

Evaluación numérica de la inyección de agua en condiciones supercríticas como tecnología emergente para la recuperación mejorada de crudos pesados

Camilo Andrés García Ruiz

Trabajo de grado para optar por el título de Ingeniero de petróleos

Director

Nicolas Santos Santos

Ingeniería de Petróleos M. Sc

Codirector

Paola Andrea León Naranjo

Ingeniería de Petróleos M. Sc

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Ingeniería de Petróleos

Bucaramanga

2023

Agradecimientos

Los autores de este trabajo expresan agradecimiento a:

- La Universidad Industrial de Santander y Escuela de Ingeniería de Petróleos.
- La magister Paola León Naranjo, debido a su apoyo, guía y orientación.
- El grupo de investigación en Tomografía Computarizada para Caracterización de yacimientos (GIT) y profesor Nicolas Santos.

Dedicatoria

*A mis padres, por siempre estar presente y enseñarme a cómo manejar mi vida
dejando mis prioridades claras ente cualquier situación*

*A mi amor, Catalina, la persona que me enseñó cuán importante es levantarse
todos los días con ganas de ser una mejor persona y profesional, brindándome su apoyo
y mostrándome como es el amor de verdad*

*A las personas con las que compartir mi gran parte de mi vida académica, y en
quienes me descargue muchas veces, “las Valentinas”, “Miki” y Jaime*

*A doña Melissa, quien se convirtió en mi segunda madre, y que, a pesar de no ser
de su familia, me brindo su espacio y apoyo*

Camilo García

Tabla de contenido

	Pág.
Introducción.....	11
1. Objetivo:	14
1.1. Objetivos específicos:.....	14
2. Marco teórico.....	15
2.1. Generalidades de los métodos de recobro	15
2.1.1. Inyección continua de vapor.....	16
2.1.2. Inyección cíclica de vapor	16
2.1.3. Combustión In situ	18
2.1.4. Steam assisted gravity Drainage.....	19
2.1.5. Efectos de las altas temperaturas en el yacimiento	21
2.2. Principales problemas y limitantes de los métodos de recobro térmico convencionales ..	23
2.2.1. Arenamiento	23
2.2.2. Depositación de asfaltenos	23
2.2.3. Deposición de escamas.....	23
2.2.4. Yacimientos profundos.....	24
2.2.5. Altos costos	24
2.2.6. Impacto ambiental.	24
2.2.7. Riesgo de incendios y explosiones	25
2.3. Fluidos supercríticos.....	25
2.3.1. Propiedades fisicoquímicas	26
2.3.2. Agua Supercrítica	34
2.4. Screenig para criterios de selección.....	41

3. Metodología.....	43
3.1. Modelos estático.....	43
3.1.1. Descripción del modelo de fluidos.....	45
3.1.2. Esquema de reacciones.....	50
3.1.3. Curvas de permeabilidad.....	51
4. Resultados.....	53
5. Análisis y discusión.....	60
6. Conclusiones.....	63
7. Recomendaciones.....	65
8. Referencias bibliográficas.....	67

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. <i>Propiedades fisicoquímicas típicas para Gas, Líquido y Fluidos Supercríticos.</i>	27
Tabla 2. <i>Screenig de la técnica propuesta</i>	42
Tabla 3. <i>Propiedades promedio del yacimiento.</i>	44
Tabla 4. <i>Pseudo componentes utilizados para la representar el crudo.</i>	47
Tabla 5. <i>Composición del crudo base.</i>	47
Tabla 6. <i>Propiedades promedio de los pseudo-componentes.</i>	50
Tabla 7. <i>Parámetros cinéticos utilizados para representar el mejoramiento del crudo.</i>	51
Tabla 8. <i>Condiciones operacionales de los modelos.</i>	54

Lista de Figuras.

	Pág.
Figura 1. <i>Esquema de inyección continua de vapor.</i>	16
Figura 2. <i>Esquema de inyección cíclica de vapor</i>	18
Figura 3. <i>Esquema de combustión in situ</i>	19
Figura 4. <i>Esquema de SAGD</i>	20
Figura 5. <i>Ventana de sucesos para las reacciones de acuatermólisis.</i>	21
Figura 6. <i>Diagrama de fase típico de un compuesto puro.</i>	26
Figura 7. <i>Diagrama de fase presión-volumen específico de agua.</i>	28
Figura 8. <i>Gráfica del comportamiento de la densidad en función de P y T del agua a condiciones supercríticas.</i>	29
Figura 9. <i>Capacidad calorífica del CO₂ en condiciones supercríticas.</i>	30
Figura 10. <i>Coeficiente Joule-Thomson del agua a condiciones supercríticas</i>	31
Figura 11. <i>Diagrama generalizado de viscosidad para gases.</i>	32
Figura 12 . <i>Conductividad térmica del agua.</i>	33
Figura 13. <i>Diagrama de fase para el agua.</i>	35
Figura 14. <i>Residuos de aceite y arenas para diferentes condiciones de inyección y su factor de recobro.</i>	37
Figura 15. <i>Fotos del comportamiento de fase entre el agua y el aceite.</i>	38
Figura 16. <i>Cuantificación de la miscibilidad relación másica Agua-Petróleo 10:1.</i>	39
Figura 17. <i>Cuantificación de la miscibilidad a diferentes relaciones másicas agua-petróleo.</i>	

..... 39

Figura 18. *Distribución de las arenas del modelo.* 45

Figura 19. *Modelo 3D Generado en la herramienta Builder en CMG.* 45

Figura 20. *Factor volumétrico de formación en función de la presión.* 48

Figura 21. *Densidad del crudo en función de la presión.* 48

Figura 22..... 49

Viscosidad del crudo en función de la temperatura. 49

Figura 23. *Viscosidad del crudo en función de la presión.* 49

Figura 24. *Curvas de permeabilidad relativa agua-aceite.*..... 52

Figura 25. *Curvas de permeabilidad relativa líquido-gas.* 52

Figura 26. *Comportamiento del factor de recobro y la tasa de producción del modelo en frío.*
..... 53

Figura 27. *Comportamiento de la tasa de inyección y el factor de recobro del modelo de inyección cíclica de agua supercrítica.* 54

Figura 28. *Comportamiento de la relación fluido inyectado-aceite producido del proceso de inyección cíclica de agua supercrítica.* 55

Figura 29. *Perfil de temperatura y saturación de agua del modelo.*..... 55

Figura 30. *Comportamiento de la temperatura y la viscosidad del crudo en las proximidades del pozo.*..... 56

Figura 31. *Perfil de temperatura y viscosidad al momento de iniciar la simulación.* 56

Figura 32. *Perfil de temperatura y viscosidad al finalizar la simulación.* 57

Figura 33. *Comportamiento de la composición del crudo.* 58

Figura 34. *Factor de recobro para cada una de las tasas.* 58

Figura 35. *Producción acumulada de aceite para cada una de las tasas.* 59

Resumen

Título: Evaluación numérica de la inyección de agua en condiciones supercríticas como tecnología emergente para la recuperación mejorada de crudos pesados*

Autor: Camilo Andrés García Ruiz**

Palabras clave: Agua supercrítica, craqueo, punto crítico, inyección cíclica, recobro.

