

# ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE VARIABLES QUE AFECTAN LA TÉCNICA TOE TO HEEL WATERFLOODING (TTHW) MEDIANTE MODELOS CONCEPTUALES DE SIMULACIÓN NUMÉRICA

Fabián Camilo Yatte Garzon<sup>1</sup> Ingrith Johana Villamizar Ballesteros<sup>2</sup>  
Samuel Fernando Muñoz Navarro<sup>3</sup> Fernando Wilson Londoño Galvis<sup>4</sup>  
Gustavo Maya Toro<sup>5</sup>

## RESUMEN

La inyección de agua se ha convertido en uno de los procesos de recobro de petróleo más utilizado en el mundo. Sin embargo, esta puede llegar a ocasionar problemas como canalización del agua y bajas eficiencias de barrido vertical debido a la heterogeneidad del yacimiento, llevando al fracaso económico del proyecto. Por lo anterior, diversos autores han realizado estudios modificando la inyección de agua convencional, incluyendo el uso de pozos horizontales con el fin de mitigar los problemas mencionados. Esta tecnología denominada “Toe To Heel Waterflooding” (TTHW) clasificada como “short-distance”, ya que la distancia que recorre el crudo para ser producido es pequeña debido a la configuración de pozos, ocasionando a la vez una reducción en la caída de presión entre el pozo productor horizontal y el pozo inyector vertical, haciendo las fuerzas de gravedad más relevantes en el proceso.

En el presente trabajo se da a conocer un estudio a partir de modelos conceptuales de simulación del comportamiento de la inyección de agua usando pozos horizontales, con el fin de identificar los principales parámetros que inciden en el proceso y posteriormente determinar la factibilidad técnica del mismo en un modelo con propiedades de un campo Colombiano. Entre los parámetros evaluados se encuentran: Tasa de inyección, Permeabilidades, Viscosidad del crudo. Se realizó además un estudio comparativo entre la inyección de agua convencional y la tecnología TTHW determinando así las condiciones en las cuales el TTHW surge como alternativa para contrarrestar los efectos negativos en la inyección convencional. Por último se construyó un modelo conceptual estratificado con propiedades del campo Tello en cual se analiza el efecto de la segregación gravitacional.

**Palabras Clave:** TTHW, Inyección de agua, pozos horizontales, simulación numérica

## ABSTRACT

Waterflooding has been one of the most used oil recovery method around the world. However, this method may cause problems such as water channeling and low vertical sweep efficiency, due to reservoir heterogeneity, carrying out the project economical failure. Previously, many authors have done studies over conventional waterflooding, using horizontal Wells in order to reduce the above problems. This technology called Toe To Heel Waterflooding (TTHW) has been classified as a short-distance, because the distance between the oil and the producer well is short due to the wells' configuration generating a reduction of the pressures drop between the horizontal well and the vertical well, making the gravity forces more important in the process.

1 Ingeniero de Petróleos, Candidato a Msc. en Ingeniería de Hidrocarburos. Grupo de Investigación recobro Mejorado GRM. E-mail: fabian.yatte@grmuis.com

2 Ingeniero de Petróleos. Grupo de Investigación recobro Mejorado GRM. Bucaramanga, Colombia. E-mail: ingrith83@hotmail.com

3 Msc. en Ingeniería de Hidrocarburos. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, Colombia. E-mail: samuel@uis.edu.co

4 Ingeniero de Petróleos, Candidato a Msc. en Ingeniería de Hidrocarburos. Grupo de Investigación recobro Mejorado GRM. Bucaramanga, Colombia. E-mail: fernando.londono@grmuis.com

5 Ingeniero de Petróleos, Instituto Colombiano del petróleo ICP-ECOPETROL. Bucaramanga, Colombia.

This work shows a study of conceptual models of simulation of waterflooding behavior by using horizontal Wells, in order to identify the principal parameters that affect the process and determine its technical factibility too, in a model with characteristics of a Colombian field. The evaluated parameters are: injection rate, permeabilities, oil viscosity; it was also done a comparative study between the conventional waterflooding and TTHW technology, identifying the conditions in which TTHW emerge as an alternative to counteract the negative results in the normal injection. Finally, it was built a layered conceptual reservoir with characteristics of Tello's field, in which it is analyzed the effect of gravitational drainage.

**Keywords:** Waterflooding, horizontal wells, TTHW, numerical simulation.

## INTRODUCCIÓN

La inyección de agua es un método de recobro de aceite que se lleva a cabo después de que el yacimiento ha agotado su energía primaria. Es el más empleado a nivel mundial gracias a su amplio rango de viabilidad técnica y económica, pero puede llegar a enfrentar dificultades durante la vida del proyecto a causa de la canalización de agua, la cual se presenta debido a factores como la heterogeneidad del yacimiento, segregación gravitacional y a una desfavorable relación de movilidades.

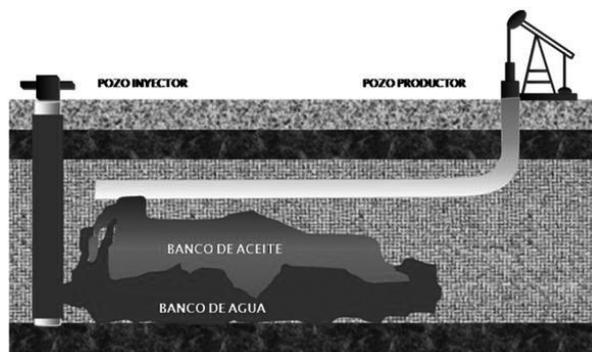
La inclusión de pozos horizontales a la inyección de agua, se conoce como Toe To Heel Waterflooding (TTHW, por sus siglas en inglés), esta técnica emplea un pozo horizontal productor ubicado cerca del tope de la formación con su punta ubicada cerca del pozo inyector vertical, en el cual sus perforaciones se encuentran en la base de la formación. Gracias a que es un procedimiento de tipo Short Distance (corta distancia), se pueden minimizar las consecuencias producidas por la canalización del agua, puesto que se está aprovechando el efecto de la segregación gravitacional.

Con el fin de estudiar la factibilidad de usar pozos horizontales en campos Colombianos, se desarrolló un estudio de simulación numérica, que permitió analizar los parámetros operacionales, petrofísicos y geométricos que afectan la respuesta del yacimiento a la inyección de agua. De esta manera fue posible elaborar una tabla de criterios de selección, los cuales son de gran importancia a la hora de diseñar dicho proceso.

## GENERALIDADES DE LA TÉCNICA TOE TO HEEL WATERFLOODING

La palabra TTHW se deriva de sus siglas en inglés Toe To Heel Waterflooding, en español inundación de agua del pie al talón, haciendo referencia al pie y talón en un pozo horizontal. La tecnología TTHW es un nuevo proceso de desplazamiento basado en los métodos térmicos

TTH, THAI (Toe To Heel Air Injection) y CAPRI (Controlled Atmospheric Pressure Resin Infusion). Este se puede clasificar como un desplazamiento de aceite short-distance (corta distancia), el cual es aplicable a yacimientos de aceite pesado. El método TTHW utiliza un pozo horizontal productor, ubicado en el tope de la formación y un pozo vertical inyector, el cual es perforado en la parte inferior de la formación como se muestra en la figura 1.



