

ESTUDIO DE LA TÉCNICA TOE TO HEEL STEAMFLOOD, THSF: UNA NUEVA OPCIÓN PARA EL RECOBRO DE CRUDO PESADO

Claudia Lorena Delgadillo Aya¹,
Samuel F. Muñoz Navarro²

RESUMEN

El proceso Toe to Heel Steam Flood (THSF, por la sigla en inglés) es una novedosa técnica de recuperación mejorada de crudo pesado. Esta hace parte de las tecnologías Toe to Heel, las cuales aprovechan las grandes áreas de drenaje de los pozos horizontales. El THSF utiliza un par de pozos para la explotación del petróleo, uno vertical para inyectar vapor de manera continua y uno horizontal, que permite la producción de crudo junto con agua caliente resultante de la condensación del vapor inyectado. Debido a las características de la configuración de pozos, el factor de recobro obtenido tras la aplicación del proceso es significativamente alto. Además, se obtiene una respuesta casi inmediata en el incremento de la producción de petróleo usando una baja relación entre el vapor requerido y el crudo producido.

En el presente trabajo se analizan los principales aspectos teóricos del THSF, como alternativa para la recuperación de crudo pesado y extrapesado. También, son analizados los resultados de un estudio de simulación numérica, el cual se desarrolló con el fin de visualizar la eficiencia del proceso y compararlo con algunas técnicas convencionales de inyección de vapor.

Palabras claves: Recobro Mejorado de Petróleo, THSF, simulación de yacimientos, técnicas de corta distancia.

ABSTRACT

The process Toe to Heel Steam Flood (THSF, for short) is a novel technique for enhanced heavy oil recovery. It is part of the Toe to Heel technologies, which exploit the large drainage areas of the horizontal wells. The configuration of THSF uses a pair of wells, a vertical on enject steam in continuous form and a horizontal, which allows the production of crude with hot water from the condensation steam injected. Due to the characteristics of the configuration of wells used, the recovery factor obtained after to put into practice the process is significantly higher. Besides, it gets an almost immediate increase in oil production and it shows a low ratio between the required steam and crude produced.

In this paper are analyzed the main theoretical aspects of THSF as an alternative for the heavy and extra-heavy oil recovery. Also are discussed the results of a numerical simulation study, which was developed in order to display the efficiency of the process and to compare with some conventional techniques of steam injection.

Keywords: Enhanced Oil Recovery (EOR), THSF, reservoir simulation, short distance techniques.

¹ Ingeniera de Petróleos. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Grupo de Investigación Recobro mejorado - Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga. Colombia.

² M. Sc. en Ingeniería de Hidrocarburos. Ingeniero de Petróleos. Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga. Colombia.

INTRODUCCIÓN

Debido a las grandes necesidades energéticas mundiales, las reservas de crudo pesado, extrapesado y bitumen (que representan cerca del 70% del petróleo en el mundo), consideradas antiguamente como poco viables, se han convertido en el foco de todos los esfuerzos de mejoramiento de la producción de los campos petroleros. Por esta razón, se ha incrementado e incentivado la investigación y desarrollo comercial de técnicas poco probadas, con el fin de incrementar y hacer más rentable la producción de crudo pesado y extrapesado.

En este sentido, en los últimos años se han desarrollado estudios de diversas técnicas que permiten la extracción de petróleo pesado. Con el objetivo de aumentar el factor de recobro se han desarrollado técnicas térmicas que buscan disminuir la viscosidad del crudo y mejorar su movilidad, permitiendo que fluya más fácilmente hacia los pozos productores.

Con el uso de nuevas herramientas como pozos horizontales, catalizadores anulares y pozos multilaterales, se han desarrollado una gran variedad de técnicas, que buscan mejorar la cantidad y calidad de los fluidos producidos. Actualmente, en la industria se estudian las principales características, ventajas y desventajas de las técnicas desarrolladas.

Algunas técnicas han sido probadas comercialmente, otras se encuentran en etapa de investigación y de algunas más sólo se tienen estudios de simulación numérica y pruebas de laboratorio. Con el objetivo de mantenerse siempre a la vanguardia de la investigación de métodos de recobro mejorado, al interior del Grupo de Investigación Recobro Mejorado de la UIS, se desarrolló un estudio de simulación numérica de una nueva técnica de recuperación de crudo pesado, Toe to Heel Steamflood (THSF), cuya configuración y funcionamiento pueden llegar a adaptarse a los campos colombianos.

MÉTODOS TÉRMICOS DE RECOBRO DE HIDROCARBUROS

Los métodos de recuperación de hidrocarburos asistidos térmicamente, en su mayoría son usados en yacimientos de crudo pesado y extrapesado. En estos, la viscosidad del petróleo es tan alta que impide su flujo natural. Por tanto, se hace necesario el uso de calor para

disminuir su viscosidad y lograr que avance hasta la cara del pozo y la superficie¹.

Estos métodos pueden ser clasificados de diferentes formas, ya sea por el tipo de fluido a inyectar, la configuración o número de pozos e incluso el uso de combinaciones entre éstos. Sin embargo, se puede realizar una clasificación acorde al estudio que se desarrolló y que evidencia aspectos importantes para la producción de campos de crudo pesado. En la figura 1 se observa la clasificación planteada para los métodos asistidos térmicamente: convencionales y nuevas técnicas.



