

# USO DE UN SOLVENTE COMO ALTERNATIVA PARA MEJORAR LA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR EN UN YACIMIENTO DE CRUDO PESADO MÓVIL

Katherine Andrea Ardila Morales<sup>1</sup>, Ruddy Rodríguez Patiño<sup>2</sup>, \*Samuel Fernando Muñoz Navarro<sup>3</sup>,  
Astrid Xiomara Rodríguez Castelblanco<sup>4</sup>

\*A quien debe dirigirse la correspondencia.

## RESUMEN

Esta investigación plantea la implementación de una técnica de inyección cíclica de vapor mejorado con solventes en un yacimiento de crudo pesado colombiano y su evaluación técnica usando como criterio el factor de recobro. Para observar el comportamiento de la producción en frío en un pozo, que posteriormente fue sometido a diez ciclos de inyección de vapor y solvente, se utilizó simulación numérica de yacimientos. En este procedimiento se realizaron optimizaciones de parámetros operacionales como los tiempos de inyección, remojo y producción, la concentración de solvente a utilizar, la presión de operación y las tasas de vapor y de solvente. Al finalizar, se incluye un análisis de resultados de la aplicación de los ciclos mejorados con solvente, desde un punto de vista técnico y financiero.

**Palabras Clave:** Crudos Pesados, Inyección Cíclica de Vapor, Inyección de Solventes, Simulación Numérica de Yacimientos.

## USE OF A SOLVENT AS ALTERNATIVE TO IMPROVE CYCLIC STEAM INJECTION IN A MOBILE HEAVY OIL RESERVOIR

## ABSTRACT

This research proposes the implementation of a cyclic steam injection improved solvent technique in a Colombian heavy oil reservoir and its technical evaluation using the recovery factor as main criteria. Numerical reservoir simulation was used to observe the behavior of cold production in a well, which was subsequently subjected to ten cycles of steam injection and steam-solvent injection. In this procedure, optimizations of operational parameters as the injection times, soaking and production, the concentration of solvent used, the operating pressure and rates of steam and solvent were performed. Analysis results of the application of improved solvent cycles is included at the end, from a technical and financial standpoint.

**Keywords:** Heavy Oil, Cyclic Steam Stimulation, Solvents Injection, Numerical Reservoir Simulation

1. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. Colombia. katherine.1@hotmail.es

2. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. Colombia. ruddy.rgz93@gmail.com

3. MSc. En Ingeniería de Hidrocarburos. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. Colombia. samuel@uis.edu.co

4. MSc. En Ingeniería de Hidrocarburos. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. Colombia. xiomyrodriguez10@hotmail.com



## INTRODUCCIÓN

La aplicación de métodos híbridos, es decir de inyección de vapor con solvente, es una alternativa para extender la vida de los proyectos de inyección de vapor, que debido a la dificultad en la reproducción de sus fenómenos de funcionamiento no se ha estudiado lo suficiente como para determinar su viabilidad técnica y económica en yacimientos de crudo pesado colombiano.

Es por esto que la presente investigación tuvo por objetivo analizar el comportamiento de un piloto de inyección cíclica de vapor mejorado con algunos ciclos de hexano desde un punto de vista técnico utilizando simulación numérica de yacimientos. De la misma manera, tras obtener los resultados de este análisis técnico, se realizó un análisis financiero que permitiese determinar el mejor esquema de suministro de solvente para aplicar en el campo de estudio.

### 1. INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR Y SU MEJORA AL AÑADIR SOLVENTES

La inyección cíclica de vapor es una técnica de recobro mejorado que ha sido utilizada desde los años sesenta para facilitar la explotación de crudos extra-pesados y arenas bituminosas principalmente. El procedimiento consiste en utilizar un mismo pozo que cumple la función de inyector y productor en distintas etapas del proceso, disminuyendo los costos de perforación que requieren otras técnicas de recobro como la inyección continua de vapor o la combustión in situ. En general es considerada una técnica sencilla y efectiva que alcanza factores de recobro alrededor del 20%.

Su objetivo principal es combatir el problema de baja movilidad a través de la formación que caracteriza a los crudos pesados. Esto se logra mediante el calentamiento de la matriz rocosa y con esta los fluidos en el yacimiento, de manera que se reduzca su viscosidad y puedan fluir más fácilmente hacia el pozo productor [6].

El proceso de inyección cíclica de vapor se implementa en yacimientos cuya presión promedio es la suficiente como para aportar mecanismos de empuje natural luego de la aplicación de los ciclos.

Debido a que los yacimientos de crudo pesado generalmente son superficiales (de profundidad menor a 3000 pies), manejan bajas presiones iniciales, y por tanto es poco probable que se pueda aplicar la inyección cíclica de vapor luego de un gran periodo de producción en frío.

Cada ciclo que se realiza se divide en tres etapas en las que se garantiza el tiempo necesario para producir la mayor cantidad de petróleo, de tal manera que las tasas de producción sean mayores a las de la etapa de flujo natural.

La primera de estas etapas es la inyección, que corresponde a un corto periodo de tiempo en el que se inyecta vapor saturado en la formación a una tasa y presión determinadas (Sin superar la presión de fractura).

Posterior a esta etapa, siguen los días de remojo, en la mayoría de casos equivalentes a la mitad del tiempo de inyección [17]. Su objetivo es permitir que el vapor ceda el calor latente a la formación y a los fluidos en ella. Este periodo puede variar pues depende tanto de la capacidad calorífica del crudo y de la roca, como del volumen de vapor inyectado.

Luego de la etapa de remojo se abre el pozo a producir, alcanzando prontamente el pico máximo en la tasa de aceite, la cual posteriormente declina hasta valores cercanos a la producción en frío, momento en el que inicia el siguiente ciclo de vapor. Este procedimiento se esquematiza en la Figura 1.

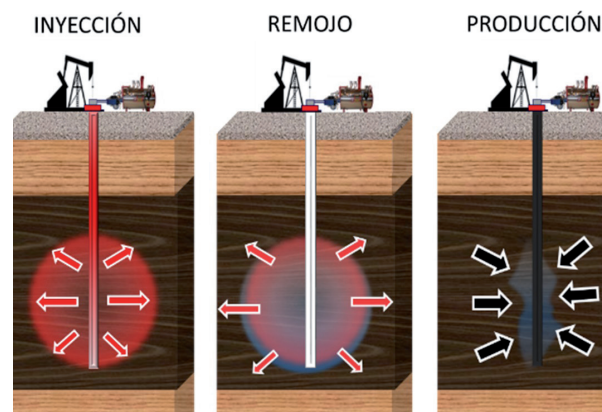


Figura 1. Esquema de la Inyección Cíclica de Vapor

Uno de los mayores inconvenientes al llevar a cabo un proyecto de inyección cíclica de vapor en campo, es el comportamiento de la técnica en etapas tardías.

