



REVISIÓN ACERCA DE LA INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR CON GASES EXPULSADOS DEL GENERADOR: ALTERNATIVA ECONÓMICO-AMBIENTAL.

Keyner Steven Núñez, keynersteven@hotmail.com; María Isabel Sandoval Martínez, mariaisabelita.15@gmail.com; Samuel Fernando Muñoz Navarro, samuel@uis.edu.co;
Adan Yovani León Bermúdez, adanleon@uis.edu.co

Grupo de Investigación de Recobro Mejorado de la Universidad Industrial de Santander.

Palabras claves

Flue Gas, Vapor, Crudos pesados, Cíclica, CSI (Cyclic Steam Injection), Esquemas de Inyección.

Resumen

Los crudos pesados representan el principal enfoque de explotación y producción en la Industria de los hidrocarburos debido a la escasez de los crudos medianos y livianos. Este tipo de crudo presenta dificultades técnicas y económicas en producción debido a su elevada viscosidad y baja movilidad. Los métodos térmicos, así como la inyección cíclica de vapor, ofrecen una solución a la anterior problemática, mediante la disminución de la viscosidad y el mejoramiento de la movilidad en el medio poroso, a través de los mecanismos de transferencia de calor. El vapor necesario para este tipo de procesos es obtenido en un proceso de combustión en generadores de vapor, ubicados comúnmente en superficie. Para el proceso de combustión es usado como combustible, el gas natural, y como comburente, el aire. De esta reacción se obtienen como productos gases de combustión (flue gas), compuestos principalmente por dióxido de carbono y nitrógeno. Estos gases son dispuestos a la atmósfera, lo cual ha causado preocupación a nivel ambiental y se está trabajando actualmente en una solución. Una de las posibles soluciones ha sido almacenarlo en formaciones o usarlo como un aditivo en procesos de recobro mejorado. En este trabajo se aborda un estudio de estado del arte acerca de un método alternativo de la inyección cíclica de vapor, donde se plantea la inyección del gas fluyente del generador con el vapor debido a: bajo costo de recolección del Flue gas, disminución del impacto ambiental y disminución del costo del proceso. El método de inyección vapor/flue gas permite tres escenarios: co-inyección, preinyección y post-inyección del flue gas con respecto al vapor. En el presente artículo se muestran las diferencias técnicas y económicas de cada escenario: Factor de recobro, cambio en la viscosidad del crudo, inyectividad de los fluidos, Saturaciones residuales, composición del fluido producido, vapor necesario y daño a la formación en cada escenario. El artículo permite ver que de los tres escenarios la co-inyección de vapor/flue gas tiene mejor resultado técnico y económico debido a la interacción directa de los fluidos desde superficie: el cierre de zonas preferenciales de flujo por parte del nitrógeno en yacimiento y la transferencia másica y energética por parte del dióxido de carbono y el vapor, respectivamente. Sin embargo, los tres escenarios tienen mejor resultado con respecto al método sencillo de inyección de vapor.

Abstract

Heavy oil is the focus of exploitation and production in hydrocarbon industry due to the shortage of light and medium crude oils. This type of oil has been technical difficulties in production due to high viscosity, low mobility and therefore high operating costs. The method of thermal recovery: cyclic steam injection is a response to provide conditions of viscosity and mobility for energetic transfer of steam to oil. On surface, is used a steam generator that take the fuel to reach the evaporation

temperature of water and produce the steam with the highest necessary quality, expulses flue gases composed mainly of carbon dioxide and nitrogen, that are normally disposed to the atmosphere. This work deals a review study about an alternative method of cyclic steam injection, where the injection of the flue gas of the generator with Steam due to: low collection's cost of combustion gas, decrease environmental impact and decrease process' cost. The method of inject steam/flue gas allows three schemes: pre-injection, co-injection and post-injection of flue gas with respect to steam. In this paper are shown technical and economic differences of each part of the process: recovery factor, changes in oil viscosity, injectivity and saturation of fluids, produced composition of fluids, quantity of necessary steam and formation's damage in every scheme. Paper shown that co-injection steam/flue gas has best technical and economic result due to direct interaction between fluids since surface, closure of preferential flow zones by nitrogen, while carbon dioxide and steam have a mass and energetic transfer to the oil. However, three schemes have better results with respect that just cyclic steam injection method.

Introducción

Los crudos pesados se caracterizan por tener baja movilidad a condiciones de yacimiento y un bajo factor de recobro por producción primaria. El método de Inyección de vapor es conocido mundialmente como uno de los mejores procesos de recobro existente y una técnica aplicable en ciertas condiciones de yacimiento, generalmente en yacimientos poco profundos, con baja presión inicial y con una relación gas-petróleo disuelta muy pequeña o inexistente según Benavidez & Pinilla (2017). El método se realiza por medio de ciclos de inyección consecutivos los cuales tienen paulatinamente menor producción y mayor daño en el yacimiento que el ciclo anterior, lo que se convierte en problemas económicos y técnicos y que lleva a los investigadores a evaluar nuevas alternativas de inyección en este método. En este trabajo se aborda un estudio del estado del arte sobre una alternativa que considera tomar los gases de combustión del generador de vapor e inyectarlos en la zona de interés en el yacimiento por el mismo pozo que se inyecta el vapor, considerando tres escenarios: Inyectar el flue gas antes de inyectar el vapor, proceso llamado Preinyección. En simultáneo con el vapor, proceso llamado co-inyección. Después de inyectar el vapor, proceso llamado post-inyección. En este trabajo, se presenta una revisión de estudios de laboratorio enfocados a los distintos escenarios de la inyección de vapor y flue gas: co-inyección, pre-inyección y post-inyección y como difieren ambiental, técnica y económicamente. Por ejemplo, Balog and Redford (1982) estudiaron el efecto que tiene la concentración de dióxido de carbono sobre el factor de recobro, Nasr *et al.*, (1987) también estudiaron el efecto de la concentración de dióxido de carbono, pero también de nitrógeno y de flue gas, además de estudiar el diseño experimental para controlar adecuadamente los tiempos de inyección, remojo y producción por medio de la presión del sistema. Metwally (1990) realiza una comparación entre la co-inyección y pre-inyección y la cantidad de fluido producido que obtiene en laboratorio por cada una de ellas. Wei *et al.*, (2017) contrastan los resultados de laboratorio por medio de simulación en un proceso de post-inyección donde explican la transferencia másica debido a la solubilidad del dióxido de carbono en el aceite. Finalmente, Wang *et al.*, (2017) enfocó su estudio en las propiedades de los fluidos producidos para concluir que estaba ocurriendo en el núcleo por medio del proceso de post-inyección.

