

PROBLEMAS OPERACIONALES FRECUENTES DURANTE PROCESOS DE INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR

Deisy González Roa¹, Samuel Fernando Muñoz Navarro²,
Wilson Barrios Ortiz³ Diana Mercado Sierra⁴

RESUMEN

Desde su descubrimiento la inyección cíclica de vapor ha sido considerada como uno de los métodos de recobro térmico más eficientes para la producción de aceite pesado y extrapesado; debido a su fácil implementación, funcionalidad y relativamente bajos costos. Pese a esto, existen una serie de problemas operacionales, que si no se previenen o se tratan de manera adecuada pueden incrementar considerablemente los costos de operación y extracción del crudo. Por esta razón, en este trabajo se presenta una revisión de los principales problemas operacionales reportados en la literatura, los cuales ocurren durante el desarrollo del proceso de inyección cíclica de vapor. Por otra parte, se plantean las diferentes alternativas de solución y control que fueron reportadas en los campos mas representativos a nivel mundial que han sido estimulados con vapor.

Palabras clave:

Inyección cíclica de vapor, experiencias de campo, problemas operacionales.

ABSTRACT

Since its discovery, cyclic steam injection has been regarded as one of thermal oil recovery methods with more efficiency for the production of heavy oil and bitumen, because of it is easy to implement it, its functionality and relatively low costs. However, there are a number of operational problems, which if they are not prevented or treated adequately may significantly increase operating and oil exploitation. For this reasons, this paper presents a review of the major operational problems that occur during the development of the cyclic steam injection and have been reported in the literature. Moreover, raises various alternative solutions that were reported in oil fields to solve or to control these problems.

Keywords:

Cyclic steam injection, field experience, operational problems.

- 1 Universidad Industrial de Santander, UIS. Grupo de Investigación Recobro Mejorado, GRM. Bucaramanga. Colombia. E-mail: deisy_gonzalez@universia.net.co
- 2 Universidad Industrial de Santander, UIS. E-mail: samuel@uis.edu.co
- 3 Instituto Colombiano del Petróleo, ICP. Bucaramanga. Colombia. E-mail: Wilson.Barrios@ecopetrol.com.co
- 4 Grupo de Investigación Recobro Mejorado UIS-ICP. Bucaramanga. Colombia. E-mail: diana.mercado@grmuis.com

INTRODUCCIÓN

La Inyección Cíclica de Vapor (ICV) es un proceso de recuperación térmica implementado con mucho éxito en yacimientos de crudo pesado. A pesar de ello, existen ciertas condiciones operacionales que contribuyen a que la integridad del proyecto se vea seriamente afectada. Por esta razón, se recopiló y analizó información de gran parte de los campos a nivel mundial sometidos a ICV, con el objetivo principal identificar los problemas operacionales más frecuentes, al igual que las soluciones implementadas a los mismos.

Este trabajo de revisión, toma una particular importancia en el desarrollo futuro de procesos de recuperación con vapor, ya que si se tienen bien identificados los problemas, será posible preverlos y llegar a establecer estrategias claras de monitoreo y control de los mismos. Lo anterior se verá reflejado en una administración eficiente del proyecto y una disminución en el límite económico de la relación aceite vapor (RAV).

INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR

La inyección cíclica de vapor, como método de recobro térmico en yacimientos de crudo pesado y bitumen, ha sido implementada ampliamente desde su descubrimiento en el año de 1959¹⁷. Como su nombre lo indica la inyección cíclica de vapor es un proceso que se desarrolla por ciclos. Un ciclo de inyección de vapor está compuesto por tres etapas: una de inyección, una de remojo y finalmente una de producción.

Durante la etapa de inyección se suministra calor en forma de vapor húmedo a la formación productora por varios días o semanas según los requerimientos estimados por el ingeniero de yacimientos. Dicho tiempo dependerá de la cantidad de vapor a inyectar y de la capacidad de los equipos destinados al proyecto. En este periodo se recomienda que la tasa de inyección de vapor sea lo más alta posible, con el propósito de reducir las pérdidas de calor a lo largo del sistema de conducción de calor en superficie y del pozo.

