

ACIPET

El rol del flue gas en la inyección cíclica de vapor y la importancia de la evaluación experimental

H. J. Martínez, Universidad Industrial de Santander, ACIPET

M. I. Sandoval, Universidad Industrial de Santander, ACIPET

S. F. Muñoz, Universidad Industrial de Santander, ACIPET

- Artículo Técnico

X
- Tesis Pregrado

- Tesis Posgrado

Derechos de Autor 2022, ACIPET

Este artículo técnico fue preparado para presentación en el XIX Congreso Regional Colombiano de Petróleo, Gas y Energía organizado por ACIPET en Cartagena, Colombia. Este artículo fue seleccionado para presentación por el comité técnico de ACIPET, basado en información contenida en un resumen enviado por el autor(es).

Resumen

La inyección cíclica de vapor (ICV) ha sido implementada en Colombia para la extracción de crudos pesados durante aproximadamente más de 30 años. Sin embargo, la aplicación de esta tecnología trae consigo emisiones constantes de gases de efecto invernadero (Flue gas), producto de las reacciones de combustión en los generadores de vapor. Los efectos negativos de este gas de invernadero no pueden ser ignorados, convirtiéndose en una preocupación de todos los países a nivel mundial. Como una técnica prometedora, en este estudio se propone la coinyección cíclica de vapor – flue gas (Co-ICVFG) como una alternativa no solo para reducir las emisiones y lograr un almacenamiento de estos; Si no como una técnica que además mejora la eficiencia energética de la ICV, incluso en etapas maduras. En esta investigación la ICV y Co-ICVFG fueron representadas experimentalmente con el objetivo de analizar los diferentes mecanismos de recuperación asociados a la adición del flue gas en comparación al escenario base de solo vapor. Los resultados mostraron que, durante la etapa de inyección, la presencia de flue gas en el vapor permite que se logren alcanzar zonas más lejanas; durante el periodo de remojo, el flue gas actúa como un soporte de presión gracias a que no se condensa; y finalmente, durante la etapa de producción, el flue gas se expande, generando un empuje a la fase líquida hacia el pozo productor, ocasionando una producción acelerada, inicialmente, de agua y luego de crudo. Debido a esto, el factor de recobro para la Co-ICVFG fue del 41.1 %, comparado con el 15.2 % para la ICV. Adicionalmente, se observó que después de varios ciclos de estimulación con solo vapor, al agregar el flue gas en el último ciclo, el factor de recobro incrementó en un 9.2% respecto al ciclo anterior de solo vapor.

Introducción

Actualmente, la inyección cíclica de vapor (ICV) se ha desarrollado por más de 30 años en algunos campos colombianos ubicados en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, llegando a su etapa de madurez, que se alcanza después de implementar entre 8 o 12 ciclos [1]. Esta técnica ha demostrado ser la tecnología de producción más efectiva y utilizada a nivel mundial para la explotación de crudos pesados, y más del 60% de la producción EOR es obtenida por la inyección de vapor [2]. La ICV consiste en inyectar cierta cantidad de vapor en el yacimiento por el mismo pozo productor. Y después de un período, cuando el calor se ha difundido en la zona de interés, el pozo es abierto a producción. La cantidad de agua utilizada en promedio por cada ciclo es de 16500 barriles en los campos colombianos. Así, por cada barril de agua que es vaporizada se generan alrededor de 62 libras de CO₂ [3], que es uno de los principales componentes del flue gas, lo que se traduce en que, aproximadamente, 511 toneladas de solamente este gas son liberadas a la atmósfera por cada ciclo de inyección.

Con base a lo anterior, surge la necesidad de mejorar las técnicas actuales de inyección de vapor, donde no solo se incremente la recuperación de crudo, sino que también consuman menos energía y barriles de agua, y que además sean más amigables con el medio ambiente. Es por esto que se ha planteado la inyección del vapor junto con el flue gas, que es el producto de las reacciones de combustión en los generadores en campo y cuya composición es una mezcla de 90% nitrógeno y 10% dióxido de carbono [4]. El uso de flue gas ha sido investigado desde 1980 [5], mediante estudios de simulación numérica de yacimientos, evaluaciones experimentales y pruebas piloto, con los que se ha evidenciado que la coinyección del vapor con gases no condensables y algunos solventes hidrocarburos gaseosos pueden contribuir en el aumento de las tasas de producción de crudo respecto a la inyección de solo vapor [6][7][8][9], mejorar la eficiencia volumétrica del proceso [10][11][12] y permitir una distribución más uniforme del vapor en el

medio poroso [13]. Sin embargo, la mayoría de la literatura disponible se ha centrado, mayormente, en el estudio de esta tecnología para los procesos de drenaje por gravedad asistido por vapor (*Steam-assisted gravity drainage*) e inyección continua de vapor (*Steamflooding*).

Por tal motivo, el objetivo de la presente investigación consiste en evaluar experimentalmente la coinyección de vapor junto con el flue gas en modalidad cíclica para un campo de crudo pesado colombiano, analizando los diferentes mecanismos de recuperación que tienen lugar en las diferentes etapas del proceso, comparando su eficiencia energética respecto a la ICV convencional. Pues, es importante mencionar que la evaluación experimental constituye una parte fundamental, debido a que permiten medir la eficiencia de desplazamiento incremental a nivel de poro [13]; y analizar la viabilidad de la técnica investigada antes de intentar la aplicación en campo [14].