Inyección cíclica de vapor

El método de inyección de vapor tiene su inicio cuando Schaller & Bjornsson (1923) estudia la posible inyección de un fluido caliente. En 1934 se tiene el primer reporte de un campo en Texas, Estados Unidos con un proyecto de 235 días a una profundidad de 380 ft el cual genera un incremento de ocho veces la producción de crudo según Wegis (2001). Rápidamente se presenta un crecimiento científico y experimental del tema, aumentando el bajo 5% de factor de recobro que tenía un yacimiento antes de la aparición de la técnica según Green (1998). En 1952 en California se retoman los pilotos de inyección de vapor y es en 1959 que según Hernandez (2009), a causa de un cierre inesperado durante la aplicación del método continuo se da origen a la Inyección Cíclica de vapor (ICV), debido a que

unos días después en la reapertura produjo más de diez veces la tasa normal según Treboolle *et al.*, (1993). Según Robertson La ICV es la inyección de calor en forma de vapor en la formación durante días o semanas, seguido del cierre del pozo por varios días y finalmente la producción de aceite caliente por el mismo pozo. En 1974 se determinan los rangos en las propiedades de la roca que podían ser alteradas por la temperatura como: Porosidad, permeabilidad, resistividad eléctrica y presión capilar y como estos cambios son de gran importancia para el éxito del proceso. En 1978 muchos campos de ICV presentan dificultades debido al incremento exponencial del corte de agua y posterior a ello, se da inicio al estudio en los casos particulares a nivel mundial, incluyendo la inyección de geles, espumas, surfactantes, pozos horizontales, yacimientos de bitumen, según Prats (1978).

En la etapa de inyección el vapor húmedo es inyectado a la formación durante días o semanas con una temperatura que varía entre los 200° y 300° C según Alikhalov & Dindoruk (2011). La inyección puede ser convencional, por espacio anular o selectiva Botton & Pacheco (2007). El tiempo de inyección depende de la viscosidad del crudo, de la estratificación de la formación, espesor de las arenas, calidad y cantidad de vapor. Dicho vapor debe ser inyectado a altas tasas para alcanzar altas presiones y evitar pérdidas de calor en tubería, pero se debe evitar el alcance de la presión de fractura y por ello la zona en donde se va a realizar la inyección debe ser homogénea y conocida Morales & Patiño (2015). La etapa del Remojo es el periodo de cierre de pozo durante algunos días, para que se dé el proceso de transferencia de calor desde el vapor hacia el yacimiento, exista una disminución de la viscosidad, aumente la movilidad de los fluidos y se estabilice la presión del yacimiento según Cuy (2013). Este tiempo depende de la presión y temperatura de yacimiento, espesor de la formación, viscosidad del aceite, propiedades térmicas de capas adyacentes, cantidad y calidad del vapor. El tiempo debe ser el apropiado para que se dé suficiente transferencia de calor a la zona de interés, y que controle las pérdidas por zonas adyacentes por canalización del vapor y la condensación excesiva Adams & Kahn (1969). Existen yacimientos, donde se decide eliminar esta fase, para aprovechar la alta presión que posee el yacimiento antes de aplicar el método de recobro Alí (1970). Finalmente, la etapa de producción inicia al abrir el pozo. Una fracción de vapor se condensa cerca a la cara del pozo productor y el corte de agua en los tiempos tempranos está en decremento, contrario a lo que ocurre con el aceite. Esta respuesta al estímulo depende de: viscosidad del aceite, permeabilidad de la roca, radio de calentamiento, Presión inicial de yacimiento y pérdidas de calor Rodríguez *et al* (2008). El ciclo se cierra cuando la producción de petróleo después del estímulo decae por debajo de la producción inicial antes del estímulo. También el límite económico juega un papel importante para determinar el periodo de producción Isaza & Martínez (2015).

Existen diferentes parámetros que afectan la aplicación del método. El primero es la calidad del vapor debido a: los estratos adyacentes a la zona de interés (son problemas cuando son litologías ladronas de calor), la profundidad del yacimiento, el espesor de la formación, formación de bancos. También los parámetros de operación: número de ciclos de acuerdo con la relación RVA mencionado por Botton & Pacheco (2007), la distancia entre pozos cercanos del mismo campo puede alterar de forma negativa o positiva la producción por la movilización del vapor donde Alí (2006) recomienda que el espacio sea menor de 5 acres la tasa de inyección de vapor que permite maximizar el radio de calentamiento, la cantidad de vapor inyectado, controlar presiones de fractura Morales & Patiño (2015), pero que puede generar mayores pérdidas de calor y mayores esfuerzos térmicos en el casing por Boberg (1998). También algunos otros parámetros de yacimiento como la presión en sitio tienen relación directa con la viabilidad económica del proyecto, el daño a la formación incremental con el tiempo, la viscosidad del aceite en crudo pesado y extrapesados, la saturación de aceite y la relación Agua-aceite WOR para evitar el robo de calor por parte del agua, y finalmente la relación Gas-aceite GOR para no afectar la presión parcial del vapor.

Este proceso también implica algunos problemas operacionales, los más importantes y comunes son: la producción excesiva de arena junto a la producción de aceite y ocurre en yacimientos poco someros y consolidados disminuyendo la producción y desgastando los equipos. La baja inyectividad que depende de la permeabilidad y porosidad de yacimiento, y es inversamente proporcional a la viscosidad de los fluidos. Las fallas mecánicas se dan por pérdida de resistencia del cemento que se somete a altas temperaturas, se genera el efecto buckling o de pandeo y el colapso de la tubería. Otras fallas comunes son emulsiones, depositación de escamas y la depositación de asfaltenos que se genera por el incremento de la temperatura que desestabiliza los y forman películas aceitosas disminuyendo la permeabilidad según Ramey (1967). En la Figura 1 se muestra la frecuencia con la que han ocurrido los problemas operacionales mas comunes en los principales campos del mundo por Roa *et al* (2007).



Fig 1 - Frecuencia de los problemas operacionales de la Inyección cíclica de Vapor, Roa *et al* (2007)

INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR EN COLOMBIA

La Industria de los Hidrocarburos en Colombia cuenta con 1958 MMSTB de reservas probadas para los próximos 6,2 años de producción de crudo y 9,8 años de producción de gas; cuenta con una producción diaria promedio de 865 MBPD según la Agencia Nacional de Hidrocarburos de Colombia en el 2019. la aplicación de la ICV se destaca especialmente en la cuenca del valle medio del Magdalena, ya que esta cuenta con yacimientos pocos profundos, de bajo riesgo geológico, con cercanía a la refinería de Barrancabermeja y con espaciamiento corto según Muñoz *et al* (2009).