Descripción: Dentro de los métodos de recuperación mejorada de hidrocarburos, se ha buscado desarrollar nuevas tecnologías para aumentar la cantidad recuperada debido a la rápida disminución de las reservas de petróleo convencional. Entre estas opciones se encuentra el uso del agua supercrítica como una técnica emergente dentro de los procesos de recobro térmico. Para llevar el agua a estas condiciones, es necesario superar los valores de presión y temperatura del punto crítico (705°F y 3247psi), lo que confiere ciertas propiedades que se buscan aprovechar en la recuperación mejorada de petróleo, como su alta difusividad, baja viscosidad, cambio en la polaridad y disolución de compuestos orgánicos, entre otras. Además, la temperatura de inyección implica procesos de craqueo, donde las cadenas más largas de hidrocarburos se rompen en cadenas más cortas. Este documento presenta una evaluación numérica de la inyección cíclica de agua supercrítica mediante la herramienta STARS de la compañía CMG, con el objetivo de determinar su efectividad en la recuperación de hidrocarburos pesados en un crudo de 12°API. Se analizaron parámetros como la viscosidad, el radio de acción y la composición del fluido durante los ciclos de inyección para demostrar la eficiencia del procedimiento. Los resultados obtenidos indican que esta técnica puede triplicar el factor de recobro de la producción en frío, pasando de 19% a un factor de recobro del 68%, lo que muestra su potencial para ser utilizada como una alternativa eficaz en la recuperación mejorada de hidrocarburos.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de petróleos. Director: MSc. Nicolas Santos Santos

Abstract

Title: Numerical evaluation of supercritical waterflooding as an emerging technology for enhanced recovery of heavy crudes

Author: Camilo Andrés García Ruiz**

Keywords: Supercritical water, cracking, critical point, cyclic injection, recovery.

Description: Within enhanced oil recovery procedures, there are a variety of methods aimed at recovering the maximum number of hydrocarbons possible. Due to the rapid rate at which conventional oil reserves have been depleted, enhanced recovery has become the best option for increasing crude reserves, leading to new research in this area. One of the options to be considered, and the focus of this project, is the use of supercritical water as an emerging technology within thermal recovery processes. To achieve supercritical conditions, the pressure and temperature values of the critical point (705°F and 3247psi) must be exceeded. This confers certain properties that are sought to be exploited in the enhanced recovery of oil, such as high diffusivity, low viscosity, changes in polarity, organic compound dissolution, among others. In addition, the injection temperature implies cracking processes, where longer hydrocarbon chains break down into shorter chains. This document presents a numerical evaluation of cyclic supercritical water injection using the STARS tool from the company CMG, to determine its effectiveness in the recovery of heavy hydrocarbons in a 12°API heavy crude. Parameters such as viscosity, action radius, and fluid composition during injection cycles were analyzed to demonstrate the procedure's efficiency. The results indicate that this technique can triple the recovery factor of cold production, going from 19% to a recovery factor of 68%, demonstrating its potential as an effective alternative in enhanced hydrocarbon recovery.

* Grade Project

** Faculty of Physical-Chemical Engineering. Petroleum Engineering School. Director: MSc. Nicolás Santos Santos

Introducción

La influencia de la industria de los hidrocarburos en la economía de la mayoría de los países es considerablemente alta debido al robusto aporte económico que la exportación de crudo hace a países considerados productores. Debido al agotamiento de los recursos convencionales y los precios altos de crudo alcanzados a principio de siglo se despertó el interés de empresas hacia las fuentes de crudo no convencional. En búsqueda de mayores reservas se ha incentivado la exploración y la implementación de nuevas técnicas para la producción de yacimientos no convencionales (Muñoz, 2017). Estos siempre han estado presentes en la industria formando parte predominante de todas las reservas a nivel mundial, pero su dificultad y el alto costo de producción provocaba que la atención hacia estos yacimientos fuera baja. Mientras más pesado sea el petróleo menor serán los precios de venta (Ortiz, 2021), ya que la principal propuesta de valor de la industria se encuentra en los hidrocarburos livianos, y dentro de la composición del petróleo pesado hay poca presencia, por el contrario, la presencia de metales como vanadio, níquel o cromo aumentan la dificultad para el tratamiento y el manejo en superficie del crudo ya que interfieren envenenando los catalizadores, que se utilizan para el craqueo catalítico (Barrero et al., 2009; Beshry et al., 2006).

A pesar de la caída de los precios después del 2014, el interés de los métodos de recobro, o por sus siglas en inglés EOR “Enhanced Oil Recovery” ha venido incrementando. Los métodos que utilizan el CO₂ En la Cuenca Pérmica y lo métodos térmicos siguen siendo las aplicaciones de las tecnologías de EOR más grandes en todo el mundo. La inyección de gas es uno de los métodos que mejor evolución ha tenido a lo largo del tiempo si lo comparamos con otros como los métodos de recobro térmico, logrando mantener una tendencia en el número de proyectos hasta cerca de los 2000 y un aumento posterior a la

fecha (Manrique et al., 2010). Dentro de los métodos térmicos se encuentran la inyección cíclica de vapor “Huff and Puff”, inyección continua de vapor y la combustión in-situ. Estos han utilizados para producir aceites pesados y extrapesados principalmente para las regiones de Canadá y Venezuela (Matthews, 1983).

Comúnmente el uso de la inyección de vapor se utiliza para pozos someros debido a las pérdidas que se generan en el interior de la tubería; otro criterio limitante para la inyección convencional de vapor es la presión del yacimiento, la cantidad de vapor que entra en contacto se ven reducidos a medida que la presión a la que se inyecta el vapor disminuye. La permeabilidad también resulta una propiedad de alta importancia para la inyección de vapor, en yacimientos de baja permeabilidad, no es posible inyectar vapor a tasas suficientes para propagar una zona de vapor a distancias apreciables dentro del yacimiento (Don W., 1998), la nula miscibilidad de los volátiles pesados con el vapor de agua inyectado a condiciones altas de temperatura (por encima de 390 °C) provocan la agrupación de las macromoléculas, que posteriormente se polimerizaran y se precipitaran formando coque que taponan los poros reduciendo la permeabilidad (Zhao et al., 2020). Por lo cual resulta importante y necesario el desarrollo de nuevas tecnologías con mayor campo de aplicación y que aumente significativamente la eficiencia para la recuperación mejorada.

Como respuesta y alternativa ante las desventajas de la inyección de vapor aparece el agua supercrítica; el agua se encuentra en condiciones supercríticas por encima de 374,3 °C y 22,05 MPa (punto crítico) (Dong et al., 2018). En estas condiciones la interfase entre el vapor y el líquido desaparece y la mayoría de los enlaces entre hidrógenos se distorsionan o se descomponen (Postorino et al., 1993), presentando ventajas al momento de hablar acerca del consumo energético y la distribución del fluido en el yacimiento, la facilidad con la que se desplaza dentro de micro y nano poros es mucho mayor que la del agua caliente ya que no existe la tensión superficial en este estado. Adicionalmente, posee una alta capacidad para

calentar y transferir masa comparado con el vapor debido a que el agua en condiciones supercríticas tiene una mayor densidad, inclusive, el agua supercrítica brinda propiedades de solvente orgánico y funciona como medio homogéneo para explotación y craqueo térmico (Zhao et al., 2020).

1. Objetivo:

Evaluar numéricamente la inyección de agua en condiciones supercríticas como tecnología emergente para la recuperación mejorada de crudos pesados.

1.1. Objetivos específicos:

- Identificar el efecto y los mecanismos de recuperación generados por la inyección de agua en condiciones supercríticas mediante una revisión de los estudios reportados en el estado del arte.
- Construir un modelo conceptual de simulación que represente propiedades de un campo colombiano de estudio mediante el software STARS de la compañía CMG.
- Evaluar numéricamente el efecto de la inyección de agua supercrítica sobre el factor de recobro y las tasas de producción mediante la representación de una prueba piloto de la tecnología en el modelo de simulación previamente construido.

