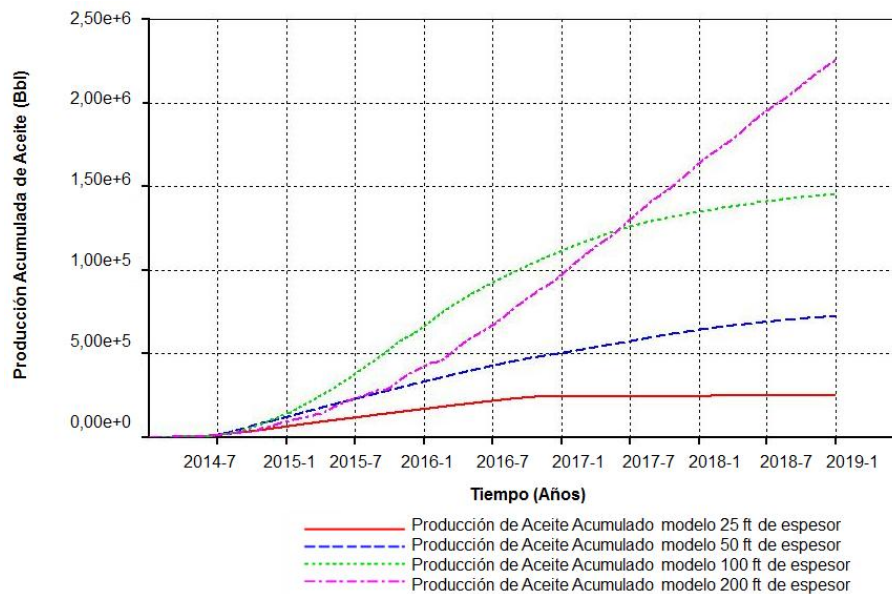
Tabla 14 Tasas de inyección modificadas de acuerdo al espesor del modelo

| Espesor, pies | Tasa de inyección, bbl/día |
|---------------|----------------------------|
| 25 | 670 |
| 50 | 1340 |
| 100 | 2680 |
| 200 | 5360 |

Los modelos fueron corridos nuevamente y se evaluaron los nuevos resultados, los cuales mostraban al modelo de 200 pies como el más productivo. Esta mejoría se evidencia en la figura 42, donde se observa una mejor distribución del vapor en el yacimiento.

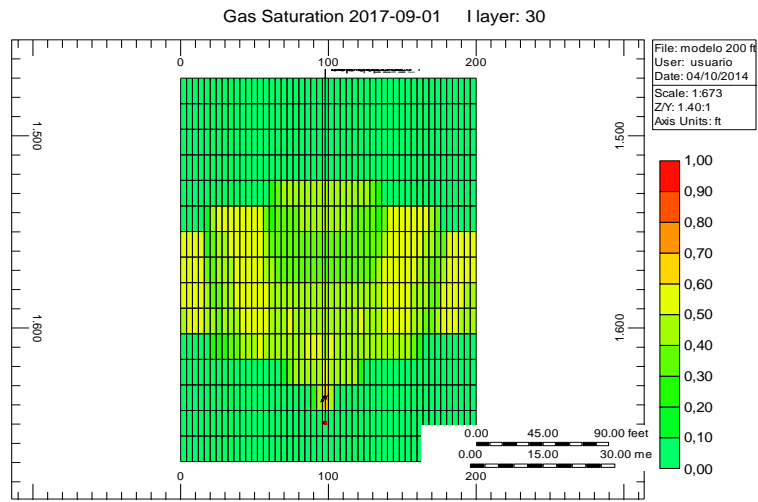
Por consiguiente, el espesor condiciona la tasa de inyección para obtener una cámara de vapor consistente en su geometría (con el mayor barrido volumétrico posible). A mayor espesor, mayor debe ser la tasa de inyección y por ende se presenta una mayor producción de aceite.

Figura 42 Producción acumulada de aceite de los modelos de distintos espesores una vez modificadas las tasas de inyección



Fuente: Computer Modelling Group, CMG

Figura 43 Perfil de saturación de la fase gaseosa en el modelo de 200 pies de espesor una vez modificada la tasa de inyección



Fuente: Computer Modelling Group, CMG

4 SECTOR MODEL (SM)

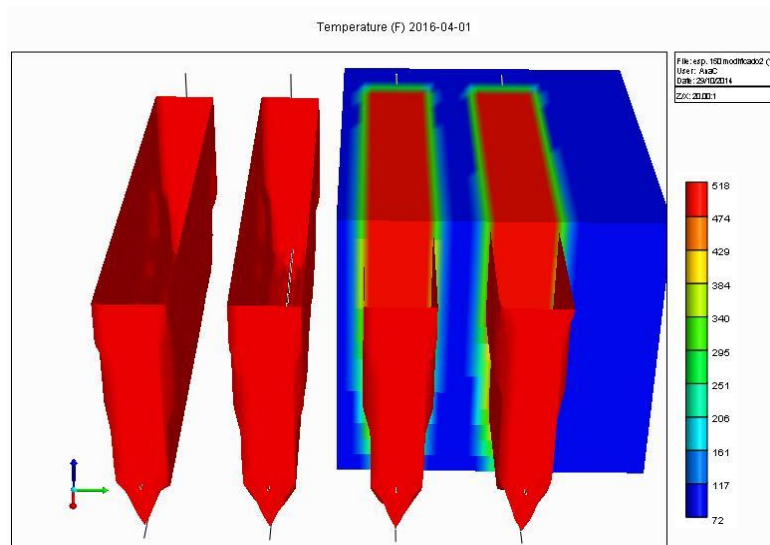
El estudio de la cámara de vapor en la técnica SAGD, en su escala más pequeña, se realizó por medio del SWM, en esta ocasión se construyó un Sector Model donde fuese posible el estudio del proceso desde una aplicación más útil a escala “comercial”, es decir una serie de pozos (tal y como ocurriría en la explotación de un yacimiento o una porción de este) con sus respectivas cámaras de vapor inundando el yacimiento y drenándolo. Cabe resaltar que aunque el análisis se realizará con base en un modelo con un esquema explotación más realista, este será netamente técnico y nada tendrá que ver con aspectos financieros. Básicamente se realizó este modelo con el fin de observar la influencia del espaciamiento (horizontal) entre estos pares de pozos. Las condiciones geológicas, petrofísicas y de los fluidos fueron las mismas utilizadas en el SWM.

