

TÉCNICAS PARA EL MEJORAMIENTO DE LA INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR

Alberto M. Pérez Venera*; Maria Camila Ariza Tarazona; Astrid Xiomara Rodríguez Castelblanco; Samuel F. Muñoz Martínez

Grupo de Investigación Recobro Mejorado. Universidad Industrial de Santander (UIS). Carrera 27 Calle 9. Bucaramanga, Colombia.

*E-mail: alberto.perez@correo.uis.edu.co

RESUMEN

Uno de los principales desafíos en el desarrollo de un proceso de inyección continua de vapor es el control del frente de inyección. Dicho perfil es afectado principalmente por la canalización del vapor por zonas de alta permeabilidad, y el efecto gravitacional de *override* causado por la diferencia de densidades con los fluidos del yacimiento, los cuales impiden el contacto del vapor con volúmenes considerables de hidrocarburos disminuyendo de esta forma la eficiencia de barrido vertical. Estos fenómenos son favorecidos por algunas características de la formación como los grandes espesores y las heterogeneidades del yacimiento, y de no ser controlados y/o monitoreados correctamente, pueden afectar la viabilidad técnica y económica del proceso.

Varias metodologías se han diseñado para hacer frente a estos problemas, entre ellas tenemos la inyección de surfactantes para la formación de espumas *in situ*, la cual busca reducir la movilidad del vapor; el uso de geles térmicos, para el taponamiento de canales de alta permeabilidad; la inyección de solventes, usado para mejorar la movilidad del aceite; y la inyección de agua alternada con vapor (WASP), para el barrido de la zona tanto superior como inferior de la formación. Este artículo recopila aspectos relevantes de cada una de las técnicas mencionadas, a partir de los cuales es presentada una comparación tomando como criterios la cantidad de aplicaciones, producción incremental y costo de implementación.

Palabras clave: Inyección Continua de Vapor, Espumas In Situ, Solventes, Geles Térmicos, Agua Alternada con Vapor.

TECHNIQUES FOR STEAMFLOODING IMPROVEMENT

ABSTRACT

One of the main challenges in developing a process of continuous steam injection is to control the injection profile. Said profile is strongly affected by steam channeling to “thief zones” and the gravitational effect of override, both are characterized by preventing contact of the steam with reservoir zones containing considerable amounts of hydrocarbons thus decreasing the vertical sweep efficiency. These phenomena are favored by some features of the formation such as large thickness and reservoir heterogeneities and may affect the technical and economic feasibility of the project if they are not controlled and / or monitored properly.

Several methodologies have been designed to address this problem. Among them are injecting surfactants for the formation of in situ foam, which seeks to reduce the mobility of steam; using thermal gels, for plugging high permeability channels; injection of solvents, used to enhance oil mobility; and water-alternating-steam injection (WASP) for scavenging of both upper and lower zone of the formation. This article collects relevant aspects of the mentioned methods, and a comparison is made in base of the number of applications, incremental production and implementation cost.

Keywords: Steamflooding, In Situ Foams, Solvents, High Temperature Gels, Water Alternating Steam.

Cita: Pérez, A., Ariza, M., Rodríguez, A. y Muñoz, S. (2017). Técnicas para el mejoramiento de la inyección continua de vapor. *Revista Fuentes: El reventón energético*, 15 (1), 109-117.



INTRODUCCIÓN

La inyección continua de vapor ha tenido una gran acogida alrededor del mundo en los últimos 40 años para la recuperación de crudos pesados. Esta técnica combina diversos mecanismos de producción como lo son la reducción de viscosidad del aceite, destilación de las fracciones más livianas, el empuje por gases generados *in situ*, el mejoramiento de la permeabilidad relativa al aceite, entre otros; con los cuales ha alcanzado factores de recobro de 50-60% (Thomas, 2008).

Para la implementación exitosa de un proceso de inyección continua de vapor, es necesario el control y monitoreo del frente de inyección. La uniformidad de este frente, también conocido como *conformance*, es afectada por la variación espacial de la permeabilidad en el yacimiento, resultando en una pobre eficiencia de barrido vertical debido a que el vapor inyectado circula más rápido en zonas de alta permeabilidad. Por su parte, el efecto de *override* ocasiona la ruptura prematura del vapor en los pozos productores, acelerando el incremento de la relación vapor/aceite (Ramlal, 2000). Estos problemas pueden ser tratados con la aplicación de solventes, geles, espumas o la inyección alternada de agua caliente, los cuales han demostrado promover el mejoramiento del barrido del vapor y controlar de la movilidad de los fluidos en yacimientos calentados de esta manera obteniéndose una producción de aceite incremental o acelerada y la reducción de costos operativos asociados a la producción de aceite.

