

Comparación de la eficiencia energética entre un proceso de inyección cíclica de vapor convencional y con co-inyección cíclica de flue gas aplicado en la recuperación de petróleo pesado.

Alejandra María Alarcón Solana y Víctor Hugo Pulido Pérez

Trabajo de grado para optar el título de Ingenieros de Petróleos

Director

Hugo Alejandro García

MSc. en Ingeniería de Petróleos

Codirector

Jhon Jaider Amado León

Ingeniero de Petróleos

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Programa de Ingeniería de Petróleos

Bucaramanga

2023

Dedicatoria

Mi dedicatoria se dirige a Dios, por forjar mi camino y dirigirme por el sendero correcto.

Alejandra María Alarcón Solana

Dedicatoria

Dedico este proyecto a mi familia, mi papá Víctor Pulido y mi mamá Carmen Pérez que me han acompañado en mi proyecto de vida estando incondicionalmente para mí bajo todas las situaciones. Son excelentes personas con mucho amor en sus corazones y me han brindado las mejores oportunidades.

A mis dos hermanas Yisel y María que siempre han estado para mí brindándome mucho cariño y comprensión.

A mi novia Eliana que siempre me apoya en todas las cosas que hago y dándome mucho amor.

También amigos y personas que se han involucrado o han estado interesados en este proyecto.

Víctor Hugo Pulido Pérez

Agradecimientos

Los autores de este trabajo expresan agradecimientos:

Principalmente a Dios, por habernos dado la vida y permitirnos culminar esta etapa tan importante de nuestra vida profesional.

A nuestros padres y hermanos por su apoyo incondicional y la infinita paciencia.

A nuestro director Hugo Alejandro García por su apoyo y compromiso en el trayecto de esta etapa.

A nuestro codirector Jhon Jaider Amado León por sus aportes significativos.

En general a nuestros profesores que con su conocimiento y experiencia contribuyeron en estos últimos años.

A todas aquellas personas que de una u otra manera formaron parte de este logro.

A todos, gracias.

Contenido

	Pág.
Introducción	13
1. Objetivos	16
1.1 Objetivo general.....	16
1.2 Objetivos específicos	16
2. Marco teórico	17
2.1 Inyección cíclica de vapor	17
2.1.1 Etapa de inyección	19
2.1.2 Etapa de remojo	21
2.1.3 Etapa de producción.....	22
2.2 Parámetros de yacimientos y operación con influencia sobre el éxito de la tecnología	23
2.2.1 Profundidad.....	24
2.2.2 Espesor de la arena.....	25
2.2.3 Permeabilidad	25
2.2.4 Viscosidad.....	25
2.2.5 Tasa de inyección.....	26
2.3 Retos para la implementación de inyección cíclica de vapor	26
2.4 Generalidades de la inyección cíclica de vapor en conjunto con flue gas	27
2.5 Análisis de energías.....	28
2.5.1 La primera ley de la termodinámica	29
2.5.2 Segunda ley de la termodinámica	30

2.6 Fuentes de energía.....	30
2.6.1 Cadena de suministro de energía	30
2.7 Gas natural	31
2.8 Eficiencia energética.....	31
2.8.1 Clasificación de mejoras de la eficiencia energética	33
2.8.2 Eficiencia energética técnica y operativa.....	34
2.8.2.1 Ciclo de Planificación, Hacer, Verificación y Actuación (PHVA).....	34
2.8.3 Planificación	35
2.8.4 Revisión energética.....	36
2.8.5 Línea de base energética	36
2.8.6 Mejora del desempeño energético.....	37
3. Metodología	38
3.1 Descripción del modelo de simulación numérica	39
3.1.1 Selección del campo de estudio	40
3.1.2 Campos colombianos con inyección de vapor.....	40
3.1.3 Generalidades del campo de estudio seleccionado	41
3.1.4 Distribución de propiedades de arenas seleccionadas	42
3.2 Elaboración del modelo de simulación.....	43
3.2.1 Definición del enmallado y dimensiones del grid de simulación	45
3.2.2 Distribución de propiedades petrofísicas y térmicas del modelo.....	46
3.2.3 Modelo de fluidos	48
3.2.4 Interacción roca-fluido.....	51
3.2.5 Fenómeno de gas atrapado en medios porosos	53

3.2.6 Configuración de pozos y condiciones operacionales	54
3.2.7 Producción en frío.....	55
3.2.8 Modelo de inyección cíclica de vapor	57
4. Resultados.....	58
4.1 Eficiencia energética y captura de gas	60
4.2 Estimación de la eficiencia energética	61
4.2.1 Cálculo de la energía requerida.....	62
4.2.2 Cálculo de la energía producida.....	65
4.2.3 Cálculo del índice de la eficiencia energética en la inyección cíclica de vapor	67
4.3 Simulación numérica de la inyección cíclica de vapor asistida con flue gas.....	68
4.3.1 Cálculo del volumen inyectado de flue gas	69
4.4 Comparación de la eficiencia energética del escenario de inyección cíclica de vapor y la co- inyección cíclica de vapor con flue gas	72
4.5 Captura de gas por parte del modelo conceptual	74
4.6 Cálculo del consumo de combustible y emisión de gases	75
5. Conclusiones.....	76
6. Recomendaciones	77
Referencias bibliográficas.....	79

Lista de figuras

	Pág.
Figura 1. Estimulación cíclica de vapor.....	19
Figura 2. Relación entre la viscosidad y la temperatura de los petróleos pesados	21
Figura 3. Producción de petróleo vs tiempo en un proceso de inyección cíclica de vapor.....	23
Figura 4. Modelo de sistema de gestión de la energía para esta Norma Internacional.....	35
Figura 5. Diagrama de ven de la eficiencia energética y conservación.....	37
Figura 6. Metodología general para el desarrollo de la investigación.....	38
Figura 7. Vista 3D del modelo cartesiano.....	45
Figura 8. Vista superficial del modelo base de simulación.....	46
Figura 9. Vista lateral de la distribución de la porosidad en el modelo de simulación.....	47
Figura 10. Vista lateral de la distribución de la permeabilidad en el modelo de simulación.....	47
Figura 11. Comportamiento del factor volumétrico del aceite respecto a la presión.....	50
Figura 12. Comportamiento de la viscosidad del aceite respecto a la presión	50
Figura 13. Comportamiento de la viscosidad del aceite respecto a la temperatura	51
Figura 14. Vista areal del modelo base de simulación con un patrón de cinco puntos.....	55
Figura 15. Comportamiento de la tasa de producción y el factor de recobro de aceite para el modelo cartesiano bajo el escenario de producción en frío.....	56
Figura 16. Tasa instantánea de producción (BBL/D) vs Tiempo	56
Figura 17. Comportamiento de la tasa de producción y el factor de recobro de aceite para el modelo cartesiano al implementar el proceso CSS.....	59

Figura 18. Comportamiento de la relación vapor-aceite para el modelo cartesiano al implementar el proceso CSS	59
Figura 19. Producción de petróleo crudo acumulado en el escenario de la inyección cíclica de vapor	66
Figura 20. Índice de eficiencia energética para el escenario de la inyección cíclica de vapor	68
Figura 21. Comportamiento de la producción de aceite para diferentes tasas de inyección en el proceso de co-inyección de flue gas	71
Figura 22. Comportamiento de la tasa de producción y el factor de recobro de aceite para el modelo cartesiano al implementar co-inyección de flue gas	72
Figura 23. Índice de la eficiencia energética para la inyección cíclica de vapor y co-inyección con flue gas	73
Figura 24. Producción acumulada de gas de la tecnología con y sin el fenómeno de la histéresis	74
Figura 25. Gráfico comparativo de la producción acumulada de gas de la tecnología con y sin el fenómeno de la histéresis	75

Lista de tablas

	Pág.
Tabla 1. Criterios de selección y promedios obtenidos de la información	24
Tabla 2. Propiedades de la roca y fluidos del campo estudio.	41
Tabla 3. Datos de entrada para el modelo estático de simulación.....	44
Tabla 4. Dimensiones del enmallado de simulación.....	45
Tabla 5. Datos de entrada al simulador para la generación del PVT	48
Tabla 6. Rangos de aplicación para la correlación de standing	49
Tabla 7. Rangos de aplicación para la correlación de Glasco	49
Tabla 8. Datos ingresados para la generación de las curvas de permeabilidad relativa para el sistema agua-aceite	52
Tabla 9. Datos ingresados para la generación de las curvas de permeabilidad relativa para sistema gas-liquido.....	53
Tabla 10. Tabla de imbibición líquido-gas.....	54
Tabla 11. Parámetros operacionales en el modelo de inyección cíclica de vapor.....	57
Tabla 12. Barriles equivalentes por ciclo de agua inyectada	63
Tabla 13. Entalpías a condiciones del estudio	64
Tabla 14. Energía requerida por ciclo de inyección cíclica de vapor.....	65
Tabla 15. Producción de petróleo crudo en bbl para el escenario de inyección cíclica de vapor .	66
Tabla 16. Energía producida (MMBTU).....	67
Tabla 17. Parámetros operacionales de los pozos inyectoros de flue gas	71
Tabla 18. Energía y volumen de gas requerido por los procesos	76

Resumen

Título: Comparación de la eficiencia energética entre un proceso de inyección cíclica de vapor convencional y con co-inyección de flue gas aplicado en la recuperación de petróleo pesado*

Autor: Víctor Hugo Pulido Pérez, Alejandra María Alarcón Solana**

Palabras Clave: Recobro mejorado, Eficiencia energética, Flue gas, Petróleo pesado, Inyección de vapor.

Descripción:

Colombia, ha firmado diferentes acuerdos internacionales para la reducción de gases de efecto invernadero como respuesta al cambio climático. Para esto, entidades gubernamentales y empresas privadas se enfocan en diferentes estrategias para cumplir los objetivos climáticos. Una de estas es la mejora de la eficiencia de los procesos industriales y en su defecto la eficiencia energética, ya que permite disminuir el consumo energía del sistema sin necesidad de hacer grandes inversiones económicas. En este panorama, esta investigación se ha centrado en la comparación de la eficiencia energética entre un proceso de inyección cíclica de vapor y la co-inyección cíclica de vapor con flue gas en un campo de crudo pesado colombiano de 9° API, donde se identificaron las ventajas energéticas y ambientales de la aplicación de estas técnicas. Con el fin de comparar energéticamente los dos procesos, se construyó un modelo conceptual de simulación con propiedades características del campo de estudio para evaluar la implementación de la inyección cíclica de vapor y la co-inyección cíclica de vapor con flue gas. Para realizar esta simulación numérica se establecieron y evaluaron parámetros operacionales y de diseño encontrados en la literatura. Posterior a esto, se evaluaron los efectos de la recuperación de petróleo en los dos escenarios. Finalmente, se realizó la comparación de la eficiencia energética de cada uno de los escenarios mediante la estimación del desempeño energético. Los resultados indican un aumento del 81.82% en la eficiencia energética promedio entre el sexto y decimo ciclo de los diez estudiados. Además, se redujeron las emisiones en 3,069.1 de Toneladas de CO₂e.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Hugo Alejandro García Duarte. Magister en Ingeniería Química y Petróleos. Codirector: Jhon Jaider Amado León. Ingeniero de Petróleos.

Abstract

Title: Comparison of energy efficiency between conventional cyclic steam injection and flue gas co-injection processes applied in the recovery of heavy oil*

Authors: Víctor Hugo Pulido Pérez, Alejandra María Alarcón Solana**

Keywords: Enhanced Oil Recovery, Energy efficiency, Flue gas, Heavy oil, Steam injection.

Description:

Colombia has signed numerous international agreements to reduce greenhouse gases in response to climate change. For this, government entities and private companies are focused on different strategies to achieve climate objectives. One of these strategies is the improvement of industrial process efficiency, however this usually requires large economic investments, such as transitioning to renewable energies. Therefore, a more affordable strategy is to increase energy efficiency as it allows reduced energy consumption of the system. Given the practicality of energy efficiency, this research has focused on the comparison of energy efficiency between cyclic steam injection and cyclic co-injection of steam with flue gas. Simulations for this research take place in a Colombian heavy oil field of 9° API, where it was identified the energy and environmental advantages of these processes were required. To compare the two processes energy-wise, a numerical simulation model of the cyclic steam injection sector and the cyclic co-injection of steam with flue gas was built. To develop this numerical simulation, operational and design parameters were established based on consulted literature. After this, the effects of oil recovery in the two processes were evaluated through a comparison of the energy efficiency. This research provides technical results and analysis of the energy systems of two improved recovery techniques in a reservoir that was studied at the Universidad Industrial de Santander. The results indicate an increase of 81.82% in the energy efficiency of the process when applying the co-injection technique with flue gas with respect to the cyclic injection of steam. In addition, CO₂ emissions were reduced by 3,069.1 CO₂e tons.

* Bachelor thesis

** Facultad de Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Hugo Alejandro García Duarte. Magister en Ingeniería Química y Petróleos. Codirector: Jhon Jaider Amado León. Ingeniero de Petróleos.

Introducción

El reciente crecimiento de la industria petrolera en Colombia se debe en gran medida al desarrollo de campos de crudo pesado y la implementación de proyectos de recobro mejorado. Existe un gran interés por parte de Ecopetrol, el mayor productor de hidrocarburos del país y empresas prestadoras de servicios, en incentivar el desarrollo de los proyectos que permitan el aumento de las reservas probadas de petróleo. Así, se busca garantizar el autoabastecimiento del país y el aumento del porcentaje en el Producto Interno Bruto (PIB) que representa la industria de los hidrocarburos para la economía nacional. En consecuencia, el país cuenta con la intención gubernamental de incrementar a mediano y largo plazo el factor de recobro que actualmente está alrededor del 19%, proyectando una meta inicial del 26%, y posteriormente 30%, lo que reflejará un aumento de las reservas probadas que para el año que se hizo el informe de Mitigación por Ecopetrol, eran de 1700 MBBLs, y pasar a valores entre 2500 a 5000 MBBLs (Minciencias, 2019; Minenergía, 2020). En torno a la participación de crudo pesado y extrapesado en el país, en los últimos años indica una producción total del 65% y se estima cifras cercanas al 69% para finales del 2025.

Si bien los resultados demuestran que el país sigue siendo un mercado atractivo para invertir, el impacto de estos proyectos en la producción y reservas dependería de diversos factores. El recobro térmico es una solución parcial a los retos derivados de la explotación de crudo pesado, pero que está supeditado al cumplimiento de los criterios de screening. Para el año 2016 los proyectos térmicos representaban un 40% de los proyectos a nivel mundial (145 implementaciones) (Sandrea & Dharod, 2016). Esto se debe, gracias a los principales mecanismos de producción presentes en este proceso, dependiendo de las características del crudo y la

formación, tales como: reducción de viscosidad, expansión térmica y variación de las permeabilidades relativas (Wu & Brown, 1975).

Dentro de los procesos de recobro térmico, se destaca la inyección cíclica de vapor, la cual abarca la realización de diferentes estudios a nivel de análisis geológicos, ingeniería, pruebas experimentales, área de aplicación, diseño conceptual e ingeniería de detalle que determinan la viabilidad del desarrollo de esta tecnología. En Colombia, se han reportado experiencias de aplicación en los siguientes campos: Teca, Abarco, Nare, Capella, Girasol, Jazmín, Under River, Moriche y Cocorná (Ariza, 2021; Baskaran et al., 2013; Higuera et al., 2012; Maya et al., 2010; Valbuena et al., 2014a).

No obstante, esta técnica genera altas tasas de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) durante la combustión de gas utilizado para llevar al vapor a condiciones de inyección requeridas de presión, temperatura y calidad (Wu et al., 2018b). Teniendo en cuenta esto, diferentes empresas del sector de la industria de los hidrocarburos han generado planes estratégicos para reducir las emisiones producidas en sus proyectos de extracción; un ejemplo de esto es Ecopetrol S.A. (Ecopetrol S.A., 2023; UPME, 2015). Esta empresa de hidrocarburos colombiana ha incluido dentro de sus pilares de cambio climático la reducción de sus emisiones directas e indirectas, En 2022, la reducción lograda por nuevos proyectos implementados fue de 416.672 tCO₂e (Ecopetrol S.A., 2023), las cuales alcanzaron 10.986 kilotoneladas de CO₂ equivalentes en el año 2020. Por ende, la empresa plantea dentro de sus metas a cumplir la reducción emisiones GEI y el aumento de la eficiencia energética en sus operaciones para el 2022 en 3% con respecto a la línea base de 2017. Para esto, se han ideado diferentes propuestas con el fin de disminuir el consumo de gas en los proyectos de inyección cíclica de vapor en la explotación de campos de crudo pesado, y a su

vez, estrategias de captura de gases en los yacimientos para reducir las emisiones GEI a la atmósfera (Ecopetrol S.A., 2023).

Esta investigación estuvo encaminada a comparar la eficiencia energética entre un proceso de inyección cíclica de vapor con uno de co-inyección cíclica de vapor con flue gas. Con el fin de dar cumplimiento a los objetivos específicos, se desarrolló una simulación conceptual en la cual se representó la tecnología tanto en modalidad de inyección cíclica de vapor y co-inyección de flue gas, permitiendo estimar cuantitativamente la eficiencia energética en ambos escenarios aplicado campo de crudo pesado, representativo de Colombia.

De acuerdo con lo anterior, el presente trabajo se divide principalmente en 4 secciones. La primera de ellas hace referencia a la revisión bibliográfica, enfatizando el proceso de inyección cíclica de vapor y condiciones necesarias para que el proceso se lleve a cabo con una viabilidad técnica. Seguido a esto, se describe la metodología utilizada en la que se expone el procedimiento llevado a cabo para la elaboración del modelo de simulación utilizando el software STARS de la compañía CMG. Luego, se expone el procedimiento desarrollado para determinar la eficiencia energética en el modelo de inyección cíclica de vapor y a partir de esto, se crea la propuesta para la co-inyección cíclica de vapor con flue gas y finalmente, teniendo los modelos de simulación, se presenta el análisis de los resultados en cada uno de los contextos y su respectivo análisis.

1. Objetivos

1.1 Objetivo general

Comparar la eficiencia energética entre un proceso de inyección cíclica de vapor convencional y la alternativa híbrida de inyección cíclica de vapor con co-inyección de flue gas aplicado en la recuperación de petróleo pesado.

1.2 Objetivos específicos

Identificar las ventajas técnicas y ambientales de la aplicación de la tecnología híbrida de inyección cíclica de vapor con flue gas en comparación al proceso convencional.

Construir un modelo conceptual de yacimiento a escala sector model que represente las propiedades promedio de un campo de crudo pesado, mediante el software STARS de la compañía CMG.

Establecer las variables operacionales y de diseño bajo las cuales se implementará en el modelo conceptual de las tecnologías de inyección cíclica de vapor convencional y la inyección de cíclica de vapor con flue gas bajo modalidad de co-inyección, a partir del análisis de los estudios reportados en la literatura.

Evaluar técnicamente la inyección cíclica de vapor convencional y la alternativa híbrida de inyección cíclica de vapor con co-inyección de flue gas a partir de la implementación de los procesos en el modelo de simulación previamente construido.

Ejecutar un análisis comparativo de la eficiencia energética entre la tecnología convencional y la tecnología híbrida, a partir de los resultados de la simulación numérica, el incremento en las tasas de producción, la cantidad de energía inyectada y la determinación del

desempeño energético, además, los gases almacenados y la disminución en la emisión de los gases efecto invernadero.

