

NUEVAS ESTRATEGIAS DE IMPLEMENTACION DEL PROCESO SAGD

ERIKA MARGARITA TRIGOS BECERRA

*Ingeniera de Petróleos. Magister. en Ingeniería de Hidrocarburos UIS
Grupo de investigación recobro mejorado GRM (UIS-ICP)
erika.trigos@grmuis.com*

SILVIA FERNANDA RUEDA NEIRA

*Ingeniera de Petróleos UIS
Grupo de investigación recobro mejorado GRM (UIS-ICP)
silvia.rueda@grmuis.com*

Fecha de recibido: 30/09/2010

Fecha de aprobación: 15/12/2010

RESUMEN

Debido a la eficiencia del proceso de drenaje gravitacional asistido con vapor SAGD, la presencia de pozos horizontales desde la producción en frío en muchos campos de crudo pesado y a que la implementación de una sola técnica de recuperación puede disminuir significativamente el factor de recobro final nacen los esquemas secuenciales de recobro mejorado que incluyen el método SAGD, estos consisten en la unión o aplicación en secuencia de distintas técnicas de recuperación junto con el SAGD, se encargan de reconocer en cada método principios, características, ventajas y desventajas y los cambios ocasionados en el yacimiento como el mejoramiento en las propiedades de flujo, estableciendo así la viabilidad de aplicación de una tecnología posterior o la unión de dos tecnologías. En este artículo se presenta una revisión detallada de cada uno de estos nuevos esquemas emergentes.

PALABRAS CLAVE: SAGD, esquema secuencial, ES-SAGD, SAS, SAGP.

ABSTRACT

Due to the efficient of the SAGD process, horizontal wells implementation from cold heavy oil production in many heavy oil fields and because the only one recovery method implementation can significantly reduce recovery factor born sequential schemes of enhanced recovery that including SAGD, these consist of the union or sequential application of different recovery techniques in conjunction with the SAGD are responsible for recognizing in each method principles, characteristics, advantages and disadvantages and resulting changes in the reservoir as the improvement in properties flow, thus establishing the feasibility of further implementation of a technology or the union of two technologies. This article presents a detailed review of each these new patterns emerging.

KEYWORD: SAGD, sequential schemes, ES-SAGD, SAS, SAGP.

1. INTRODUCCIÓN

La segregación gravitacional asistida por vapor consiste en la perforación de dos pozos horizontales paralelos separados una corta distancia vertical, el pozo inferior es un pozo productor y se ubica lo más cerca posible a la base del yacimiento, el pozo superior es un pozo a través del cual se inyecta vapor de forma continua. Durante el proceso se genera una cámara de vapor dentro de la cual la temperatura alcanzada es la temperatura del vapor inyectado. El flujo del aceite calentado (que ha disminuido su viscosidad y aumentado su movilidad) y del vapor condensado se da sobre el borde de la cámara dirigiéndose por fuerzas gravitacionales al pozo productor [1] como se ve en la figura 1. Previo al SAGD suele circularse vapor a través de los dos pozos horizontales para garantizar conexión y permitir el posterior desarrollo de la cámara.

Durante el proceso la caída de presión entre pozos es muy baja (por lo cual SAGD es considerada una técnica de estabilización de la gravedad) ya que no se desea una irrupción temprana del vapor en el pozo productor, esta canalización ocasionaría altísimos valores de relación vapor inyectado-aceite producido (SOR) y un bajo factor de recobro haciendo el proceso ineficiente y no económico.

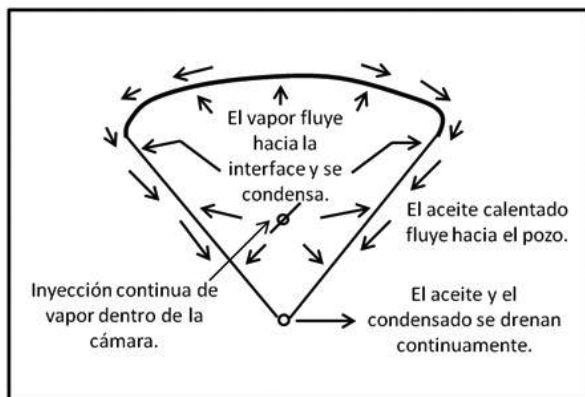


Figura 1. Cámara de vapor del SAGD [2].

Los principales costos asociados al SAGD son la generación de vapor debido al creciente precio del gas natural que se emplea como combustible para el generador, Butler realiza la siguiente estimación “se requieren cerca de 14,16 metros cúbicos estándar (sm³) de gas natural para generar un barril de vapor con calidad 100%, en proyectos de SAGD eficientes el SOR está entre 2-5 dependiendo del yacimiento y del tipo de fluido, así el gas requerido esta en el rango de 28,3-70,8 sm³ por barril de aceite producido” [3], adicionalmente se debe considerar que por lo general los yacimientos

de crudo pesado no poseen fuentes significativas de gas por lo que este debe ser comprado y transportado hasta el campo. Otro de los costos asociados al SAGD es la perforación de pozos horizontales en comparación con pozos verticales, sin embargo en algunos de estos campos por tratarse de crudo pesado se perforaron pozos horizontales desde la producción en frío del yacimiento, además los pozos horizontales brindan una mayor área de contacto con la formación productora y facilitan la producción de los hidrocarburos.

