

ANÁLISIS TERMODINÁMICO DE UN PROCESO DE INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR CON FLUE GAS

Caterine Ariza Quiroga, Caterine2188200@correo.uis.edu.co; María Isabel Sandoval Martínez, María.sandoval@correo.uis.edu.co; Samuel Fernando Muñoz Navarro, Samuel@uis.edu.co.
Grupo de investigación Recobro Mejorado-Universidad Industrial de Santander

Palabras claves

Co-inyección flue gas vapor, envolvente de fase, avance del frente de temperatura

Resumen

Los métodos de recobro térmico por inyección de vapor permiten obtener alto factor de recuperación en crudos pesados. No obstante, se han identificado problemas que disminuyen la eficiencia técnica del proceso, como alto consumo de combustible para la generación del vapor y el costoso tratamiento de agua de irrupción, además, de la gran cantidad de emisiones de CO₂ asociados al proceso. Como una alternativa para mitigar los efectos mencionados, se planteó, la inyección de vapor con flue gas. Estudios experimentales y de simulación numérica de yacimientos, han demostrado que el efecto sinérgico en la inyección de vapor y flue gas, permite reducir la cantidad de vapor inyectado, aumentar el factor de recobro, reducir las emisiones contaminantes de gases de chimenea entre otros efectos positivos. No obstante, no se ha estudiado cuantitativamente el efecto del flue gas en las propiedades del vapor, siendo esto de gran importancia dado que el comportamiento termodinámico de un compuesto puro en un determinado estado difieren de las propiedades del mismo componente en una mezcla debido a interacciones a nivel molecular. En este trabajo se evaluaron las propiedades de la mezcla vapor/flue gas por medio del software de procesos químicos Aspen Plus. Se consideró que no ocurren reacciones químicas entre los componentes y se realizó la predicción de las propiedades termodinámicas a través de la ecuación de estado de Peng Robinson. Se observó que la curva la líquido-vapor y los diagramas de T-h para el agua, dependen de la concentración molar de flue gas en la mezcla. Además, se evidencia un cambio en la trayectoria de condensación del vapor húmedo, que ya no ocurre a presión y temperatura constante, sino que varía en función de la presión parcial del agua en la mezcla, esto hace que se conserve en estado gaseoso a menor presión y temperatura. El análisis de este efecto tiene gran importancia porque la eficacia de desplazamiento depende de la temperatura del fluido desplazado.

Abstract

The methods of thermal recovery by steam injection allow to obtain high recovery factor in heavy crudes. However, problems have been identified that decrease the technical efficiency of the process, such as high fuel consumption for steam generation and costly water treatment, as well as the large amount of CO₂ emissions associated with the process. As an alternative to mitigate the effects, the injection of steam with flue gas was considered. Experimental studies and numerical simulation of reservoir, have shown that the synergistic effect in the injection of steam and flue gas, allows reducing the amount of steam injected, increasing the recovery factor, reducing polluting emissions gases among other positive effects. However, the effect of flue gas

on steam properties has not been quantitatively studied, this being of great importance since the thermodynamic behavior of a pure compound in a given state differs from the properties of the same component in a mixture due to interactions at the molecular level. In this work the properties of the vapor / flue gas mixture were evaluated by means of the Aspen Plus chemical process software. It was considered that no chemical reactions occur between the components and the prediction of thermodynamic properties was made through the Peng Robinson equation of state. It was observed that the liquid-vapor curve and the T-h diagrams for water depend on the molar concentration of flue gas in the mixture. In addition, a change in the condensation trajectory of the wet steam is evident, which no longer occurs at constant pressure and temperature, but varies depending on the partial pressure of the water in the mixture, this causes it to be conserved in a gaseous state at a lower pressure and temperature. The analysis of this effect is of great importance because the displacement efficiency depends on the temperature of the fluid displaced.

Introducción

Estudios recientes de simulación numérica de yacimientos, evaluaciones experimentales y pruebas piloto, han permitido evidenciar que la co-inyección de vapor con solvente hidrocarburos puede contribuir en el aumento de las tasas de producción más allá de las alcanzadas con la inyección de solo vapor (Memarzadeh and Rahnema 2015). Para entender el beneficio de la inyección de vapor con solventes, gases no condensables, flue gas o cualquier otro proceso híbrido, se deben comprender completamente los principios termodinámicos y las interacciones físicas entre las fases de los fluidos inyectados (Memarzadeh and Rahnema 2015) (Capper et al. 2011).

Memarzadeh & Rahnema, (2015), analizaron termodinámicamente el proceso de inyección de vapor asistido con solventes, evidenciando que, cuando el vapor húmedo trasfiere calor al yacimiento, éste se condensa en una trayectoria tal que, disminuye su presión y temperatura, siendo esto contrario a la condensación a presión y temperatura constante cuando se encuentra como único componente inyectado. Incluso la fase vapor puede mantenerse a baja presión y temperatura por la presencia de solventes hidrocarburos sobrecalentados y su efecto en las propiedades parciales, como los cambios de volumen, la entalpía y en general la energía interna del sistema, al realizarse la mezcla de los componentes. Este efecto es más significativo a medida que los solventes son más ligeros.