Metodología experimental

Para la construcción de los medios porosos se utilizó arena de sílice con tamaño de grano 50 – 120 mesh. En total 1727g y 1732g de arena se utilizaron para la construcción de los empaques, correspondientes a la prueba de ICV y Co-ICVFG, respectivamente. Las dimensiones de los empaques fueron 4.81 cm de diámetro y 60 cm de largo. En la Tabla 1 se aprecian las propiedades iniciales del medio poroso para los dos desplazamientos realizados. Fue difícil alcanzar valores más cercanos de porosidad entre los empaques, debido a la heterogeneidad de la arena utilizada. Pues su amplio rango de tamaños de grano generaba que en algunas ocasiones la arena se reordenara diferente durante la vibración en el proceso de empaquetamiento, incluso utilizando cantidades similares de arena, como fue el caso del presente estudio. A esto se atribuyen las diferencias entre ambos empaques para los valores de porosidad, permeabilidad absoluta al agua, saturación de aceite y agua inicial. No obstante, la cantidad de fluidos inyectados para cada una de las muestras fue proporcional al volumen poroso (VP).

El proceso de restauración con crudo pesado se realizó con el empaque de arena en posición vertical, con el objetivo de aprovechar la gravedad, facilitando un barrido homogéneo del crudo a medida que ingresaba al medio poroso. Tanto los valores de permeabilidad como los de saturación de agua y crudo iniciales fueron similares a los reportados por Perez, R. et al. (2020) [15], quienes trabajaron con un sistema de roca y fluidos similar al presente estudio para pruebas de inyección continua de vapor con solvente y flue gas. La temperatura de prueba se ajustó 15 °C por encima de la temperatura de yacimiento para garantizar una mayor inyectabilidad de los fluidos y aliviar posibles incrementos en la presión de inyección durante el desarrollo de las pruebas. En la tabla 2 se muestran las propiedades del crudo utilizado.

Tabla 1. Propiedades iniciales del medio poroso

Propiedad	Inyección cíclica de vapor	Co-inyección cíclica de vapor-flue gas
Porosidad	40% (VP 432.9 ml)	34% (VP 383.12 ml)
K absoluta@agua	16 D	16.8 D
Temperatura inicial	≈ 60 °C (140°F)	≈ 60 °C (140°F)
Viscosidad@Tinicial	≈ 1000 cP	≈ 1000 cP
Pporo inicial	≈ 600 & 400 psi	≈ 600 & 400 psi
Swi	≈ 15%	≈ 18%
Soi	≈ 85%	≈ 82%

Tabla 2. Propiedades del crudo

Propiedad	Valor
°API @60°C	12.6
Viscosidad @44.44 °C (cP)	3590
Peso molecular (lb/lb/mol)	408.06

Se generó vapor a una tasa de 2 ml/min a una calidad de 0.9 y a una presión de generación de 1000 psi, mientras que el flue gas fue inyectado a una tasa de 500 SCCM (*Standard cubic centimeters per minute*) a una temperatura de 250°C. En total, el proceso consistió cinco ciclos de estimulación, de acuerdo a protocolos experimentales previamente realizados con ayuda de simulación numérica. Para todos los ciclos se inyectó 1/16 del volumen poroso de agua equivalente, es decir, aproximadamente 28 y 24 ml de agua en estado líquido para las pruebas de ICV y Co-ICVFG, respectivamente. Durante los periodos de inyección para evitar sobrepresiones en el coreholder, en el extremo opuesto del puerto de inyección se almacenaban y cuantificaban los fluidos desplazados en un freepiston

auxiliar ayudado de una bomba, que operaba a presión constante (P500) (Figura 1). Y durante los periodos de producción, la misma cantidad de fluidos almacenados en el freepiston eran devueltos al medio poroso, de manera simultánea que ocurría la producción. La producción de fluidos se realizaba con ayuda de un decaimiento paulatino en la contrapresión hasta alcanzar 100 psi, posteriormente se seguía produciendo fluidos hasta que no se observaba cambios en los niveles del fluido recolectado. Asimismo, para los ciclos posteriores al primero, en ambas pruebas, la presión de poro pasaba de regularse de 600 a 400 psi, con el objetivo de representar un agotamiento natural luego del primer ciclo de estimulación. Entonces, la recolección de fluidos en el freepiston auxiliar, luego de primer ciclo, comenzaba cuando la presión en la bomba alcanzaba los 400 psi durante los periodos de inyección. Lo anterior, para garantizar la energía suficiente en el medio poroso ciclo tras ciclo para la producción de fluidos. A continuación, se explican los detalles específicos para cada desplazamiento realizado:

Inyección cíclica de vapor convencional (ICVC). En este proceso, se inyectó solo vapor a una tasa de 2 ml/min durante 14 minutos (1/16VP). Adicionalmente, se realizó un ciclo extra (sexto ciclo) coinyectando vapor y flue gas a tasas de 2 ml/min y 500 SCCM, respectivamente, para observar el efecto de la adición de este gas en etapas maduras del proceso. Durante el periodo de producción para este último ciclo, la tasa con la que los fluidos eran reingresados al medio poroso se incrementó, debido a que la adición del flue gas ocasionaba que la cantidad de fluidos almacenados en el freepiston auxiliar aumentara considerablemente.