2. Marco teórico

2.1. Generalidades de los métodos de recobro

Las reservas de crudo, particularmente de yacimientos convencionales, se están viendo cada vez más afectadas por la demanda mundial de crudo y la disminución en sus volúmenes. Esto ha provocado un creciente interés en el desarrollo de tecnologías que permitan explotar yacimientos de crudo pesado y extrapesado (Babadagli, 2020; Li et al., 2021). Antes del desarrollo de los métodos de recobro térmico, países como Canadá, Venezuela y China, que son grandes potencias en crudo pesado, presentaban problemas muy importantes en la producción de estos recursos, las tasas de producción eran muy bajas, y estas declinaban con el tiempo proporcionalmente con la energía del yacimiento, y en algunos casos se sabía que la producción disminuía debido a precipitación de parafinas y asfáltenos y arenamiento en la cara del pozo, provocando daño a la formación, una de las soluciones fue el uso de diluyentes como el queroseno para aumentar la producción hasta en un 100%. Además, se intentó implementar calentadores de fondo para incrementar la producción reduciendo la viscosidad pero fueron descartados (Don W., 1998).

Como recurso han surgido los métodos de recobro térmico, que tienen como objetivo aumentar la temperatura en el yacimiento por medio de la inyección de fluidos a altas temperaturas. Entre las técnicas más comunes aparecen principalmente 4 métodos.

- Inyección cíclica de vapor.
- Inyección continua de vapor.
- Combustión in situ.
- SAGD (Drenaje gravitacional asistido por vapor).

2.1.1. Inyección continua de vapor

La inyección continua de vapor se enfoca principalmente en el uso de dos pozos para el proceso de estimulación. Uno de estos cumple la función de inyector y el otro cumple la función de productor. El vapor generado en superficie es inyectado hasta el yacimiento y cuando el fluido inyectado entra en contacto con la formación y los fluidos, la alta temperatura y el calor logran disminuir la viscosidad del crudo como se puede observar en la figura 1. Con base en la temperatura y el estado de los fluidos es posible identificar diferentes zonas. La zona más próxima a la cara del pozo se le conoce como frente de vapor y es el área donde se presentan las temperaturas más altas; posterior a esta zona aparece una zona denominada zona de volátiles, en esta parte el vapor empieza a enfriarse y transfiere calor a los fluidos del yacimiento. Posteriormente, los fluidos que se habían vaporizado se condensan, formando la zona de condensados (Salas & Núñez, 2020).

Figura 1.

Esquema de inyección continua de vapor.



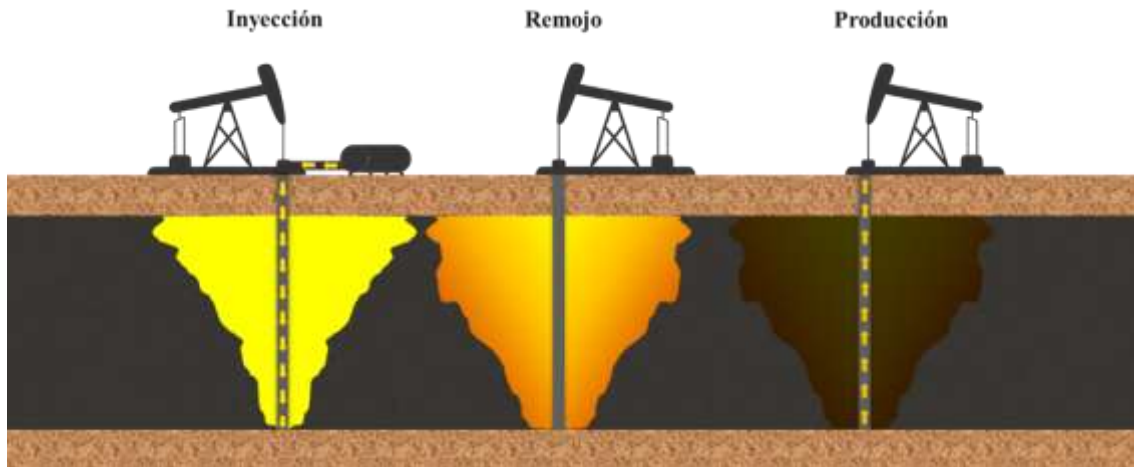
Nota. Tomado de Salas & Núñez (2020).

2.1.2. Inyección cíclica de vapor

La estimulación cíclica de vapor ha sido estudiada por varios autores como Prats (1986), Lake (2010) y más recientemente por Alvarez y Han (2013). La estimulación cíclica de vapor o inyección cíclica de vapor fue descubierta por accidente en el campo Mene

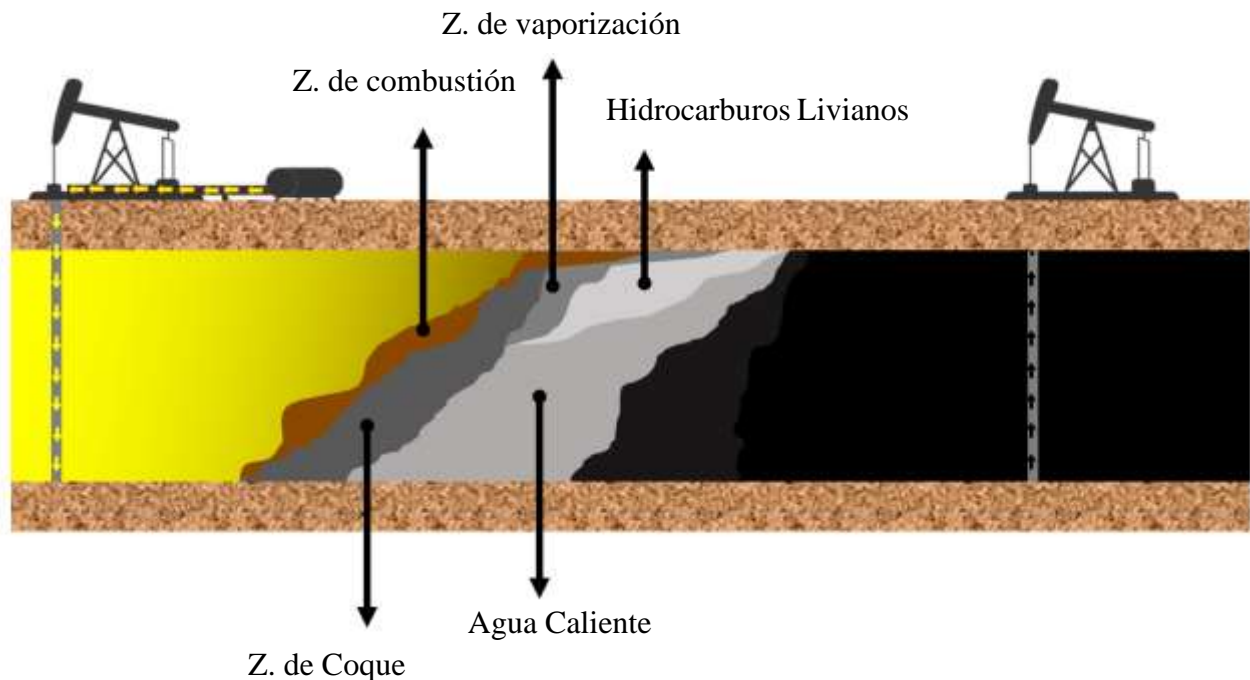
Grande en Venezuela cerca del año de 1959, cuando se filtró vapor de un pozo de inyección de vapor. La producción del pozo de 100 a 200 B/D (Don W., 1998). El principio de acción de la inyección cíclica de vapor se realiza a través de un único pozo y cada ciclo está compuesto por tres etapas. La primera es la etapa de inyección de vapor, donde se busca inyectar a altas tasas para disminuir las pérdidas en la tubería; el tiempo de inyección se debe estimar para cada yacimiento con un promedio 14-21 días (Sheng, 2013) (figura 2).