Una vez inyectado el volumen de vapor deseado en el yacimiento, se inicia el periodo de remojo, el objetivo es cerrar el pozo para que la energía contenida en el vapor, sea transferida hacia la formación y sus fluidos; permitiendo una distribución más uniforme del calor inyectado. La transferencia de calor genera un aumento en la temperatura promedio de la zona disminuyendo así la viscosidad del crudo en las cercanías de los pozos estimulados, lo cual facilita el flujo de aceite dentro de la formación. La duración del cierre del pozo depende de la cantidad de vapor inyectado.

Inmediatamente después del periodo de remojo, el pozo es abierto a producción y empieza a producir una gran cantidad de agua a alta temperatura, como consecuencia de la condensación del vapor inyectado cerca de la cara del pozo. La tasa de producción de agua disminuye con el tiempo, originándose un aumento tanto en la tasa de producción de aceite como en su permeabilidad relativa cerca de la cara del pozo estimulado. Por tal razón, la respuesta del pozo a la estimulación, dependerá principalmente de la viscosidad del petróleo y de otros parámetros como la permeabilidad, el radio calentado, la presión inicial del yacimiento y el daño removido con el calor.

PROBLEMAS OPERACIONALES EN PROCESOS DE INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR

La selección de los problemas operacionales que se presentan con mayor frecuencia en proyectos de inyección cíclica de vapor, parte del estudio de alrededor de cerca de cuarenta experiencias de campo reportadas en la literatura. Aunque en su mayoría los reportes presentan el desempeño de la inyección cíclica de vapor de manera exitosa, existen casos como los de Cat Canyon⁶ de California, Quiriquire¹² de Venezuela y Los Perales¹¹ de Argentina, en los que algunos de los pozos estimulados no respondieron satisfactoriamente a la estimulación.

A continuación se presenta una descripción de los problemas operacionales más frecuentes durante la inyección cíclica de vapor:

Arenamiento

La producción de arena es uno de los problemas operacionales más antiguos de los campos de petróleo², y uno de los más comunes durante la implementación del proceso de inyección cíclica de vapor. Esto se debe básicamente a que el proceso de estimulación, se lleva a cabo en formaciones someras, las cuales son poco consolidadas o muy friables. Además, la temperatura del vapor inyectado y su fase líquida alcalina ocasiona pérdida de la resistencia de la matriz cerca de la cara del pozo, al debilitar el material cementante de sus granos, generando de esta manera la producción de arena junto con los fluidos producidos de la formación.

Los principales inconvenientes que origina la excesiva producción de arena son: restricción de la tasa de producción, desgaste del equipo de producción y aumento de la frecuencia en los servicios de limpieza.

Para la prevención de la producción de arena se utilizan mecanismos de control tales como: reducción de las fuerzas de arrastre del fluido producido, empaquetamiento con grava y/o utilización de "liners" ranurados. Aunque estos son los mecanismos convencionalmente usados para intentar resolver el problema de arenamiento de los pozos, también se han planteado otras alternativas que involucran la utilización de químicos para estabilizar la producción de finos.

Deposición de Asfaltenos.

La deposición de asfaltenos se presenta en campos en donde el crudo producido es de base asfáltica. Este problema ocurre como consecuencia del aumento de temperatura generado por el vapor ya que se promueve la vaporización de los componentes livianos del crudo y estos tienden a desestabilizar los asfaltenos. Al desestabilizarse los asfaltenos, estos tienen a depositarse cubriendo las superficies minerales de la formación con películas aceitosas, ocasionando de esta manera la reducción de la permeabilidad.

Tomando como referencia el caso del campo South Tapo Canyon de California, es posible solucionar el problema de precipitación de asfaltenos utilizando un solvente con alto contenido de aromáticos y con un surfactante que busca cambiar la mojabilidad en formaciones mojadas aceite¹⁸.

