

SIMULACIÓN DE UN PILOTO DE INYECCIÓN CONTÍNUA DE VAPOR USANDO POZOS HORIZONTALES

Diana Mercado Sierra¹, Samuel Muñoz Navarro², Claudia Soto Tavera³.

RESUMEN

El uso de pozos horizontales en procesos de inyección continua de vapor es una práctica que en los últimos años ha llamado la atención de quienes están involucrados en la recuperación de crudos pesados. El interés en la utilización de los pozos horizontales se debe principalmente al aumento que se genera en el área de contacto entre el pozo y la zona productora, lo cual se refleja en una mayor eficiencia de la inyección de vapor.

Una forma de establecer si el uso de pozos horizontales mejora el desempeño de la inyección continua de vapor es la simulación numérica del proceso. Por ello se diseñó un estudio de simulación con el objetivo de analizar el comportamiento de la inyección continua de vapor para un patrón de cinco puntos invertido. Para el piloto simulado se emplearon diferentes configuraciones que involucran el uso de pozos productores horizontales y verticales.

Las diferentes corridas de simulación fueron realizadas en el simulador de procesos térmicos *Steam, Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator* (STARS) de la compañía canadiense *Computer Modelling Group* (CMG).

Palabras clave: Inyección continua de vapor, pozos horizontales, simulación de yacimientos.

ABSTRACT

The use of horizontal wells in processes of steamflood is a practice that in the last years has called the attention of those who is involved in the recovery of heavy oil. The interest in the utilization of the horizontal wells owes principally to the increase that is generated in the area of contact between the well and the producing zone, which is reflected in a major efficiency of the steam injection.

A way to confirm if the use of horizontal wells improves the performance of the steamflood is the numerical simulation of the process. Therefore a simulation study was effectuated to analyze the behavior of the continuous steam injection for an inverted five-spot pattern. Different configurations for the simulated pilot were used that involve the use the horizontal and vertical well.

¹ Ingeniera de Petróleos. Grupo de Investigación Recobro Mejorado. Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga. Colombia.

² M. Sc. en Ingeniería de Hidrocarburos. Director grupo de investigación Recobro Mejorado. Profesor Titular. Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga. Colombia.

³ M. Sc. en Ingeniería de Petróleos. Líder grupo de Recobro Mejorado. ECOPETROL S.A. Instituto Colombiano del Petróleo, ICP. Piedecuesta. Colombia.

The different cases from simulation were prepared in the simulator from thermal processes Steam, Thermal and Advanced Processes Reservoir Simulator (STARS) of the Canadian company Computer Modelling Group (CMG).

Keywords: horizontal well, reservoir simulation, continuous steamflooding

INTRODUCCIÓN

La inyección continua de vapor es una técnica de recobro térmico que bajo su esquema convencional de diseño se ha caracterizado por ser eficiente en la recuperación de crudos con alta viscosidad. Sin embargo, existen algunas situaciones en las que la eficiencia del proceso de inyección de vapor puede verse afectada por parámetros tales como el espesor de la arena, la presencia de arcillas, la profundidad de la formación y el volumen de aceite recuperable.

Para el desarrollo de este trabajo se consideró específicamente el efecto generado por el espesor de la formación. Cuando una zona de gran espesor es barrida por un fluido de baja densidad, como el vapor, éste tiende a ascender hacia el tope de la zona calentada; lo cual se conoce como segregación gravitacional del vapor.

A lo largo de los años se han estudiado diferentes alternativas con las cuales se busca mejorar el comportamiento del vapor en el medio poroso, de tal manera que se incremente la eficiencia de barrido del vapor. Una de las alternativas que han sido planteadas para disminuir el efecto de la segregación gravitacional del vapor en la recuperación de aceite ha sido el uso de pozos horizontales.

Con el objetivo de estudiar el efecto del uso de pozos horizontales en el comportamiento de procesos de inyección continua de vapor se diseñó un estudio de simulación para un piloto de inyección. El piloto seleccionado representa un arreglo de cinco puntos invertido para inyección continua de vapor para el cual se plantearon

diferentes configuraciones que involucran el uso de pozos productores horizontales y verticales.