Posterior a la inyección sucede, sucede un nuevo periodo de tiempo denominado tiempo de remojo. La idea es cerrar el pozo con el fin de que el calor inyectado mediante el vapor sea transmitido al crudo y de esta forma disminuir la viscosidad. Por último, está la etapa de producción, donde en primera instancia los caudales de aceite aumentan significativamente, para luego disminuir de manera continua hasta alcanzar los caudales previos al inicio del ciclo. El número de ciclos normalmente se encuentra entre 4 a 6 y el tiempo de producción, alrededor de 180 días (Sheng, 2013). El hecho de descubrir que la inyección de vapor en yacimientos de crudo pesado podría incrementar la producción en un factor entre 5 y 10%, fue el punto de inflexión que provocó el desarrollo de técnicas de recobro térmico. La estimulación cíclica de vapor se extendió rápidamente por California y para el año 1966 ya había proyectos en desarrollo en la mayoría de los yacimientos de crudo pesado en California (Don W., 1998)

Figura 2.*Esquema de inyección cíclica de vapor**Nota.* Tomado de Salas & Núñez (2020)

2.1.3. Combustión *In situ*

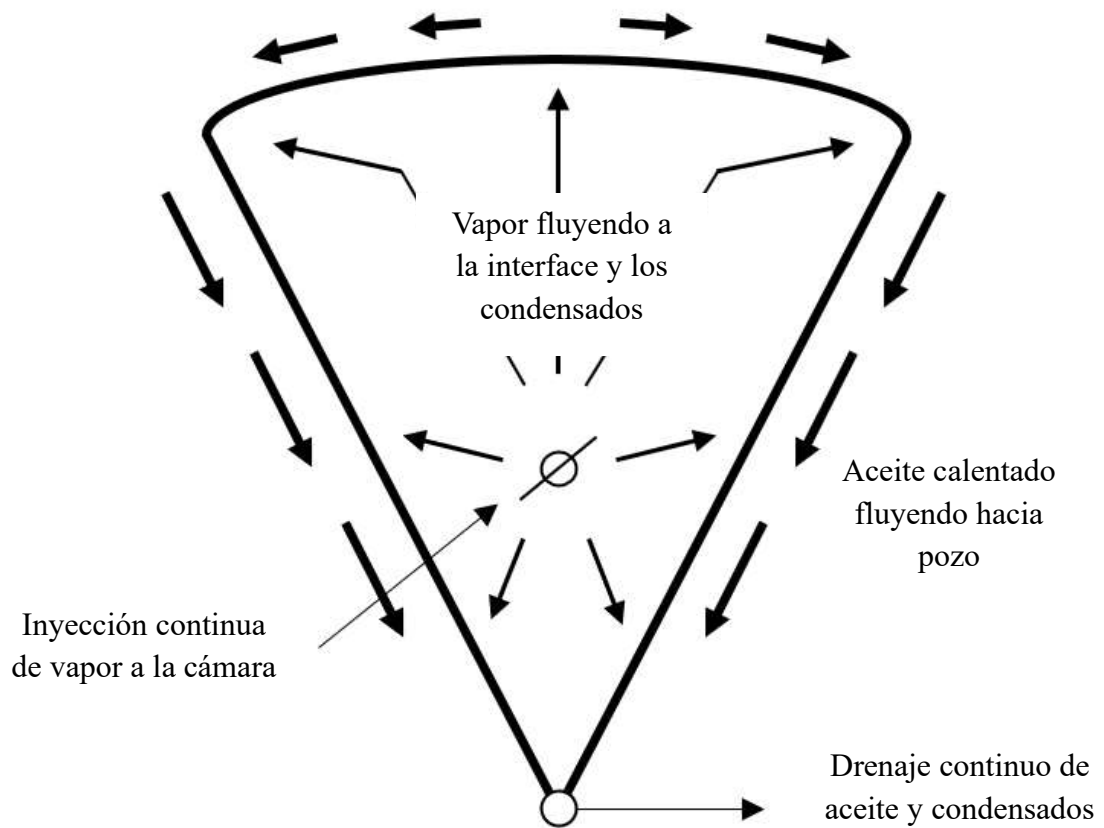
En una roca porosa se puede realizar un proceso de ignición alrededor del pozo por medio de una combustión artificial, a través ignición espontánea (*Spontaneous ignition, SI*) u otro medio para que luego se propague de manera gradual el frente generado por la combustión a través del yacimiento, donde el crudo desplazado es recogido por los pozos productores. El desplazamiento dentro del yacimiento es provocado por la inyección continua de aire o de aire/agua (Turta, 2013). Dentro de los procesos de combustión *in situ* ocurren fenómenos químicos denominados como reacciones de baja oxidación o también conocidas como tracciones de adición. Estas reacciones ayudan en cierta medida al calentamiento del yacimiento y los fluidos, ya que son reacciones exotérmicas que favorecen la ignición del crudo. Las temperaturas alcanzadas en el yacimiento dependen principalmente de la temperatura inicial y la composición del crudo. Producto de las altas temperaturas inician reacciones endotérmicas como el craqueo catalítico, donde se fraccionan los hidrocarburos del yacimiento en fracción liviana (Vapor), intermedia (Líquido), y pesada (Sólido), donde las dos primeras son las que tienen la capacidad de fluir hasta los pozos de producción como se muestra en la figura 3.

Figura 3.*Esquema de combustión in situ*

Nota. Modificado de Garzón y Navarro (2011).

2.1.4. Steam assisted gravity Drainage

El drenaje gravitacional asistido por vapor SAGD por sus siglas en inglés (*Steam Assisted Gravity Drainage*), es uno de los procesos recuperación in situ utilizado en las arenas bituminosas de Alberta, Canadá (Shen, 2013) Es uno de los métodos con mayor aplicación para arenas bituminosas, originado por Butler (1982). En la figura 4 se puede visualizar un esquema de la cámara de vapor generada en un proceso de SAGD. Este arreglo consiste en dos pozos horizontales paralelos donde uno está debajo del otro. El pozo inyector se ubica en la parte superior del arreglo, formando una zona de saturación de vapor llamada cámara de vapor; el aceite calentado fluye hasta el borde de la cámara de vapor y libera el calor latente a las formaciones adyacentes condensándose, provocando que los fluidos viscosos sean drenados por gravedad hasta el pozo producto ubicado en la parte inferior.