Co-inyección cíclica de vapor – flue gas (Co-ICVFG). Para este proceso, en el primer ciclo se inyectó solo vapor a una tasa de 2 ml/min durante 12 min (1/16VP), con el objetivo de simular una etapa de precalentamiento antes de inyectar el flue gas. Para los ciclos posteriores, se inyectó vapor junto con flue gas de manera simultánea a tasas de 2 ml/min y 500 SCCM durante 12 min. Nuevamente, en los ciclos de adición del flue gas, la tasa de reingreso de fluidos se incrementó de acuerdo con lo mencionado anteriormente.

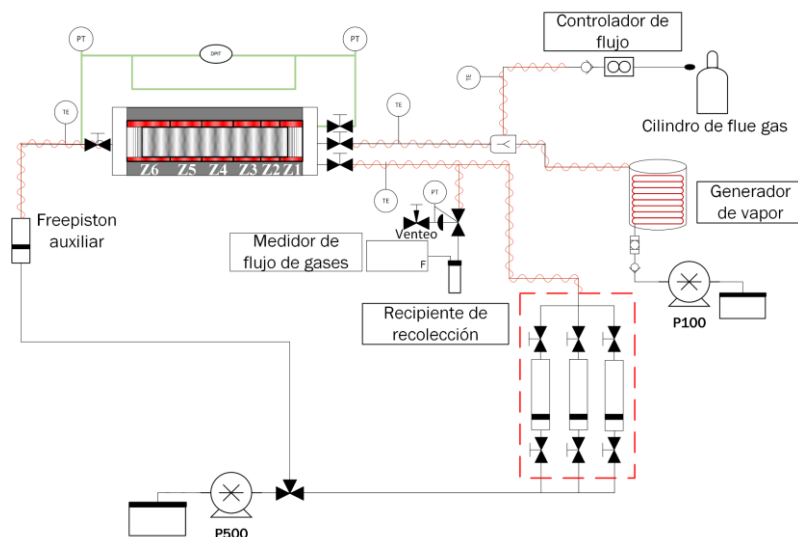
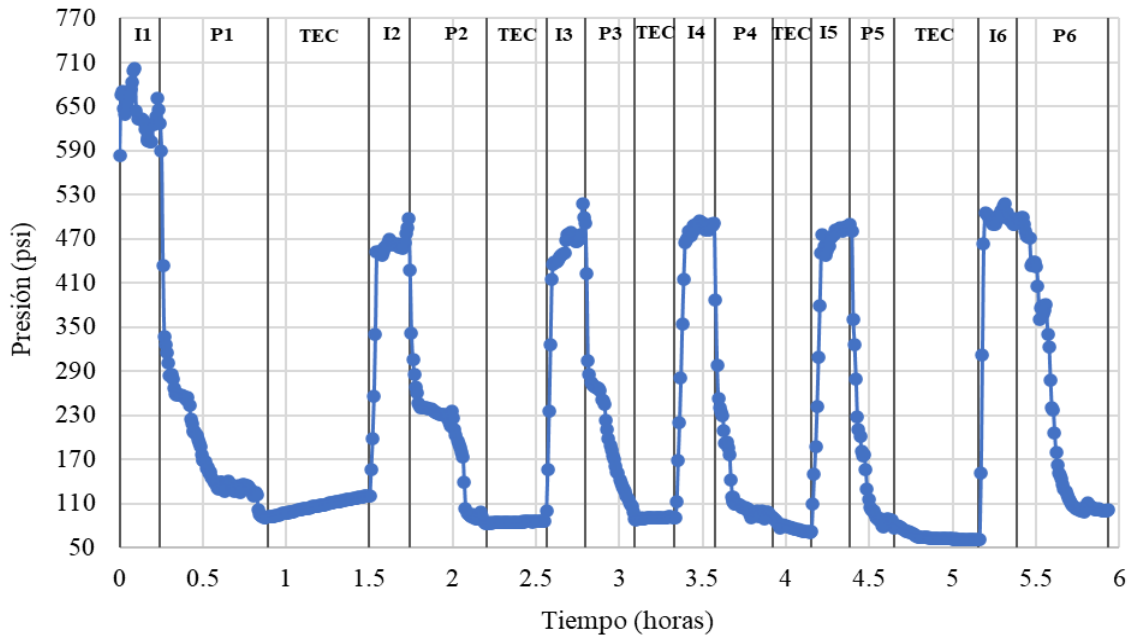