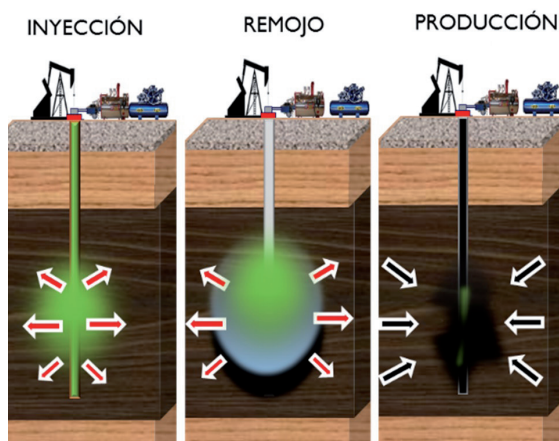
A medida que se aplican ciclos de vapor, la presión de yacimiento disminuye de manera cada vez más acelerada, lo que dificulta la extracción del aceite al tratarse de un crudo pesado [53]. Así mismo, aumenta el volumen de vapor que se requiere para obtener un barril de crudo, es decir la relación vapor aceite (o SOR por sus siglas en inglés) se hace mayor afectando la rentabilidad del proceso por los altos costos de generación del vapor.

La adición de solvente a la corriente de inyección en algunos ciclos, es una alternativa que permite mitigar estos problemas de requerimiento energético excesivo que se evidencian sobre todo al final del proceso. Su principal objetivo es reducir la relación vapor aceite sin afectar el factor de recobro [14].

Los procesos que manejan vapor y solvente en conjunto son mejor conocidos como “Técnicas Híbridas”, y estas se clasifican obedeciendo a diferentes factores como el arreglo de los pozos o las características del solvente utilizado. Entre las más conocidas se destacan VAPEX, que utiliza pozos horizontales y funciona exclusivamente con solvente, y LASER, que es la adición de un solvente condensable a algunos ciclos de inyección de vapor.

Las técnicas híbridas base vapor, utilizan la transferencia de calor como el principal mecanismo para reducir la viscosidad [26]. La dilución que aporta el solvente se considera como un mecanismo secundario, pues a pesar de ser efectivo, ralentiza el mejoramiento de la viscosidad del crudo. Por tanto, si el proceso de dilución predomina sobre la transferencia de calor los factores de recobro incrementales serán menores.

La técnica estudiada en esta investigación es una modificación a la inyección cíclica de vapor, mediante la adición de un 6% en volumen de hexano gaseoso a la corriente de inyección y en las mismas condiciones que el vapor, el cual debe condensarse en la etapa de remojo al entrar en contacto con el aceite que se encuentra a una menor temperatura. Al condensarse cumple con la función de diluir el crudo disminuyendo su viscosidad y fortaleciendo el drenaje por gravedad como mecanismo de empuje para la etapa de producción. El esquema modificado de inyección cíclica se observa en la figura 2.



**Figura 2.** Adición de Solvente a un Ciclo de Inyección de Vapor

La técnica en estudio es afectada por los parámetros operacionales de la inyección cíclica de vapor. Por tanto no será aplicable a yacimientos con profundidades mayores a 3000 pies, con presencia de acuíferos o capas de gas [31]. De la misma manera es influenciada por factores como la presencia de arcillas o las propiedades térmicas de la roca y los fluidos.

Además de los parámetros de la inyección de vapor, se debe tener en cuenta el efecto de factores adicionales como la concentración y el tipo de solvente utilizados a fin de garantizar compatibilidad con el crudo a condiciones de yacimiento.

En cuanto al tipo de solvente, estudios han demostrado que es recomendable inyectar hidrocarburos de peso molecular intermedio como el hexano y el heptano. Esto se debe a que los hidrocarburos livianos (como el propano y butano) no se condensan fácilmente en yacimiento, por lo que tienden a formar barreras aislantes entre la cámara de vapor y el crudo impidiendo la transferencia de calor y las condiciones de equilibrio en la zona de mezcla. Por otro lado los solventes de alto peso molecular se condensan antes de llegar al borde de la cámara y se producen directamente, es decir sin mezclarse con el aceite, por lo que no ejercen el efecto de dilución [32].

Por otra parte, la concentración óptima de solvente debe ser la necesaria para que este cause un efecto de reducción de la viscosidad sobre el crudo sin afectar la transferencia de calor, pues a concentraciones altas (9 -12%), se da la acumulación de una cantidad considerable de solvente en la zona de mezcla, provocando una reducción en el efecto térmico proporcionado por el vapor. Por otra parte las bajas concentraciones (3%) no favorecen el drenaje gravitacional y empuje por gas en solución, pues el efecto químico del solvente sobre estos es insignificante [35].

## 2. MODELO DE UN YACIMIENTO CANDIDATO A LA IMPLEMENTACIÓN DE LA TÉCNICA

La simulación numérica es una herramienta utilizada para reproducir y predecir el desarrollo de un yacimiento o su respuesta a la aplicación de técnicas de recobro mejorado.

Para este estudio se utilizó el simulador STARS de la compañía CMG, que permite hacer predicciones sobre

el comportamiento de métodos térmicos, como la inyección de vapor, incluso al adicionar un porcentaje de solvente.

Como un primer paso, fue necesario elaborar un modelo estático que tuviese las características de un yacimiento candidato a la aplicación de la inyección cíclica de vapor.

Para este modelo se tomó como referencia un campo colombiano que produce crudo pesado ubicado en la cuenca del valle medio del Magdalena. Se utilizó un promedio de las propiedades petrofísicas, temperatura y presión de las dos arenas productoras para la creación de un modelo conceptual homogéneo que permitiese observar la interacción del solvente con el crudo en las zonas de mayor influencia de la técnica. Estas propiedades se muestran en la Tabla 1.

**Tabla 1.** Propiedades del Modelo Estático

PROPIEDAD	VALOR	UNIDAD
Porosidad	29	%
Permeabilidad i	1080	mD
Permeabilidad j	1080	mD
Permeabilidad k	600	mD
Espesor	80	ft
Profundidad	1600	Ft
Presión de Yacimiento	875	Psi
Temperatura de Yacimiento	108	°F

Un modelo de simulación numérica requiere una representación adecuada del comportamiento de los hidrocarburos contenidos en el medio poroso [46], este comportamiento fue caracterizado desde dos puntos de vista: Un modelo de fluidos elaborado a partir de pruebas PVT y las curvas de permeabilidad relativa que indican la capacidad de flujo de los distintos fluidos cuando existen cambios en las saturaciones.

La fase aceite utilizada en la construcción del modelo estático corresponde a un crudo pesado colombiano caracterizado mediante la herramienta WINPROP de CMG.

El crudo muerto (a condiciones estándar) tiene componentes desde el C8 hasta su fracción pesada C30+, con una densidad de 52,1301 lb/ft<sup>3</sup>.

Así mismo el gas, tiene una composición comprendida entre C1 y C10 con presencia de algunos compuestos aromáticos y fue agregado en una proporción del 7% en la fracción molar del crudo determinada a partir de datos de muestras sometidas a recombinación.