Figura 1. Clasificación de los métodos de recobro térmico

Las técnicas convencionales incluyen métodos como la inyección cíclica y continua de vapor, así como la combustión in situ. Entonces, esta categoría se caracteriza por el uso de configuraciones de pozos verticales y fluidos convencionales para la inyección. En el caso de las nuevas técnicas, las configuraciones novedosas de pozos verticales y horizontales, así como la aplicación de agentes químicos, se presentan como nuevas mejoras y oportunidades; manteniendo su carácter de técnicas de recobro mejorado.

Por otra parte, la clasificación analizada permite organizar estos procesos según condiciones similares de operación. Es así como actualmente, la inyección continua de vapor y la combustión in situ, son llamados, procesos de desplazamiento de aceite *Long distance* (larga distancia), ya que en éstos, el crudo debe recorrer grandes distancias dentro del yacimiento, antes de llegar al pozo productor (figura 2).

Durante el “viaje” que realiza el crudo, hasta el pozo productor, el desplazamiento se ve frenado por las heterogeneidades del yacimiento; dentro de éstas se encuentran los cambios abruptos de permeabilidad, intercalaciones de arcillas y fallas geológicas, entre otros².

¹ FAROUQ ALI, S.M., THOMAS, S. The Promise and Problems of Enhanced Oil Recovery Methods. JCPT, 1996.

² T.N. NASR y O.R. AYODELE. Thermal Techniques for the Recovery of Heavy Oil and Bitumen, SPE 97488.

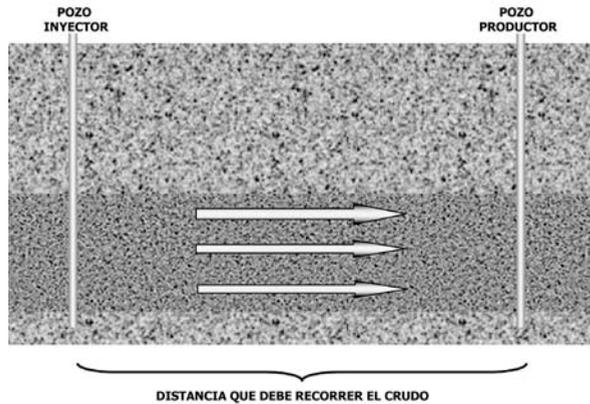


Figura 2. Técnica larga distancia

En este sentido, las nuevas técnicas de explotación de crudo pesado y extrapesado, buscan mitigar el efecto de las heterogeneidades del yacimiento y demás aspectos que van en detrimento del recobro. Para esto, se han creado las técnicas de desplazamiento a corta distancia o *short distance*; en éstas, el aceite recorre una distancia corta, para llegar al pozo productor, como se muestra en la figura 3.

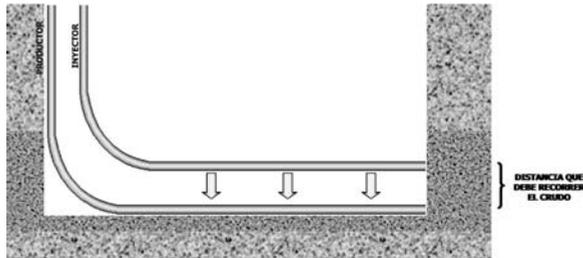


Figura 3. Técnica corta distancia

La ventaja principal de estas técnicas está en que el aceite móvil es producido inmediatamente, ya que se encuentra sobre el pozo horizontal. Por tanto, estos procesos son poco sensibles a la heterogeneidad del yacimiento y el caso de yacimientos de crudo pesado, el aceite móvil no se obliga a fluir a través de zonas de aceite frío, reduciendo las pérdidas de calor para procesos térmicos.

GENERALIDADES DEL THSF

Este método de recuperación de hidrocarburos emplea pozos horizontales y verticales para la recuperación de aceite pesado y está dentro de la categoría de los arreglos “Toe to Heel” que se describen a continuación.

TÉCNICAS TOE TO HEEL³

Desde la perforación rudimentaria del primer pozo de petróleo, hasta nuestros días, se han desarrollado grandes avances que permiten llegar a enormes profundidades con pozos de trayectorias inverosímiles. En este caso, los pozos horizontales son el mayor ejemplo de estos desarrollos, puesto que permiten drenar grandes secciones de un yacimiento con sólo un pozo, aumentan la inyectividad para un pozo inyector o la productividad en el caso de un pozo productor, siendo esto muy conveniente a la hora de implementar un proyecto de recobro mejorado.

Las técnicas Toe to Heel se caracterizan por una configuración de pozos en la cual se usa un pozo vertical inyector y un horizontal productor (ver figura 4). En ésta, la localización de los pozos simula la punta y el talón de un pie, inyectando entonces desde la punta hasta el talón.