Figura 1. Esquema experimental

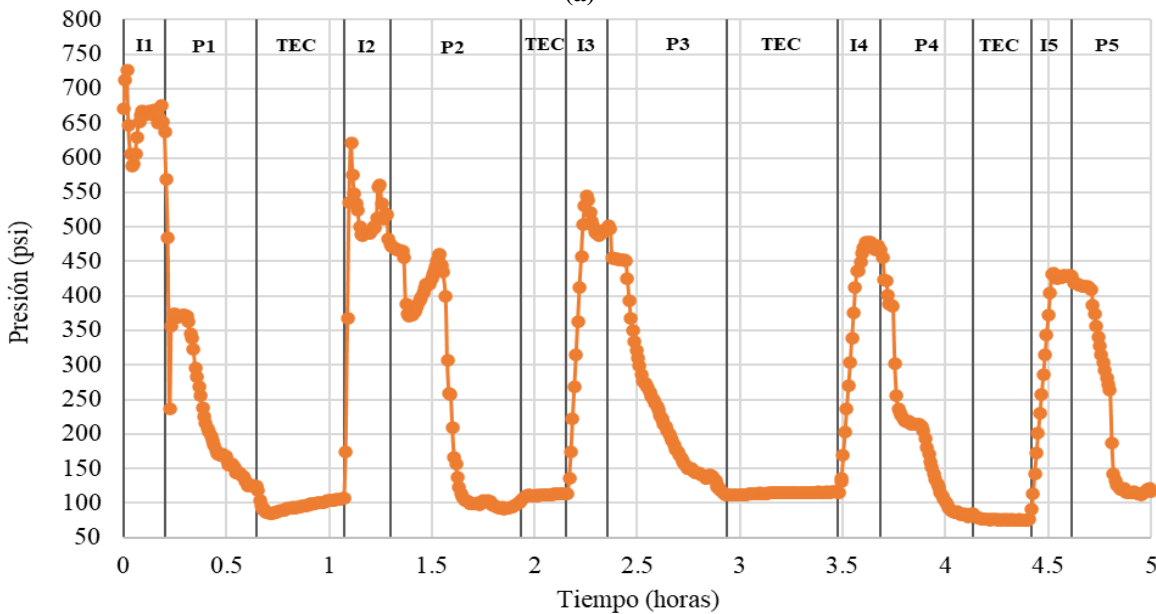
Análisis de resultados

Comportamiento de la presión de poro. Es importante que antes de analizar los fluidos producidos se entienda la capacidad del flue gas para mantener la presión en el medio poroso. En la Figura 2 se puede apreciar el comportamiento de la presión de poro durante los periodos de inyección y producción para cada ciclo, en lo que respecta a las dos pruebas realizadas. Nótese que, una vez finalizado los periodos de inyección, la presión de poro tiene una caída abrupta, principalmente en la prueba de ICV hasta el quinto ciclo (Figura 2a) y en la prueba de Co-ICVFG en el primer ciclo de precalentamiento (Figura 2b). Lo anterior se debe a que antes de producirse la primera gota, es necesario abrir la válvula que comunica con la línea de producción, y es durante esta apertura que se provoca la primera caída de presión. Posteriormente, se espera un tiempo a que la contrapresión que ejerce el BPR disminuya y se encuentre por debajo de la presión de poro para obtener la primera gota de producción. De ahí que se observe una segunda caída de presión, pero esta vez más controlada (Figura 2). Pues debido a la baja compresibilidad de los líquidos, pequeños cambios en el volumen generan grandes cambios en la presión. A diferencia de cuando el gas se encuentra presente, esta caída ya no es tan abrupta, como se observa en el ciclo seis y los ciclos del dos al cinco de las pruebas de ICV y Co-ICVFG, respectivamente (Figura 2). Por lo tanto, la energía potencial inicial con la que se producen los fluidos en los escenarios donde se adiciona flue gas es mayor. Adicionalmente, el ligero

aumento de presión que se observa para el periodo de producción del segundo ciclo (Figura 2b), corresponde a que la válvula reguladora se encontraba cerrada cuando empezó la reinyección de los fluidos recolectados durante el periodo de inyección en el freepiston auxiliar, ocasionado ese aumento en la presión y posterior disminución después de la apertura y producción de los fluidos contenidos.



(a)



(b)

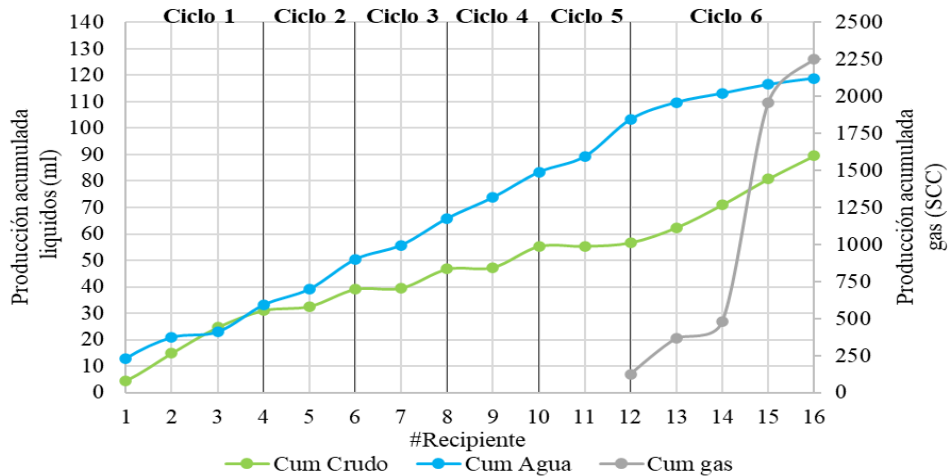
I1 – P1	I2 – P2	I3 – P3	I4 – P4	I5 – P5	I6 – P6	TEC
Primer Ciclo	Segundo Ciclo	Tercer Ciclo	Cuarto Ciclo	Quinto Ciclo	Sexto Ciclo	Tiempo entre ciclos

Nota: La letra “P” e “I” indican los periodos de producción e inyección, respectivamente; Mientras que los números representan el ciclo.