De esta manera, el fluido tiene una gravedad API de 12,7 y una viscosidad de 2650 cp a condiciones de yacimiento. Por su parte la presión de burbuja se encuentra alrededor de los 1200 psi a 108 °F, lo que quiere decir que el yacimiento se encuentra saturado en condiciones iniciales. El comportamiento de la viscosidad del fluido se muestra en la Figura 3.

Para complementar el comportamiento PVT del fluido ajustado mediante la presión de saturación y la densidad, es necesario incluir una fracción molar secundaria correspondiente al hexano como solvente seleccionado, del cual se enlistan sus principales características a continuación:

**Tabla 2.** Propiedades del Hexano

Propiedad	Valor
Nombre	Hexano
Fórmula	C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>
Peso molecular	86,17 lb/lbmol
Composición	C: 83,62 % - H: 16,38 %
Punto de ebullición	156,2 °F
Densidad	40,908 lb/ft <sup>3</sup>
Punto de fusión	-204,08 °F
Temperatura crítica	453,2 °F
Viscosidad a 77 °F	0,294 cp
Solubilidad en agua	6,1 mg/L
Poder calorífico	16268,6 BTU/lb

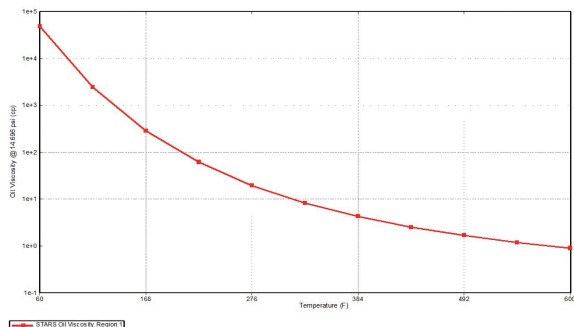
**Fuente:** Hoja de Seguridad XIII Hexano (s.f.) recuperado el 17 de Marzo del 2015 de: <http://www.quimica.unam.mx/IMG/pdf/13hexano.pdf>

El primer paso para la caracterización del solvente fue introducir el componente Hexano como único en la fracción molar secundaria. Posterior a esto, es necesario ajustar los valores de densidad y presión de saturación del solvente realizando una exclusión de las propiedades del crudo a las que ya se les había realizado el correspondiente ajuste.

La interacción entre los componentes del crudo y el hexano se reprodujo utilizando los exponentes de los coeficientes de interacción binaria en condiciones de equilibrio termodinámico, pues esto permite la representación del comportamiento físico de los componentes del crudo y del solvente cuando están en contacto.

Luego de incluir el comportamiento PVT del crudo en diferentes etapas al modelo, fue necesario definir la

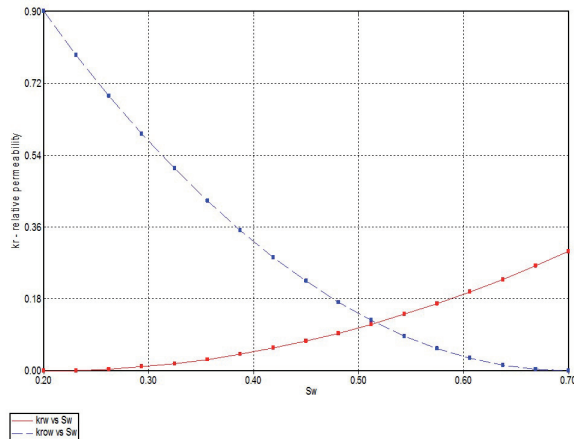
interacción roca fluido y las condiciones de saturación inicial del sistema, utilizando End Points del campo de referencia para generar las curvas de permeabilidad relativa mediante la correlación generalizada de Hirasaki.



**Figura 3.** Comportamiento de la Viscosidad Vs Temperatura del Modelo de Fluidos Utilizado

Fuente: Results Graph, CMG.

Las curvas de permeabilidad relativa obtenidas se muestran en la Figura 4 describiendo un yacimiento mojado por agua.

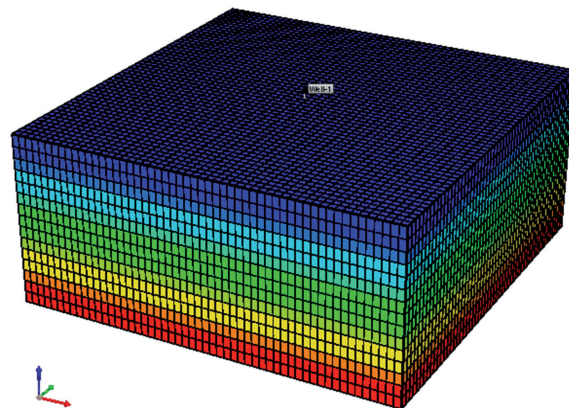


**Figura 4.** Curvas de Permeabilidad Relativa Agua-Aceite

Fuente: Builder, CMG.

Con el fin de comprobar si las características de la roca y del fluido correspondían a un yacimiento candidato la implementación del proceso, se realizaron dos ciclos de inyección de vapor en un patrón de un solo pozo ubicado en un enmallado con un área de 10 acres, el

cual, durante cinco años de producción en frío tuvo el comportamiento de la presión promedio y de la tasa de producción del yacimiento de crudo pesado de referencia.



**Figura 5.** Modelo Estático Elaborado

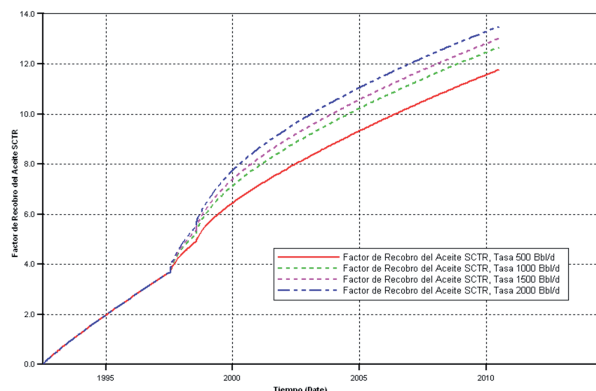
Fuente: Builder, CMG.

El enmallado utilizado es de tipo cartesiano y está conformado por 54 celdas en dirección i, 54 celdas en dirección j, con un tamaño de celda tanto en i como en j de 13,2 pies. Además el modelo cuenta con 15 celdas en la dirección k, cada una de 5,333 pies y cuya totalidad suma 80 pies como espesor neto de la arena productora. (Figura 5)

El proceso de inyección cíclica de vapor inicia luego de cinco años de producción en frío, pues para tiempos posteriores y una BHP de 500 psi, el factor de recobro no se alejaba del 6% obtenido hasta ahora gracias al flujo natural.