2. Marco teórico

2.1 Inyección cíclica de vapor

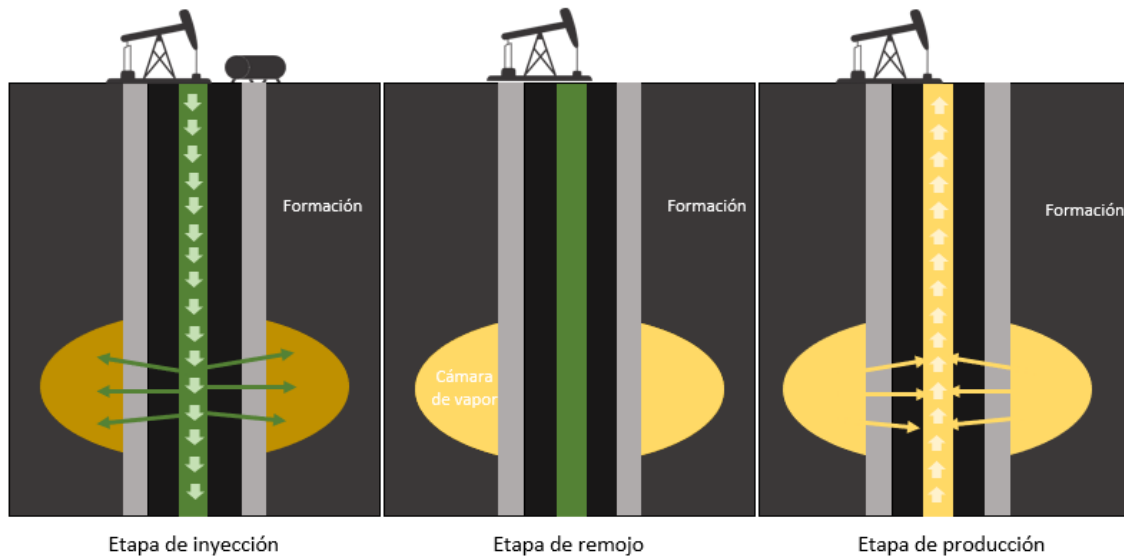
La inyección cíclica de vapor fue descubierta accidentalmente en el campo Mena Grande, que en coincidencia fue el primer descubrimiento importante en Venezuela y precursor de la industria de los hidrocarburos en ese país, aportando a la producción desde 1914 (Howard et al., 2018). Este campo está ubicado a 120 km al sureste de la ciudad de Maracaibo y al este del Lago de Maracaibo. Su formación productora data del Mioceno y son arenas poco profundas (aproximadamente 550 pies); posee un crudo de 10,5 °API, viscosidades 2500 a 5000 cst a condiciones de yacimientos (De Rodríguez, 1951; Herring et al., 2003; Layrisse, 1999; Nelson et al., 1951).

Dadas estas características, es considerado un yacimiento de crudo pesado, donde a partir de este reto, se han llevado a cabo diferentes proyectos para facilitar la recuperación de crudo. Uno de estos proyectos fue el piloto de inyección de vapor programado para 1956 con 3 pozos inyectoros y 9 pozos productores (De Haan & Van Lookeren, 1969; Layrisse, 1999). Se realizaron pruebas de propulsión con vapor en las arenas alquitranadas que se encuentran dentro de la formación Isnotu, donde el vapor entró en erupción en la superficie debido a la ruptura por sobrecarga y, luego, para aliviar la presión del yacimiento se abrieron los pozos inyectoros (De Haan & Schenk, 1969). Esto sorprendentemente dio como resultado, un incremento en la tasa de producción de alrededor de 100 a 200 STBD (De Haan & Schenk, 1969). Este episodio dio origen

a otros proyectos en campos como en el campo Tía Juana en Venezuela, donde se trató de replicar lo aplicado (De Haan & Schenk, 1969; De Haan & Van Lookeren, 1969; Ramey, 1969).

La inyección cíclica de vapor se extendió a gran velocidad en el estado de California en Estados Unidos. Para 1966, el 11% de la producción de los campos en este estado se generaba gracias a esta técnica. Para ese año, se implementó la tecnología en más de 37 campos, unos 5300 pozos, aportando 110,000 STBD de petróleo adicional en las áreas del Valle de San Joaquín, la Costa y la Cuenca de Los Ángeles (Adams & Khan, 1969; Burns, 1967). De este modo, se concluyó que la inyección de vapor mediante ciclos y etapas de inyección, remojo y producción puede ser un método eficaz de recuperación para crudo pesado, logrando aumentar la producción hasta en un 10% la recuperación del OOIP (Burns, 1969; Wu et al., 2018a). La técnica ha sido ampliamente estudiada a nivel mundial a lo largo que ha transcurrido el tiempo, logrando ser una de las técnicas más implementadas para la recuperación de crudos pesados. De hecho, en el año 2016, de los 365 proyectos de recuperación a nivel mundial, 145 eran de inyección de vapor, representando el 40% de los proyectos activos de recobro mejorado de aceite (Sandrea & Dharod, 2016).

El proceso consta de tres etapas como muestra la figura 1. Estas están diseñadas para aumentar la presión del yacimiento, reducir la viscosidad del fluido del yacimiento y entre otros mecanismos de recuperación. Las etapas son: etapa de inyección, etapa de remojo y etapa de producción (Thomas, 2008).

Figura 1*Estimulación cíclica de vapor*

Nota. Adaptado de Yuan & Wood, (2018).

2.1.1 Etapa de inyección

En esta etapa, se inicia con el cierre del periodo previo de producción en frío. En algunos casos, también se le realizan algunos trabajos de bombeo de inhibidores de arcillas por el anular con el fin de reducir el impacto de la migración de finos cuando el vapor tenga contacto con algunos minerales como la illita y esmectita y/o prevenir también el hinchamiento de las arcillas (Bahadori, 2018; Green & Wilhite, 2018; Sheng, 2013). Posteriormente, se procede a inyectar vapor continuamente por un periodo de tiempo que puede variar entre unos días hasta algunas semanas dependiendo del yacimiento. Para campos de crudo pesado colombianos, se han reportado periodos de 6 a 8 días para la etapa de inyección (Higuera *et al.*, 2012).

Por otra parte, de acuerdo con las características del yacimiento y los equipos disponibles serán establecidas las tasas de barriles equivalentes de agua requeridos para la inyección. Dichos

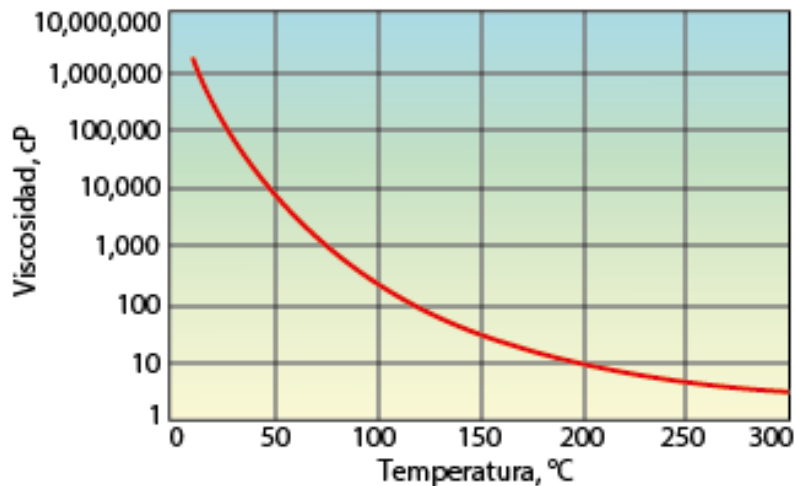
datos son calculados a partir de simulación numérica de yacimientos, pruebas de laboratorio y proyectos piloto. Por ejemplo, se debe tener en cuenta que tasas de inyección de vapor altas podrían provocar un colapso en la formación (Higuera *et al.*, 2012). En Colombia, entre los equipos disponibles para la generación de vapor presentes en el valle de magdalena tienen una capacidad entre 50MMBTU a 100 MMBTU entre unidades móviles y estáticas, muchos tienen hasta 20 años en operación (Higuera *et al.*, 2012; León & Padilla, 2019).

El mecanismo de recuperación que más beneficia la producción de crudos pesados en este caso es el cambio de temperatura como se puede evidenciar en la figura 2, a mayor temperatura la viscosidad del petróleo disminuye drásticamente y a temperaturas cercanas a las condiciones estándar el fluido aumenta agresivamente su viscosidad complicando su flujo (Sheng, 2013). Al inyectarse vapor se induce una interacción roca-fluido con el vapor, este último transfiriéndole energía en forma de calor al sistema roca/fluido, permitiendo así que la temperatura del crudo aumente y se provoque una caída de la viscosidad, y a su vez, mejorando su movilidad (Green & Wilhite, 2018).

Otro mecanismo de producción es la limpieza durante el reflujó, el cual disminuyen el daño en la formación. Durante el primer ciclo se debe inyectar vapor de alta calidad, pero las tasas de inyección deben estar por debajo de lo estimado, debido a que el daño y el taponamiento de cara al pozo serán hacia las formaciones y el flujo de retorno se verá afectado negativamente. También cabe agregar que esta tasa irá incrementada entre un 10% a 15%, a medida que el yacimiento sea sometido a un mayor número de ciclos (Liu, 1987; Sheng, 2013).

Figura 2

Relación entre la viscosidad y la temperatura de los petróleos pesados



Nota. Adaptado de Alboudwarej *et al.*, (2006).

2.1.2 Etapa de remojo

El pozo es cerrado tanto para inyección como producción; este periodo es uno de los parámetros cruciales, ya que se requiere una cantidad de tiempo óptima que permita la distribución de temperatura en la formación productora. Además, se debe evitar la pérdida de calor por periodos prolongados de tiempo que generen una disipación negativa de la temperatura o la acumulación de calor. En promedio un tiempo de remojo de 2 a 5 días es suficiente (Adams & Khan, 1969; Ali & U, 2000; Green & Wilhite, 2018). Durante la inyección de vapor y la etapa de remojo la viscosidad del crudo que se encuentra disminuyendo por la transferencia de calor, genera una expansión de los fluidos del yacimiento.

La calidad de vapor en el yacimiento será entre 55% a 65% lo que infiere a que parte de este fluido estará en fase líquida, además de que la interacción con la temperatura del yacimiento y los fluidos de este provocarán una pérdida de temperatura hasta llegar a un equilibrio térmico,

estos cambios de temperatura desde el aumento por el vapor inyectado y el posterior equilibrio térmico modifica la permeabilidad relativa al agua y al aceite, aumentando esta última y por consiguiente un aumento de la movilidad del fluido. (Green & Wilhite, 2018; Sheng, 2013).

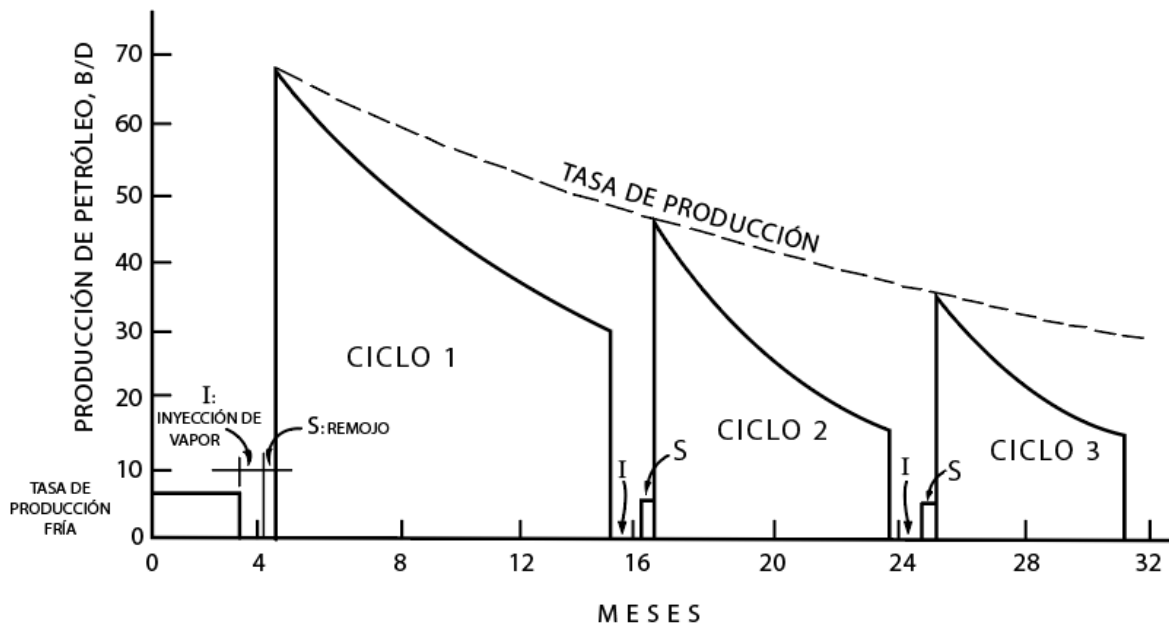
Por último, las pérdidas de calor hacia las formaciones aledañas puede ser un problema importante para resolver, ya que disminuyen la eficiencia térmica del proceso, además, de algunos minerales en la formación productora que podrían hidratarse y obstaculizar el flujo de fluidos. Es por esto por lo que, los tiempos de remojo pueden afectar la producción del yacimiento (Bahadori, 2018).

2.1.3 Etapa de producción

La tasa de hidrocarburo inicial es alta debido a que la saturación de este también lo es. La reducción de la viscosidad permite al fluido migrar hacia el pozo y al fluido frío entrar en la zona invadida por el vapor en etapas anteriores (Sheng, 2013). La transferencia de calor hacia los fluidos es circundante y la formación provoca que haya una disminución de la temperatura, de este modo la tasa de producción también lo hace progresivamente, hasta que se considere necesario repetir o implementar un nuevo ciclo. En la figura 3, se observa el comportamiento de la producción en la inyección de cíclica de vapor, además de notar la caída de esta y la disminución de los tiempos de producción a medida que pasa el tiempo (Bentsen & Donohoe, 1969; Zhao, 2016).

Figura 3

Producción de petróleo vs tiempo en un proceso de inyección cíclica de vapor.



Nota. Adaptado de Alvarado & Banzer, (2002).

2.2 Parámetros de yacimientos y operación con influencia sobre el éxito de la tecnología

La viabilidad técnica de la tecnología está enmarcada en gran medida por propiedades del yacimiento y los fluidos que se almacenan en el medio poroso. Para la inyección, los parámetros que afectan los procesos de recobro mejorado son los que determinan la viabilidad de la técnica y la cantidad de petróleo que se puede recuperar en el caso que el yacimiento cumpla con las condiciones para ser sometido a una tecnología (Bahadori, 2018). En consecuencia, el petróleo recuperado en una inyección cíclica de vapor será en función de la cantidad de vapor inyectado en cada ciclo, el espesor neto de la formación, así como su heterogeneidad, con énfasis en las propiedades: petrofísicas y térmicas de la roca (Green & Wilhite, 2018).

Para los criterios de selección se consideran diferentes parámetros medidos en rangos, ya que, dependiendo de las formaciones, condiciones de presión y temperatura estos pueden cambiar.

Estos rangos determinarán la eficacia del proceso y la viabilidad de la implementación de la técnica, buscando la mejor respuesta en producción por parte del yacimiento. De hecho, los rangos en un proceso de inyección cíclica de vapor (CSS, del inglés *Cyclic Steam Stimulation*) son más amplios que en la inyección continua. En la tabla 1, se muestra una recopilación de criterios de screening reportados por (Farouq, 1979) la mayoría de los criterios de selección se elaboran a partir de estas características del yacimiento y los fluidos, así como los parámetros de operación y diseño.

Tabla 1

Criterios de selección y promedios obtenidos de la información

<i>Screening de procesos de inyección cíclica de vapor (1997)</i>	
Propiedad	Valor
Gravedad °API	<15
Viscosidad del Crudo, cP	>300
Profundidad, ft	<3000
Espesor neto, ft	>30
Presión de yacimiento, psi	<1500
Porosidad, fracción	>0.3
Permeabilidad, mD	1000-2000

Nota: Adaptado de Farouq (2006).

A continuación, se explica la relevancia de algunos de los criterios listados en la tabla.

2.2.1 Profundidad

Se ha propuesto como rango máximo de aplicación para la inyección cíclica de vapor una profundidad de 3000 ft, ya que el vapor al alcanzar dicha profundidad en la formación de interés perderá energía en su recorrido y su calidad se verá afectada. Sin embargo, se recomiendan profundidades inferiores. En la mayoría de los pozos inyectados con una respuesta exitosa por parte del yacimiento son entre 500 pies a 1000 pies (Sheng, 2013; Speight, 2016).

2.2.2 Espesor de la arena

El espesor de la arena también cobra importancia para garantizar la distribución del calor por parte del vapor inyectado; un espesor mayor a 20 pies es recomendable. No obstante, en la mayoría de los campos que registra la literatura promedian que han sido espesores de más de 79 pies. También es importante tener en cuenta el espesor de la formación de la formación para el cálculo de la tasa de inyección y la cantidad de calor que llegará al yacimiento por pie de formación (Bahadori, 2018).

2.2.3 Permeabilidad

Se recomienda que sea lo suficientemente alta para permitir una rápida distribución del vapor, además que permita un flujo de fluidos hacia el pozo en la etapa de producción (Green & Wilhite, 2018).

2.2.4 Viscosidad

El mayor mecanismo de recuperación deriva de la reducción de la viscosidad del crudo por efectos del aumento de la temperatura, ya que una de las características principales de los crudos pesados son viscosidades altas que impiden la movilidad del petróleo. Esta propiedad fluctúa entre 20 cP y más de 350000 cP a condiciones de yacimiento, además, existen experiencias exitosas con viscosidades bajas que aproximan hasta 200 cP y viscosidades altas de hasta 5247 cP (Sheng, 2013).

2.2.5 Tasa de inyección

El caudal de inyección definirá el calor transmitido al yacimiento por parte del vapor, ya que tasas bajas de inyección tendrán menos energía y tasas altas contendrán mayor energía. Dicha energía está en el orden entre 10-50 MMBTU por cada ft de espesor por ciclo en el menor tiempo posible para que no haya una disipación del calor que afecte proceso (Green & Wilhite, 2018).

2.3 Retos para la implementación de inyección cíclica de vapor

A pesar de que la inyección cíclica de vapor puede ser bastante favorable para aumentar la producción de un yacimiento de crudos pesados, la técnica tiene ciertas limitaciones operacionales y retos que causan una disminución de la producción.

En relación con lo anterior, la pérdida de energía natural del yacimiento producto de la depleción en las etapas de producción es uno de los temas centrales al momento de decidir el número de ciclos que se pueden llevar a cabo para el proyecto, ya que si hay una pérdida de presión lo suficientemente considerable y un contacto entre los pozos será afectada la tasa de producción.

Otros de los problemas operacionales son la pérdida de energía del vapor a través de la tubería en el trayecto desde la salida del generador hasta los perforados, el yacimiento; y la disipación de la energía suministrada a la formación que aumenta cuando la estratigrafía no es homogénea y hay presencia de arcillas que se hidratan; estas intercalaciones de arcillas pueden actuar como zonas ladronas de calor, especialmente bajo la presencia de montmorillonita (Jain *et al.*, 2016). Por otro lado, la transferencia de calor al agua presente en el medio poroso y no al crudo, provocado por las altas saturaciones de agua en las inmediaciones de la formación objetivo, causa una retención de agua, que es notoria en los ciclos de producción cuando no se produce el tránsito del vapor hasta la formación de interés lo que crean una pérdida de calor provocando que

la cantidad de vapor sea inferior a la inyectada. En consecuencia, estos parámetros son tenidos en cuenta al fijar el límite económico en el proyecto.

2.4 Generalidades de la inyección cíclica de vapor en conjunto con *flue gas*

La combinación del vapor con diferentes sustancias es de gran interés, debido a que permite ampliar la vida útil de los proyectos térmicos de recuperación y al mismo tiempo mejorar su rendimiento. Algunos de estos agentes son: espumas, catalizadores, solventes, nitrógeno y *flue gas*. De este modo, la inyección cíclica de vapor con co-inyección de gases de combustión, también conocido como *flue gas*, combina bondades de la reducción de la viscosidad del crudo en una inyección de vapor con el desplazamiento del aceite, aislamiento térmico y el efecto de presurización que brinda la inyección de *flue gas* (Pérez *et al.*, 2018b; Zhong *et al.*, 2013). También, puede considerarse entre los beneficios el almacenamiento y uso de estos gases de combustión producidos por los generadores de vapor que pueden ser aprovechados disminuyendo así las emisiones de gases de efecto invernadero a la atmosfera (Sheng, 2013).