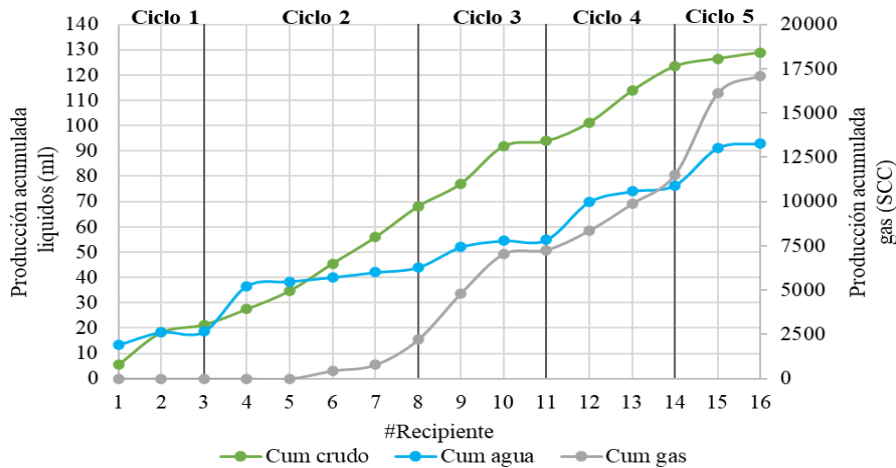
Figura 2. Comportamiento de la presión durante periodos de inyección y producción a) Inyección cíclica de vapor; y b) Co-inyección cíclica de vapor – flue gas

Cantidad de fluidos producidos y factor de recobro. En la Figura 3 se aprecia la producción acumulada para el crudo, agua y gas en cada ciclo. En el caso de la ICV (Figura 3a), para el final del primer ciclo la cantidad de agua y crudo producidos son prácticamente las mismas, comenzando con una producción rápida de agua que eventualmente disminuye mientras que la del crudo incrementa. Después de este ciclo, se establece una marcada diferencia entre la producción de ambos fluidos, siendo mayor la cantidad de agua producida para los ciclos siguientes. Este comportamiento se conserva hasta la adición de flue gas en el sexto ciclo, en cual la producción de crudo incrementa considerablemente, agregando 30 ml adicionales. Lo que corresponde casi la mitad del crudo producido durante los primeros cinco ciclos de solo vapor. Adicionalmente, se observa una disminución en la pendiente de la curva para la producción de agua acumulada, cuya movilidad se ve restringida por un mayor flujo de crudo, acompañado del flue gas producido. Pues se aprecia que tanto el gas como el crudo tienen el mismo comportamiento creciente después de la estabilización de la curva del agua.

Por otra parte, en la prueba de Co-ICVFG (Figura 3b) para el primer ciclo de precalentamiento con solo vapor la cantidad de crudo y agua producidos, nuevamente, son muy similares. Sin embargo, en el segundo ciclo, desde el cual comienza la adición de del flue gas, al inicio hay una rápida producción de agua que luego se estabiliza y es superada por la producción de crudo, acompañado de una producción tardía de gas. Para los ciclos posteriores la cantidad de crudo producido incrementa rápidamente a lo largo de los ciclos hasta llegar al último, donde la mayor parte de la producción es para el agua y el gas. Lo anterior es debido a que la saturación de aceite en la zona de afectación del empaque había sido drenada casi por completo y la producción de fluidos, prácticamente, correspondía a los mismos que estaban siendo inyectados. Para esta prueba se observa que la cantidad de crudo producido se mantuvo siempre superior a la cantidad de agua producida, con pendientes pronunciadas en la curva de producción de agua acumulada solo en ciclos tardíos.



(a)



(b)

Figura 3. Producción acumulada de crudo, agua y gas: a) Inyección cíclica de vapor; y b) Co-inyección cíclica de vapor – flue gas

Finalmente, en la Figura 4 se aprecia que los mayores factores de recobro se obtuvieron para los ciclos donde el flue gas fue coinyectado con el vapor. Al compararlos, el factor de recobro para el proceso de Co-ICVFG es del 41% a diferencia del 15% para la ICV convencional. Adicionalmente, al agregarse el flue gas en etapas tardías del proceso de la ICV se logró un factor de recobro incremental de aproximadamente 9%. Lo que demuestra que esta tecnología es aplicable incluso para procesos en donde la ICV ya ha alcanzado su etapa de madurez.