Los tiempos de las etapas de los dos ciclos se definieron teniendo en cuenta casos de aplicación de la inyección cíclica en campo [53]. Se utilizaron 5 días para inyectar el vapor saturado a 580 °F con una calidad de 65% en fondo (que definen 1050 psi como presión de inyección), 2 días para la etapa de remojo y 365 días de producción para cada ciclo.

Para establecer la tasa de inyección que mejor se ajustara a las condiciones del modelo, se sensibilizaron los caudales entre 500 y 2000 Bbl/día observando la respuesta en el factor de recobro y en la relación vapor aceite.



**Figura 6.** Factor de Recobro Vs Tiempo para las Tasas de Inyección

Fuente: Results Graph, CMG

En la figura 6 se puede ver como entre la tasa de 500 bbl/d y la de 1000 bbl/d existe un aumento mayor del factor de recobro (1%) en comparación con el incremento que existe entre la tasa de 1000 bbl/d y 1500 bbl/d (0.3%), teniendo en cuenta que en los dos casos hay una diferencia entre las tasas comparadas de 500 bbl/d. Se observa un comportamiento similar entre las tasas de 1500 y 2000 bbl/d pues la mejora en el factor de recobro no supera el 0.3%.

De la misma manera, la relación vapor aceite para las tasas de 1500 y 2000 Bbl/día era mayor a la de la tasa de 1000 Bbl/día. Por su parte, la tasa de 500 Bbl/día tuvo un mejor SOR pero fue descartada por el bajo factor de recobro.

Teniendo en cuenta esto se seleccionó la tasa de 1000 bbl/d como la de tendencia más favorable en el factor de recobro.

Luego de determinar las condiciones del vapor, la tasa y presión de inyección, se procedió a modificar el tiempo de cada etapa y el número de ciclos para construir el escenario óptimo de inyección cíclica de vapor.

### 3. ESQUEMA ÓPTIMO DE INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR CON SOLVENTE

La aplicación de la técnica de inyección de vapor con solvente requiere un proceso de optimización que permita obtener el mejor escenario posible de su implementación en campo.

Este proceso de optimización se dividió en dos partes: la primera obtuvo el esquema óptimo de inyección

cíclica de vapor, y la segunda es una modificación en la corriente de inyección de algunos ciclos con el fin de determinar la manera adecuada de suministrar el solvente.

En la primera parte, se sensibilizaron los tiempos de inyección, remojo y producción, así como el número de ciclos a realizar, a partir de la herramienta CMOST de la compañía CMG, la cual utilizó la inyección de dos ciclos mencionada anteriormente, como caso base para determinar estadísticamente las combinaciones de parámetros que definen los mejores casos respecto a un objetivo global definido.

Para seleccionar los mejores casos la herramienta utilizó como objetivo global el valor presente neto, cuyos egresos en los flujos de caja se debían exclusivamente a la generación del vapor (2,82 USD/Bbl).

Los parámetros optimizados por la herramienta variaron como se muestra en la Tabla 3. Aquellas combinaciones que tuvieron la mayor frecuencia en los histogramas arrojados por CMOST corresponden a los casos óptimos.

**Tabla 3.** Rangos de Variación para los Parámetros de Inyección Cíclica de Vapor

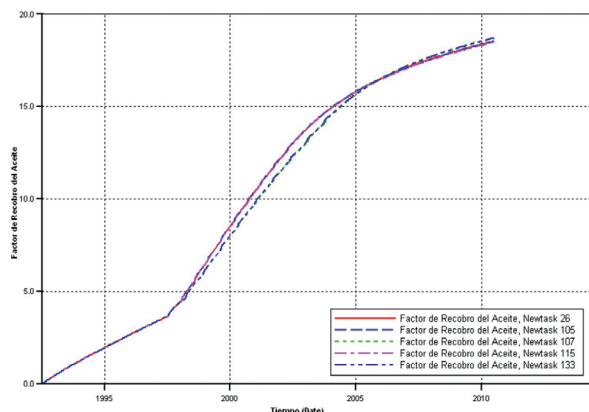
PARÁMETRO	RANGO
Tiempo Inyección	3-8 días
Tiempo Remojo	2-5 días
Tiempo Producción	180-540 días
Núm. De Ciclos	4-10

La herramienta creó un total de 133 casos a partir del caso base (es decir con la tasa y condiciones de vapor seleccionadas para este), de los cuales seleccionó los cinco con mayor valor presente neto.

Los casos fueron graficados con el objetivo de comparar el factor de recobro y seleccionar el mejor de ellos. Como se observa en la Figura 7, los únicos casos que se pueden descartar teniendo en cuenta este criterio de selección son los dos que tienen un periodo de producción de 240 días, es decir, el caso óptimo debe tener 180 días de producción, tiempo que se utiliza en los otros tres casos de comportamiento idéntico.

El caso óptimo de inyección cíclica de vapor se seleccionó teniendo en cuenta el criterio económico del valor presente neto, y quedó conformado por 8 días de inyección, 4 días de remojo y 180 días de producción en un total de 10 ciclos. Este esquema alcanza factores de recobro de 13,43%, lo que se traduce en un incremental de 7,43% respecto a la producción en frío.

Este caso fue utilizado como referencia para evaluar el rendimiento de la técnica al añadir el solvente.



**Figura 7.** Factor de Recobro Vs Tiempo para los Casos Óptimos

Fuente: Results Graph, CMG.

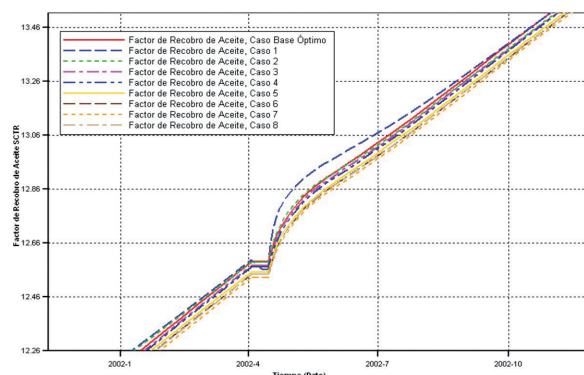
Luego de tener el punto de comparación en el caso base óptimo, se crearon casos que contenían diferente número y ubicación de los ciclos mejorados (Tabla 4), con el objetivo de identificar el momento en que se debían aplicar los ciclos con vapor y 6% hexano, si estos se realizarían de manera continua o intercalada y finalmente la cantidad de ciclos con solvente que aportara los mejores resultados.

**Tabla 4.** Distribución de los Ciclos Mejorados en los Casos Creados

CASO	CICLOS MEJORADOS
1	10-9
2	9-8
3	8-7
4	7-6
5	6-5
6	5-4
7	4-3
8	3-2
9	10-8
10	9-7
11	8-6
12	7-5
13	6-4
14	5-3
15	4-2
16	10-9-8
17	10-9-8-7
18	10-9-8-7-6-5
19	10-9-8-7-6-5-4-3
20	10-9-8-7-6-5-4-3-2

Para determinar la ubicación del solvente se tomaron los primeros 8 casos, formados por dos ciclos con 6% en volumen de hexano que se ubican entre el ciclo 2 y 10, pues según aplicaciones de la técnica reportadas en la literatura no es recomendable aplicar el solvente desde el inicio del proceso.