Otros estudios han observado diferentes cambios en las propiedades térmicas, la velocidad de desplazamiento y la eficiencia de la cámara de vapor en presencia de solventes (Ji, Dong, and Chen 2015) (Hedden, Verlaan, and Lastovka 2014). También se ha evidenciado que la temperatura del vapor disminuye una vez es mezclado con flue gas (Harding, Ali, and Flock 1987), y que la distribución de temperatura en el medio poroso, tiende a ser más uniforme en presencia de estos gases no condensables (Monte Mor, Laboissière, and Trevisan 2013). Estudios de simulación numérica de yacimientos han mostrado que existe un avance más rápido del frente de alta temperatura cuando se inyecta vapor y flue gas, producto de la canalización de los fluidos, impulsada por los gases no condensables (Pang et al. 2018b). Sin embargo, otros estudios muestran que este efecto es positivo porque acelera la producción de hidrocarburos al mejorar el proceso de transferencia de calor (Harding, Ali, and Flock 1987) (Xu, Zhao, Chen, Shan, & Sun, 2014). No obstante, no se ha reportado en literatura ningún estudio cuantitativo y detallado sobre la interacción termodinámica entre el flue gas (N_2 y CO_2) y vapor.

Por tanto, se hace evidente la necesidad de realizar un estudio termodinámico de la interacción física entre el flue gas y el vapor. Su importancia estriba en que las propiedades de la cámara de vapor que pueden determinar su potencial efectividad son su volumen y temperatura. Si la cámara crece a un gran volumen, pero experimenta una gran disminución de la temperatura, entonces el crudo permanecerá inmóvil. Si la cámara mantiene un alto nivel de temperatura, pero no puede

mantener un gran volumen, entonces la cantidad de crudo movilizado es limitada (Memarzadeh and Rahnema 2015).

En esta investigación se utilizó el software de procesos químicos Aspen Plus, para determinar el efecto de la concentración de flue gas en la curva de saturación líquido-vapor de la mezcla y los diagramas T-h. Se evidenció una disminución en la presión parcial del vapor y por ende la temperatura de saturación. Se observó un cambio en la trayectoria de condensación del vapor, en su temperatura y entalpía en función de la concentración de flue gas en la mezcla.

Metodología

Para el análisis del efecto del flue gas en las propiedades termodinámicas del crudo se consideró que la mezcla de vapor y flue gas (12.29 %mol CO₂ y 87.771 %mol N₂) es un sistema heterogéneo multicompuesto, en donde las propiedades termodinámicas del vapor van a depender de la composición (Maradey Charris 2002). Estos sistemas se definen a partir del equilibrio térmico, mecánico y de fases. En el caso de estudio se estableció un amplio rango de presión y temperatura y se utilizó una ecuación de estado para establecer el equilibrio de fases entre los componentes de la mezcla a la determinación presión y temperatura. Se identificó y analizó la región de dos fases dado que el proceso se caracteriza por la inyección de vapor húmedo. Se calculó la entalpía del agua en la mezcla y su presión parcial a partir del software de procesos químicos Aspen Plus, para evaluar diferentes concentraciones molares de flue gas en mezcla con vapor.

Descripción del sistema

Los sistemas evaluados se presentan en la Tabla 1. La cantidad de agua equivalente (CWE) se tomó como un parámetro constante, con un valor de 2222.3380 lbmol/hr, de acuerdo con el balance de energía de un generador de vapor convencional de 50 MMBtu/hr. El sistema 1 corresponde al balance estequiométrico (Akintayo 2011), es decir, todo el flue gas (12.29 %mol CO₂ y 87.771 %mol N₂) que se genera para el valor constante de agua equivalente. Mientras que, los demás sistemas hacen referencia a escenarios en donde se mezcla una menor cantidad de flue gas con el vapor del generado.

Tabla 1. Condiciones de los sistemas a evaluar								
Sistema	Fracción molar			Flujo [lbmol/hr]			Condiciones evaluadas	
	CO ₂	N ₂	H ₂ O	CO ₂	N ₂	H ₂ O	Presión [psi]	Temperatura [°C]
1	0.038	0.310	0.6	130.3209	1060.542	2222.338	14.7-600	17-600
2	0.021	0.178	0.8	60.7998	494.7847	2222.338		
3	0.010	0.089	0.9	27.0221	219.9043	2222.338		
4	0.005	0.044	0.95	12.7999	104.1652	2222.338		

Selección de la ecuación de estado para simular los sistemas

Se utilizó el asistente de métodos del software Aspen Plus, con el fin de seleccionar la mejor ecuación o método para el cálculo de propiedades termodinámicas de los sistemas a evaluar. Se encontró que, para las características del estudio (gases reales a alta presión y temperatura), lo más conveniente era utilizar ecuaciones de estado, dentro de las que se sugirieron PRWS, PSRK, SRK Y PENG-ROB (Aspentech, 2019). Finalmente se seleccionó la ecuación de estado de

PENG-ROB por ser la que mejor predecía el volumen másico de los componentes a diferentes presiones y temperaturas con un error interior al 1.5 %.

Resultados

Efecto del flue gas en la línea de saturación del vapor

El primer análisis realizado fue el efecto de la presencia de flue gas en la temperatura y presión de saturación del agua. En la Fig. 1 se observa el comportamiento de la presión parcial de saturación en función de la presión total del sistema, para el agua como compuesto puro y en mezcla con diferentes concentraciones molares de flue gas mostradas en Tabla 1. Se observa que cuando el agua se encuentra como único compuesto, la pendiente es igual a la unidad, indicando que la presión del sistema y la presión de saturación es igual. Contrario a este comportamiento, cuando el agua es un compuesto dentro de una mezcla, se puede evidenciar un cambio en la presión de saturación, dado que la presión del agua ya no es la presión del sistema, sino su correspondiente presión parcial dentro de la mezcla con flue gas. Para el caso de mayor contenido molar de flue gas (34.8 %mol de flue gas) la presión parcial de saturación del agua es menor que las demás relaciones evaluadas.