El propósito de este artículo es describir las diferentes técnicas que han sido desarrolladas para el mejoramiento de la inyección continua de vapor en yacimientos con problemas de canalización y *override*, así como sus rangos de aplicación basados en las experiencias de campo reportadas en la literatura.

PROBLEMAS DE LA INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR

El vapor saturado es el medio comúnmente usado para inyectar energía calórica a un yacimiento. Sus propiedades térmicas le permiten almacenar grandes cantidades de calor que luego son transferidas a los fluidos del yacimiento desencadenando una serie de mecanismos que provocan el desplazamiento de los mismos.

El proceso inicia con la generación del vapor en superficie que mediante pozos inyectoros será llevado

a la formación de interés. Una vez el vapor entra en contacto con el aceite, éste transfiere su energía térmica al medio y reduce la viscosidad del hidrocarburo, al tiempo que destila sus componentes livianos, los cuales viajan a zonas más frías del yacimiento donde se condensan y se disuelven para formar un banco de petróleo menos viscoso que fluye con mayor facilidad hacia los pozos productores (Donaldson *et al.*, 1989).

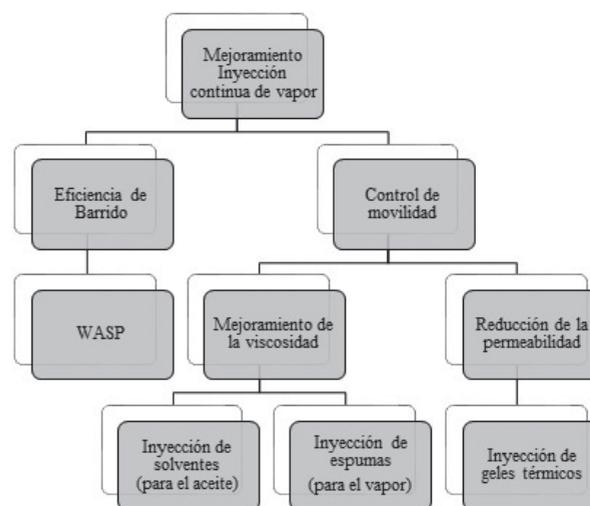


Figura 1. Clasificación de las técnicas para el mejoramiento de la inyección continua según su principio físico.

A pesar de su éxito y de los altos factores de recobro alcanzados, cuando el proyecto llega a su madurez (alta relación vapor aceite y excesiva producción de agua), se acrecientan los efectos del *override* del vapor y de su canalización por zonas de alta permeabilidad, dando lugar a problemas operacionales como la producción de arena, fallas mecánicas en las tuberías de fondo, formación de emulsiones, entre otros (Ariza *et al.*, 2016).

El efecto de *override* se refiere a la segregación gravitacional del vapor que lo conduce a migrar rápidamente por la parte superior de la formación sin contactar volúmenes considerables de aceite acumulados en la parte inferior. Esto se debe a la notable diferencia de densidades entre el vapor inyectado y los fluidos del yacimiento, afectando la uniformidad del perfil de inyección, y conduciendo a la ruptura prematura del vapor en los pozos productores (Farouq Ali y Meldau, 1979).

Por su parte, el fenómeno de canalización hace referencia al flujo del vapor por capas de alta permeabilidad. Dichas capas se constituyen en vías preferenciales de flujo, donde el vapor se propaga sin contactar gran parte del crudo remanente. Estos eventos indeseables reducen

la recuperación final de crudo y pueden limitar tanto técnica como financieramente la vida del proyecto.

En los últimos años, las investigaciones sobre recobro térmico mediante vapor han apuntado a la combinación de diferentes procesos de recobro y el uso de aditivos químicos con el fin de mitigar el impacto de estos problemas en el yacimiento, dando como resultado una serie de metodologías (Figura 1) que serán descritas a continuación.

INYECCIÓN DE SOLVENTES

La inyección de solventes es una técnica utilizada para el mejoramiento del barrido del vapor, consiste en la inyección de un hidrocarburo al yacimiento para crear una zona de transición de movilidad de menor viscosidad. Esta zona se genera cuando el solvente vaporizado y coinyectado con el vapor, se condensa en las regiones más frías de la formación y se mezcla con el aceite presente. La razón de movilidades entre el fluido desplazante (vapor) y desplazado (aceite) es mejorada, en tanto que se disminuye la digitación viscosa (Shu y Hartman, 1988).