**Figura 1.** Proceso Toe To Heel Waterflooding (TTHW).

Como resultado se tiene que la caída de presión entre el productor horizontal y el inyector vertical es reducida, haciendo las fuerzas de gravedad más relevantes. El agua inyectada bajo la fuerza de gravedad va a la base de la formación. Esta se extiende horizontalmente en la base, el aceite es lentamente empujado hacia arriba y se produce a lo largo del pozo productor.

El método TTHW surge como alternativa para contrarrestar los problemas ocasionados por bajas eficiencias de barrido volumétricas en la inyección de agua mediante pozos verticales. Tanto los efectos de heterogeneidad, segregación gravitacional y desfavorable relación de movilidades se ven mitigados debido principalmente a dos factores: primero es un procedimiento short distance y segundo involucra pozos productores horizontales.

## CONSTRUCCIÓN DEL MODELO BASE DE SIMULACIÓN

Para iniciar el estudio de simulación correspondiente a la aplicación de pozos horizontales en la inyección de agua se parte del modelo que se presenta en la figura 2, el cual consta de 11400 celdas. Las características del modelo, tanto petrofísicas como geométricas y propias del fluido se presentan en la tabla 1.

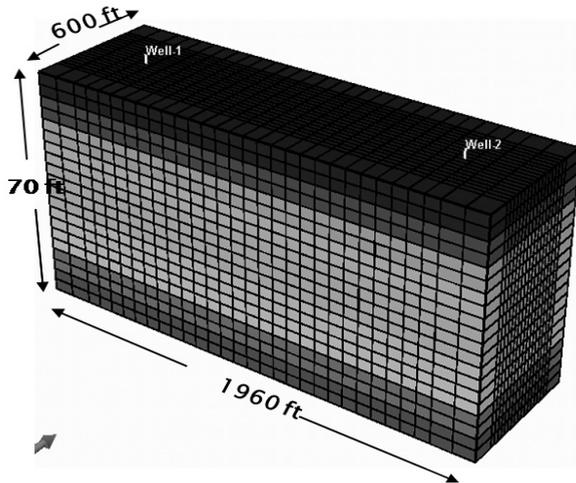


Figura 2. Modelo base de simulación vista 3D

El área inicialmente es de 27 acres pero en análisis posteriores de este estudio se realizó sensibilidad a esta y se observó su comportamiento, el cual es afectado en la configuración de los pozos y en el avance del frente de agua.

Tabla 1. Propiedades del modelo de simulación.

Parámetros de simulación	
Grid	30*19*20
Área (acres)	27
Tope de la arena (ft)	3000
Espesor arena (ft)	70
Porosidad (%)	25
Kh (md)	500
Kv (md)	200
Pinicial (psia)	2000
Pb (psia)	811
T (°F)	120
°API	27
OOIP (MSTB)	2.4667

La figura 3 representa una vista superior del modelo en la cual se puede observar la ubicación de los pozos productores situados a una distancia de 1477 ft, estos son encargados de producir durante la etapa primaria.

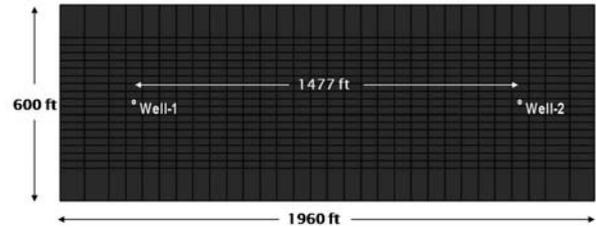


Figura 3. Caso base de simulación vista superior

En la figura 4 se presenta una vista lateral, donde se puede observar el espesor del modelo el cual inicialmente es 70 pies, posteriormente se pretende hacer sensibilidad de éste y determinar el rango de aplicación del TTHW.

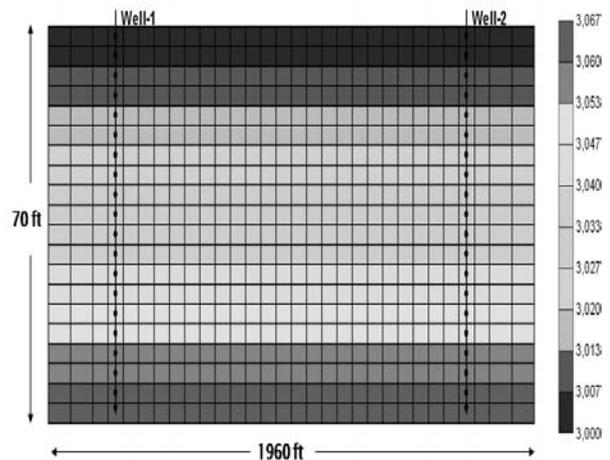


Figura 4. Caso base de simulación vista lateral (TTHW).

Construida la curva de permeabilidades relativas, se definieron las restricciones operacionales de los pozos tales como tasa de producción de aceite, tasa de inyección de agua y presiones de fondo, las cuales son factores determinantes en la simulación del proceso.

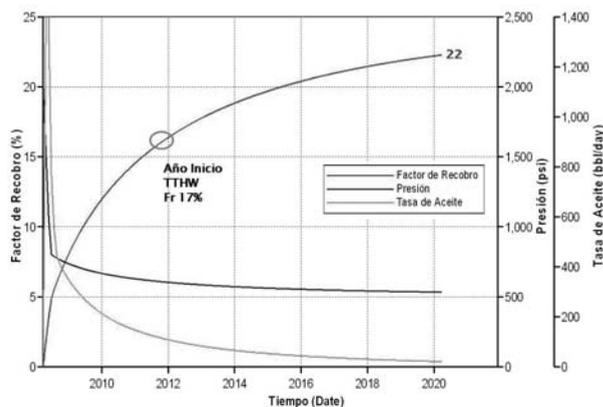
Las diferentes restricciones empleadas fueron seleccionadas de acuerdo a un análisis de sensibilidad en el que se evaluó el factor de recobro y la cantidad de agua producida, con el fin de determinar valores óptimos y acordes para la etapa de producción primaria en el caso de los productores verticales, y para el TTHW en el caso del inyector vertical y el productor horizontal.

## COMPORTAMIENTO DEL MODELO BASE EN CUANTO A LA PRODUCCIÓN PRIMARIA

Una vez definidas las variables del modelo base, se efectuaron las primeras corridas, en las cuales se representó la etapa primaria del modelo, además se comprobó si los datos y propiedades seleccionadas para el modelo arrojaron valores coherentes y representativos de un yacimiento de características similares.

Para la producción primaria del modelo base se emplearon dos pozos verticales en forma lineal, con una distancia entre ellos de 1477 pies, como se puede ver en las figuras 2, 3 y 4.