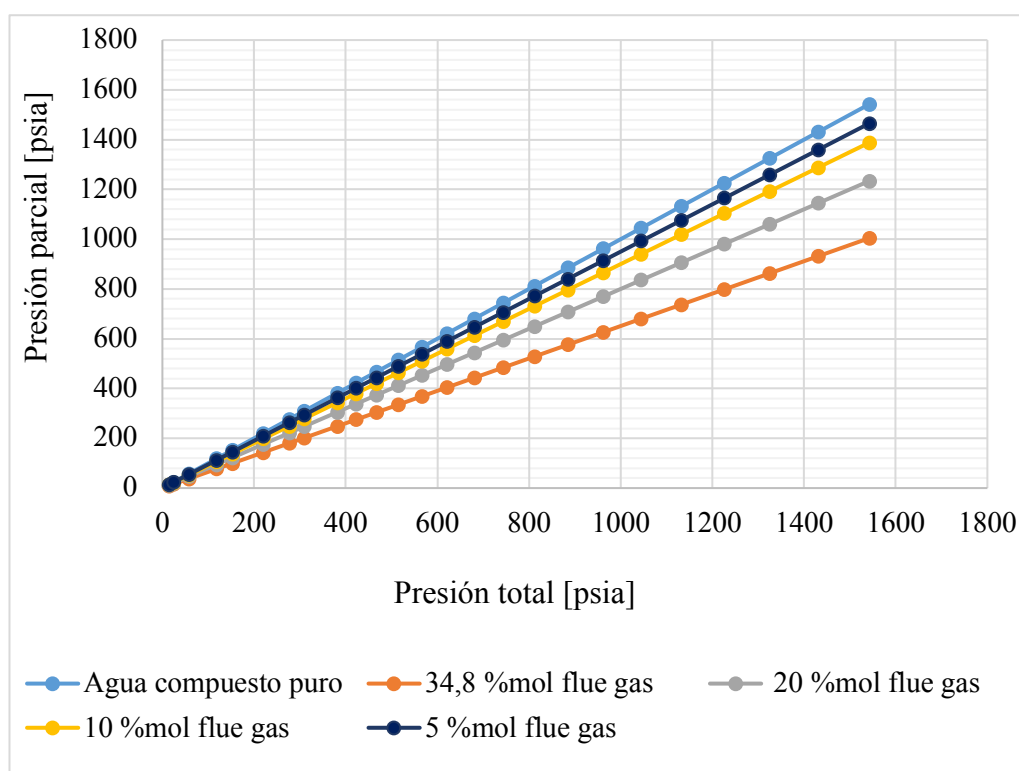


Fig. 1 Comportamiento en mezcla de la presión parcial del agua en el punto de saturación para diferentes concentraciones molares de flue gas.

Dada la relación entre la presión y la temperatura, en la Fig. 2 se observa el comportamiento de la curva de saturación líquido-vapor del agua como componente puro y en mezcla con diferentes concentraciones molares de flue gas; los datos se ajustan a un modelo potencial como indica la leyenda (Potencial %mol de flue gas). Se observa que a la mayor concentración de flue gas en la mezcla, la temperatura a la cual ocurre un cambio de fase es menor en comparación a la temperatura de saturación del agua como componentes puro. Por tanto, para el caso de estudio, el

vapor se condensará a una presión y temperatura inferior cuando está en presencia de flue gas. En la siguiente sección se analiza la trayectoria de este proceso de condensación.

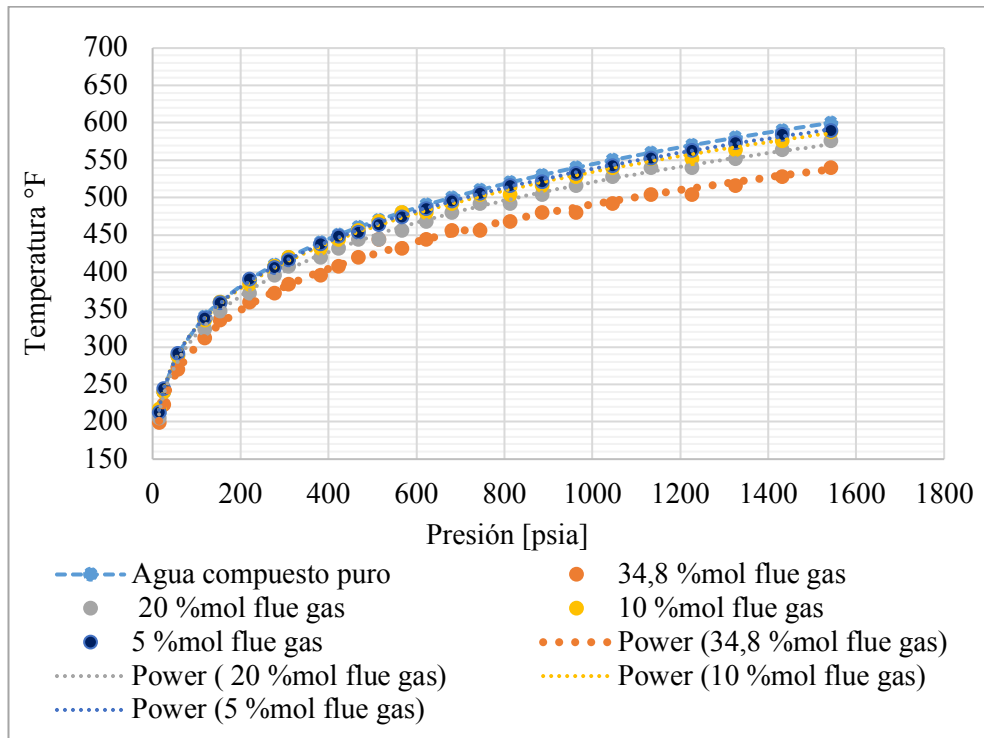


Fig. 2 Curva de saturación liquido-vapor del agua como compuesto puro y en mezcla con diferentes concentraciones molares de flue gas