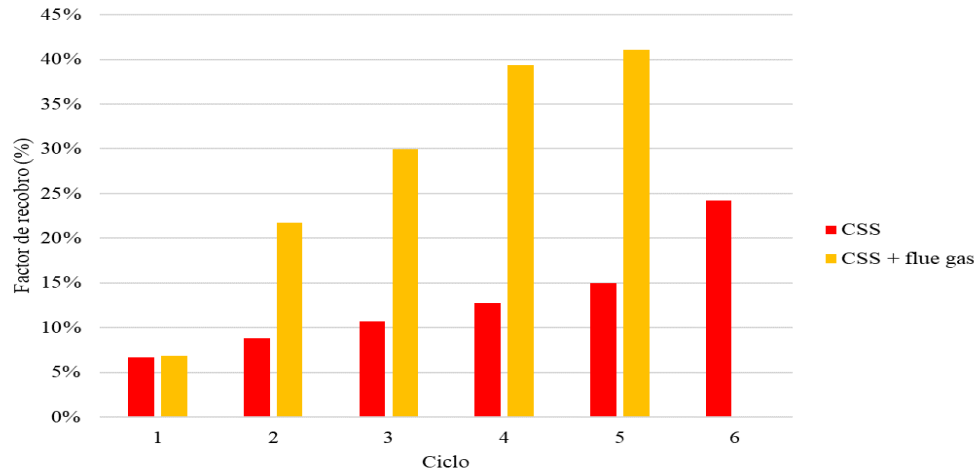


Figura 4. Factor de recobro acumulado

Análisis del gas producido. En la Tabla 3 se muestra un resumen de la cantidad de gas total inyectado para cada ciclo, así como también la producida. Y a partir de estos dos valores se determinó el gas retenido. Es curioso observar que para los ciclos dos y cuatro la cantidad de gas retenido fue mayor; mientras que para los ciclos tres y cinco fue menor. Con base a lo anterior, es válido afirmar que, en el primer ciclo, o sea la primera vez de la adición del flue gas, la cantidad gas retenido es mayor debido a que la saturación inicial de esta fase en el medio poroso es cero o cercana a cero, permitiendo que gran parte del gas inyectado se quede dentro del medio poroso. No obstante, en el ciclo inmediatamente posterior, la saturación de gas en la zona cercana al pozo incrementa gracias a la cantidad residual del ciclo anterior más las inyectada durante el ciclo en curso, por lo que se genera una mayor producción de esta fase. Este comportamiento es repetido hasta que la capacidad del medio poroso para atrapar el gas se ve saturada completamente, disminuyendo la cantidad de gas retenida acumulada. En total 29% del gas inyectado se quedó atrapado, del cual no sé puede decir con certeza que porcentaje que se quedó en los fluidos y cual en el medio poroso. Ya que en lo que respecta a la apariencia de los fluidos producidos, se observa que la del crudo cuando se inyectó solo vapor no tiene mayores cambios al producirse. Sin embargo, al adicionar el flue gas se observan pequeñas gotas de gas en el crudo producido. Este fenómeno, según los autores Wang, Z., et al (2017) [16] es debido a que el flue gas se disuelve en el crudo a alta presión y luego se libera cuando se produce. Pero por la alta viscosidad del crudo, es difícil que el gas en solución liberado coaleszca y forme una fase gaseosa libre continua. Como resultado, se forman microburbujas o aceite espumoso (*Foamy Oil*), lo que expande el volumen del aceite original y reduce su resistencia al flujo, promoviendo la producción más fácil del crudo pesado.

Tabla 3. Resumen del gas inyectado y producido por ciclo para prueba de Co-inyección cíclica de vapor – flue gas

Ciclo	Gas inyectado (SCC)	Gas producido por ciclo (SCC)	Gas retenido por ciclo (%)	Gas retenido acumulado Cum (%)
1	0	0	0%	0%
2	6000	2198.15	63%	63%
3	6000	5068.49	16%	39%
4	6000	4248.33	29%	36%
5	6000	5579.01	7%	29%

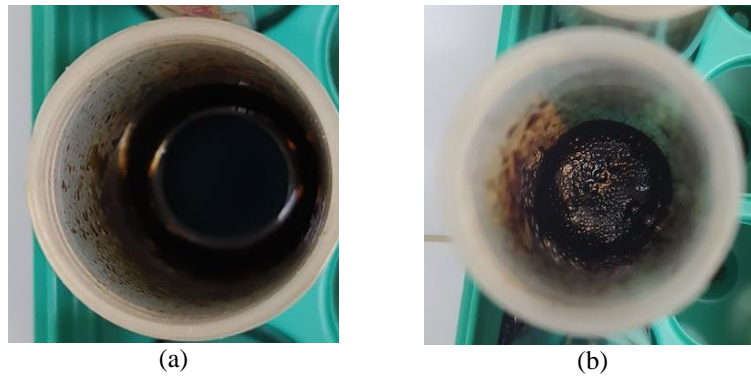


Figura 5. Apariencia de los fluidos producidos; a) ICV; y b) Co-CVFG

Eficiencia energética. En la Figura 6 se puede observar el comportamiento del SOR (*Steam Oil ratio*) en función de los recipientes de recolección para cada ciclo, en donde los recipientes pertenecientes a cada ciclo se agruparon por colores. El color naranja representa el primer ciclo; morado, segundo ciclo; verde, tercer ciclo; azul, cuarto ciclo; amarillo, quinto ciclo; y rojo, sexto ciclo. Al inicio del primer ciclo para ambos procesos se tiene el pico máximo, pues no se ha producido de crudo mientras que la totalidad del agua en forma de vapor ha sido inyectada. Entonces, a medida que la producción de crudo incrementa, el SOR decrece. Se aprecia que el SOR para la ICV al quinto ciclo alcanza un valor de 2.53 mientras que para el proceso de Co-ICVFG obtienen valores de 0.94. Es decir, se necesita, aproximadamente, 1.6 veces menos agua para la obtener la misma cantidad de crudo, lo que se traduce en una mejora en la eficiencia energética cercana al 63%. Para el caso en cual el flue gas se adiciona en etapas maduras del proceso se obtuvo un SOR de 1.88, que equivale una reducción en la cantidad de agua necesario para producir la misma cantidad de crudo de 0.65, obteniéndose una mejora en la eficiencia energética del 25%.