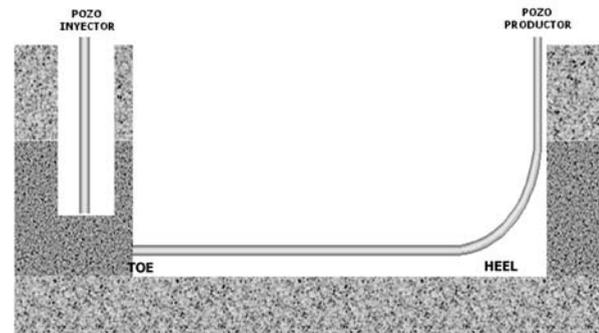


Figura 4. Configuración técnicas Toe to Heel.

La aplicación de las técnicas toe to heel disminuye el tiempo de respuesta del proceso de recobro por la cercanía del pozo productor con el inyector. Además, es menor la distancia entre el frente de inyección del fluido de interés y el pozo productor. También se acorta la distancia que deben recorrer los fluidos que serán producidos, logrando un barrido uniforme y el incremento en el factor de recobro.

La técnica THSF, mostrada en la figura 5, consiste en inyectar vapor a través del pozo vertical. Al ingresar en la formación, éste forma un frente de vapor, dando como resultado una zona de aceite móvil. Entonces, en este proceso es necesario propagar vapor en frente del banco de aceite pesado, para producir luego por el pozo horizontal.

³ SANDOVAL, Roy. Simulación del proceso THSI. Informe de investigación. GRM, 2005

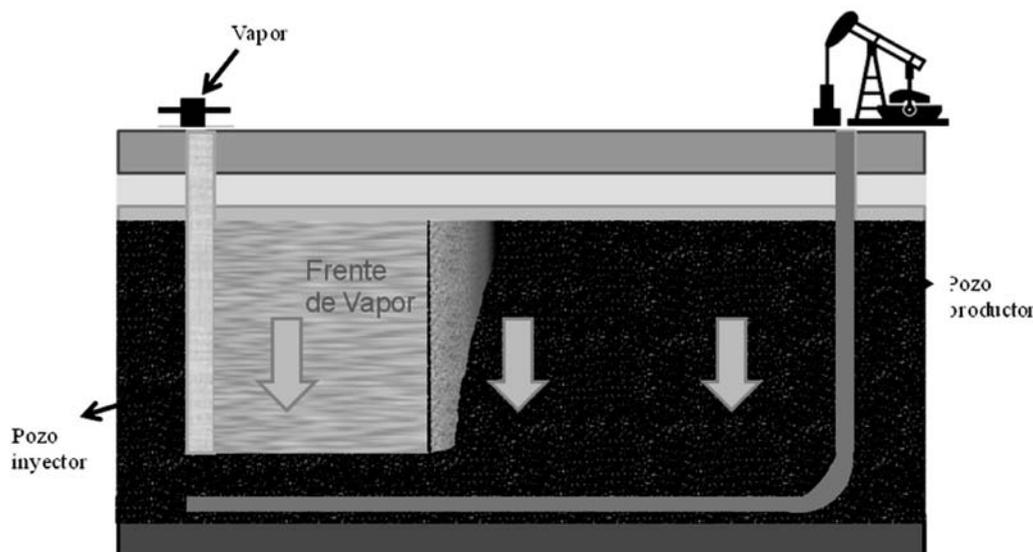


Figura 5. Vista esquemática del proceso THSF.

Debido a la configuración del pozo productor y a su cercanía con el inyector, el aceite móvil puede ser drenado de forma casi inmediata, ya que no debe atravesar una zona de aceite frío y su desplazamiento en el yacimiento es muy corto; siendo entonces dominante el efecto gravitacional.

En el desarrollo de un proyecto THSF, se pueden usar varias configuraciones de los pozos, por ejemplo es posible tener un pozo inyector vertical y un pozo productor horizontal en línea de conducción directa, pero también un pozo inyector vertical y dos pozos productores horizontales, conocido como conducción alterna. Con estas configuraciones se busca drenar un área mayor y ajustar el proceso de recobro al yacimiento que se desea producir.

Entre los principales factores que afectan el proceso THSF se tienen los siguientes⁴:

- **Espesor de la zona productora.** El proceso THSF depende básicamente de los efectos gravitacionales generados en la zona productora. Por esto, la existencia de un espesor productora que favorezca este efecto, permitirá que el factor de recobro aumente.
- **Intercalaciones de arcilla.** La presencia de estos elementos en procesos térmicos es siempre importante, ya que se ha comprobado que tienden a

capturar el vapor que es inyectado. Por lo tanto, es necesario identificarlas y evitar su contacto.

- **Tasas, presiones y calidad de inyección del vapor.** Las condiciones operacionales de un proceso de inyección de vapor son cruciales al momento de evidenciar los resultados de éste. Dependiendo de la presión se pueden presentar daños a la formación y según la tasa y calidad del fluido, el avance de la inyección se verá afectada.
- **Propiedades de los fluidos de formación.** Dependiendo de los fluidos presentes en la formación y de las posibles pérdidas de fluido inyectado, el proceso puede aumentar su eficiencia.
- **Configuración del proceso THSF.** Este factor es el responsable del área realmente barrida por el vapor y por tanto, del aumento del factor de recobro.

