

APLICACIÓN DE NUEVAS TECNOLOGÍAS PARA LA RECUPERACIÓN DE CRUDO PESADO EN YACIMIENTOS PROFUNDOS

ERIK GIOVANY MONTES PÁEZ

Ingeniero de Petróleos

E-mail: erikmontes@gmail.com

HÉCTOR DAVID PACHECO RODRÍGUEZ

Ingeniero de Petróleos

E-mail: hectordpr@gmail.com

CLAUDIA LORENA DELGADILLO AYA

Ingeniera de Petróleos, Estudiante de Maestría en Ingeniería de Hidrocarburos

Grupo de Investigación Recobro Mejorado, Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga.

E-mail: claudia.delgadillo@grmuis.com

SAMUEL FERNANDO MUÑOZ NAVARRO

Ingeniero de Petróleos, M.Sc. Ingeniería de Hidrocarburos.

Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga.

E-mail: samuel@uis.edu.co

WILSON BARRIOS ORTIZ

Ingeniero de Petróleos.

Instituto Colombiano del Petróleo, ICP. Bucaramanga.

E-mail: wilson.barrios@ecopetrol.com.co

Fecha de Recibido: 03/10/2008

Fecha de Aprobación: 15/07/2009

RESUMEN

Los métodos de recobro de crudo pesado por inyección de vapor presentan grandes inconvenientes en yacimientos de más de tres mil pies de profundidad. Esto se debe a las altas pérdidas de energía desde el generador en superficie hasta la cara del pozo, las cuales no permiten alcanzar una temperatura a la cual el petróleo tenga movilidad y pueda ser producido.

El presente trabajo propone el uso de generadores de vapor en fondo, con el objetivo de lograr inyectar vapor húmedo en yacimientos profundos. Posteriormente, se plantea el uso de la técnica de segregación gravitacional asistida por vapor (SAGD), ya que debido a que emplea cortas distancias entre pozos, requiere tasas de inyección bajas, como las que proporcionan estos generadores. Finalmente, se evalúa la viabilidad de implementación de procesos de recuperación mejorada en yacimientos de crudo pesado con características similares a las de los Llanos Orientales Colombianos.

PALABRAS CLAVES: SAGD, crudo pesado, generación de vapor en fondo, yacimientos profundos.

ABSTRACT

The methods for enhanced recovery of heavy oil by steam injection, present great inconvenience in reservoirs of over three thousand feet deep. This is due to the high losses of energy from the generator on surface to the wellbore, so, the oil can not reach a temperature at which it is mobile and can be produced.

This paper proposes the use of steam generators at bottom, with the goal of inject wet steam into deep reservoirs. Subsequently, it proposes the application of the technique steam assisted gravity drainage (SAGD), and that because it uses short distances between wells, requiring low rates of injection, such as those that provide these generators.

Finally, is assessed the feasibility of implementing enhanced recovery processes in deposits of heavy crude oil with characteristics similar to those of the Colombian Llanos Orientales.

KEY WORDS: SAGD, Heavy Oil, steam generation in-depth, deep reservoir.

1. INTRODUCCIÓN

La industria petrolera propende actualmente por el hallazgo de nuevas reservas y por la búsqueda de métodos de recobro mejorado que permitan extraer los hidrocarburos que aún existen en los campos maduros del mundo. En Colombia, por ejemplo, esos hallazgos significativos no han ocurrido, y ya que las reservas actuales comienzan a escasear, se ha planteado la necesidad de explotar los yacimientos de crudo pesado, los cuales representan una gran cantidad de reservas que han sido ignoradas durante muchos años, debido a que su contenido de hidrocarburos volátiles, la facilidad para su explotación y la sencillez de su transporte son mucho menores que las del crudo liviano.

La inyección de vapor ha sido el proceso más utilizado para recuperar el crudo pesado, pero su aplicación ha sido limitada a yacimientos someros, debido a que se presentan grandes pérdidas de energía durante el flujo del vapor desde el generador hasta la formación de interés, por lo que intentar llevar vapor a un yacimiento profundo implicaría que al fondo del pozo llegara únicamente agua caliente.

En el desarrollo de este proyecto de grado, se realizará un análisis de la técnica SAGD, utilizada hasta ahora con gran éxito en la producción de crudo pesado en países como Canadá y Venezuela, y se planteará su posible utilización en campos colombianos. Debido a que en nuestro país las reservas importantes de crudo pesado no se encuentran en yacimientos someros, se hace necesario buscar la manera de llevar el vapor hasta las formaciones de interés. Para esto se considerará la utilización de generadores de vapor en fondo, tecnología aún en desarrollo, cuya capacidad de generación puede adaptarse a un sistema SAGD.

Se modelará este sistema en un simulador numérico de yacimientos, y se realizará un análisis de sensibilidad de los parámetros que determinan su funcionamiento, lo cual permitirá establecer las condiciones de operación y diseño de pozo que permitan recuperar de la mejor manera las reservas de crudo pesado de los yacimientos profundos colombianos.

APLICACIÓN DE NUEVAS TECNOLOGÍAS PARA LA RECUPERACIÓN DE CRUDO PESADO EN YACIMIENTOS PROFUNDOS

El proceso SAGD surgió como una alternativa para la producción de arenas bituminosas, en las cuales no se pueden realizar proyectos de inyección continua de vapor, debido a que la inexistente movilidad del bitumen impide que se pueda establecer un frente de vapor que realice un barrido de los hidrocarburos.

Iniciado en Canadá y difundido en Venezuela, Estados Unidos y China, el SAGD constituye una opción muy llamativa para incrementar la recuperación de crudos pesados a nivel mundial, debido a que presenta grandes ventajas desde los puntos de vista técnico, económico y ambiental. Sin embargo, la limitación que presenta el SAGD es la misma que poseen los procesos de inyección de vapor convencionales: no pueden ser aplicados a grandes profundidades debido a las pérdidas de calor que ocurren durante el flujo del vapor desde superficie hasta la formación de interés, siendo éste el gran obstáculo que impide aplicar el SAGD en yacimientos profundos.