Uno de los problemas operacionales más frecuentes en proyecto de inyección cíclica de vapor es la generación de este, ya que es un costo significativo del proyecto y cuando el petróleo recuperado no compensa los gastos requeridos por el proyecto se toma la decisión de suspenderlo. No obstante, debido a los beneficios ya mencionados, la inyección cíclica de vapor con *flue gas* podría representar un volumen de vapor menor por cada ciclo de inyección.

Cuando el CO_2 se encuentra en una mezcla como en el *flue gas* su PMM aumenta y no hay solubilidad de ninguno de los componentes del *flue gas*, por esta razón se consideró que la interacción entre el *flue gas* y el crudo modelado a través de CMG módulo Winprop se dio en condiciones inmiscibles (Mohsenzadeh *et al.*, 2014). El cálculo de la presión mínima de

miscibilidad para el CO₂ y para el *flue gas* son 4300 psi y 13250 psi respectivamente, bajo las siguientes condiciones: 80°C, en interacción con un crudo de 15,8° API (Mohsenzadeh *et al.*, 2014).

En consecuencia, las presiones mínimas de miscibilidad para el *flue gas* son muy superiores a los rangos de aplicabilidad para la inyección cíclica de vapor, es decir, que la inyección cíclica de vapor con co-inyección de *flue gas* se lleva a cabo bajo condiciones de inmiscibilidad, ya que generalmente se realiza en pozos someros. En todo caso, una inyección de gases inmiscibles tiene como principales mecanismos de recuperación el empuje por gas libre y el efecto presurizador (Alvarado & Manrique, 2010; Dong & Huang, 2002; Pérez *et al.*, 2018a; Villaquirán *et al.*, 2018; Zimmermann *et al.*, 2001).

2.5 Análisis de energías

Para realizar un análisis de la energía es necesario tener presente conceptos primordiales como las leyes de la termodinámica. Para esto, en este apartado se profundiza sobre ellas y su implicación en la estimación de la energía de los procesos de inyección cíclica de vapor y co-inyección cíclica de vapor con *flue gas*. La segunda ley de la termodinámica amplía la capacidad de análisis de la primera ley de la termodinámica gracias algunos conceptos como la entropía. Esta última se puede evidenciar en una maquina térmica y la necesidad de la introducción de la exergía como herramienta para hacer un análisis energético más detallado que el que se lograría con un balance de energía. La segunda ley de la termodinámica es de gran importancia para procesos térmicos, ya que un proceso no puede ocurrir a menos que satisfaga la primera ley de la termodinámica y la segunda (Cengel *et al.*, 2019).

2.5.1 Primera ley de la termodinámica

La primera ley de la termodinámica establece la conservación de la energía, determina que si se efectúa un trabajo sobre un sistema o este intercambia energía con otro, la energía dentro del mismo cambiará, esta energía resultante del cambio será la energía del sistema. En otras palabras, se define que el calor es la energía que debe intercambiar el sistema para compensar las diferencias entre el trabajo y energía interna. Lo que se demostró en experimentos por James Joule durante el siglo XIX (Cengel *et al.*, 2019). Por ejemplo, cuando un vehículo acelera, la gasolina (portadora de energía química) se transforma en energía cinética que da el movimiento al vehículo, al frenar la fricción de las llantas con el pavimento y las llantas con el freno producen calor, es decir la energía no es consumida. Siendo más explícitos la primera ley de la termodinámica dictamina que la energía no se crea y tampoco puede ser destruida, solamente es transformada. Matemáticamente, la primera ley de la termodinámica se expresa en la ecuación 1.

Uno de los problemas principales que se presentan al establecer el principio de la ley de la conservación de energía como también es llamada la primera ley de la termodinámica es el uso de los términos “producción de energía” y “consumo de energía”, ya que la energía es transformada, no es posible ni producirla y mucho menos consumirla. No obstante, es habitual el uso de estos términos para referirse a la transformación entre tipos de energía en la industria, estándares internacionales y textos (Martínez *et al.*, 2019).

$$\Delta U = Q - W$$

Ecuación 1

Donde:

ΔU : Incremento de energía interna del sistema.

Q: calor intercambiado por el sistema con el entorno.

W: Trabajo intercambiado por el sistema con el entorno.

2.5.2 Segunda ley de la termodinámica

A diferencia de la primera ley de la termodinámica que restringe la dirección del proceso y que establece la irreversibilidad, la segunda ley de la termodinámica introduce la función de estado de entropía S , la calidad y cantidad de los procesos (Cengel *et al.*, 2019). De esta forma, en los procesos termodinámicos es posible analizarla desde un punto de vista de intercambio, además, es posible el cálculo de la calidad de la transformación de la energía. Un proceso debe satisfacer las dos leyes mencionadas para que se pueda llevar a cabo.

La segunda ley también es bastante usada en la ingeniería, ya que no solamente permite medir la calidad del proceso como ya se ha mencionado, sino que también permite determinar los límites teóricos en el desempeño.

2.6 Fuentes de energía

Las fuentes de energía son recursos primarios que normalmente son tratados para convertirlos en energías portadoras o secundarias las cuales son más convenientes. Sin embargo, todos los procesos de conversión de energía poseen ineficiencias por diferentes factores que generan pérdidas de esta (irreversibilidades).

2.6.1 Cadena de suministro de energía

En relación con lo anterior, al realizar una evaluación de la eficiencia energética de los sectores de explotación de hidrocarburo es necesario incluir la energía de entrada producto de los equipos y procesos presentes para que el hidrocarburo pueda salir a superficie (Martínez *et al.*, 2019). No obstante, una mayor eficiencia energética puede aumentar los recursos extraíbles de petróleo, debido a que, se requerirá menos energía para sacar la misma cantidad de hidrocarburos,

además, se presume que genere una menor cantidad de GEI gracias a la conservación de energía entrada ahorrada (Malinauskaite *et al.*, 2019).

2.7 Gas natural

El gas natural, es más eficiente energéticamente que otros tipos de hidrocarburos. Además, es uno de los combustibles fósiles con menor impacto ambiental en todas las etapas de su ciclo de vida, a pesar de que produce CO₂ en las reacciones de combustión y como cualquier otro tipo de hidrocarburo también genera una gran proporción de hidrogeno-carbono, emite al medio ambiente entre un 40-50% menos que el carbón y 25-30% menos CO₂ que el *fuel-oil* (Doty & Turner, 2013).

2.8 Eficiencia energética

La eficiencia energética mide la relación entre la energía buscada con el proceso y la energía total utilizada, es por esto que se considera una medida del trabajo útil producido por una unidad de energía usada en una conversión. Esta relación entre más cercana sea a uno (1) significa que la energía de entrada está siendo utilizada para generar el producto de forma efectiva (Martínez *et al.*, 2019). En consecuencia, la eficiencia energética es la capacidad que tiene un equipo o sistema en transformar la energía con éxito, limitando o reduciendo a su mínima expresión las conversiones no deseadas. Por lo tanto, una mayor eficiencia puede generar menores costos en insumos requeridos para la conversión, claro está que esto depende de la inversión que se deba realizar para mejorar el proceso o los dispositivos. En relación con lo anterior, la mejora de la eficiencia energética comprende los cambios o modificaciones de los procesos y dispositivos, con la finalidad de reducir las pérdidas energéticas utilizando menos energía para la generación de un servicio o producto (Patterson, 1996).

Por otro lado, existe la alternativa de conceptualizar la eficiencia energética como lo es consumo de energía unitario, ya que esta señala específicamente la cantidad de energía requerida para generar una cierta cantidad de servicio final en determinado proceso o dispositivo. Entonces, la eficiencia energética es una cantidad adimensional, no obstante, la energía de entrada y la energía producida están medidas en Julios, BTU y etc., (Martínez *et al.*, 2019). En la ecuación 2, se muestra de forma más practica la eficiencia de un equipo. El equipo produce P uniforme y medible, mientras E la cantidad de energía y por último η la eficiencia energética.

$$\eta = \frac{P}{E} \quad \text{Ecuación 2}$$

Para el cálculo de la eficiencia energética de un proceso es necesario tener en cuenta definiciones precisas de las energías de entrada y el trabajo útil presente en el proceso, adicionalmente, es requisito delimitar el proceso para poder generar una visión precisa de los fenómenos presentes en este. En la ecuación 3 se puede observar la relación en su más sencilla expresión donde la producción útil se refiere al producto deseado, la entrada de energía al proceso es la energía necesaria para poder producirlo y η es la eficiencia energética del proceso (Martínez *et al.*, 2019).

$$\eta = \frac{\text{Resultado útil del proceso}}{\text{Entrada de energía al proceso}} \quad \text{Ecuación 3}$$

La finalidad de la eficiencia energética como indicador de la transformación de energía también está atada a la concepción común del término. Por ejemplo, un carro con un motor de combustión transforma en cadena varios tipos de energías. Un producto de esas transformaciones es el calor emitido por la combustión. Una manera más llamativa de medir la eficiencia energética es determinar los kilómetros o millas que puede recorrer por galón de gasolina. Esto último amplía el concepto de eficiencia energética porque traduce los cambios que se pueden generar en el diseño y manufactura del vehículo para que utilice la misma cantidad de energía química (gasolina). Estos

cambios pueden ser del motor para mejorar la eficiencia de la reacción química, por fuera de la combustión como: la aerodinámica o el peso y por finalizar prácticas del consumidor que acercan más a la máquina para su eficiencia teórica (Doty & Turner, 2013; Organismo Internacional de Estandarización, 2018).

2.8.1 Clasificación de mejoras de la eficiencia energética

Las mejoras en las tecnologías pueden proporcionar cambios significativos en la eficiencia energética de los procesos, en este apartado se profundizarán los focos de atención que se deben tener en cuenta para llegar al objetivo final de realizar un proceso de la manera más eficiente (Organización Internacional de Normalización, 2018).

- Recuperación de desechos gas: algunos procesos liberan cantidades de calor considerables que pueden ser utilizados en otros procesos lo que aumentaría la conservación de la energía evitando el desperdicio de ella en la línea de producción. Por ejemplo, los sistemas de intercambiadores de calor con corrientes frías de entrada y corrientes caliente de salida pueden darse una recirculación (Doty & Turner, 2013).

- Recuperación de combustibles: alrededor del 25% de los GEI provienen de la producción de electricidad y calor y aproximadamente 21% de GEI están involucrados en las industrias. Lo que sumando serían un 46% de las emisiones, una gran medida está compuestos por gases de combustión que pueden ser aprovechados utilizando dispositivos de captura y utilizados como fuentes de energías (Auditing & Management, 2020). Hay importantes aplicaciones en las industrias del hierro, acero y otros metales donde se recuperan los gases de horno de coque para ser utilizados en la producción de calor (Doty & Turner, 2013).

2.8.2 Eficiencia energética técnica y operativa

La eficiencia técnica usualmente está establecida por pruebas estandarizadas que permiten determinar las condiciones a las cuales se deben tomar las medidas y diagnósticos de los equipos. Un ejemplo de esto son las normas ISO (*International Organization for Standardization* o en español Organización Internacional de Estandarización) la cual crea estándares internacionales que facilitan la creación de productos y servicios seguros, confiables y de calidad. Para esto, organizaciones independientes y no-gubernamentales de 164 países miembros que conforman este organismo donde se han establecido más de veinte mil estándares cubriendo desde los productos, tecnologías, gestión y servicios (Organismo Internacional de Estandarización, 2018).

2.8.2.1 Ciclo de Planificación, Hacer, Verificación y Actuación (PHVA). Otro ejemplo de esto y más puntual para este documento, las pruebas ISO 50001 es la normativa con el objetivo de mantener y mejorar los sistemas de gestión de la energía. En la figura 4 se observa el esquema de gestión de energía con el propósito de facilitar a las organizaciones crear los procesos u operaciones para así, aumentar la eficiencia energética, utilización de la energía y la seguridad energética. Esta normativa considera las siguientes etapas:

- Planificar: llevar a cabo las revisiones energéticas, estableciendo una línea base, además establecer los objetivos, y pronósticos que permitan lograr resultados encaminados a mejorar el desempeño energético de los procesos (Organismo Internacional de Estandarización, 2018).

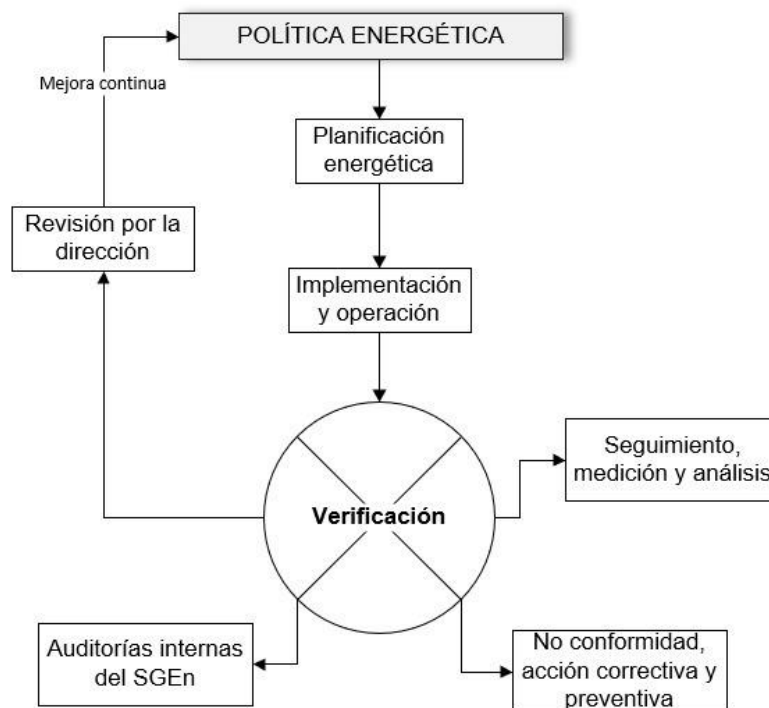
- Hacer: poner en práctica los planes que se han elaborado en el paso anterior (Organización Internacional de Normalización, 2018).

- Verificar: llevar un control del cumplimiento de los objetivos y si se llevaron a cabo (Organismo Internacional de Estandarización, 2018).

- Actuar: implementar las acciones que permitan mejorar los planes y continuar las mejoras aplicadas (Organismo Internacional de Estandarización, 2018).

Figura 4

Modelo de sistema de gestión de la energía para esta Norma Internacional.



Nota. Adaptado de Organización Internacional de Normalización, (2018).

2.8.3 Planificación

Para la planificación abordan diferentes factores que influyen el sistema de gestión energético. Para esto, es necesario primero tener una comprensión de la organización y el contexto en donde se ubica esta, estableciendo las cuestiones internas y externas que permitirán o afectarán el desarrollo de la mejora energética. Luego, se establecen las necesidades y expectativas que se

tiene acerca del tema, asegurando los requisitos técnicos, legales, humanos y entre otros (Organismo Internacional de Estandarización, 2018).

Para continuar con la planificación es importante tener presente cuales son los objetivos y la viabilidad para llevarlos a cabo dentro de la organización. Los objetivos y las metas deben ser: medibles, consistentes con las políticas energéticas de la empresa, además deben considerar los requisitos y necesidades, considerar los Usos Significativos de Energía (USE), deben permitir seguimiento y actualización las veces que los requiera (Organismo Internacional de Estandarización, 2018).

2.8.4 Revisión energética

La revisión energética es un diagnóstico que se hace para realizar un análisis detallado del consumo energético tomando mediciones, además datos pasados y actuales que permitan evaluar los USE de la organización. Para cada USE se debe determinar su desempeño energético. Luego, se priorizará cuáles son las principales oportunidades para la mejora del desempeño energético de estos, estimando los requerimientos energéticos a futuro. Además, la revisión energética debe tener actualizaciones en tiempos definidos como manera de control (Organización Internacional de Normalización, 2018).

2.8.5 Línea de base energética

La línea base energética (LBE) se establece a partir de la revisión energética, donde se midieron los indicadores contemplados que afectan el desempeño energético teniendo en cuenta un periodo de tiempo, además, se deben actualizar en los siguientes casos: IDEn no refleja el

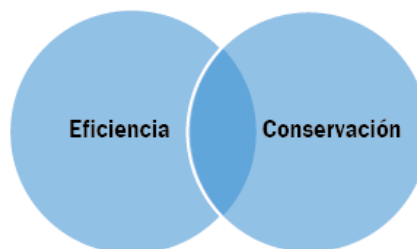
desempeño energético, hayan existidos cambios en los factores estáticos o que el método lo requiera.

2.8.6 Mejora del desempeño energético

La mejora del desempeño energético hace referencia a las acciones que se toman por parte de una organización para lograr una mejora. Es por esto por lo que la eficiencia energética no debe confundirse con la conservación de la energía, ya que, si bien están relacionados, no significan lo mismo (Blok & Nieuwlaar, 2020). Esta última hace referencia un concepto relacionado a cualquier proyecto, políticas, comportamientos realizados o tecnología que reduzcan el requerimiento energético por parte del sistema. Por otra parte, la eficiencia son las medidas operativas hasta soluciones tecnológicas en función de la técnica de la contribución de energía en relación con el trabajo útil realizado (Organismo Internacional de Estandarización, 2018). Por ejemplo, eliminar una actividad del sistema de refrigeración de un producto puede reducir el costo energético en la producción de este, sin embargo, no aumenta la eficiencia de este porque la actividad ya no existe. En consecuencia, estos dos conceptos generan una superposición que se puede observar en el siguiente diagrama ven en la figura 5.

Figura 5

Diagrama de ven de la eficiencia energética y conservación.



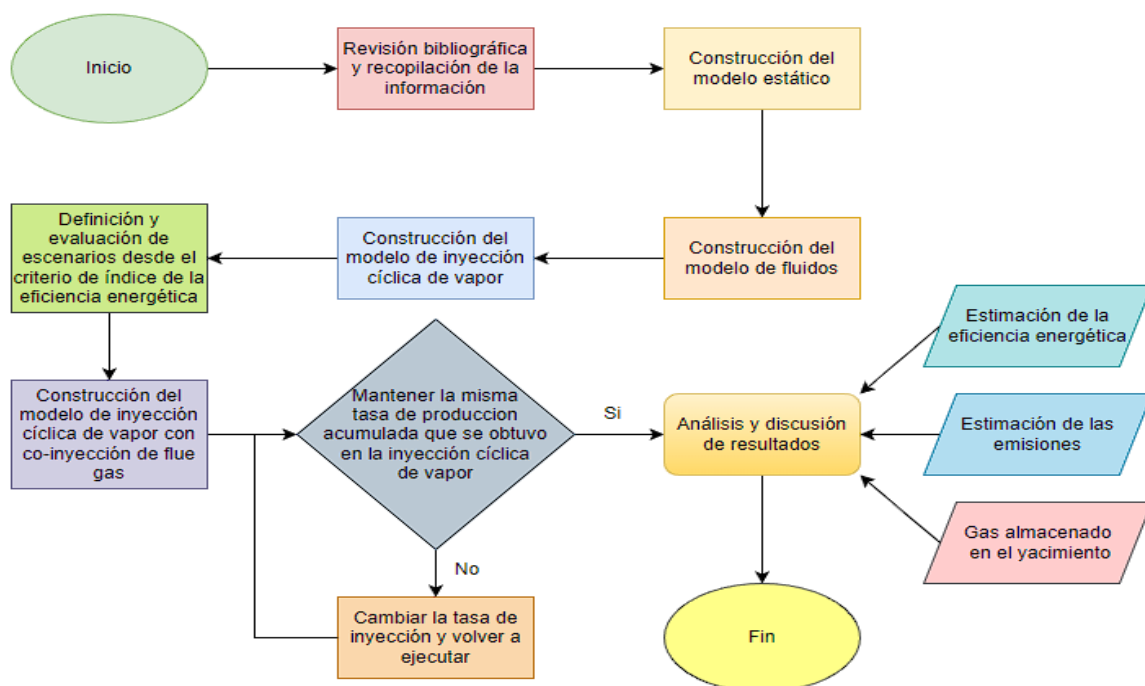
Nota. Adaptado de Organización Internacional de Normalización, (2018).

