

Aprovechamiento de gases de combustión: una alternativa para reducir requerimientos energéticos y emisiones de CO₂ durante una inyección continua de vapor

M Sandoval, C Ariza, S Muñoz Universidad Industrial de Santander

Categoría: Marque con una "X"

- Artículo Técnico
- 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

Actualmente en Colombia se ve la necesidad de hacer una transición hacia procesos de inyección continua de vapor para aumentar el factor de recobro en crudos pesados. Sin embargo, este método está asociado a un alto requerimiento energético y emisiones de gases de efecto invernadero, especialmente, en yacimientos estratificados. Por lo cual es necesario proponer esquemas de implementación con factibilidad costo-energética que permitan mitigar los impactos ambientales y el consumo de gas natural para la generación de vapor. Por lo tanto, en esta investigación se planteó la inyección alternada de vapor y flue gas en un yacimiento estratificado con intercalaciones de lutitas y propiedades roca-fluido de un campo en el Valle Medio del Magdalena. Se propuso un nuevo esquema y estrategias de inyección con mayor eficiencia, donde los tiempos de cada etapa y la cantidad de flue gas inyectado estaban en función del costo operativo de inyección de los gases de combustión. Los resultados muestran que el esquema y las estrategias propuestas extienden el tiempo de aplicación de la tecnología al presentar un crecimiento más lento de la relación vapor-aceite (SOR) en comparación con la inyección de vapor convencional. Además, se reducen las emisiones de CO₂ hasta en un 27,7% y se alcanzan Índices de Costo de Energía (ECI) mayores que el solo vapor inyectado, lo que indica mayor viabilidad económica y energética durante la implementación de estos procesos.

Introducción

En la actualidad, en Colombia se ha implementado la inyección cíclica como método EOR para recuperar petróleo pesado por más de 30 años (Castro et al., 2010; Trigos et al., 2018). Sin embargo, la eficiencia de este método se ha reducido debido a que los campos han ido alcanzando una etapa de madurez (Trigos et al., 2010). Por lo tanto, con el objetivo de ofrecer sostenibilidad energética al país se ve la necesidad de hacer una transición hacia los procesos de inyección continua de vapor para aumentar el factor de recobro. Esta transición debe estar alienada con las metas energéticas y ambientales del país, donde se busca desarrollar un método consiente y responsable con el ambiente, empleando menos recursos hídricos y energéticos mediante el cierre de los ciclos de generación de vapor (Misión de sabios, 2021). Esto implica un reto investigativo, ya que en la inyección continua se requieren más recursos pues el requerimiento de energía aumenta porque incrementa la cantidad de vapor inyectado, por lo tanto, el consumo de gas natural y agua se eleva para generar vapor en la superficie y aumentan las emisiones de gases de combustión.

Los gases de combustión están compuestos por un 89% de N₂ y un 11% de CO₂ y su producción incide directamente en el objetivo del acuerdo de París de reducir las emisiones de CO₂, ya que solo un generador de vapor de 50 MBTU (unidad térmica británica) /d puede liberar hasta 72 Ton CO₂/d durante la inyección de vapor en un pozo (Cordoba et al., 2020). Estas cantidades gases cobran importancia ante una posible expansión de la técnica en todos los campos colombianos con potencial aplicación, donde entrarían en operación varios generadores de vapor durante los años de implementación (Ariza et al., 2021) (Chaar et al 2015). Por lo anterior, la

factibilidad costo-energética y ambiental de este proceso está en riesgo, debido a que actualmente no se tienen suficientes reservas de gas para este proceso y según las proyecciones de consumo actual, se presentará un déficit de este combustible en el año 2026 (Minenergía, 2019).

Por lo anterior, se ha propuesto la idea de tomar gases de combustión de los generadores e inyectarlos con vapor. Esa opción tiene muchas ventajas que incluyen la reducción del requerimiento energético del vapor, lo cual disminuye la cantidad de gas natural consumido y gases de efecto liberados a la atmósfera (Ariza et al 2021). Adicionalmente, entre el 20 % y el 40 % de los gases de combustión inyectados podrían quedar atrapados en el yacimiento (Wu et al., 2018)

Los estudios experimentales evidenciaron que la adición de CO₂ al vapor, permitía utilizar mejor la energía inyectada, siendo esto dependiente de la estrategia de inyección empleada durante los experimentos (Li et al., 2017, 2019, 2020). Bağcı y Gumrah, (2004) & Pang et al., (2018) observaron que los gases de combustión promueven el crecimiento del volumen calentado por el vapor, además, evidenciaron la formación gradual de una capa de estos gases en el tope de la formación que reduce las pérdidas de energía. Este efecto tiene una gran importancia en yacimientos de arenas múltiples con intercalaciones de lutitas, donde las pérdidas de energía a estas formaciones incrementan el requerimiento energético. Recientemente, Pérez et al., (2020) evidenció una reducción significativa de la relación vapor/aceite. Posteriormente, el Grupo de investigación Recobro Mejorado en alianza con Ecopetrol, la ANH y Minciencias logró determinar con simulación numérica que el uso de gases de combustión en procesos de inyección continua de vapor reduce el requerimiento energético hasta en un 20%, al disminuir la cantidad de vapor inyectado (Ariza et al 2021).