De acuerdo al comportamiento del factor de recobro en la Figura 8, se puede concluir que el yacimiento tiene una mejor respuesta al solvente cuando este se suministra en los últimos ciclos, es decir para el caso 1, 2 y 3. El caso 1 incluso tiene mayor factor de recobro que la inyección cíclica de vapor, esto se debe probablemente al efecto de drenaje gravitacional potencializado por la adición del hexano.



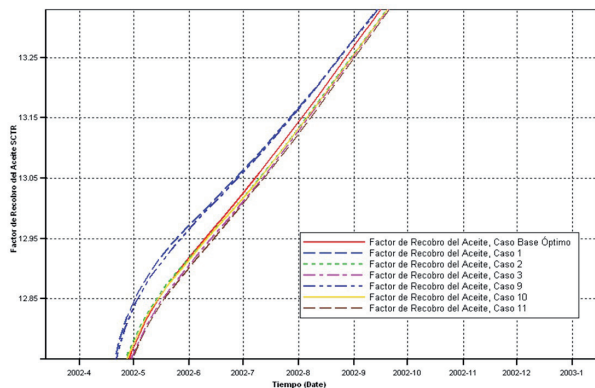
**Figura 8.** Factor de Recobro, Casos 1-8

Fuente: Results Graph.

Los casos del 9 al 15 corresponden a dos ciclos intercalados variando su ubicación a lo largo del proceso. Al realizar la gráfica del factor de recobro para estos casos se concluyó que el mejor comportamiento se presenta para las etapas tardías, es decir en los casos 9, 10 y 11.

Para definir si era mejor aplicar los dos ciclos de manera seguida o intercalada, se graficó el factor de recobro de los seis mejores casos arrojados por los procesos de selección anteriores, es decir los casos 1, 2, 3, 9, 10 y 11.

En la Figura 9 se observa que existen dos casos que superan el factor de recobro de la inyección cíclica, el caso 1 y 9, es decir los que adicionan solvente en la última etapa del proceso. Sin embargo el factor de recobro del caso 1 es ligeramente superior al del caso 9, lo que llevó a concluir que la aplicación del hexano con mejores resultados corresponde a los ciclos en últimas etapas y de manera continua.



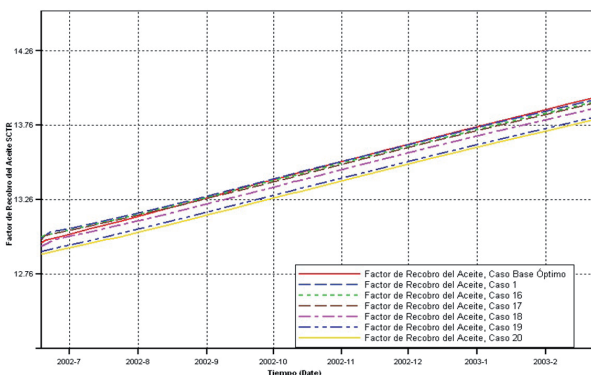
**Figura 9.** Factor de Recobro para Ciclos Seguidos e Intercalados

Fuente: Results Graph, CMG

Los siguientes casos evaluados contienen una mayor cantidad de ciclos mejorados. Se compararon teniendo en cuenta dos criterios: el factor de recobro y la relación vapor aceite.

La Figura 10 permite concluir que el factor de recobro disminuye a medida que se implementa una mayor cantidad de ciclos mejorados con solvente. Esto se debe a que el mecanismo de dilución no es tan efectivo como lo es el de transferencia de calor si se evalúan para un mismo periodo de tiempo [17].

Por tanto, desde un punto de vista técnico el mejor caso sería el número 1, en el que la aplicación dos ciclos de solvente basta para superar el factor de recobro obtenido por la inyección cíclica de vapor.



**Figura 10.** Factor de Recobro al Aumentar el Número de Ciclos Mejorados

Fuente: Results Graph, CMG.

Es importante considerar que el resto de los casos no tiene un comportamiento muy distante al de la inyección cíclica de vapor. Debido a esto, se decidió realizar la sensibilización de la concentración del solvente en la

corriente de inyección como otro factor que afecta la viabilidad financiera del proceso.

Al realizar la sensibilidad se varió la concentración de hexano en la corriente de inyección entre 2 y 8% para el caso 1. Al comparar el factor de recobro en la Tabla 5 se concluye que el porcentaje de crudo recuperado se hace ligeramente mayor al aumentar la concentración de solvente en los dos ciclos mejorados, por tanto, el caso 1 con 8% de hexano se definió como el esquema de mayor viabilidad técnica al tener la mejor tendencia en el factor de recobro.

**Tabla 5.** Factor de Recobro al Aumentar la Concentración de C6 en los Ciclos Mejorados

CASO	FR
Base Óptimo	13,4394
Caso 1 – 2% v/v Hexano	13.4406
Caso 1 – 4% v/v Hexano	13.4415
Caso 1 – 6% v/v Hexano	13,4421
Caso 1 – 8% v/v Hexano	13.4423

### 4. EVALUACIÓN FINANCIERA DEL MEJOR ESQUEMA VARIANDO LA CONCENTRACIÓN DE HEXANO

El análisis técnico de la implementación de la inyección cíclica de vapor mejorado con solvente para un yacimiento de crudo pesado colombiano, arrojó el mayor factor de recobro para el caso que en su aplicación contenía dos ciclos mejorados al final del proceso con una concentración de 8% v/v de Hexano puro.

Este caso se caracteriza por una disminución en el requerimiento energético, cuyo beneficio respecto a los casos con menor concentración debe ser comparado y evaluado desde un punto de vista económico.

Para realizar la selección del mejor caso se tuvieron en cuenta tres criterios económicos: El valor presente neto (VPN), la tasa interna de retorno (TIR) y el tiempo de recuperación de la inversión (PayBack), los tres calculados para un tiempo de evaluación equivalente a la implementación de los 10 ciclos.

En los egresos se incluyeron los costos de generación del vapor en términos de energía aportada al yacimiento, los costos de adquisición del solvente en los ciclos mejorados y el costo de la operación de levantamiento del crudo (Tabla 6).