Para este estudio de simulación se consideraron cuatro esquemas de recuperación. En el esquema inicial se planteó la producción de fluidos de la zona de interés mediante el uso de cuatro pozos verticales, mientras que en los tres esquemas restantes se usaron pozos horizontales cuya longitud y ubicación dentro del patrón de inyección fueron modificadas de un esquema a otro.

Finalmente cabe resaltar que la realización de este tipo de trabajos permite la búsqueda de alternativas para mejorar la eficiencia de la recuperación de aceite en zonas sometidas a un proceso de recuperación térmica como la inyección continua de vapor.

POZOS HORIZONTALES

Actualmente en la industria petrolera el uso de pozos horizontales se ha extendido debido a los avances tecnológicos alcanzados en la perforación y completamiento de este tipo de pozos (Joshi, 1991). Un pozo horizontal puede ser empleado para producir o inyectar fluidos al yacimiento, aunque generalmente son empleados como pozos productores (Huang, 1989).

Los pozos horizontales han tenido gran aceptación en procesos de inyección continua de vapor donde el fenómeno de segregación del vapor disminuye la eficiencia de barrido. El uso de una combinación adecuada de pozos horizontales y verticales puede representar un aumento significativo del recobro último de aceite debido a la mejora en la eficiencia de barrido del vapor (Huang, 1989).

Ventajas del uso de pozos horizontales en procesos de inyección de vapor

El uso de pozos horizontales en procesos de recuperación de hidrocarburos trae consigo ciertas ventajas que están sujetas al hecho que el pozo sea productor o inyector de fluidos.

Algunas de las principales ventajas del uso de los pozos horizontales como productores de los fluidos del yacimiento en procesos de inyección de vapor, son:

- Disminuir el número de pozos requeridos para el desarrollo del campo (Huang, 1989).
- Cubrir un mayor área de drenaje, puesto que el área de contacto entre el pozo y el intervalo productor no está limitado por el espesor de dicha zona, tal como ocurre con los pozos verticales (Claridge, 1991).
- Reducir la formación de bancos de aceite bypassados por el vapor, mejorando la eficiencia de barrido del proceso (Claridge, 1991).
- Permitir el manejo de altas tasas de producción de fluidos del yacimiento, debido a que proveen una gran capacidad de producción y a que cubren un gran área de drenaje (Huang, 1989).

Como inyectores de fluidos al yacimiento el uso de pozos horizontales tiene ciertas ventajas, dentro de las cuales se pueden mencionar las siguientes (Huang, 1989):

- Permitir el manejo de mayores tasas de inyección de vapor debido a que el área de contacto con la zona de interés es mayor con respecto a la de un pozo vertical.
- Incrementar la inyectividad del vapor, aunque en algunas ocasiones puede ser necesario realizar un precalentamiento para mejorar la inyectividad inicial de la formación.

Desventajas del uso de pozos horizontales en procesos de inyección de vapor

Aunque el uso de pozos horizontales en los procesos de inyección de vapor tiene ciertas ventajas sobre el uso de pozos verticales, existen ciertos aspectos que deben tenerse en cuenta a la hora de elegir este tipo de pozos para el desarrollo de un determinado proyecto. Dentro de dichos aspectos se pueden mencionar los siguientes (Huang, 1989):

- Alto costo de las operaciones de perforación y completamiento del pozo.
- El hecho que los pozos horizontales usados como productores tengan una mayor capacidad de producción, implica el requerimiento de altas tasas de inyección de vapor para poder mantener la presión del yacimiento.
- Cuando un pozo horizontal es utilizado como inyector, la distribución del vapor inyectado a lo largo de éste difícilmente es uniforme; sobre todo al inicio del proceso.