Los anteriores resultados son atractivos para las condiciones y propiedades de los campos colombianos donde se aplica actualmente inyección cíclica de vapor, ya que estos se caracterizan por tener altos niveles de estratificación entre lutita y areniscas, lo cual afecta en mayor grado la eficiencia energética de la técnica y han alcanzado bajos valores de presión del yacimiento (Trigos et al., 2010). Por lo tanto, para esta investigación se estudiaron diferentes estrategias de la inyección continua de vapor con gas de combustión como una alternativa para reducir el requerimiento energético y las emisiones de CO₂ del proceso de recuperación térmica convencional en un yacimiento estratificado.

Metodología y datos

La investigación tuvo un enfoque numérico a escala de campo y la metodología se dividió en cuatro fases. En la primera fase se realizó la construcción de un modelo conceptual con las propiedades de un campo en el Magdalena Medio de Colombia. El método térmico se evaluó en la herramienta STARS de la compañía CMG; el modelo estático se creó en *Builder* y los fluidos en *Winprop*.

A continuación, en la segunda etapa se realizó una simulación numérica de la inyección cíclica de vapor para mejorar la inyectividad entre el pozo inyector y los pozos productores, y posteriormente se desarrolló un proceso de inyección continua de vapor en STARS para obtener un caso base. Después, se analizó la inyección alternada de vapor con los gases de combustión, inyectando la máxima relación gas/vapor, es decir, asumiendo una inyección de todo el gas producido en el generador por cada barril de agua vaporizada (0,4 molar fracción gases de combustión (Perez et al, 2020) . Finalmente, se sensibilizó este esquema y se encontró una nueva alternativa de inyección en CMOST para lograr un proceso factible en términos económicos y energéticos.

El yacimiento estratificado de crudo pesado colombiano se representó como medio estratificado con un área superficial de 5 acres, con un patrón de pozos de 5 puntos de 2.5 acres (Trigos et al., 2018). El patrón de pozos tenía cuatro pozos laterales y un pozo central, utilizados como pozos productores y pozos inyectores durante la inyección continua, respectivamente. El espesor bruto fue de 115 pies, donde se pueden observar tres formaciones de areniscas (1, 2 y 3) con dos intercalaciones de lutitas, según la secuencia estratigráfica (Figura 1). El modelo se desarrolló en una malla cartesiana de 92x92x23 bloques en dirección i, j, y k.

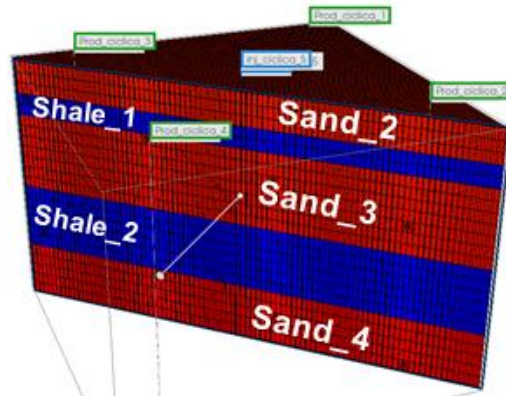


Figura 1. Modelo estático conceptual del yacimiento estratificado

La presión y la temperatura originales del yacimiento se fijaron en 950 psia y 112 °F de acuerdo con los datos de campo. La porosidad fue del 28% en todas las formaciones. La formación 2 tuvo la inyectividad más elevada debido a que su permeabilidad y producción neta son mayores que las formaciones 1 y 3. Las Propiedades para cada formación de areniscas y lutitas se presentan en la tabla 1.