3. Metodología

Dentro de este capítulo se describe el diseño de investigación que se utilizó para alcanzar los objetivos planteados. Se esquematiza la metodología aplicada en la figura 6. Para empezar, se sustentó la base teórica de la investigación, mediante consultas a: fuentes bibliográficas, textos, revistas, apuntes, documentos varios, así como también conferencias y foros. Luego, se recopilaron los datos en consulta con el director y co-director del proyecto y con la información obtenida, se realizaron la construcción de modelo estático y modelo de fluidos con el que posteriormente se definieron los escenarios a evaluar. La selección de los esquemas de aplicación se llevó a cabo desde el criterio de índice de la eficiencia energética y finalmente se escribió el libro con los respectivos análisis y discusión de resultados

Figura 6

Metodología general para el desarrollo de la investigación.



El software utilizado corresponde a STARS desarrollado por Computer Modelling Group Ltd. (CMG) disponible bajo licencia de uso académico en la Universidad Industrial de Santander. Seguidamente, se presenta de manera detallada los aspectos metodológicos mencionados.

3.1 Descripción del modelo de simulación numérica

La simulación numérica es una de las herramientas con mayor uso y practicidad debido a la alta confiabilidad con la que actualmente la industria de hidrocarburos realiza la evaluación de proyectos y megaproyectos de recobro mejorado. La aplicación de esta herramienta se refleja desde proyectos a escala de laboratorio, modelos de sector (como el presente trabajo de investigación), hasta aplicaciones de modelos de campo completo (Peaceman, 1977). La recreación o imitación del sistema real que se representa con el modelo de simulación se realiza mediante la integración de diversas ramas de la ciencia, tales como: la física, la matemática, la geología, la programación de computadores y los métodos numéricos, siendo estos últimos los que permiten realizar cualquier cantidad de cálculos en tiempos cortos (Chen, 2007).

La simulación numérica de yacimientos se rige de tres grupos de ecuaciones que son las encargadas de modelar el flujo de fluidos a través del medio poroso, dichos grupos son: ecuaciones de flujo, ecuaciones de potencial y ecuaciones de difusividad. Con los resultados obtenidos se realizan los estudios y análisis para definir los parámetros de interés que permitan evaluar el comportamiento del yacimiento en las diferentes escalas y bajo diferentes escenarios de explotación. De esta forma, la simulación numérica genera un criterio evaluación para los proyectos y sus ejecuciones.

3.1.1 Selección del campo de estudio

Para la selección del campo de estudio, se realizó una revisión bibliográfica de las experiencias y estudios realizados en los campos de crudo pesado en Colombia en las que se han o se están haciendo proyectos de recuperación mejorada térmica con inyección de vapor. En esta sección se presenta dicha revisión y la selección del campo con las características necesarias para la aplicación de la simulación.

3.1.2 Campos colombianos con inyección de vapor

En Colombia, gran parte de los campos petroleros producen aún bajo escenarios de producción primaria y recobro secundario. Alrededor de 19 campos del país han ejecutado proyectos a escala comercial de inyección de agua (Maya *et al.*, 2010). En contraste, las diferentes tecnologías de recobro térmico y químico no han sido una práctica extendida en comparación con la inyección de agua.

Respecto a recobro térmico, la inyección cíclica ha sido aplicada a escala comercial en campos de crudo pesado pertenecientes a la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, la cuenca de Caguán-Putumayo, entre otras. Se han reportado experiencias de aplicación en los siguientes campos: Teca, Abarco, Nare, Capella, Girasol, Jazmín, Under River, Moriche y Cocorná. Algunos de estos campos llevan más de 20 años en la aplicación de la inyección cíclica de vapor y actualmente algunos se encuentran en transición a patrones de inyección continua de vapor (Ariza, 2021; Baskaran *et al.*, 2013; Higuera *et al.*, 2012; Maya *et al.*, 2010; Valbuena *et al.*, 2014a). Adicionalmente, otros campos están iniciando o llevan poco tiempo de aplicación de la inyección cíclica de vapor (CSS, por sus siglas en inglés), como es el caso del campo Capella operado por *Emerald Petroleum Company* (Portafolio, 2019; Valbuena *et al.*, 2014b).

3.1.3 Generalidades del campo de estudio seleccionado

La precisión de los resultados obtenidos depende de la calidad de los datos ingresados, es por esto que, con el propósito de consolidar información para la construcción del modelo conceptual de simulación, se identificaron las propiedades más representativas de un campo de crudo pesado colombiano, el cual se ha catalogado como el primer campo con desarrollo de petróleo extrapesado ubicado en el norte de la cuenca Caguan-Putumayo en Colombia (Valbuena *et al.*, 2014b). El campo seleccionado para estudio representa un desafío para el desarrollo de investigaciones debido a la complejidad de los yacimientos de cualquier campo nuevo. Con la información recopilada en la literatura, se representó un modelo conceptual y sector de un campo con potencial para la técnica convencional y la tecnología híbrida usando *flue gas*. En la tabla 2, presenta las propiedades de yacimiento y fluidos del campo de estudio para la generación del modelo de sector. El modelo obedece a un modelo estratificado formado por dos areniscas y una intercalación de arcilla.

Tabla 2

Propiedades de la roca y fluidos del campo estudio.

Propiedad	Tipo de roca	Valor
Gravedad del aceite, °API		9
Viscosidad del aceite @ 134 °F, cP		4000
Profundidad, ft		3360
Permeabilidad, mD	Arenisca A	1000
	Arcilla	0.0001
	Arenisca B	700
Espesor, ft		120
Porosidad, %	Arenisca A	0.33
	Arcilla	0.0001
	Arenisca B	0.3
Presión del yacimiento, psia		1250
Temperatura del yacimiento, °F		134

Nota: Información recopilada de las publicaciones científicas del campo de estudio. Adaptado de *First Extra-Heavy-Oil Development in Caguan-Putumayo Basin, Colombia, Capella Field: Amaris et al.*, (2014).

3.1.4 Distribución de propiedades de arenas seleccionadas

La correcta caracterización del modelo requiere datos que recopilen: la descripción física del yacimiento, propiedades petrofísicas de la roca, caracterización de fluido, propiedades de Presión, Volumen y Temperatura (P.V.T.) e información adicional como ubicación de los pozos y datos de producción (Bernal y León, 2015). El Intervalo objetivo principal del campo de estudio posee un crudo de 9° API y viscosidad de 2500cp @ 134 °F. Dichas propiedades tienen como consecuencia una relación de movilidad desfavorable (alta) a nivel de yacimiento (Cárdenas, 2021).

La formación productora data del Oligoceno con areniscas constituidas por una secuencia de sedimentos no consolidados, con un espesor promedio de 100 ft y porosidades promedio de 33% (Albornoz *et al.*, s.f). El ambiente deposicional de la roca productora es intermareal predominado por la presencia de un alto paleozoico sobre las arenas pinchadas, lo cual justifica el hallazgo de espesores variables a lo largo del campo (Valbuena *et al.*, 2014b).

También, se presenta una variación de propiedades petrofísicas que impactan la productividad, sin embargo, desde un punto de vista sedimentológico en el compartimiento central con la facies más profunda de la bahía interior, se puede observar una continuidad local a lo largo de los horizontes de las arenas, cuyas muestras de núcleo muestran que son sueltas, friables y se mantienen unidas con petróleo como agente cementante (Cárdenas, 2021). Este intervalo es un anticlinal fallado de orientación cruzada.

La formación productora se encuentra dividida en 2 estratos, Arenisca A y Arenisca B. La Arenisca A esta compuesta principalmente por arenisca fina a mediana, a veces areniscas fangosa, con espesor bruto promedio de 20 ft y Arenisca B la cual corresponde a arenisca no consolidada compuesta principalmente por cuarzo, predominantemente de tamaño de grano medio con menor presencia de granos gruesos a muy gruesos, redondeados a subredondeados, y espesor bruto promedio es de 100 ft (Cárdenas, 2021).

3.2 Elaboración del modelo de simulación

Un modelo conceptual es una representación simplificada del yacimiento los cuales se utilizan para evaluar su comportamiento frente a distintos escenarios requeridos de explotación, apoyando a los ingenieros a conocer, comprender o simular el comportamiento de la roca y los fluidos. A diferencia de otros modelos de simulación tales como *full field model* y el *sector model*, los modelos conceptuales reducen significativamente el tiempo de cómputo por lo que generalmente se utilizan para llevar a cabo análisis de sensibilidad de parámetros operacionales y de yacimiento (Bernal y León, 2015).

Para la presente propuesta de investigación, se desarrolló un modelo semi conceptual de simulación ya que se utilizan características del yacimiento descrito, evaluando los escenarios de producción primaria, inyección cíclica de vapor y por último una co-inyección cíclica de vapor con *flue gas*. Este diseño experimental se planteó para evaluar la eficiencia de la tecnología de inyección cíclica de vapor con *flue gas* y compararla con los otros procesos representados.

Para empezar, se procedió a la construcción del modelo estático de yacimiento con base en las propiedades del campo de crudo pesado presentados en la sección anterior. Para esto, se utilizó el simulador comercial de yacimientos de procesos térmicos

Thermal & Advanced Processes Simulator (STARS) desarrollado por la compañía canadiense *Computer Modelling Group* (CMG). Dicha compañía es reconocida por del sector de petróleo y gas en todo el mundo como un desarrollador líder de software de modelado avanzados de procesos de recuperación que involucran vapor, solventes, aire y químicos.

Para el desarrollo de la investigación, fue construido un modelo conceptual cartesiano con un área de 10 acres que equivalen a 435600 ft², con un patrón interno de cinco puntos invertido de 2.5 acres de espaciamiento, tal como lo hicieron Ceballos y Blanco, (2019). El tamaño de celda utilizado en las direcciones i, j y k fue de 10 ft de ancho y 10 ft de largo para obtener una malla de 66 celdas en dirección i, 66 celdas en j y 12 celdas en k, para un total de 52,272 celdas. La formación representada tiene un espesor bruto de 120 ft donde el tope de la formación fue establecido a 3360 ft de profundidad. Se representaron 2 areniscas de 15 ft y 95 ft respectivamente separadas por una formación de arcilla, con el fin de ver cambios representativos y tener intercalación dicha formación fue establecida de 10 ft. La diferenciación entre los tipos de roca se representó con la caracterización de las propiedades petrofísicas y propiedades térmicas las cuales se encuentran en la tabla 3. Finalmente, la vista 3D del modelo estático construido es mostrado en la figura 7.

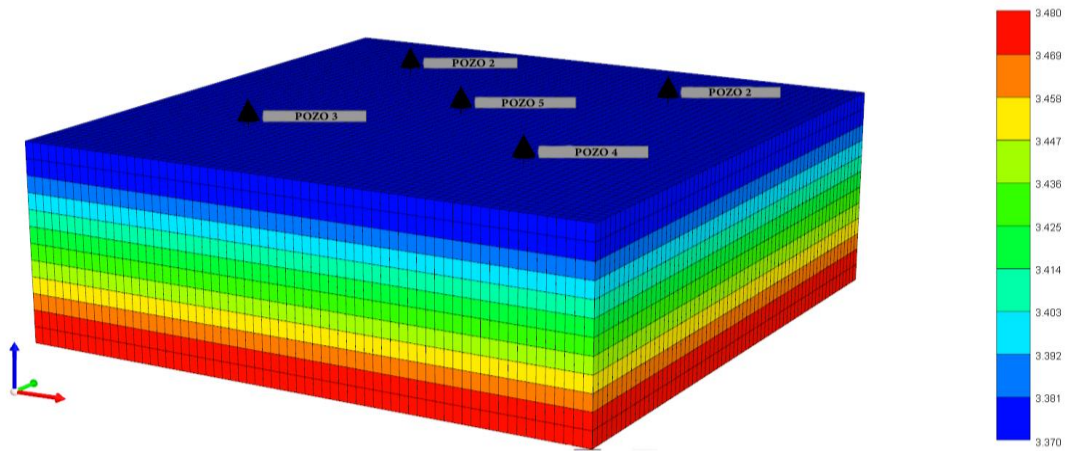
Tabla 3

Datos de entrada para el modelo estático de simulación.

Formación	Layers	Porosidad (%)	Permeabilidad (mD)	Espesor	Conductividad Térmica (Btu/(ft ³ *F))	Capacidad calorífica volumétrica (Btu/(ft ³ *F))
Arenisca A	1 - 2	0.33	1000	15	30	40
Arcilla	3	0.0001	0.0001	10	40	24
Arenisca B	4-12	0.3	700	95	30	40

Figura 7

Vista 3D del modelo cartesiano.



Nota. Adaptado de Computer Modelling Group-Builder.

3.2.1 Definición del enmallado y dimensiones del grid de simulación

La construcción del modelo de simulación se realiza haciendo uso de la herramienta BUILDER de la interfaz Launcher de la compañía CMG. Para dar comienzo se definió el paquete de unidades como unidades de campo, el simulador a utilizar como START. La tabla 4 resume las dimensiones del enmallado del modelo base; por otra parte, la figura 8 muestra la vista superficial del modelo base de simulación.

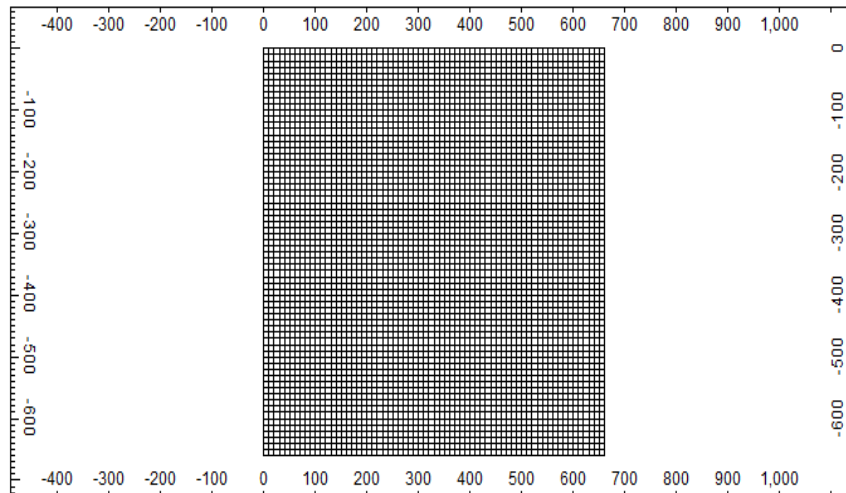
Tabla 4

Dimensiones del enmallado de simulación.

Parámetro	Valor		
Área, acres	10		
Espesor, ft	120		
Tope, ft	3360		
	i	j	k
Número de celdas	66	66	12
Número total de celdas	52,272		

Figura 8

Vista superficial del modelo base de simulación.



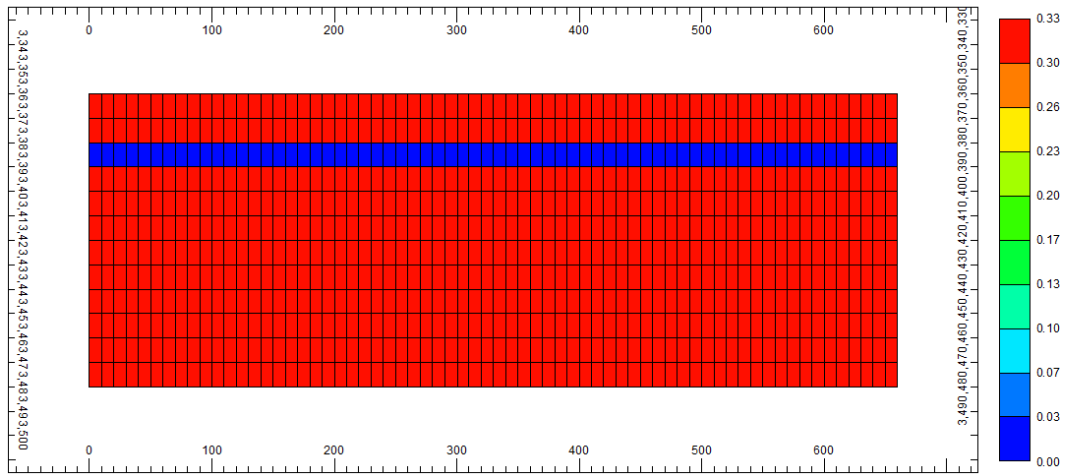
Nota. Adaptado de *Computer Modelling Group-Builder*.

3.2.2 Distribución de propiedades petrofísicas y térmicas del modelo

Una vez establecido el tipo y dimensionamiento del enmallado, se procedió al ingreso de datos petrofísicos y térmicos recopilados en la literatura. Dichas propiedades son factor clave para determinar el desempeño del yacimiento, capacidad de almacenamiento de fluidos, capacidad de la roca para permitir el flujo del fluido, pérdidas de energía en el yacimiento, entre otros. Gráficamente la heterogeneidad del modelo se observa en las figuras 9 y 10.

Figura 9

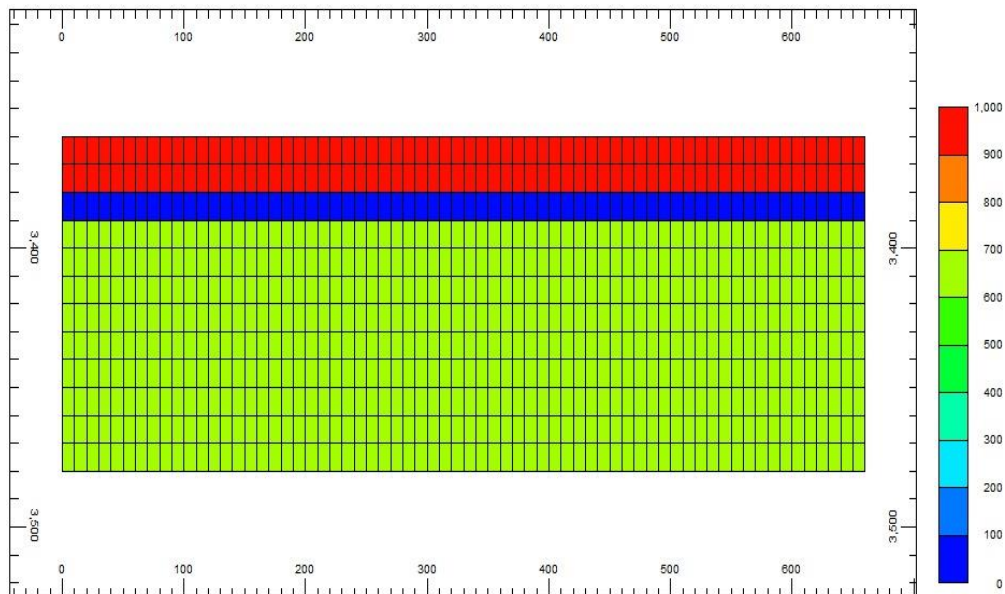
Vista lateral de la distribución de la porosidad en el modelo de simulación.



Nota. Adaptado de Computer Modelling Group-Builder.

Figura 10

Vista lateral de la distribución de la permeabilidad en el modelo de simulación.



Nota. Adaptado de Computer Modelling Group-Builder.

3.2.3 Modelo de fluidos

El estudio del comportamiento de los fluidos hidrocarburos durante la inyección cíclica de vapor es de vital importancia ya que se estiman cambios en las condiciones de presión, temperatura y volumen. Por esto, se hace necesario modelar correctamente la variación de propiedades tales como: la viscosidad, el factor volumétrico y densidad del fluido. Para el desarrollo o representación de los modelos PVT, la herramienta CMG propone diferentes rutas de acuerdo con el alcance de la investigación y la cantidad de datos que tenga disponible el usuario. Entre estas rutas, es posible ingresar de forma directa los datos experimentales de los análisis realizados a los fluidos.