Baja inyectividad

La inyectividad está relacionada con la cantidad de fluido que "toma o recibe" la formación por día, a una determinada presión de operación. La inyectividad es proporcional a la permeabilidad y porosidad del yacimiento, e inversamente proporcional a la viscosidad de los fluidos contenidos en el medio poroso. Es decir, en un yacimiento con baja permeabilidad y/o porosidad, muy posiblemente se presentarán problemas de baja inyectividad. De igual manera, en un yacimiento que contiene crudo de alta viscosidad, éste actúa como un obstáculo para que el vapor pueda ser inyectado a la formación libremente.

En algunos casos como el de uno de los pozos estimulados del campo Los Perales de Argentina, la presencia de fallas cercanas al pozo impiden que el vapor sea tomado por la formación, debido a que éstas actúan como barreras naturales de flujo¹¹.

Cuando la baja inyectividad es ocasionada por la alta viscosidad del fluido de la formación, se aconseja inyectar vapor a bajas tasas de tal manera que progresivamente se mejore la movilidad del aceite.

Deposición de escamas (incrustaciones)

Las incrustaciones se forman cuando los iones de hierro, calcio, magnesio, carbonato y silicato presentes en la fase líquida del vapor, sobrepasan el límite de solubilidad que tiene el agua para mantenerlos en solución, lo que genera que estos se unan y se precipiten formando depósitos sólidos en forma de clusters o racimos, que irán uniéndose y formando un cristal (partícula microscópica). Estos cristales crecen y forman estructuras más grandes que al unirse llegan a formar las costras o incrustaciones, las cuales se adhieren a la estructura que las contiene y pueden ser apreciadas a simple vista.

Los compuestos precipitados son el carbonato de calcio (CaCO_3) y el hidróxido de magnesio $\text{Mg}(\text{OH})_2$, los cuales se localizan desde los equipos de superficie, como el generador y tuberías de inyección del vapor, hasta el fondo del hueco, tubería de producción (cuando se inyecta el vapor por la tubería de producción) y orificios de las perforaciones en la cara de la formación. Las consecuencias de la precipitación de estos carbonatos son la corrosión y el taponamiento de las tuberías y filtros.

La manera de evitar la formación de incrustaciones, es llevar un buen control en el tratamiento del agua, verificando que las concentraciones de los cationes de hierro, calcio y magnesio, estén siendo reducidos a la concentración mínima permitida para la generación del vapor. Sin embargo, cuando es inevitable la formación de escamas, tratamientos químicos son utilizados para su inhibición y remoción.

Emulsiones.

Es común que los fluidos producidos durante un proceso de inyección cíclica de vapor, se encuentren emulsionados debido a la presencia de gran cantidad de agua condensada en la cara del pozo, la cual se mezcla con el petróleo producido desde la formación. Los tratamientos empleados para romper las emulsiones son: químico, gravitacional, térmico y electrostático.

Dependiendo de que tan fuerte sea la estabilidad de la emulsión, se utilizan combinaciones de estos tratamientos. Por ejemplo en la mayoría de los campos en donde se produce crudo pesado por estimulación con vapor, se utiliza el tratamiento químico en conjunto con los tratamientos térmico, electrostático y gravitacional. La selección del tratamiento depende de la estabilidad de la emulsión, de la efectividad del tratamiento y del costo económico del mismo.

Fallas mecánicas

En un proceso de inyección cíclica de vapor se pueden presentar fallas mecánicas en el revestimiento, en la tubería de producción, en el equipo de superficie (generador y bombas de alimentación de agua) y en el sistema de levantamiento artificial.

Las fallas en el revestimiento se presentan principalmente por pérdida de la resistencia del cemento, perdiéndose así la adherencia de éste al revestimiento. Al someter el cemento a altas temperaturas, se generan espacios vacíos entre revestimiento y formación; estos espacios vacíos permiten que el casing se mueva libremente por el efecto de los esfuerzos, lo que puede causar pandeo "buckling" o el colapso de la tubería si se supera su punto de resistencia "Yield strength".

Generalmente las fallas en el revestimiento y tubería de producción, se presentan en aquellos pozos que fueron reacondicionados para la inyección de vapor, ya que éstos desde un principio no fueron diseñados para procesos térmicos y su cementación, grado de la tubería del revestimiento y de producción, no son los adecuados para soportar los esfuerzos de tensión y compresión generados por las altas temperaturas.