Tabla 1. Propiedades y condiciones iniciales del yacimiento representado

Propiedad	Valores		
	Arenisca 1	Arenisca 2	Arenisca 3
Presión del yacimiento (psia)	950		
Temperatura del yacimiento (°F)	112		
Presión de referencia (ft)	1920		
Espesor (ft)	115		
Porosidad (%)	28		
Permeabilidad (mD)	920	1225	1015
Espesor neto (ft)	15	35	25
Lutitas	Lutita 1		Lutita 2
Espesor (ft)	30		10

El petróleo pesado colombiano se ajustó mediante la ecuación de Peng Robinson y el modelo modificado de Pedersen (1987), empleando el módulo WinProp de CMG. La viscosidad del crudo pesado fue de 4593 Cp en condiciones iniciales. En esta investigación, el proceso fue considerado inmiscible y el efecto de la solubilidad de los gases de combustión fue insignificante debido a las altas temperaturas y presiones en una inyección continua de vapor.

Resultados

A continuación, se muestran los resultados de cada una de las etapas de proceso de evaluación

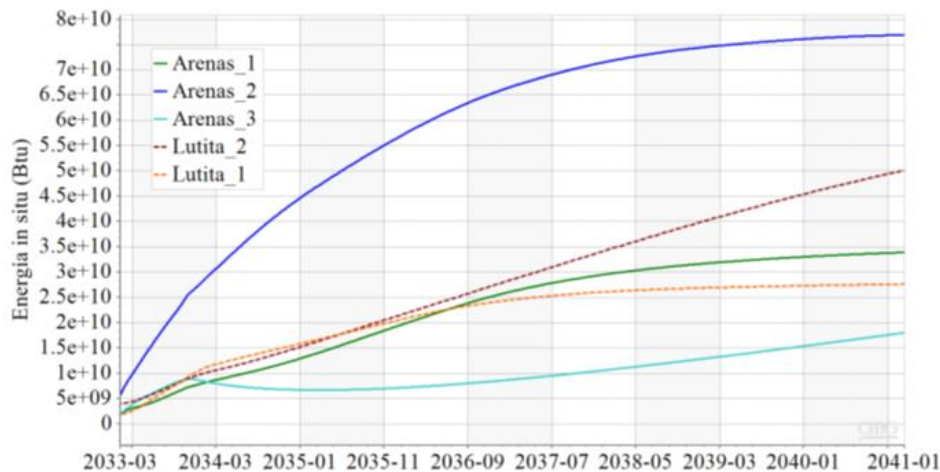
Caso base: Inyección continua de vapor. Para la simulación numérica de la inyección de vapor base, se partió de la inyección cíclica de vapor, donde en el pozo central se realizaron diez ciclos y en los pozos laterales se desplegaron solo dos ciclos para garantizar la inyectividad y conexión entre pozos. La inyección cíclica de vapor se realizó en estas condiciones con 6 días de inyección: 2 días de remojo y 1 año de producción como se muestra en la tabla 2. Los resultados muestran que la relación vapor-aceite final fue de 2,2 y el factor de recuperación fue de 14,5%.

Tabla 2. Condiciones y parámetros de operación del proceso de inyección cíclica y continua de vapor.

Parámetros	Cíclica	Continua
	Valor	Valor
Tasa de inyección de vapor (bbl/día)	1370	700
BHP inyector (psia)	1200	800
Temperatura del vapor (°F)	567,26	520,37
Calidad del vapor	0,65	0,65
Tiempo de inyección (día)	6	8 años
Tiempo de remojo (día)	2	
Tiempo de producción (día)	365	

Para la inyección continua de vapor se empleó el pozo central como inyector y los pozos laterales como productores. Como se observa en la tabla 2, la tasa de inyección de vapor fue de 700bbl/día y la BHP fue de 800 psia, la temperatura del vapor fue similar con 0,65 de calidad.

Los resultados muestran que el factor de recuperación final fue del 51%, este valor fue superior al de la inyección cíclica de vapor. La relación vapor-aceite (SOR) también aumentó y los valores finales fueron superiores al límite de SOR encontrado en la literatura (SOR=3) (Wang, Ren, Zhang, Peng, et al., 2018b). Esto significa que a pesar de que se elevó la cantidad de vapor inyectado, la producción de petróleo no fue suficiente. Los resultados están relacionados con la distribución de energía en el yacimiento porque la energía total no se transfirió a la arenisca como podemos ver en esta figura 2. Por un lado, la arenisca 2 tuvo el valor más alto con un 35% de energía total in-situ, mientras que la arenisca 3 alcanzó los valores más bajos con un 12% de la energía. En conclusión, solo el 63% de la energía total inyectada se destinó a las areniscas y el 37% a las lutitas. Entonces, el balance de energía se consideró negativo para este caso.