Comparando entonces el THSF con una técnica convencional de inyección de vapor como la inyección continua, es posible observar como en esta última, es necesario mantener el frente de vapor a través de un banco de aceite frío. Por ello, se requiere la inyección de grandes volúmenes de este fluido, para lograr el calentamiento de la parte posterior del banco de aceite, ya que allí la temperatura aún se mantiene igual a la del yacimiento. Entonces, sería necesaria una reducción en el espaciamiento entre pozos para resolver este problema. Con la técnica THSF esto no es problema, ya que la configuración de los pozos, permite distancias de desplazamiento del frente muy cortas, por lo cual la

⁴ DELGADILLO, Claudia y MUÑOZ, Samuel. Nuevas Técnicas de Explotación de Crudo Pesado y Extrapesado. Informe de Investigación GRM, 2008

cantidad de vapor inyectada es menor, permitiendo así que los costos de generación sean menores.

Con el uso de pozos horizontales, como en el THSF, es posible disminuir problemas como la digitación viscosa y la baja eficiencia de barrido. Dentro de las principales aplicaciones de los pozos horizontales para recuperar hidrocarburos en diversas configuraciones se encuentra la interceptación de fracturas en yacimientos naturalmente fracturados, la disminución de los problemas de conificación, el incremento del área de drenaje, así como la disminución de la caída de presión cerca de la cara del pozo y por consiguiente, la reducción de la turbulencia en el fondo de pozo.

Sin embargo, el alto costo que representa la perforación de un pozo horizontal respecto a la de uno vertical, ha implicado que la aplicación de esta tecnología haya estado supeditada a factores como el precio internacional del petróleo y la relación costo-beneficio del pozo, es decir, la relación que existe entre la inversión que se requiere para la perforación del pozo y los ingresos económicos que éste pueda generar durante su vida útil.

Teniendo en cuenta que el proceso se desarrolla barriendo un área correspondiente al espesor de una zona productora y la longitud de un pozo horizontal, es posible asumir, que en dicha área, el barrido se aproxima al 100%. Esto se explica debido a que el total del petróleo contactado por el vapor se segrega hacia el pozo productor, haciendo que el vapor inyectado posteriormente, contacte siempre petróleo frío. Sin embargo, existe la posibilidad de que el vapor se canalice hacia el pozo productor. Por tanto, es de vital importancia el manejo acertado de las condiciones operacionales.

ESTUDIO DE SIMULACIÓN NUMÉRICA

Con el objetivo de estudiar el comportamiento del proceso THSF se planteó un estudio de simulación numérica⁵. Para realizar las corridas de simulación primero se construyó un modelo base con un enmallado cartesiano de 24*15*25, el cual se muestra en la figura 6.

Una vez construido el enmallado le fueron asignadas las propiedades a cada una de las celdas, para esto fueron usadas características similares a las de los yacimientos

colombianos de crudo pesado, dichas propiedades son mostradas en las siguientes tablas.

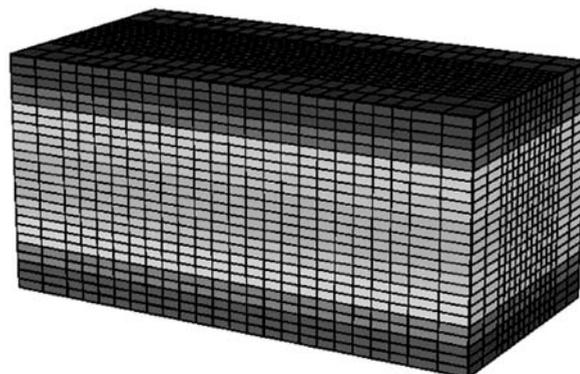


Figura 6. Modelo base de simulación.

Tabla 1. Propiedades de los fluidos

PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS	
AGUA (Propiedades Estándar)	
ACEITE	
Densidad, lbmol/ft ³	0.10113
Compresibilidad, Psia ⁻¹	5e-6
Primer Coeficiente de Expansión Térmica, °F ⁻¹	3.8e-4
Masa Molar, lb/lbmol	780
Viscosidad, cp	1319

Tabla 2. Propiedades de la roca

PROPIEDADES DE LA ROCA	
Tope, Pies	2000
Porosidad	0.28
Permeabilidad Horizontal, mD	600
Permeabilidad Vertical, mD	180
Espesor, Pies	100
Temperatura, °F	110
Presión, Psia @ 2000 Pies	900
Compresibilidad de la roca, Psia ⁻¹	3e-4
Capacidad calórica volumétrica, Btu/(ft ³ *F)	26.9

⁵ AZIZ, K; RAMESH A. Fourth SPE Comparative Solution Project: Comparison of Steam Injection Simulators. SPE 13510, 1987.

Estas propiedades se consideran uniformes en toda la extensión del modelo. Por tanto, el estudio es de carácter conceptual y con objetivos investigativos.

El área total del modelo son 50 acres en el cual inicialmente se realizó el proceso de producción

primaria. Para esto, se planteó un proceso de producción en frío usando seis pozos verticales (aproximadamente 15 acres de espaciamiento entre pozos), como se muestra en la figura 7. De esta forma, es posible establecer un punto de comparación, con respecto a la aplicación de otras técnicas de recobro mejorado.