2. GENERALIDADES DE LOS ESQUEMAS SECUENCIALES

Los esquemas secuenciales de recobro mejorado consisten en la unión de tecnologías o la aplicación secuencial de estas para maximizar la recuperación de los hidrocarburos, tomando ventaja de las mejoras en las propiedades de transporte producidos en etapas previas de recuperación, se basan en dos principios importantes: Entender los criterios físicos y de screening de las opciones y entender y explotar los cambios que el yacimiento ha tenido durante fases previas. El Doctor Maurice Dusseault [4] propone el siguiente marco general de la aplicación secuencial de tipos de procesos, según las ventajas que cada uno de estos ofrece. Se debe tener en cuenta que la aplicación de cada técnica en un yacimiento depende de las condiciones propias de este (porosidad, permeabilidad vertical y horizontal, viscosidad del aceite, saturación de aceite, producción de arena, etc.), del proceso y de las locaciones delimitando así el cambio o acortamiento de las etapas.

Se puede plantear de forma general la posible depleción de un yacimiento, comenzando con el uso de técnicas de manejo de arenas, seguido por procesos térmicos de alta presión, métodos de estabilización de la gravedad y por último procesos de combustión in situ.

2.1 PRIMERA ETAPA: MANEJO DE ARENAS

Se ha deducido empíricamente que la producción conjunta de arena y aceite puede mejorar las condiciones de flujo y por tanto la productividad del yacimiento, disminuyendo la resistencia a fluir del aceite viscoso a través de los poros, el remover arena continuamente cerca de la cara del pozo hace que no se presenten bloqueos por lo que no tendrá lugar daño debido a efectos mecánicos y de capilaridad. La Producción en frío de aceite pesado junto con arena (CHOPS) es una de las técnicas de manejo de arena más implementadas, produce un aumento en la permeabilidad, porosidad

y altera favorablemente los esfuerzos produciendo un acortamiento en las rutas de flujo que sigue el aceite para ser producido [5], sin embargo debido al ablandamiento de la formación y la alta caída de presión de fractura es necesario instalar nuevos pozos adicionales antes que se produzca un arenamiento masivo o reemplazar la tecnología por otra, el factor de recobro estimado con esta técnica podría alcanzar hasta un 20%.

2.2 SEGUNDA ETAPA: PROCESOS TÉRMICOS DE ALTA PRESIÓN

Estos métodos dan un buen trato a la dilatación, disminuyen la viscosidad del aceite y ocasionan canales de flujo a través de las barreras de arcilla gracias a sus mecanismos de apertura, por lo tanto una barrera de arcilla de espesor entre 1-2 metros no es tan perjudicial para estos procesos [6], en general no deben ser usados en presencia de acuífero activo o fuerte potencial de conificación lateral de agua porque la energía inyectada al yacimiento se perderá debido al calentamiento del agua y no del aceite a producir [7]. Su éxito depende principalmente de mantener una buena entrada de vapor a lo largo de los ejes de todos los pozos.

La inyección cíclica de vapor (CSS) por ejemplo tiene como principal objetivo la disminución de viscosidad del aceite y su expansión térmica, la energía necesaria para la producción en esta técnica es suplida por el mecanismo de empuje propio del yacimiento (presión, gravedad, compactación, empuje por gas en solución, etc.), la inyección continua de vapor (SF) no solo disminuye la viscosidad del aceite de yacimiento sino que también suministra la energía necesaria para su producción [8], la CSS barre una menor área en comparación con el SF que alcanza factores de recobro mayores al 50% del aceite original in sitio [9], sin embargo la eficiencia térmica del proceso es mayor que en un SF.

Otra variación es la inyección cíclica de vapor a través de pozos horizontales (HCSS) que además de las ventajas de la inyección cíclica aprovecha la mayor área de contacto proporcionada por los pozos horizontales.

2.3 TERCERA ETAPA: METODOS DE ESTABILIZACIÓN DE LA GRAVEDAD

La tecnología SAGD, la inyección de gas inerte (IGI), la inyección de agua de la punta al talón (TTHW) y la inyección de solvente miscible (VAPEX) entre otros, toman ventaja del la inestabilidad gravitacional (problema para los procesos térmicos de alta presión), bajo este fenómeno las tasas de drenaje son bajas, por

lo tanto deben ser acompañados con la implementación de pozos horizontales ya que aumentan el área barrida y las tasas de producción, los pozos pueden ser ubicados en distintas partes del yacimiento (tope, base o cerca del contacto agua-aceite) según el enfoque a utilizar, además son los únicos recomendados cuando existe acuífero activo [10]. Otra de las ventajas de estas técnicas es que son además de “distancia corta”, ya que el aceite presente en el yacimiento debe recorrer una corta distancia hacia el pozo productor antes de ser llevado a superficie [11].