En la figura 5 se puede apreciar el comportamiento del factor de recobro, la presión y la tasa de aceite para el modelo durante la producción primaria, originada gracias a las variables, propiedades y características del modelo anteriormente establecidas.

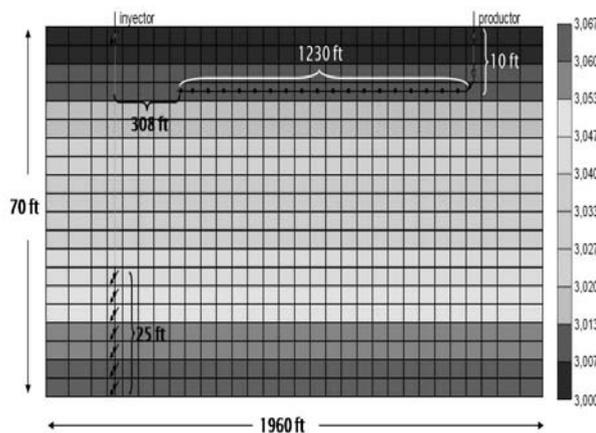


**Figura 5.** Factor de recobro, presión, y tasa de aceite durante la etapa primaria del modelo.

Como resultado se observa una gráfica de factor de recobro representativa de un yacimiento de aceite negro con un mecanismo de producción natural de gas en solución, en la cual a los cuatro años de haber iniciado la producción se ha recuperado el 17% de la cantidad original de aceite del modelo base, año en el cual sería factible implementar el TTHW. En cuanto a la presión y la tasa de producción de aceite se observa un descenso acelerado de éstas, lo cual se presenta debido a que no existe un mantenimiento de presión en los límites del sistema. Posteriormente las curvas tienden a mantenerse estables con una menor declinación.

## ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE VARIABLES

La configuración seleccionada se presenta en la figura 6; en ésta se dan a conocer las dimensiones establecidas inicialmente para la configuración lineal del TTHW. Variables como distancia del pozo productor horizontal al tope de la formación, distancia entre pozos y longitud del pozo horizontal son analizadas posteriormente para determinar la manera en que afectan el proceso.

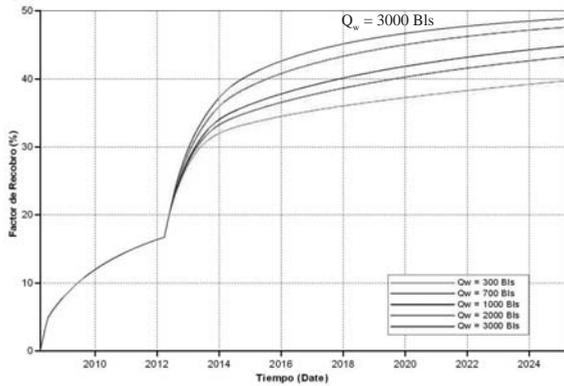


**Figura 6.** Vista lateral de la configuración inicial del TTHW.

Para el estudio de esta configuración desarrollada en el modelo base se decidió dividirla en dos partes: análisis de sensibilidad de parámetros operacionales, y análisis de sensibilidad de variables relacionadas con el modelo y el fluido. A continuación se presentan las diferentes variables estudiadas para una configuración de pozos lineal en el modelo base homogéneo.

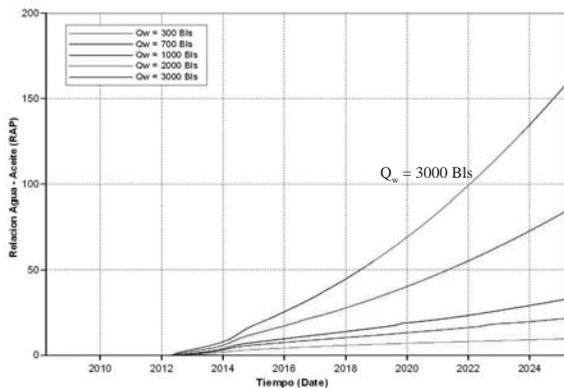
### CON RESPECTO A LA TASA DE INYECCIÓN DE AGUA

Para llevar a cabo este análisis, se trabajó con tasas de inyección desde 300 a 3000 barriles de agua por día, evaluando el comportamiento de éstas en cuanto al factor de recobro y la cantidad de agua producida en superficie.



**Figura 7.** Factor de recobro para diferentes tasas de inyección de agua.

La figura 7, correspondiente al factor de recobro para diferentes tasas, indica claramente un incremento de éste a medida que aumenta la tasa de inyección de agua, tanto para el año 2016 como para el 2024 en el cual han transcurrido 13 años de inyección de agua, con un factor de recobro de 49.8 para una tasa de agua de 3000 barriles por día, el cual es un valor que operacionalmente resultaría muy costoso llevar a cabo en este tipo de procesos, igualmente ocurre con tasas de 2000 y 1000 barriles de agua inyectada por día.



**Figura 8.** Relación agua - aceite para diferentes tasas de inyección de agua.

Para el caso de una tasa de 700 barriles por día, operacionalmente resulta factible llevarla a cabo; por otra parte se obtiene un notorio incremento en el factor de recobro apenas a los cuatro años de haber iniciado el TTHW con un valor de 37.7%, inclusive con tasas hasta de 300 barriles de agua por día se obtiene una considerable cantidad de crudo recuperado del modelo.

Altos valores de relación agua petróleo se obtienen con tasas de 2000 y 3000 barriles de agua por día (ver figura

8), asimismo existe una gran diferencia en comparación con las tasas de 300, 700 y 1000 barriles por día, las cuales no tienden a aumentar considerablemente durante todo el proceso.

### CON RESPECTO A LAS PERMEABILIDADES

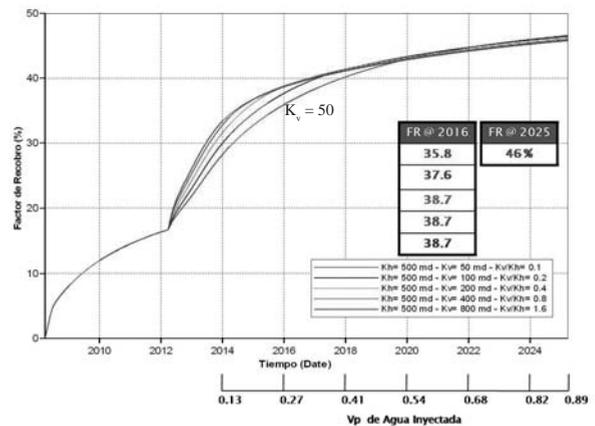
Para llevar a cabo el análisis del efecto de la permeabilidad en el modelo base, fue necesario dividir el estudio en tres partes:

1. Permeabilidad horizontal ( $K_h$ ) constante y permeabilidad vertical ( $K_v$ ) variable.
2. Permeabilidad vertical ( $K_v$ ) constante y permeabilidad horizontal ( $K_h$ ) variable.
3. Relación de permeabilidades ( $K_v/K_h$ ) constante.