Los solventes se clasifican de acuerdo a su volatilidad. Aunque esta depende de la presión y temperatura del yacimiento, los solventes livianos incluyen dióxido de carbono, etano, propano, y otros gases, mientras que los solventes pesados incluyen hidrocarburos líquidos en el rango de C_{16} a C_{20} . La nafta sería considerada un solvente mediano. De acuerdo a estudios realizados, los solventes livianos aumentan el recobro más rápido y tienen una mayor eficiencia en términos de menor pérdida de solvente. Los solventes medianos dan los mejores resultados al mejorar la producción total de aceite mientras que los solventes pesados no aumentan el recobro debido a su baja volatilidad.

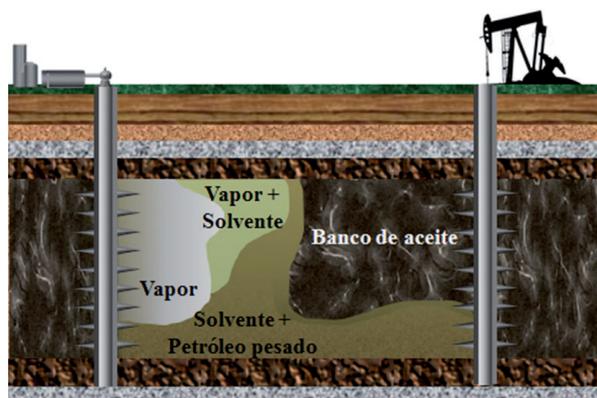


Figura 2. Esquema del proceso de inyección de vapor con solventes. (Modificado de Shu y Hartman, 1988).

El uso de solventes para mejorar el desempeño de la inyección de vapor ha sido estudiado desde hace más de 40 años. Farouq Ali y Snyder (1973) estudiaron el recobro del bitumen contenido en las arenas de Athabasca en un modelo vertical de dos dimensiones usando nafta como solvente, donde concluyeron, que a pesar de ser técnicamente exitoso en recuperar el bitumen de un sistema en dos dimensiones, inyectar nafta previa a la inyección continua de vapor cuando hay un canal de alta permeabilidad, no arroja buenos resultados ya que la nafta se vaporiza o canaliza y por lo tanto se produce inmediatamente.

Harding et al.(1983) estudiaron el uso de solventes multicomponentes los cuales no generaban una acción en conjunto que afectara el recobro total de aceite en un proceso de vapor con solventes, aunque esto se puede lograr al agregar un solvente liviano a la mezcla, finalmente se llegó a la conclusión que es la colocación del solvente en el yacimiento la que controla el éxito del proceso, y está controlado por el movimiento del vapor y la volatilidad del solvente. La inyección del solvente en el yacimiento es crucial para el desempeño del proceso porque determina la ubicación de la zona de transición. Por ejemplo, si el solvente es inyectado antes del vapor, o un solvente pesado de baja volatilidad es coinyectado con el vapor, el recobro incremental es pobre debido a generación inadecuada de la zona de transición en el yacimiento.

Recientemente, muchos estudios se han enfocado a analizar los efectos de vapor con propano. Los experimentos llevados a cabo por Ferguson et al. (2001) tenían como objetivos el efecto para varias razones propano:vapor y el rol del calor convectivo en este proceso. Los resultados arrojaron que una razón másica de propano:vapor de 5:100 acelera el comienzo del pico de aceite comparado con la inyección continua de vapor sin aditivos.

INYECCIÓN DE ESPUMAS

Una espuma, para este tipo de aplicaciones, se define como una dispersión de un volumen relativamente grande de gas en un pequeño volumen de líquido (Sheng, 2013). En la Figura 3 una capa de gas es separada de una delgada columna de líquido (lamella) por una interface. Los puntos de unión señalados en la figura, conocidos como bordes de plateau, se componen de tres películas que forman un ángulo de 120° .

En un proceso de inyección de vapor, las espumas son generadas por la perturbación de un líquido que tiene una pequeña cantidad de agente espumoso (surfactante). Los

surfactantes son sustancias químicas con una estructura polar - no polar, y se ubican entre las fases hidrofílicas y lipofílicas impidiendo el tráfico de moléculas desde la superficie al interior del líquido, disminuyendo así la tensión superficial.