Figura 4.*Esquema de SAGD*

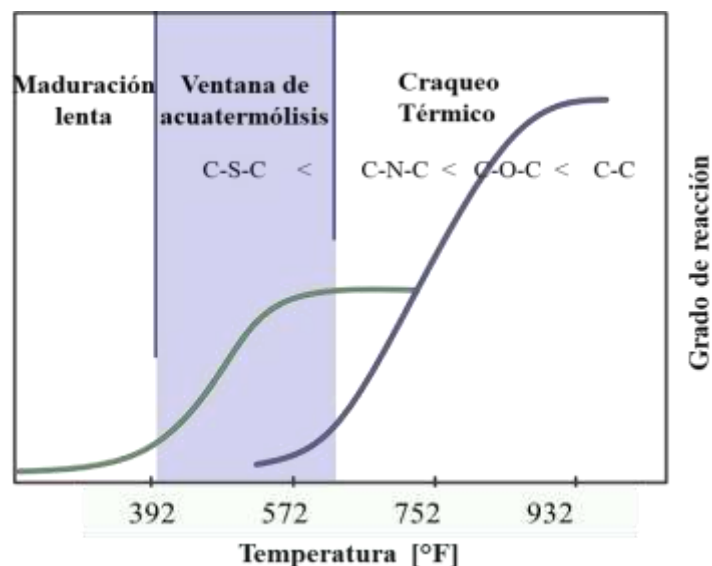
Nota. Modificado de Shen (2013).

2.1.5. Efectos de las altas temperaturas en el yacimiento

2.1.5.1 Acuatermolisis. Cuando se inyecta un fluido caliente al yacimiento se tiene como objetivo transferir la energía térmica del fluido inyectado hacia el medio con el fin de disminuir la viscosidad del crudo. Sin embargo, los efectos de introducir un fluido a altas temperatura y presión junto a el crudo y la roca también deben ser analizados químicamente. Una de las reacciones provocadas por las altas temperatura ocurre cuando agua, ya sea en fase líquida o vapor (o en su defecto ambas) entra en contacto con el aceite, provocando la ruptura de algunos componentes en el petróleo contactado. A estas se les adjudico el nombre de acuatermolisis por Hyne (1986). Una de las consecuencias más en el procesos de acuatermolisis es la liberación de gases ácidos (CO_2 y H_2S). El comportamiento de la reacción de los fluidos en el yacimiento se encuentra ligada a la temperatura a la cual es encuentra como se muestra en la temperatura como se muestra en la figura 5.

Figura 5.

Ventana de sucesos para las reacciones de acuatermolisis



Nota. Tomado de Mecón & Bolaños (2021).

El intervalo de temperatura donde sucede la ventana de acuatermolisis es 400 – 600°F (477 – 589K), estos procesos liberan ciertos productos como metano (CH_4), ácido sulfhídrico

(H₂S), dióxido de carbono (CO₂), monóxido de carbono (CO), hidrógeno (H₂) e hidrocarburos de bajo peso molecular (Mecón & Bolaños, 2021). Estos últimos generan mejoramiento del crudo, que se evidencia reduciendo la viscosidad del crudo de manera permanente.

2.1.5.2 Craqueo de hidrocarburos. El proceso de craqueo de hidrocarburos se asemeja a la acuatermolisis, sabiendo que el hidrocarburo y ciertas fracciones de petróleo se vuelven inestables a altas temperaturas, esta inestabilidad aparece claramente cuando se superan temperaturas de los 673 K. Entre las principales consecuencias provocadas por las altas temperaturas se encuentran las siguientes (Cuquerella, 2010):

- Generación de Coque

- Aumento de la fracción ligera.

- Producción de gases, y aumento de los hidrocarburos saturados de bajo peso molecular

El comportamiento de una reacción de craqueo de hidrocarburos podía ser descrita por estequiometría; debido a las altas temperaturas las cadenas más largas se rompían para generar moléculas o cadenas más cortas, por ende, moléculas de menor peso molécula. El origen del craqueo térmico resulta incierto, pero para mediados del siglo XIX ya se combinaban procesos de destilación con craqueo con el objetivo de aumentar la producción de aceite para alumbrado (Cuquerella, 2010).

2.2. Principales problemas y limitantes de los métodos de recobro térmico convencionales

2.2.1. Arenamiento

La producción de arenas es una problemática presente en los procesos de producción de hidrocarburos (incluyendo la inyección cíclica y continua de vapor. Es esperado que la producción de arenas aumente a medida que se tenga mayor tasa y presión de inyección. Debido a que los procesos de inyección cíclica de vapor se realizan en formaciones someras, las cuales usualmente presentan una baja consolidación, se facilita la erosión de formación. Además, las altas temperaturas del vapor reducen la estabilidad de la matriz en la áreas cercanas a la cara del pozo debilitando el cemento de los granos (Roa et al., 2007).

2.2.2. Depositación de asfaltenos

Las altas temperaturas a las que se lleva el yacimiento y el crudo provocan la vaporización de la fase liviana del crudo, reduciendo la estabilidad de los asfaltenos dentro del crudo, lo que provoca la precipitación de estos hacia los minerales de la roca cubriéndolos con una película aceitosa, obstruyendo los capilares (Roa et al., 2007).

2.2.3. Deposición de escamas

Las escamas son precipitaciones de materia inorgánica que superan el límite de solubilidad que tiene el vapor para mantenerlos en solución, provocando la coalescencia que posteriormente terminará en la formación de *clusters*. A medida que estos se van uniendo van formando cristales de tamaño microscópico, estos cristales pueden llegar a tener el tamaño suficiente para obstruir el flujo. Moléculas como el hierro, magnesio, silicato y carbono, son las causantes de la formación de escamas. Estas pueden llegar con el vapor que es inyectado, pero las cualidades del agua de inyección prevén esta situación, por lo que normalmente estos minerales son disueltos desde la roca (Jordan & Mackay, 2005).

2.2.4. Yacimientos profundos

Cuando se realizan procesos de inyección con el objetivo de aprovechar la energía térmica de un fluido a fin de transmitir esta energía y la temperatura al fluido en fondo, siempre se deben tener en cuenta que habrá transferencia de calor por convección debido a la diferencia de temperatura entre el fluido inyectado y el pozo y sus alrededores. Entre mayor sea el tiempo en el que el fluido se encuentre dentro de la tubería mayor será el calor transferido perdido hacia la tubería y la formación, por lo que se buscan siempre 2 condiciones, altas tasas de inyección y bajas profundidades, para de esta forma minimizar las pérdidas de energía en tubería (Wheaton, 1991).

2.2.5. Altos costos

Particularmente los proyectos de inyección de vapor necesitan para su implementación una alta inversión debido a los costos de las herramientas y de otros recursos. Aunque el presupuesto de un proyecto puede variar según cual sea el fin, producción y vida de este, la inversión del proyecto se encuentra ligada directamente a la rentabilidad del proyecto, en algunos casos se pueden omitir inversiones en ciertos recursos como en los aislantes de tuberías en superficie, con el fin de reducir costos. Comparado con otros procesos EOR, la inyección de vapor requiere una mayor inversión, invirtiendo desde US\$ 800.000 (Fonseca Gómez & Sánchez Burbano, 2017) o llegando a costar US\$ 3'000.000 (León et al., 2015).

2.2.6. Impacto ambiental.

Para cada uno de los procedimientos de recobro térmico hay que tener en cuenta que debido a la combustión se liberan gases de efecto invernadero, promoviendo la contaminación del ambiente y apoyando al cambio climático. Gases como el CO₂, CH₄, N₂O y en ocasiones CO, cuando la combustión no es completa, la liberación de estos gases se

puede ver tanto en los procesos de inyección de vapor como la combustión in situ, ya que en ambos casos se utiliza combustible fósil. Adicionalmente, en la combustión in situ en gran medido realiza un aporte a la polución, debido a la liberación de gases como el SO_2 y otras partículas finas (Lake & Holstein, 2006).