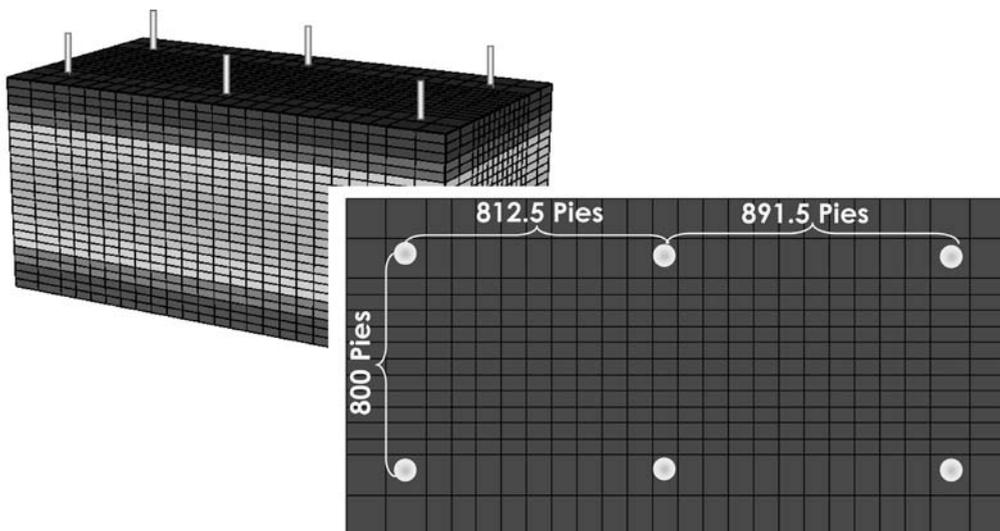


Figura 7. Modelo base de simulación.

Posteriormente, para la simulación del proceso Toe to Heel Steamflood, se planteó una configuración inicial de pozos correspondiente al proceso de THSF realizado de forma directa, como se muestra en la figura 8.

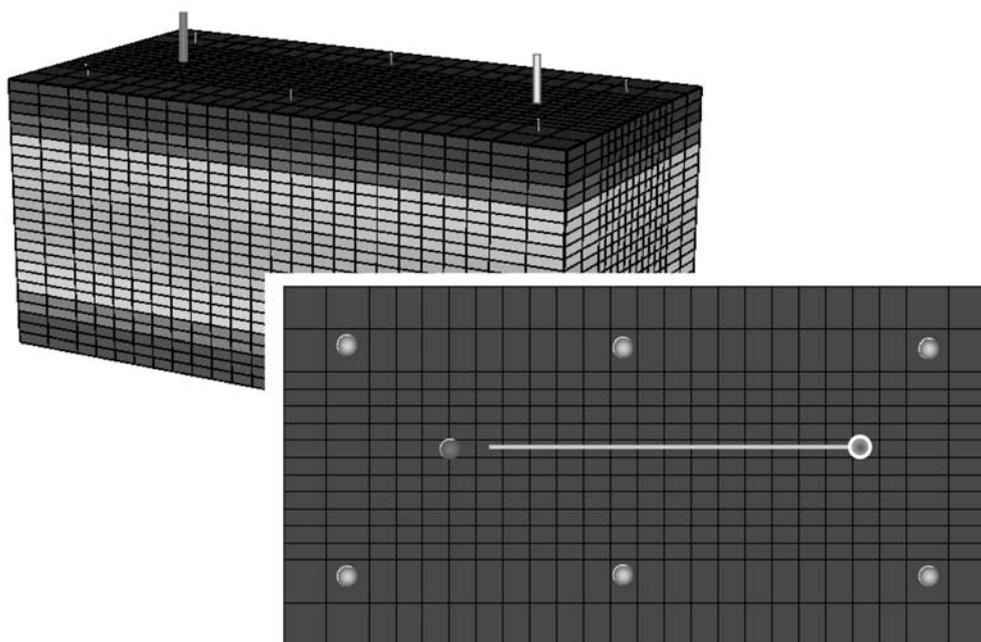


Figura 8. Modelo base.

Con esta configuración se busca estudiar el comportamiento de la técnica en su distribución más común. Para ello se aplica en la misma área que inicialmente fue drenada por los pozos verticales, teniendo en cuenta que se implementa luego de transcurridos dos años de producción en frío.

Los resultados pueden ser observados en la figura 9. en ella, es posible ver el comportamiento del factor de recobro para los dos casos. Por medio de la línea continua se puede ver el efecto de la técnica THSF y la punteada, muestra la tendencia del caso base de producción en frío. Para el caso base se observa un aumento constante del factor de recobro, incluso 19 años después de iniciada la producción. Sin embargo, el valor apenas supera el 5%, siendo este demasiado bajo para un tiempo prolongado de producción.

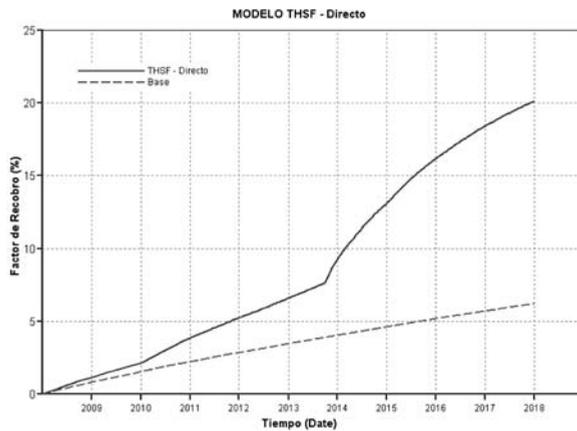


Figura 9. THSF Directo.