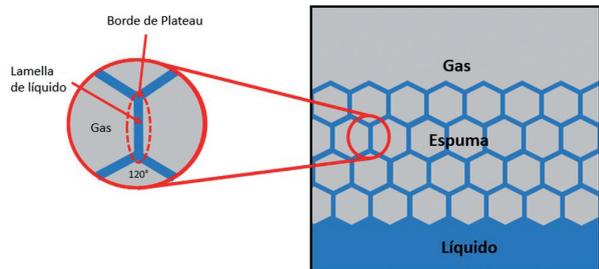


Figura 3. Esquema de estructura de una espuma. (Modificado de Larry y Holstein, 2007).

El proceso de inyección de vapor con espumas fue desarrollado para mejorar la eficiencia de barrido de los procesos de inyección continua e inyección cíclica de vapor. Estos procesos obtienen bajas eficiencias de barrido vertical debido a: (1) efecto de *override* en estratos de gran espesor con comunicación vertical y/o (2) canalización en formaciones con diversas capas con poca comunicación vertical entre los miembros arenosos. La reducida movilidad del vapor con espumas incrementa el gradiente de presión en la zona barrida con vapor para desplazar mejor el aceite calentado y lo direcciona hacia los intervalos no calentados.

Maini y Ma (1984) buscaron determinar si existía una correlación entre el índice de estabilidad de la espuma, medido en pruebas estáticas, y la reducción de movilidad medida en un medio poroso. A partir de experimentos dedujo que se requiere una concentración de surfactante óptima para generar la espuma más estable a una alta temperatura, siendo esta concentración idéntica para maximizar también el factor de reducción de movilidad.

Por su parte, Robin (1987) publicó un estudio sobre el uso de aditivos en la espuma para mejorar la eficiencia de barrido vertical del vapor. De ahí infirió que las propiedades y estabilidad de los surfactantes se deterioran considerablemente al aumentar la temperatura, sin embargo, este efecto puede ser reducido incrementando el pH, al usar diferentes aditivos.

A continuación se presentan los criterios de screening para la aplicación de una técnica de inyección continua de vapor con espumas, el cual tuvo como base proyectos exitosos de la aplicación de la técnica.

Tabla 1. Screening de aplicación de un proceso de inyección de vapor con espuma. (Tomado de Sandoval y Franco, 2010).

Propiedad	Rango de valores
Tipo de litología	Areniscas
Espesor (ft)	100-310
Profundidad (ft)	580-1600
Temperatura (°F)	100-194
Presión (psi)	90-150
Gravedad API	11.2-14
Permeabilidad (md)	500-4000
Porosidad (%)	29-39

Recientemente, estudios experimentales han mostrado que el proceso de inyección de vapor-espuma puede ser mejorado significativamente inyectando una cantidad apropiada de una mezcla de álcali/surfactante en la fase acuosa del vapor. El concepto detrás de este proceso de recobro mejorado es que el álcali inyectado reacciona con los componentes ácidos en el crudo para formar el surfactante primario. El surfactante inyectado actúa como un co-surfactante para aumentar la concentración de electrolitos requerida para lograr la disminución de la tensión interfacial (IFT) a concentraciones de álcali lo suficientemente altas para alcanzar una propagación satisfactoria del mismo a través del yacimiento. A concentraciones adecuadas de surfactante primario y co-surfactante, se forma un sistema óptimo, donde la IFT de petróleo/agua es reducida significativamente por la formación de un sistema de microemulsión (Lau, 2012).

INYECCIÓN DE AGUA ALTERNADA CON VAPOR (WASP)

La inyección de agua alternada con vapor (WASP, por sus siglas en inglés) es una técnica para tratar los problemas de *override* y canalización del vapor en proyectos maduros de inyección continua de vapor (Figura 4). Se trata de un proceso análogo a la inyección alternada de agua y gas (WAG) en el cual dos fluidos con una amplia diferencia de densidades son inyectados alternadamente por más de un ciclo. La principal diferencia entre el WASP y WAG es que la fase gaseosa de la primera técnica es condensable y a una temperatura mucho mayor que la fase líquida (Hong y Steven, 1992). La técnica WASP aprovecha completamente la energía calórica del agua caliente y el vapor inyectado para optimizar la operación del proyecto. Los fluidos inyectados viajan a lo largo del yacimiento por diferentes zonas incrementando considerablemente la eficiencia de barrido vertical. Finalmente, el aceite

remanente localizado en el fondo de la formación que no fue barrido durante la inyección de vapor es desplazado, reduciendo la saturación de aceite residual y mejorando la recuperación de crudo pesado.