En el caso de fallas en la tubería de producción, éstas se presentan cuando el grado del "tubing" no tiene una resistencia a los esfuerzos, lo suficientemente alta para soportar la dilatación y restauración del tubo con los cambios de temperatura presentes durante un ciclo de inyección. La figura 1 muestra una fotografía de un tubing colapsado, en el que los esfuerzos a los que estuvo sometido fueron tan grandes que generaron un daño tan severo como el aplastamiento y ruptura de la tubería.

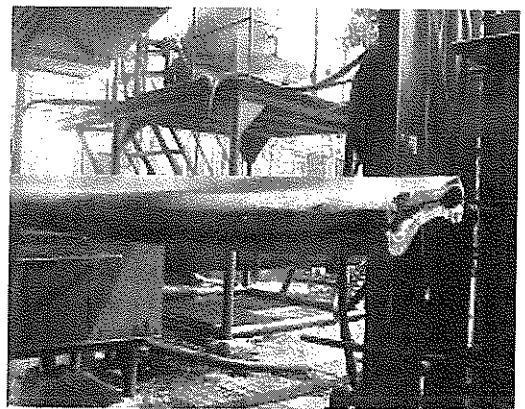


Figura 1. Fotografía de tubing colapsado por los esfuerzos de tensión y compresión generados durante el proceso de inyección cíclica de vapor.

Tomada de: Inciarte, G., Nieto, L. and Bello, A. Analysis of Collapse Failures on Production Tubing During Steam Injection Process Assisted by Computer Simulations. *SPE 81155*.

Las fallas mecánicas en el generador de vapor se deben principalmente a la depositación de escamas, las cuales ocasionan corrosión en el equipo. También se pueden llegar a presentar fallas en el sistema de generación de vapor por las siguientes causas: bajo suministro del agua de alimento, aumento o disminución excesiva de la temperatura o presión y problemas en el suministro de aire o combustible.

Los problemas reportados con la bomba de subsuelo están ligados a la producción de arena de la formación, ya que ésta se deposita dentro de la bomba ocasionando que el pistón y las válvulas sufran abrasión, lo que hace necesario un servicio a pozo para el cambio de estos elementos.

Otro caso que se ha reportado en relación con las bombas de subsuelo de varilla, ha sido la disminución en la eficiencia de las mismas debido a la reducción de su capacidad de producir los fluidos, ya sea por bajo nivel de fluido o por bloqueo por gas. Este problema se ha resuelto mejorando los requerimientos de bombeo mecánico o en última instancia cambiando el mecanismo de bomba de subsuelo por otro, como por ejemplo, a levantamiento con gas lift.

En la figura 1 se presenta un resumen de la frecuencia con la que se presentan cada uno de los problemas operacionales antes señalados en los casos reportados en la literatura. Como se puede observar, los problemas que más se reportan son: la producción de arena y las fallas mecánicas.

Experiencias de campo-Problemas operacionales

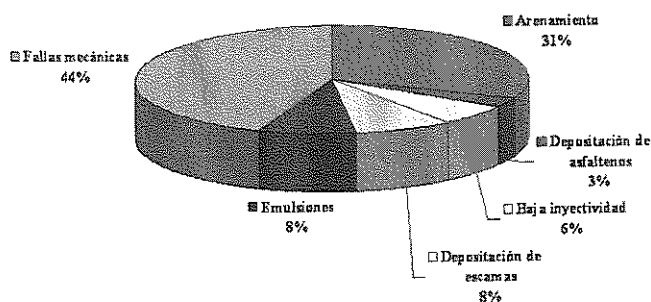


Figura 2. Distribución porcentual de los problemas operacionales más relevantes en las experiencias de campo estudiadas

Finalmente en el anexo 1 se presentan los casos más significativos en los cuales se han presentado problemas operacionales durante la inyección cíclica de vapor.