Se creó un modelo base con cuatro pares de pozos horizontales paralelos entre sí y orientados en la misma dirección como se observa en la figura 44, los completamientos de estos se mantienen iguales al modelo anterior con una longitud de 2500 pies en su sección horizontal.

Los modelos que representan un sector model de las mismas características de un SWM (Single Well Model) pero esta vez con cuatro pares de pozos perforados en diferentes planos del yacimiento, como lo ilustra la figura 45, fueron evaluados con el fin de extraer datos de Factor de Recobro y Relación vapor aceite acumulado CSOR para establecer un espaciamiento que favoreciera e influenciara el desarrollo de la técnica SAGD y los parámetros representativos en la creación de un sector model conceptual. Los modelos evaluados eventualmente, se diferenciaron en su espaciamiento entre pares de pozos de 100, 150 y 200 pies. De acuerdo con lo anterior, los yacimientos representados en cuatro “sectors”,

poseen todos el mismo aceite original, y fueron drenados por la misma cantidad de pozos, esto hace que la configuración utilizada, espaciamiento entre pares de pozos, sea la única variable que me represente cambio en los resultados de cada uno de los modelos.

Figura 44 Vistas cuatro pares de pozos



Fuente: Computer Modelling Group, CMG

4.1 ESPACIAMIENTO ENTRE POZOS 100 FT

El primer modelo a estudiar fue el modelo con espaciamiento entre pares de pozos de 100 pies ubicados en los planos 26, 36, 46 y 56 como muestra la figura 45, perforados en el plano IK, moviéndose horizontalmente hasta alcanzar los 2500 pies de longitud. De igual forma que en el SWM, se usaron para inyección y producción tubings tanto largo como cortos en etapa de inicialización y desarrollo además de la implementación de la herramienta *flexwell* del simulador CMG (descrita anteriormente).

La producción en este modelo, inició en el mes de junio del año 2014, seis meses después de iniciado el proyecto con ese mismo tiempo de etapa de inicialización, la producción fue aumentando a medida que el vapor iba drenando el yacimiento, hasta que en el año 2015 se alcanza la estabilización de la producción y es la etapa en la que la cámara de vapor está en su expansión, antes de tocar los milites del yacimiento a inicios del año 2017, donde inicia la declinación de la producción como se puede observar en la figura 46 representando así un comportamiento de SAGD.

El factor de recobro más alto alcanzado con este modelo fue de 34.16%, presentado un escenario no favorable para un espaciamiento entre pares de pozos de 100 pies. En cuanto al CSOR, el mayor valor de CSOR alcanzado en el proceso se presenta en el año 2014, durante la etapa de inicialización, donde aún no se tiene producción de hidrocarburo, pues en esta etapa el yacimiento aún se encuentra únicamente expuesto a inyección continua de vapor para alcanzar estabilización de presión entre los pares de pozos. Sin embargo, este es un comportamiento típico de una gráfica CSOR en un proceso de drenaje gravitacional asistido por vapor. En general y en promedio, una vez iniciada la producción, el valor de CSOR (Relación Vapor Aceite Acumulado) se mantuvo entre 3 y 4. En cuanto a la distribución de la temperatura en el yacimiento, esta estaba inicialmente a 75 °F y después de 14 meses de inyección se observan los cambios significativos de temperatura y el yacimiento alcanza los 300 °F.

En el 2016, la cámara de vapor ya se ha expandido a todo el yacimiento y es justo el momento en el que se obtienen mejores tasas de producción, alcanzando temperaturas de 516 °F. Con estos datos extraídos del proceso de simulación, se observa los comportamientos de las gráficas representan las de un proceso SAGD. Sin embargo, debido a la cercanía entre las cámaras de vapor y a la rápida

expansión de las mismas, la producción inicia su declinación antes de lo esperado y no es posible drenar espacios que aumentarían la producción de hidrocarburo.