**Figura 2.** Distribución de la energía in situ en el yacimiento estratificado

Inyección alternada de vapor con gases de combustión Posteriormente, para estudiar la inyección de gases de combustión, se realizó una inyección en esquema alterno. Este esquema involucró la inyección de gases de combustión para desplazar el aceite remanente con menor viscosidad de la inyección cíclica de vapor. En esta primera etapa la presión del yacimiento aumentó debido a la inyección de gas. Después, se inyectó el vapor hasta la ruptura. Y finalmente, se desarrollaron 12 etapas cortas de inyección de vapor y gases de combustión como se ve en la tabla 3.

En esta investigación, la mejor opción para implementar un esquema alterno de gases de combustión y vapor fue la inyección de 268626 lb/día de gases de combustión. Este número es equivalente a la cantidad de gas producido durante la generación de los 700 bbl de vapor por día (245.000 lb/día) según balance estequiométrico y corresponde a 0,4 fracción molar de gases de combustión con respecto

al vapor generado. Esta cantidad de gases de combustión se inyectó durante 1,25 meses. A continuación, se inyectó vapor a 700 bbl/día (245.000 lb/día) durante siete días hasta alcanzar ruptura y finalmente, se inyectó gas de combustión durante 2 meses y vapor durante 5 meses. Esta última etapa se repitió 12 veces continuas.

Tabla 3. Condiciones y parámetros de operación del proceso de inyección alternada de vapor con gases de combustión

Tiempo (meses)	Tasa de inyección [bbl/día]	Tasa de fluegas [ft ³ /día]
1,25	—	3.557.000 (268.626 lb/día) (0,4 fracción molar Fg)
7	700 (245.000 lb/día)	—
2	—	3.557.000
5	700	—

Los resultados del esquema de inyección alternado de vapor con gases de combustión se muestran en la figura 3. Este gráfico presenta los fluidos inyectados y producidos en inyección de esquema alterno, donde la línea azul representa la inyección de tasa de vapor y la línea verde muestra la inyección de gases de combustión. En cuanto a la producción de petróleo durante la inyección de vapor y gases de combustión es la línea negra y durante la inyección de vapor como caso base es la línea amarilla.

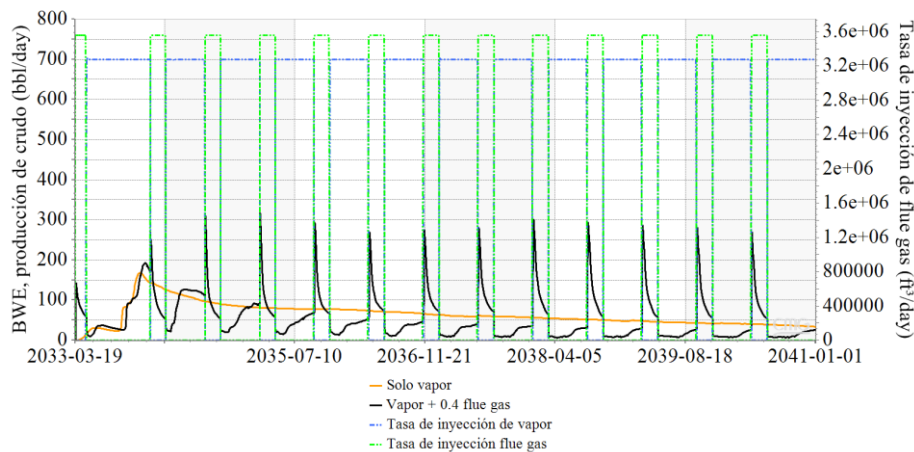


Figura 3. Comportamiento de las tasas de inyección y producción durante el proceso de inyección alternada de vapor con gases de combustión.

Como se puede observar en la figura 3, el comportamiento de la producción de petróleo con gases de combustión y vapor es similar en las doce etapas. El pico más alto de producción se alcanza al comienzo de la inyección de gases de combustión, sin embargo, a lo largo de la inyección de gases de combustión la producción disminuye. En algunas etapas, al comienzo de la inyección de vapor, la tasa de aceite incluso cae por debajo de la producción de aceite de la inyección de vapor base (línea amarilla). Posteriormente, a lo largo de la inyección de vapor la producción tiene un ligero incremento, pero el aumento no es suficiente para exceder la tasa de aceite de la inyección de vapor base.

Del esquema alterno, los resultados mostraron que el factor de recuperación se redujo al 46%. Sin embargo, la relación vapor-aceite (SOR) también disminuyó a 7. Este comportamiento se obtuvo porque la cantidad de vapor disminuyó al reemplazarse con inyección de gases de combustión, causando un mejor balance energético y ambiental, ya que se redujo la energía inyectada en un 25%, ahorrando 51503,52 toneladas de gas natural. Además, se considera que su implementación tendría un impacto positivo en el medio ambiente, ya que se dejarían de producir cerca de 58382,73 toneladas de CO₂ durante todo el tiempo de aplicación.