En cuanto a la inversión inicial, se relacionó con las instalaciones y adecuaciones requeridas en un proceso de inyección de vapor, incluyendo el sistema de inyección en superficie con líneas de distribución térmicamente aisladas. Se tomó un valor promedio típico para esta operación en un campo de crudo pesado igual a un millón ciento ochenta mil dólares (USD\$ 1'180.000)

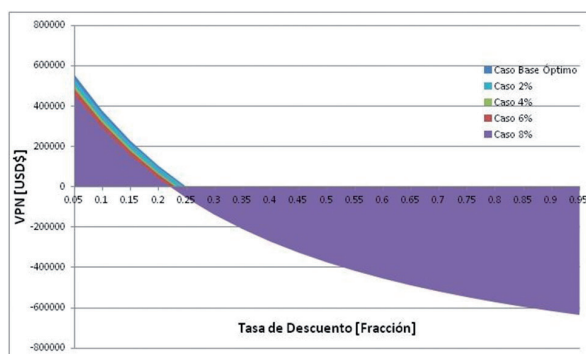
**Tabla 6.** Costos para la Evaluación

Criterio	Valor	Unidades
Costo de Levantamiento del Crudo[1]	12	USD\$/Bbl
Costo del Millón de BTU[2]	7,6	USD\$/MBTU
Costo del Solvente [3]	138	USD\$/Bbl
Transporte del Solvente	12	USD\$/Bbl
Costo del Solvente para la Evaluación	150	USD\$/Bbl

Fuente: [1]Rodriguez A.X, Comunicación Personal, 21 de Abril del 2015. [2] RODRIGUEZ A.X., Grupo de Recobro Mejorador – UIS, “Determinación de los Parámetros Operacionales de Diseño y de Yacimiento para la Implementación de la Técnica de Drenaje Gravitacional Asistida con Vapor SAGD en Crudos Pesados Móviles”, Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga - Colombia, 2014. [3] QUIMIREL, Quimicos y Reactivos SAS, Marzo 2014.

De igual forma, se incluyeron los ingresos generados por el incremental aportado por el caso 1 en sus cuatro variaciones de concentración del solvente y el caso base óptimo de inyección cíclica de vapor con respecto a la producción en frío, Teniendo un precio del crudo de 50 USD\$/Bbl, al cual se le realizaron los correspondientes descuentos por regalías, impuestos y calidad, quedando establecido en 23 UDSS\$/Bbl para la presente evaluación.

El comportamiento del valor presente neto indica que el proyecto se hace menos rentable a medida que aumenta la concentración del solvente en los ciclos mejorados (Tabla 7), tendencia que se confirma al analizar la tasa interna de retorno (TIR), pues el caso base óptimo de inyección cíclica de vapor tiene un valor para este parámetro financiero más alto que los demás casos evaluados (Figura 11).



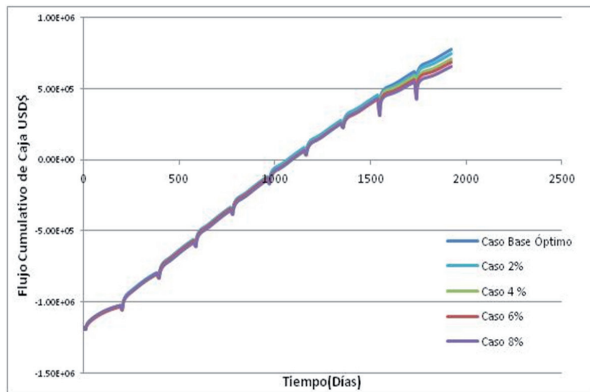
**Figura 11.** TIR al Variar la Concentración de Solvente  
Fuente: Autores

**Tabla 7.** VPN al Variar la Concentración del Solvente

CASO	VPN @ TIO [USD\$]
Base Óptimo	315.818
Caso 1 – 2% v/v C6	298.709
Caso 1 – 4% v/v C6	269.738
Caso 1 – 6% v/v C6	257.422
Caso 1 – 8% v/v C6	235.138

El tiempo de recuperación de la inversión inicial (payback), no resultó ser un parámetro definitivo, pues no cambia para ninguno de los casos planteados en la presente evaluación financiera, debido a que este cambio en los flujos de caja se da a un tiempo en el que aún se están aplicando ciclos de vapor y no se ha iniciado la etapa de co-inyección del solvente, para todos los casos (Figura 12).

Con base en lo anterior, fue posible concluir que a medida que aumenta la concentración de solvente en la corriente de inyección, disminuyen tanto el VPN como la TIR con respecto al caso base óptimo de inyección cíclica de vapor, lo cual comprueba que la adición de hexano puro en diferentes concentraciones a un proceso optimizado de inyección cíclica de vapor en los dos últimos ciclos del esquema, no se considera como una alternativa viable en el campo de referencia, pues no aporta una rentabilidad que permita su aplicación en un piloto.



**Figura 12.** Comportamiento del PayBack al aumentar la concentración de solvente.

Se encontró que la tendencia de la rentabilidad tiene un comportamiento inversamente proporcional al factor de recobro cuando se realiza un aumento en la concentración del solvente. Por tanto, a pesar de tener menores factores de recobro, la inyección cíclica de vapor es un proceso más conveniente para el yacimiento de referencia que la inyección cíclica de vapor mejorada con hexano.

## 5. CONCLUSIONES

- La implementación de la inyección cíclica de vapor mejorado con solvente en un yacimiento de crudo pesado colombiano es viable tanto técnica como económicamente con respecto su producción primaria. Sin embargo, el caso óptimo de inyección cíclica de vapor es de mayor rentabilidad en el yacimiento de estudio, con una diferencia en la ganancia final del proyecto de 62.680 USD\$ en comparación con la alternativa que usa solvente, esto es debido a que el aceite incremental que esta técnica aporta no cubre los costos de adquisición si se usa hexano puro.
- El suministro de 8% v/v de hexano a la corriente de vapor en los procesos de inyección cíclica para un crudo pesado colombiano muestra el mejor comportamiento desde un punto de vista técnico cuando se aplican dos ciclos mejorados con solvente de manera continua y en etapas maduras, ya que de esta manera se logra superar el factor de recobro obtenido en la inyección cíclica de vapor. Sin embargo, el incremento en el aceite producido con respecto a la inyección cíclica de vapor no supera el 2% por lo que su efecto se considera poco significativo.

- La co-inyección de solventes como alternativa de mejora a la técnica de inyección cíclica de vapor favorece el drenaje gravitacional que se presenta en las últimas etapas del caso de estudio. Sin embargo, la obtención de mayores cambios en el factor de recobro se lograría al implementar el proceso en un crudo más viscoso. De esta manera, el beneficio del uso de solventes depende de las características del aceite en yacimiento.

- La respuesta que se obtiene al aplicar inyección cíclica de vapor en un yacimiento de crudo colombiano, es significativamente distinta a la reportada en la literatura para casos con crudos más pesados. Al tratarse de un crudo con mayor movilidad, es imposible utilizar los valores de parámetros operacionales típicos, por lo tanto es necesario sensibilizar tasas, tiempos y número de ciclos para obtener resultados favorables. Además al realizar estas sensibilidades es posible establecer un escenario óptimo de inyección cíclica de vapor que permite la determinación del mejor esquema para la utilización del solvente.