Figura 45 Espaciamiento entre pozos 100 ft

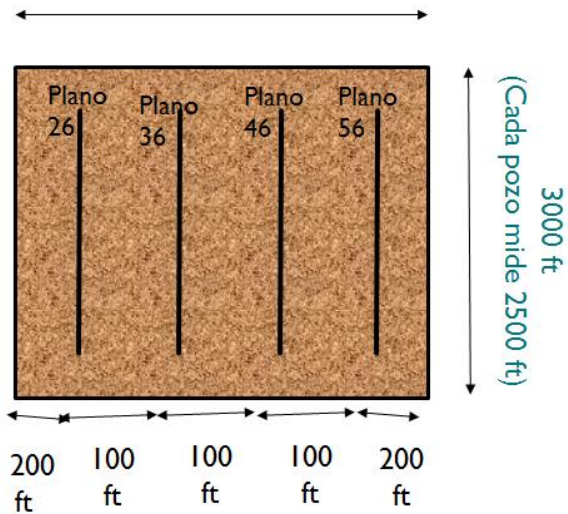
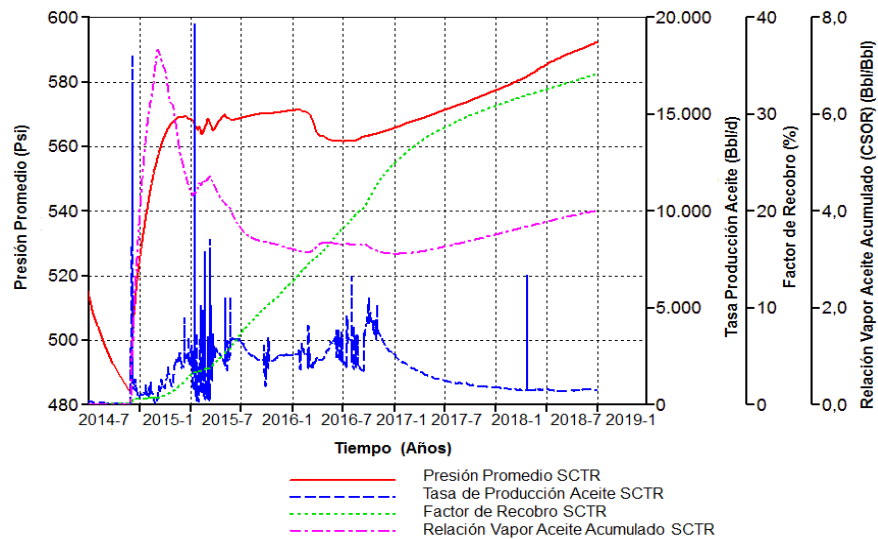


Figura 46 Resultados simulación espaciamiento entre pozos 100 pies

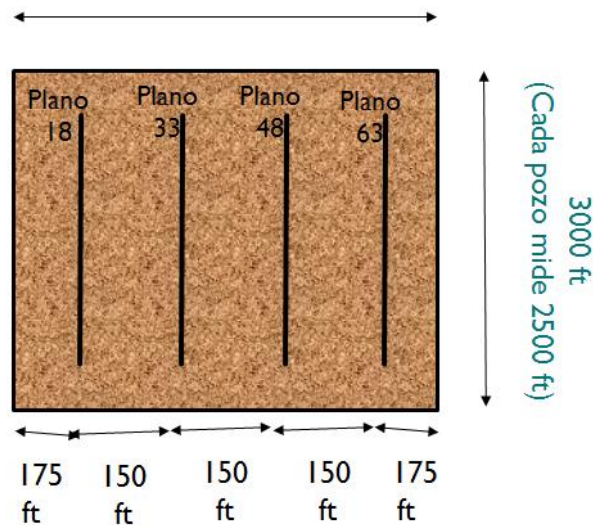


Fuente: Computer Modelling Group, CMG

4.2 ESPACIAMIENTO ENTRE POZOS 150 FT

Al modelo de 150 ft de espaciamiento entre pares de pozos, al igual que a los demás modelos, no se le realizó ninguna modificación ni operacional ni de yacimiento. Para este modelo, y teniendo en cuenta el área total y un grid de simulación de 30*100 pies en la dirección i; 80*10 pies en la dirección j y 15*5 pies en la dirección k, se perforaron cuatro pares de pozos ubicados en los planos 18, 33, 48 y 63 como se observa en la figura 47. Dejando 175 pies en cada borde del modelo.

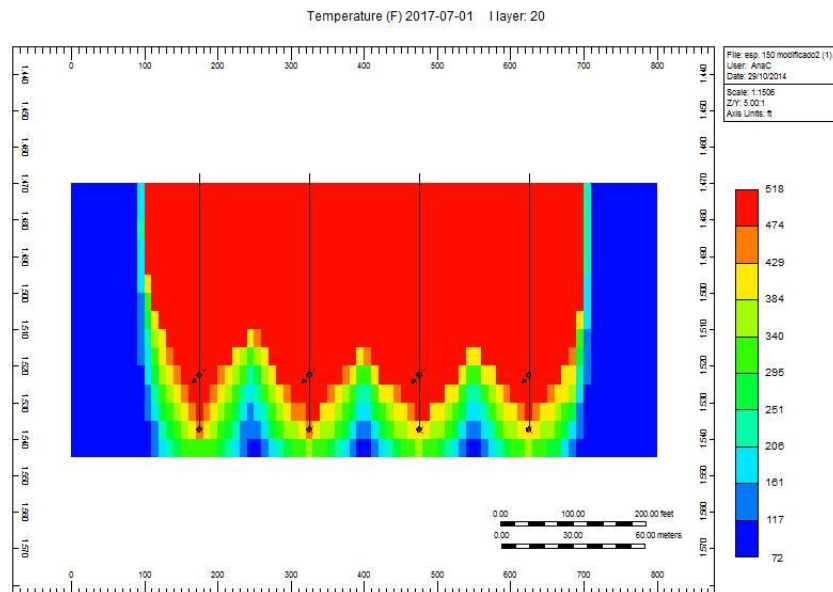
Figura 47 Espaciamiento entre pozos 150 ft



El modelo de 150 presenta resultados más favorables que el modelo de 100 ft únicamente cambiando la distancia entre pares de pozos. El comportamiento de las gráficas de producción señala que es un modelo más estable, pues no se presenta picos y caídas como sucedía con el modelo anterior (Figura 49). Esto se debe a la correcta expansión y desarrollo de la cámara de vapor dentro del yacimiento. El espacio que se forma entre las cámaras de vapor es mayor y por lo tanto permite un mejor flujo de fluidos y transferencia de calor del vapor al crudo.