SIMULACIÓN DE UN PILOTO DE INYECCIÓN DE VAPOR EN POZOS HORIZONTALES

La simulación de yacimientos es una herramienta que a lo largo de los años se ha constituido en pieza primordial en el desarrollo de los yacimientos de hidrocarburos, ya que permite describir el comportamiento de los mismos bajo diferentes esquemas de recuperación. La predicción del comportamiento de un yacimiento permite diseñar un programa de producción por medio del cual el mayor volumen de hidrocarburos pueda ser recuperado.

Actualmente la industria de los hidrocarburos cuenta con simuladores numéricos tales como STARS, VIP y ECLIPSE, los cuales permiten representar diversos fenómenos que se presen-

tan durante el desarrollo de un yacimiento de hidrocarburos.

En este caso en particular, el simulador de procesos térmicos STARS de CMG fue empleado para representar el comportamiento de un patrón de cinco puntos invertido para inyección continua de vapor.

El modelo de simulación utilizado se construyó a partir de la información presentada en un estudio publicado por la *Society of Petroleum Engineers* (SPE) en el año de 1987. El estudio divulgado por la SPE se titula "*Fourth SPE comparative solution project: comparison of steam injection Simulator*". Este modelo fue seleccionado para la realización de este trabajo teniendo en cuenta que presenta todos los parámetros de yacimiento y operacionales requeridos para realizar la simulación de un proceso de recuperación térmica.

DESCRIPCIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN

Con el objetivo de representar un arreglo de inyección de 10 acres, se construyó un enmallado

cartesiano de 33*33*8, definiendo el tope de la formación productora a una profundidad de 1500 pies y un espesor de arena de 175 pies, distribuido equitativamente en ocho capas del enmallado.

Una vez construido el enmallado de simulación, a éste se le asignaron las propiedades de la roca y los fluidos, las cuales son resumidas en la tabla 1.

En los procesos de inyección continua de vapor, la viscosidad del aceite es una de las propiedades que más influencia tiene sobre el comportamiento de la producción y por tanto en la recuperación del aceite *in-situ*, de allí que sea necesario definir su comportamiento en función de la temperatura, tal como se muestra en la figura 1.

Además de las propiedades antes mencionadas, para la simulación se requieren otros parámetros tales como las permeabilidades relativas para el sistema agua-aceite, condiciones iniciales de la zona simulada y las condiciones operacionales para el proceso de inyección continua de vapor, los cuales son presentados en la figura 2 y las tablas 2 y 3, respectivamente.

Tabla 1. Propiedades de la roca y los fluidos.
Tomado de AZIZ and WOO, 1987.

PROPIEDADES DE LA ROCA	
Porosidad	30%
Permeabilidad horizontal	500 mD
Permeabilidad Vertical	250 mD
Conductividad térmica	24 BTU/Pie-hr-°F
Capacidad calórica	35 BTU/Pie ³ -°F
Compresibilidad	5 e-04 psi ⁻¹
PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS	
AGUA	Estándar
ACEITE	
Densidad a condiciones estándar	60.68 lb/Pie ³
Compresibilidad	5 e-06 psi ⁻¹
Coefficiente de expansión térmica	3.8 e-04 °F ⁻¹
Peso molecular	600 lb/lbmol

Tabla 3. Condiciones operacionales
Tomado de AZIZ and WOO, 1987.

POZO PRODUCTOR	
Presión mínima de fondo fluyendo	17 psi
Máxima tasa de producción de líquidos en superficie	1000 Bl/día
POZO INYECTOR	
Máxima presión de inyección	500 psi
Máxima tasa de inyección	2000 bl/día
Temperatura del vapor inyectado	450 °F
Calidad del vapor	0.7

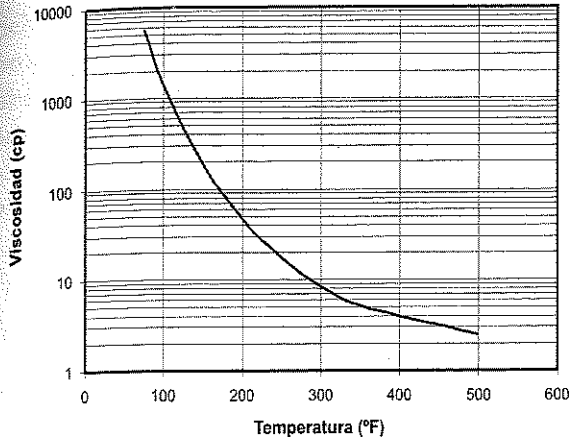


Figura 1 Viscosidad del aceite vs Temperatura
Tomado de AZIZ and WOO, 1987.