2.4 CUARTA ETAPA: METODOS DE COMBUSTION IN SITU

La combustión in situ es un proceso de pozos múltiples en el que un frente de combustión iniciado en un pozo de inyección de aire se propaga hasta un pozo de producción. La combustión in situ quema parte del petróleo y el calor reduce de manera significativa la viscosidad de la fracción restante como para hacer posible la producción [12]. El petróleo quemado, o residuo de la combustión, se queda en el yacimiento. La combustión mejora el petróleo mediante el craqueo, o separación de las moléculas pequeñas respecto de las grandes, su éxito depende principalmente de una suficiente entrada de aire que permita mantener encendido el frente de llama [13], para crudos de muy baja movilidad es necesario que el yacimiento haya sido previamente calentado, con el fin de movilizarlo y evitar el efecto bulldozer. Sus principales ventajas son el bajo costo de extracción del hidrocarburo que es mejorado in situ, ya que el aire es abundante en la tierra, no requiere energía para su generación y puede drenar casi todo el aceite que contacta, sin embargo no es posible controlar la dirección de avance del frente, aunque puede ser monitoreado, por este motivo y porque una vez aplicada esta técnica, el yacimiento no queda apto para la implementación de otra tecnología, es considerada la técnica de implementación final en un esquema secuencial. La inyección de aire de la punta al talón (THAI) y la Infusión de resina controlada a presión atmosférica (CAPRI) son modificaciones de una combustión in situ convencional, en ambos casos se utiliza un pozo inyector vertical y un pozo horizontal productor, con el fin de acortar la distancia que debe recorrer el aceite para ser producido, CAPRI adicionalmente posee un catalizador ubicado en el pozo horizontal para aumentar el API del crudo aun mas antes de ser llevado a superficie [14].

Finalmente la Inyección de aire a alta presión (HPAI) consiste en la inyección de aire comprimido en

yacimientos profundos de aceite liviano, donde se busca que el oxígeno del aire inyectado reaccione con una fracción del aceite del yacimiento, generando una zona de combustión que provee el mecanismo de barrido [15].

3. ESQUEMAS SECUENCIALES

En esta sección se presentan en detalle las estrategias emergentes para la aplicación del proceso SAGD combinado con otras técnicas y de esta forma aprovechar al máximo las ventajas y mejoramiento del yacimiento que se obtiene en cada una de las etapas de explotación presentadas en la sección anterior.

3.1 FAST SAGD

Este esquema secuencial consiste en la unión de una CSS y SAGD, su objetivo principal es aumentar el área drenada en comparación a la alcanzada con un solo arreglo de SAGD. Este esquema usa un pozo horizontal adicional y paralelo al arreglo del SAGD a través del cual se realiza una inyección cíclica de vapor, lo que se desea es lograr una mayor expansión de la cámara de vapor hacia los lados [16].

En el proceso se implementa inicialmente SAGD, según las características ya mencionadas, una vez que la cámara de vapor producida se ha formado completamente y ha llegado al tope del espesor de la arena, se busca por medio de un pozo o un conjunto de pozos horizontales llamados “offset wells” o pozos adicionales, paralelos al pozo productor y de la misma longitud a los pozos usados en el SAGD, propagar el vapor hacia la parte baja de la formación, lograr la conexión de las cámaras de vapor y por lo tanto obtener una mayor área drenada [17]. Estos pozos adicionales son operados como inyectores y productores, allí la inyección cíclica de vapor se lleva a cabo a una presión y caudal superior a los usados en el SAGD pero sin exceder las condiciones de fractura de la formación. La conexión de las cámaras de vapor en el Fast SAGD se encuentra en la figura 2.

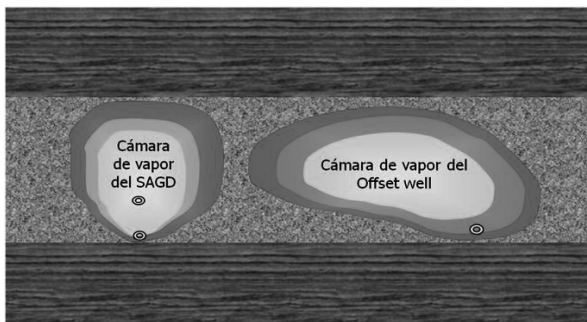


Figura 2. Cámaras de vapor del Fast SAGD [16].

Un estudio de simulación realizado por Polikar [18] demuestra que para un mejor desempeño del proceso debe continuarse inyectando vapor a través del pozo del arreglo del SAGD una vez implementada la CSS, la tasa de inyección en este pozo debe estar limitada y controlada por la presión máxima de inyección. Cuando por ejemplo, para un yacimiento determinado, la distancia entre el pozo adicional y el arreglo del SAGD es de 50 m y la presión de inyección máxima en el pozo adicional es de 8000 KPa la tasa de inyección máxima adicional en el pozo del SAGD será de 300 m³/día.

Estudios geomecánicos del proceso mediante simulación numérica indican que además del efecto de gravedad, se dan mecanismos de empuje por vapor, fallas por esfuerzo y deformación del volumen poroso, estos mecanismos de producción adicionales del proceso indican claramente una mayor productividad y menor SOR en comparación con SAGD [19]. Otro de los principales beneficios de este esquema secuencial es la disminución en el número de pozos necesarios para barrer una determinada área del yacimiento [20].

Para este caso, la distancia entre pozos debe garantizar el barrido de una amplia zona del yacimiento pero a su vez debe permitir que sea posible la unión de las cámaras de vapor [21], un ejemplo de configuración de Fast SAGD y la comparación la distribución de pozos perforados en SAGD se puede observar en la siguiente figura.