Efecto del flue gas en la entalpía del vapor húmedo

Se analizó del diagrama T-h para una mezcla de vapor húmedo para las diferentes concentraciones molares de flue gas evaluadas (sistemas). La Fig. 3 muestra el diagrama T-h para una mezcla de vapor húmedo y 34.8 mol% de flue gas, donde puede observarse que la envolvente de la mezcla (líneas purpura) es diferente a la correspondiente para el agua como compuesto puro (líneas azules). El punto crítico cambia de $T=705.1\text{ }^{\circ}\text{F}$ y $P=3200.1\text{ psia}$, a $T\approx 543.556\text{ }^{\circ}\text{F}$ y $P\approx 1156.95\text{ psia}$.

Además, las isobaras de la mezcla difieren completamente de las isobaras del agua como componente puro. Mientras el proceso de condensación para el agua ocurre a presión constante dentro del domo (Cengel and Boles 2011), en mezcla, la presión parcial cambia a medida que el vapor se condensa y la cantidad de moles en estado gaseoso disminuyen, lo que produce una reducción en su presión parcial y por ende en la temperatura de saturación como se mostró en la Fig. 3, por lo que se obtienen trayectorias curvas del proceso de condensación. Este comportamiento es coherente con estudios de otros autores para procesos similares (Memarzadeh and Rahnema 2015).

En la

Fig. 4 se observa el diagrama T-h para una mezcla de vapor húmedo y 20 mol% de flue gas. El punto crítico para este sistema corresponde a $T\approx 594.069\text{ }^{\circ}\text{F}$ y $P\approx 2179.09\text{ psia}$. Se evidencia que a menor concentración de flue gas la envolvente de la mezcla se aproxima más a la envolvente del agua como compuesto puro, como se observa en la Fig. 5 y Fig. 6.

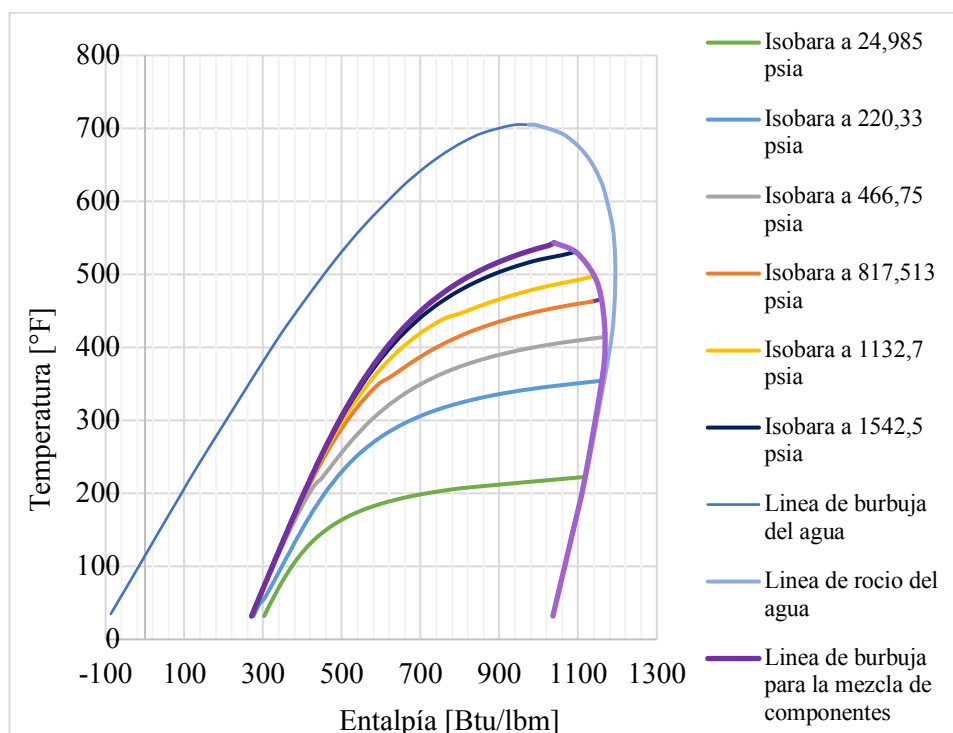


Fig. 3 Diagrama T-h para una mezcla de vapor húmedo y 34.8 mol% de flue gas.