En este esquema se reconoció que el principal mecanismo de recuperación de los gases de combustión es el aumento y mantenimiento de la presión del yacimiento. Adicionalmente, se observó que este tipo de esquemas es importante encontrar un equilibrio sinérgico entre los efectos de la reducción de la viscosidad del aceite, provocada por el vapor, y el aumento de presión debido a la inyección de gases

de combustión. La solución identificada para evitar una considerable reducción de factor de recobro sería la reducción de la producción de aceite al inicio de la inyección de vapor. Esta disminución estuvo relacionada con la reducción de la presión sobre el sistema durante la inyección de vapor. Por lo anterior, se propone un esquema novedoso de la inyección alternada, donde durante la etapa de vapor se co-inyecten gases de combustión para mantener alta la presión como se explica en la siguiente sección.

Nueva alternativa para inyección alternada del vapor con gases de combustión. Como se explicó anteriormente, durante el esquema alternado de inyección, los gases de combustión y el vapor se inyectaron en diferentes etapas. La nueva propuesta se basa en iniciar con la inyección de los gases de combustión (Etapa A) y alternarla con un proceso de co-inyección de los gases con el vapor (etapa B), es decir, no se dejaría de inyectar los gases para garantizar el mantenimiento de presión en el sistema. Para el estudio de este nuevo esquema se evaluó la cantidad de gases de combustión y el tiempo de inyección en las etapas A y B en CMOST, mientras que la tasa y tiempo de inyección de vapor se mantuvo constante con el mismo valor del caso anterior. Para la sensibilización del nuevo esquema se obtuvieron 40 Experimentos basados en distribución superficial en CMOST y el factor de recuperación y SOR fueron las principales variables de respuesta.

Tabla 4. Parámetros de operación del nuevo esquema para inyección alternada del vapor con gases de combustión

Etapa	Parámetro	Valor
A	Tasa de gases [ft ³ /d] (Fracción molar)	444.625 (0,05) 889.250 (0,1) 1.778.500 (0,2) 3.557.000 (0,4)
B	Tasa de gases (B) [ft ³ /d] (Fracción molar)	222.312,5 (0,025) - 3.557.000 (0,4)
A	Tiempo de inyección de gases (A) [d]	5 – 35
B	Tiempo de inyección de vapor y gases [d]	60 – 150

Los resultados se presentan en las figuras 4. La figura 4a relaciona el factor de recobro con la energía inyectada, donde el punto naranja representa el vapor solo (caso base), y los puntos azules muestran los diferentes resultados del esquema mejorado. Como podemos ver en esta figura 4a, algunas condiciones de inyección permitieron obtener el mismo factor de recuperación que el caso base de inyección de vapor, pero con un 5,3 % menos de energía. Por otro lado, la mayor reducción de energía fue del 32% donde el factor de recuperación se redujo en un 6%. Además, las relaciones de SOR en la mayoría de los experimentos se redujeron porque la disminución de energía fue más relevante que la reducción del factor de recuperación, como podemos ver en esta figura 4b.

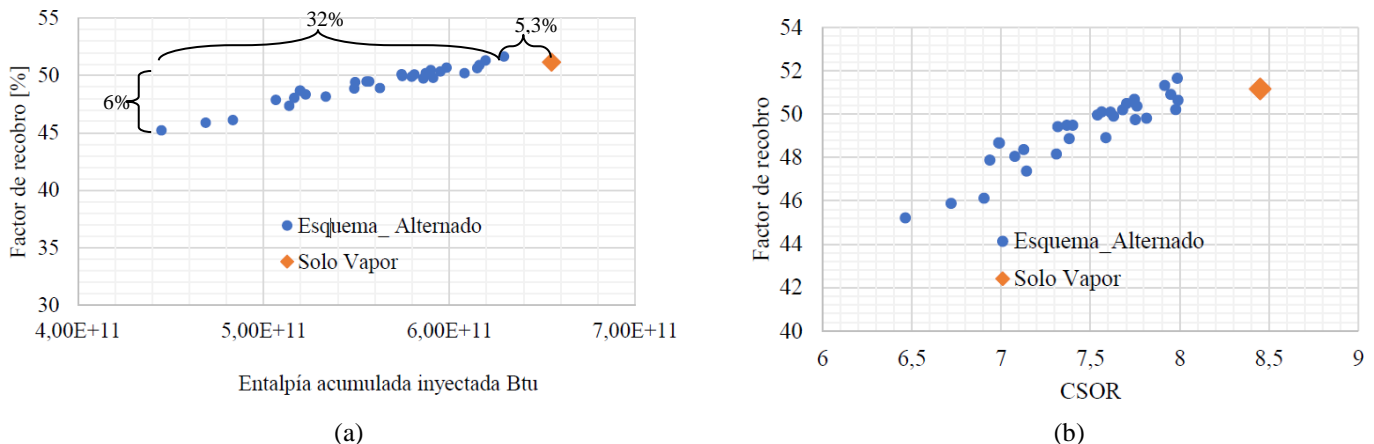


Figura 4. Relación entre el factor de recobro con (a) entalpía inyectada y (b) relación acumulada del vapor inyectado con el aceite producido para los diferentes escenarios