2.2.7. Riesgo de incendios y explosiones

El riesgo latente de una explosión se encuentra en mayor instancia en un procedimiento de combustión in situ, debido a que lo que se realiza en fondo, a grandes rasgos es un procesos de ignición y quema de combustible. La posibilidad de que este procedimiento pueda llegar a superficie siempre estará presente. Si no se presentan las condiciones adecuadas, los pozos se pueden presurizar, además, si durante el procedimiento se alcanzan presiones de fractura, puede provocar la migración de fluidos inflamables aumentando considerablemente el riesgo de explosión (Lake & Holstein, 2006).

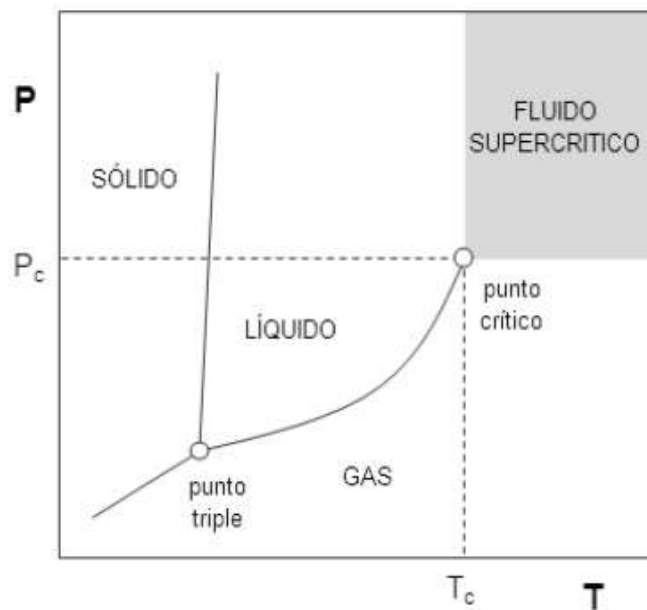
2.3. Fluidos supercríticos

Se puede definir un fluido supercrítico como un estado en el que un fluido ha superado sus condiciones críticas de presión y temperatura, pero aún no se encuentra muy por encima de ellas. El concepto de criticidad de los fluidos fue descubierto por primera vez en 1822 por el químico francés Cagniard de la Tour, quien observó que el punto de ebullición del etileno aumentaba a medida que se incrementaba la presión y la temperatura, hasta que finalmente se observaba un estado en el que el líquido y el vapor coexistían sin una interfaz clara (Rodríguez et al., 2016). En un diagrama de fase es posible visualizar tres fases continuas y homogéneas separadas por líneas denominadas estados de equilibrio en el cual coexiste una sustancia pura en dos fases ya sea Solido-Líquido, Gas-Líquido o Gas-Solido. Estas tres líneas de equilibrio se unen en un punto llamado punto triple donde coexisten en equilibrio las 3 fases. Desde este punto parten las líneas de equilibrio Líquido-Solido y Gas-

Líquido. Esta última se extiende hacia la zona de mayor presión y temperatura, hasta que llega a un punto donde la línea de equilibrio ya no existe y aparece una nueva región de equilibrio, dejando de existir la separación entre líquido y gas (figura 6). A este punto se le denomina “Punto crítico”, este punto se encuentra determinado individualmente para cada sustancia (Gañán, 2014). También se puede hablar de mezclas binarias o multicomponentes en estado supercrítico, y en estos casos la definición de estado supercrítico es más compleja debido a que cada uno de los componentes de la mezcla presenta puntos críticos diferentes. En estos casos ya no se le denomina punto crítico, se sustituye este concepto por una línea crítica llamada “Locus Crítico”.

Figura 6.

Diagrama de fase típico de un compuesto puro.



Nota. Tomado de Gañán (2014).

2.3.1. Propiedades fisicoquímicas

Los fluidos supercríticos presentan propiedades fisicoquímicas intermedio entre gas y líquido como se muestra en la tabla 1, donde se describe el comportamiento típico de algunas propiedades de los gases, líquidos y los fluidos supercríticos. Dentro de los datos

suministrados en la tabla, se detalla como los fluidos supercríticos presentan propiedades como la densidad, difusividad y la viscosidad, el comportamiento está dentro de un rango intermedio a las propiedades del gas y las del líquido. Inclusive se logra ver cómo estas propiedades pueden verse afectadas por la presión.

Tabla 1.

Propiedades fisicoquímicas típicas para Gas, Líquido y Fluidos Supercríticos.

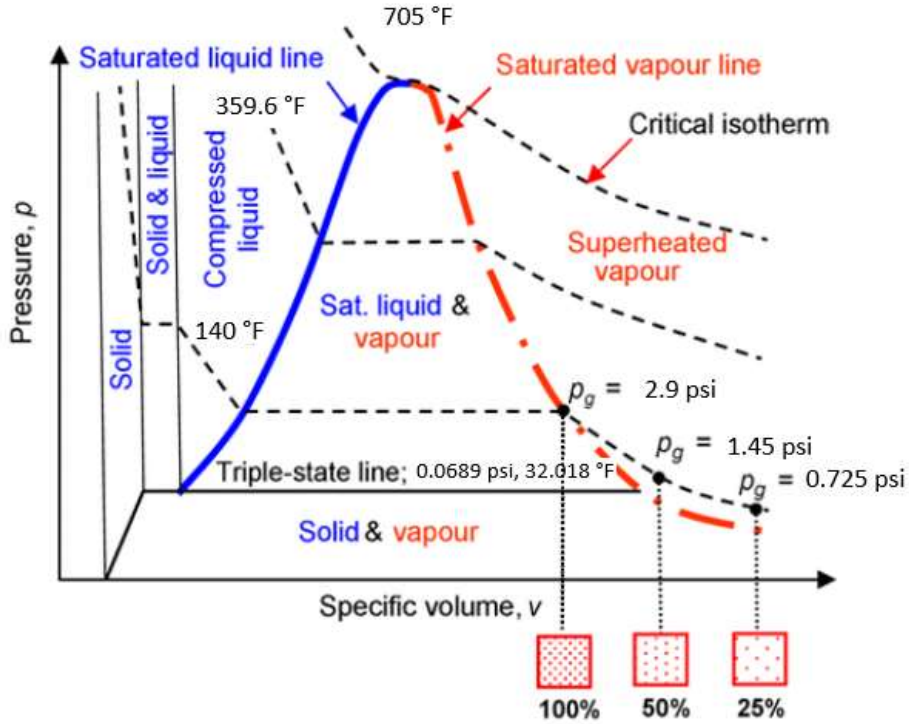
ESTADO	DENSIDAD, ρ [g/cm ³]	DIFUSIVIDAD, D_{11} [cm ² /s]	VISCOSIDAD, η [g/cm * s]
GAS ($P = 1 \text{ atm}, T = 15 - 30^{\circ}\text{C}$)	0,6 – 2 * 10 ⁻³	0,1 – 0,4	1 – 3 * 10 ⁻⁴
LÍQUIDO ($P = 1 \text{ atm}, T = 15 - 30^{\circ}\text{C}$)	0,6 – 1,6	0,2 – 2 * 10 ⁻⁵	0,2 – 3 * 10 ⁻²
FLUIDO SUPERCRÍTICO ($P = P_c, T = T_c$)	0,2 – 0,5	0,7 * 10 ⁻³	1 – 3 * 10 ⁻⁴
($P = 4P_c, T = T_c$)	0,4 – 0,9	0,2 * 10 ⁻³	3 – 9 * 10 ⁻⁴

Nota. Valores típicos de propiedades según la fase, Adaptado de Gañán (2014).