En esta cuenca se destaca el campo Teca, famoso en 1989 porque inició un ciclo piloto de inyección cíclica de vapor alcanzando picos de producción de 18 KBPD. Solo hasta 1999 se retomó la inyección cíclica de vapor por la compañía Omimex, alcanzando picos de 22 KBPD en 294 pozos productores según Trigos *et al* (2010). Otro campo en esta cuenca es Nare, el cual es operado por Mansarovar Energy Ltda, actualmente. Produce desde 1984 un crudo pesado de 12.5 °API. Inició su proceso de estimulación en el año 1990. En la actualidad Nare no cuenta con grandes avances en este método según Castro *et al* (2010). Girasol está localizado en el Bloque Nare B con crudo entre 11 y 13° API.

La producción por medio de la inyección cíclica de vapor inicia en el 2008, y es maximizada por medio de pozos horizontales, después de algunos proyectos piloto según Cuadros *et al.*, (2010).

Moriche es un campo operado por Mansarovar Energy Colombia Ltda, inició su proceso de estimulación en el 2009, aplicando las experiencias conocidas de los demás campos, pero con problemas críticos como la baja inyectividad del vapor, rápida presurización del pozo, baja calidad del vapor, daño a la formación en perforación, entre otros según Higuera *et al* (2012). El campo Jazmín Descubierto en 1982 por Texaco, pero ahora operado por Mansarovar Energy, ubicado en Puerto Boyacá e inició su producción en 2002, y a finales del mismo año, inicia la inyección cíclica de vapor, proceso que se encuentra vigente a la actualidad. En la Cuenca de los llanos Orientales están los campos Rubiales, Quifa y Caño sur con profundidades ideales para la inyección de vapor, pero tienen un alto corte de agua, lo que hace ineficiente el método. Los campos como Castilla Apiay, Chichimene tienen una profundidad muy grande donde ya el vapor no tiene efecto por las pérdidas de calor Higalco *et al* (2013). En la cuenca del Caguán-Putumayo se encuentran las fases piloto para la inyección de vapor en especial el campo Capella que inició un piloto de ICV entre 2010 a 2015 de acuerdo a Valbuena *et al* (2014).

Con la tecnología actual y los valores de OOIP en los campos anteriormente mencionados, se puede obtener el 65% de las reservas que se tienen hasta el día de hoy, esto indica que Colombia tendría 3 años más de reservas probadas establecido por Higalco *et al* (2013).

Flue gas y la inyección de vapor

Existen dos razones para contemplar el uso de la técnica de recobro mejorado Vapor-Flue gas:

- El gas liberado a la salida del generador de vapor también llamado flue gas o gas fluyente tiene una composición de 84.4% de Nitrógeno (N_2) y un 15.6% de Dióxido de Carbono (CO_2) según Dong & Huang (2002). Este gas fluyente es normalmente enviado a la tea donde es quemado y dispuesto a la atmósfera debido a que no tienen ningún uso técnico ni rentable.
- En el paso de los ciclos y el incremento de los volúmenes porosos inyectados los problemas que se incrementan en el yacimiento por causa de la ICV: altas pérdidas de calor, condensación excesiva del vapor, problemas ambientales, desgaste en el pozo por cambios drásticos de la temperatura, entre otros que permiten contemplar nuevos procesos híbridos derivados de la ICV.

A partir de esto, se contempla evaluar los impactos, mecanismos de recuperación y características que los gases fluyentes pueden tener en la interacción roca-fluido con el yacimiento y la interacción fluido - fluido con el hidrocarburo y el vapor.

Una inyección de vapor y flue gas se puede realizar en diferente orden de acuerdo a las características de yacimiento y necesidades operacionales, y por ello a continuación se exponen los tres escenarios para la inyección cíclica de vapor con flue gas:

CO-INYECCIÓN DEL FLUE GAS AL VAPOR

Es la inyección simultánea del vapor y del flue gas recolectado de la salida de los gases del generador de vapor, a un yacimiento. En el yacimiento ya no se espera solo una disminución de la viscosidad por transferencia energética de calor, sino que ahora la presencia del flue gas genera una transferencia másica por medio del CO_2 al crudo, hinchándolo y disminuyendo su viscosidad.

PRE-INYECCIÓN DEL FLUE GAS AL VAPOR

Consiste en la inyección temprana del flue gas del generador de vapor, antes de cada ciclo de inyección de vapor, con el objetivo de taponar caminos preferenciales del vapor a zonas adyacentes sin interés, incremento de la presión y de la eficiencia de barrido posterior.

POST-INYECCIÓN DEL FLUE GAS AL VAPOR

Es el proceso de inyectar flue gas después de cada ciclo de inyección de vapor, con el fin de incrementar los métodos de recuperación y disminuir la caída de la presión durante la producción.

Estudios experimentales de flue gas y vapor

La tabla #1 muestra los estudios de laboratorio en los que se han realizado diseños experimentales enfocados en estudiar la inyección de vapor en conjunto con el Flue gas. En esta revisión se clasifica los trabajos que aplican inyección cíclica o inyección continua de vapor; en el tipo de gas que usan: Dióxido de Carbono (CO₂), Nitrógeno (N₂), o Flue Gas; en el esquema de Inyección que utilizan Pre: Pre-inyección, Co: Co-inyección y Post: Post-inyección; en la aplicación a Lab: modelos físicos de laboratorio o Sim Numérica: Modelos Numéricos desarrollados en softwares de simulación; y en el efecto en el FR: Como influyen el factor de recobro mejorado de manera +: Positiva y -: Negativa. En la Tabla se puede evidenciar que existen numerosas investigaciones aplicando dióxido de carbono y flue gas, utilizando el esquema de co-inyección, que muy pocos estudios se corroboran con simulación numérica, y que más del 90% de estos estudios tienen un impacto positivo sobre el factor de recobro y puede representar una disminución en la cantidad de vapor necesaria para alcanzar el mismo factor de recobro.

Tabla 1 – Estudios de Laboratorio en Inyección de Vapor y Flue Gas												
Autores	Tipo de inyección		Tipo de gas			Esquema Inyección			Aplicación		Efecto en el FR	
	Conti-nua	Cícl ica	CO ₂	N ₂	Flue gas	pre	co	post	Lab.	Sim. Numérica	+	-
Redford (1982)		X	X				X		X		X	
Ali (1982)		X	X	X	X		X		X	X	X	
Harding et al (1982)	X		X		X	X	X		X		X	
Nasr et al (1987)	X	X	X	X	X		X		X		X	
Frauenfeld et al (1988)		X	X				X		X		X	X
Hornbrook et al. (1989)	X		X				X		X		X	
Metwally (1990)		X	X			X	X		X			X
Zhong et al (2010)	X		X	X	X		X		X	X	X	