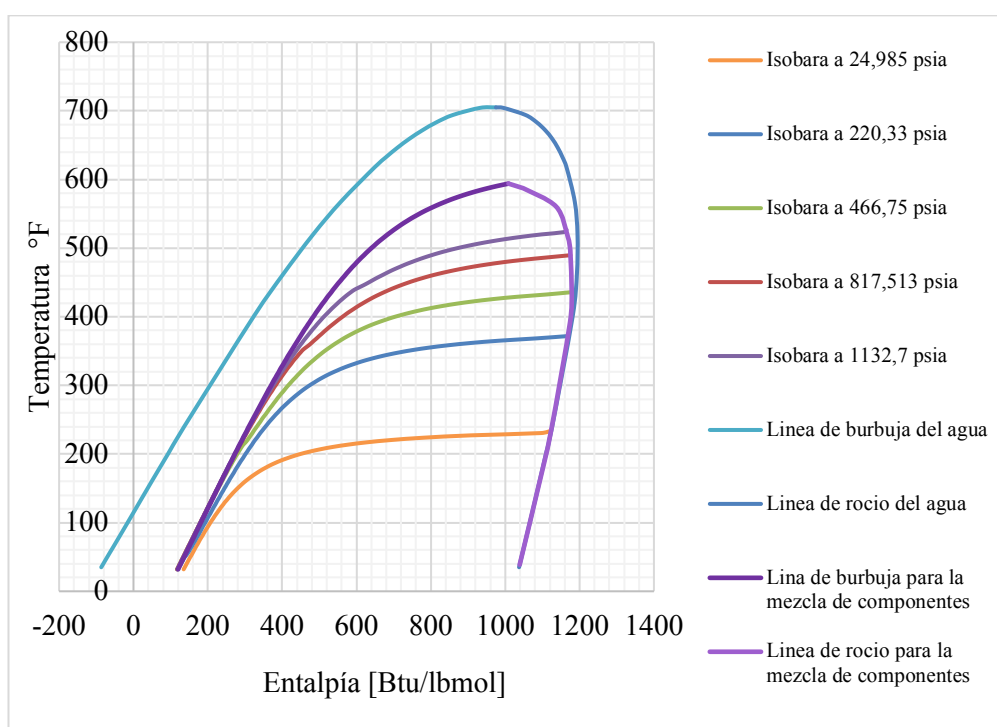


Fig. 4 Diagrama T-h para una mezcla de vapor húmedo y 20 mol% de flue gas.

En todos los diagramas T-h se observa que, para las isoterms de mayor valor de presión hay una mayor reducción en la temperatura a medida que disminuye la entalpía. Por ejemplo, para la mezcla de vapor húmedo y 20 mol% de flue gas, la isoterma de 24.985 psia y una entalpía de 800

Btu/lbmol la temperatura es de 220 °F, a 600 Btu/lbmol la temperatura corresponde a 219 °F, mientras que, para la isoterma a 817.513 psia a 800 Btu/lbmol y a 600 Btu/lbmol se tiene una temperatura de 460 °F y 420 °F, respectivamente. Por tanto, la concentración molar de flue gas y la presión del sistema tiene una influencia en la trayectoria de condensación.

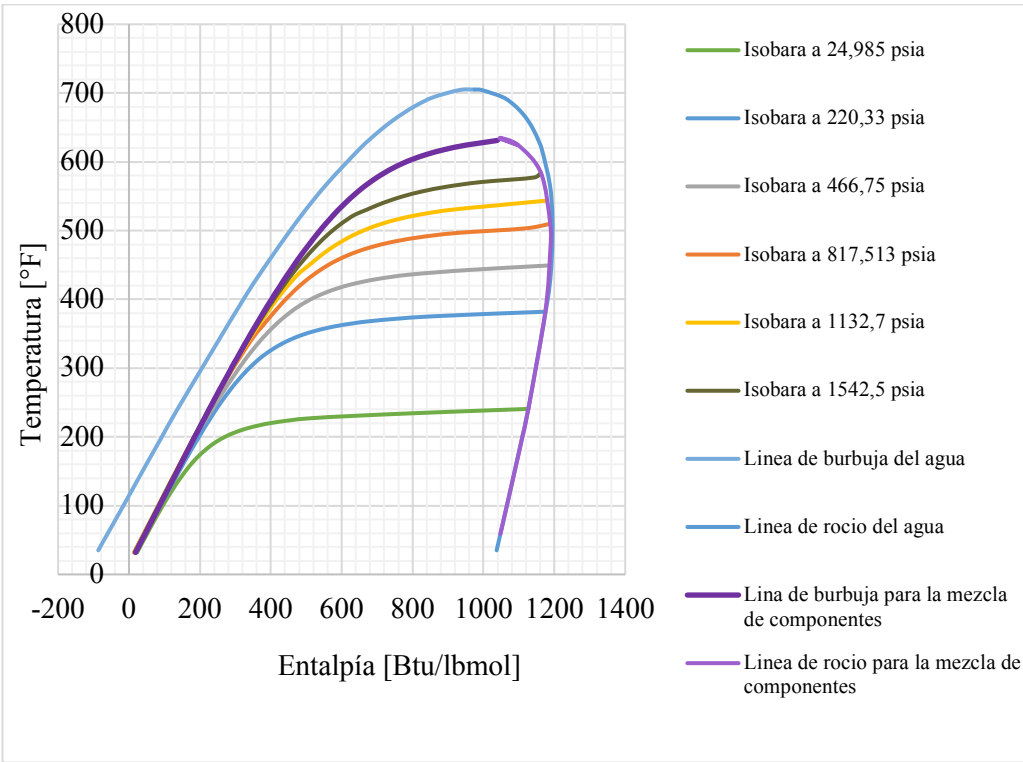


Fig. 5 Diagrama T-h para una mezcla de vapor húmedo y 10 mol% de flue gas.