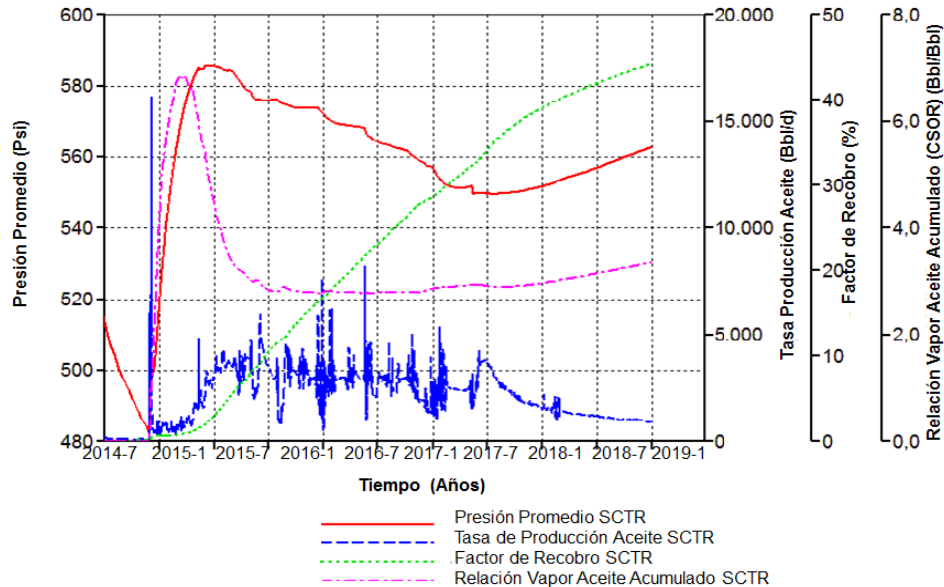
En cuanto a la distribución de la temperatura en este modelo, el mes 5 del año 2015 presenta altas temperaturas en el yacimiento, como se puede observar en la figura 48. Para el año 2017, las cámaras de vapor ya se han expandido hasta alcanzar 518 °F y para el año 2017 mes 7, las cámaras de vapor tocan los límites del yacimiento e inicia la declinación de producción de hidrocarburos. Estos perfiles de temperatura demuestran que el escenario de 150 pies de espaciamiento entre pares de pozos, arrojan buenos resultados, además de alcanzar Factores de Recobro entre 40%- 45% y valores entre 3 y 3,5 de Relación Vapor Aceite Acumulado CSOR.

Figura 48 Perfiles de temperatura modelo 150 pies



Fuente: Computer Modelling Group, CMG

Figura 49 Resultados simulación espaciamiento entre pozos 150 ft

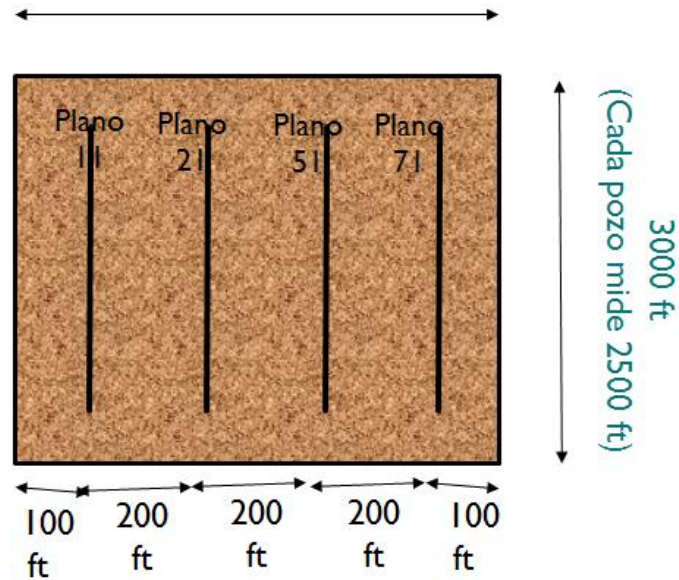


Fuente: Computer Modelling Group, CMG

4.3 ESPACIAMIENTO 200

El tercer y último modelo tiene un espaciamiento de 200 pies entre pares de pozos que fueron perforados a diferentes niveles en los planos 11, 31, 51, y 71 como se muestra en la figura 50. En esta ocasión, fueron evaluados los mismos parámetros que en los modelos anteriores. En cuanto al factor de recobro, el valor máximo obtenido fue el presentado en el modelo de 200 con 52% y relaciones vapor aceite entre 3 y 3,5 observándose la misma necesidad de vapor inyectado para un un factor de recobro más alto obtenido en el modelo de 200 lo que representa un mejor comportamiento de este modelo.