Trevisan et al (2013)	X				X		X		X		X	
Zhong et al (2013)		X			X		X		X	X	X	
Mohsenzadeh et al (2016)	X		X	X	X		X		X		X	
Wu et al (2017)	X				X		X		X		X	
Wang et al (2017)	X				X		X		X		X	
Wei et al (2017)		X	X	X				X	X	X	X	
Wang et al. 2015	X			X			X		X		X	
Pang et al. (2018)	X				X		X		X		X	

Teniendo en cuenta estos estudios, se muestran a continuación los estudios mas relevantes, que permiten tener una visión global del esquema utilizado en laboratorio, la metodología de las pruebas y el análisis de los resultados:

Balog & Redford (1982)

Realizó 63 experimentos para evaluar el desempeño de la co-inyección de vapor-flue gas, vapor-CO₂ y vapor-N₂; además de metano, etano y/o nafta como procesos de recobro mejorado en yacimientos de hidrocarburos. Estos trabajos se enfocaron en las arenas bituminosas de Canadá con viscosidades y saturaciones altas de bitumen y baja inyektividad. Redford utilizó un modelo físico de 45 cm, con dos tubos; inyector y productor para simular distintos ciclos, presencia de arenas porosas con muestras reales saturadas con bitumen, la presencia de sellos en el tope y la base de la estructura. El estudio tuvo un enfoque de evaluación del dióxido de carbono en relación con el vapor inyectado. Los resultados mostrados en la Figura 2 muestran que el factor de recobro es más favorable con una concentración de dióxido de carbono de 2.8% molar con respecto a otras concentraciones superior de 5.4% molar e inferior de 1.71%, dado que si la concentración era menor a 2.8% molar CO₂/vapor el gas neto disponible sería reducido durante la depleción del yacimiento, y si era mayor a 2.8% molar CO₂/vapor se daba una reducción de la transferencia de calor debido al incremento de la permeabilidad relativa al gas.

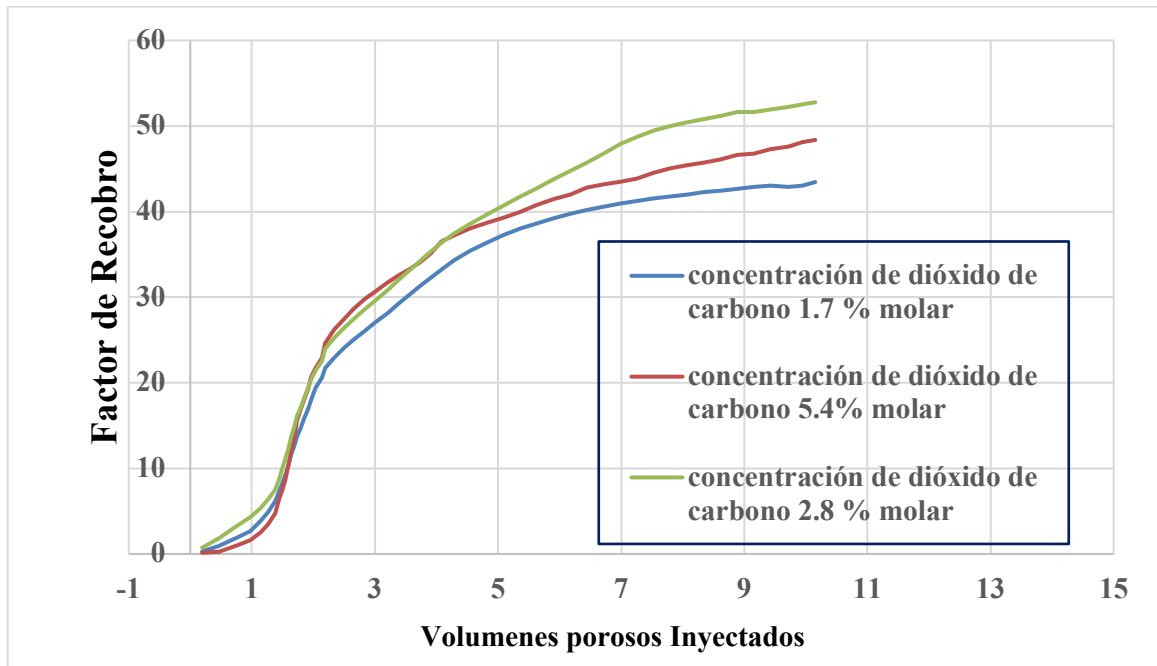


Fig 2 - *Diferentes concentraciones de la co-inyección de dióxido de carbono y vapor, Redford (1982).*

Balog & Redford afirmaron que 1. el Nitrógeno no incrementa la presión de yacimiento, pero incrementa el empuje por gases, disminuye la canalización del vapor y disminuye la permeabilidad relativa del vapor, 2. Que el Flue gas mejora la eficiencia del proceso en menor medida que la inyección de CO_2 y 3. Que concentraciones superiores de 5.5% molar CO_2 /vapor y de 20.8% molar N_2 /vapor tiene resultados negativos debido a los gases no condensables.

Nasr et al (1987)

Desarrolló un análisis experimental en laboratorio para un campo en Canadá, donde evaluó nuevos parámetros en co-Inyección vapor y flue gas. Nasr empleó un simulador de 45 cm, con dos tubos para inyección y producción, aunque simulaba el proceso cíclico que tiene un solo pozo inyector-productor, quería garantizar la limpieza de la tubería en los ciclos y el control del diferencial de presión. El estudio controló los tiempos de las etapas de los ciclos como se muestra en la figura 3, se reforzó el control de los tiempos en cada una de las etapas por medio de la válvula de inyección que fue abierta hasta que la presión alcanza un máximo de 3,5 MPa. La etapa de remojo era dependiente de la capacidad calorífica del vapor, pero en el estudio se omitió esta etapa. En la etapa final la válvula de producción era cerrada cuando la presión era igual a la presión inicial del proceso. Los primeros ciclos eran más rápidos que los ciclos tardíos debido a que en el principio del proceso la producción de aceite era más rápida porque el aceite se encontraba en las zonas cercanas al pozo, lo contrario ocurría después de las ocho horas cuando la zona a barrer era más lejana y por consiguiente los ciclos eran más lentos.