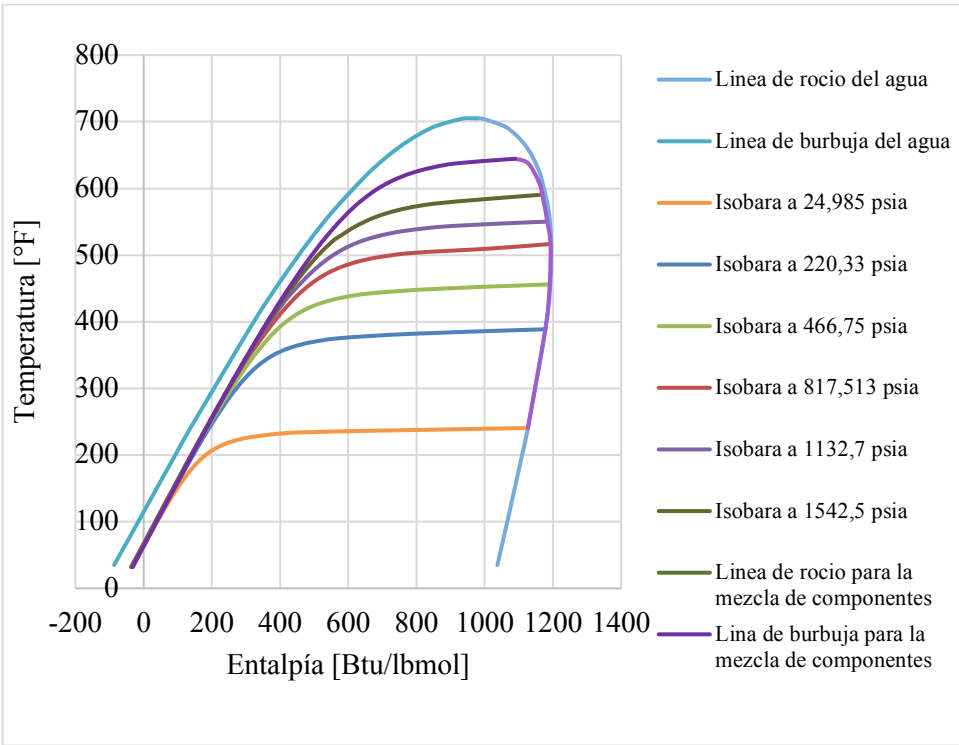


Fig. 6 Diagrama T-h para una mezcla de vapor húmedo y 5 mol% de flue gas.

Efecto de la concentración molar de flue gas en el diagrama T-h

La **Fig. 7** presenta el diagrama T-h para la mezcla de vapor húmedo y diferentes concentraciones molares de flue gas para una presión constante del sistema de 817.516 psia.

Se debe recordar que cada línea isoterma, tiene su propia envolvente, por esta razón no tocan en ningún momento la línea de burbuja. No obstante, la **Fig. 7** permite observar el efecto de diferentes concentraciones molares de flue gas en la temperatura y la entalpía del vapor húmedo. Se evidencia que, a entalpía constante, la temperatura del vapor húmedo es mayor a medida que la concentración de flue gas es mejor. Como se evidenció en la Fig. 2, el cambio en la temperatura de saturación se debe a cambios en las presiones parciales, por tanto, a mayor concentración de flue gas, menor presión parcial de la fase vapor. Por otra parte, si se mantiene constante la temperatura, se observa que a mayor concentración de flue gas se tienen mayor entalpía.

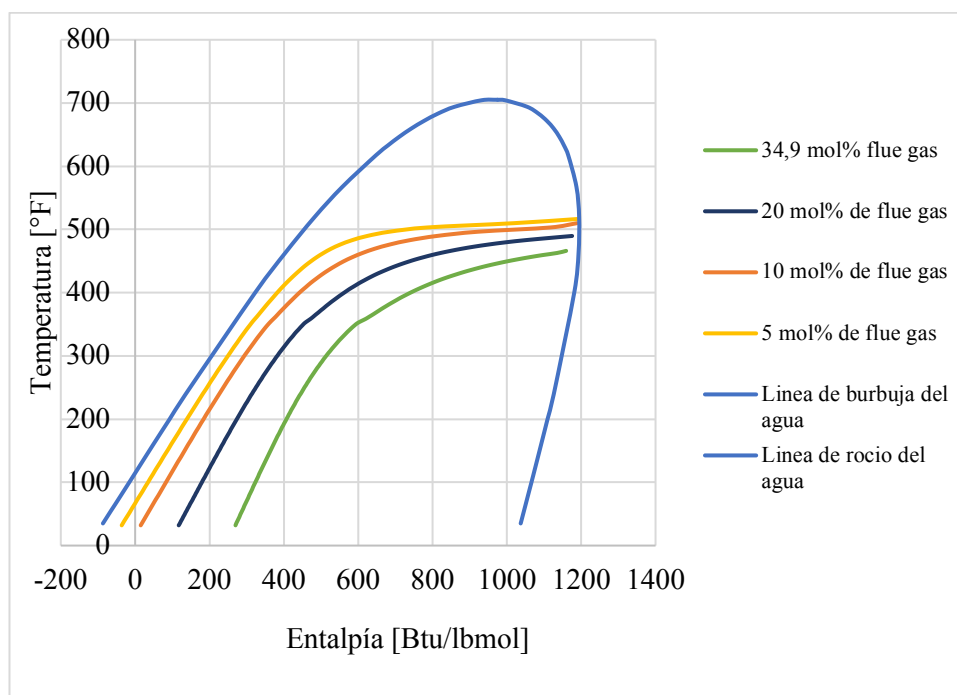


Fig. 7 Diagrama T-h para la mezcla de vapor húmedo de diferentes concentraciones molares de flue gas para una presión constante del sistema de 817.516 psia