Figura 50 Espaciamiento entre pozos 200 ft

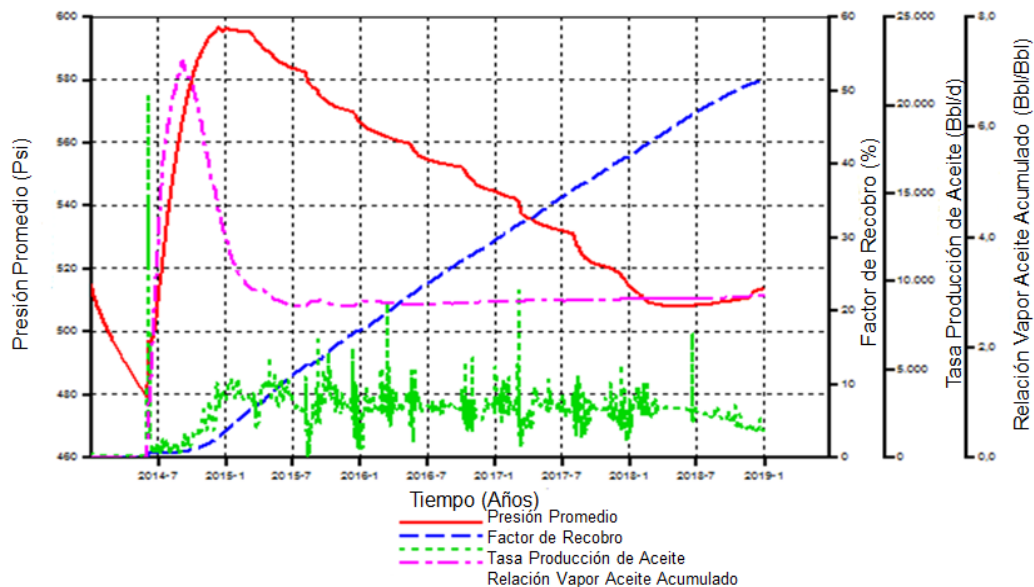


La declinación en la producción en este modelo fue en el mes 3 del año 2018, siendo el modelo que duro en producción durante más tiempo. El modelo de 200 ft, permite un tiempo de producción de cuatro años y medio lo que representa más tiempo de producción para el proceso. De los tres modelos presentados, en este ocurre la declinación de la producción en tiempo más tardío y por lo tanto permite extraer mayor cantidad de hidrocarburo. Además, los valores de CSOR fueron estables desde finales del año 2016 y se mantiene constante hasta finales del proceso, hasta que inicia el aumento gradual de la relación vapor aceite debido a la re presurización del yacimiento y a las altas tasas de inyección que aún se mantienen. Debido a su ubicación y a su distanciamiento, los pozos están ubicados de tal forma que se alcanzaran los límites del yacimiento hacia el año 2018 mes 3 deteniendo el crecimiento y expansión de las cámaras de vapor, tal y como se explicó anteriormente. Al mantener altas tasas de inyección de vapor y

bajas tasas de producción de líquidos se da una re-presurización del yacimiento lo que genera un aumento del CSOR.

En cuanto a los perfiles de temperatura, es hasta julio de 2015 donde se alcanza la mayor temperatura de yacimiento, 520 F y rápidamente en marzo de 2016 se establece la interconexión entre las cámaras de vapor, para en el año 2017 alcanzar su máxima producción.

Figura 51 Resultados simulación espaciamento entre pozos 200 ft



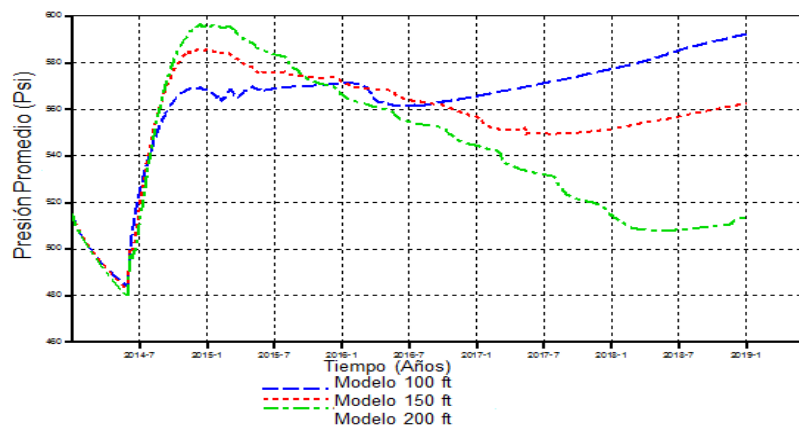
Fuente: Computer Modelling Group, CMG

4.4 COMPARACIÓN RESULTADOS ESPACIAMIENTO ENTRE POZOS

A continuación se presentará una comparación de los tres modelos presentados anteriormente, evaluando las propiedades de presión, factor de recobro, relación vapor aceite acumulado y producción de aceite con el fin de estimar una relación entre los resultados y el espaciamento entre pares de pozos.

4.4.1 Presión: De acuerdo con los resultados vistos anteriormente, el modelo de 200 pies de espaciamento entre pares de pozos arroja mejores resultados en la implementación de un proyecto de segregación gravitacional asistido por vapor, sagd. la presión promedio fue evaluada para los tres escenarios, como se observa en la figura 52. los resultados permiten observar que una vez la cámara de vapor toca los límites de yacimiento para los modelos de 100 y 150 pies de espaciamento, la presión empieza a aumentar. es importante aclarar, que en esta etapa la producción declina rápidamente y aún se está inyectando vapor, por eso el aumento de la presión de manera acelerada. en cuanto al modelo de 200 pies de espesor, línea punteada verde, la declinación de la producción se da de forma gradual y es hasta el año 2018 mes tres cuando inicia su declinacion, debido a que su espaciamento evita tanto un rápido contacto con los límites del yacimiento, así como que sus mismas cámaras de vapor de conecten de manera anticipada, por esto se observa un menor aumento de presión.