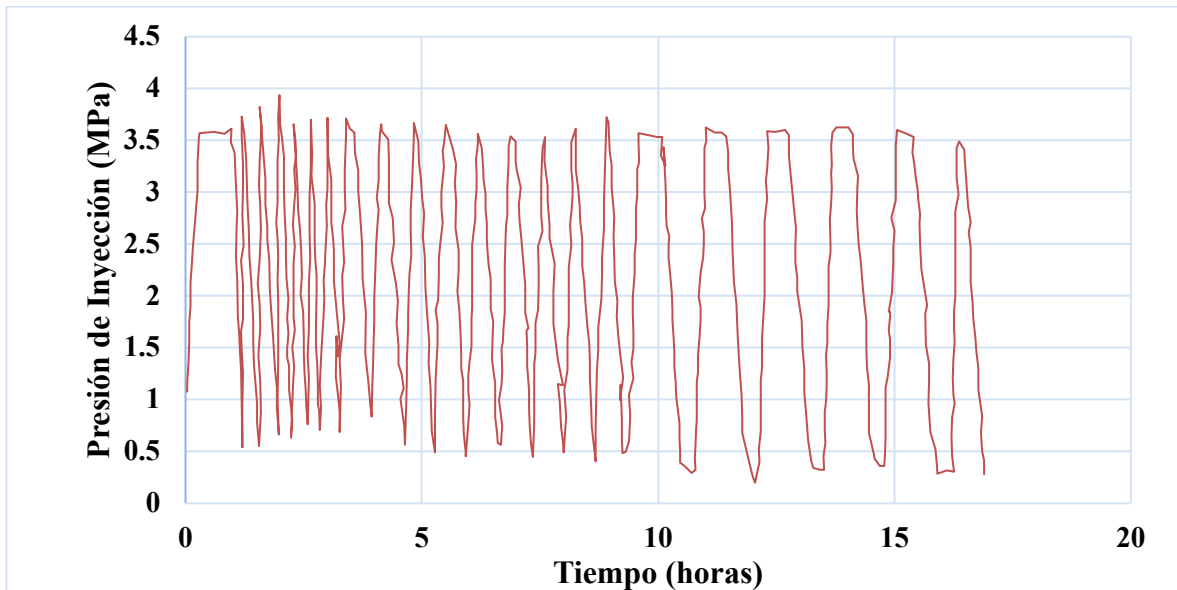


Fig 3 - Control del tiempo de los ciclos por medio de la presión en la experimentación de la Co-inyección cíclica de vapor y Flue gas, Nasr et al., (1987)

La menor conectividad entre los dos pozos fue la de mejor resultado, ya que permite que los fluidos inyectados no salgan directamente por el pozo productor, sino que se direccionen hacia la zona de interés. La menor caída de presión y de mejor resultado fue la presentada por vapor y flue gas, porque el flue gas permite mantener la presión del yacimiento por mayor tiempo. Los resultados experimentales obtenidos durante la prueba con diferentes composiciones de flue gas, nitrógeno y dióxido de carbono son presentados en la Figura 4, donde la co-inyección CO₂-vapor 2.8% molar a pesar de que no tuvo el mejor factor de recobro al inyectar 1 volumen poroso, obtiene el mejor porcentaje del factor de recobro al finalizar la prueba con la relación gas-petróleo más baja de las pruebas. Finalmente, el autor destaca que todos los resultados de las pruebas son aceptables con relación al resultado de la inyección de vapor sin gases.

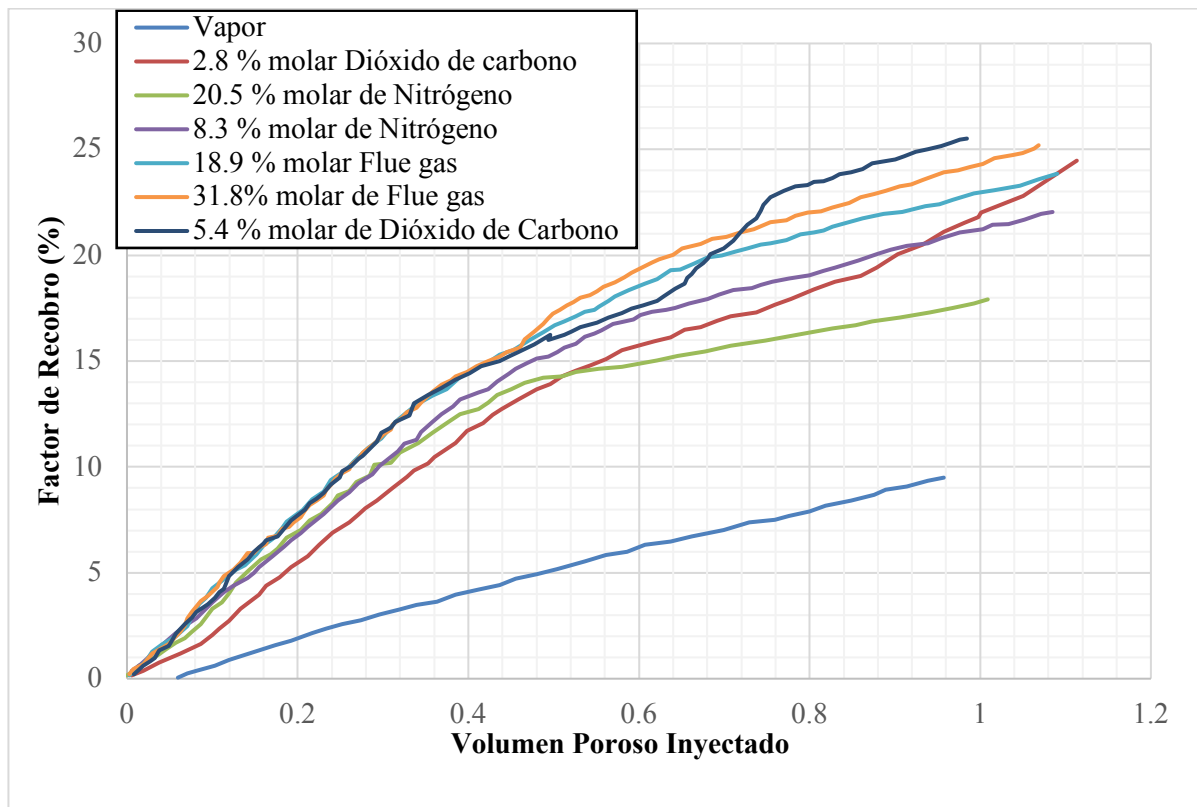


Fig 4 - Resultados experimentales en la inyección cíclica a diferentes concentraciones y con diferentes componentes, Nasr et al 1987.

Los mecanismos de producción en la inyección de vapor fueron: el calentamiento conductivo y el desplazamiento del aceite por medio de la reducción de la viscosidad por transferencia de calor. En el flue gas, los mecanismos son la reducción de la viscosidad por el dióxido de carbono, incremento del gradiente de presión en la zona de interés, eficiencia de barrido del bitumen y aparición de una capa de gas cerca a la cara de pozo inyector incrementando así la producción de bitumen. También debido a la alta solubilidad del CO_2 con los fluidos del yacimiento, se redujo la temperatura del punto de burbuja de la mezcla de agua-bitumen- CO_2 , que permite una condensación a temperatura más baja, y por ende un aumento en las fuerzas de desplazamiento de cizalla porque el fluido se condensa cerca del pozo productor. Por el nitrógeno, se da un incremento en el gradiente de presión de formación, y se genera una gran capa de gas en el pozo inyector. La alta solubilidad de los gases inyectados es muy favorable para eficiencia de barrido. En la composición final de los gases fluyentes producidos se ve un cambio 85-10 de nitrógeno-dióxido de carbono a 55-45, debido a que parte del nitrógeno forma una capa en el yacimiento. En los perfiles de temperatura y saturación residual se obtienen los mejores resultados con la co-inyección vapor- CO_2 debido a que no hay presencia de nitrógeno, que obstruye la transferencia de calor del vapor completa.