CASOS SIMULADOS

Con el objetivo de analizar el factor de recobro de aceite alcanzado en un patrón de cinco puntos invertido para inyección continua de vapor usando diferentes combinaciones de pozos verticales y horizontales, se diseñaron cuatro configuraciones en las cuales se utilizó un pozo vertical como inyector y diferentes diseños de pozos como productores. El pozo vertical usado como inyector de vapor en todas las configuraciones diseñadas se ubicó en la parte central del enmallado, abriéndolo tan solo en las seis capas inferiores del modelo de simulación.

A continuación se presentan cada una de las configuraciones planteadas para el desarrollo de este trabajo:

- **Caso base.** Como caso base se construyó un modelo de simulación en el cual se usaron cuatro pozos productores verticales perforados en todas las capas del enmallado, tal como se muestra en la figura 3.

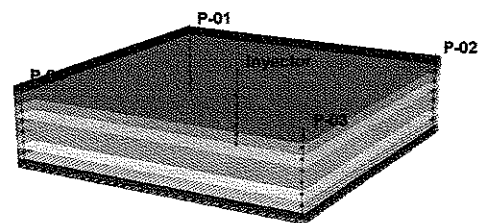


Figura 3. Caso base.

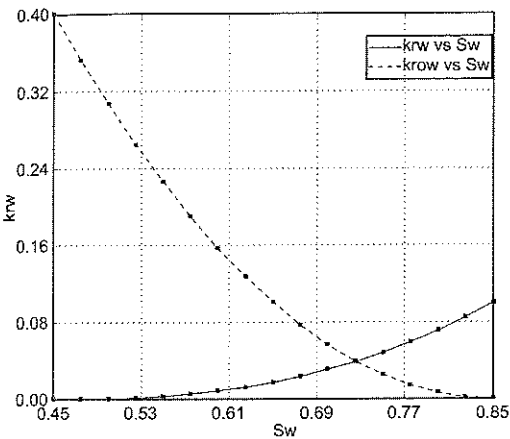


Figura 2. Permeabilidades relativas. Tomado de AZIZ and WOO, 1987.

Tabla 2. Condiciones iniciales.
Tomado de AZIZ and WOO, 1987.

CONDICIONES INICIALES	
Presión	75 psia
Temperatura	125 °F
Saturación de aceite	55 %
Saturación de agua	45 %

- **Pozos horizontales: Configuración 1.** En esta configuración se ubicaron cuatro pozos horizontales perforados en la capa inferior del enmallado, cada uno con una longitud aproximada de 620 pies, tal como se muestra en la figura 4.

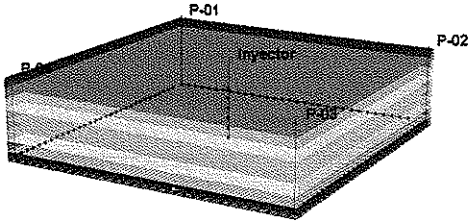


Figura 4. Pozos horizontales: Configuración 1.

- **Pozos horizontales: Configuración 2.** Para la configuración 2 se planteó un esquema en el cual los pozos horizontales se encuentran ubicados en la última capa del enmallado, dispuestos de tal manera que la “punta” del pozo horizontal está orientada hacia el pozo inyector, tal como se puede observar en la figura 5. Bajo esta configuración se plantearon cuatro esquemas donde se varió la longitud de la sección horizontal del pozo, de tal manera que se pudiera observar el efecto de la distancia entre el pozo inyector y los pozos productores (tabla 4).

Tabla 4. Configuración 2.