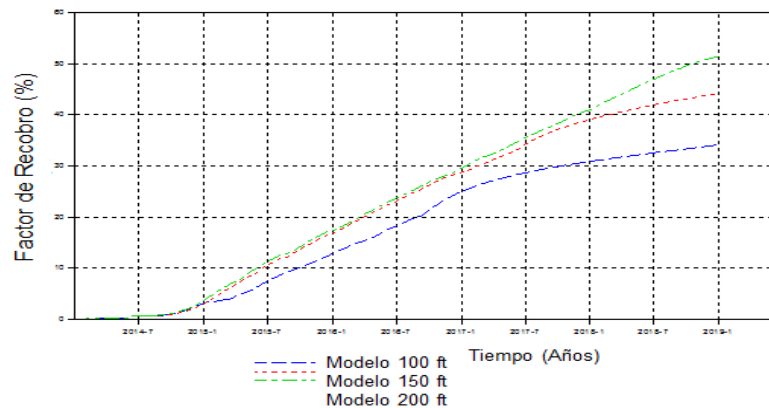
Figura 52 Análisis de la Presión variando espaciamento entre pares de pozos



Fuente: Computer Modelling Group, CMG

4.4.2 Factor de recobro: Los factores de recobro más altos obtenidos en los tres modelos oscilan entre 32% y 52%, el modelo de 200 pies de espesor presentó el fr más alto, debido a los problemas de expansión de la cámara de vapor en el modelo de 100 y a los problemas de aumento en la declinación de la producción en el modelo de 150 pies de espaciamiento. Aunque los factores de recobro del modelo de 100 y 150 fueron semejantes, el modelo de 200 tiene una leve diferencia en la etapa que correspondería a la etapa de desarrollo del proceso, que comprende desde el año 2015 hasta mediados del año 2017.

Figura 53 Factor de recobro SECTOR MODEL diferentes espaciamientos

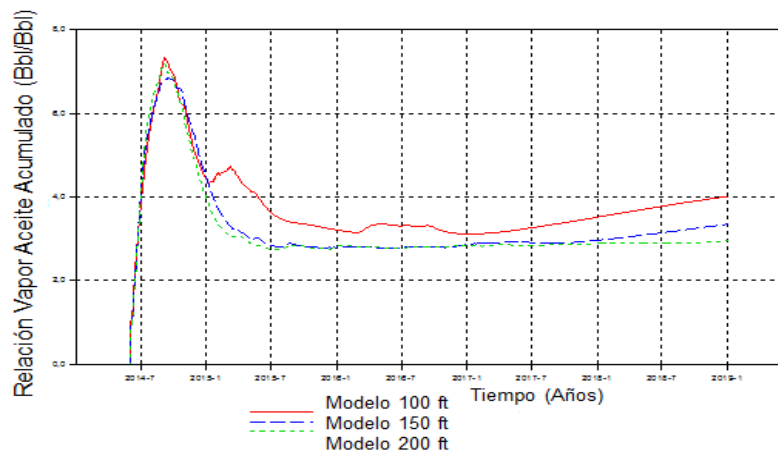


Fuente: Computer Modelling Group, CMG

4.4.3 Relación vapor aceite acumulada: Los resultados de la relación vapor aceite acumulada, como se muestran en la figura 54 variaron dependiendo de cada modelo. La gráfica de 200 pies de espaciamiento (línea punteada verde), muestra el mejor comportamiento, teniendo en cuenta que alcanza su pico de CSOR e inicia su declinación hasta mantenerse en un valor promedio hasta finalizado el proyecto. Además haciendo una comparación de la cantidad de aceite inyectado, este valor es similar al vapor necesitado en el modelo de espaciamiento de 150,

obteniendo mejores resultados sin mayor cantidad de vapor inyectado. Para el modelo de 200 el pico se presenta por el mismo tiempo de los otros dos modelos e inicia la declinación hasta mediados del año 2018 donde empieza a aumentar paulatinamente, esto debido a que, después de ese tiempo se continúa la inyección de vapor y la producción ha disminuido. Para el modelo de 100 el comportamiento no es constante y presenta picos de CSOR en varias ocasiones durante el proceso, lo que no representa el comportamiento típico de una gráfica de CSOR para un proyecto SAGD.