Discusión

Evaluación costo-energética. Para la evaluación de costos y energía se utilizó el flujo de caja neto, donde los ingresos dependían de la producción de petróleo y las deducciones según la tabla 5. Los egresos fueron asumidos tipo OPEX, donde se varió el costo del

tratamiento e inyección de los gases de combustión entre 100 y 1324 USS/Mscf. Para el análisis financiero se evaluó el indicador de beneficio-costo (B/C) y el balance energético se estudio con el indicador ERR (Energy Return Ratio-ecuación 1), finalmente, el análisis costo-energético se realizó con el indicador ECI (*Energy-cost indicator*) como se muestra en la ecuación 2. Con estos indicadores se espera que el B/C y el ECI sea superior a 1 y el ERR sea bajo para asegurar un proceso con rentabilidad costo-energética como es el objetivo de la presente investigación.

Tabla 5. Variables para el calculo de lo ingresos

Variable	Valor	Fuente
Deducciones por calidad (USD/bbl)	4,9	(GSC, 2020)
deducción por transporte (USD/bbl)	2,84	(Osma <i>et al.</i> , 2019)
Regalias (%)	8	Artículo 16 de la Ley 756 de 2002
Lifting costs (USD/bbl)	13,2	(Osma <i>et al.</i> , 2019)
Costo energético (USD/MMBtu)	7,05	Osma <i>et al.</i> , 2019)
Costo de fluegas_bajo (USD/MMscf)	100	(Ahmadi, Hasanvand and Shokrolahzadeh, 2015) valor de referencia para el estudio de Osma <i>et al.</i> , (2019)
Costo de flue gas alto (USD/MMscf)	1324	(Anada and Watts, 1980) (se calculó el valor presente por medio de la tasa de inflación)

Nota: MM= Millones

$$ERR = \frac{\text{Energia inyectada}}{\text{Energia producida}} \quad (1)$$

$$ECI = \frac{B/C}{ERR} \quad (2)$$

Los resultados del bajo costo operativo de los gases de combustión, es decir, 100 USD, muestran que 19 experimentos tuvieron un mejor índice de costo-beneficio que el caso base de inyección de vapor. Los valores más altos de beneficio/costo se obtuvieron al reducir la energía inyectada, aunque el factor de recuperación fue el más bajo. Esto se debe a que el costo de la energía tiene las proporciones más altas en las distribuciones de costos, mientras que los gases de combustión tienen la proporción más baja. Por lo tanto, es más factible inyectar mayor cantidad de los gases de combustión.

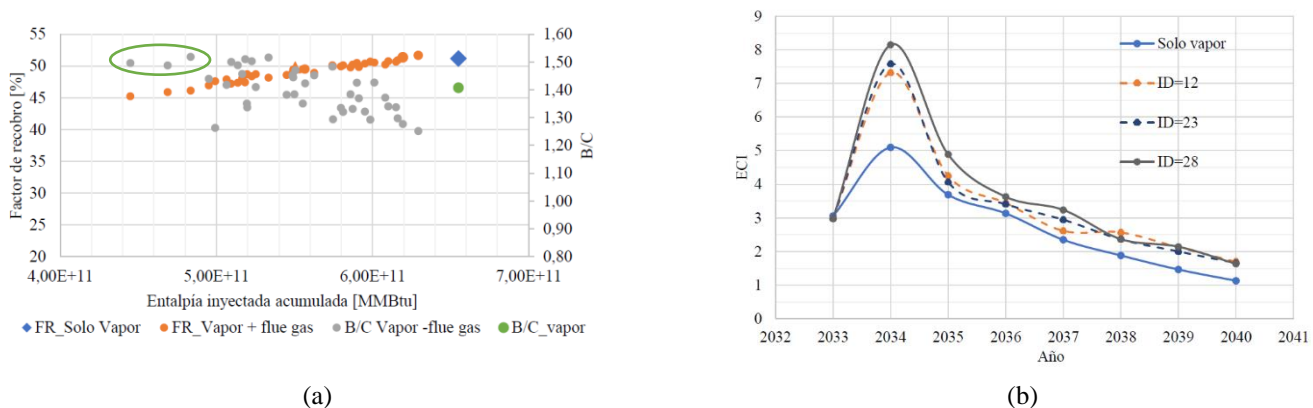


Figura 5. Comparación de (a) factor de recobro y relación B/C en función de la entalpia inyectada. (b) índice costo energético de los protocolos de inyección de vapor con gases en el escenario de 100 \$US/MMscf