2. CONCEPTO DEL SAGD

El SAGD es una técnica que emplea como único mecanismo de producción de petróleo el drenaje gravitacional, mientras aprovecha de manera combinada los mecanismos de conducción y convección del calor proporcionado por una cantidad de vapor que es inyectada a una formación que contiene crudo pesado. Debido a la diferencia de densidades, el vapor tenderá a ascender hasta el tope de la formación, mientras que el crudo y el condensado se movilizarán en sentido contrario.

Un sistema SAGD se compone de dos pozos horizontales y paralelos, ubicados uno encima del otro. Debido a la poca movilidad que usualmente poseen estos crudos se utiliza una distancia de unos pocos metros entre los pozos para que el petróleo pueda fluir hacia el pozo inferior.

Para el funcionamiento del sistema, una cierta cantidad de vapor es inyectada de manera continua a través del

pozo superior con el objetivo de formar una cámara de vapor alrededor de este pozo. Este vapor servirá para calentar el crudo y reducir su viscosidad haciendo que, por gravedad, fluya hacia abajo y sea producido a través del pozo inferior. Esta configuración puede ser apreciada en la figura 1.

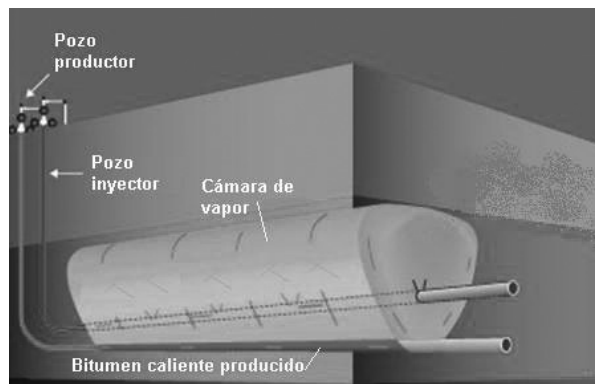


Figura 1. Esquema del sistema SAGD

El flujo del vapor ocurre, como se ilustra en la figura 2, hacia arriba y lateralmente, lo cual hace que la cámara de vapor tenga una forma de pirámide invertida, limitada por una zona, denominada interfase, en donde ocurre la condensación del vapor. De esta manera, el agua condensada y el petróleo calentado fluyen por gravedad hacia el pozo inferior.

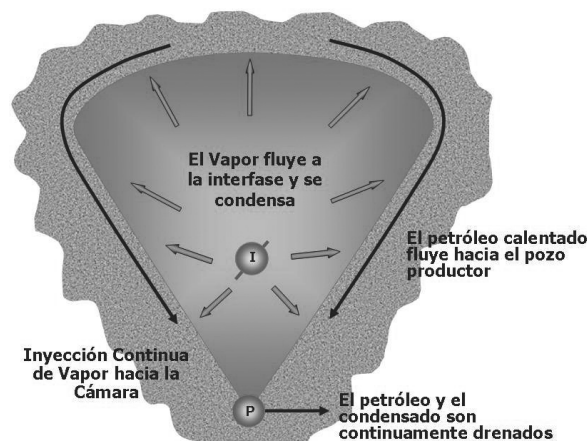


Figura 2. Cámara de vapor del SAGD

En el proceso de segregación gravitacional asistida por vapor ocurren de manera combinada los procesos de conducción y convección de calor, para cuyo análisis se toman en cuenta algunas consideraciones con el fin de simplificar el estudio del proceso físico que ocurre en una formación sometida a la técnica SAGD.

En primer lugar, se considera que la temperatura al interior de la cámara es la misma temperatura de saturación del

vapor a la presión de inyección, y que la temperatura fuera de la cámara es la de la formación. También se supone que el vapor fluye perpendicularmente a la interfase, y el petróleo calentado lo hace de manera paralela a ésta. Finalmente, se considera que el calor se transfiere por conducción (a través de las rocas) en dirección normal a la interfase. De manera general podemos enunciar algunas características importantes del proceso:

- ◆ La presión en la cámara de vapor es constante.
- ◆ La máxima producción de aceite ocurre cuando la cámara de vapor alcanza el tope de la formación productora.
- ◆ Existe saturación residual de aceite en la cámara de vapor.
- ◆ La temperatura a lo largo de pozo productor da una indicación de la altura de la cámara de vapor y es función de la presión de operación de este pozo.

3. MECANISMO DE OPERACIÓN

Para que se obtengan buenos resultados durante el desarrollo de un proceso de segregación gravitacional asistida por vapor en arenas bituminosas y yacimientos de petróleo de baja movilidad, se requiere de la implementación de dos fases: una fase inicial o “start-up”, en la que se realiza un precalentamiento de la formación, y una fase de crecimiento, donde el proceso propiamente dicho ocurre.

3.1 Fase inicial o “start-up”

Cuando se va a comenzar con el proceso SAGD, es necesario realizar un precalentamiento que permita establecer una conexión de flujo entre los dos pozos, con el fin de facilitar el posterior funcionamiento del sistema. Esta fase inicial del SAGD se da en tres etapas bien definidas:

3.1.1 Inyección de vapor en ambos pozos (Etapa de circulación).

Una vez que se han perforado y completado los dos pozos horizontales, debe iniciarse un proceso de circulación de vapor en ambos pozos. Usualmente los pozos se completan con una sarta de tubería, la cual se utiliza para la inyección del vapor y la producción de fluidos en los pozos superior e inferior, respectivamente.

El objetivo de esta etapa es lograr un calentamiento uniforme del crudo que se encuentra en las vecindades de los pozos, para generar movilidad de los

hidrocarburos en estas zonas. Sin embargo, para el caso de la implementación del SAGD en yacimientos profundos no se requerirá esta primera etapa, puesto que la viscosidad del crudo, debido a la temperatura del yacimiento, será lo suficientemente baja como para que el petróleo posea una cierta movilidad que le permita fluir hacia el pozo productor.