Figura 54 Relación vapor aceite acumulado



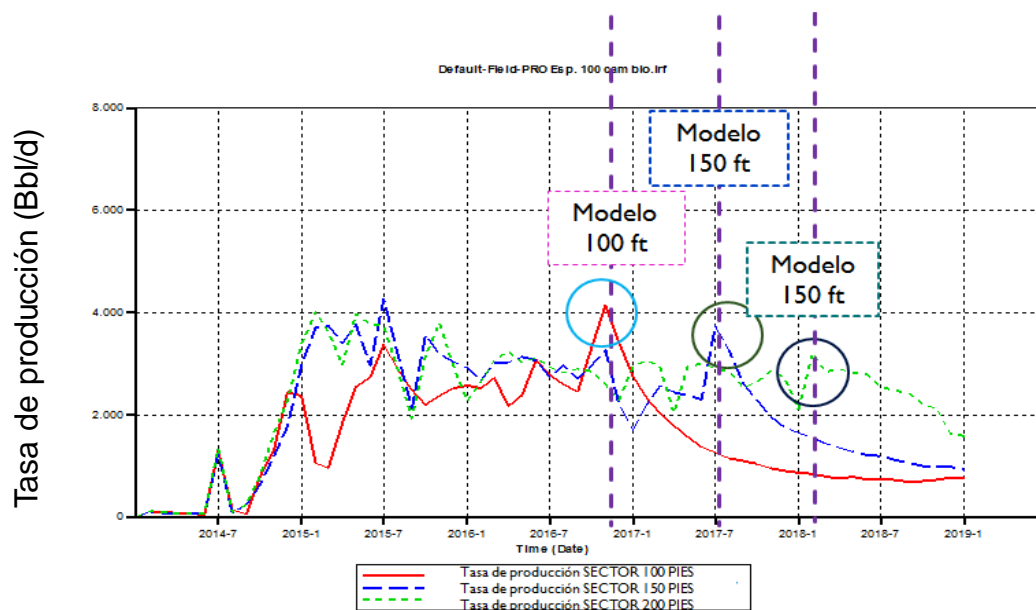
Fuente: Computer Modelling Group, CMG

4.4.4 Producción de aceite: A través de la producción de aceite, es posible evaluar el proceso teniendo en cuenta el aumento, estabilización y declinación de la producción. El modelo de 100 pies de espaciamento, presenta una producción discontinua, las cámaras de vapor no tienen suficiente espacio para contactarse y realizar el proceso de forma exitosa. El modelo de 200, presenta el comportamiento más aceptable y con mejores resultados de producción. Los

tiempos de producción están acordes con las etapas presentes dentro del proceso SAGD.

El modelo de 200 pies de espaciamiento, inicia su producción en 2015, justo después de la etapa de inicialización, la producción es medianamente estable desde enero de 2015 hasta enero de 2018. Este modelo inicio su declinación en un tiempo más tardío y por lo tanto sus resultados representan el mejor escenario. La configuración de 200 pies de espesor presenta mejor producción debido a que ocurre en la etapa de mejoramiento del proceso SAGD. Cuando se tienen más de un par de pozos, si están cerca, la presión de sus cámaras ayuda a que se barra zonas que no pueden ser alcanzadas por un solo par. En el caso de 200 ft, que ya se encuentran alejadas unas de otras y que aún no se han interconectado permite al yacimiento tener más tiempo de barrido representado en máximas extensiones horizontales de las cámaras de vapor y mejores resultados.

Figura 55 Producción de aceite diferentes configuraciones SECTOR MODEL



Fuente: Computer Modelling Group, CM

CONCLUSIONES

1. La uso de un modelamiento *Sink/Source* es útil para estimaciones básicas de los fenómenos que en SAGD ocurren, sin embargo, sobreestima las tasas de producción y el factor de recobro. De acuerdo con esto, los perfiles obtenidos en la simulación (tales como la temperatura) demuestran que se obtiene un comportamiento más real de la cámara de vapor en aquellas corridas en las que se implementó la herramienta FLEXWELLS de CMG. Este tipo de herramientas hacen del modelamiento un proyecto de recuperación mejorada, un trabajo más completo y con resultados más confiables.
2. En el desarrollo de la técnica SAGD se presentan variaciones en la producción de líquidos de acuerdo al estado de la cámara de vapor, por lo anterior es posible afirmar que el comportamiento de presión es un indicativo de su comportamiento (debido a la presión que los líquidos ejercen en el yacimiento). Un análisis de ambas curvas permite monitorear el progreso de la técnica.

3. El análisis de sensibilidad realizado en el presente trabajo fue vital para identificar aquellos parámetros de mayor influencia en la técnica SAGD, entre las cuales destacaron significativamente la tasa de inyección de vapor y la calidad del mismo. La plena identificación de dichos parámetros permite modificarlos en busca de mejoría de la técnica en escenarios donde los resultados no son los esperados.

4. El espesor de la formación es un parámetro altamente influyente en los proyectos de inyección de vapor, sin embargo, la eficiencia de la técnica SAGD depende totalmente de la formación y correcta expansión de una cámara de vapor estable que favorezca la segregación gravitacional. Por lo anterior, es preciso ajustar la tasa de inyección para cubrir el aumento en el volumen poroso provocado por el aumento de espesor. La identificación de la tasa de inyección como parámetro de mejora se obtuvo por medio del análisis de sensibilidad llevado a cabo, lo cual corrobora la necesidad de realizar este tipo de estudios, basados en la construcción de múltiples escenarios de aplicación.

5. El factor de recobro y la relación vapor/aceite acumulada (CSOR) fueron establecidas en este trabajo como los principales indicadores de éxito de la técnica SAGD, puesto que no sólo se hizo énfasis en la cantidad de aceite recuperado, sino también en lo viable de esta recuperación. El análisis de sensibilidad tiene entonces, como principal objetivo, buscar el ajuste del modelo que obtenga una formación tal de la cámara de vapor que arroje altos factores de recobro y bajos CSOR para su posterior escalamiento a campo.

6. La creación de un sector model conceptual nos permitió evaluar el proceso SAGD a escala de yacimiento. La perforación de la misma cantidad de pozos para drenar la misma área y por consiguiente el mismo aceite original in situ limita el manejo de las demás variables operacionales presentes. Por ello es posible concluir, que la ubicación areal de los pozos no necesariamente sigue un patrón fijo sino que puede ser obtenido al variar de forma conjunta los parámetros y de esa forma conseguir un espaciamiento tal que permita drenar el yacimiento.