### PERMEABILIDAD HORIZONTAL ( $K_h$ ) CONSTANTE Y PERMEABILIDAD VERTICAL ( $K_v$ ) VARIABLE.

Para este caso se mantuvo constante la permeabilidad horizontal con un valor de 500 mD y a su vez se realizaron corridas para diferentes valores de permeabilidad vertical (50, 100, 200 y 400 mD), teniendo en cuenta que al aumentar la permeabilidad vertical, la relación de permeabilidades también aumenta generando cambios en las curvas de factor de recobro y corte de agua como se observa en las figuras 9 y 10.

Como se puede ver en la figura 9, un incremento en la permeabilidad vertical genera un aumento en el factor de recobro, es decir, es posible recuperar el aceite de forma más rápida. Lo anterior, debido a que un valor alto de permeabilidad vertical implicaría un mayor avance del frente de agua desde la base de la formación hacia el tope de la misma, generando un mejor barrido del petróleo en sitio.



**Figura 9.** Factor de recobro contra tiempo para diferentes valores de permeabilidad vertical.

Sin embargo, se debe tener en cuenta que al contar con altas permeabilidades verticales se presentan tiempos de ruptura tempranos, puesto que es más fácil que el agua llegue a la punta del pozo productor horizontal de forma rápida y genere altos cortes de agua como se muestra en la figura 10.

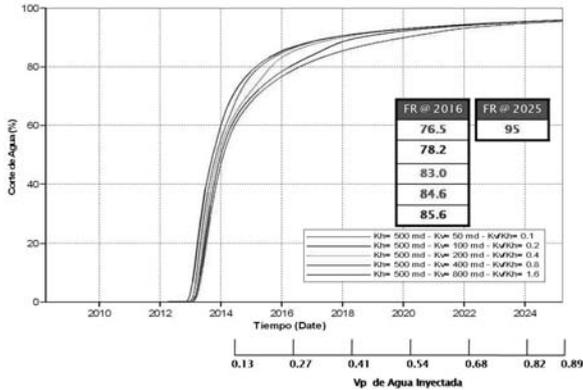


Figura 10. Corte de agua contra tiempo para diferentes valores de permeabilidad vertical.

Con base en los resultados anteriores, se decidió tomar como permeabilidad vertical el valor de 200 mD puesto que los primeros años del proyecto presenta valores de factor de recobro altos manteniendo cortes de agua relativamente bajos si se comparan con los otros casos de  $K_v$  alta (400 mD).

**PERMEABILIDAD VERTICAL ( $K_v$ ) CONSTANTE Y PERMEABILIDAD HORIZONTAL ( $K_h$ ) VARIABLE.**

Con el fin de estudiar el efecto de la variación de la permeabilidad horizontal en el factor de recobro, se realizaron corridas de simulación para cada uno de los siguientes valores de  $K_h$ : 200, 500, 600, 800, 1200 mD y se mantuvo constante el valor de  $K_v$  en 200 mD. Los resultados de cada una de las corridas se pueden observar en la figura 11.

Como se puede ver en la figura 11, al incrementar el valor de  $K_h$  se produce un aumento del factor de recobro durante todo el proceso (producción primaria e inyección de agua usando pozos horizontales). Debido a que en la producción primaria al contar con permeabilidades horizontales altas el banco de aceite se desplaza en mayor cantidad hacia el pozo productor vertical; y en la inyección de agua usando pozos horizontales, el banco de agua que ingresa por la parte inferior de la formación se desplaza a lo largo de toda la base de forma uniforme y posteriormente empuja

el petróleo hacia el pozo horizontal productor ubicado en el tope de la formación, logrando de esta forma una mejor eficiencia de barrido volumétrica.

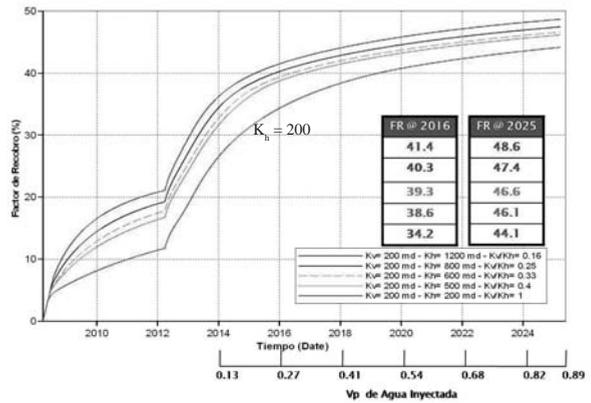


Figura 11. Factor de recobro contra tiempo para diferentes valores de permeabilidad horizontal.

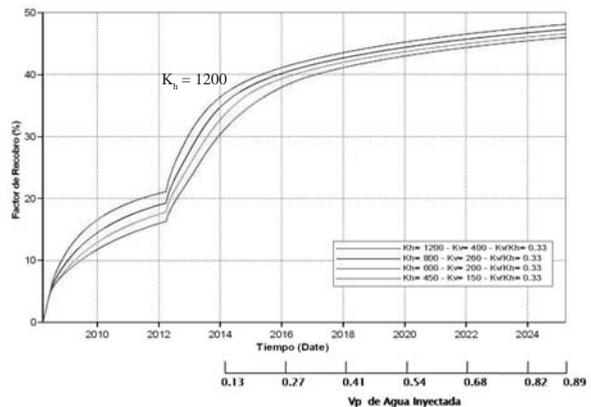


Figura 12. Factor de recobro contra tiempo a una misma relación de permeabilidades.

**RELACION DE PERMEABILIDADES ( $K_v/K_h$ ) CONSTANTE.**

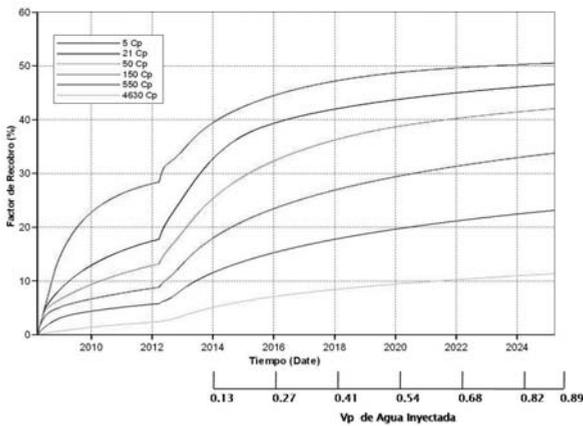
Para este último caso se modificaron tanto los valores de permeabilidad vertical como los de permeabilidad horizontal, manteniendo la relación de permeabilidades seleccionada anteriormente (0.33). Los resultados de factor de recobro se presentan en la figura 12.

Del comportamiento del factor de recobro (figura 12) se puede decir que éste aumenta cuando se cuenta con valores altos de permeabilidad horizontal y vertical, siendo la primera mayor que la segunda en todos los casos, lo que permite concluir que la permeabilidad horizontal es la variable más influyente en este tipo de procesos.