## 6. REFERENCIAS

- AL BAHLANI; T. BABADAGLI; University of Alberta. "Heavy-Oil Recovery in Naturally Fractured Reservoirs with Varying Wettability by Steam Solvent Co-Injection". SPE 117626. Presentado en International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium; Calgary-Canadá; 2008.
- ALIKHLALOV, K., DINDORUK, B., "Conversion of Cyclic Steam Injection to Continuous Steam Injecion", SPE 146612, Denver, Colorado, USA, 2011.
- ALLEN JOSEPH C., GILLESPIE ROBERT E., BURNETT DAVID B., Texaco Inc., Patente US4450913 A, Mayo 29 de 1984
- ARDALI M., BARRUFET M.; Texas A&M University; MAMORA D.D.; Mamora and Associates; "Effect of Non-condensable Gas on Solvent-Aided SAGD Processes"; SPE 146996; Alberta-Canada, 2012.
- ARDALI M., BARRUFET M.A., Texas A&M University; MAMORA D.D., Mamora and Associates; QIU F., Schlumberger; "A Critical Review of Hybrid Steam-Solvent Processes to

- Recover Heavy Oil”; SPE 159257; Octubre de 2012
6. BATYCKY, J., “An Assessment of In situ Oil Sands Recovery Processes”, The Journal of Canadian Petroleum Technology, vol. 36, No. 9, pp. 15-19, Oct. 1997
  7. CASTRO, J., “Perspectivas de la demanda energética global,” Petrotecnia, Febrero 2011, Pág 54 -55.
  8. CHANG J., Devon Canada, “Understanding HW-CSS for Thin Heavy Oil Reservoirs”, SPE 165386, Junio de 2013
  9. COOK EVIN L., Mobil Oil Corporation, Patente US4498537 A, Febrero 12 de 1985
  10. DAS, S. K., BUTLER, R. M., “Extraction of Heavy Oil and Bitumen Using Solvents at Reservoir Pressure”, Petroleum Society of CIM, Paper No. 95-118, pp 1-15, Oct. 16-18, 1995
  11. DONELLY J., Merengo Energy Research Limited; PENDERGAST D., Atomic Energy of Canada Limited; “Nuclear Energy in Industry: Application to Oil Production”; 20th Annual Conference of the Canadian Nuclear Society, Montréal, Québec, Canada, Mayo de 1999; Fuente: <http://www.computare.org/Support%20documents/Publications/Nuclear%20oil%20sand.htm>
  12. EDMUNDS N., Laricina Energy Ltd.; “Observations on the Mechanisms of Solvent-Additive SAGD Processes”; SPE Heavy Oil Conference; SPE 165419; Junio de 2013
  13. ESCOBAR, E., VALCO, P., LEE, W.J., RODRIGUEZ, M.G., “Optimization Methodology for Cyclic Steam Injection with Horizontal Wells”, Petroleum Society—Canadian Institute of Mining, Metallurgy & Petroleum, Paper No. CIM 65525, pp 1-12, Nov. 6-8, 2000.
  14. Exxon Production Research Company, Patente US4280559 A, Julio 18 de 1981
  15. EZEUKO C.C., WANG J., GATES I.D., Departamento de Química e Ingeniería de Petróleo, Universidad de Calgary, “Investigation of Emulsion Flow in SAGD and ES-SAGD”, SPE Heavy Oil - Junio de 2012, SPE 157830
  16. FAROUQ A., ABAD B.P., Pennsylvania State University; “Bitumen Recovery from Oil Sands, Using Solvents in Conjunction with Steam”; Journal Of Canadian Petroleum Technology; PET SOC 760311; Montreal; Septiembre de 1976
  17. GALVAO E.R.V.P, RODRIGUES M.A.F., BARILLAS J.L.M, DUTRA T.V., DA MATA W.; Federal University of Rio Grande do Norte; “Optimization of Operational Parameters on Steamflooding with Solvent in Heavy Oil Reservoirs”; SPE 122078; Cartagena-Colombia, 2009.
  18. GATES I.D., CHAKRABARTY N., Alberta In Situ Centre for In Situ Energy, Schulich School of Engineering, University of Calgary; “Design of the Steam and Solvent Injection Strategy in Expanding-Solvent Steam-Assisted Gravity Drainage”; Petroleum Society’s Canadian International Petroleum Conference; PET SOC 2006 023; Junio de 2006
  19. GUPTA S., GITTINS S., EnCana Corporation; “Optimization of Solvent Aided Process”, Journal Of Canadian Petroleum Technology; No.1-Volumen 48, Enero de 2009
  20. HALL WILBURL., BROWN ALFRED, KORSTAD RALPH J., Texaco Inc., Patente US4166503 A, Septiembre 4 de 1979
  21. ISLIP PHILIP N., SHU WINSTON R., Mobil Oil Corporation, Patente US4513819 A, Abril 30 de 1985
  22. JHA R.K., KUMAR M., BENSON I., HANZLIK E.; SPE, Chevron Energy Technology Company; “New Insights Into Steam/Solvent Coinjection-Process Mechanism”; SPE 159277; Texas-USA, 2012.
  23. JIA, H., YUAN, CH., ZHANG, Y., PENG, H., ZHONG, D., ZHAO, J., “Recent Progress of High-Pressure Air Injection (HPAI) Process in Light Oil Reservoir: Laboratory Investigation and Field Application,” Southwest Petroleum University, China, (June 2012).
  24. JIANG, Q., THORNTON, B., RUSSEL-HOUSTON, J., SPENCE, S., “Review of Thermal Recovery Technologies for the Clearwater and Lower Grand