Muchos de los buenos resultados logrados en campo al implementar técnica se deben a que involucra mecanismos de producción propios de la inyección de agua, como lo es (1) el proceso de desplazamiento, en el cual el crudo es desplazado inmisciblemente por el agua inyectada; (2) la movilidad mejorada del crudo resultante de la reducción en la viscosidad a causa de un incremento en la temperatura y (3) las fuerzas viscosas que mueven el crudo después del frente de desplazamiento inicial (De Ferrer, 2001). Estos mecanismos junto a la acción del vapor permiten a la técnica:

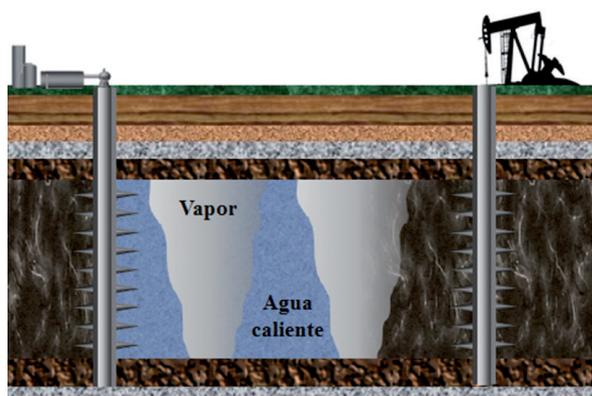


Figura 4. Esquema de un proceso de inyección de agua alternada con vapor (WASP). (Modificado de Hong y Steven, 1992).

Tabla 2. Screening de aplicación de yacimientos sometidos a WASP. (Modificado de Bautista (1994) y Ramkhalawan et al., (1995)).

Propiedad	West Coalinga	Cymric	North Palo Seco	Bennet Village	Apex Quarry	Central Los Bajos	Rango de aplicación
Espaciamiento, acres	5.4	3		3.5-5			3-5.4
Profundidad, ft	1200-1700	1000	1400	1200	2200	1400	1000-2200
Gravedad, °API	14	12.6	16	22	19	16	12.6-19
Espesor neto, ft	60	44	180	175	150	175	60-180
Permeabilidad, md	2000	150-1000		315			2000-150
Porosidad, %	35	35-39	26	26	28	26	26-39

- Mejorar el perfil de inyección y reducción de la canalización del vapor.
- Incrementar las ganancias netas (producción total menos gastos asociados a la generación de vapor) como resultado del ahorro de combustible para generadores durante los ciclos de inyección de agua.
- Reducir las pérdidas de calor en el pozo.
- Prolongar la vida económica del proyecto.

En la Tabla 2 se presentan los criterios de screening para un proceso WASP, tomando como base las experiencias de campo que se encuentran en la literatura. Los campos que se estudiaron fueron el West Coalinga y Cymric (Bautista y Friedmann, 1994), localizados en Estados Unidos y North Palo Seco, Central Los Bajos, Apex-Quarry y Bennet Village, localizados en Trinidad y Tobago (Ramkhalawan et al., 1995).

INYECCIÓN DE GELES

Los geles poliméricos se han usado ampliamente en proyectos de inyección de agua y gas para el

mejoramiento de barrido, siendo las poliácridamidas de diversos grados de hidrólisis y pesos moleculares los polímeros orgánicos más comunes en los tratamientos con gel. Estos polímeros son típicamente de bajo costo y puede ser formados con agentes entrecruzadores metálicos u orgánicos. Un gel típico consiste en aproximadamente 0,7 a 1,0% de polímero, 500 a 2000 ppm de agente entrecruzador, y agua. Los geles a partir de poliácridamidas se usan para tratar yacimientos con temperaturas de hasta 170°F. A temperaturas superiores, como las alcanzadas en la inyección de vapor, los grupos acrilamidas del polímero se hidrolizan a grupos carboxilato, que reaccionan con cationes divalentes, Ca^{+2} y Mg^{+2} , presentes en el agua de formación (Moradi-Araghi, 2000).

Por su parte, geles inorgánicos como el de silicato de sodio, están limitados principalmente por el pronunciado acortamiento de los tiempos de gelación a temperaturas superiores a 170°F. Además, el contacto con el agua de formación o con un medio ácido (presencia de CO_2) hace que estos geles se formen prematuramente (Felber et al., 1981). Sin embargo, de acuerdo a los estudios de Nasr-El-Din y Taylor (2005), sistemas gel de silicato de sodio con urea como activador pueden presentar

mayores tiempos de gelación debido a que el gel solo se forma a temperaturas superiores a los 160°F. Estos geles se aplicaron exitosamente en formaciones carbonadas de Arabia Saudita con temperaturas entre 200-220°F, para el control de la producción de agua. No obstante, a la fecha no existen reportes en la literatura sobre la aplicación del sistema gel de silicato de sodio/urea en procesos de inyección de vapor.