Teniendo en cuenta la metodología del presente trabajo donde, la información utilizada para la construcción del modelo de simulación fue recopilada de la literatura, y esta en la mayoría de los casos es bastante limitada, como una forma más práctica, el modelo de fluidos se generó a partir de la opción PVT sintético disponible en el simulador. Dicha opción propone el uso de correlaciones planteadas en la literatura para la predicción de propiedades como el factor volumétrico de formación, la viscosidad, la compresibilidad y la cantidad de gas en solución. La tabla 5 presenta los datos de entrada para la generación del modelo de fluidos.

Tabla 5

Datos de entrada al simulador para la generación del PVT

Parámetro	Valor
Temperatura del yacimiento (°F)	134
Presión de referencia (psi)	1250
Presión de burbuja (psi)	300
Presión máxima (psi)	1800
Factor de compresibilidad (1/psi)	5.00E-04
Conductividad térmica (BTU/ft*d*°F)	Crudo: 1.6
	Gas: 0.25
	Agua: 12.6

Nota. Adaptado de Bernal y León, (2015), pág. 69.

Aun cuando el simulador ofrece correlaciones para las propiedades como la viscosidad, el factor volumétrico y densidad del fluido estas se eligen teniendo en cuenta los rangos de aplicabilidad previamente consultados. El ajuste de propiedades del fluido como el factor volumétrico de formación, el punto de burbuja y la razón de solubilidad del gas en el aceite se estimaron mediante las correlaciones propuestas por Standing cuyos rangos de aplicación se muestran en la tabla 6. La compresibilidad del aceite se calculó con base a la correlación de Glasso cuyos rangos de aplicación se muestran en la tabla 7. El comportamiento de las propiedades del crudo al final del ajuste del modelo de fluidos se puede observar en la figura 11, 12 y 13.

Tabla 6

Rangos de aplicación para la correlación de standing

Parámetro	Rango	Unidades
Temperatura	100-258	°F
Presión de burbuja	130-7000	psia
Gravedad API	16.5-63.8	
Gravedad específica del gas	0.59-0.95	

Nota. Adaptado de Banzer, (1996).

Tabla 7

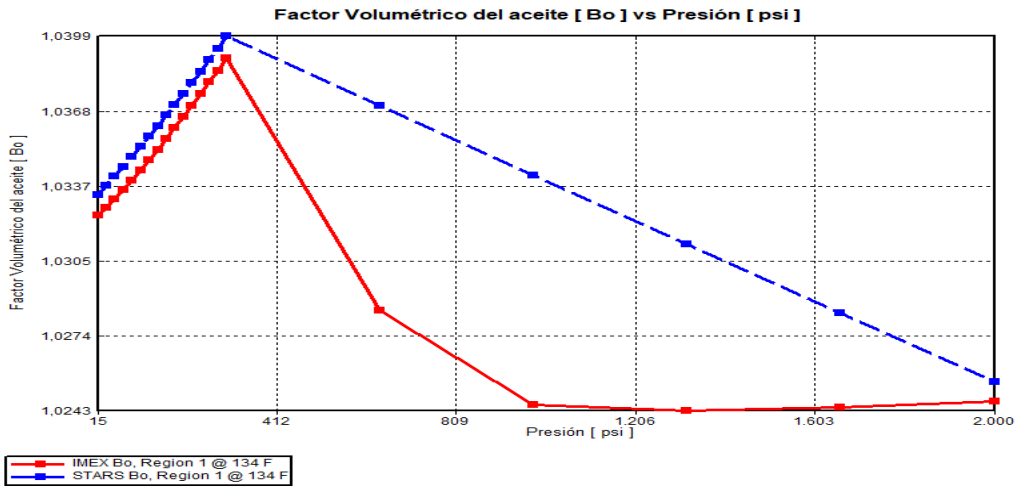
Rangos de aplicación para la correlación de Glasso

Parámetro	Rango	Unidades
Temperatura	80-280	°F
Presión de burbuja	165-2142	psia
Gravedad API	22.3-48.1	
Gravedad específica del gas	0.65-1276	

Nota. Adaptado de Banzer, (1996).

Figura 11

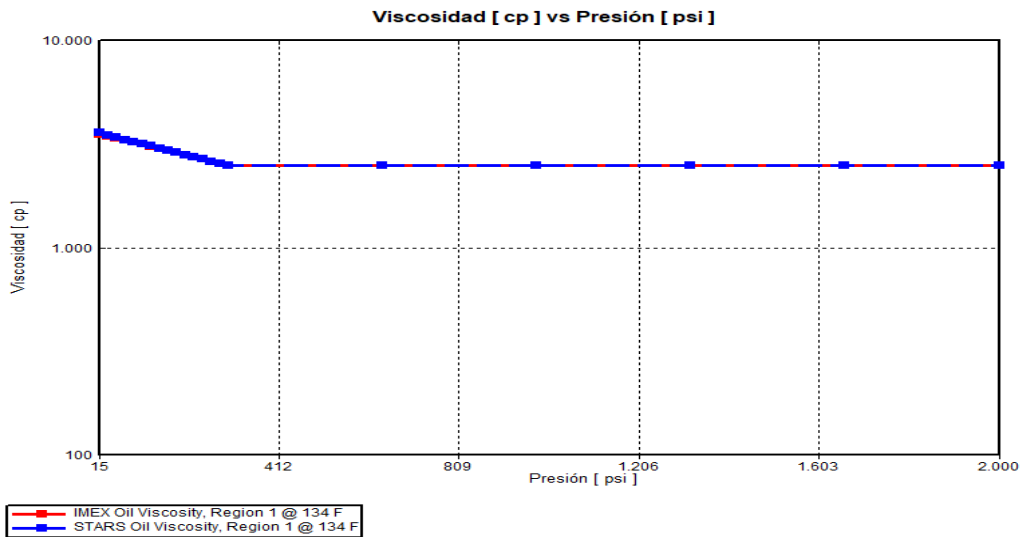
Comportamiento del factor volumétrico del aceite respecto a la presión



Nota. Adaptado de Computer Modelling Group-Builder.

Figura 12

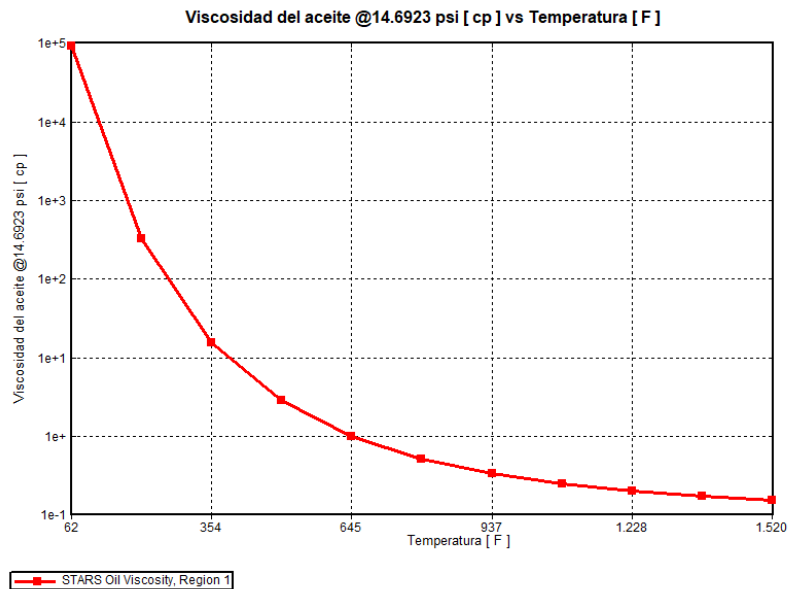
Comportamiento de la viscosidad del aceite respecto a la presión



Nota. Adaptado de Computer Modelling Group-Builder.

Figura 13

Comportamiento de la viscosidad del aceite respecto a la temperatura



Nota. Adaptado de *Computer Modelling Group-Builder*.

3.2.4 Interacción roca-fluido

Las curvas de permeabilidad permiten modelar la interacción roca/fluidos y la capacidad de flujo de los distintos fluidos a través de cada fase del yacimiento, además, puede ser modelada a partir de las curvas de permeabilidad relativa (Bernal y León, 2015). Al igual que otras propiedades anteriormente mencionadas, la permeabilidad relativa de cada fase a una determinada saturación se obtiene por medio de pruebas de laboratorio. En muchos casos las curvas son generadas mediante la correlación empírica de Hirasaki conociendo los valores de permeabilidad relativa de cada fase a saturaciones críticas y connatas a los que se conocen como *endpoints*.

Para la presente investigación se utilizaron valores encontrados en estudios realizados en la Universidad Industrial de Santander. Estos valores son ingresados en el simulador para el sistema agua-aceite y gas-líquido se muestran en las tablas 8 y 9. En dicha tabla de permeabilidad

relativa del sistema agua-aceite se puede apreciar que el punto de intercepción corresponde a un valor de saturación de agua mayor a 0,5 lo cual es el comportamiento típico de un yacimiento mojado por agua (Ahmed, 2019). En la tabla de permeabilidad relativa del sistema gas-líquido se modela el flujo del gas respecto a diferentes condiciones de saturación de líquido.

Tabla 8

Datos ingresados para la generación de las curvas de permeabilidad relativa para el sistema agua-aceite

Sw	Krw	Krow
0.291	0	0.6054
0.3	0.000015	0.584
0.32	0.000026	0.537
0.34	0.0005	0.49
0.36	0.0013	0.448
0.38	0.0027	0.4073
0.4	0.0046	0.3677
0.42	0.0071	0.33
0.44	0.01	0.2941
0.46	0.0146	0.26
0.48	0.197	0.2282
0.5	0.0257	0.1981
0.52	0.0329	0.17
0.54	0.0411	0.1439
0.56	0.0505	0.1198
0.58	0.0611	0.0977
0.6	0.073	0.0777
0.62	0.0863	0.0599
0.64	0.1009	0.0442
0.66	0.1171	0.0307
0.68	0.1348	0.0195
0.7	0.154	0.0106
0.72	0.174	0.0043
0.74	0.1974	0.0007
0.752	0.2118	0

Nota. Adaptado de Bernal y León, (2015), pág. 69.

Tabla 9

Datos ingresados para la generación de las curvas de permeabilidad relativa para sistema gas-liquido.

SI	Krg	Krog
0.609	0.208	0
0.618	0.207379	0.000001
0.638	0.19578	0.000575
0.658	0.184237	0.002911
0.678	0.172754	0.007694
0.698	0.161133	0.015441
0.718	0.14998	0.026582
0.738	0.138697	0.041496
0.758	0.12749	0.060524
0.778	0.116363	0.083979
0.798	0.105324	0.112151
0.818	0.09438	0.145313
0.838	0.08354	0.16
0.858	0.072815	0.21
0.878	0.0622	0.26
0.898	0.051773	0.309
0.918	0.041498	0.352
0.938	0.031431	0.4
0.958	0.021628	0.454
0.978	0.01219	0.517
0.998	0.003375	0.574
1	0	0.6054

Nota. Adaptado de Bernal y León, (2015), pág. 69

3.2.5 Fenómeno de gas a atrapado en medios porosos

Con el fin de cumplir con los objetivos planteados para esta investigación, se utilizó la metodología propuesta por Guerrero *et al.*, (2021), en el 1° simposio de geología y del petróleo UIS realizado por 6 capítulos estudiantiles en la universidad industrial de Santander.

Al momento de aplicar la tecnología híbrida, se representa el fenómeno de saturación de gas atrapado el cual se evidencia en el medio poroso como una cantidad de gas en forma de

microburbujas. Las investigaciones de dicho fenómeno están relacionadas con el efecto de histéresis el cual fue simulado a través del modelo propuesto por Killough (Guerrero *et al.*, 2021). Este modelo fue propuesto en 1976, y asume que la curva experimental se encuentra entre el valor máximo de saturación y el irreducible de fase no mojante. En la tabla 10 se muestran los valores que se tomaron para la fase mojante y la saturación máxima. A partir de estos valores se formó el modelo de histéresis y así evaluar el gas capturado por el yacimiento.

Tabla 10

Tabla de imbibición líquido-gas

Sli	krgi
0.326	0.45
0.9	0

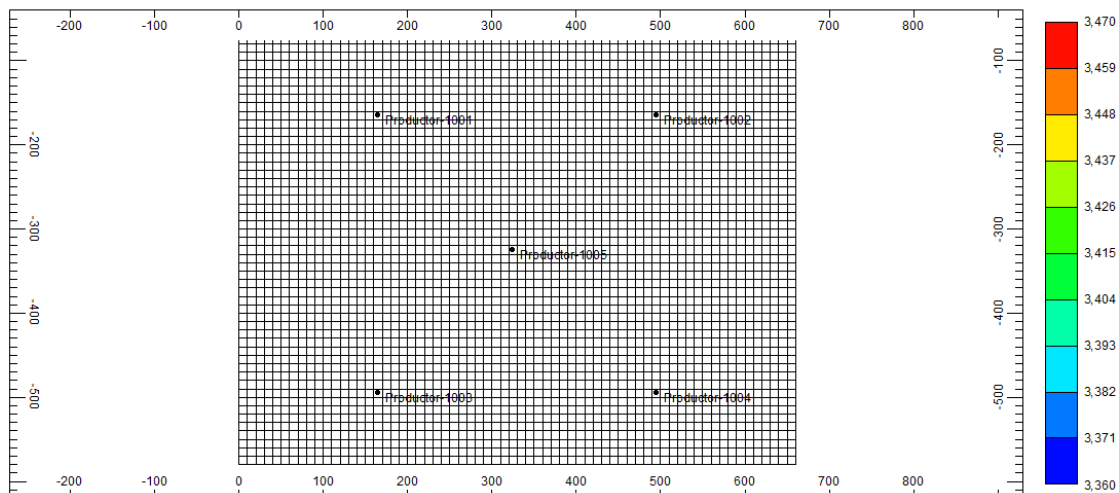
Nota. Adaptado de Guerrero *et al.*, (2021).

3.2.6 Configuración de pozos y condiciones operacionales

El modelo base de simulación se construyó utilizando un patrón de 5 puntos. En la figura 14 se muestra la vista areal del modelo base de simulación. La presión de fondo en los pozos productores se definió como 1250 psi. Las condiciones operacionales se determinaron con el fin de obtener resultados semejantes a los obtenidos en contextos reales. La perforación de pozos se realizó (2022/01/01).

Figura 14

Vista areal del modelo base de simulación con un patrón de cinco puntos



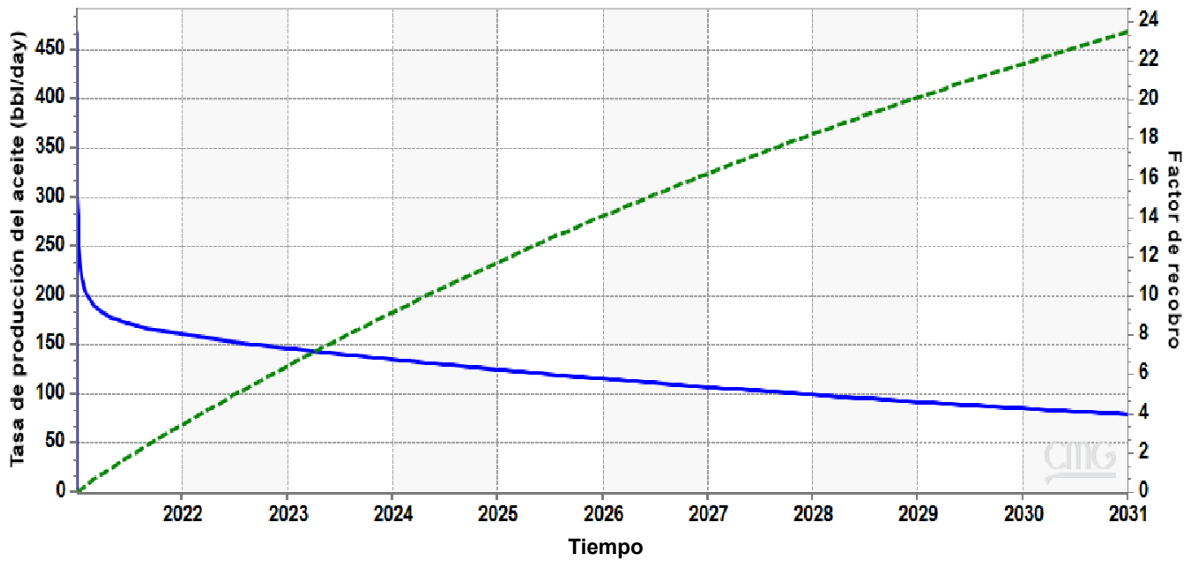
Nota. Adaptado de *Computer Modelling Group-Builder*.

3.2.7 Producción en frío

Luego de ingresar la información y con el fin de desarrollar una adecuada representación de la producción en frío de este modelo semi conceptual se tuvo en cuenta la presión de yacimiento y el factor de recobro a condiciones naturales del yacimiento. Teniendo en cuenta que la presión de fondo de yacimiento es 1250 psi y un factor de recobro primario cercano a 23,5% se muestra el comportamiento de la tasa de producción y el factor de recobro de aceite para el modelo cartesiano bajo el escenario de producción en frío en la figura 15. Adicionalmente, La tasa instantánea de producción en frío obtenida fue menor que 1000 BBL/D y se muestra en la figura 16, luego, se realiza un proceso de inyección cíclica de vapor, con el fin de aumentar el factor de recobro.

Figura 15

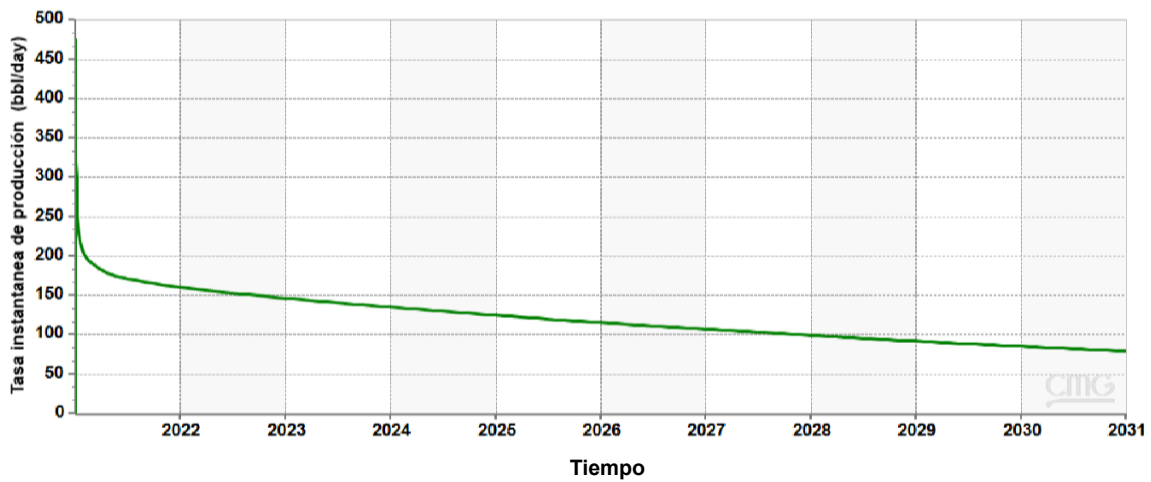
Comportamiento de la tasa de producción y el factor de recobro de aceite para el modelo cartesiano bajo el escenario de producción en frío.



Nota. Adaptado de *Computer Modelling Group-Builder*.

Figura 16

Tasa instantánea de producción (BBL/D) vs Tiempo



Nota. Adaptado de *Computer Modelling Group-Builder*.