2.3.1.1 Densidad y compresibilidad. En la figura 7 se observa que la línea de temperatura crítica, justo en el punto crítico presenta una pendiente cero y además presenta un cambio de concavidad, por lo que también se tiene un punto de inflexión en el punto crítico.

Figura 7.

Diagrama de fase presión-volumen específico de agua.



Nota. Muestra el diagrama de fase del agua en las proximidades del punto crítico. Modificado de Wong & Mai (2015)

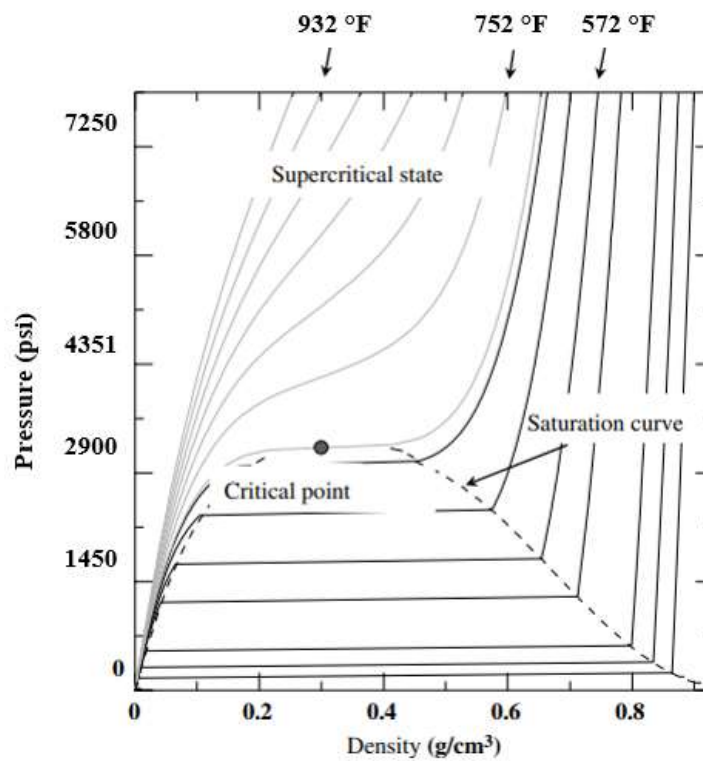
$$\left(\frac{\partial P}{\partial V}\right)_T = 0 \quad \left(\frac{\partial^2 P}{\partial V^2}\right)_T = 0 \quad \text{Ecuación 1}$$

Esto se traduce físicamente en una compresibilidad infinita en el punto crítico y claramente alta en instancias próximas al mismo, por lo que resulta complejo controlar la densidad de estos fluidos en el punto crítico, a pesar de esta complejidad existen hoy en día procesos de extracción de aceites vegetales mediante el uso del agua supercrítica como herramienta (Brunner, 1994). En la figura 8, se puede observar como la pendiente de las isothermas próximas a la temperatura crítica tienen un pendiente mucho mayor, por lo que

pequeños cambios en la presión significarían grandes cambios en la densidad del agua a condiciones supercríticas. La alta dependencia de la densidad en las cercanías al punto crítico frente a las condiciones de presión y temperatura también se relaciona con otras propiedades asociadas a la densidad, como el poder solvente y la capacidad de transporte.

Figura 8.

Gráfica del comportamiento de la densidad en función de P y T del agua a condiciones supercríticas.

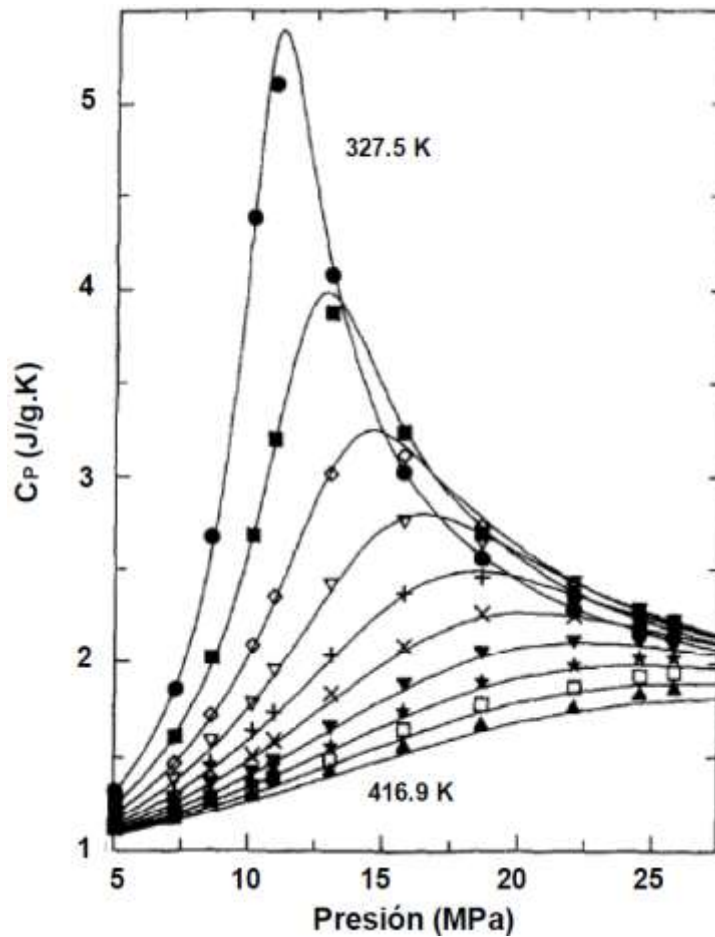


Nota. Comportamiento de la viscosidad en función de la presión y la temperatura. Modificado de Fukumori et al. (2007).

2.3.1.2 Capacidad calorífica. La capacidad calorífica de los fluidos presenta diferentes comportamientos en función de la temperatura y la presión. Hablando particularmente del CO_2 a temperaturas cercanas al punto crítico el poder calorífico alcanza su magnitud máxima (con una presión aproximada de 12 MPa), dividiendo así en dos el comportamiento de la curva de poder calorífico. Previo a alcanzar dicha presión la curva presenta una conducta ascendente, y posterior a esta el comportamiento es descendente.

Figura 9.

Capacidad calorífica del CO_2 en condiciones supercríticas.



Nota. Modificado de Poling et al. (2001a).

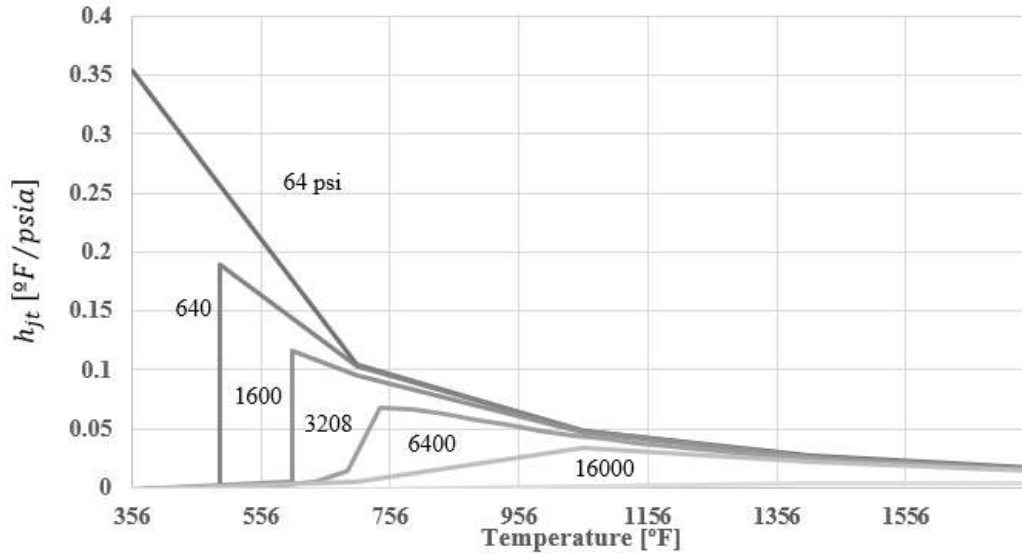
2.3.1.4 Efecto Joule-Thomson. El efecto Joule-Thomson describe el comportamiento de la temperatura de fluidos al pasar por una caída de presión a entalpia constante.