Finalmente, en un esfuerzo por mejorar los perfiles de inyección del vapor, diferentes sistemas gel patentados que combinan polímeros, copolímeros y sustancias orgánicas y son estables a temperaturas superiores de 300°F, se aplicaron en los cuatro mayores campos de crudo pesado de California (EUA): Coalinga, Midway-Sunset, Kern River, South Belridge, siendo Coalinga el más reportado por sus dos aplicaciones: 1992 y 1995. En la primera se inyectó un pequeño volumen (<500 bbl) de solución poliacrilamida y entrecruzador orgánico con resultados positivos en menos de un mes (Hunter et al., 1992). Tres años más tarde, se implementó un nuevo sistema gel altamente concentrado (18-25%) de lignosulfonato, un desecho de la fabricación del papel. Su alta concentración hizo innecesario el uso de entrecruzadores como el glutaraldehído o el cromo (III) reduciendo costos e impacto ambiental (Hejl et al., 1997). El uso de geles de lignosulfonato sin entrecruzador y la preinyección de agua para reducir la temperatura del yacimiento fueron prácticas sugeridas por Felber y Dauben (1977) para alcanzar mayores volúmenes de inyección. La composición de los

sistemas gel utilizados en los demás campos no están reportados en la literatura, no obstante, con el propósito de presentar el rango de aplicación de la técnica, se resume las características de cada campo en la Tabla 3.

COMPARACIÓN

A pesar de que todas las técnicas descritas tienen el objetivo de mejorar la inyección continua de vapor, sus requerimientos y mecanismos de acción en el yacimiento han generado notables diferencias, que pueden traducirse en ventajas y limitaciones, al momento de seleccionar una técnica. Por ejemplo, el proceso WASP es recomendable en campos maduros que presentan una marcada segregación gravitacional del vapor, siendo el tiempo óptimo de conversión uno de los aspectos más críticos de la técnica. Los tratamientos químicos como la inyección de gel o espumas, son buenos candidatos en yacimientos fuertemente estratificados en los cuales el vapor se canaliza fácilmente. Parámetros como la salinidad, nivel de dureza y pH del medio deben tenerse en cuenta al momento de evaluar estas técnicas. Mientras que la inyección solvente es recomendable para acelerar la producción en campos de crudo extrapesado o bituminoso (<10°API) donde la respuesta del hidrocarburo a la acción del vapor es más lenta. Esta técnica surge como una extensión del uso de solventes en la inyección cíclica de vapor y SAGD. Hasta la fecha solo presenta una aplicación en campo. A continuación, una comparación entre los métodos discutidos según los siguientes criterios:

Tabla 3. Rangos de aplicación de yacimientos sometidos a la inyección de geles (Tomado de Hunter et al. (1992), Ploeg, y Duerksen (1985), Greaser y Shore (1980), Patzek, y Koinis (1990), Gates y Brewer (1975)).

Propiedad	West Coalinga	Midway-Sunset	Kern River	South Belridge	Rango de aplicación
Espesor (ft)	25	200-500	25-125	210	25-300
Profundidad (ft)	913	1100	1400	1009-1197	910-1600
Temperatura (°F)	386	38	100	95	90-350
Presión (psi)	209	75	100	420	75-420
Gravedad API	14	11.2	13	13	11.2-14
Permeabilidad (md)	150	3900	1000-5000	3000	500-10000
Porosidad (%)	31	36.5	28-33	35	28-37

NUMERO DE APLICACIONES

Son pocas las aplicaciones a escala de campo reportadas en la literatura para el mejoramiento de la inyección de vapor, tratándose la mayoría de pruebas de campo dentro proyectos pilotos. Un claro ejemplo es el uso de solventes en la inyección continua de vapor, donde solo hasta el 2014 fue llevado a cabo el primer piloto de campo en Canadá, que ahora se encuentra en desarrollo comercial (Castellanos-Díaz et al., 2016). Caso contrario es uso

de espumas *in situ* para el mejoramiento del barrido del vapor. Esta técnica ha sido implementada en alrededor de 25 proyectos pilotos y docenas de aplicaciones comerciales de menor escala desde su primera prueba en el campo Kern River (EUA) (Patzek, 1996).