CONFIGURACIÓN	LONGITUD (pies)
Configuración 2-A Figura 5	260
Configuración 2-B Figura 6	220
Configuración 2-C Figura 7	180
Configuración 2-D Figura 8	140

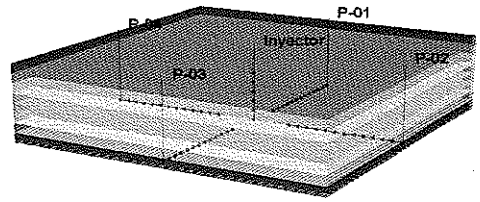


Figura 5. Configuración 2-A.

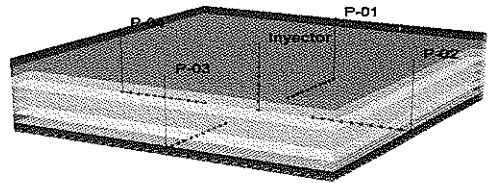


Figura 6. Configuración 2-B.

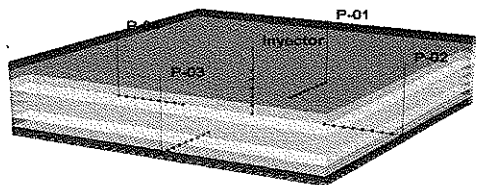


Figura 7. Configuración 2-C.

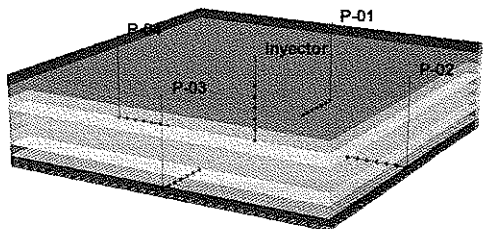


Figura 8. Configuración 2-D.

El objetivo de plantear las configuraciones antes presentadas fue determinar, con base en la simulación numérica, la distancia a la cual

debería ubicarse “la punta” del pozo horizontal productor con respecto al pozo inyector para obtener la mejor respuesta de la producción de aceite.

- **Pozos horizontales: Configuración 3.**

Para esta configuración se definieron cuatro pozos productores horizontales ubicados en la última capa del enmallado, cada uno con una sección horizontal de aproximadamente 340 pies de longitud, tal como se muestra en la figura 9.

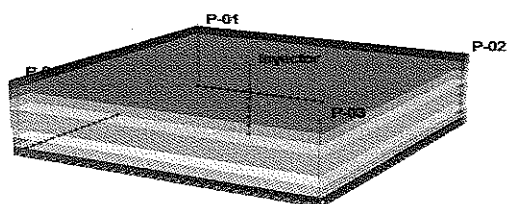


Figura 9. Configuración 3.

RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN

Inicialmente en el desarrollo de este trabajo se obtuvieron los resultados de simulación para el caso base considerando el escenario de producción en frío. Estas corridas se realizaron con el objetivo de analizar el efecto de la inyección de vapor sobre la recuperación de crudos con alta viscosidad.

Posteriormente se obtuvieron los resultados de la simulación para el caso base, considerando un proceso de inyección continua de vapor durante un periodo de 10 años. Como puede apreciarse en la figura 10, después de 10 años de inyección continua de vapor, el vapor ha ascendido hacia las capas superiores del modelo de simulación dejando un banco de aceite en las capas inferiores del modelo. El fenómeno antes descrito es lo que se conoce como segregación gravitacional y se presenta como consecuencia

de la diferencia de densidades entre el vapor y los fluidos del yacimiento.

El aceite que no ha sido afectado apreciablemente por el efecto térmico generado por el calor transportado por el vapor, presenta una temperatura de tan solo unos pocos grados por encima de la temperatura inicial de la zona productora (Figura 11). El hecho que existan zonas del patrón que no estén siendo calentadas en forma efectiva por el vapor, genera que la viscosidad del fluido en esa zona no sea apreciablemente alterada, razón por la cual el aceite allí presente no fluye fácilmente hacia los pozos productores.