Se seleccionaron los tres mejores experimentos para analizar el ECI durante el tiempo de implementación (ID_12, 23 Y 29). Los resultados muestran que la adición de gases de combustión en el nuevo esquema mejoró el ECI y este tuvo una marcada declinación en el tiempo (Figura 6b). El mejor experimento fue el ID 28 que involucró la implementación bajo estas condiciones, donde los gases de

combustión tienen una tasa alta de inyección como se aprecia en la tabla 6. Además, se observó que, en este escenario, la sustitución del vapor por gases de combustión permitió reducir las emisiones de CO₂ en un 27,7% con respecto al caso base de solo vapor.

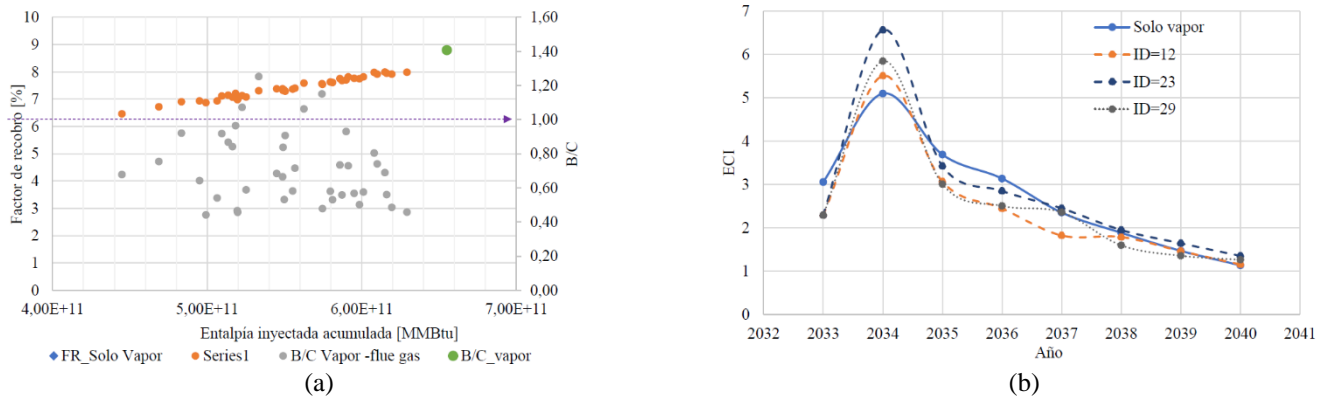


Figura 6. Comparación de (a) factor de recobro y relación B/C en función de la entalpia inyectada. (b) índice costo energético de los protocolos de inyección de vapor con gases en el escenario de 1324 \$US/MMscf

Los resultados del alto costo operativo de los gases de combustión, es decir, 1324 USD, muestran que ningún experimento tuvo mejores resultados que la inyección de vapor. Eso se debió a que el precio de los gases de combustión tenía la mayor proporción en la distribución de costos. Entonces la cantidad de gas de combustión inyectado debe ser menor y su objetivo principal sería reducir los requerimientos energéticos y las emisiones de CO₂, pero no incrementar la relación del beneficio-costos (B/C).

Tabla 6. Resultados de los mejores escenarios de la evaluación alternada de vapor con gases de combustión

Etapa	Parámetro	Escenario ID23	Escenario ID28
A	Tasa de inyección de gas [ft3/día]	444.625	444.625
	Tiempo de inyección de gas [día]	35	30,43
B	BWE (bbl/día)	700	700
	Tasa de inyección de gas [ft3/día]	222.312,5	1.042.846
	Tiempo de inyección de gas y vapor	141	73,79
	Reducción de emisiones de CO ₂ (Tons)	19.34%	27.7%

El comportamiento del ECI muestra que al principio los gases de combustión provocan un aumento del ECI, sin embargo, en los próximos años disminuye. Adicionalmente, en la tabla 6 se observa el porcentaje de reducción de emisiones de CO₂ y el mejor experimento fue el ID 23, donde las etapas A son cortas y en la etapa B la tasa de gases de combustión es menor y la cantidad de vapor es mayor porque se inyecta durante más tiempo.