Para el caso del THSF, la línea muestra dos cambios representativos de pendiente. El primero corresponde al momento en el cual se empiezan a ver resultados de la aplicación de la técnica y el segundo, el tiempo en el cual irrumpe en el pozo productor, el agua condensada irrumpe en el proceso. Se observa que luego de 19 años de producción el factor de recobro alcanza el 20%. Por tanto, los efectos de aplicación de la técnica son completamente evidentes y considerables. Además, si se toma en cuenta que la aplicación del proceso inicia en el segundo año, es posible ver que el factor de recobro se incrementa de forma casi inmediata. Por tanto, se comprueba de esta forma lo descrito con anterioridad en la teoría, donde se afirmó que el tiempo de respuesta es muy corto.

Como se había mencionado, una de las ventajas que presenta la técnica THSF es que potencia los efectos gravitacionales y las áreas calentadas son siempre zonas de aceite frío. Para evidenciar esto, es posible observar en la figura 10 un corte del modelo; en éste se observan las diferentes temperaturas presentes en el sistema.

El área calentada va desde el tope de la formación, hacia el pozo productor horizontal. Las temperaturas más altas se registran en las cercanías del pozo inyector y ésta va disminuyendo hacia la derecha del sistema. Entonces, se puede afirmar que es posible que tras largos periodos de inyección el vapor tiende a digitarse hacia el tope de la formación, siendo esto positivo por que potencia el movimiento de fluidos por efectos gravitacionales. Sin embargo, en caso de presencia de arcillas, se pueden generar pérdidas de energía hacia las zonas suprayacentes.

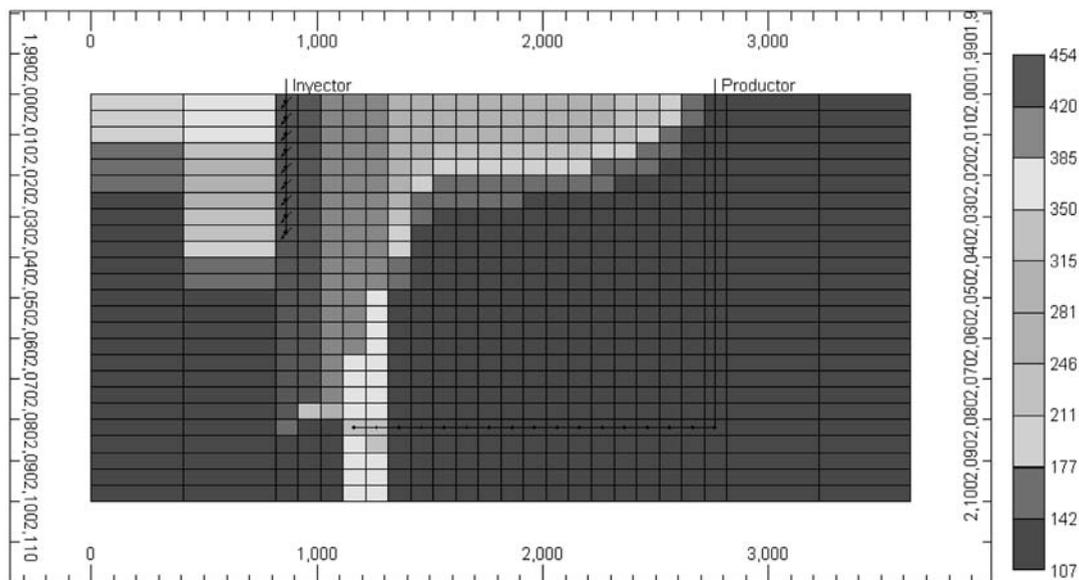


Figura 10. Variación de la temperatura (°F).

Posteriormente, en el estudio de simulación realizado se incluyó la configuración alterna del proceso THSF. Con esto, se evaluó la respuesta del factor de recobro, al contar con una configuración que incluye dos pozos horizontales productores y un pozo vertical inyector (Ver figura 11).