Debido a las pérdidas de calor que ocurren a lo largo de la sección horizontal de los pozos, es normal que la temperatura sea mayor en el talón del pozo que en el extremo. La duración de la etapa de circulación dependerá de cuán rápido se obtenga una temperatura uniforme a lo largo del pozo. Una vez se haya alcanzado este estado puede pasarse a la siguiente etapa del proceso.

Por medio de simulación de yacimientos se han realizado análisis de sensibilidad de los parámetros que poseen una influencia directa en el desarrollo de esta primera etapa. Las variables analizadas han sido las tasas de inyección de vapor en ambos pozos, así como el diámetro y el aislante usados en las sargas de tubería.

Vincent (2004), quien realizó un estudio basado en las propiedades del campo Athabasca, presenta como conclusiones de la sensibilidad de parámetros, que es importante realizar una inyección de altas tasas de vapor para conseguir que esta etapa de circulación sea corta y eficiente, puesto que una gran cantidad de vapor permite lograr que la temperatura a lo largo de toda la sección horizontal de cada uno de los pozos se incremente, hasta alcanzar la temperatura de saturación del vapor. En el caso contrario, si se inyecta una pequeña cantidad de vapor, el precalentamiento de la formación sólo se presentará en las cercanías del talón de los pozos.

El estudio también plantea que el tubing ubicado dentro del pozo debe tener el mayor diámetro posible, debido a que una tubería de diámetro grande ofrece una menor resistencia al flujo que una de diámetro pequeño, por lo que se obtendrán menos pérdidas de calor si se utilizan tuberías de gran tamaño. Aunque teóricamente el uso de tuberías de diámetro pequeño tiene el efecto de un incremento en la velocidad del flujo, lo cual llevaría a la ocurrencia de una disminución de las pérdidas, la experiencia ha mostrado que este segundo efecto es mucho menor que el citado inicialmente, por lo que la opción correcta es la utilización de tubería de gran diámetro, lo cual permite reducir la duración de la etapa de circulación.

3.1.2 Generación del diferencial de presión entre los pozos.

Una vez que se ha conseguido una temperatura uniforme en los pozos del sistema SAGD, debe generarse un diferencial de presiones que permita el flujo de fluidos hacia el pozo inferior, reduciendo la presión a la cual se está inyectando vapor en el pozo inferior. En el estudio del campo Athabasca, citado anteriormente se concluye que el diferencial de presión debe ser pequeño, pues de lo contrario se generará un canal preferencial de flujo que implicará la producción de vapor vivo y pérdidas en la eficiencia del proceso.

También se establece que la aplicación del diferencial de presión en un tiempo cercano a la finalización de la etapa de circulación conlleva a la obtención de bajas tasas de producción de petróleo. Esto se debe a que aún el vapor no se ha distribuido a través de toda la formación, por lo cual parte del petróleo no presenta movilidad y no podrá fluir por gravedad, resultando ineficaz la realización de esta etapa.

3.1.3 Inicio de la Fase de Crecimiento del SAGD.

Una vez que se ha precalentado la zona, y que se ha establecido el diferencial de presiones entre la pareja de pozos del sistema, puede realizarse la conversión al SAGD propiamente dicho. Desde el punto de vista operacional, debe suspenderse la inyección de vapor en el pozo inferior, chocarse ese pozo para mantener la presión de fondo que se logró en la etapa anterior, e iniciarse la producción, bien sea por flujo natural o con la ayuda de un sistema de levantamiento artificial.

En el análisis realizado en el Campo Athabasca, se estudió la influencia del momento en el que se realiza la conversión al SAGD, y se observó que sobre el factor de recobro no existía una gran influencia del momento en el que ésta se realizara. Esto se debe a que el efecto de detener la inyección en el pozo productor no influye en el mecanismo de drenaje gravitacional, por lo que el factor de recobro final no dependerá del instante en que se lleve a cabo este paso.

3.2 Fase de crecimiento

Una vez que se ha establecido una comunicación entre los dos pozos horizontales es cuando inicia el proceso SAGD, en una etapa denominada "fase de crecimiento" pues es donde la cámara de vapor aumenta su volumen,

logrando la máxima producción cuando alcanza el tope de la formación productora. A partir de ese momento, el crecimiento de la cámara comienza a ocurrir lateralmente, lo cual lleva a la obtención de la forma final de la cámara, que corresponde a la mostrada en la figura 3.

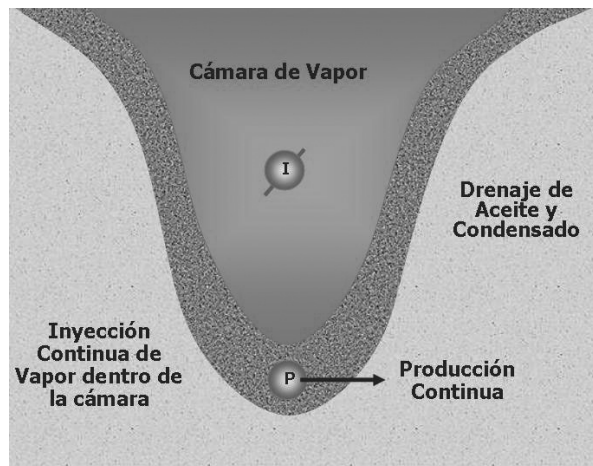


Figura 3. Forma final de la cámara de vapor.

Para que esta parte del proceso sea eficiente es fundamental monitorear constantemente la tasa de producción con el fin de que el desarrollo de la cámara de vapor ocurra de forma óptima a lo largo de la vida del proyecto, lo cual se obtiene evitando que ocurra la ruptura del vapor, ya que luego de que ésta se produce, se genera un canal preferencial de flujo y una parte del vapor que se inyecta fluye directamente hacia el pozo productor, lo cual implica un uso ineficiente de la energía. Por esta razón debe procurarse que la tasa de producción no sea muy alta, pues esto conlleva a una rápida ruptura del vapor.