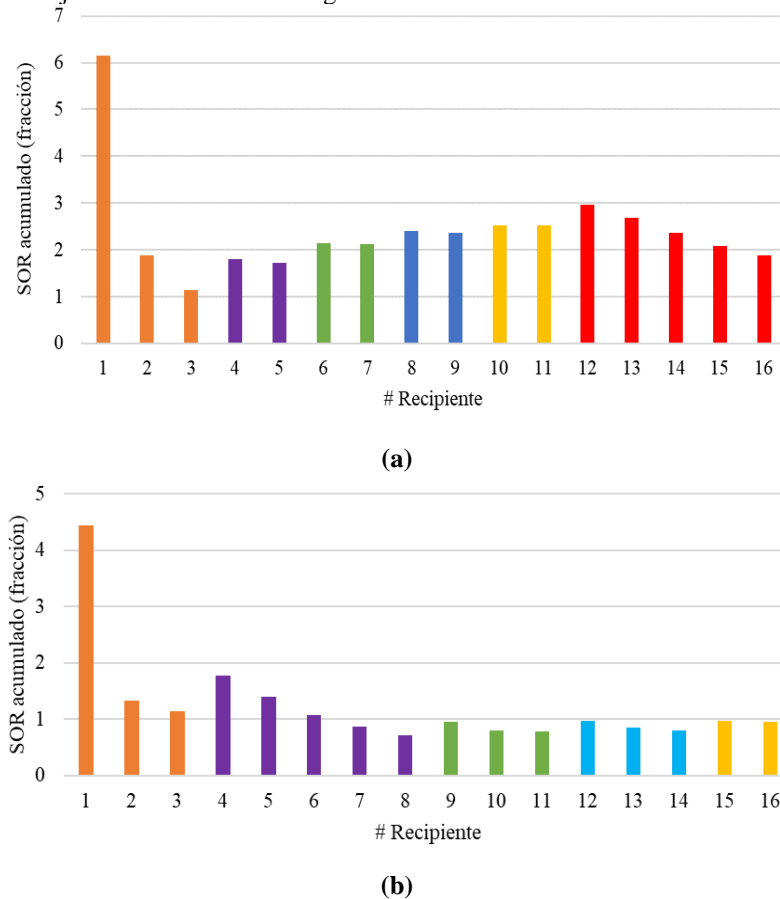


Figura 6. SOR acumulado. a) Inyección cíclica de vapor; y b) Co-inyección cíclica de vapor – flue gas

Análisis y discusión de resultados

Con base a los resultados experimentales encontrados es posible identificar algunos mecanismos de recuperación dependiendo de la etapa del proceso. Pues a diferencia de procesos de como SAGD e inyección continua de vapor, la ICV tiene tres etapas en las que gas actúa de diferente manera como se observó experimentalmente y se discutirá a continuación.

Durante el periodo de inyección del vapor y flue gas ambos fluidos ingresan simultáneamente al medio poroso, formándose una zona en la cual el agua inyectada permanece como vapor seguida de una zona de condensados en la que esta vez, además del agua se encuentra el flue gas. A diferencia de las partículas de agua que llegan a quedar atrapadas las cercanías de la interfase crudo/agua en la zona de condensados (Butler, R. M. 1991) [17], el flue gas debido a que no se condensa y a su alta movilidad, alcanza zonas más lejanas, permitiéndole contactar un mayor volumen de fluidos. Fenómeno que fue evidenciado en el mayor desplazamiento de fluidos hacia el freepiston auxiliar durante los periodos de inyección.

En el periodo de remojo, la disminución en la presión poro es menor en comparación de cuando solo vapor es inyectado, pues al ser el flue gas una fase no condensable, actúa como una fuente de soporte de presión debido a la expansión de su volumen a medida que la presión de poro disminuye. Como se pudo observar experimentalmente, antes de que se produjera la primera gota era necesario abrir la válvula que comunicaba el medio poroso con la línea de producción. Al abrir esta válvula ocurría una fuerte caída de presión para el escenario de la ICV (*Figura 2a*); a diferencia de lo ocurrido en el escenario de Co-ICVFG, donde esta caída no era tan abrupta (*Figura 2b*). Gracias a este amortiguamiento de presión por la fase gas, la presión de poro es mayor al inicio del periodo de producción.

Finalmente, durante el periodo de producción el flue gas comienza a expandirse debido al depletamiento continuo al que se somete el medio poroso en esta etapa, causando un empuje a la fase líquida. Lo que explica la mayor cantidad de líquidos producidos y la producción retrasada de la fase gaseosa (*Figura 3*). Durante este periodo tanto el crudo como el agua son expulsados de manera acelerada del medio poroso y gracias a que el flue gas alcanza zonas más lejanas, le es más fácil que durante su retorno a producción arrastrar parte del crudo no contactado por el frente de condensación de solo vapor (*Figura 3a* y *Figura 3b*). Adicionalmente, debido a la rápida caída de presión en la zona de producción, parte del flue gas inyectado no alcanza a salir del crudo pesado, lo que facilita aún más la producción ya que el crudo es convertido en una especie de *fomy Oil*, reduciendo su resistencia al flujo (*Figura 5*).

Conclusiones

En este estudio fue posible identificar por primera vez los mecanismos de recuperación asociados a la inyección cíclica de vapor con flue gas para un campo de crudo pesado colombiano, dependido de las tres etapas que conforman dicho proceso. Durante la etapa de inyección el flue gas al no condensarse logra alejarse más de las cercanías del pozo inyector en comparación al vapor; en la etapa de remojo, el flue gas actúa como un mecanismo de sostenimiento de presión; y durante la etapa de producción, el mayor volumen contactado durante la etapa de inyección y la mayor presión de poro gracias al sostenimiento de la presión, generan que la recuperación de crudo sea mayor para la misma cantidad de agua inyectada en forma vapor. Además, la formación de *fomy oil* durante esta etapa facilita aún más el movimiento del crudo hacia el pozo productor.

Los resultados mostraron que el factor de recobro para la Co-ICVFG fue de aproximadamente 41%, en comparación al 15% obtenido por la ICV. Además, se observó que luego de cinco ciclos de ICV, al agregar flue gas en el sexto ciclo, se obtuvo un factor de recobro de 9.2% en comparación al último ciclo de solo vapor. Lo que confirma que esta tecnología puede ser eficaz al comienzo o en etapas maduras de la ICV.