Conclusiones

La adición de flue gas a la inyección continua de vapor, permitió mejorar la eficiencia energética del proceso, al contribuir en la recuperación del hidrocarburo mediante el mecanismo de empuje por gases, lo que, en sinergia con la reducción de viscosidad del crudo, redujo el requerimiento energético y las de emisiones de CO₂.

El esquema de inyección alternada con co-inyección es el protocolo de aplicación con mayor viabilidad costo-energética. Para bajos costos operativos de inyección de flue gas el esquema de aplicación se caracteriza por tiempos cortos de inyección de vapor y periodos más prolongados de inyección de flue gas. Al incrementarse el costo de inyección de los gases no condensables, debe aumentarse el periodo de inyección de vapor, con el fin de equilibrar mejor esta variable con el costo energético.

Agradecimientos

Los autores agradecen al Grupo Investigación Recobro Mejorado y la Universidad industrial de Santander por el apoyo para el desarrollo de este trabajo a través del proyecto **2835-2021**: Estrategias para el mejoramiento de la eficiencia energética y almacenamiento geológico de gases de combustión durante procesos de inyección continua de vapor.

Referencias

- Ariza, C., Muñoz, S., Sandoval., Orozco, J. (2021) Evaluación De La Eficiencia Energética De Un Proceso De Inyección Continua De Vapor Con Flue Gas En Un Yacimiento Estratificado. Tesis maestría. Universidad Industrial de Santander.
- Chaar, M., Venetos, M., Dargin, J., & Palmer, D. (2014, November). Economics of steam generation for thermal EOR. In Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference. OnePetro.
- Castro, R., Maya, G., Mercado, D., Trujillo, M., Soto, C., & Pérez, H. (2010). Enhanced Oil Recovery (EOR) Status - Colombia. *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference Proceedings*, 2, 1184–1190. <https://doi.org/10.2118/139199-MS>
- Cordoba, J. H. P., Sanchez, E. D. G., Vertel, J. J. M., & Navarro, S. F. M. (2020). Surface Facilities Development for Steam Flue Gas Injection in a Colombian Heavy Oil Reservoir. *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference Proceedings*. <https://doi.org/10.2118/199103-MS>
- Li, S., Li, Z., & Sun, X. (2017). Effect of flue gas and n-hexane on heavy oil properties in steam flooding process. *Fuel*, 187, 84–93. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2016.09.050>
- Li, S., Wang, Z., Han, R., Wang, L., & Hu, Z. (2020). Experimental Study on the Cyclic Steam Stimulation Assisted by Flue Gas Under Shallow Heavy-Oil Reservoir Conditions: Optimization of the Steam-Flue Gas Ratio. *Frontiers in Energy Research*, 8. <https://doi.org/10.3389/fenrg.2020.599370>
- Li, S., Yu, T., Li, Z., & Zhang, K. (2019). Experimental investigation of nitrogen-assisted SAGD in heavy-oil reservoirs: A two-dimensional visual analysis. *Fuel*, 257. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2019.116013>
- Perez, R., Garcia, H., Manrique, E., Rodriguez, H., Mehta, S., Moore, R. G., Ursenbach, M., & Sequera-Dalton, B. (2020). *SPE-201564-MS Experimental Performance of Steam-Based Hybrid Technologies to Improve Energy Efficiency in a Colombian Heavy Oil Reservoir*.
- Trigos, E. M., Gonzales, A. R., Pinilla, J. M., Munoz, S. M., & Mercado, D. P. (2010). Feasibility Study of Applying Steamflooding in a Reservoir with High Shale/Sand: Teca Field. *Society of Petroleum Engineers - Trinidad and Tobago Energy Resources Conference 2010, SPE TT 2010, 1*, 414–426. <https://doi.org/10.2118/132775-MS>
- Trigos, E. M., Lozano, M. E., Energy, M., & Jimenez, ; A. M. (2018). *SPE-190173-MS Cyclic Steam Stimulation Enhanced with Nitrogen*.
- Wu, Z., Liu, H., & Wang, X. (2018). 3D Experimental Investigation on Enhanced Oil Recovery by Flue Gas Coupled with Steam in Thick Oil Reservoirs. *Energy and Fuels*, 32(1). <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.7b03081>
- Bagci, A. S. and Gumrah, F. (2004) ‘Effects of CO₂ and CH₄ addition to steam on recovery of west kozluca heavy oil’, Paper SPE 86953. doi: 10.2118/86953-MS.
- Pang, Z. et al. (2018) ‘The experimental analysis of the role of flue gas injection for horizontal well steam flooding’, *Journal of Energy Resources Technology*, 140(10). doi: 10.1115/1.4039870.