CONCLUSIONES

- La identificación, estudio y solución de los diferentes problemas operacionales presentes durante la inyección cíclica de vapor está sujeta al conocimiento adecuado del desarrollo del proyecto en un determinado yacimiento.
- El conocimiento de las diferentes experiencias de campo en donde se han presentado y solucionado o controlado problemas operacionales durante la inyección cíclica de vapor, permiten establecer estrategias claras para la prevención y tratamiento de éstos en el desarrollo de futuros proyectos de recuperación.
- El problema operacional más frecuente durante la inyección cíclica de vapor es la falla mecánica de los equipos debido a las condiciones extremas de presión y temperatura a las que son sometidos.

AGRADECIMIENTOS

Los autores del presente trabajo expresan sus más sinceros agradecimientos al Grupo de Investigación Recobro Mejorado de la Escuela de Ingeniería de Petróleos por el soporte técnico ofrecido durante el desarrollo de esta investigación.

REFERENCIAS

- Adams, R.H., and Khan, A.M. Cyclic Steam Injection Project Performance Analysis and Some Results of a Continuous Steam Displacement Pilot. *SPE 1916 presented at SPE 42nd Annual Fall Meeting, Houston, Texas (October 1-4, 1967) and at SPE 38th Annual California Regional Fall Meeting, Los Angeles, California (October 26-27, 1967).*

2. Allen, Thomas O. y Roberts, Alan P. (1982). *Production Operations: Well Completions, Workover and Stimulation*. Second Edition, Vol. 2. Oil & Gas Consultants. Tulsa.
3. Al-Qabandi, Salman, Al-Shatti, Younis and Gopalakrishnan, P. Commercial Heavy Oil Recovery by Cyclic Steam Stimulation in Kuwait. *SPE 30288 presented at the International Heavy Oil Symposium*, Calgary, Alberta, Canada (June 19-21, 1995).
4. Bowman, C.H. and Gilbert, S. A Successful Cyclic Steam Injection Project in the Santa Barbara Field, Eastern Venezuela. *SPE 2290 presented at SPE 43rd Annual Fall Meeting*, Houston, Texas (September 29-October 2, 1968).
5. Buckles, R.S. Steam Stimulation Heavy Oil Recovery at Cold Lake, Alberta. *SPE 7994 presented at the SPE Rocky Mountain Petroleum Technology Conference*, Keystone, Colorado (May 21-23, 2001).
6. Dietrich, William K. and Willhite, G.Paul. Steam-Soak Results Cat Canyon Oil Field. *Presented at the Spring Meeting of the Rocky Mountain District, API Division of Production*, California (April, 1966).
7. Escobar, M.A., Valera, C.A. and Perez, R.E. A Large Heavy Oil Reservoir in Lake Maracaibo Basin: Cyclic Steam Injection Experiences. *SPE 37551 presented at the SPE International Thermal Operations & Heavy Oil Symposium*, Bakersfield, California (February 10-12, 1997).
8. Ho, D.W. and Morgan, B. Effects of Steam Quality on Cyclic Steam Stimulation at Cold Lake, Alberta. *SPE 20762 presented at the 65th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers*, New Orleans, L. A. (September 23-26, 1990).
9. Inciarte, G., Nieto, L. and Bello, A. Analysis of Collapse Failures on Production Tubing During Steam Injection Process Assisted by Computer Simulations. *SPE 81155 presented at the SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference*, Port-of-Spain, Trinidad, West Indies (April 27-30, 2003).
10. Ospina, Johan Alberto (2004). *Evaluación Técnica de las Pérdidas de Calor en Superficie en los Pozos Sometidos a Inyección Cíclica de Vapor-Campo Teca*. Proyecto de Grado, Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga.
11. Pascual, M.R. Cyclic Steam Injection Pilot, Yacimiento Los Perales. *SPE 69632 presented at the SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference*, Buenos Aires, Argentina (March 25-28, 2001).
12. Payne, R.W. and Zambrano, Gabaniel. Cyclic Steam Injection in the Quiriquire Field of Venezuela. *SPE 1157 presented at the Simposio de Recuperación por Métodos Térmicos, at the Colegio de Ingenieros de Venezuela*, Venezuela (March 4-6, 1965).
13. Reyes G., S. and Rodriguez M., F. Alternatives to Steam Injection in Moloacan Field. *In Heavy Crude and Tar Sands-Hydrocarbons for the 21st Century, 5th UNITAR International Conference on Heavy Crude and Tar Sands, Vol. 3-Recovery Processes*, UNITAR, Caracas, Venezuela (August 4-9, 1981).
14. Rice, S.A. Steam-Soak Performance in South Oman. *SPE 18004 presented at the SPE Middle East Oil Technical Conference & Exhibition*, Bahrain (March 11-14, 1989).
15. Romero, O. and Arias, J. (1989). Steam stimulation Experience in Lake Maracaibo. *International Conference on Heavy Crude and Tar Sands, The Fourth UNITAR/UNDP, Proceedings, Vol. 4, In Sity Recovery*, UNITAR, Alberta, Canada.
16. Romero, O. and Arias, J. (1989). Steam stimulation Experience in Lake Maracaibo. *International Conference on Heavy Crude and Tar Sands, The Fourth UNITAR/UNDP*,