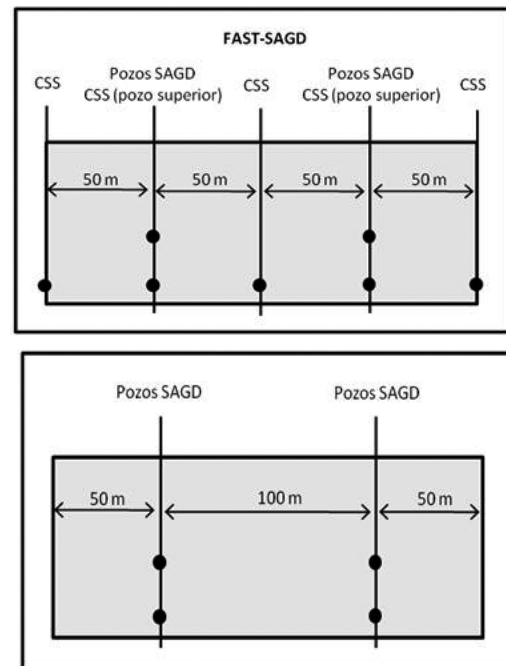


Figura 3. Comparación entre el arreglo de pozos del SAGD y del Fast SAGD [22].

3.2 STEAM ALTERNING SOLVENT (SAS-SAGD)

Este esquema secuencial combina los procesos de SAGD y VAPEX y busca reducir la absorción de energía por barril de aceite recuperado. El proceso SAS posee la misma configuración que el SAGD y se desarrolla de la siguiente manera [23]:

- Inyección de vapor puro como en un SAGD convencional para comenzar la operación.
- Una vez estabilizada la cámara se detiene la inyección de vapor y se inicia la inyección de solvente hasta que las pérdidas de calor a las capas adyacentes superiores sean significativas.
- Se detiene la inyección de solvente y se inicia la inyección de vapor cuando la temperatura de la cámara se ha reducido.
- Se repiten los ciclos de inyección de vapor y solvente hasta que ya no sea económico hacerlo.
- Para recuperar el solvente que aun permanezca en el yacimiento se debe realizar una fase de “blowdown” al final de la operación. Este patrón de inyección se encuentra en la figura 4.

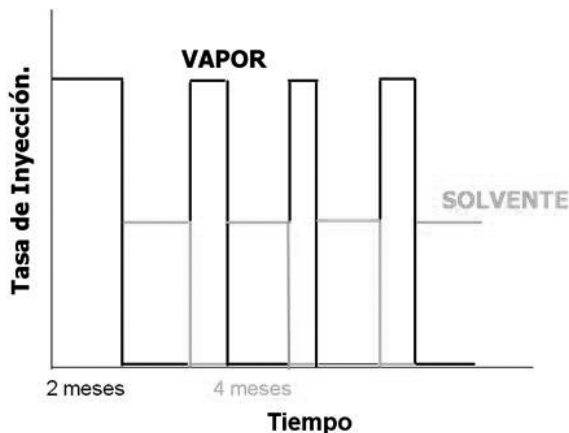


Figura 4. Patrón de inyección para el proceso SAS [24].

Entre las principales ventajas de un proceso VAPEX se encuentra el poco consumo de energía y menor generación de CO₂ y tratamiento de agua de producción que en el SAGD, pero las tasas de producción son más bajas comparadas con procesos de vapor tradicionales, además de la amplia incertidumbre acerca de la retención del solvente en el yacimiento [25]. La idea principal en el SAS es remplazar la gran cantidad de vapor inyectado por medio de la inyección de solvente. La temperatura de la cámara de vapor será más baja que en el SAGD, sin embargo la disminución de la viscosidad esta complementada por la disolución del solvente, adicionalmente se busca lograr que la acumulación

potencial de solvente alrededor de la cámara sea perturbada para reducir su retención en el yacimiento.

La razón por la que se presentan las altas tasas de producción de aceite en el SAS es porque las altas viscosidades de las mezclas de aceite y solvente son compensadas por la alta permeabilidad relativa al aceite, debido a la alta saturación de la fase aceite [26].

Uno de los aspectos más importantes a determinar en este esquema es el tipo de solvente a utilizar, el principal criterio de selección del solvente usado es que la temperatura del punto de rocío del solvente debe estar entre la temperatura inicial del yacimiento y la temperatura del vapor inyectado a la presión de operación [27]. La relación neta solvente-aceite (NSOR) será mínima cuando el solvente sea inyectado en fase vapor y máxima cuando se inyecte en forma líquida, en la practica el solvente entra parcialmente vaporizado para obtener valores de NSOR que se encuentren entre los dos extremos (0,1 a 0,2 en la práctica) y minimizar la retención del solvente en el yacimiento [28]. El mejor solvente hidrocarburo seria en cualquier caso el que más se parece al aceite original del yacimiento, sin embargo su selección suele estar siempre asociada a la economía del proceso y a la disponibilidad del solvente [29].

3.3 EXPANDING SOLVENT SAGD (ES-SAGD)

Este esquema secuencial combina el VAPEX y el SAGD. En este caso las condiciones del solvente y del agua de evaporación se igualan, un solvente o una mezcla de solvente es co inyectada con el vapor, donde el comportamiento termodinámico de vaporización del solvente es igual (con el cual se obtendría el mejor desempeño del proceso [30]) o cercano al del agua de inyección, así el solvente tiene suficiente tiempo para disolverse/dispersarse en el bitumen en la zona móvil antes que se dé la condensación del vapor [31]. El ES-SAGD busca aumentar las tasas de producción disminuyendo la energía proporcionada al yacimiento.

Como se puede ver en la figura 5 el arreglo utilizado es el mismo que para el SAGD, se realiza la inyección de vapor junto con el solvente en fase vapor a través del pozo inyector; las proporciones normalmente usadas son 10% de solvente y 90% de agua [32]. El solvente condensado alrededor de la interface de la cámara de vapor diluye el aceite y en conjunto con el vapor reduce la viscosidad del aceite. Un proceso ES-SAGD produce menores SOR, acelera la producción en comparación al SAGD y reduce las emisiones de H₂S.