Si la tasa de producción es muy baja, los fluidos calientes se acumularán en el yacimiento; por lo tanto, la cámara tenderá a desarrollarse únicamente en la zona superior del yacimiento. Esto implica una considerable disminución en la eficiencia del proceso, al no poder calentarse una buena parte de la formación productora. Por estas razones se hace necesario verificar constantemente que la tasa de producción se encuentre en un nivel que permita un buen funcionamiento del proceso, evitando al máximo estas pérdidas de energía.

4. GENERACIÓN DE VAPOR EN FONDO

A través del tiempo, la generación de vapor en proyectos de recobro mejorado se ha realizado exclusivamente por medio de generadores en superficie. La facilidad en el

mantenimiento y las altas capacidades de generación les han permitido posicionarse en la industria petrolera como la opción más acertada para llevar a cabo la generación de vapor. Sin embargo, en la actualidad una tecnología está emergiendo como una opción viable para la generación de vapor, la generación de vapor en fondo, que puede realizarse con dos clases de generadores: los de tipo eléctrico y los que emplean combustión.

4.1 Generadores de combustión

Son aquellos que utilizan combustión para generar el vapor, razón por la cual poseen una gran complejidad en cuanto a su instalación y funcionamiento. La complejidad se debe que requieren de varias tuberías de alimentación (para el agua, para el combustible y para el aire) así como del manejo de gases de combustión.

El uso de generadores de vapor en fondo en la recuperación mejorada de crudos ha generado un debate sobre su viabilidad y conveniencia, existen diferentes circunstancias que deben tomarse en consideración al hablar de generadores de vapor de fondo y compararlos con los de superficie. Los generadores que utilizan combustión presentan como puntos a favor: la disminución de las pérdidas de calor, una posible reducción de la contaminación del aire y el uso potencial en zonas más profundas. Sin embargo, existen aspectos en contra de esta tecnología como son: el incremento del riesgo de perder el pozo y la dificultad para su mantenimiento.

Existen dos tipos de generadores de vapor en fondo que utilizan combustión: los de contacto directo, en los cuales los gases de combustión se mezclan con el vapor que es inyectado a la formación, y los de contacto indirecto, en los que existe una tubería para retornar los gases de combustión a superficie evitando que se mezclen con el vapor.

4.1.1 Generadores de vapor de contacto directo.

La configuración de un generador de vapor de contacto directo fue propuesta por Schirmer y Eson (1985). La configuración propuesta para estos generadores consta de cuatro partes principales: el atomizador, la cámara de combustión, el mezclador y el vaporizador.

El *atomizador* es un pequeño dispositivo que sirve para que el combustible se reduzca a partículas muy pequeñas con el fin de facilitar la combustión. En la *cámara de combustión* ocurre la reacción química entre el combustible y el aire, dando origen a los gases de

combustión. Estos gases llegan al *mezclador*, donde el agua se distribuye uniformemente en los gases calientes producidos. Finalmente, en el *vaporizador*, ocurre la evaporación del agua gracias a la energía generada. Este proceso de generación puede verse en forma esquemática en la figura 4.

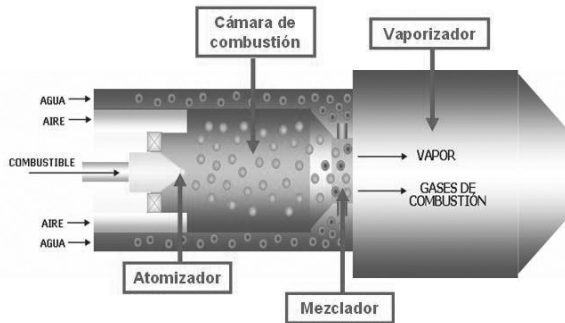


Figura 4. Generador de vapor de contacto directo

4.1.2 Generadores de vapor de contacto indirecto.

La configuración de un generador de vapor de contacto indirecto se muestra en la figura 5, esta configuración fue propuesta por la empresa Sandia National Laboratories, compañía norteamericana que fue la iniciadora del desarrollo de estas tecnologías de generación de vapor (Nguyen, Singh y Wong, 1988)

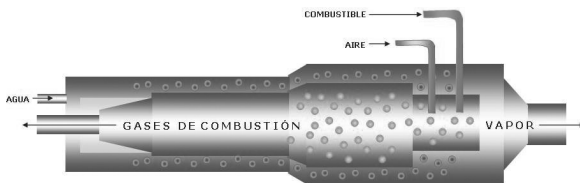


Figura 5. Generador de vapor de contacto indirecto

El generador es alimentado con combustible y aire, a través de dos tuberías que llegan hasta la cámara de combustión, donde se produce la reacción química que libera la energía necesaria para la evaporación del agua, que a su vez es bombeada al equipo por medio de otra tubería, que lo conduce a través de la región externa de la cámara de combustión, que actúa como un intercambiador de calor, haciendo que ocurra la evaporación del agua gracias al calor de los gases de combustión. Finalmente, los gases de combustión salen por el exhosto, ubicado en la parte superior del generador, y son dirigidos a la superficie mientras que el vapor sale por la parte inferior del equipo hacia la cara del pozo.

ERIK GIOVANY MONTES PÁEZ, HÉCTOR DAVID PACHECO RODRÍGUEZ,
CLAUDIA LORENA, SAMUEL FERNANDO MUÑOZ NAVARRO,
WILSON BARRIOS ORTIZ,

4.2 Generadores eléctricos

Como se vio anteriormente, los generadores de vapor en fondo que emplean combustión presentan grandes desventajas en cuanto a su instalación, manejo y funcionamiento, dificultades que pueden llegar a ser resueltas con la implementación de un generador de tipo eléctrico, debido a la mayor simplicidad que presentan la instalación de estos equipos, puesto que sólo precisan de una tubería para la conducción de agua y de un cable para la corriente eléctrica.