Metwally (1990)

Estudió la pre-inyección y co-inyección de flue gas-vapor en laboratorio, representado un yacimiento de aceite pesado con 8 núcleos de la formación. El equipo contaba con un porta-núcleos con muestra real, un generador de vapor en forma de espiral y un sistema de control para las velocidades de inyección y depleción. La velocidad de inyección del vapor era 0.5 ml/min, misma velocidad con la que luego era inyectado el flue gas. La primera conclusión observada fue que la inyectividad en la preinyección en las zonas cercanas y medias del pozo era ligeramente mayor que la co-inyección, debido a que el flue gas al ser inyectado y por su mayor permeabilidad relativa, tapa las zonas preferenciales de flujo y le permite a parte del vapor entrar al yacimiento y evitar desvíos, valor para tener en cuenta en el análisis económico. El fluido total producido con el paso del tiempo en el laboratorio resume la eficiencia de cada proceso como lo muestra la Figura 5. La co-inyección de vapor y dióxido de carbono es la técnica que mayor fluido produce al transcurrir más de 150 minutos. Si el experimento es escalado a un yacimiento real, la técnica de co-inyección tiene mejores resultados en periodos largos de producción, mientras en los primeros días de producción, la técnica de preinyección tiene mejores resultados.

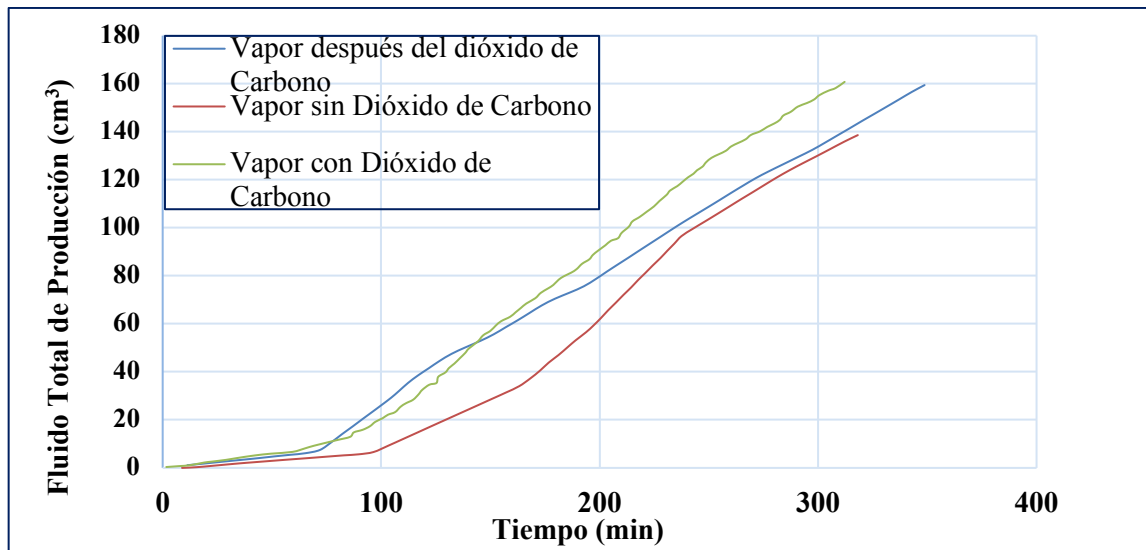


Fig 5 - Fluido total producido en cada proceso con respecto al tiempo, Metwally 1990

La caída de presión en el escenario de preinyección fue más baja por la creación de canales saturados de dióxido de carbono, pero la adición del flue gas redujo la velocidad de producción de aceite en etapas tempranas, debido a la alta saturación de gas. La saturación de aceite residual aumentó cuando se empleó algo más aparte del vapor. Los núcleos disminuyeron considerablemente su consolidación porque los poros estaban bloqueados por finos, lo que evidencia un posible daño en yacimiento para los ciclos tardíos.

Wei et Al (2017)

Caso de estudio de la post-inyección del flue gas al vapor a escala de laboratorio enfocada en un campo en China, depletado naturalmente. Previo al proceso, realizan una descripción petrofísica, de comportamiento de fases, análisis SARA, análisis del núcleo y de la salmuera. Realizaron 15 pruebas. Este experimento realizado 15 veces estudiaba por medio de una celda de alta presión la relación de hinchamiento por la presión ejercida por el fluido inyectado. La idea principal del sistema fue llevar la salmuera a la muestra para elegir el volumen poroso y la permeabilidad de forma controlada. Después de ello se saturó de aceite desplazando a la salmuera, y se permite un proceso de depleción

natural hasta llegar a una presión específica. Allí se realiza el proceso de inyección de vapor y luego de ello el flue gas fue inyectado. Los datos son corroborados por una simulación numérica.

En los resultados obtenidos en este estudio, destaca la relación directa entre la solubilidad y el factor de hinchamiento, donde el dióxido de carbono tiene una elevada solubilidad en el yacimiento, lo que implica que el hidrocarburo tenga un hinchamiento debido al dióxido de carbono, mientras el factor de hinchamiento por nitrógeno es nulo. Debido a que el hidrocarburo se hincha, disminuye su viscosidad (adicionalmente a la disminución por calor) aumentando el factor de recobro, y también disminuyendo la cantidad de agua equivalente necesaria para el proceso. Durante la simulación numérica, en los procesos de post-inyección, el de mejor resultado fue la post-inyección de CO₂ por su capacidad de solubilidad en el aceite. Del N₂ se destaca su capacidad de formar un frente de difusión estable, permitiendo ciclos más extensos. La distribución de temperatura es mejor en el proceso de co-inyección que en el de post-inyección porque la interacción directa por ganar el vapor entre el flue gas y el aceite, lleva el flue gas a zonas profundas. La saturación residual varía levemente en todos los procesos. Finalmente, el autor concluye que el proceso tiene un radio máximo de 90 pies para ser eficiente.