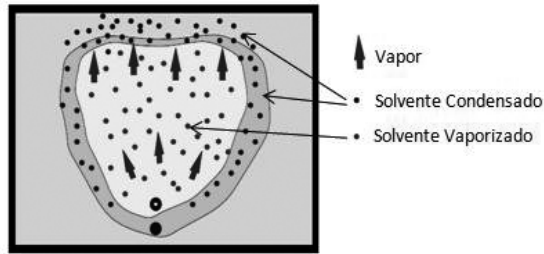


Figura 5. Cámara de vapor y solvente en el proceso ES-SAGD [32].

El estudio de simulación realizado por Govind [33] buscaba determinar los parámetros óptimos para la implementación de ES-SAGD (lograr aceleración de la producción y disminución en los requerimientos de energía) tales como influencia del tipo y concentración del solvente, influencia de los parámetros operacionales e impacto del periodo de precalentamiento.

Diferentes solventes cuyas temperatura de vaporización fueron cercanas a la del vapor inyectado fueron seleccionados: butano, hexano, una mezcla de hexano y octano, pentano y heptano. Los resultados obtenidos indican que el butano produjo un mayor aumento en las tasas de producción y disminución del SOR ya que posee mayor solubilidad en bitumen a altas presiones que los otros solventes. Al poseer una alta presión de vapor el butano ocupa mayor volumen en la cámara, disminuyendo la tasa de inyección del vapor, aunque esta se ve determinada también por las tasas de producción.

En cuanto a la concentración del solvente, se sabe que a medida que la concentración aumenta, las tasas de producción también aumentan, sin embargo el solvente es costoso, así que se debe aplicar una concentración de solvente óptima en función de los costos y las pérdidas por retención en el yacimiento.

A bajas presiones de operación la temperatura cae, el SOR disminuye pero a su vez disminuye la tasa de producción, bajas presiones representan volúmenes específicos altos de vapor que compensan la mayor viscosidad y menor temperatura presentes, también ocasiona menor producción de sin embargo presiones bajas pueden requerir de levantamientos artificiales adicionales.

El periodo de precalentamiento se realiza para conectar los dos pozos del arreglo del SAGD o del ES-SAGD, creando una zona de alta movilidad, a medida que este periodo aumente la movilidad del aceite será mayor, el

principal problema son los costos de la inyección, por tanto es recomendado que este periodo sea de 3 meses.

3.4 STEAM AND GAS PUSCH (SAGP)

Este esquema secuencial consiste en la inyección conjunta de un gas inerte y vapor, busca disminuir las pérdidas de energía hacia las capas adyacentes superiores y promover el crecimiento de la cámara de vapor hacia los lados como se observa en la figura 6.

Una de las opciones para producir el aceite y mantener la presión de un yacimiento es la inyección de gas, este enfoque suele fallar debido a la conificación del gas en el pozo productor que se ve reflejado en un alto GOR, lo cual convierte el proceso en no económico y restringe las tasas de producción. En principio el GOR puede ser controlado mediante la ubicación del pozo productor sobre la base de la formación productora, la inyección del gas sobre el tope y limitar las tasas de flujo, esto puede resultar práctico y económico en yacimientos con crudos livianos pero usualmente no lo es con crudos pesados.

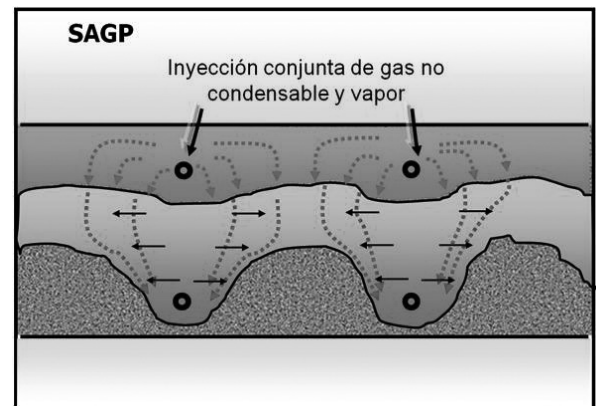


Figura 6. Desarrollo de la cámara de vapor en el esquema SAGP [34].

Para un proceso de recuperación como el SAGD no es necesario que toda la cámara de vapor tenga una temperatura uniforme, solo la parte baja necesita mantener las altas temperaturas ya que allí se presenta la mayor tendencia de conificación. Las altas temperaturas en la parte alta son innecesarias y malgastan el calor, este esquemas secuencial modifica el SAGD por la inyección de un gas no condensable, como un gas natural, junto con el vapor a través del pozo inyector, este gas se acumula en la parte alta de la cámara, disminuye la temperatura en esa sección (debido a su baja conductividad térmica) y realiza un efecto de empuje que fomenta el crecimiento de la cámara de vapor hacia los lados [34].

Este fenómeno de empuje puede ser fácilmente explicado. Para que la gravedad sea una fuerza efectiva que movilice el aceite hacia abajo es necesario que un fluido más ligero (gas) pueda fluir hacia arriba, como una analogía se puede observar el drenaje de un cilindro cerrado y vertical (como un pitillo) que está completamente lleno de líquido y que posee solo un pequeño orificio en la base abierto a la atmósfera, ese pequeño hueco permite un drenaje a una tasa muy baja, si se abre un orificio en la parte superior donde se permita el ingreso de aire, el flujo será mucho mayor; sin el segundo orificio la presión en el tope del cilindro se hace menor a la atmosférica, cuando existe un orificio superior por donde entre gas se podrá observar el empuje del gas al líquido.