Debe considerarse también, que los generadores eléctricos no emiten gases que puedan llegar a generar impacto sobre el medio ambiente, por lo que la alternativa de generación de vapor a partir de electricidad se torna muy llamativa para la industria. Sin embargo, estos generadores aún constituyen una tecnología muy reciente que se encuentra en sus primeras fases de desarrollo, por lo que se requiere de años de investigación para poder llegar a implementarlos en procesos de recobro mejorado.

Un generador eléctrico de vapor en fondo está constituido principalmente por una carcasa (cuya longitud depende directamente de la cantidad de vapor que puede ser generado), un cable, dos electrodos y dos tuberías.

El funcionamiento del generador es sencillo: el agua es bombeada a través de una tubería hasta la carcasa en la cual se encuentran los electrodos, que generan el calor necesario para que se produzca la evaporación del agua; finalmente, el vapor sale del equipo por medio de una tubería que lo conduce hasta la formación de interés. En la figura 6 se puede apreciar un esquema de la configuración interna de un generador eléctrico y del recorrido que realizan los fluidos en su interior.

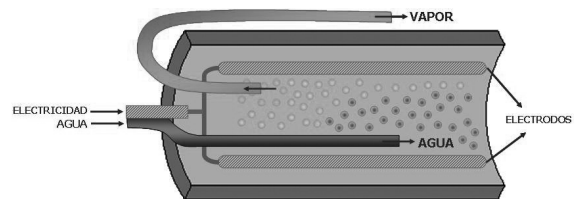


Figura 6. Esquema de la configuración interna del generador eléctrico

Para reducir las pérdidas de calor que pueden presentarse se pueden tomar algunas medidas. En cuanto a la configuración del equipo, la carcasa puede

ser revestida internamente con un material aislante, como por ejemplo una resina fenólica, lo cual impide el flujo de calor hacia fuera del generador. Además, pueden emplearse tuberías aisladas térmicamente en la sarta que conduce el vapor hasta el yacimiento, lo cual puede ser económicamente viable debido a que la longitud de esta sarta generalmente es de menos de quinientos pies.

De esta manera, se pueden utilizar los generadores eléctricos para llevar vapor hacia la formación de interés. Sin embargo, estos son equipos que se encuentran en una etapa primitiva de su desarrollo y es necesario realizar muchas investigaciones antes de poder emplearlos en procesos como el SAGD.

5. DESARROLLO EXPERIMENTAL

Desde el punto de vista teórico es posible plantear la aplicación simultánea de la segregación gravitacional asistida por vapor y de la generación de vapor en fondo, sin embargo, es necesario determinar si un sistema de estas características puede llegar a tener un buen funcionamiento, generando un incremento del factor de recobro de un yacimiento de crudo pesado, razón por la que se requiere modelar el sistema planteado por medio de un simulador numérico comercial.

5.1 Generalidades del modelo de simulación

Para el desarrollo del proyecto se utilizó el simulador STARS de CMG, debido a la especialidad de éste para el modelado de procesos de recobro que implican la inyección de fluidos calientes.

Debido a que uno de los principales objetivos del presente trabajo es la determinación de los parámetros de operación y diseño de pozo con los cuales se obtenga el mejor desempeño de un proceso SAGD con generación de vapor en fondo, se creó un modelo de simulación que permita realizar un análisis de sensibilidad de los parámetros que pueden afectar este proceso.

Dado que la segregación gravitacional asistida por vapor es una técnica que utiliza cortas distancias entre los pozos inyector y productor se hace necesario construir un modelo con una alta discretización tanto areal como vertical en la zona en la que se encuentran perforados los pozos. Por esta razón se optó por la utilización de un enmallado cartesiano de 24x14x25 cuya sección central se encuentra más discretizada que la zona externa, el cual se muestra en la figura 7.

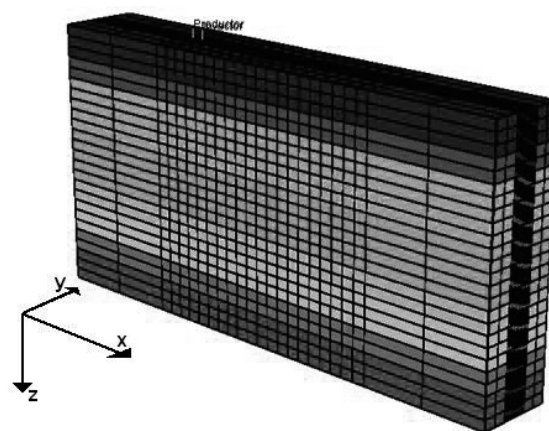


Figura 7. Modelo de Simulación numérica

Una vez construido el enmallado se ha procedido a la asignación de las propiedades para cada una de las celdas. Se ha planteado que este enmallado debe representar el tipo de yacimientos existentes en la cuenca de los Llanos Orientales de Colombia, los cuales se ajustan a las condiciones para las cuales se ha planteado el presente proyecto. En las tablas 1 y 2 presentan, respectivamente, las propiedades del enmallado de simulación y de los fluidos presentes en el modelo.

Tabla 1. Propiedades del enmallado de simulación

PROPIEDAD	VALOR
Profundidad del tope (m)	1524
Porosidad (%)	17.683
Permeabilidad horizontal (μm^2)	0.465
Permeabilidad vertical (μm^2)	$0.3 \cdot k_x$
Gravedad API ($^\circ\text{API}$)	13.7
Temperatura Inicial (K)	365
Presión Inicial (Kpa)	13790
Compresibilidad de la formación (Pa^{-1})	4.35E-08
Capacidad Calórica Volumétrica ($\text{KJ}/\text{m}^3 \cdot \text{K}$)	1804

Tabla 2. Propiedades de los fluidos

PROPIEDAD	VALOR
Temperatura crítica del agua (K)	647.3
Presión crítica del agua (KPa)	22050
Masa molar del agua (Kg/Kmol)	18.015
Densidad del aceite (Kg/m^3)	972
Compresibilidad del aceite (Pa^{-1})	7.25E-08
Masa molar del aceite (Kg/Kmol)	780

5.2 Caso base del modelo de simulación

Inicialmente se planteó un caso que no incluye el par de pozos horizontales sino únicamente algunos pozos verticales que drenan el yacimiento. Este procedimiento de producción en frío es el que se realiza habitualmente al inicio de la explotación de campos que poseen un crudo con buena movilidad a condiciones yacimiento. De esta forma se podrá determinar el momento en que el factor de recobro presenta una tendencia a permanecer constante, instante en el cual es necesario implementar un proceso de recuperación mejorada de hidrocarburos.