Wang et al (2017)

Estudio realizado en laboratorio basado en el aceite de un campo en China, para observar la reducción de la viscosidad, el hinchamiento del hidrocarburo, la disolución del gas, las interacciones gas/vapor/aceite, el calor que entrega el vapor y los cambios en la producción/inyección, buscando analizar los efectos e interacciones reales de utilizar los gases fluyentes sobre el aceite. Antes de realizar el experimento, realizan unas pruebas PVT, análisis SARA, con tal de conocer la disolución completa y correcta del gas, presión de saturación y factor volumétrico. La simulación empleó un montaje experimental con sistema de inyección, generador de vapor, entre otros. Después de ajustar la temperatura, permeabilidad absoluta y saturaciones adecuadas se inyecta vapor a una velocidad de 2ml/min hasta alcanzar el corte de agua producida de 98%. En los resultados obtenidos: el hinchamiento no ocurre a temperaturas muy altas debido a la relación de solución gas/aceite. La producción de aceite es más rápida cuando se asiste el proceso con gas. Cuando la inyección es superior a 1 volumen poroso se puede apreciar la eficiencia del gas con el vapor. En el fluido producido se aprecian cambios en la composición del producido con respecto al inyectado. Hay presencia de componentes hidrocarburos que se desprenden en producción, el dióxido de carbono se solubiliza en el aceite y se produce $\frac{1}{4}$ del gas con el aceite, mientras el nitrógeno no lo hace como se observa en la Figura 7. Se le atribuye al efecto sinérgico entre el flue gas y el calor llevando el calor a zonas profundas, minimizando las pérdidas de calor y calentando homogéneamente todas las zonas para que el gas sea conducido más fácilmente y pueda reemplazar una porción del vapor. Finalmente, la solubilidad del flue gas en aceites pesados incrementa con la presión y decrece con la temperatura, añadiendo mecanismos de recuperación a los obtenidos con el vapor. Cuando el flue gas asiste al vapor se obtienen mejores resultados por medio del efecto sinérgico.

Conclusiones

- *Los diferentes escenarios de la técnica de inyección de vapor: Co-inyección, Preinyección y Post-inyección del Flue-gas con respecto al Vapor logran minimizar costos de aplicación del proceso porque reemplazan un porcentaje del vapor necesario manteniendo el factor de recobro.*
- *La inyección cíclica de vapor y flue gas es una alternativa viable de recobro mejorado en Colombia por la presencia de crudos pesados, yacimientos poco profundos y heterogeneidades de yacimiento porque se genera transferencia energética por medio del*

vapor, transferencia másica por medio del dióxido de carbono y mantenimiento de presión por medio del nitrógeno.

- *En el escenario de co-inyección de vapor/dióxido de carbono es importante encontrar una concentración de dióxido de carbono óptima que permite tener mejores resultados de: factor de recobro, perfiles finales de temperatura, eficiencia de barrido y saturaciones de aceite residual bajas sobre los resultados obtenidos por diferentes concentraciones de dióxido de carbono, u otro escenario de co-inyección de vapor/nitrógeno.*
- *La Preinyección de Flue-gas al vapor permite mantener la presión del yacimiento durante la producción porque el dióxido de carbono y el nitrógeno generan canales saturados que mantienen el calor generado por el vapor en las zonas de interés e incrementan la inyectividad del fluido en el yacimiento.*
- *La mayor cantidad de investigaciones aplican dióxido de carbono y/o flue gas, utilizan el esquema de co-inyección, muy pocos estudios se corroboran con simulación numérica y más del 90% de estos estudios tienen un impacto positivo sobre el factor de recobro*
- *Los resultados de preinyección y post-inyección del Flue gas en el vapor difieren en cada estudio porque las condiciones de roca, fluidos e interacciones roca-fluido y fluido-fluido permiten pequeñas variaciones y requieren de mucha precisión en laboratorio.*

Referencias

- Adams R, Kahn A., 1969, "Cyclic Steam Injection Project Performance Analysis and some Results of a continuous Steam displacement Pilot", J. Pet. Tech.
- Ali F., 1970, "Oil Recovery by steam injection", Producers publishing Company, INC. Bradford. Pennsylvania, 1970.
- Ali F., 1982, "Steam Injection Theories -A Unified Approach", presented at the SPE California Regional Meeting in 1982.
- Ali F., 2006, "Practical Heavy Oil Recovery", Book in Chapter 7.
- Alikhalov K., Dindoruk B., 2011, "Conversion of Cyclic Steam Injection to Continuous Steam Injection", Paper presented at tge SPE International in Denver, Colorado, USA, 2011.
- Alvarado D., Bánzer C., 1998, "Libro Recuperación térmica del petróleo". CIED.
- Benavides L., Pinilla L., 2017, "Evaluación de la viabilidad técnica de la inyección de vapor en yacimientos de crudo pesado mediante un modelo analítico", Tesis de grado en la Universidad de América, Bogotá.
- Boberg T., 1998 "Thermal Method of Oil Recovery", Wiley pag 266-267.
- Boton L., Pacheco E., 2007 "Simulación numérica de la influencia de la Inyección cíclica de vapor previa a los procesos de inyección continua", Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, pág. 7.
- Castro R., Maya G., Mercado D., Trujillo M., Soto C., Perez H., Lobo A., Ordoñez A., Sandoval J., 2010, "Enhanced Oil Recovery (EOR) Status- Colombia", Paper presented at the SPE International Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference.
- Clark N., Roberts T., Lindner J., 1964, "Engine Exhaust Gas Boots Heavy Oil Recovery; Petroleum Eng", pag 43-47, 1964.
- Cuadros J. Ossa N., Cuadros G., Rojas E., 2010, "Horizontal Well Placement Optimization for Heavy Oil Production in Girasol Field", paper presented at the SPE International Trinidad and Tobago Energy Resources Conference.