### CON RESPECTO A LA VISCOSIDAD DEL CRUDO.

Con el fin de analizar el efecto de la viscosidad del petróleo al implementar un proceso Toe To Heel Waterflooding se realizaron diferentes corridas de simulación, en las cuales se modificó el valor de viscosidad del aceite para cada una de ellas de la siguiente forma: 5 cp, 21 cp, 50 cp, 150 cp, 550 cp y 4630 cp.

Una vez terminadas las corridas se obtuvieron las tendencias de factor de recobro y corte de agua presentadas en las figuras 13 y 14.

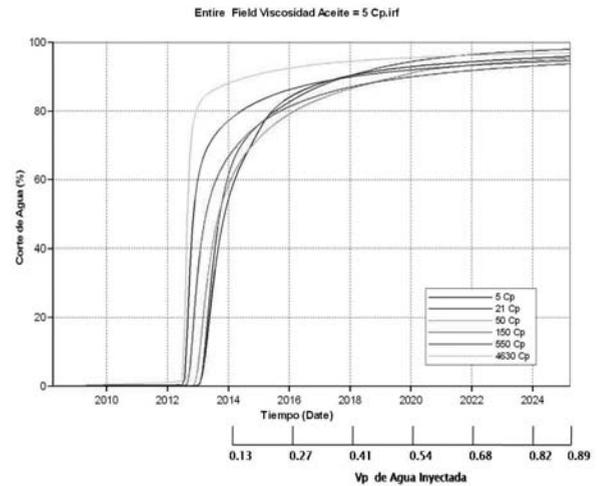


**Figura 13.** Factor de recobro contra tiempo para diferentes valores de viscosidad del petróleo.

Al observar el comportamiento mostrado en la figura 13, se puede ver que al aumentar la viscosidad del aceite el factor de recobro disminuye considerablemente, debido a que al contar con un crudo de alta viscosidad la relación de movilidades entre el fluido desplazante (agua) y el fluido desplazado (petróleo) es demasiado alta ocasionando la canalización del agua inyectada y dando origen al fenómeno de digitación viscosa, el cual genera una baja eficiencia de barrido volumétrica.

Respecto al comportamiento del corte de agua, se nota claramente en la figura 16 que para crudos de alta viscosidad la ruptura es inmediata, generando altos cortes de agua que dificultan el tratamiento del crudo y hacen necesaria una gran cantidad de facilidades de superficie para obtener el petróleo y el agua a condiciones de entrega.

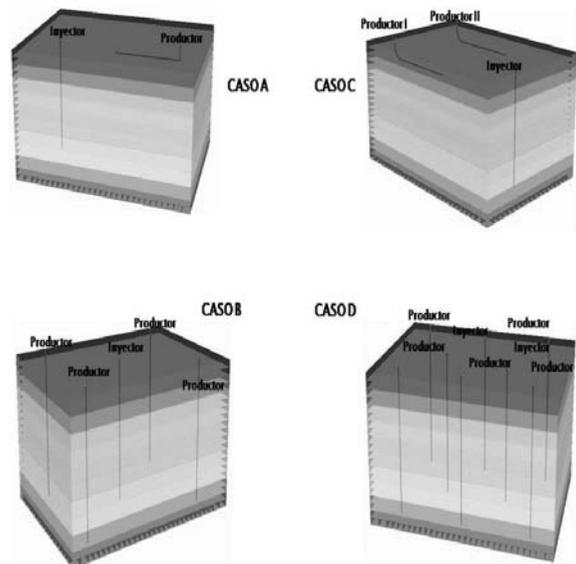
Una vez analizada la figura 14, es posible concluir que el proceso TTHW es aplicable a crudos de baja viscosidad, es decir, crudos convencionales; de lo contrario los resultados obtenidos en la producción de aceite no serían los suficientes para retribuir la inversión realizada y el proyecto fracasaría por completo.



**Figura 14.** Corte de agua contra tiempo para diferentes valores de viscosidad del petróleo.

### TTHW vs INYECCIÓN DE AGUA CONVENCIONAL

Para determinar cuál de estos dos métodos de recobro resulta más eficiente en la recuperación de aceite bajo ciertas condiciones y propiedades, se realizó un análisis de los comportamientos del factor de recobro contra el tiempo para cada uno de los casos que se presentan en la figura 15.



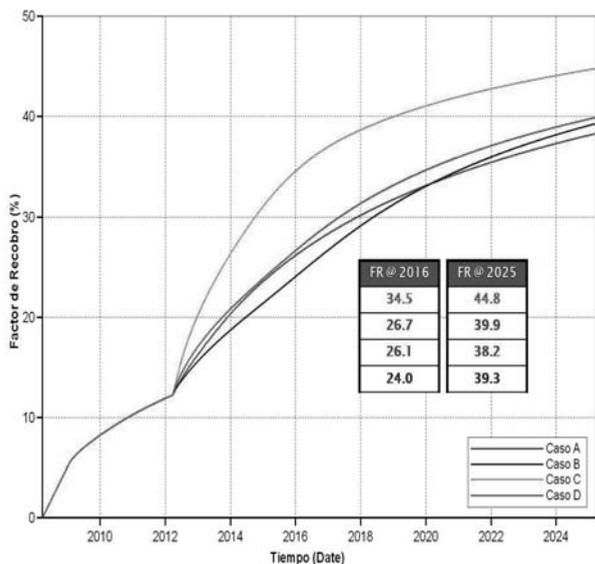
**Figura 15.** Configuraciones empleadas en la inyección de agua usando pozos horizontales vs. inyección de agua convencional.

Al llevar a cabo corridas de simulación para el TTHW y la inyección de agua convencional se analizaron las tendencias del factor de recobro y relación agua-aceite (ver figuras 16 y 17) para determinar con cuál de los casos anteriores se obtienen mejores resultados en estos aspectos comparándolas de la siguiente forma: caso A contra caso B y caso C contra caso D.

Casos A y B: Para estos casos se empleó una tasa de inyección de 700 Bls/día de agua y una tasa de producción de aceite de 700 Bls/día para los pozos verticales y 1400 Bls/día para el pozo horizontal. Como se puede observa en la figura 16 el factor de recobro es mayor para en caso A al inicio del proyecto gracias a la acción del pozo horizontal que se encarga de drenar de forma rápida el yacimiento.

Además, con la configuración del caso A también se obtienen grandes cortes de agua (ver figura 17) durante todo el proceso. Por lo anterior, el emplear o no la configuración que involucra el pozo horizontal dependería de las capacidades del operador para tratar el crudo y agua una vez se encuentren en superficie.