La técnica WASP, por su parte, ha sido implementada comercialmente en solo seis campos maduros de California (West Coalinga, Cymric) y Trinidad y Tobago (North Palo Seco, Central Los Bajos, Bennett

Village, Apex Quarry). Mientras que los reportes sobre inyección de geles térmicos provienen de pruebas de campo en Midway-Sunset, West Coalinga, Kern River y South Belridge, ubicados en California, Estados Unidos.

PRODUCCIÓN INCREMENTAL

En la mayoría de proyectos pilotos reportados, el incremento en la producción de crudo antes y después del tratamiento no supera el 20%, excepción del piloto de espumas en campo Midway-Sunset donde se obtuvo un incremento cercano al 23%. Sin embargo, estos datos no dimensionan completamente el potencial de las técnicas ya que están basados en los escasos casos de aplicación reportadas en la literatura.

COSTO DE IMPLEMENTACIÓN

La técnica WASP presenta el menor costo de implementación por barril de crudo incremental debido a no requiere de aditivos químicos o modificaciones significativas de las facilidades. Su costo se encuentra alrededor de US\$1.50/bbl. Mientras que en la inyección de geles y espumas se utilizan soluciones de polímeros o surfactantes que pueden elevar su aplicación a US\$4 y US\$10 por barril incremental respectivamente.

CONCLUSIONES

A partir de esta revisión se puede concluir que:

- El rol principal de la técnica WASP en la inyección de vapor es el incremento de la eficiencia térmica del proceso, mientras que para la inyección de solventes, espumas *in situ* y geles térmicos, es el control de la movilidad de los fluidos.
- Para lograr que la inyección continua de vapor con solventes sea exitosa, es necesario seleccionar el solvente de acuerdo a las características del yacimiento y realizar estudios para determinar los parámetros operacionales como la concentración del solvente, la presión de operación y las tasas de vapor y de solvente óptimos. Todo esto debe ir enfocado a hacer más viable un proyecto de inyección continua de vapor que esté llegando a su límite económico.
- El control de la estabilidad de la espuma es el parámetro que garantizará si esta cumplirá con el objetivo de disminuir el efecto de override y canalización, es por ello que el surfactante toma tanta importancia en el proceso como la espuma,

ya que si se encuentra en una concentración óptima hará la espuma más estable incluso a altas temperaturas.

- La inyección de agua alternada con vapor (WASP), al igual que la inyección de solventes, mejora la relación de movilidades entre la fase desplazante y desplazada, para así generar un frente de vapor más uniforme. Sin embargo, esta técnica tiene una ventaja económica que consiste en la inyección de agua caliente por ciclos lo cual reduce los requerimientos de combustible; en lugar de usar costosos aditivos.
- Los sistemas de gel lignosulfonato han demostrado su efectividad para el mejoramiento de la eficiencia de barrido a altas temperaturas, sin embargo, su principal limitante son los pequeños volúmenes de inyección alcanzados a causa de la rápida formación del gel y los incrementos de costos por los requerimientos de cromo; por lo cual algunos autores recomiendan el uso de geles de lignosulfonato sin activador y la preinyección de agua para reducir la temperatura en la cara del pozo.

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen al Grupo de Investigación Recobro Mejorado y la Universidad Industrial de Santander por el apoyo recibido.

REFERENCIAS

1. Ariza, M. C., Perez, A., Rodriguez, A. X., Munoz, S. F. (2016). Water Alternating Steam Process WASP Simulation Study in a Colombian Heavy Oil. *In SPE Trinidad and Tobago Section Energy Resources Conference*. Society of Petroleum Engineers.
2. Bautista, L. S., Friedmann, F. (1994). Water-Alternating-Steam Process (WASP) Alleviates Downip Steam Migration in Cymric Field. *En SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium*. Society of Petroleum Engineers.
3. Castellanos-Diaz, O., Verlaan, M.L. Hedden, R. (2016). Solvent Enhanced Steam Drive: Results from the First Field Pilot in Canada. *In: SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia*. Society of Petroleum Engineers.
4. De Ferrer, M. P. (2001). *Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos*. Ediciones Astro Data SA, Maracaibo, Venezuela.