3.2.8 Modelo de inyección cíclica de vapor

Con el objetivo de definir el escenario óptimo para la implementación de la inyección cíclica de vapor en el campo de estudio, se procedió a tomar los parámetros operacionales de relevancia en la implementación de la tecnología del pozo productor e inyector. Dichos valores fueron establecidos con base en la ventana operacional de la técnica encontrada en estudios anteriores y la literatura los cuales se muestran en la tabla 11.

Inicialmente se designaron 365 días de producción en frío con el fin de depletar la presión inicial del yacimiento, y luego de definir la presión de fondo fluyente de 350 psi, se procede a llevar a cabo 10 ciclos de inyección de vapor como periodo representativo de un proceso de inyección cíclica de vapor. Cada ciclo está compuesto por 8 días de inyección de vapor con una tasa de 1600 barriles, 5 días de remojo y 180 días de producción. Estos valores han sido reportados por diversos estudios acerca del tema (León, 2019; León, y Padilla, 2019; Martínez, 2020; Caicedo y Patiño, 2021).

Tabla 11

Parámetros operacionales en el modelo de inyección cíclica de vapor

Parámetro	Valor
Pozos productores	
BHP bottom hole pressure (psi)	350
Pozos de inyectores de vapor	
Tasa de inyección de agua (vapor)(bbl)	1600
BHP bottom hole pressure (psi)	1400
Temperatura de Inyección, F	584.4
Calidad, fracción	0.6
Número de ciclos	10
Tiempo de inyección, días/ciclo	8 días
Tiempo de remojo, días/ciclo	5 días
Tiempo de producción, días/ciclo	180 días

Nota. Adaptado de León, (2019); León, y Padilla, (2019); Martínez, (2020); Caicedo y Patiño, (2021).

4. Resultados

A continuación, se encuentran los resultados obtenidos mediante el simulador numérico, durante el proceso de inyección cíclica de vapor convencional con los cuales se alimentó el análisis de la eficiencia energética. Después de un año de producción en frío el cual finalizó el 01/01/2022, el plan de explotación involucró la implementación del proceso de inyección cíclica de vapor con la finalidad de apreciar la ligera reducción de la presión en el yacimiento y mejorar la inyectividad del vapor. La figura 17 muestra el comportamiento de la producción y el factor de recobro después de la implementación del proceso.

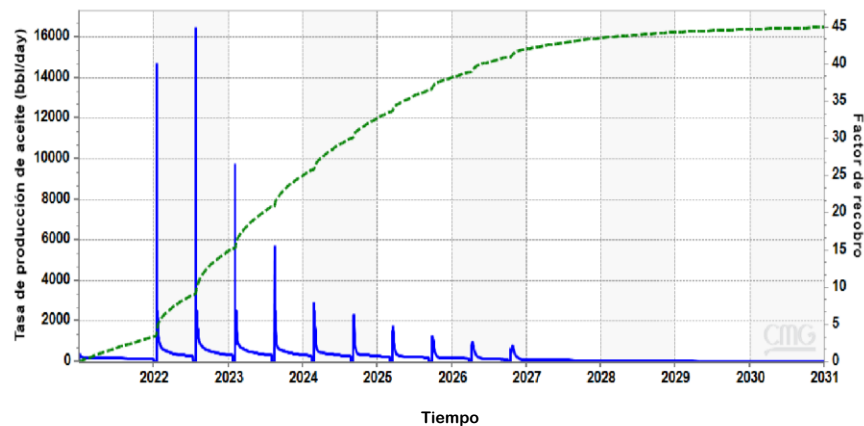
En términos generales, en los 8 días de inyección establecidos se evidenció la transferencia de energía hacia el aceite en el yacimiento logrando que la producción del crudo aumente considerablemente, y luego de diez ciclos de inyección el factor de recobro alcanzó un valor de 42.47%.

No obstante, se evidenció la reducción de la eficiencia en la producción del proceso en los ciclos tardíos, generando poco aumento producciones de agua y del SOR (relación vapor-aceite) que se mantuvo en el intervalo de 0.6 y 0.8 bbl/bbl como se muestra en la figura 18. Esto puede deberse a que en la investigación se utiliza un modelo conceptual sin algunos ajustes como el *history match*, entre otras que recrearían un modelo menos ideal. Adicionalmente, para esta investigación no se utiliza el SOR como parámetro determinante en la selección del ciclo donde

se aplicará la co-inyección, pero si el índice de eficiencia energética. Ya que es el criterio en el que gira este estudio.

Figura 17

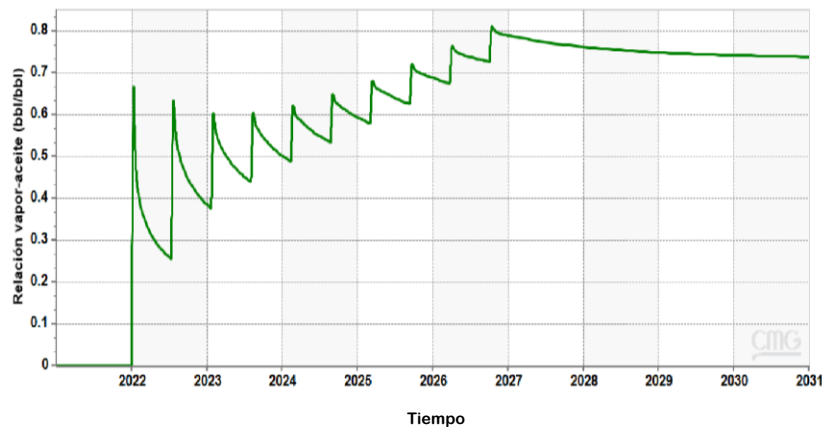
Comportamiento de la tasa de producción y el factor de recobro de aceite para el modelo cartesiano al implementar el proceso CSS



Nota. Adaptado de Computer Modelling Group-Builder.

Figura 18

Comportamiento de la relación vapor-aceite para el modelo cartesiano al implementar el proceso CSS



Nota. Adaptado de Computer Modelling Group-Builder.

4.1 Eficiencia energética y captura de gas

El análisis de la eficiencia energética en los proyectos de inyección de vapor representa una novedosa propuesta que permite analizar los diferentes escenarios de ejecución, a través del estudio de parámetros operacionales obtenidos de las actividades de simulación como tasas de inyección, tiempo de inyección y producción respectivamente. Gracias a los resultados, permite a los ingenieros y empresas modelar posibles escenarios y elegir la alternativa más conveniente.

La comparación de la eficiencia energética de las dos técnicas de recobro mejorado implementados en la investigación incorporó ciertas consideraciones que permite encarar los desempeños energéticos y los beneficios que brindan las dos técnicas. También, se abordaron las consideraciones que se toman para realizar las simulaciones, además del tiempo de evaluación y control. Las consideraciones fueron:

- El sistema corresponde a los dos modelos conceptuales desarrollados bajo la simulación numérica de yacimiento de un campo de crudo pesado de Colombia.

- Las simulaciones se realizaron de manera paralela con respecto a los años de inicio y finalización para determinar el desempeño energético sobre el sistema de cada uno de los escenarios.

- Para la recopilación de datos necesarios en la revisión energética de cada uno de los escenarios, se contempló la información brindada por el simulador CMG, excluyendo información del resto del proceso en cuanto a las tuberías, generador de vapor, método y captura de gas de combustible, ya que esta investigación fue enfocada en los fenómenos que ocurren en el yacimiento.

- Para la revisión y comparación de la eficiencia energética se utilizan algunos criterios normativos, de libros, artículos, entre otros documentos. Entre ellos se destacan: normas ISO

50001, Protocolo internacional de medición y verificación del desempeño, Libros: Introducción a la eficiencia energética industrial, Mejora de la eficiencia energética en los sistemas de energía industrial, Introducción al análisis energético, entre otros.

- La comparación también excluye a los costos financieros que se tendrían que asumir debido a que este se limita a un ensayo conceptual enfocado a los desempeños energéticos y emisiones.

Con estas consideraciones es posible continuar con la revisión energética de cada uno de los escenarios, ya que permitirán limitar los alcances que tendrá la evaluación y comparación de la eficiencia energética de cada uno de los escenarios diseñados por los investigadores

4.2 Estimación de la eficiencia energética

La eficiencia energética es la relación entre la energía producida y la energía requerida, por lo cual es importante, establecer la relación que se empleara en esta investigación, que se considera como energía producida y requerida. En base a las investigaciones de (Osma *et al.*, 2019) su enfoque es considerar como energía producida a el petróleo crudo y como energía requerida: vapor. Como se observa en la siguiente relación.

$$EE = \frac{EP}{ER} \quad \text{Ecuación 4}$$

Donde:

EE: eficiencia energética

EP: energía producida

ER: energía requerida

Cuanto más alto es EE, es decir, por encima de 1, más eficiente es el proceso, ya que la energía requerida es menor que la energía producida.

4.2.1 Cálculo de la energía requerida

A continuación, se prosigue con el cálculo de la energía presente en el vapor inyectado al yacimiento, la cual es disipada en el medio poroso y los fluidos presentes en el yacimiento, aumentando la movilidad de los fluidos. Inicialmente, se calcula los barriles equivalentes por ciclo de agua inyectada, los cuales dependen exclusivamente de la tasa de inyección, el número de ciclos, días de inyección y el número de pozos del proyecto. Para la presente investigación se utilizó una tasa de inyección de 1,600 bbl/día.

Se calcula los barriles equivalentes por ciclo de agua inyectada, a partir de la ecuación 5.

$$BWE = C * P * I * Q \quad \text{Ecuación 5}$$

Donde:

C: número de ciclos, adimensional

P: número de pozos, adimensional

I: días de inyección, días

Q: caudal de inyección, Bbl/día

La tabla 12 muestra el número de barriles equivalentes de agua inyectada por cada uno de los ciclos de inyección cíclica de vapor.

Tabla 12*Barriles equivalentes por ciclo de agua inyectada*

Número de ciclos	BWE (bbl)
1	64000
2	64000
3	64000
4	64000
5	64000
6	64000
7	64000
8	64000
9	64000
10	64000

Posteriormente, con el número de barriles equivalentes de agua inyectados en el ciclo, se calculó la energía total inyectada, mediante la ecuación 6.

$$E = \frac{BWE * H_{vh} * 350}{1000000 * 0.85} \quad \text{Ecuación 6}$$

Donde:

EI: energía inyectada, MMBTU

BWE: número de barriles equivalentes de agua, Bbl

H_{vh}: entalpía del vapor húmedo, BTU

En cuanto al cálculo de la entalpía del vapor húmedo, se realiza mediante la ecuación 7. Los cálculos fueron realizados con las propiedades termodinámicas del agua y del vapor usando como referencia el libro de Termodinámica de Cengel *et al.*, (2019), con la temperatura de saturación del fluido, es decir, 584.4 °F. En la tabla 13, se encuentra los valores de: calor sensible y calor latente de vapor.

$$H_{vh} = H_w + x (L_v) \quad \text{Ecuación 7}$$

H_{vh}: entalpía del vapor húmedo, BTU/lbm

H_w: Calor sensible al agua saturada, BTU/lbm

X: calidad, fracción

Lv: calor latente de vaporización, BTU/lbm

Tabla 13

Entalpías a condiciones del estudio

T °F (sat)	Hw	Lv
580	588.95	589.29
584.4	602.75	570.04
590	602.75	570.04

De este modo, se estima la entalpia del vapor húmedo como 951.242BTU/lbm, a partir de la ecuación 7. Adicionalmente, se estima la energía de inyección total por ciclo a partir de la ecuación 6.

Para el cálculo de la energía requerida, se considera la eficiencia del generador y se toma como referencia 85% ya que es un valor promedio y es utilizado en los generadores de campos como chuchupa en Colombia. Este cálculo se realiza mediante la ecuación 8.

$$Energia\ requerida = \frac{Energia\ inyectada}{Eficiencia\ Generador} \quad Ecuación\ 7$$

Finalmente, se calcula la energía requerida por cada ciclo de inyección haciendo uso de la ecuación 8. La tabla 14 muestra los resultados en millones de BTU generados en cada ciclo de inyección.

Tabla 14*Energía requerida por ciclo de inyección cíclica de vapor*

Ciclo	Energía requerida (MMBTU)
1	25068.02447
2	25068.02447
3	25068.02447
4	25068.02447
5	25068.02447
6	25068.02447
7	25068.02447
8	25068.02447
9	25068.02447
10	25068.02447

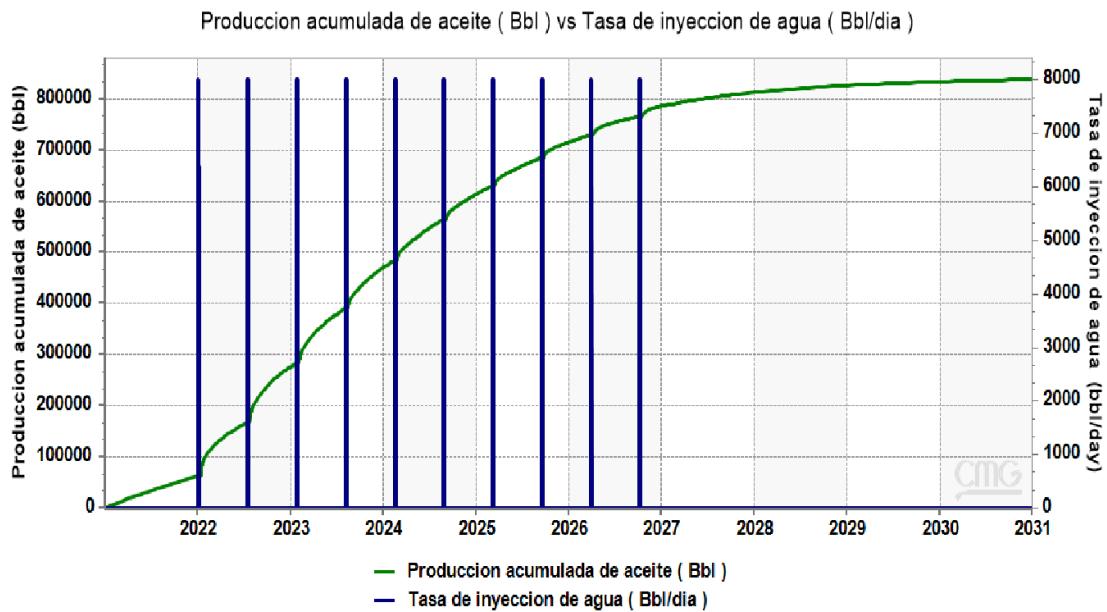
4.2.2 Cálculo de la energía producida

A continuación, se prosigue con el cálculo de la energía producida por el yacimiento, la cual depende exclusivamente de la producción acumulada de petróleo crudo y el barril equivalente de petróleo.

El barril equivalente de petróleo (BEP) se define como una unidad de energía equivalente liberada durante la quema de un barril (42 galones) de petróleo crudo. El servicio de impuestos internos colombiano lo define equivalente a 5.7×10^6 BTU. En la figura 19 se muestra los resultados obtenidos para la producción acumulada de petróleo crudo en el escenario de la inyección cíclica de vapor en cada ciclo. En la tabla 15 se muestra el valor obtenido de producción en unidades de Bbl/día para cada ciclo de inyección.

Figura 19

Producción de petróleo crudo acumulado en el escenario de la inyección cíclica de vapor



Nota: Adaptado de Computer Modelling Group.

Tabla 15

Producción de petróleo crudo en bbl para el escenario de inyección cíclica de vapor

Ciclo	Producción acumulada (Bbl) de aceite en la inyección cíclica de vapor
1	115972
2	104684
3	103963.7
4	90128
5	79120
6	66778
7	55423
8	44554
9	36721
10	29796

Con base a lo anterior, la tabla 16 permite observar los resultados obtenidos entorno a los barriles equivalentes de petróleo obtenidos en unidades de (MMBTU) los cuales representan la energía producida.

Tabla 16

Energía producida (MMBTU)

Ciclo	Escenario de inyección cíclica de vapor (MMBTU)
1	661040.4
2	596698.8
3	592593.09
4	513729.6
5	450984
6	380634.6
7	315911.1
8	253957.8
9	209309.7
10	169837.2

4.2.3 Cálculo del índice de la eficiencia energética en la inyección cíclica de vapor

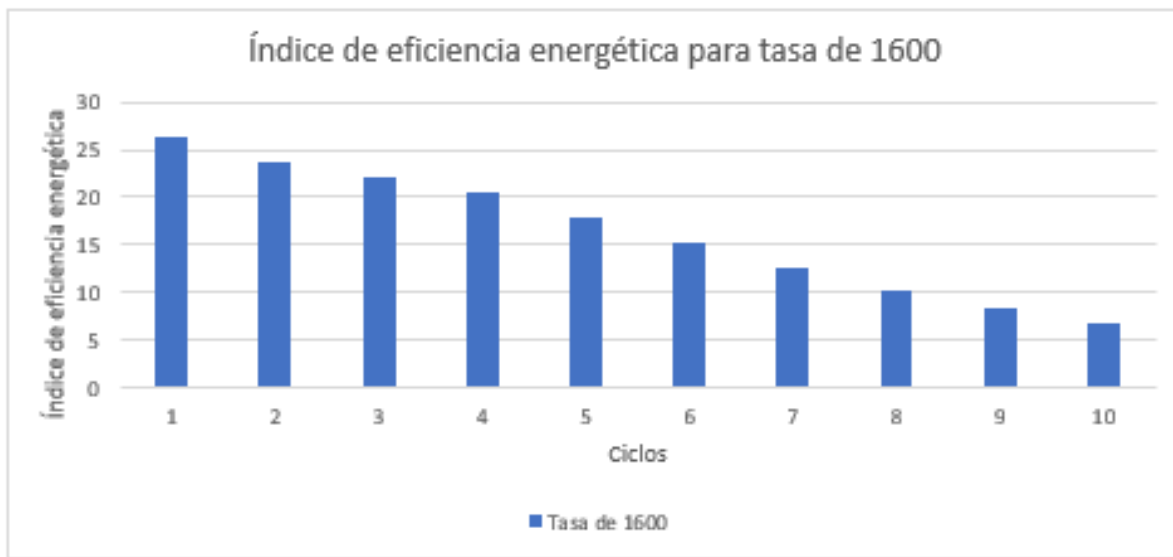
Con base a la metodología anteriormente mencionada, se procede a calcular el índice de eficiencia energética para la inyección cíclica de vapor. En la figura 20 se muestran los resultados obtenidos, donde el sexto ciclo disminuye la eficiencia energética en un 42% en comparación al primer ciclo. Adicionalmente, la diferencia entre el primer ciclo y el décimo ciclo en la inyección cíclica de vapor alcanza al 74% menos eficiente energéticamente.

La razón por la cual se presenta esta disminución energética es debido a que a medida que avanzan los ciclos de inyección, el yacimiento produce menos cantidad de energía que la requerida para hacer posible la inyección en cada ciclo.

Con el fin de reducir la disminución de la eficiencia energética durante el periodo de estudio se establece que en la mitad del proceso la eficiencia energética no disminuya en más de un 40%, es por esto que se establece el 6 ciclo como parámetro para establecer los criterios operacionales que permiten evaluar el proceso de co-inyección cíclica de vapor con *flue gas*.

Figura 20

Índice de eficiencia energética para el escenario de la inyección cíclica de vapor



4.3 Simulación numérica de la inyección cíclica de vapor asistida con *flue gas*

Con el objetivo de definir el escenario óptimo para la implementación de la inyección cíclica de vapor asistida con *flue gas* en el campo de estudio, se procedió a tomar los parámetros operacionales de relevancia en la implementación de la tecnología del pozo productor e inyector. Dichos valores fueron establecidos con base en la ventana operacional de la técnica encontrada en estudios anteriores y las capacitaciones ofrecidas por el Grupo de Investigación de Recobro Mejorado en el marco del proyecto “Evaluación del Uso de *Flue Gas* en la Inyección Cíclica de Vapor como Método de Recobro Mejorado” (GRM, 2021), los cuales se muestran en la tabla 17.