En SAGD, el calor latente debe ser llevado al tope del yacimiento por el vapor si la presión en el tope es para empujar el aceite hacia abajo, en SAGP no es necesario transportar calor latente al tope desde que la digitación del gas transporte la presión y la conducción térmica provea suficiente calor mas allá de la zona de condensación que se extiende sobre y a los lados del pozo productor [35].

Aunque se desee mantener altas concentraciones de gas en la parte más alta de la cámara, la concentración del gas no condensable en la corriente combinada de inyección por lo general suele ser bastante pequeña, ya que la acumulación ocurre cuando el vapor inyectado se condensa.

Esta condensación del vapor de agua deja una muy alta concentración de gas no condensable sobre el tope de la cámara [36]. Así el gradiente de temperatura se desarrolla entre el pozo inyector y la interface liquido-gas. La presión en el yacimiento es mantenida por la tasa de inyección del gas y del vapor y la distribución de la temperatura es controlada por la relación de la mezcla de vapor y gas no condensable y con el retiro del gas en la producción.

El proceso es operado de modo que una pequeña cantidad de gas es producido con los fluidos, esto hace que se purgue el gas no condensable de la vecindad del pozo productor y se permita más altas temperaturas allí. Como resultado, la viscosidad del aceite producido es menor y es posible operar con una baja posición de la interface sin dejar de lado el gas.

Un estudio de simulación realizado por Ito [37] evaluó el efecto de inyección de gas en un proceso SAGD, los resultados obtenidos mostraron que las tasas de

producción de aceite así como la producción total disminuye significativamente cuando la inyección del gas se realiza desde los primeros periodos de operación del SAGD, esto se debe a que el gas se acumula en la parte superior e impide el crecimiento de la cámara en esa dirección.

Sin embargo si la inyección del gas es iniciada durante periodos posteriores del proceso, se obtuvo un SOR mejorado sin una reducción significativa de la producción total de aceite, en este caso el gas no condensable inyectado migro hacia la parte superior del yacimiento y no impidió el crecimiento de la cámara hasta que esta había alcanzado el tamaño adecuado.

4. APLICACIÓN DE CAMPO

En 2006 se llevo a cabo un piloto del esquema ES-SAGD sobre un par de pozos de SAGD en Long Lake. Fue seleccionado como solvente la mezcla de combustible para aviones Jet B de composición similar a la nafta refinada, compuesta de fracciones pesadas de petróleo (C7 a C12) las cuales se combinaran con el vapor en la fase gaseosa a la presión de operación de 1400 Kpa.

Jet B fue co-inyectado con vapor a una concentración del 10% en un arreglo de SAGD. Una vez la cámara de vapor fue llenada con casi el 5% de solvente, la tasa de inyección del solvente fue disminuida al 5% para mantener la concentración deseada de solvente en la cámara de vapor.

Los resultados parciales obtenidos mostraron un aumento en la tasa de producción de aceite del 6% y una disminución en la relación vapor inyectado-aceite producido (SOR) en un 7% [53].

Posterior a la implementación del ES-SAGD se realizaron estudios de simulación que permitieron determinar que el mejor solvente a inyectar en la formación debería contener en mayor proporción hexano y en menor proporción otros compuestos más livianos.

En 2002 EnCana realizó una prueba piloto en Senlac, allí se uso butano como solvente y los resultados mostraron un incremento en la producción de aceite del 50% después de 2 meses, el piloto fue terminado debido a perdidas de consolidación del yacimiento. Se logro recuperar más del 70 % del solvente inyectado a la formación [53].

En 2005 se implemento de nuevo un piloto de ES-SAGD en Chrisitna Lake, donde se reporto un incremento de la producción desde 167 m3/día a 240 m3/día de aceite

con la inyección del solvente, una disminución en el SOR de 5 a 1.6 y una mejora en la gravedad API del crudo producido de 0.7° [53].

En todos los casos de aplicación en campo mencionados se observó una disminución en el SOR, reduciendo así los costos de operación y la cantidad de CO₂ generado, acompañado de un aumento en las tasas de producción de aceite y del mejoramiento en la calidad del aceite producido. Estos resultados son un claro indicador de la utilidad y aceptación en la industria petrolera de los esquemas secuenciales usados para mejorar el desempeño de la técnica SAGD.

5. CONCLUSIONES

La aplicación secuencial de tecnologías de recuperación, ayuda a aprovechar todos los cambios que sufre el yacimiento en las diferentes etapas de producción, busca aumentar el aceite recuperado y reducir los costos de operación, cumpliendo con todos los requerimientos de las entidades reguladoras ya que logran disminuir las emisiones de gases como CO₂ y H₂S.

Al aplicar el esquema FAST SAGD se obtiene un área drenada por los pozos productores mayor gracias a la conexión entre las cámaras de vapor del SAGD y el CSS, por lo tanto se obtiene un incremento en la producción con un número menor de pozos perforados.

El esquema SAS reduce el consumo de energía por unidad de aceite recuperado gracias a la inyección alternada de solvente, el cual ayuda a disminuir la viscosidad del aceite. Por ser un proceso alternado de vapor y solvente las pérdidas de solvente hacia la formación son menores que para un proceso VAPEX.