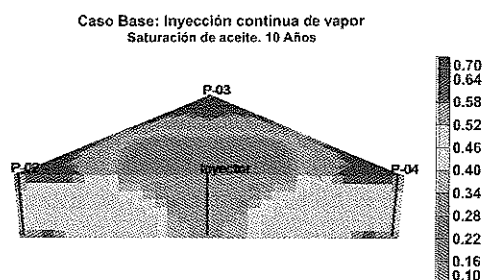


Figura 10. Perfil de saturación de aceite: Caso base.

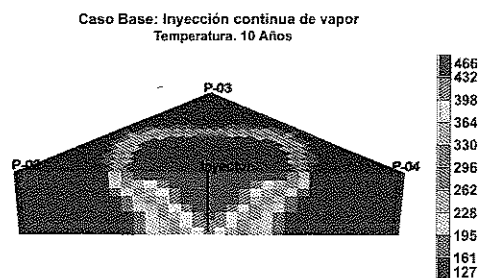


Figura 11. Perfil de temperatura: Caso Base.

Con el objetivo de disminuir la saturación de aceite en las zonas que no habían sido barridas por el vapor se plantearon diferentes esquemas de producción. Los esquemas propuestos están compuestos por diferentes arreglos de pozos que involucran el uso de pozos productores horizontales.

Teniendo en cuenta que para la configuración 2 se habían planteado una serie de variaciones en la longitud de la sección horizontal del pozo, antes de mostrar los resultados comparativos entre las demás configuraciones se presentará la forma en que se seleccionó el modelo correspondiente a dicha configuración.

El criterio bajo el cual se escogió uno de los esquemas propuestos está dado por el factor de recobro de aceite. Por ello se seleccionó la configuración a partir de la cual se recuperó el mayor volumen de aceite. Una vez se seleccionó dicha configuración los resultados obtenidos fueron comparados con los resultados de las configuraciones restantes.

En la figura 12 se puede apreciar el comportamiento del factor de recobro de aceite para cada uno de los modelos planteados para la configuración 2. Puede notarse que inicialmente el factor de recobro se incrementa en la medida en que la “punta” del pozo horizontal se encuentra más cercana al pozo inyector. Este comportamiento se debe a que en la medida en que parte del pozo horizontal se encuentra más cerca al pozo inyector, parte de los fluidos que pueden ser drenados por dicho pozo son calentados por el vapor a tiempos mas tempranos, haciendo que estos puedan ser producidos con mayor facilidad en comparación con los de un pozo que se encuentra mas alejado del inyector.

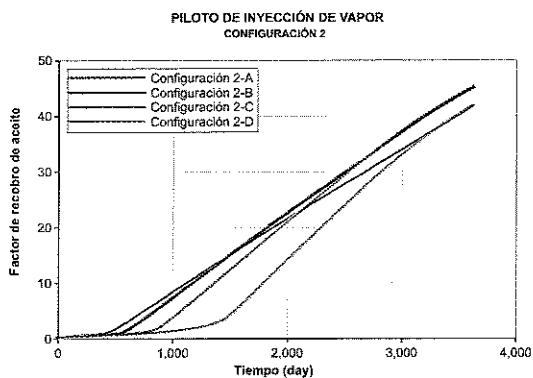


Figura 12. Factor de recobro de aceite: Configuración 2.

El comportamiento antes descrito se mantiene en la medida en que el efecto de la irrupción del vapor en los pozos productores genera una disminución en la eficiencia térmica del proceso. El hecho que el vapor irrumpa en los pozos productores a tiempos diferentes en cada uno de los modelos, genera variaciones en el perfil de temperatura desarrollado en la zona de interés.

Por otro lado en la figura 13 se presenta la variación en la saturación promedio de aceite para cada uno de los modelos, pudiéndose apreciar la eficiencia de barrido del proceso. A partir de lo observado en la figura es de esperarse que al cabo de 10 años de inyección continua de vapor en las configuraciones 2-B y 2-C se tenga la mayor cantidad de aceite desplazado.