El SOR para la ICV al quinto ciclo alcanzó un valor de 2.53; mientras que para el proceso de Co-ICVFG se obtuvieron valores de 0.94. Es decir, se necesita, aproximadamente, 1.6 veces menos agua para la obtener la misma cantidad de crudo en la Co-ICVFG, lo que se traduce en una mejora en la eficiencia energética del 63%. Ahora bien, para el caso en cual el flue gas se adiciona en etapas maduras del proceso, se obtuvo un SOR de 1.88, que equivale a una reducción en la cantidad de agua necesaria para producir la misma cantidad de crudo de 0.65 en comparación a la ICV, obteniéndose una mejora en la eficiencia energética del 25%.

En total, el 29% del gas inyectado se quedó atrapado, de lo cual no sé puede decir con certeza que porcentaje se quedó en los fluidos. Además, fue posible observar que, en el primer ciclo, o sea la primera vez de la adición del flue gas, la cantidad gas retenido es mayor debido a que la saturación inicial de esta fase en el medio poroso es cero o cercana a cero, permitiendo que gran parte del gas inyectado se quede dentro del medio poroso. No obstante, en el ciclo inmediatamente posterior, la saturación de gas en la zona cercana al pozo incrementa gracias a la cantidad residual del ciclo anterior más las inyectada durante el ciclo en curso, por lo que se genera una mayor producción de esta fase. Este comportamiento es repetido hasta que la capacidad del medio poroso para atrapar el gas se ve saturada completamente, disminuyendo la cantidad de gas retenida acumulada.

Referencias

- [1] Liu Z., Stark S.D. 2012. "Reservoir Simulation Modeling of the Mature Cold Lake Steaming Operations". SPE-160491.
- [2] Zhong, L., Dong, Z., Hou, J., Li, Y., Sun, Y., Zhao, L., & Qin, F. (2013). "Investigation on principles of enhanced offshore heavy oil recovery by coinjection of steam with flue gas". In SPE Enhanced Oil Recovery Conference. Society of Petroleum Engineers.
- [3] Martínez, J., (2020). Evaluación técnica de la inyección cíclica de vapor con gases de combustión en un yacimiento de crudo pesado colombiano. (Tesis de maestría). Universidad Industrial De Santander, Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Bucaramanga.
- [4] Pérez, J., & González, E., (2020). Diseño y evaluación de un sistema de captura, cuantificación y almacenamiento del flue gas producido por los generadores de vapor en un proceso de inyección de vapor. (Tesis de pregrado). Universidad Industrial De Santander, Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Bucaramanga.
- [5] Pang, Z., Qi, P., Zhang, F., Ge, T., & Liu, H. (2018). "The experimental analysis of the role of flue gas injection for horizontal well steam flooding". *Journal of Energy Resources Technology*, 140(10).
- [6] Memarzadeh, A., & Rahnema, H. (2015). "Thermodynamic analysis of solvent assisted steam injection". In SPE Annual Technical Conference and Exhibition. OnePetro.
- [7] Redford, D. A. (1982). "The Use of Solvents And Gases With Steam In The Recovery of Bitumen From Oil Sands". *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 21(01).
- [8] Harding, T. G., Ali, S. M., & Flock, D. L. (1983). "Steamflood performance in the presence of carbon dioxide and nitrogen". *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 22(05).
- [9] Srivastava, R. K., Huang, S. S., & Dong, M. (1999). "Comparative effectiveness of CO₂, produced gas, and flue gas for enhanced heavy-oil recovery". *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 2(03), 238-247..
- [10] Pang, Z., Qi, P., Zhang, F., Ge, T., & Liu, H. (2018). "The experimental analysis of the role of flue gas injection for horizontal well steam flooding". *Journal of Energy Resources Technology*, 140(10).
- [11] Ji, D., Dong, M., & Chen, Z. (2015). "Analysis of steam-solvent-bitumen phase behavior and solvent mass transfer for improving the performance of the ES-SAGD process". *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 133, 826-837.
- [12] Hedden, R., Verlaan, M., & Lastovka, V. (2014). "Solvent enhanced steam drive". In SPE Improved Oil Recovery Symposium. OnePetro.
- [13] Moreno, J. E., Flew, S., Gurpinar, O., Liu, Y., & Gossuin, J. (2018). "Effective Use of Laboratory Measurements on EOR Planning". In Offshore Technology Conference. Offshore Technology Conference.
- [14] Rahman, A., Happy, F. A., Ahmed, S., & Hossain, M. E. (2017). "Development of scaling criteria for enhanced oil recovery: A review". *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 158, 66-79
- [15] Perez, R., Garcia, H., Manrique, E., Rodriguez, H., Mehta, S., Moore, R. G., & Gutierrez, D. (2020). "Experimental Performance of Steam-Based Hybrid Technologies to Improve Energy Efficiency in a Colombian Heavy Oil Reservoir". In SPE Annual Technical Conference and Exhibition. OnePetro.
- [16] Wang, Z., Li, Z., Lu, T., Yuan, Q., Yang, J., Wang, H., & Wang, S. (2017). "Research on Enhancing Heavy Oil Recovery Mechanism of Flue Gas Assisted Steam Flooding". In Carbon Management Technology Conference. Carbon Management Technology Conference.
- [17] Butler, R. M. (1991). Thermal recovery of oil and bitumen.