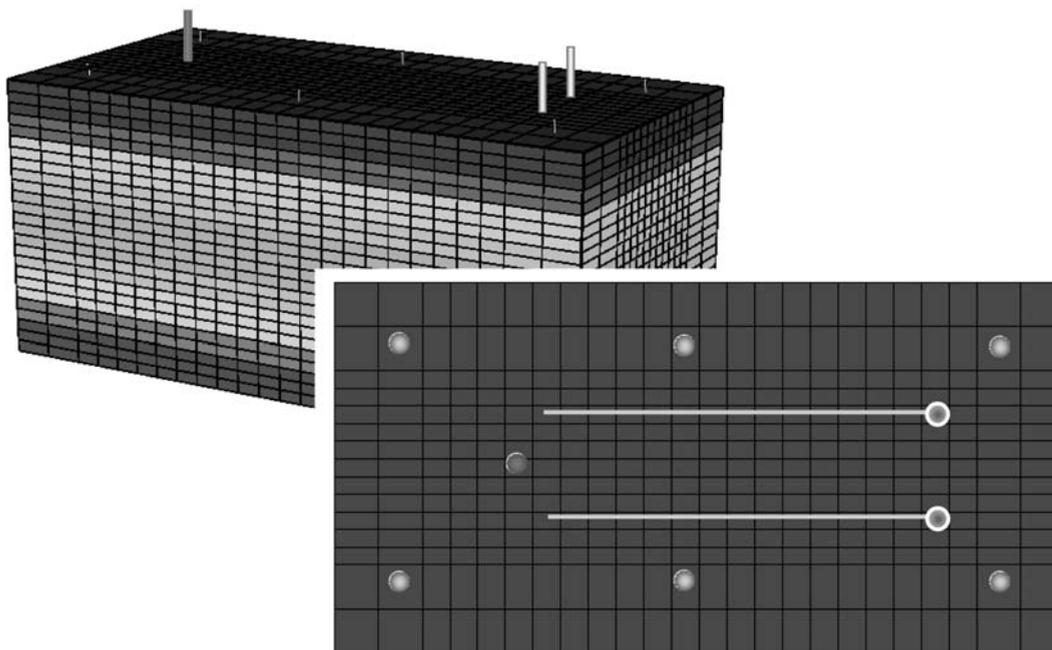


Figura 11. Configuración alterna del THSF.

Para realizar una evaluación comparativa de los resultados generados por la configuración alterna, se construyó la gráfica mostrada a continuación. En ella, se muestra el caso base, junto con las configuraciones directa y alterna.

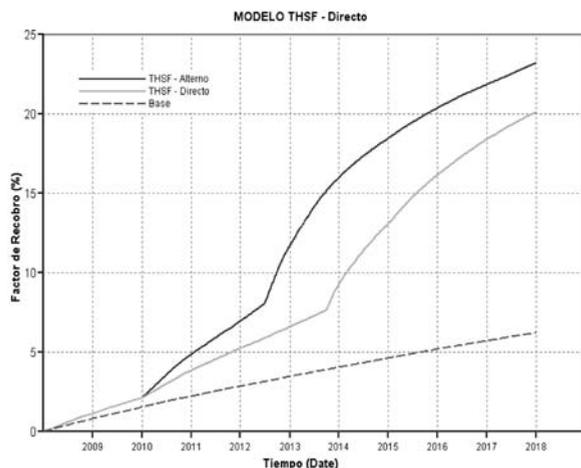


Figura 12. THSF alterno.

Observando la figura 12, es posible ver que las tendencias de las dos curvas que representan la aplicación del

proceso THSF tienen un comportamiento similar. Se puede observar que los tiempos de respuesta de las dos configuraciones son muy cortos y el incremento en el factor de recobro es considerable. Sin embargo, la configuración alterna presenta el segundo cambio de pendiente más rápidamente que la directa, generando esto implicaciones a nivel de manejo de aguas de producción en superficie.

Es interesante analizar la diferencia entre las dos configuraciones. En este sentido, el factor de recobro aumenta de forma mucho más acelerada luego de iniciado el proceso con la configuración alterna que con la directa. Esto ocurre debido a que se duplica el área de drenaje por el pozo horizontal adicional. Sin embargo, luego de ocho años de aplicación del proceso, el factor de recobro sólo se distancia un 2,5%.

Por tanto, es posible asumir que la configuración alterna genera un mayor aumento inicial del factor de recobro, pero su aplicación implica un aumento en la producción de agua más temprano que en la configuración directa. Además, a largo plazo, los resultados de las dos configuraciones son similares. Por tanto, es válido establecer que el determinante principal de la aplicación de estos procesos es el factor económico.

Desde el punto de vista del recobro mejorado de hidrocarburos, existen diversas técnicas para la recuperación de crudo pesado, como las mencionadas en la parte inicial del artículo. Sin embargo, tomando en cuenta las condiciones de los yacimientos colombianos, la técnica analizada en este artículo ha mostrado una gran posibilidad de mejoramiento de la producción. Para comprobar esto, se evaluó numéricamente el comportamiento de otras técnicas de recobro, dentro del mismo modelo planteado⁶.

Las técnicas analizadas, que también pertenecen a la categoría de recobro térmico, corresponden a configuraciones de corta y larga distancia. Inicialmente, se corrieron modelos con un proceso de inyección continua de vapor convencional, de uno y tres patrones de cinco puntos. Posteriormente, se corrió una configuración sencilla del proceso *Steam Assisted Gravity Drainage*, SAGD, y después una doble, esto en representación de las técnicas de corta distancia. Finalmente, los resultados comparativos de estas técnicas, junto con la THSF, se pueden ver en la figura 13.

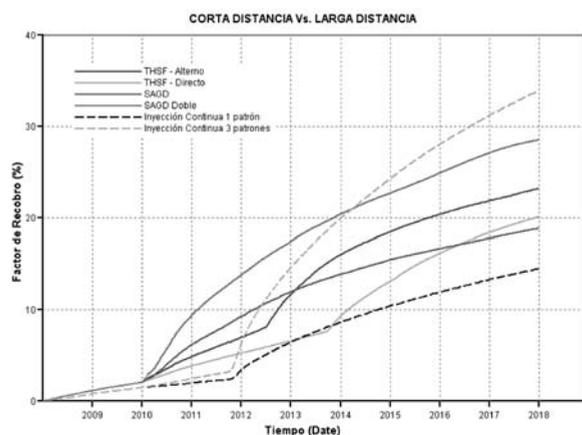


Figura 13. Comparación entre técnicas de recobro.