Cuando se compara el comportamiento de la producción de un modelo utilizando pozos productores horizontales de diferente longitud no solo debe tenerse en cuenta el comportamiento del vapor en el sistema, sino que adicionalmente debe considerarse que entre mayor sea el área de contacto entre el pozo productor y la zona de interés, mayor será la capacidad de producción de dicho pozo. Por tanto, una combinación adecuada entre la longitud del pozo horizontal y la distancia de éste al pozo inyector permiten una mayor recuperación del aceite presente en el medio poroso.

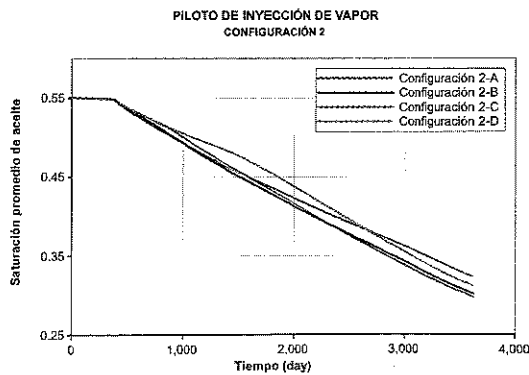


Figura 13. Distribución de saturaciones de aceite.

Con base en lo antes expuesto se seleccionó la configuración 2-C para realizar la comparación del comportamiento del factor de recobro para las diferentes configuraciones planteadas.

En la figura 14 se presenta el comportamiento de la producción acumulativa de aceite, corroborándose que la mayor cantidad de aceite recuperado se obtiene por medio de la configuración 2-C.

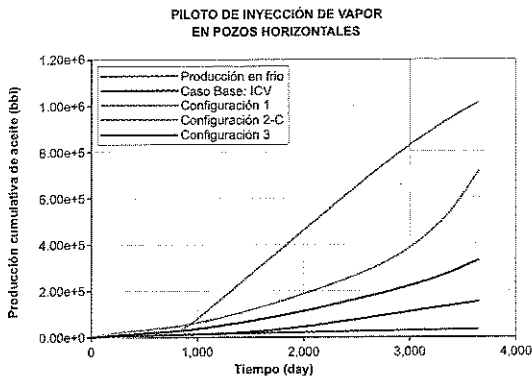


Figura 14. Producción acumulativa de aceite.

En la tabla 5 se presenta el recobro de aceite en términos del volumen de aceite *in-situ* recuperado al cabo de 10 años de iniciada la inyección continua de vapor.

Tabla 5. Producción de aceite.

Configuración	Factor de recobro	Producción acumulativa de aceite (Bl)
Caso base: Producción en frío	1.32	29,556
Caso base	6.74	150,027
Configuración 1	32.16	715,757
Configuración 2-C	45.40	1'010,520
Configuración 3	14.95	332,673
Volumen de aceite inicial	2.2259 M bbl	

El hecho que exista un mayor volumen de aceite recuperado del yacimiento, es una consecuencia

directa de la efectividad de drenaje de los pozos horizontales con respecto a los pozos verticales, cuando se presenta el fenómeno de segregación gravitacional. El efecto de los pozos horizontales se ve reflejado en la distribución de saturaciones de la zona de interés, tal como se presenta en la figura 15, en donde la presencia de bancos de aceite es menos notoria para las configuraciones que involucran este tipo de pozos.

En la figura 16 se presenta la relación vapor-aceite para cada uno de los casos planteados. Teniendo en cuenta que para generar 15 barriles de vapor se requiere de aproximadamente un barril de aceite (HUANG, 1989), se tomó para las corridas de simulación realizadas una relación vapor-aceite al límite económico de 15. Con base en lo anterior puede decirse que la relación vapor-aceite es más favorable para las configuraciones en las cuales se emplearon pozos horizontales.