Los pozos presentan un espaciamiento de 32400 m² aproximadamente, valor que se encuentra dentro de los rangos normales utilizados para el desarrollo de campos de crudo pesado. Se planteó un caso base, en el cual se perforan los dos pozos horizontales paralelos que se requieren para el proceso SAGD, y se comienza la inyección y la producción a través de estos pozos.

Teniendo en cuenta el valor de la presión de yacimiento en el momento en que se inicia la inyección de vapor, se establecen las condiciones de operación del sistema (Tabla 3), con lo cual se consigue un modelo de simulación del proceso SAGD que permitirá la realización de la sensibilidad planteada en el proyecto.

Tabla 3. Condiciones de operación

PROPIEDAD	VALOR
Presión de inyección (KPa)	11720
Tasa de inyección (m ³ /día)	57.47
Presión de fondo del pozo productor (KPa)	2068
Tasa máxima de producción de líquido (m ³ /día)	159
Calidad del vapor	0.6
Calor inyectado(MJ/día)	126607
Longitud de la sección horizontal de los pozos (m)	609.6
Distancia vertical entre los pozos (m)	6
Profundidad del pozo inyector (m)	1533
Profundidad del pozo productor(m)	1539

Teniendo en cuenta estas condiciones de operación se ha realizado la primera corrida de simulación, la cual permite obtener una visión preliminar de los resultados que pueden llegar a alcanzarse con la aplicación del SAGD con generación de vapor en fondo. Por ejemplo, se puede observar que con este diseño puede obtenerse un factor de recobro bastante favorable alcanzándose valores cercanos al sesenta por ciento durante la vida del yacimiento. La figura 8 presenta gráficamente el comportamiento del factor de recobro contra el tiempo en este caso base.

ERIK GIOVANY MONTES PÁEZ, HÉCTOR DAVID PACHECO RODRÍGUEZ,
CLAUDIA LORENA, SAMUEL FERNANDO MUÑOZ NAVARRO,
WILSON BARRIOS ORTIZ,

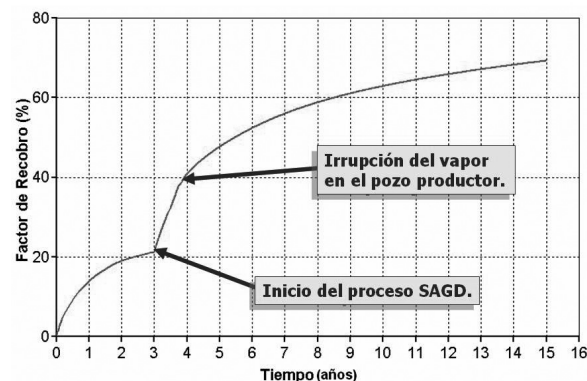


Figura 8. Factor de recobro vs. Tiempo para el caso base

En esta gráfica pueden apreciarse algunos puntos de interés. En primer lugar, debe notarse que tres años después de iniciada la explotación del yacimiento se ha implementado el SAGD como técnica de recobro mejorado, lo cual se ha reflejado en un aumento del factor de recobro cercano al veinte por ciento en el primer año del proceso. Al final de este año ocurre la irrupción del vapor en el pozo productor, que puede observarse en un cambio brusco en la pendiente de la curva de factor de recobro, debido a que a partir de el momento en que ocurre la ruptura se genera una conexión física entre los pozos a través de la cual fluye una cierta cantidad de vapor, lo cual implica una disminución de la eficiencia energética del proceso.

Posterior a esto, se realizó un análisis de sensibilidad a algunas condiciones de operación y diseño de pozo, entre las que se encuentran:

- ◆ Tasa de inyección de vapor.
- ◆ Posición de los pozos.
- ◆ Distancia entre pozos.
- ◆ Longitud del pozo inyector.

El objetivo de este análisis es lograr una optimización del proceso generando un incremento en el factor de recobro obtenido gracias a la aplicación del SAGD y una reducción de la relación vapor-petróleo, lo cual puede convertir el proyecto en una alternativa llamativa desde el punto de vista económico para la recuperación de crudo pesado en yacimientos profundos.

6. RESULTADOS

La simulación realizada brindó los siguientes resultados:

6.1 Tasa de inyección de vapor

Los generadores de vapor en fondo poseen la capacidad

de generar un máximo de seis a diez millones de BTU por hora, por lo que en este análisis se utilizaron valores de tres, cuatro y cinco millones de BTU por hora con el fin de determinar la influencia de éstos sobre el factor de recobro y los resultados son mostrados en la figura 9.

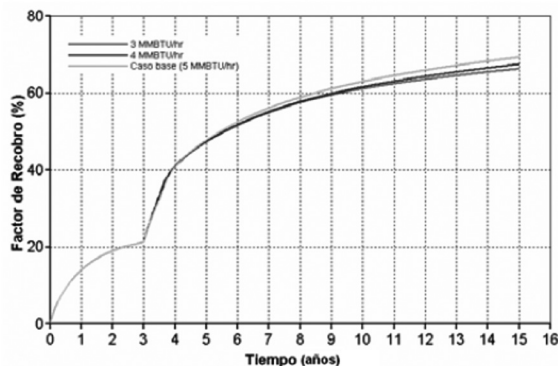


Figura 9. Factor de recobro vs. Tiempo para diferentes tasas de inyección

El análisis de los resultados mostrados en la figura 9 permite corroborar que el factor de recobro último depende directamente de la tasa de inyección empleada, debido a que la inyección de una mayor cantidad de masa (y por ende, de energía) al yacimiento implica que la cantidad de petróleo calentado, y posteriormente movilizado en la formación sea mayor, resultando un incremento en la recuperación de crudo.