5. Donaldson, E. C. (1989). Chilingarian, G. V.; Yen, T. F. (ed.). *Enhanced oil recovery, II: Processes and operations*. Elsevier.
6. Farouq ALI, S. M., Meldau, R. F. (1979). Current steamflood technology. *Journal of Petroleum Technology*, vol. 31, no 10, p. 1,332-1,342.
7. Farouq Ali, S. M., Snyder, S. G. (1973). Miscible thermal methods applied to a two-dimensional, vertical tar sand pack, with restricted fluid entry. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, vol. 12, no 04.
8. Felber, B. J., Dauben, D. L. (1977). Laboratory Development of Lignosulfonate Gels for Sweep Improvement. *Society of Petroleum Engineers Journal*, vol. 17, no 06, p. 391-397.
9. Felber, B. J., Dauben, D. L. y Marrs, R. E. (1981). Method using lignosulfonates for high-temperature plugging. *U.S. Patent No RE30, 767*, 13 Oct. 1981.
10. Ferguson, M. A., Mamora, D. D., y Goite, J. G. (2001). Steam-propane injection for production enhancement of heavy Morichal oil. *En SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium*. Society of Petroleum Engineers.
11. Gates, C. F. y Brewer, S.W. (1975). Steam Injection Into the D and E Zone, Tulare Formation, South Belridge Field, Kern County, California. *Journal of Petroleum Technology*. 27.03: 343-348.
12. Greaser, G. R. y Shore, R.A. (1980). Steamflood Performance in the Kern River Field. *In: SPE/DOE Enhanced Oil Recovery Symposium*. Society of Petroleum Engineers.
13. Harding, T. G., Farouq, S. M. y Flock, D. L. (1983). Steamflood performance in the presence of carbon dioxide and nitrogen. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, vol. 22, no 5, p. 30-37.
14. Hejl, K. A., Friedmann, F. y Anderson, G. M. (1997). Coalinga Lignosulfonate Gel Trial. *En International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium*. Society of Petroleum Engineers.
15. Hong, K. C. y Steven S, D. E. (1992). Water-alternating-steam process improves project economics at West Coalinga field. *SPE reservoir engineering*, vol. 7, no 04, p. 407-413.
16. Hunter, B. L., Buell, R. S. y Abate, T. A. (1992). Application of a polymer gel system to control steam breakthrough and channeling. *En SPE Western Regional Meeting*. Society of Petroleum Engineers.
17. Larry W., Holstein, E. D. (2007). Petroleum Engineering Handbook, Volume V(B) Reservoir Engineering and Petrophysics. Society of Petroleum Engineers.
18. Lau, H.C. Alkaline steam foam. (2012). Concepts and experimental results. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, vol. 15, no 04, p. 445-452.
19. Maini, B. B., MA, V. (1984). Relationship between foam stability measured in static tests and flow behavior of foams in porous media. *En SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers.
20. Moradi-Araghi, A. (2000). A review of thermally stable gels for fluid diversion in petroleum production. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 26.1: 1-10
21. Nasr-El-Din, H. A.; Taylor, K. C. (2005). Evaluation of sodium silicate/urea gels used for water shut-off treatments. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 48.3: 141-160.
22. Patzek, T. W. (1996). Field applications of steam foam for mobility improvement and profile control. *SPE Reservoir Engineering*, 11.02: 79-86.
23. Patzek, T. W., Koinis, M.T. (1990). Kern River steam-foam pilots. *Journal of Petroleum Technology*, 42.04: 496-503.
24. Ploeg, J. F., Duerksen, J. H. (1985). Two successful steam/foam field tests, Sections 15A and 26C, Midway-Sunset field. *SPE California Regional Meeting*. Society of Petroleum Engineers.
25. Ramkhalawan, C. D.; Khan, J.; Baine, K. R. (1995). Thirty (30) years of steamflooding: Reservoir management and operational experiences.

- En Society of Petroleum Engineers. Annual technical conference.* p. 739-746.
26. Ramlal, V.; Singh, K. S. (2000). *Success of Water-Alternating-Steam-Process for Heavy Oil Recovery at Petrotrin.*
27. Robin, M. (1987). Laboratory evaluation of foaming additives used to improve steam efficiency. *En SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers.*
28. Sandoval, Y., Franco, L. (2010). *Análisis de la implementación de la tecnología de espumas como método para aumentar el factor de recobro en campos petroleros.* Universidad Industrial de Santander, Colombia.
29. Sheng, James (ed.). (2013). *Enhanced oil recovery field case studies.* Gulf Professional Publishing.
30. Shu, W. R., Hartman, K. J. (1998). Effect of solvent on steam recovery of heavy oil. *SPE reservoir Engineering, vol. 3, no 02, p. 457-465.*
31. Thomas, S. (2008). Enhanced oil recovery-an overview. *Oil & Gas Science and Technology- Revue de l'IFP, vol. 63, no 1, p. 9-19.*

Recepción: 24 de Febrero de 2017

Aceptación: 8 de Mayo de 2017