El ES-SAGD logra una aceleración en la producción y disminuye las cantidades de energía utilizada debido a la inyección conjunta de vapor y solvente a la formación.

El esquema SAGP logra disminuir el alto gasto energético ocasionado por SAGD, formando una barrera de flujo de calor hacia los estratos adyacentes superiores gracias a la ubicación del gas no condensable en el tope de la zona productora sin afectar fuertemente los factores de recuperación obtenidos, la inyección del gas no condensable en el SAGP demostró no ser nada beneficiosa para el proceso en las primeras etapas de operación de SAGD pues impide el crecimiento y desarrollo de la cámara de vapor.

6. ACRÓNIMOS

CAPRI: Infusión de resina controlada a presión atmosférica.

CHOPS: Producción en frío de aceite junto con arena.

CSS: Estimulación cíclica con vapor.

ES-SAGD: Expansión por solvente junto con segregación gravitacional asistida por vapor.

FAST-SAGD: Segregación gravitacional asistida por vapor rápida.

GOR: Relación gas-aceite.

HCSS: Estimulación cíclica con vapor a través de pozos horizontales.

HPAI: Inyección de aire a alta presión.

IGI: Inyección de gas inerte.

NSOR: Relación neta vapor inyectado-aceite producido.

SAGD: Segregación gravitacional asistida por vapor.

SAGP: Vapor y empuje por gas.

SAS-SAGD: Inyección alterna de vapor y solvente en la técnica SAGD.

SF: Inyección de vapor.

SOR: Relación vapor inyectado-aceite producido.

THAI: Inyección de aire de la punta al talón.

TTHW: Inyección de agua de la punta al talón.

VAPEX: Inyección de solvente miscible.

7. REFERENCIAS

- [1] R. M. Butler. "Steam-assisted gravity drainage heavy oil recovery process". United States Patent 6257334, pp. 1-4.
- [2] R. M. Butler. "Steam Assisted Gravity Drainage: Concept, Development, Performance and Future". Journal of Canadian Petroleum Technology, 1994, pp. 1-5.

- [3] R. M. Butler. "Some Recent Developments in SAGD". *Journal of Canadian Petroleum Technology*, vol. 1, Enero 2001, pp. 20.
- [4] M. Dusseault. "Sequencing Technologies to Maximize Recovery". *Canadian International Petroleum Conference*, paper 135, Waterloo Ontario, Canada, 2006, pp. 1-11.
- [5] G. Han, M. Bruno, M. Dusseault. "How Much Oil You Can Get From CHOPS." *Canadian International Petroleum Conference*, Jun 8-1, 2004, Calgary, Alberta, pp. 1-6.
- [6] M. Dusseault. "Sequencing Technologies to Maximize Recovery". *Canadian International Petroleum Conference*, paper 135, Waterloo Ontario, Canada, 2006, pp. 1-11.
- [7] F.Ali, S.M. Kasraie, M. Dusseault. "Effect of Bottom and Top Water on Cyclic Steam Stimulation Response". *PETSOC 88-39-16*, pp. 1-5.
- [8] F.Ali. "Current Status of Steam Injection as a Heavy Oil Recovery Method". *PETSOC-74-01-06*. 1996, pp. 1-5.
- [9] T.N Nasr, O.R. Ayodele. "Thermal Techniques for the Recovery of Heavy Oil and Bitumen". *SPE 97488*. 2005, pp. 1-4
- [10] M. Dusseault. "Sequencing Technologies to Maximize Recovery". *Canadian International Petroleum Conference*, paper 135, Waterloo Ontario, Canada, 2006, pp. 29-36.
- [11] A.K. Singhal, "Overview of Short-Distance Oil Displacement Processes". *PETSOC 04-02-02*. 2002, pp. 1-11.
- [12] M.G. Ursenbach, G. Moore, S.A. Mehta "Air Injection in Heavy Oil Reservoirs a Process Whose Time Has Come (Again)". *Canadian International Petroleum Conference*. Paper 2007-217, pp. 1-4.
- [13] P. Rache. "With Long-running Commercial Projects in Romania, India and the U.S., In Situ Combustion is Proven, Researches Say". *New Technology Magazine*, September 2009, pp. 1-10.
- [14] L.B. Cunha. "Recent In-Situ Oil Recovery-Technologies for Heavy and Extra heavy oil Reserves". *SPE 94986*, pp. 1-6.
- [15] D. Gutierrez. "Recovery Factors in High-Pressure Air Injection Projects Revisited". *SPE 108429*, pp. 1-4.
- [16] M. Polikar. "Fast-SAGD: Half the Wells and 30% Less steam". *SPE/PS-CIM 65509*, pp. 1-3.
- [17] M. Polikar. "Fast-SAGD: Half the Wells and 30% Less steam". *SPE/PS-CIM 65509*, pp. 1-3.
- [18] H. Shin, M. Polikar. "Review of Reservoir Parameters to Optimize SAGD and Fast-SAGD Operating Conditions". *PETSOC-07-01-04*, pp. 35-40.
- [19] R.J POLIKAR, J.GONG. "Fast SAGD and Geomechanical Mechanisms". *Canadian Petroleum Conference*, paper 2002-163, pp. 1-10.
- [20] G. COSKUNER. "A New Process Combining Cyclic Steam Stimulation and Steam-Assisted Gravity Drainage: Hybrid SAGD". *PETSOC-09-01-08*, 2008m, pp. 8-11.
- [21] M. Polikar, H. Shin, "Fast-SAGD Application in the Alberta Oil Sands Areas". *Canadian International Petroleum Conference*, paper 2005-173, pp. 1-4.
- [22] G. Coskuner. "A New Process Combining Cyclic Steam Stimulation and Steam-Assisted Gravity Drainage: Hybrid SAGD". *PETSOC-09-01-08*, 2008, pp. 1-4.
- [23] L. Zhao, "Steam Alternating Solvent Process". *SPE 86957*, pp. 1-13.
- [24] L. Zhao, "Steam Alternating Solvent Process". *SPE 86957*, pp. 1-13.
- [25] A.K. Singhal. "Screening of Reservoirs For Exploitation by Application of Steam Assisted Gravity Drainage/Vapex Processes". *SPE 37144*, pp. 867-872.
- [26] R.M. Butler. "A New Process (VAPEX for Recovering Heavy Oils Using Hot Water and Hydrocarbon Vapor)". *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 1997, pp. 1-11.
- [27] L. Zhao, "Steam Alternating Solvent Process". *SPE 86957*, pp. 1-11.