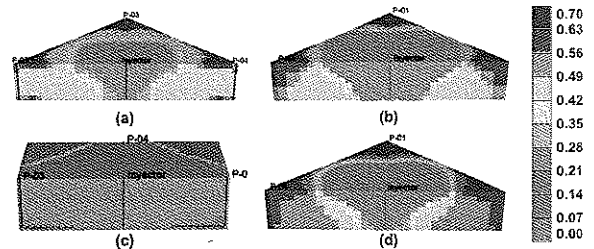


Figura 15. Saturación de aceite.

Saturación de aceite 10 años después de iniciada la inyección de vapor a. Caso base: Inyección continua de vapor b. Configuración 1 c. Configuración 2-C d. Configuración 3.

Finalmente en la figura 17 se presenta el comportamiento del factor de recobro para cada uno de los casos planteados. Como puede apreciarse en la figura en mención el factor de recobro obtenido es mayor para la configuración 2-C.

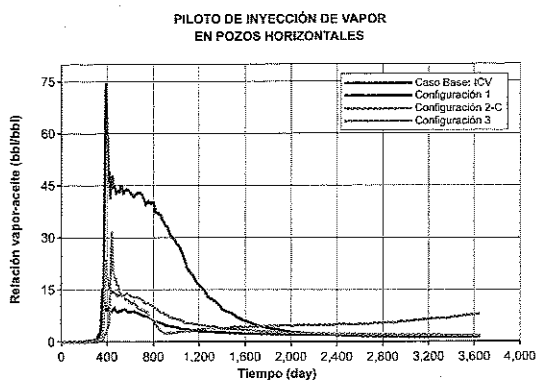


Figura 16. Relación Vapor-Aceite.

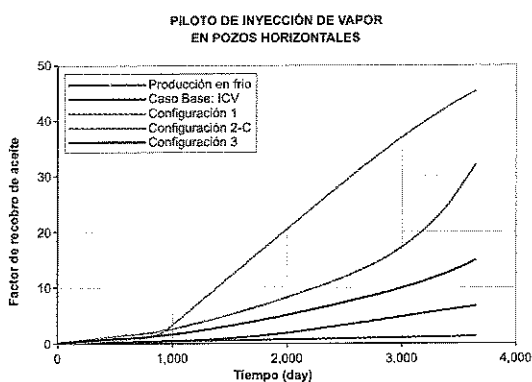


Figura 17. Factor de recobro de aceite.

La similitud entre el comportamiento del factor de recobro para las configuraciones 1 y 3, se debe a que los pozos horizontales en dichos modelos fueron ubicados bajo el mismo esquema dentro del enmallado con la diferencia de que se emplearon diferentes longitudes de sección horizontal entre un modelo y otro.

CONCLUSIONES

A partir de las corridas de simulación realizadas puede concluirse que:

Para el patrón simulado el comportamiento de la producción de aceite se mejora notablemente con el uso y cubren un mayor área de drenaje en comparación con los pozos verticales.

El uso de pozos horizontales y su correcta ubicación en un proceso de inyección continua

de vapor disminuye el efecto de la segregación gravitacional del vapor sobre la eficiencia del proceso, de allí que con este tipo de pozos se mejora notablemente la recuperación última de aceite en la zona de interés.

REFERENCIAS

AZIZ, K. RAMESH, A. B. and WOO, P.T. Fourth SPE comparative solution project: Comparison of steam simulators. SPE 13510, December 1987.

CLARIDGE, Elmond and QIU, Shan. Sweep efficiency comparisons of horizontal and vertical wells. Journal of Canadian Petroleum Technology. Vol 30, N° 4. July-August 1991.

HUANG, W.S. and HIGHT, M.A. Evaluation of steamflood processes with horizontal wells. SPE 14130, February 1989.

JOSHI, S.D. Thermal oil recovery with horizontal wells. SPE 21751, November 1991.

AGRADECIMIENTOS

Los autores de este trabajo quieren expresar sus más sinceros agradecimientos al Grupo de Investigación Recobro Mejorado de la Universidad Industrial de Santander por su apoyo y soporte técnico.

Recibido: 9 de noviembre de 2006

Aceptado: 21 de diciembre de 2006