- Cuy A., 2013, "*Incidencia de los parámetros operacionales y de yacimiento en el desempeño de los procesos de inyección de vapor*", Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga.
- Davison K., 1967, "*Inert Gas Boots Recovery from Heavy Oil Reservoirs*", World Oil, pag 98-105, 1967.
- Dong M., Huang S., 2002, "*Flue gas injection for heavy Oil Recovery*", Saskatchewan Research Council and University of Regina.
- Franfueld T., Ridley R., Nguyen D., 1988, "*The Effect of an Initial Gas Content on Thermal EOR as Applied to Oil Sands*", Paper presented at the JPT in 1988.
- Green D., Willhite G., 1998, "*Book: Enhanced Oil Recovery*", Richardson-Texas, Universidad de Kansas, Estados Unidos. Pag 310.
- Harding T., Ali F., Flock D., 1982, "*Steamflood performance in the presence of carbon dioxide and nitrogen*", University of Alberta JPT in 1982.
- Henandez B., 2009, "*Inyección de CO₂ después de procesos térmicos en yacimientos de crudos pesados y extrapesados de la faja petrolífera del Orinoco*", Tesis presentada en la Universidad de Zulia.
- Higalco C., Muñoz S., Oliveros L., Naranjo C., 2014, "*Technical and Financial Evaluation of a Process of Cyclic Steam Injection Using Horizontal Wells*", Paper presented at the SPE International Enhanced Oil Recovery in Malaysia.
- Higuera D., Pachano K., Sur S., Useche J. Serna A., 2012, "*Optimization of Cycling Steam Stimulation in highly Stratified Heavy oil Reservoir of Middle Magdalena Basin: Moriche Field*", Paper presented at the SPE International Oil and Gas India Conference and Exhibition.
- Hornbrook M., Dehghani K., Qadeer S., Ostermann R., Ogbe D., 1989, "*Effects of CO₂ Addition to Steam on Recovery of West Sak Crude Oil*", Presented at the SPE California Regional Meeting in 1989.
- Isaza L., Martinez M., 2015, "*Evaluación de alternativas para lograr una mejor distribución del vapor en procesos de inyección cíclica aplicado a un campo colombiano*". Tesis presentada en la Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga.
- Klins M., Ali F., 1981, "*Oil Production in shallow Reservoirs by carbon dioxide Injection*", Paper presented at the SPE International Eastern Regional Meeting.
- Mercado D., Muñoz S., Ordoñez A., 2009, "*Development of an Analytical Model for steamflood in Stratified Reservoirs of Heavy Oil*", publicado en Ciencia, Tecnología y Futuro.
- Metwally M., 1990, "*Effect of gaseous additives on steam processes for Lindbergh Field, Alberta*", Pncadian Petroleum Limited. Presented at the JCPT90 in 1990.
- Morales K., Patiño R., 2015, "*Evaluación técnica de la implementación de un proceso de inyección cíclica de vapor mejorado con solvente aplicado a un crudo colombiano*", Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, Pag 54.
- Mohsenzadeh A., Escrochi M., Afraz M., Ayatollahi S., Karimi G., Al-wahaibi Y., "*The effects of CO₂ concentration in flue gas for heavy oil recovery from fractured reservoirs during GOGD Process*."
- Nasr T., Prowse D., Franfueld T., 1987, "*The Use of flue gas with steam in bitumen recovery from oil sands*", Alberta Research Council, presented at the JCPT in 1982.
- Prats M., 1978), "*A Current Appraisal of Thermal Recovery*", presented at the Journal of Petroleum Technology. Volume 30, Number 8.
- Ramey H., 1967 "*A current review of oil recovery by steam injection*", Standford University California. USA.
- Redford D., 1982, "*The Use of solvents and gases with steam in the recovery of bitumen from oil sands*", Alberta Research Council in 1982.

- Redford D., McKay A., 1980, "*Hydrocarbon-steam processes for recovery of bitumen from oil sands*", Alberta Research Council.
- Roa D., Muñoz S., Barrios W., Mercado D., 2007, "*Problemas operacionales frecuentes durante procesos de inyección cíclica de vapor*", publicado en la Revista Fuentes, UIS. Bucaramanga. 2007
- Robertson E., 1998, "*Selection of Analytical Steam Stimulation Models Based on Common Reservoir Parameters*", Paper presented at the SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium in Tulsa, 1998.
- Rodriguez E., Barrios W., Santos N., 2008, "*Numerical Simulation for cyclic steam Injection to Santa Clara Field*" publicada en la revista CT&F Ciencia, Tecnología y Futuro, Vol3, Num4, 2008.
- Sanyal, S., Marsden, S., & Ramey, H., 1974, "*Effect of temperature on petrophysical properties of reservoir rocks*", presented at the SPE California Regional Meeting
- Schaller A., Bjornsson P., 1923 Nat. Petrol. News, 7.11.23, 53.
- Trebolle R., Chalop J., Colmenares R., 1993, "*The Orinoco heavy oil Belt Pilots and Development strategy*", paper presented at the International Thermal Operations Symposium held in Bakersfield. Pag 2.
- Trevisan O., Laboissiere P., Monte-Mor L., "*Laboratory Study on steam and flue gas co-injection for heavy oil recovery*", presented at the SPE Heavy Oil Conference-Canada in 2013.
- Trigos E., Gonzales A., Pinilla J., Muñoz S., Mercado D., 2010, "*Feasibility study of Applying Steamflooding in a reservoir with High Shale/Sand: Teca Field*", Paper presented at the SPE International Trinidad and Tobago Energy sources Conference.
- Valbuena O., Bernal M., Ramón J., Xiuxia T., 2014, "*First Extra Heavy-oil development in Caguán-Putumayo Basin, Colombia, Capella Field*", paper presented at the SPE International Heavy and Extra Heavy Oil Conference.
- Wang Z., Zhaomun L., Teng L., 2017, "*Research of Enhancing Heavy Oil Recovery Mechanism of Flue gas assisted Steam Flooding*". Presented at the Carbon Management Technology Conference in Houston, Texas. 2017.
- Wegis A., 2001, "*Multi-Zone Injection by imited-Entry Trough Tubing*", Presented at the SPE/EPA/DOE in San Antonio,Texas in 2001.
- Wei. B., Pang S., Pu W., Laiming L., 2017, "*Mechanisms of N2 and CO2 assisted Steam Huff-n-puff process in Enhancing Heavy Oil Recovery: A case study using experimental and numerical Simulation*", presented at the SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference SPE in 2017.
- Zhong L., Dong Z., Hou J., Li Y., Sun Y., Zhao L., Lu W., Qin F., "*Investigation on principles of Enhanced Offshore Heavy Oil Recovery by Coinjection of Steam with flue gas*", Presented at the SPE Enhanced Oil Recovery Conference in Malaysia, 2013.

Curriculum Vitae

- **Keyner Steven Núñez Méndez**
Estudiante de pregrado de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander Investigador del Grupo de Investigación de Recobro Mejorado, Integrante de la junta directiva de la Asociación Colombiana de Ingenieros de Petróleos capítulo UIS, Estudiante distinguido por mérito académico en el segundo semestre del 2018 en la Escuela de Petróleos de la Universidad, y Mérito deportivo en la selección deportiva Universitaria de Fútbol. Su enfoque de investigación es los métodos de recobro híbridos de la inyección de vapor como la adición de flue gas y la adición de catalizadores.
- **Maria Isabel Sandoval Martínez**
Graduada de Ingeniera de Petróleos en 2015 y Magister en Ingeniería de Hidrocarburos en 2018, ambos títulos en la Universidad Industrial de Santander, Colombia. Ella actualmente trabaja en el área de Investigación de el Grupo de Recobro Mejorado de la Universidad Industrial de Santander. Su enfoque de investigación incluye: Caracterización de fluidos con RMN, evaluación de diferentes métodos de recobro mejorado a través de tomografía computarizada. ORCID: 0000-0002-4540-0273.
- **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. ORCID: 0000-0003-2814-3807