4.3.1 Cálculo del volumen inyectado de flue gas

El volumen inyectado de *flue gas* se calculó utilizando la siguiente ley de gas ideal:

$$PV = nRT \text{ ó equivalente } V = \frac{nRT}{P} \quad \text{Ecuación 8}$$

Donde:

V: Volumen, ft³

P: presión, psi = 14.7 psi = 1 atmósfera (valor atmosférico)

R: constante de gases, ft³ · psi · °R⁻¹ · lb – mol⁻¹ = 10.7316 ft³ · psi · °R⁻¹ · lb – mol⁻¹

T: Temperatura, Rankine = 20°C = 527.67°R (valor atmosférico)

n: número de moles, lbmol/d

Para calcular el número de moles, se utilizó la siguiente fórmula:

$$n = \frac{m}{M} \quad \text{Ecuación 9}$$

Donde:

m: masa

M: masa molecular

$$masa_{agua} = I \frac{bbls}{día} \cdot gravedad\ específica_{agua} = I \frac{bbls}{día} \cdot 8.34 \frac{lb}{gal} = 350 \cdot I \frac{lb}{día}$$

$$masa_{flue\ gas} = 350 \cdot I \cdot \frac{Porcentaje_{flue\ gas}}{Porcentaje_{vapor}} \frac{lb}{día} = 350 \cdot I \cdot \frac{0.25\ lb}{0.75\ día} = 116.67 \cdot I \frac{lb}{día}$$

Donde:

I: tasa de inyección, bbls/d

$$M_{flue\ gas} = 0.88 \times M_{N_2} + 0.12 \times M_{CO_2}$$

$$M_{N_2} = 28.0134u$$

$$M_{CO_2} = 44.01u$$

$$M_{flue\ gas} = 0.88 \times 28.0134 + 0.12 \times 44.01 = 29.93 \frac{lb}{lbmol}$$

Sustituyendo en la ecuación 9 se obtiene:

$$n = \frac{Masa_{flue\ gas}}{Masa\ molecular_{flue\ gas}} = \frac{116.67 \cdot I}{29.93} = 3.9 \cdot I \frac{lbmol}{día}$$

Sustituyendo en la ecuación 8 se obtiene:

$$V_1 = \frac{3.9 \cdot I \cdot 10.73159 \cdot 527.67}{14.7} = 1502.08442 \cdot I \frac{ft^3}{día}$$

Sustituyendo las tasas de inyección de 1600 bbl/d se obtiene:

$$V_{1600} = 2,403,335.071 \frac{ft^3}{día}$$

Con el propósito de mantener la misma tasa de producción acumulada que se obtuvo en el escenario de inyección cíclica de vapor, se realizaron 13 simulaciones numéricas para determinar cuál es la tasa de inyección necesaria para obtener dicha producción en el escenario de co-inyección de *flue gas*. El *flue gas* proporciona una caída de la presión menor en el yacimiento en comparación de un proceso de inyección cíclica, lo que aumentaba la recuperación de vapor y permitiendo disminuir la tasa de inyección de vapor.

Los resultados como se muestran en la figura 21 evidencian que, a una tasa de inyección de vapor de 850 bbl/día a unas condiciones de inyección: presión 1400 psi, temperatura 584.4 F y calidad de vapor 60% generan 0.185478 ft³/lb, lo que equivale a 1,276,771.76 ft³/día en superficie con una composición molar de 88% de N₂ y 12% de CO₂, de las cuales 153,212.6 ft³ corresponden al CO₂. Este cálculo volumétrico de *flue gas* se realizó con la metodología utilizada en la sección 4.3.1. (Monte-Mor *et al.*, 2013; Zhong *et al.*, 2013)

En la figura 22 se muestra el comportamiento de la tasa de producción y el factor de recobro de aceite una vez se implementó el proceso de co-inyección de *flue gas*. El factor de recobro alcanzado fue aproximadamente 42.21%.

Tabla 17

Parámetros operacionales de los pozos inyectoros de flue gas

Parámetro	Valor
Tasa de inyección de <i>flue gas</i> (ft ³ /día)	1600
Temperatura de inyección (F)	584.4
Tiempo de inyección (días)	8
BHP <i>bottom hole pressure</i> (psi)	1400
Volumen inyectado de <i>flue gas</i> (ft ³ /día-pozo)	2,403,335.07

Nota. Adaptado de GRM, (2021).

Figura 21

Comportamiento de la producción de aceite para diferentes tasas de inyección en el proceso de co-inyección de flue gas

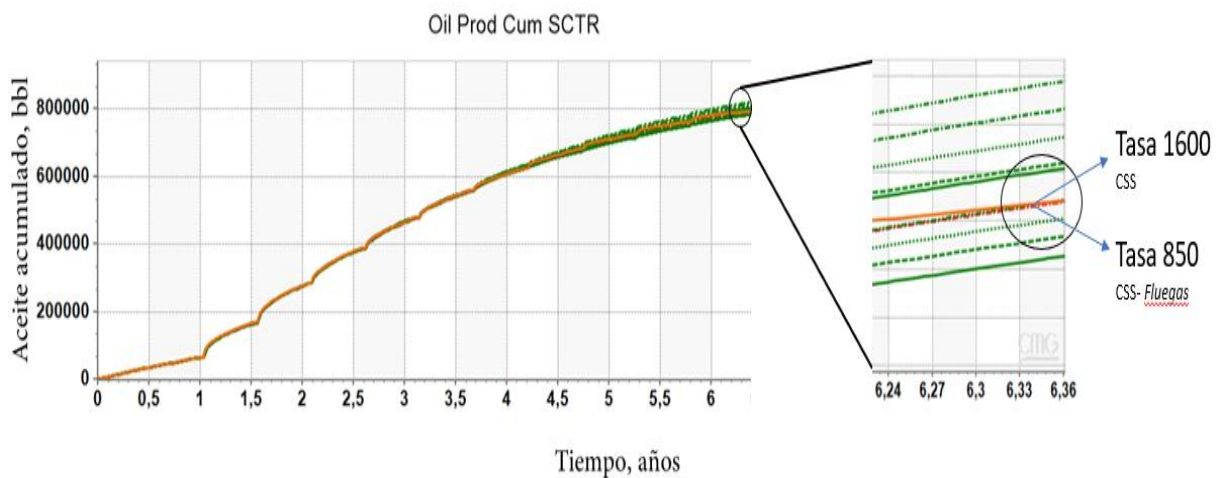
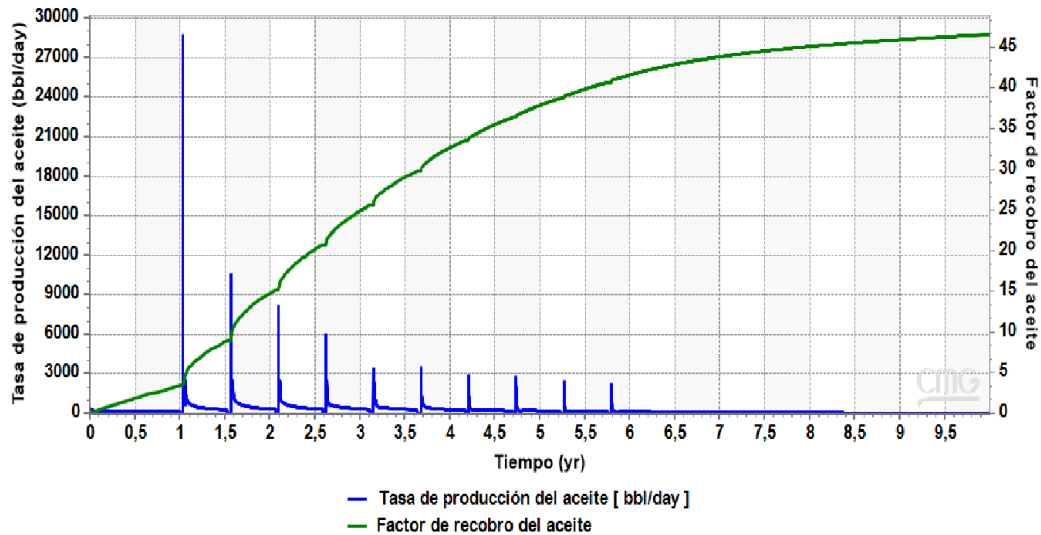


Figura 22

Comportamiento de la tasa de producción y el factor de recobro de aceite para el modelo cartesiano al implementar co-inyección de flue gas



Nota. Adaptado de *Computer Modelling Group-Builder*.

4.4 Comparación de la eficiencia energética del escenario de inyección cíclica de vapor y la co-inyección cíclica de vapor con *flue gas*

Para esta sesión, se utilizó la metodología expuesta anteriormente para el cálculo de la energía inyectada, la energía requerida y eficiencia energética respectivamente. En el escenario de co-inyección cíclica de vapor con *flue gas* y según los datos calculados, se logra obtener un aumento de la eficiencia energética promedio en los cinco ciclos de comparación es del 81.82%.

También el parámetro de la eficiencia energética como criterio de selección del ciclo en el cual se aplica la tecnología genera resultados como la reducción del descenso de la eficiencia energética. Para la inyección cíclica de vapor se reduce en un 74% durante los 10 ciclos, por otra

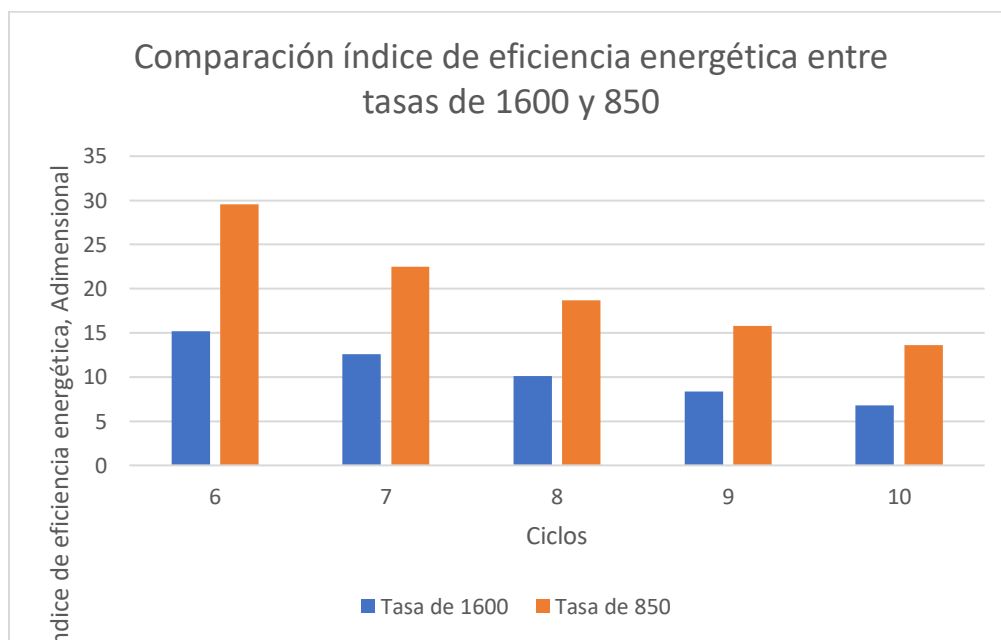
parte, para la co-inyección de vapor y *flue gas* se reduce solamente en un 48%, es decir, 26 puntos porcentuales de diferencia.

En la figura 23 se puede observar un gráfico comparativo, en el cual, se evidencia que a partir del sexto ciclo ocurre una variación en la comparación de la eficiencia energética, siendo la mayor diferencia en el sexto ciclo donde la co-inyección de vapor y *flue gas* es más eficiente que la inyección cíclica de vapor.

La razón por la cual se presenta este aumento a medida que avanzan los ciclos de co-inyección cíclica de vapor con *flue gas*, es debido a que se requiere menor cantidad de vapor desde el sexto ciclo hasta decimo para obtener aproximadamente la misma producción lograda con la inyección cíclica de vapor con la tasa constante de 1600.

Figura 23

Índice de la eficiencia energética para la inyección cíclica de vapor y co-inyección con flue gas



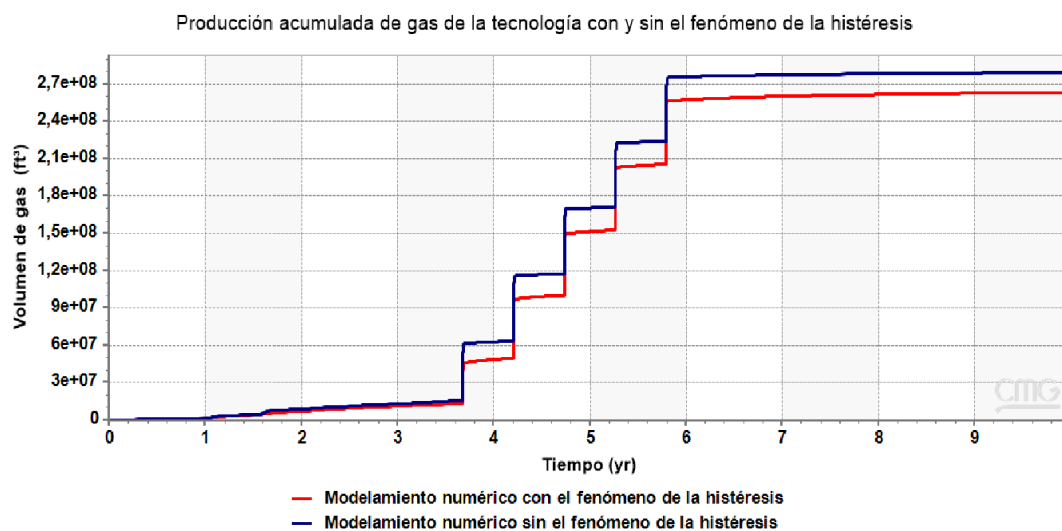
4.5 Captura de gas por parte del modelo conceptual

Para la determinar la captura de gas por parte del yacimiento se usó el modelo de histéresis de Killough en el simulador, esto se determinó a partir del modelamiento numérico con el fenómeno de la histéresis y sin dicho fenómeno. En la figura 24 podemos observar que, para el final del tiempo de estudio para este proyecto se tiene como resultado una retención de 21,227,200 ft^3 , y en la figura 25 se puede apreciar un incremento del 6.95% en relación con el modelamiento numérico sin el efecto de la histéresis.

De esta forma, la producción acumulada de gas de la tecnología con el fenómeno de la histéresis es menor, ya que un porcentaje gas está siendo atrapada en el yacimiento, puede deberse a la saturación de gas atrapado. Además, podría actuar como mecanismo de recuperación adicional en el proceso de inyección cíclica de vapor y co-inyección con *flue gas* (Guerrero *et al.*, 2021).

Figura 24

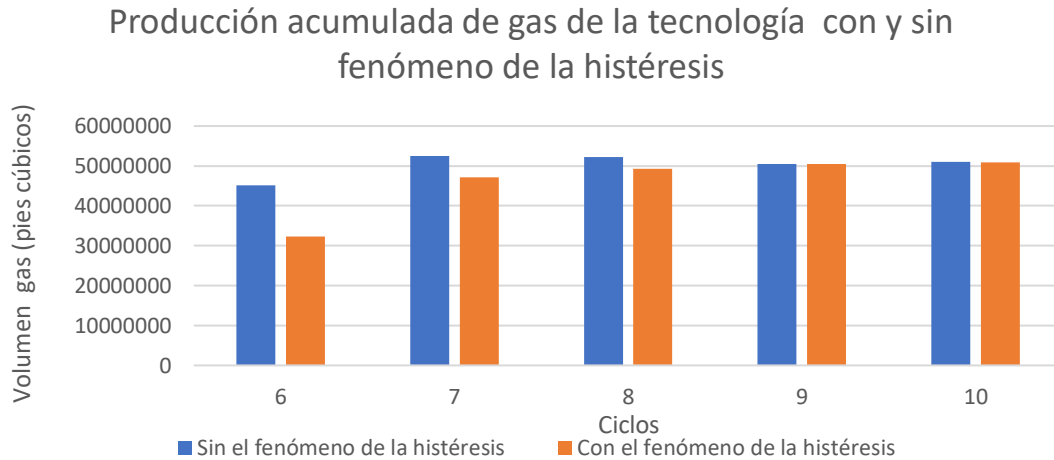
Producción acumulada de gas de la tecnología con y sin el fenómeno de la histéresis



Nota. Adaptado de *Computer Modelling Group-Builder*.

Figura 25

Gráfico comparativo de la producción acumulada de gas de la tecnología con y sin el fenómeno de la histéresis



4.6 Cálculo del consumo de combustible y emisión de gases

El volumen de gas requerido por los generadores se calculó a partir de la energía requerida por el generador para producir las tasas de vapor necesarias en los dos escenarios mediante la ecuación 10. Se calcula la tasa de gas natural dividiéndola por el poder calorífico de referencia es el Gas Chuchupa 996.9 BTU/scf. Teniendo como resultado un ahorro de gas requerido de 58.9 MMscf.

$$\text{Volumen de gas requerido} = \frac{\text{Energía requerida por el generador}}{\text{Poder Calorífico del gas}} \quad \text{Ecuación 10}$$

$$\text{Toneladas de } CO_2e = 28,319,85 \frac{m^3}{MMscf} \times 1,839 \frac{TonCO_2e}{m^3} \times \text{Volumen de gas}$$

Ecuación 11

Tabla 18*Energía y volumen de gas requerido por los procesos*

Proceso	Energía requerida (MMBTU)	Volumen de gas (MMscf)	Emisiones de CO ₂ (TonCO ₂ e)
Inyección cíclica de vapor	250,680.2	251.5	13,094.7
Co-inyección cíclica de vapor y <i>flue gas</i>	191,927.1	192.5	10,025.6
Ahorro	58,753.2	58,9	3,069.1

Para el cálculo de las emisiones de **CO₂e** se utiliza factores de conversiones como se puede observar en la Ecuación 11, obteniendo para la inyección cíclica de vapor 13,094.7 toneladas emitidas y en la co-inyección 10,025.6 toneladas, con una reducción de 3,069.1 toneladas equivalentes de **CO₂e**. En la tabla 18 se muestra el ahorro obtenido en la energía requerida, volumen de gas, emisiones de equivalentes CO₂ luego de la aplicación de la tecnología.

La contribución de la reducción en la huella de carbono, según el Grupo Banco Mundial en su informe del 2020, titulado Situación y tendencia de la fijación del precio al carbono 2020 nueva tarifa de impuesto al carbono propuestas es de 20 USD/TonCO₂e. Con este valor este proyecto dejaría de pagar 61,381.3 USD por concepto de impuestos a la emisión de dióxido de carbono equivalente.

5. Conclusiones

Al evaluar la implementación de la tecnología híbrida de inyección cíclica de vapor en conjunto con *flue gas*, a escala de simulación, se observó un aumento en la eficiencia energética de 88.77% al compararse con la tecnología convencional de inyección cíclica de vapor. La simulación contempló el estudio de los dos procesos durante 10 ciclos, y dicha mejora se obtuvo entre el ciclo 6 y 10.

La co-inyección de vapor con *flue gas* disminuye el requisito de gas para la producción de vapor, un volumen de 58.9 MMscf, disminuyendo las emisiones en 3,069.1 de Toneladas de CO₂e, haciendo el proceso más amigable con el medio ambiente desde un punto de vista energético. Además, puede ser un proyecto rentable y sostenible debido al modelo de economía circular, lo que disminuiría en 61,381.3 USD por concepto de pago de impuesto al carbono, podría contribuir a la implementación y mejora de las operaciones realizadas en la implementación de la tecnología híbrida de inyección cíclica de vapor con *flue gas*.