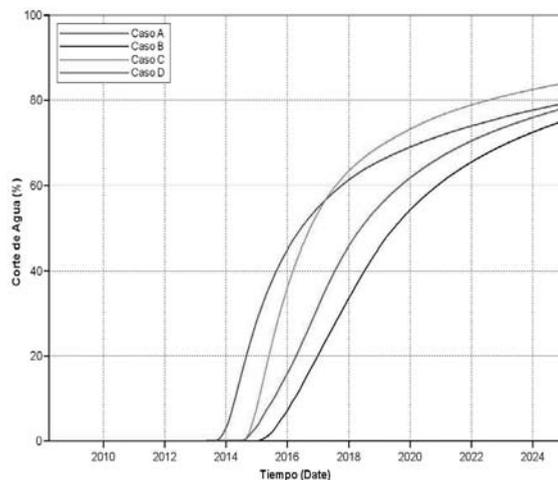
Casos C y D: En esta comparación se empleó una tasa de inyección de 700 Bls/día de agua en el caso C y una tasa de inyección de agua de 350 Bls/día para cada uno de los pozos inyectora verticales del caso D. Además, se restringieron los pozos productores verticales con una tasa de producción de aceite de 700 Bls/día y de 1400 Bls/día para los pozos horizontales.



**Figura 16.** Factor de recobro contra tiempo para las configuraciones empleadas en la inyección de agua usando pozos horizontales vs. inyección de agua convencional.

Al graficar el comportamiento del factor de recobro para los casos C y D se observa (ver figura 16) que la diferencia es notoria siendo mucho mayor el factor de recobro para el caso C durante todo el proceso.

Por otra parte, con el caso C también se obtienen altos cortes de agua como se puede ver en la figura 17, requiriendo mayor cantidad de equipos en superficie, haciendo que el proceso sea rechazado en muchos casos. Sin embargo, se debe tener en cuenta que el costo de un pozo horizontal es aproximadamente dos veces más que el de un pozo vertical; lo cual, en este caso, significaría una menor inversión en cuanto a perforación de pozos en el caso C, puesto que se ahorraría el valor equivalente a tres pozos verticales comparado con el caso D.



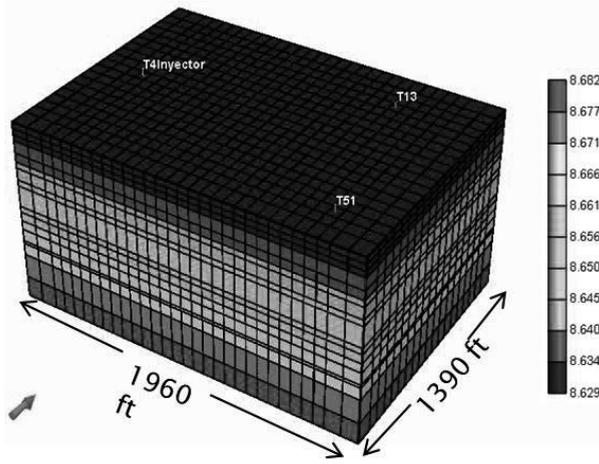
**Figura 17.** Corte de agua contra tiempo para las configuraciones empleadas en la inyección de agua usando pozos horizontales vs. inyección de agua convencional.

## APLICACIÓN PILOTO DE TTHW EN UN MODELO CONCEPTUAL CON PROPIEDADES DEL CAMPO TELLO

Una vez estudiada la inyección de agua usando pozos horizontales en un modelo homogéneo, se eligió el campo Tello descrito anteriormente y a partir de sus propiedades petrofísicas se construyó un modelo conceptual (Ver figuras 18 y 19), con el fin de llevar a cabo un piloto de la técnica TTHW, para determinar mediante simulación numérica la posibilidad de implementar este proceso desde el punto de vista técnico, con el objetivo de incrementar la producción actual.

Para llevar a cabo el estudio de simulación fue seleccionada la lámina A de campo Tello, la cual se

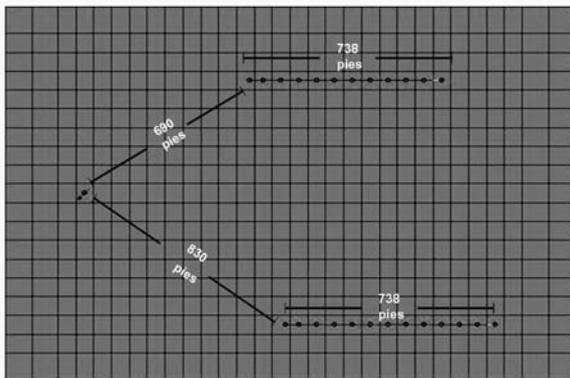
encuentra dividida en cuatro sectores productores denominados B1, B2, B3 y C, cada uno con propiedades petrofísicas diferentes.



**TOTAL DE CELDAS:  
9690**

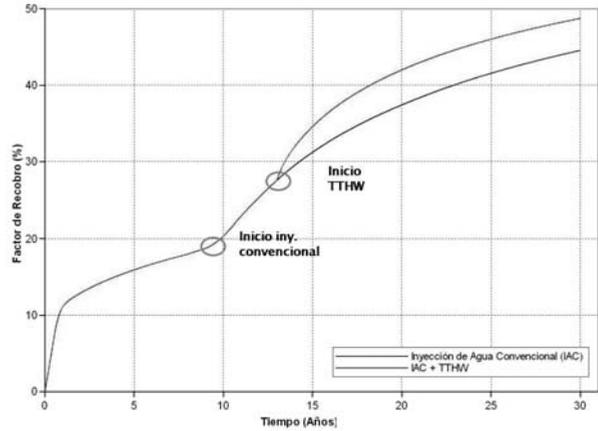
**Figura 18.** Modelo de simulación correspondiente a la inyección de agua usando pozos horizontales (TTHW) del sector analizado (vista 3D).

En la figura 20 se representa la producción primaria y la inyección de agua convencional, lo cual permite establecer una comparación para determinar cuál de los procesos puede ser más eficiente desde el punto de vista técnico, la inyección de agua con pozos verticales o con pozos horizontales.



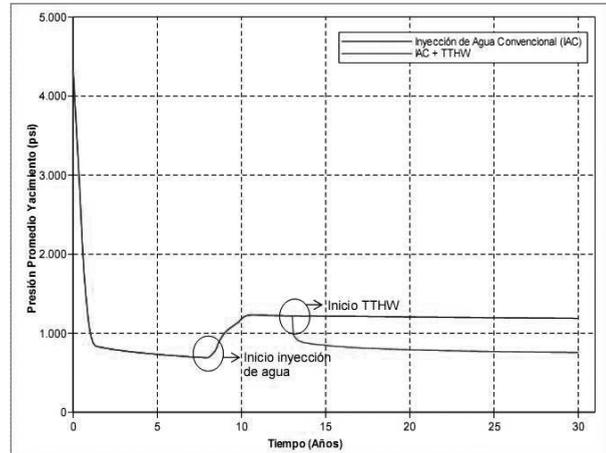
**Figura 19.** Modelo de simulación correspondiente a la inyección de agua usando pozos horizontales (TTHW) del sector analizado (vista superior).

Como se observa en la figura 20, la inyección de agua usando pozos horizontales (TTHW) se implementó en el año 13, en el cual el factor de recobro de la inyección de agua convencional alcanzó el valor de 26% reportado anteriormente.



**Figura 20.** Factor de recobro para la inyección de agua convencional y la inyección de agua usando pozos horizontales (TTHW).