RECOMENDACIONES

1. Se considera necesario profundizar en el efecto de algunas variables geológicas tales como la mineralogía de la roca en el proceso. Teniendo en cuenta que es importante estudiar los tipos de formaciones que están presentes en este tipo de yacimientos, se hace necesario la evaluación del efecto de sus minerales en la técnica SAGD, los cuales poseen distintas propiedades térmicas que a su vez juegan un rol importante en la transferencia de energía en el yacimiento.
2. La calidad del vapor es un parámetro determinante en procesos de inyección de vapor, por ello es necesario evaluar la eficiencia térmica en un proceso SAGD. Un estudio de los factores que involucran las pérdidas de calor desde superficie hasta fondo de pozo, mediante un modelo de administración de energía para la técnica, optimizaría los escenarios de implementación y reduciría los riesgos a los cuales está expuesto el proceso.
3. En la creación de los “sector models”, se ubicaron cuatro pares de pozos en un yacimiento, es decir se usó la misma cantidad de pozos para una misma área siendo el espaciamiento entre pozos la única variable a cambiar para evaluar el proceso. Una modificación en el área del modelo y la cantidad de pozos empleados puede efectuarse para evidenciar la influencia del número de pozos en modelos a mayor escala. Es decir, realizar una optimización de la cantidad de pozos a utilizar.

BIBLIOGRAFÍA

1. ALBAHBANI A. M. SPE and T. Babadagli, SPE, University of Alberta.
2. A. SHAMILIA, E. Shirif, M. Dong, A. Heinni. "Chamber Volume/Size Estimation for SAGD Process From Horizontal Well Testing". University of Regina.
3. BUTLER R.M. University of Calgary; Steam-assisted Gravity Drainage: Concept, Development, Performance and Future.
4. JCPT.Chairman. E.S.Denbina; July 1998, Volume 37, No. 7; SAGD comes of age.
5. SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. Dehghanpour, H., Li, G., & Mojarad, M. (2014, June 10). Emulsion Flow at the Edge of a Steam Chamber.
6. SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS DiCarlo, D. A., & Dehghanpour, H. (2012, January 1). Three-Phase Flow during Steam Chamber Rise.
7. SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS Duong, A. N., Tomberlin, T., & Cyrot, M. (2008, January 1). A New Analytical Model for Conduction Heating During the SAGD Circulation Phase.
8. INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO Edwin Rodriguez, Jaime Orjuela; Feasibility to apply the Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD) Technique in the country's Heavy Crude-Oil Fields CT&F Ciencia, Tecnología y Futuro,

9. ERIKA MARGARITA TRIGOS BECERRA; Universidad Industrial de Santander; Evaluación Técnica de la Factibilidad de implementar un proceso SAGD en Yacimientos de Crudo Pesado. 2010.
10. GOTAWALA, D. R., & Gates, I. D. (2009, January 1). SAGD Subcool Control with Smart Injection Wells. Society of Petroleum Engineers.
11. JCPT Ito, Y; Chen, J. "Numerical History Match of the Burnt Lake SAGD Process".
12. JPTC Jiang, Q; Thornon, B; Russel-Houston J; Spence, S. "Review of Thermal recovery Technologies for the Clearwater and Lower Grand Rapids Formations in Cold Lake, Alberta".
13. SPE, J. Chen, SPE, and Y.Ito, Alberta Innovates-Technology Futures; Effect of Oil Viscosity-Gradient Presence on SAGD.
14. SPE, Kyuro Sasaki, SPE, Satoshi Akibayashi, Akita University, Nintoku Yazawa, SPE, JNOC and Fuminori Kaneko, JAPEX; Microscopic Visualization with High Resolutions Optical-Fiber Scope at Steam Chamber Interface on Initial Stage of SAGD Process. SPE 75241.
15. Llaguno, P. E., Moreno, F., Garcia, R., Mendez, Z., & Escobar, E. (2002, January 1). A Reservoir Screening Methodology for SAGD Applications.
16. PETROLEUM SOCIETY OF CANADA. Mendoza, H. A., Finol, J. J., & Butler, R. M. (1999, January 1). SAGD, Pilot Test in Venezuela.

17. MONTES, Erik. PACHECO Héctor. “Aplicación de nuevas tecnologías para la recuperación de crudo pesado en yacimientos profundos”. Tesis de Pregrado, UIS 2006.
18. NGUYEN, HUY X. Bae, Wisup, et. al. “Effects of Reservoir Parameters and Operational Design on the Prediction of SAGD Performance in Athabasca Oilsands”. SPE 154778.
19. JCPT, 1997. Nzekwu Ben. “Drilling and Completion for Steam-assisted Gravity Drainage (SAGD) Operations”.
20. PENG, S., YUAN, A., Jiang, H., & Zhang, S. (2010, January 1). Cyclic preheating test in SAGD horizontal wells of Liaohe Oilfield. Society of Petroleum Engineers.
21. PINTO CARVAJAL, JHON. “Desarrollo de una metodología para la implementación de la administración de energía en procesos de inyección continua de vapor a través de la simulación numérica de yacimientos y métodos analíticos”. Tesis de pregrado, UIS 2013.
22. Canadian Natural, 2013. Primrose, Wolf Lake, and Burnt Lake Annual Presentation to the ERCB.
23. SHELL ENERGY, 2011. “In Situ Oil Sands Progress Presentation”

24. SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. Singhal, A. K., Ito, Y., & Kasraie, M. (1998, January 1). Screening and Design Criteria for Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD) Projects.
25. SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS Suggett, J., Gittins, S., & Youn, S. (2000, January 1). Christina Lake Thermal Project.
26. JCPT 00 01 03; T.N. Nasr, D.H.-S. Law, H. Golbeck, G. Korpany; Alberta Search Council; Counter-Current Aspect of the SAGD Process.