Se evaluó las variables operacionales y de diseño, donde se logró una relación óptima que permitiera obtener producción acumulada aproximadamente similar en la inyección cíclica de vapor y la co-inyección cíclica de vapor con *flue gas*, 727,164 barriles y 723,678 barriles respectivamente. Esto se obtiene en el estudio de sensibilidad hecho en la investigación, donde se disminuye la tasa de inyección de 1600 bbl/d hasta 850 bbl/d co-inyectando 2,403,335.07 ft^3/d de *flue gas*.

El fenómeno de histéresis en yacimiento con el modelo de Killough se hicieron dos modelos de simulación, una contando el fenómeno de la histéresis en la simulación y otra sin tenerla en cuenta, evidenciando aproximadamente 6.95% de gas retenido por el yacimiento, lo que representa 21,227,200 ft^3 .

6. Recomendaciones

Con el fin de llevar a cabo investigaciones enfocadas en la temática desarrollada en este documento, los autores recomiendan que, para los futuros análisis se tenga en cuenta los siguientes aspectos:

Se recomienda realizar análisis de factibilidad económica sobre el uso de *flue gas* en procesos de recobro mejorado térmico, teniendo en cuenta; adecuación de infraestructura, costos de generación de vapor y operación, mantenimiento de la mejora de la calidad del crudo e incremento de producción y fluctuación de precios de venta de crudo mientras se implementa el proceso.

Realizar la simulación numérica del proceso de inyección cíclica de vapor convencional con co-inyección de *flue gas* aplicado en la recuperación de petróleo pesado en un modelo que se asemeje más a la complejidad geológica de un campo colombiano.

Adaptar nuevas tecnologías híbridas como el uso de hidrogeno y nitrógeno con el fin de evaluar los diferentes esquemas para conocer si muestra cambios significativos en la recuperación del petróleo pesado.

Evaluar experimentalmente la co-inyección de *flue gas* aplicado a la recuperación de petróleo pesado

Referencias bibliográficas

- Adams, R., & Khan, A. (1969). Cyclic Steam Injection Project Performance Analysis and Some Results of a Continuous Steam Displacement Pilot. *Journal of Petroleum Technology*, 21(01), 95–100. <https://doi.org/10.2118/1916-PA>
- Ahmed, T. (2019). *Reservoir Engineering Handbook* ((5th Edition)).
- Albornoz, C., Jaramillo, O., Ramon, J., Bernal, M., Murillo, M., & Yupeng, L. (s.f). “*Integración del Conocimiento-La clave del éxito*” *Pozos Horizontales vs Verticales, Simulación Numérica y Caso Histórico del Campo Capella*.
- Alboudwarej, H., Felix, J., Taylor, S., Badry, R., Bremmer, C., ... & West, C. (2006). La importancia del petróleo pesado. Schlumberger, *Oilfield Review*, 18: 38–59. <https://www.slb.com/-/media/files/oilfield-review/heavy-oil-3-spanish>
- Ali, S., & U, P. (2000). *6200 North Central Expressway Heavy Oil Recovery Potential Principles, Practicality, and Problems*.
- Alvarado, A., & Banzer, C. (2002). Recuperación termica de petróleo. Universidad de Zulia, escuela de petróleo, Reeditado por Rincón, A., Caracas, Venezuela. https://www.academia.edu/32598826/Alvarado_D_A_and_Banz%C3%A9r_C_Recuperaci%C3%B3n_T%C3%A9rmica_de_Petr%C3%B3leo
- Alvarado, V., & Manrique, E. (2010). Enhanced Oil Recovery: An Update Review. *Energies*, 3(9), 1529–1575. <https://doi.org/10.3390/en3091529>
- Amaris, O., Bernal, M., Ramón, J., Xiuxia, T., & Energy, E. (2014). *SPE-171077-MS First Extra-Heavy-Oil Development in Caguan-Putumayo Basin, Colombia, Capella Field*.

- Ariza, C. (2021). Inyección continua de vapor con flue gas, como una alternativa para reducir el requerimiento energético y las emisiones de CO₂. *Recobro Térmico En Colombia, Presente y Futuro*.
- Auditing, E., & Management, E. (2020). Introduction to Industrial Energy Efficiency. In *Introduction to Industrial Energy Efficiency*. Elsevier. <https://doi.org/10.1016/C2018-0-01452-8>
- Bahadori, A. (2018). Fundamentals of Enhanced Oil and Gas Recovery from Conventional and Unconventional Reservoirs. In *Fundamentals of Enhanced Oil and Gas Recovery from Conventional and Unconventional Reservoirs*. <https://doi.org/10.1016/c2016-0-04615-6>
- Banzer, C. (1996). Correlaciones PVT. Edición preliminar. Instituto de investigaciones petroleras. Maracaibo. 48-110 p.
- Baskaran, V., Dani, K., Pokhriyal, S., & Fernandez, G. (2013). Corporate Social Responsibility- Methodologies, Performance and Management in Oil and Gas Industry: Case of a leading E&P Company in Colombia, South America. *International Petroleum Technology Conference, 4*, 2909–2919. <https://doi.org/10.2523/16789-MS>
- Bentsen, R., & Donohoe, D. (1969). A Dynamic Programming Model of the Cyclic Steam Injection Process. *Journal of Petroleum Technology*, 21(12), 1582–1596. <https://doi.org/10.2118/2032-PA>
- Bernal, D., y León, P. (2015). *Evaluación técnico-financiera de la implementación de un proceso de inyección continua de vapor en un yacimiento de crudo medio - caso colombiano*. [Tesis de pregrado, Universidad Industrial de Santander]. Repositorio institucional de la Universidad Industrial de Santander. <http://tangara.uis.edu.co>

- Blok, K., & Nieuwlaar, E. (2020). Introduction to Energy Analysis. In *Introduction to Energy Analysis*. Routledge. <https://doi.org/10.4324/9781003003571>
- Burns, J. (1967, February 19). A Review of Steam Soak Operations in California. *All Days*. <https://doi.org/10.2118/1731-MS>
- Burns, J. (1969). A Review of Steam Soak Operations in California. *Journal of Petroleum Technology*, 21(01), 25–34. <https://doi.org/10.2118/2117-pa>
- Caicedo, J. y Patiño, R. (2021). *Evaluación técnica de esquemas de inyección cíclica de vapor con flue gas en un modelo conceptual de crudo pesado mediante simulación numérica*. [Tesis de pregrado, Universidad Industrial de Santander]. Repositorio institucional de la Universidad Industrial de Santander. <http://tangara.uis.edu.copadi>
- Cárdenas, J. (2021). *Evaluación de la variabilidad en la capacidad de flujo de diferentes unidades identificadas dentro de una misma formación productora mirador en un campo de crudo pesado*.
- Ceballos, J., y Blanco, G. (2019). *Evaluación de variables de diseño en un proceso de inyección cíclica de vapor con espuma mediante simulación numérica*. [Tesis de pregrado, Universidad Industrial de Santander]. Repositorio institucional de la Universidad Industrial de Santander. <http://tangara.uis.edu.co>
- Cengel, Y., Boles, M., & Kanoglu, M. (2019). *Termodinámica*. McGraw-Hill.
- Chen, Z. (2007). *Reservoir Simulation - Mathematical Techniques in Oil Recovery*. Society for Industrial and Applied Mathematics (SIAM).
- De Haan, H., & Schenk, L. (1969). Performance Analysis of a Major Steam Drive Project in the Tia Juana Field, Western Venezuela. *Journal of Petroleum Technology*, 21(01), 111–119. <https://doi.org/10.2118/1915-pa>

- De Haan, H., & Van Lookeren, J. (1969). Early Results of the First Large-Scale Steam Soak Project in the Tia Juana Field, Western Venezuela. *Journal of Petroleum Technology*, 21(01), 101–110. <https://doi.org/10.2118/1913-PA>
- De Rodriguez, G. (1951). Fundamental Geological Characteristics of the Venezuelan Oil Basins. In *3rd World Petroleum Congress* (p. WPC-4005).
- Dong, M., & Huang, S. (2002). Flue Gas Injection for Heavy Oil Recovery. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 41(09). <https://doi.org/10.2118/02-09-04>
- Doty, S., & Turner, W. (2013). *Energy Management Handbook* (Vol. 40, Issue 13). Fairmont Press.
- Ecopetrol S.A. (10 de febrero de 2023). *Mitigación de Gases Efecto Invernadero*. Portal Ecopetrol. <https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/Home/es/ResponsabilidadEtiqueta/Medio%20ambiente/cambio-climatico-et>
- Farouq, A. (2006). *Practical Heavy Oil Recovery*. University of Alberta, Edmonton, Canada. https://books.google.com.co/books/about/Practical_Heavy_Oil_Recovery.html?id=6Lb5sgEACAAJ&redir_esc=y
- Farouq, A., & Meldau, R. (1979). Current Steamflood Technology. *JPT, Journal of Petroleum Technology*, 31(10), 1332–1342. <https://doi.org/10.2118/7183-pa>
- Green, D., & Wilhite, G. Paul. (2018). *Enhanced Oil Recovery*. (Segunda). SPE.
- GRM, Grupo de Recobro Mejorado. (noviembre de 2021). *Valorización del flue gas para el mejoramiento de la inyección de vapor: retos e innovación*. Conferencia llevada a cabo en el marco y cierre del proyecto “Evaluación del uso de flue gas en la inyección cíclica de vapor como método de recobro mejorado, en campos del Magdalena Medio colombiano” de la Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.

- Guerrero, J., León, P., Villaquirán, A., Botter, J., y Muñoz, S. (agosto de 2021). *Simulación numérica del efecto del fenómeno de gas atrapado sobre un proceso de inyección de vapor asistido con nitrógeno*. Simposio llevado a cabo en el I simposio de geología y del petróleo de la Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.
- Herring, T., Gomez, H., Oriozabala, G., & Masaccese, D. (2003). Discovering The Elusive Source of Water in the Mene Grande Field. *All Days*, 177–186. <https://doi.org/10.2118/83484-MS>
- Higuera, D., Pachano, K., Sur, S., Useche, J., & Serna, A. (2012). Optimization of Cyclic Steam Stimulation in Highly Stratified Heavy Oil Reservoir of Middle Magdalena Basin: Moriche Field. *All Days*, 173–185. <https://doi.org/10.2118/153234-MS>
- Howard, J., Waldorf, D., Gallant, R., Stark, S., Taylor, M., Jain, A., Al-Sane, A., Ahmad, F., Montemor, L., Laboissière, P., Trevisan, O., Szasz, S., Thomas, G., Blevins, T., Pérez, R., Sandoval, J., Barbosa, C., Delgadillo, C., Trujillo, M., ... Manrique, E. (2018). Performance Analysis of a Major Steam Drive Project in the Tia Juana Field, Western Venezuela. *All Days*, 21(2), 111–119. <https://doi.org/10.18273/revfue.v16n2-2018007>
- Jain, A., Al-Sane, A., & Ahmad, F. (2016). High water retention in cyclic steam stimulation wells of Kuwait heavy oil field. *Society of Petroleum Engineers - SPE Heavy Oil Conference and Exhibition 2016*. <https://doi.org/10.2118/184154-ms>
- Layrisse, I. (1999). Heavy Oil Production In Venezuela: Historical Recap And Scenarios For Next Century. *All Days*, 749–761. <https://doi.org/10.2118/53464-MS>
- León, P. (2019). *Efecto del uso de catalizadores sobre la recuperación mejorada de crudos pesados en procesos de inyección de vapor*. [Tesis de maestría, Universidad Industrial de Santander]. Repositorio institucional de la Universidad Industrial de Santander. <http://tangara.uis.edu.co>

- Liu, W. (1987). Pilot Steam Soak Operations in Deep Wells in China. *Journal of Petroleum Technology*, 39(11), 1441–1448. <https://doi.org/10.2118/14865-PA>
- Malinauskaite, J., Jouhara, H., Ahmad, L., Milani, M., Montorsi, L., & Venturelli, M. (2019). Energy efficiency in industry: EU and national policies in Italy and the UK. *Energy*, 172(2019), 255–269. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.01.130>
- Martínez, D., Ebenhack, B., & Wagner, T. (2019). Energy efficiency: Concepts and calculations. In *Energy Efficiency: Concepts and Calculations*. Elsevier. <https://doi.org/10.1016/C2016-0-02161-7>
- Martínez, J. (2020). *Evaluación técnica de la inyección de vapor con gases de combustión en un yacimiento de crudo pesado colombiano*. [Tesis de maestría, Universidad Industrial de Santander]. Repositorio institucional de la Universidad Industrial de Santander. <http://tangara.uis.edu.co>
- Maya, G., Castro, R., Lobo, A., Ordóñez, A., Sandoval, J., Mercado, D., Trujillo, M., Soto, C., & Pérez, H. (2010). Estatus de la Recuperación Mejorada de Petróleo en Colombia. Ecopetrol S.A. *The Science of Enhanced Oil Recovery. Tiorco, Vmm*, 1–4.
- Minciencias. (2019). *Convocatoria para adelantar nueva fase de ejecución de proyectos I+D+i en recobro mejorado de hidrocarburos*.
- Minenergía. (2020, April 30). *Reservas probadas de petróleo en Colombia aumentaron a 6,3 años al cierre de 2019, las de gas disminuyeron a 8 años*. <https://www.minenergia.gov.co/historico-de-noticias?idNoticia=24193984>
- Mohsenzadeh, A., Escrochi, M., Afraz, M., Ayatollahi, S., Karimi, G., Iran., S., & Al-wahaibi, Y. (2014). The Effects of CO₂ Concentration in Flue Gas Injection for Heavy Oil Recovery

- from Fractured Reservoirs during GOGD Process. *All Days*, 489–503.
<https://doi.org/10.2118/169707-MS>
- Monte-Mor, L., Laboissière, P., & Trevisan, O. (2013). *SPE-165523-MS Laboratory Study on Steam and Flue Gas Co-injection for Heavy Oil Recovery*.
<http://onepetro.org/SPECHOC/proceedings-pdf/13HOCC/All-13HOCC/SPE-165523-MS/1577258/spe-165523-ms.pdf>
- Nelson, W., Martorano B., & Fombona, G. (1951). The Properties of Venezuelan Crude Oils. In *3rd World Petroleum Congress* (p. WPC-4520).
- Organismo Internacional de Estandarización. (2018). Sistemas de gestión de la energía - Requisitos con orientación para su uso. *2011, junio 15*, 35.
- Organización Internacional de Normalización. (2018). Guía de Implantación de Sistemas de Gestión de la Energía: Norma ISO 50001:2018. *Nqa*, 55.
<https://www.iso.org/obp/ui/#iso:std:iso:50001:ed-1:v1:es>
- Osma, L., García, L., Pérez, R., Barbosa, C., Botett, J., Sandoval, J., & Manrique, E. (2019). Benefit-cost and energy efficiency index to support the screening of hybrid cyclic steam stimulation methods. *Energies*, *12*(24), 1–16. <https://doi.org/10.3390/en12244631>
- Patterson, M. (1996). What is energy efficiency? *Energy Policy*, *24*(5), 377–390.
[https://doi.org/10.1016/0301-4215\(96\)00017-1](https://doi.org/10.1016/0301-4215(96)00017-1)
- Peaceman, D. (1977). *Fundamentals of Numerical Reservoir Simulation*.
- Pérez, R., Sandoval, J., Barbosa, C., Delgadillo, C., Trujillo, M., Osma, L., Botett, J., García, L., & Rodríguez, H. (2018a). Comparación de alternativas para mejora de la inyección cíclica de vapor mediante simulación numérica. *Revista Fuentes El Reventón Energético*, *16*(2), 91–107. <https://doi.org/10.18273/revfue.v16n2-2018007>

- Pérez, R., Sandoval, J., Barbosa, C., Delgadillo, C., Trujillo, M., Osma, L., Botett, J., García, L., & Rodríguez, H. (2018b). Investigation on Principles of Enhanced Offshore Heavy Oil Recovery by Coinjection of Steam with Flue Gas. *Revista Fuentes El Reventón Energético*, 16(2), 91–107. <https://doi.org/10.2118/165231-MS>
- Portafolio. (2019, May 13). Reservas de petróleo en Colombia suben de 5,7 a 6,2 años | Economía | Portafolio. *Portafolio*, 1.
- Ramey, H. (1969, November 6). A Current Look at Thermal Recovery. *All Days*. <https://doi.org/10.2118/2739-MS>
- Sandrea, R., & Dharod, D. (2016, April 4). Approach screens reservoir candidates for EOR | Oil & Gas Journal. *Oil & Gas Journal*, 48–52.
- Sheng, J. (2013). Cyclic Steam Stimulation. In *Enhanced Oil Recovery Field Case Studies* (pp. 389–412). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-386545-8.00016-6>
- Speight, J. (2016). Heavy Oil and Tar Sand Bitumen. In *Introduction to Enhanced Recovery Methods for Heavy Oil and Tar Sands*. <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-849906-1.00001-1>
- Thomas, S. (2008). Enhanced Oil Recovery - An Overview. *Oil & Gas Science and Technology - Revue de l'IFP*, 63(1), 9–19. <https://doi.org/10.2516/ogst:2007060>
- UPME. (2015). Plan Energetico Nacional Colombia: Ideario Energético 2050. *Unidad de Planeación Minero-Energética, Republica de Colombia*, 184.
- Valbuena, A., Bernal, M., Ramón, J., & Xiuxia, T. (2014a). First Extra-Heavy-Oil Development in Caguan-Putumayo Basin, Colombia, Capella Field. *Day 1 Wed, September 24, 2014, Figure 1*, 321–331. <https://doi.org/10.2118/171077-MS>

- Valbuena, O., Bernal, M., Ramón, J., & Xiuxia, T. (2014b). First Extra-Heavy-Oil Development in Caguan-Putumayo Basin, Colombia, Capella Field. *Day 1 Wed, September 24, 2014, Figure 1*, 321–331. <https://doi.org/10.2118/171077-MS>
- Villaquirán, A., Rodríguez Castelblanco, A., & Muñoz Navarro, S. (2018). Evaluación de la influencia de los gases de combustión en procesos de inyección continua de vapor utilizando generadores de vapor en fondo. *Revista ION*, 30(2), 65–77. <https://doi.org/10.18273/revion.v30n2-2017006>
- Wu, C., & Brown, A. (1975, September 28). A Laboratory Study on Steam Distillation in Porous Media. *All Days*. <https://doi.org/10.2118/5569-MS>
- Wu, Z., Liu, H., & Wang, X. (2018a). 3D Experimental Investigation on Enhanced Oil Recovery by Flue Gas Coupled with Steam in Thick Oil Reservoirs. *Energy and Fuels*, 32(1), 279–286. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.7b03081>
- Wu, Z., Liu, H., Zhang, Z., & Wang, X. (2018b). A novel model and sensitive analysis for productivity estimate of nitrogen assisted cyclic steam stimulation in a vertical well. *International Journal of Heat and Mass Transfer*, 126, 391–400. <https://doi.org/10.1016/j.ijheatmasstransfer.2018.05.025>
- Yuan, B., & Wood, A. (2018). Formation Damage During Improved Oil Recovery: Fundamentals and Applications. Oxford, UK, Gulf Professional Publishing, 364 p. <https://www.sciencedirect.com/book/9780128137826/formation-damage-during-improved-oil-recovery#book-info>
- Zhao, W. (2016). *Oil Recovery Strategies for Thin Heavy Oil Reservoirs*. 171. <https://doi.org/10.11575/PRISM/27170>

Zhong, L., Dong, Z., Hou, J., Li, Y., Sun, Y., Zhao, L., Lu, W., & Qin, F. (2013). Investigation on Principles of Enhanced Offshore Heavy Oil Recovery by Coinjection of Steam with Flue Gas. *All Days*, *16*(2), 91–107. <https://doi.org/10.2118/165231-MS>

Zimmermann, R., Blumenstock, M., Heger, H., Schramm, K., & Kettrup, A. (2001). Emission of nonchlorinated and chlorinated aromatics in the flue gas of incineration plants during and after transient disturbances of combustion conditions: Delayed emission effects. *Environmental Science and Technology*, *35*(6), 1019–1030. <https://doi.org/10.1021/es0001431>