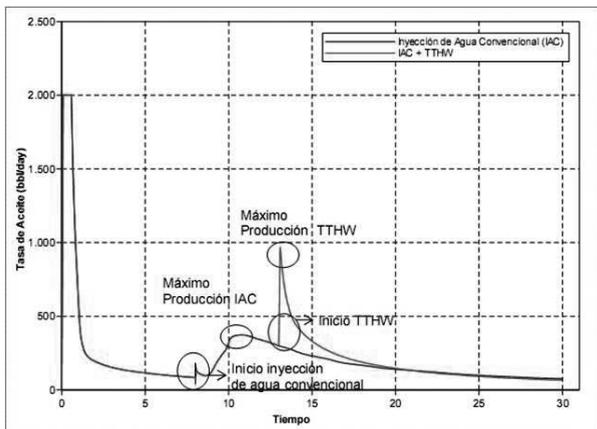
En esta figura, se observa claramente que la técnica TTHW genera factores de recobro superiores a los que se obtendrían de continuar con la inyección de agua convencional, concluyendo de este comportamiento que el uso de pozos horizontales es una gran alternativa para incrementar la producción del sector y obtener mejores factores de recobro en menor tiempo.



**Figura 21.** Presión promedio para la inyección de agua convencional y la inyección de agua usando pozos horizontales (TTHW).

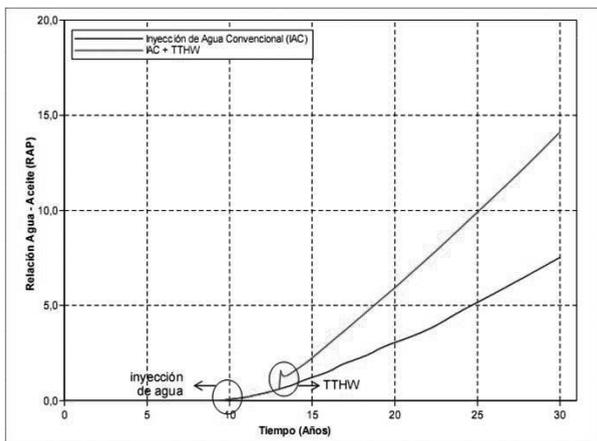
Sin embargo, como se observa en la figura 21, al usar pozos horizontales la presión promedio del yacimiento cae de forma rápida debido a la capacidad de drenaje de los mismos.

Por otra parte, como se estudió en el análisis de simulación del modelo homogéneo, una característica de los procesos que involucran pozos horizontales en la inyección de agua, son los altos cortes de agua que se presentan de forma rápida (ver figura 24) incrementando las relaciones agua-aceite (RAP) durante el proceso como se observa en la figura 23.



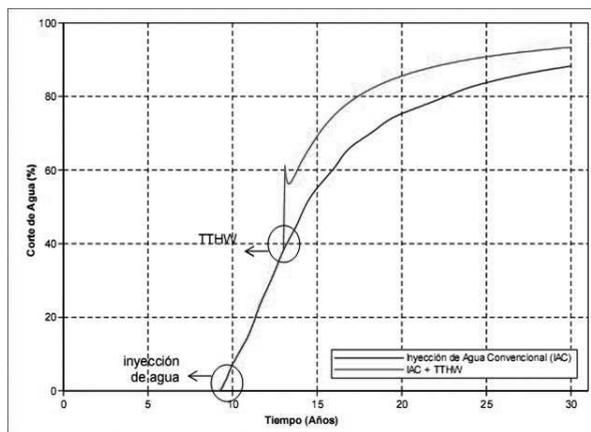
**Figura 22.** Tasa de aceite del para la inyección de agua convencional (IAC) y la inyección de agua usando pozos horizontales (TTHW).

Además, debido al eficiente drenaje generado por los pozos horizontales, el máximo de producción es considerablemente mayor al alcanzado en la inyección convencional.



**Figura 23.** Relación agua-aceite (RAP) para la inyección de agua convencional y la inyección de agua usando pozos horizontales (TTHW).

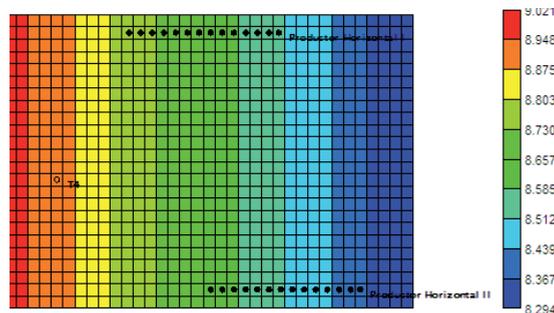
Como era de esperarse, la implementación de pozos horizontales en la inyección da como resultado una mayor recuperación de aceite en un menor lapso de tiempo, pero debido a cortas distancias entre pozos, presenta mayores problemas en cuanto al manejo del agua producida, como se puede apreciar claramente en las figuras 20 y 22.



**Figura 24.** Corte de agua para la inyección de agua convencional y la inyección de agua usando pozos horizontales (TTHW).

Debido a que campo Tello presenta buzamientos a lo largo de todas las láminas estructurales que posee, es conveniente elaborar un estudio de la posibilidad de aplicar la técnica TTHW en zonas que presenten buzamientos considerables, por lo que se decidió crear un modelo de simulación que involucre el buzamiento máximo permitido (20°) por este proceso de acuerdo a los criterios de screening consultados en la revisión bibliográfica<sup>1</sup>.

El modelo de simulación fue construido teniendo en cuenta las mismas propiedades empleadas en el modelo anterior (sin buzamiento), con la modificación del número de celdas del mismo, el cual fue modificado a un valor de 14280 (ver figuras 25 y 26). Es necesario aclarar que el área de estudio, la distancia entre pozos y la longitud de los pozos horizontales se mantuvieron iguales a las empleadas en el modelo de simulación sin buzamiento. A continuación se presenta el modelo de simulación para este caso de estudio.



**Figura 25.** Modelo de simulación con buzamiento, correspondiente a la inyección de agua usando pozos horizontales (TTHW) del sector analizado (vista superior).

<sup>1</sup> TURTA, Alex. GOLDMAN, Jon. SINGHAL, Ashok. ZHAO, Litong. Toe-To-Heel Waterflooding. Part II: 3D Laboratory Test Results. SPE 84077. 2003.

Una vez construido el nuevo modelo de simulación, se construyó la gráfica de factor de recobro con el fin de analizar el efecto de buzamiento en el comportamiento del mismo (ver figura 27).

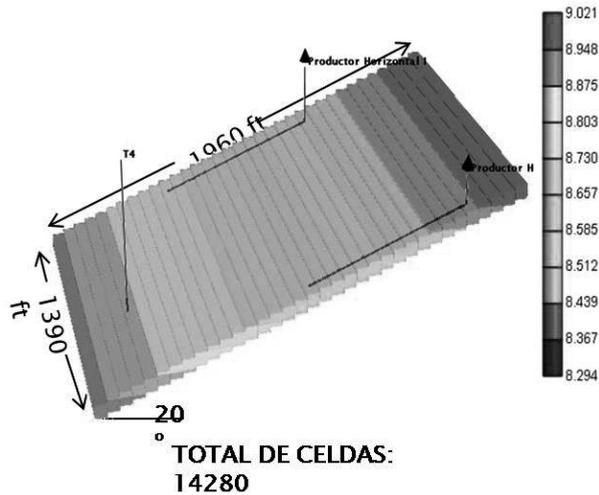


Figura 26. Modelo de simulación con buzamiento 20° (vista 3D).