- Rapids Formations in Cold Lake, Alberta,” SPE-140118, Journal of Canadian Petroleum Technology, Septiembre 2010
25. K. NADERI; T. BABADAGLI. Universidad de Alberta. “Use of CO2 as solvent during Steam-Over-Solvent Injection in Fractured Reservoirs (SOS-FR) Method for Heavy Oil Recovery”. IPTC 14918. Presentado en International Petroleum Technology Conference; Bangkok-Tailandia; 2012.
  26. KESHAVARZ M., SPE; OKUNO R., SPE; BABADAGLI T., SPE; University of Alberta; “Optimal Application Conditions for Steam-Solvent Coinjection”; SPE Heavy Oil Conference; SPE 165471; Junio 2013
  27. L. ZAO; “Steam Alternating Solvent Process”; SPE; Alberta Research Council; SPE 86957, 2004
  28. L.G. BRACHO; OA Oquendo; Maraven SA. “Steam-Solvent Injection, Well LSJ-4057, Tia Juana Field”. SPE 21530. Presentado en International Thermal Operations Symposium held in Bakersfield; California; 1991.
  29. LAW D., Slumberger; “A New Heavy Oil Recovery Technology to Maximize Performance and Minimize Environmental Impact”; SPE International; Fuente: <http://www.spe.org/dl/docs/2011/Law.pdf>
  30. LAW D., Slumberger; “A New Heavy Oil Recovery Technology to Maximize Performance and Minimize Environmental Impact”; SPE International; Fuente: <http://www.spe.org/dl/docs/2011/Law.pdf>
  31. LÉAUTÉ ROLAND P., Imperial Oil Resources, “Liquid Addition to Steam for Enhancing Recovery (LASER) of Bitumen with CSS: Evolution of Technology from Research Concept to a Field Pilot at Cold Lake”, SPE 79011, Noviembre de 2002
  32. LI W., MAMORA D.; SPE, Texas A&M University, LI Y.; Occidental Petroleum Corporation; “Solvent-Type and Ratio Impacts on Solvent-Aided SAGD Process”; SPE 130802; Beijing-China, 2003.
  33. LI W., MAMORA D.; SPE, Texas A&M University; “Numerical Simulation of Thermal Solvent Replacing Steam under Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD) Process”; SPE 133453; California-USA, 2010.
  34. LI W., MAMORA D.; SPE, Texas A&M University; “Phase Behavior of Steam with Solvent Coinjection under Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD) Process”; SPE 130807; Barcelona-España, 2010.
  35. M. ARDALI; M. BARRUFET; Texas A&M University; D.D. Mamora; Mamora and Associates. “Laboratory Testing of Addition of Solvents to Steam to Improve SAGD Process”. SPE 146993. Presentado en SPE Heavy Oil Conference Canada; Calgary-Alberta; 2012.
  36. M. KESHAVARZ; SPE; R. OKUNO; SPE; T. BABADAGLI; University of Alberta. “Optimal Application Conditions for Steam-Solvent Coinjection”. SPE 165471. Presentado en SPE Heavy Oil Conference; Alberta-Canada; 2013.
  37. MENDEZ, Z., ALVAREZ, J., ESCOBAR, E., COLONOMOS, P., CAMPOS, E., “Cyclic Steam Injection with additives: Laboratory and Field Test Results of Steam/ Foam and Steam/ Solvent Processes,” SPE 24632, 1992, Pág 71.
  38. OLIVEROS, L., “Evaluación Técnica de la Implementación de un Proceso de Combustión in Situ Posterior a Procesos de Inyección de Vapor en Yacimientos Estratificados de Crudo Pesado con Arenas Delgadas”, GRM – Universidad Industrial de Santander, 2013.
  39. PINTO, J., “Desarrollo de una metodología para la implementación de la Administración de Energía para Procesos de Inyección Continua de Vapor A través de la Simulación Numérica de Yacimientos y Métodos Analíticos”, GRM – Universidad Industrial de Santander, 2013.
  40. RAMAN K. J., SPE; KUMAR M., SPE; BENSON I., SPE; HANZLIK E., SPE; “New Insights Into Steam/Solvent Coinjection-Process Mechanism”; SPE 159277; SPE Journal Octubre de 2013
  41. REDFORD DAVID A., Texaco Exploration Canada Ltd., Patente US4127170 A, Noviembre 28 de 1978
  42. RICHARDSON WILLIAM C., MIMS DONALD S., KIMBER KEVIN D., DEEMER ARTHUR R., Texaco Inc., Patente US5685371 A, Noviembre 11 de 1997
  43. RODRIGUEZ A.X., Grupo de Recobro Mejorado – UIS, “Determinación de los Parámetros

- Operacionales de Diseño y de Yacimiento para la Implementación de la Técnica de Drenaje Gravitacional Asistida con Vapor SAGD en Crudos Pesados Móviles”, Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga - Colombia, 2014
44. ROLAND P. LEAUTE, KATHY E. CORRY, B. KARL PUSTANYK, Exxonmobil, Patente US6708759 B2, Marzo 23 de 2004
45. ROLAND, P., «Liquid to Steam for Enhancing Recovery (LASER) of Bitumen with CSS: Evolution of the technology from Research Concept to a Field Pilot at Cold Lake, SPE 79011 MS, Noviembre 2002.
46. S. FAN; S. LI; South China University of Technology, Guangzhou, China; H. Xin; China University of Petroleum, Tsingtao, China. “The Importance of PVT to the Steam Solvent Process”. SPE 157862. Presented in SPE Heavy Oil Conference; Calgary-Alberta; 2012.
47. S.M. FAROUQ ALI; B. ABAD; Pennsylvania State University. “Bitumen Recovery from Oil Sands, Using Solvents in Conjunction with Steam”. Journal of Canadian Petroleum Technology; Montreal; Julio-Septiembre; 1976.
48. SHANE, D., « Cold Lake Commercialization of the Liquid Addition to Steam for Enhancing Recovery (LASER) Process, IPTC 16795, Marzo 2013.
49. SHARMA J., GATES I.D., SPE, Department of Chemical and Petroleum Engineering, University of Calgary; “Steam-Solvent Coupling at the Chamber Edge in an In Situ Bitumen Recovery Process”; SPE 128045; Mumbai-India, 2010.
50. SOURAKI Y., ASHRAFI M., GHAFAROKHI J., TORSÆTER O.; SPE, Norwegian University of Science and Technology; “Application of Solvent Alternating SAGD Process to Improve SAGD Performance in Athabasca Bitumen Reservoir”; SPE 165327; California-USA, 2013.
51. SUAT BAGCI A., SAMUEL O.M., MACKAY E.; Institute of Petroleum Engineering, Heriot-Watt University; “Recovery Performance of Steam-Alternating Solvent (SAS) Process in Fractured Reservoirs”; Paper 2007-040, Canadian International Petroleum Conference, Alberta-Canada.
52. SURANTO, BAE W., WIDYANINGSIH R., MUSLIM M., GUNADI ADIPUTRO T.; Sejong University; PERMADI K.; Bandung Institute of Technology; “Managing of Hybrid Steam-Solvent Injection Distribution for Maximizing Recovery Factor in Heterogeneous Reservoir”; SPE 167367; Mishref-Kuwait, 2013.
53. URIBE, C., “Evaluación Técnico-Financiera de Implementar un Proceso de Inyección cíclica de Vapor Usando Pozos Horizontales” Universidad Industrial de Santander, 2011.
54. VEGA, S., NARANJO, C., TRIGOS, E., RIVERA, J., RODRIGUEZ, E., “Development of a Phase Behavior Numerical Model for Evaluating Thermal Assisted Processes with Solvents in Heavy Oil Recovery”, SPE 165232, Kuala Lumpur, Malaysia, Julio 2013.
55. VOGEL JOHN V., Tenneco Oil Company, Patente US4697642 A, Octubre 6 de 1987
56. YAZDANI A.; SPE, Statoil Canada; AIVESTAD J., KJONSVIK E.G., KOWALEWSKI E.; SPE, Statoil ASA; “A Parametric Simulation Study for Solvent Co-injection Process in Bitumen Deposits”; SPE 148804; Alberta-Canada, 2011.
57. ZHAO L., NASR T.N., HUANG H., BEAULIEU G., HECK G., GOLBECK H.; Alberta Research Council; “Steam Alternating Solvent Process, Lab Test and Simulation”; JCPT Volumen 44, No. 9, Septiembre de 2005.

---

*Recepción:* 3 de abril de 2015  
*Aceptación:* 29 de mayo de 2015