Sin embargo, se observó con claridad que durante el primer año de inyección se tiene un factor de recobro prácticamente igual para todas las tasas de inyección. Esto se debe a que durante el comienzo del proceso la cámara de vapor presenta un desarrollo similar para todos los casos, ya que el vapor no ha irrumpido en el pozo productor ni se ha alcanzado los límites del yacimiento. De acuerdo con esto, una buena estrategia de operación de un proceso SAGD consiste en iniciar la inyección de vapor a tasas bajas, e ir incrementando el valor de esta con el transcurso del tiempo.

6.2 Posición de los pozos

Desde el punto de vista del diseño de un sistema SAGD debe decidirse a qué profundidad deben ubicarse los pozos en el yacimiento, por lo que se planteó un análisis de sensibilidad de este parámetro, variando la ubicación de la pareja de pozos en la vertical, tal como se muestra en la figura 10.

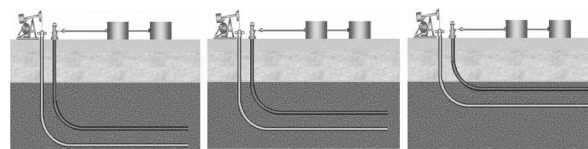


Figura 10. Variación de la ubicación de la pareja de pozos

Los resultados obtenidos de la simulación numérica del proceso se muestran en la figura 11, donde se puede observar que mientras más cerca se localicen los pozos del fondo de la formación de interés, mayor será el factor de recobro, lo cual se debe a que el SAGD sólo aprovecha como mecanismo de producción el drenaje gravitacional, por lo que los fluidos que pueden ser producidos por medio de este proceso son los que se encuentran por encima del pozo productor, por lo que este pozo debe estar cerca del fondo del yacimiento.

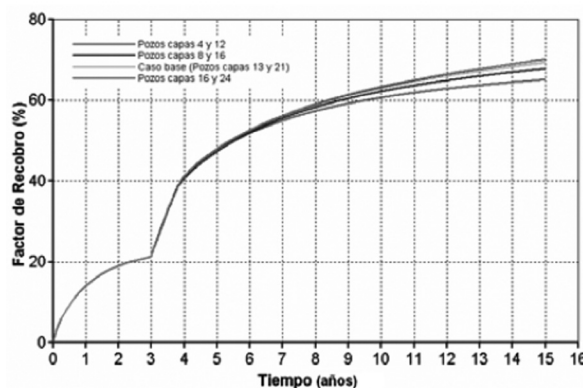


Figura 11. Factor de recobro para diferentes posiciones de los pozos en el yacimiento

6.3 Distancia entre los pozos

En la teoría original de la segregación gravitacional asistida por vapor, se plantea que en el caso de la implementación de esta técnica en arenas bituminosas debe emplearse una mínima distancia entre los pozos horizontales para garantizar que se produzcan los fluidos del yacimiento, debido a que el bitumen no tiene una movilidad inicialmente. Sin embargo, como en este caso el crudo posee una movilidad debido a que su viscosidad es baja, debe considerarse el efecto que tiene la separación entre los pozos en el recobro final de aceite. Para este análisis lo que se planteó fue dejar fija la ubicación del pozo productor y variar la profundidad del pozo inyector, aumentando la distancia vertical entre ellos, como se ve en la figura 12.

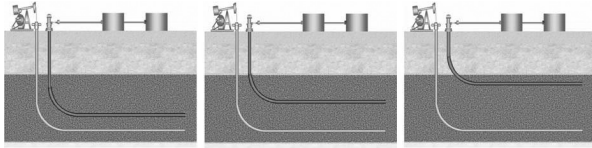


Figura 12. Variación de la distancia vertical entre los pozos

Los resultados presentados en la figura 13, permiten inferir que un incremento de la distancia vertical entre el pozo inyector y el pozo productor implica un aumento del factor de recobro final de petróleo. Esto se debe a que si se aumenta la separación, el vapor debe recorrer una mayor distancia antes de irrumpir en el pozo productor, con lo que se retrasará este momento, a partir del cual el factor de recobro comienza a declinar.

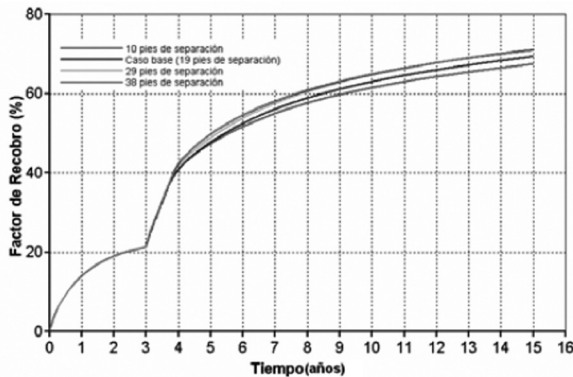


Figura 13. Factor de Recobro vs. Tiempo para diferentes distancias entre pozos

6.4 Longitud del pozo inyector

Debido a que la producción de un pozo depende principalmente del área de contacto con el yacimiento, razón por la cual la disminución de la longitud del pozo productor se refleja en una reducción del factor de recobro, se planteó realizar un análisis de sensibilidad de la longitud del pozo inyector, tal como se muestra en la figura 14.

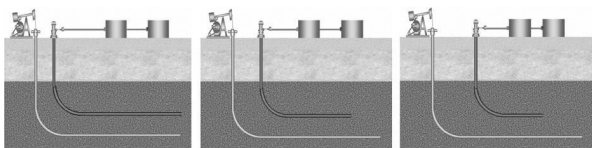


Figura 14. Variación de la longitud del pozo inyector

Los resultados de esta sensibilidad pueden observarse en la figura 15, donde se muestra la gráfica del factor de recobro para cada una de las longitudes del pozo inyector.