Discusión de resultados

Estudios experimentales de desplazamientos con inyección de vapor en medios porosos en 1 y 3 dimensiones, han permitido evidenciar que el frente de temperatura se desplaza más rápido en presencia de flue gas en comparación a solo vapor (Bagci and Hughes 1995) (Li and Mamora 2010)(Keshavarz, Okuno, and Babadagli 2015). A partir de los resultados obtenidos en el presente estudio, se pudo asociar este fenómeno al hecho de que hay una condensación retardada del vapor dada la trayectoria de condensación cuando está en mezcla con flue gas. Adicionalmente, en estos estudios se observa un incremento en la tasa (aceleración) de producción de crudo respecto a la

inyección de solo vapor, por tanto, se ha concluido que la co-inyección de vapor y flue gas permitiría una mejor recuperación de crudo. No obstante, el hecho de que el vapor en la mezcla este a menor temperatura puede afectar el factor de recobro, dado que la eficiencia de desplazamiento de crudos pesados por inyección de vapor depende en gran medida de la temperatura del fluido inyectado (Pang et al. 2018a). Como se muestra en la **Fig. 8** la eficiencia de desplazamiento se incrementa gradualmente a medida que la temperatura es mayor.

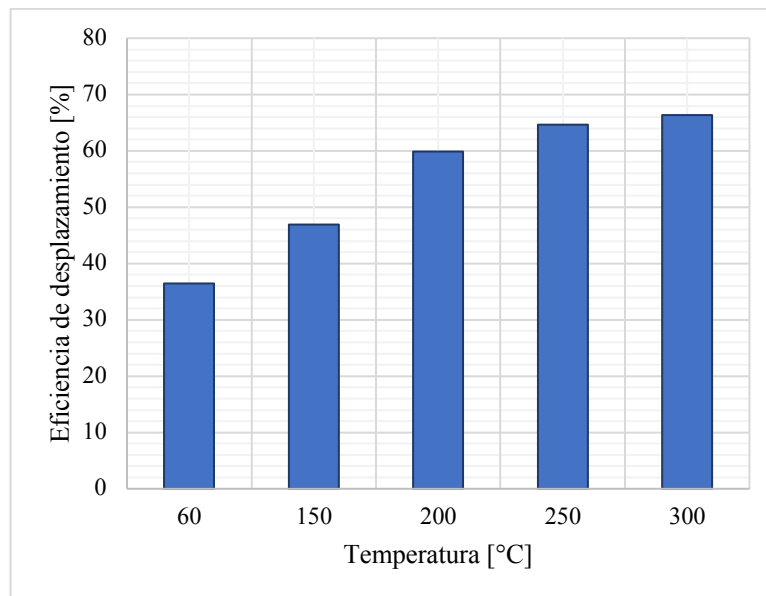


Fig. 8 Eficiencia de desplazamiento bajo diferentes condiciones de temperatura agua/vapor. Tomado de: Pang, Z., Qi, P., Zhang, F., Ge, T., & Liu, H. (2018b). The Experimental Analysis of the Role of Flue Gas Injection for Horizontal Well Steam Flooding. *Journal of Energy Resources Technology*, 140(10), 102902.

Así mismo el porcentaje de reducción de aceite residual también disminuye en función de la temperatura del vapor como se evidencia en la **Fig. 9**.

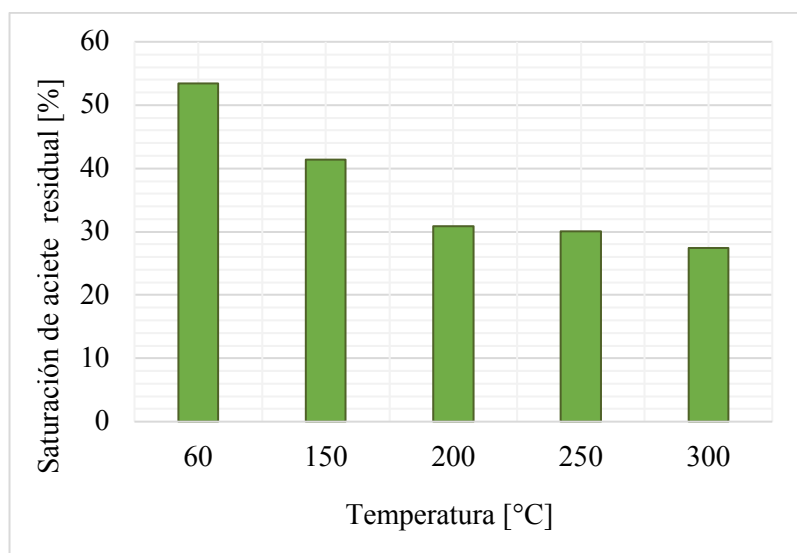


Fig. 9 Saturación de aceite residual bajo diferentes condiciones de temperatura de desplazamiento agua/vapor. Tomado de: Pang, Z., Qi, P., Zhang, F., Ge, T., & Liu, H. (2018b). The Experimental Analysis of the Role of Flue Gas Injection for Horizontal Well Steam Flooding. *Journal of Energy Resources Technology*, 140(10), 102902.

Por tanto, la reducción en la temperatura del vapor a valores muy bajos no es conveniente para la eficiencia de desplazamiento. Entonces, se debe encontrar una fracción molar de flue gas óptima que permita que el vapor contacte con mayor rapidez zonas cercanas al pozo productor dando mayor movilidad al banco de aceite, pero sin reducir demasiado su temperatura, dado que esta es el potencial para la transferencia de energía (Maradey Charris 2002).

Conclusiones

Se evidenció que la presión parcial del vapor húmedo depende de la concentración molar de flue gas en la mezcla para una presión constante del sistema. Dada la relación entre la presión y temperatura de saturación, se presenta un cambio en la curva de saturación líquido-vapor, por lo que el vapor se condensa a menor temperatura cuando se encuentra en una mezcla con gases no condensables.