- [28] R.M. Butler. "The Solvent Requirements for Vapex Recovery". SPE 30293, pp. 465-469.
- [29] P. Govind, "Expanding Solvent SAGD in Heavy Oil Reservoirs". SPE/PS/CHOA 117571, pp. 1-5.
- [30] H. Shin, M. Polikar. "Review of Reservoir Parameters to Optimize SAGD and Fast-SAGD Operating Conditions". PETSOC-07-01-04, pp. 1-4.
- [31] X. DENG. "Simulating the ES-SAGD Process With Solvent Mixture in Athabasca Reservoirs". SPE 132488-PA, pp. 38-45.
- [32] T.N. Nasr. "New Hybrid Steam-Solvent Processes for the Recovery of Heavy Oil and Bitumen". SPE 101717, pp. 1-4.
- [33] H. Shin, M. Polikar. "Review of Reservoir Parameters to Optimize SAGD and Fast-SAGD Operating Conditions". PETSOC-07-01-04, pp. 1-10.
- [34] L.A. Aherne. "Observations Relating to Non-Condensable Gasses in a Vapor Chamber: Phase B of the Dover Project". SPE 79023-MS, pp. 1-6.
- [35] S. Canbolat. "A Study of Steam-Assisted Gravity Drainage Performance in the Presence of Noncondensable Gases". SPE 75130, pp. 1-5.
- [36] R. Butler, Q. Jiang. "The Steam and Gas Push (SAGP) - 2: Mechanism Analysis and Physical Model Testing". PETSOC 98-43-P, pp. 1-7.
- [37] Y. Ito. "The Effect of Gas Injection on Oil Recovery during SAGD Projects". PETSOC 01-01-03, 2003, pp. 1-7.
- [38] A.M. Albahlani. "A Critical Review of the Status of SAGD: Where Are We and What is Next?" SPE 113283, pp. 1-10.
- [39] A.S. Bagci, "Performance Analysis of SAGD Wind-Down Process with CO₂ Injection". SPE 113234, pp. 1-7.
- [40] P. Collins. "Geomechanical Effects on the SAGD Process". SPE 97905-PA-P, pp. 367-374.
- [41] M. Dusseault. "Oil Recovery and Technology Sequencing". PETSOC 08-04-06, 2006, pp. 6-9.
- [42] M. Feali. "Feasibility Study of the Cyclic VAPEX Process for Low Permeable Carbonate Systems". IPTC 12833, pp. 1-4.
- [43] T.W. Fraunfeld, "Experimental and Economic Analysis of the Thermal Solvent and Hybrid Solvent Processes". JCPT vol. 48, No. 11, November 2009, pp. 1-4.
- [44] J. Jimenez. "The Field Performance of SAGD Projects in Canada". IPTC 12860, pp. 1-9.
- [45] K. KARMAKER. "Applicability of Vapor Extraction Process to Problematic Viscous Oil Reservoirs". SPE 84034, pp. 1-5.
- [46] L. Shanqiang. "Optimizing Horizontal-Well Steam-Stimulation Strategy for Heavy-Oil Development". SPE 104520-MS-P, pp. 1-5.
- [47] S. Reza. "Complex Effect of the Connate Water in Vapor Extraction Process". SPE 121099-STU, pp. 1-4.
- [48] R. George. "Comparison of CSS and SAGD Performance in the Clearwater Formation at Cold Lake". SPE/Petroleum Society of CIM/CHOA 79020, pp. 1-5.
- [49] M. SALTUKLAROGLU. "Mobil's SAGD Experience at Celtic, Saskatchewan". PETSOC 00-04-03-P, pp. 45-51.
- [50] SHIN, H. "Review of Reservoir Parameters to Optimize SAGD and Fast-SAGD Operating Conditions". PETSOC 07-01-04, 2004, pp. 35-40.
- [51] A.J. Yazdani. "Further Investigation of Drainage Height Effect on Production Rate in VAPEX". SPE 101684, pp. 1-5.
- [52] L. Zhao, T.N. Nasr. "Steam Alternating Solvent Process: Lab Test and Simulation". PETSOC-05-09-04, 2004, pp. 37-42.
- [53] O. Bryan. "ES-SAGD; Past, Present and Future". SPE-129518-STU, pp. 1-16.