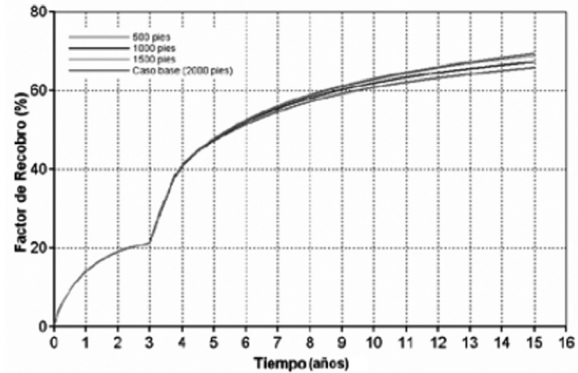


Figura 15. Factor de recobro vs. Tiempo para diferentes longitudes del pozo inyector

Los resultados alcanzados permitieron determinar que si el pozo inyector es muy corto (500 o 1000 pies) el factor de recobro disminuye, debido a que el vapor no alcanza a llegar a algunas zonas del yacimiento, por lo que existe una cantidad significativa de petróleo que no se recupera.

También se notó que el factor de recobro final es muy similar para los casos en que el pozo inyector tiene 1500 y 2000 pies de longitud, debido a que en el caso en que el pozo es muy largo se presentan con más facilidad pérdidas de la energía que posee el vapor, por lo que existe una disminución en la eficiencia del proceso.

Desde el punto de vista económico, puede pensarse que es más conveniente usar un pozo inyector de dos mil pies de longitud, debido a que permite recuperar un poco más de petróleo que si se utiliza un pozo inyector de mil quinientos pies de longitud; sin embargo, el costo de la perforación de estos quinientos pies adicionales es mayor que la ganancia que puede obtenerse debido al incremento en el recobro que se consigue al emplear pozos más largos.

7. CONCLUSIONES

El proceso SAGD constituye una buena alternativa para el recobro de crudo pesado, comparado con la inyección continua de vapor, puesto que aprovecha la fuerza de gravedad como único mecanismo de producción y emplea cortas distancias entre los pozos.

Los generadores de vapor en fondo, tienen como objetivo permitir la inyección de vapor en yacimientos profundos, sin embargo, se requiere de investigaciones que garanticen su aplicación exitosa en proyectos comerciales de recobro mejorado.

Las condiciones de operación y diseño de pozo bajo las cuales el proceso planteado presentaría el mejor desempeño son:

- ◆ El pozo productor cerca del fondo del yacimiento
- ◆ Máxima separación entre los pozos horizontales
- ◆ Inicialmente, una tasa de inyección baja
- ◆ Longitud intermedia del pozo inyector

8. REFERENCIAS

- [1] BUTLER, R.M., Steam Assisted Gravity Drainage: Concept, Development, Performance and Future. J.Can. Pet. Tch. 1994.
- [2] BUTLER, R.M., McNAB, G.S. y LO, H.Y. Theoretical Studies on the Gravity Drainage of Heavy Oil In-Situ During Steam Heating. Can. J. Chem.Eng. 1981.
- [3] BUTLER, R.M. y STEPHENS, D.J. The Gravity Drainage of Steam-Heated Heavy Oil to Parallel Horizontal Wells. J.Can. Pet. Tch., 1981.
- [4] EDMUNDS, N.R y SUGGETT, J.C. Design of a commercial SAGD heavy oil project. SPE 30277, Calgary. 1995.
- [5] EGERMANN, P., RENARD, G. y DELAMAIDE, E. SAGD Performance Optimization Through Numerical Simulations: Methodology and Field Case Example. SPE 69690, Porlamar. 2001.
- [6] ESON, R. y SCHRIRMER R. A Direct - Fired Downhole Steam Generator- From Design to Field Test. SPE 10705. 1985.
- [7] FAROUQ ALI, S.M. y THOMAS, S. The Promise and Problems of Enhanced Oil Recovery Methods. J.Can. Pet. Tch. 1996.
- [8] GARCÉS, M. y MÉRCADO, C. Recobro mejorado de crudos pesados en pozos horizontales mediante el método segregación gravitacional asistida por vapor utilizando un solo pozo (SW-SAGD)”. Tesis de pregrado. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, 2003. 146pp.
- [9] HARI, Carolyne. A Comparative Evaluation of Surface and Downhole Steam Generation Techniques. SPE 10704. Tulsa, 1982.
- [10] JIMÉNEZ, J. y RIVERA, J. Evaluación técnico-económica de los trabajos de workover, mantenimiento y varilleo realizados en los pozos del campo Castilla de ECOPETROL - Gerencia Llanos. Tesis de pregrado. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, 2003.
- [11] MARSHALL, B.W., MORENO, J.B y MUIR, J.F. Evaluation of a Direct Contact Downhole Steam Generator in a Field Environment – Final Results. SPE 11738. California, 1983.
- [12] MENDOZA, H., FINOL, J. y BUTLER, R. SAGD, Pilot Test in Venezuela. SPE 53687. Caracas, 1999.
- [13] NGUYEN, D., SINGH, S., y WONG, S. The commercial viability and comparative economics of downhole steam generators in Alberta. J.Can. Pet. Tch, 1988.
- [14] RODRÍGUEZ, E. y ORJUELA, J. Feasibility to Apply the Steam Assisted Gravity Drainage Technique in the Country's Heavy Crude-Oil Fields. Ciencia, Tecnología y Futuro, 2004.
- [15] STARS. Guía para el usuario. Computer Modeling Group.
- [16] UNITED STATES PATENT # 4783585. 1988.
- [17] VANEGAS, J.W. y CUNHA, L.B. Impact of Operational Parameters and Reservoir Variables During Startup Phase of a SAGD Process. SPE, 97918. Calgary, 2005.
- [18] VINCENT, K.D. y otros. Developing SAGD Operating Strategy using a Coupled Wellbore Thermal. SPE, 86970. Bakersfield, 2004.