El domo de saturación de la mezcla de componentes es diferente al del agua como componente puro, se observó una reducción en la presión y la temperatura crítica. Además, las trayectorias de condensación del vapor húmedo cambian de ocurrir a temperatura constante a una variación de este parámetro con la presión parcial, lo que resultó en trayectorias de condensación curvas.

En cuanto al efecto de diferentes concentraciones molares de flue gas en la temperatura y la entalpía del vapor húmedo se evidencia que, a entalpía constante, la temperatura del vapor húmedo es mayor a medida que la concentración de flue gas disminuye.

La reducción en la temperatura y presión de saturación del vapor en mezcla con flue gas, aportan mayor movilidad al vapor hacia zonas más cercanas al pozo productor. Sin embargo, la reducción en la temperatura afecta la eficiencia de desplazamiento y la saturación de aceite residual, por lo que es necesario encontrar una relación óptima de estos gases añadidos al vapor.

Referencias

- Akintayo, Kazeem. 2011. "Alternating Injection of Steam and CO₂ For Thermal Recovery of Heavy Oil By." Imperial College London.
- Bagci, Suat, and Baker Hughes. 1995. "An Investigation of Noncondensable Gas-Steam Injection for Heavy Oil An Investigation of Noncondensable Gas - Steam Injection for Fleavy Oil Recovery." In *European IOR-Symposium*.
- Capper, Laura et al. 2011. "Advancing Thermal and Carbon Dioxide Recovery Methods beyond Their Conventional Limits: Downhole Innovation." *SPE Heavy Oil Conference and Exhibition held in Kuwait City. Paper SPE 150515*.
- Cengel, Yunus a., and Michael E. Boles. 2011. Mc Graw Hill *Termodinámica*. Séptima ed. México.
- Harding, T. G., S. M. Farouq Ali, and D. L. Flock. 1987. "Numerical Simulation of Laboratory Steam Flood Experiments with Carbon Dioxide and Nitrogen Additives." *Petroleum society of CIM*.
- Hedden, Ralf, Marco Verlaan, and Vaclav Lastovka. 2014. "Solvent Enhanced Steam Drive." *SPE Improved Oil Recovery Symposium held in Tulsa, Oklahoma, USA. Paper SPE-169070-MS*.
- Ji, Dongqi, Mingzhe Dong, and Zhangxin Chen. 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: 826–37.
- Keshavarz, Mohsen, Ryosuke Okuno, and Tayfun Babadagli. 2015. "Optimal Application Conditions for Steam/Solvent Coinjection." *Reservoir Evaluation & Engineering* 18(01): 20–38.
- Li, W, and D D Mamora. 2010. "Simulation Investigation of Solvent Co-Injection in Vapor and Liquid Phase to Reduce Shale Barrier Impact on SAGD Performance." *Society of Petroleum Engineers Western North American Regional Meeting 2010 - In Collaboration with the Joint Meetings of the Pacific Section AAPG and Cordilleran Section GSA* 2: 683–95.
- Maradey Charris, Juan Francisco. 2002. *Termodinámica Aplicada*. UIS. Bucaramanga.
- Memarzadeh, Arash, and Hamid Rahnema. 2015. "Thermodynamic Analysis of Solvent Assisted Steam Injection." *SPE-178725-STU. SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Houston, Texas, USA*.
- Monte Mor, L.S., P Laboissière, and O.V. Trevisan. 2013. "Laboratory Study on Steam and Flue Gas Co-Injection for Heavy Oil Recovery." *Paper SPE 165523-MS*.
- Pang, Zhanxi et al. 2018a. "The Experimental Analysis of the Role of Flue Gas Injection for Horizontal Well Steam Flooding." *Journal of Energy Resources Technology* 140(10).
- Xu, Wenjiang et al. 2014. "Experimental and Simulation Studies on Steam Stimulation with Multiple Fluids for Offshore Heavy Oil Reservoir." *International Journal Of Numerical Analysis And Modeling* 5(1–2): 31–45.

Caterine Ariza Quiroga, Ingeniera de Petróleos (2017) y estudiante de Maestría en Ingeniería de Hidrocarburos de la Universidad Industrial de Santander, Colombia. Trabaja en la línea de recobro térmico del Grupo de Investigación Recobro mejorado. Desarrolla su proyecto de maestría en la temática de inyección continua de vapor con flue gas para yacimientos estratificados. Cuenta con experiencia en evaluación de efluentes en proceso recobro químico por inyección de polímeros a nivel de laboratorio.

Maria Isabel Sandoval Martínez, Ingeniera de Petróleos (2015) y Magister en Ingeniería de Hidrocarburos (2018), de la Universidad Industrial de Santander, Colombia. Actualmente trabaja en la línea de recobro térmico en el Grupo de Recobro Mejorado de la Universidad Industrial de Santander. Cuenta con experiencia en caracterización de fluidos con RMN, evaluación de diferentes métodos de recobro mejorado a través de tomografía computarizada.

Samuel Fernando Muñoz Navarro, Ingeniero de Petróleos, UIS. Magister en Ingeniería de Hidrocarburos, UIS. Magister en Ingeniería de Petróleos, Colorado School of Mines, (USA). Profesor Titulado Laureado UIS. Director Grupo de Investigación Recobro Mejorado. Director de más de 500 proyectos de pregrado, de más de 60 tesis de Maestría, y 70 trabajos de Monografía en postgrado, en su mayoría relacionados con métodos de recobro secundario y mejorado. Ha trabajado en áreas de perforación de pozos, yacimientos e implementación de métodos de recobro mejorado.