Se observa en la figura 27, que el proceso TTHW no es afectado por el buzamiento, puesto que los valores de factor de recobro a lo largo del proceso son los mismos que los obtenidos en el modelo de simulación que no posee buzamiento (horizontal).

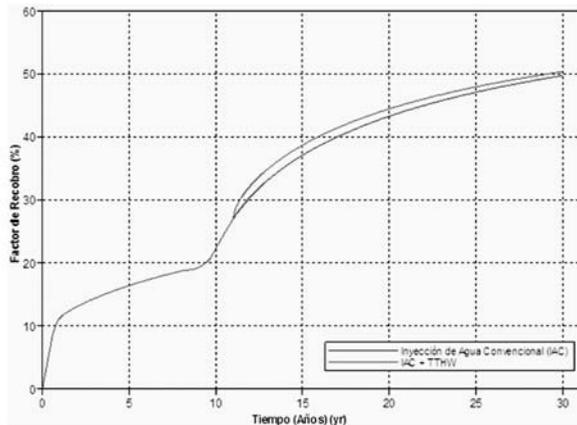


Figura 27. Factor de recobro para el modelo de simulación con buzamiento correspondiente a la inyección de agua usando pozos horizontales (TTHW) del sector analizado.

Sin embargo, se puede notar que la curva de inyección de agua convencional aumenta considerablemente, debido a que el agua se está inyectando buzamiento arriba, ocasionando que los efectos de segregación gravitacional no sean relevantes, dando origen a una

disminución en el valor del flujo fraccional del agua y por tanto aumentando la eficiencia de desplazamiento del proceso.

## RESULTADOS

De acuerdo a los resultados obtenidos durante el estudio de simulación de los modelos homogéneo y heterogéneo, fue posible construir una tabla (ver tabla 2) con los criterios de aplicación de la inyección de agua usando pozos horizontales (TTHW), los cuales se sugieren para la aplicación de este tipo de procesos en campos Colombianos.

Tabla 2. Criterios de la aplicación del proceso TTHW basados en los resultados de los modelos conceptuales de simulación.

Criterios de aplicación proceso TTHW	
Tasas de inyección	Menores a 1200 Bls/día.
Longitud del pozo horizontal	Mayor a 554 pies.
Distancia entre pozos	Mayor a 246 pies.
Permeabilidad horizontal ( $K_h$ )	Mayor a 200 mD.
Permeabilidad vertical ( $K_v$ )	Mayor a 50 mD.
Relación de permeabilidades ( $K_v/K_h$ )	Mayor a 0.25.
Viscosidad del aceite ( $\mu_o$ )	Menor a 600 cp.
Espesor	Mayor a 56 pies.
Buzamiento	< 20°

Los datos de la tabla anterior fueron seleccionados en base a comparaciones realizadas entre el factor de recobro último (correspondiente a trece años de inyección), obteniendo valores superiores a 40% y relaciones agua-aceite (RAP) a este mismo periodo de tiempo, con valores inferiores a 35.

Cabe aclarar que en los criterios propuestos no existe un límite para la longitud del pozo horizontal dado que esto depende de un análisis económico previo puesto que una mayor longitud equivaldría a una mayor área de drenaje sin embargo es necesario determinar si el crudo total recuperado costaría el costo del pozo horizontal.

## CONCLUSIONES

Se obtienen mejores resultados cuando el TTHW es aplicado a yacimientos de alta permeabilidad vertical y horizontal, ya que se favorece la uniformidad del frente de agua, primero al desplazarse el agua por la

base de la formación y posteriormente a medida que va ascendiendo hacia el pozo productor horizontal; efectos que no son favorables en la inyección de agua convencional puesto que una alta permeabilidad vertical permite la segregación del agua, afectando la eficiencia de barrido volumétrica.

Con el estudio de la viscosidad se comprobó que para un rango de valores alto, la relación de movilidades aumenta produciendo altos cortes de agua y a su vez bajos factores de recobro, por lo cual se recomienda implementar la inyección de agua usando pozos horizontales únicamente para crudos convencionales de viscosidades moderadas.

Según los análisis llevados a cabo en el presente trabajo, se obtienen resultados optimistas en cuanto a factor de recobro, haciendo factible el proyecto desde el punto de vista técnico. Sin embargo, es necesario realizar un análisis económico del proyecto y de esta forma garantizar que la inversión realizada en la perforación de los pozos horizontales ofrezca la rentabilidad suficiente para llevar a cabo el mismo.

## REFERENCIAS

1. COMPUTER MODELING GROUP LTD. User's Guide. Builder. Versión 2007.
2. PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos. Segunda Edición. Maracaibo. 2001.
3. JOSHI, S.D. Horizontal Well Technology. PennWell Books. Tulsa, Oklahoma.
4. FITZMORRIS, Kelsey. PANDE. Effect of Crossflow on Sweep Efficiency in Water/Oil Displacements in Heterogeneous Reservoirs. SPE 24901. 1992.
5. TABER. SERIGHT. Horizontal Injection and Production Wells for EOR or Waterflooding. SPE 23952
6. JOSHI, S. D. Cost/Benefits of Horizontal Wells. SPE 83621. 2003.
7. TURTA, Alex. GOLDMAN, Jon. SINGHAL, Ashok. ZHAO, Litong. Toe-To-Heel Waterflooding. Part II: 3D Laboratory Test Results. SPE 84077. 2003.
8. WESTERMARK, R.V. SCHMELING, J. DAUBEN, D. ROBINOWITZ, S. WEYLAND, H.V. Increased Production Results From Pilot Horizontal Waterflood in Osage County, Oklahoma. SPE 94094. 2005.
9. ZHAO, Litong. TURTA, Alex. Toe-To-Heel Waterflooding: Field Scale Numerical Simulation Study. SPE 89380. 2004.
10. HAMADOUCHE. SONATRACH. TIAB. Simulation Study of Waterflooding Performance Using Horizontal Wells in Heterogeneous Reservoirs, HMD Field Algeria. SPE 108615. 2007.
11. WESTERMARK, R.V. SCHMELING. Application of Horizontal Waterflooding To Improve Oil Recovery From Old Oil Fields. SPE 99668. 2006.
12. POPA, Constantin. TURTA, Alex. Waterflooding by Horizontal Injectors and Producers. SPE 78989. 2002.
13. POPA, Constantin. Improved Waterflooding Efficiency by Horizontal Wells. SPE 50400. 1998.

*Fecha de recepción: Septiembre de 2009*

*Fecha de aceptación: Noviembre de 2009*