Tomando en cuenta que el momento de inicio de todos los procesos es el año 2010, la comparación entre técnicas de corta y larga distancia permite ver como el tiempo de respuesta de las primeras es casi inmediato, mientras que las de larga distancia requieren de al menos dos años de aplicación.

En el caso del comportamiento de la técnica THSF frente a este conjunto de técnicas, siendo un proceso de corta distancia, su tiempo de respuesta es muy rápido. En contraste, el factor de recobro no aumenta hasta los

niveles logrados por las técnicas de larga distancia. Para lograr esto, sería necesario aumentar el número de pozos para barrer un área más grande. Sin embargo, es posible plantearla como una posible técnica para el recobro de crudo pesado en yacimientos colombianos.

Finalmente, se observa que las técnicas de larga distancia con espaciamento entre pozos apropiados para el área de yacimiento que se encuentra en producción, generan mejores resultados a largo plazo. Queda entonces planteada la disyuntiva: se requiere producción rápida de hidrocarburos con un pobre barrido del yacimiento o una producción más lenta pero más eficiente a largo plazo, esto finalmente es un asunto de decisión económico-ingenieril, en el cual la última decisión será impuesta por el momento de la industria del petróleo.

CONCLUSIONES

- Las técnicas asistidas térmicamente incrementan el factor de recobro de yacimientos de crudo pesado. Su eficiencia radica en el planteamiento del esquema de producción adecuado. Para ello se debe tomar en cuenta el área a ser calentada dentro del yacimiento, así como el número y configuración de los pozos productores e inyectores.
- El uso de pozos horizontales y las técnicas Toe to Heel, permiten mejorar la eficiencia de los procesos de recobro asistidos térmicamente, esto se debe al aumento del área de drenaje. Sin embargo, si la distribución de estos pozos no cubre eficientemente el área a producir, se quedará una gran cantidad de hidrocarburo entrampado, ya que los pozos horizontales drenan solo las áreas que tienen en sus cercanías.
- Las técnicas de larga distancia, como la inyección continua de vapor, son muy eficientes en la producción de yacimientos de crudo pesado. Sin embargo, para aumentar el factor de recobro de éstos, es necesario tener espaciamientos entre pozos que así lo permitan, además del número correcto de pozos productores; todo esto con el objetivo de aumentar el área calentada y obtener un barrido uniforme de la zona productora.
- Las técnicas de corta distancia, como el THSF, permiten que el factor de recobro aumente rápidamente, ya que el crudo incrementa su movilidad y disminuye el recorrido necesario para su producción; sin embargo, es importante analizar que el barrido areal de la zona a producir depende

⁶ DELGADILLO, Claudia y MUÑOZ, Samuel. Nuevas Técnicas de Explotación de Crudo Pesado y Extrapesado. Informe de Investigación GRM, 2008.

del número de pozos productores horizontales; entonces, el análisis económico es clave en la implementación de estos procesos, eso sin tomar en cuenta, la dificultad tecnológica de la perforación de dichos pozos.

REFERENCIAS

1. Aziz, K; Ramesh A. Fourth SPE Comparative Solution Project: Comparison of Steam Injection Simulators. SPE 13510, 1987.
2. Delgadillo, Claudia Y Muñoz, Samuel. Nuevas Técnicas de Explotación de Crudo Pesado y Extrapesado. Informe de Investigación GRM, 2008.
3. Farouq Ali, S.M., Thomas, S. The Promise and Problems of Enhanced Oil Recovery Methods. JCPT, 1996.
4. Gómez, Gonzalo. Recuperación mejorada de hidrocarburos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 1989.
5. Greaves, M.; Xia, T. X.; Turta, A. T.; Ayasse, C. Recent Laboratory Results of THAI and Its Comparison with Other IOR Processes. SPE 59334-MS, 2000.
6. Joshi. S.D. Cost/Benefits of Horizontal Wells. SPE 83621, 2003.
7. Matthews, C.S. Steamflooding. SPE 9993, 1983.
8. Montes, Erik Y Pacheco, Héctor. Aplicación de nuevas tecnologías para la recuperación de crudo pesado en yacimientos profundos. Tesis de Grado. UIS, 2006.
9. Oballa, Viera; Buchanan, W. Lloyd. Single Horizontal Well in Thermal Recovery Processes. SPE 37115-MS, 1996.
10. P. Toma, R.M Coates.: "Comparison of HASDrive and Sand-Filled Multiple Communications Steam Recovery Processes for Heavy and Extra-Heavy Oil Reservoirs" SPE 18788.
11. Sandoval, Roy. Simulación del proceso THSI. Informe de investigación. GRM, 2005.
12. STARS. Guía para el usuario. Computer Modeling Group.
13. T.N. Nasr y O.R. Ayodele. Thermal Techniques for the Recovery of Heavy Oil and Bitumen, SPE 97488.

Fecha de recepción: Marzo de 2009

Fecha de aceptación: Junio de 2009