Proceedings, Vol. 4, In Sity Recovery, UNITAR, Alberta, Canada.

17. Sarioglu, G., Khallad, A.I. and Brown, M.W. Analysis of Hangingstone Multiwell Cyclic Steam Pilot: Three Years' Performance History. *SPE 22367 presented at the SPE International Meeting on Petroleum Engineering, Beijing, China (March 24-27, 1992).*
18. Treballe, R.L., Chalop, J.P. and Colmenares, Rodolfo. The Orinoco Heavy-Oil Belt Pilot Projects and Development Strategy. *SPE 25798 presented at the International Thermal Operations Symposium, Bakersfield, C.A., USA (February 8-10, 1993).*
19. Watkins, D.R., Kalfayan, L.J. and Blaser, S.M. Cyclic Steam Stimulation in a Tight Clay-Rich Reservoir. *SPE 16336 presented at the SPE California Regional Meeting, Ventura, California (April 8-10, 1987).*
20. *Ventura, California (April 8-10, 1987).*

Recepción: 19/OCT/2007- Aceptación: 18/DIC/2007

**ANEXO 1. Problemas operacionales y dificultades reportadas
en experiencias de campos de inyección cíclica de vapor.**

AÑO	CAMPO	UBICACIÓN	PROBLEMAS OPERACIONALES	REFERENCIA
1963	South Tapo Canyon	USA	- Daño de la formación en la zona Fourth Sespe: hinchamiento de arcillas y de finos no arcillosos. - Producción de finos de formación. - Baja inyectividad.	18
1964	Cold Lake	Canadá	- Producción de arena. - Migración de finos.	5,8
1964	Huntington Beach	USA	- Producción de arena. - Fallas en el casing de pozos antiguos que no habían sido diseñados para inyección de vapor.	1
1964	Santa Bárbara	Venezuela	- Emulsiones. - Producción de Arena.	4
1965	Cat Canyon	USA	- Fallas en el casing. - Depositación de escamas y asfaltenos. - Emulsiones. - Problemas en las bombas utilizadas para el levantamiento del fluido producido.	6
1971	Lagunillas	Venezuela	- Dificultades para cambiar las válvulas de gas lift después de la inyección, ya que a éstas se les adhería una costra de silicato de sodio (NaSiO_2), el cual era utilizado como aislante térmico Casing-Tubing. - En operaciones de workover se tuvo problemas al recuperar el empaque térmico y se tuvo que usar herramienta de pesca, esto se asocia al silicato de sodio.	7
1982	Kuwait	Kuwait	- Levantamiento de la cabeza del pozo en 6 pulgadas. - Escape del vapor hacia el anular casing-tubing.	3
1984	Moloacan	México	- Fallas mecánicas debido a la comunicación del vapor con el espacio anular casing-tubing.	13
1985	Athabasca	Canadá	- Producción de arena. - Dificultades con el levantamiento y manejo de los fluidos producidos.	16
1986	Marmul	Omán	- Producción de arena.	14
1999	Los Perales	Argentina	- Problemas con las preventoras (BOP'S). - Bajo Leak-Off (baja inyectividad de la formación).	11