$$h_{J-T} = \left(\frac{\partial T}{\partial P} \right)_h \quad \text{Ecuación 2}$$

El coeficiente Joule-Thomson es una de las propiedades que mejor representa la transición de un fluido a condiciones supercríticas, se nota como la tendencia de las curvas en la zona bifásica es completamente diferente a la región supercrítica. Esto se traduce en pérdidas de temperatura menores, ya que las magnitudes de coeficiente Joule-Thompson además de presentar un comportamiento más constante, presenta magnitudes menores comparado con la fase vapor del agua (Gañán, 2014).

Figura 10.

Coefficiente Joule-Thomson del agua a condiciones supercríticas

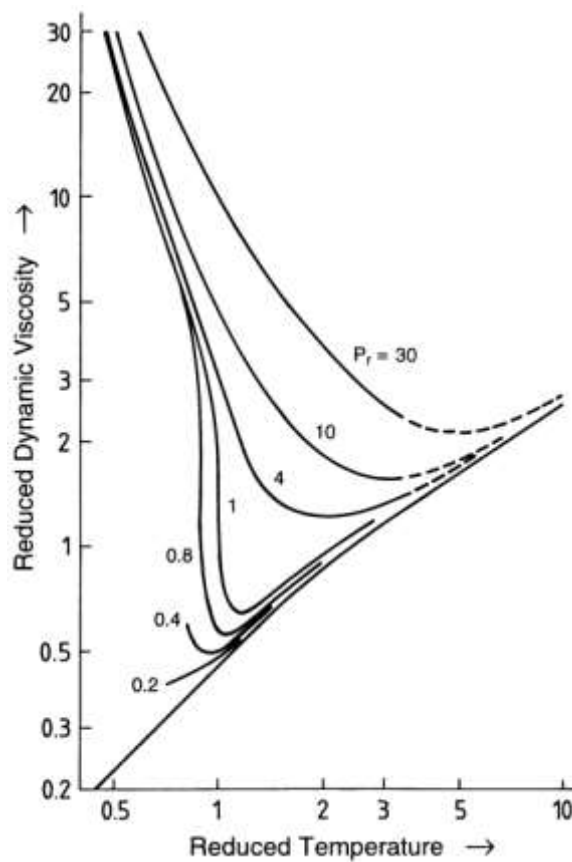


Nota. Realizado por el autor a partir de datos recuperados en National Institute of Standards and Technology. 2023. Propiedades termofísicas de sistemas fluidos. Recuperado de: <https://webbook.nist.gov/chemistry/fluid/>

2.3.1.5 Viscosidad. Como se mencionó anteriormente la viscosidad para fluidos supercríticos es una propiedad con magnitudes intermedias entre un gas y un líquido, pero puede variar según las condiciones de presión y temperatura. A la temperatura y presión crítica las curvas de viscosidad presentan un punto de inflexión, por lo que la pendiente cambia completamente (Gañán, 2014).

Figura 11.

Diagrama generalizado de viscosidad para gases.



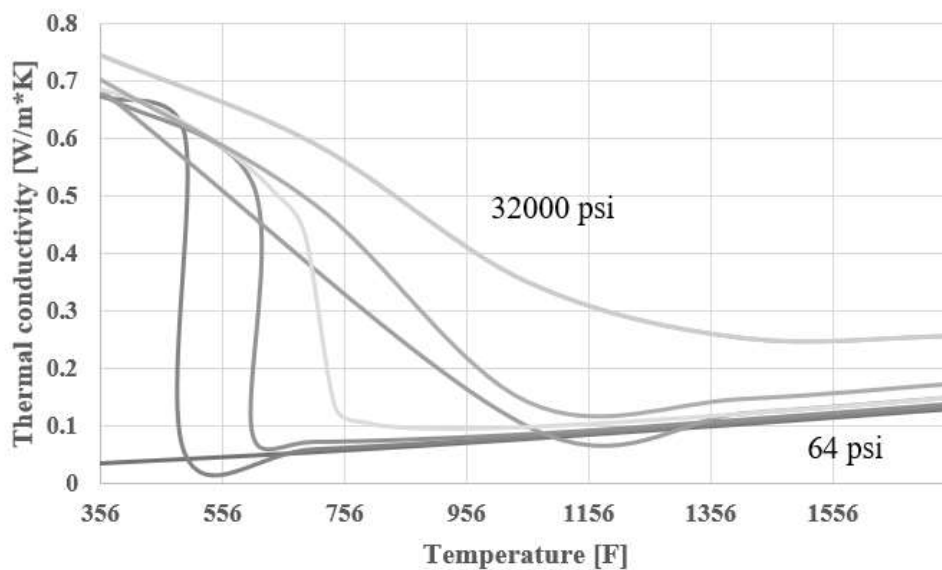
Nota. Modificado de Brunner (1994).

2.3.1.6 Conductividad térmica. La conductividad térmica es un proceso enlazado al transporte de masa y energía, por lo que se relaciona con la viscosidad, la densidad y la capacidad calorífica de la sustancia. Este parámetro condiciona en gran medida el diseño operativo. Cuando se opera a condiciones de conductividad alta, el fluido presenta mejor capacidad para homogeneizar la temperatura en la zona intervenida, y de esta forma tiene un comportamiento homogéneo del fluido mejorando la densidad y la solubilidad.

La magnitud de la conductividad térmica en regiones próximas al punto crítico presenta una alta sensibilidad, por lo que, cerca de la temperatura crítica pequeñas variaciones de presión se traducen en grandes variaciones en la conductividad térmica, caso contrario al que sucede en condiciones de presión alta, por lo que la conductividad presenta una tendencia marcada hacia el valor de conductividad de presión crítica, por encima de estas condiciones la pendiente de la curva es negativa y por debajo, la conductividad térmica presenta una tendencia ascendente .

Figura 12.

Conductividad térmica del agua



Nota. Realizado por el autor a partir de datos recuperados en National Institute of Standards and Technology. 2023. Propiedades termofísicas de sistemas fluidos. Recuperado de: <https://webbook.nist.gov/chemistry/fluid/>

2.3.1.7 Tensión superficial. La tensión superficial se podría definir como la energía que se requiere para aumentar la superficie de un fluido, esto sucede siempre que haya presencia de dos fluidos inmiscibles con densidades distintas (Gañán, 2014). Las partículas que se encuentran en contacto con éste presentan una atracción hacia la superficie del líquido, lo que provoca una fuerza que busca reducir el área de contacto entre los dos fluidos. La estabilidad de la interfase depende de varias propiedades de interés para los fluidos supercríticos; la capacidad de dispersión de una fase en otra, la capacidad de penetrar a través de una matriz porosa, entre otras. No obstante, la tensión superficial no constituye en sí una propiedad de transporte, pero sí aporta dentro del concepto de transferencia de masa entre fases.

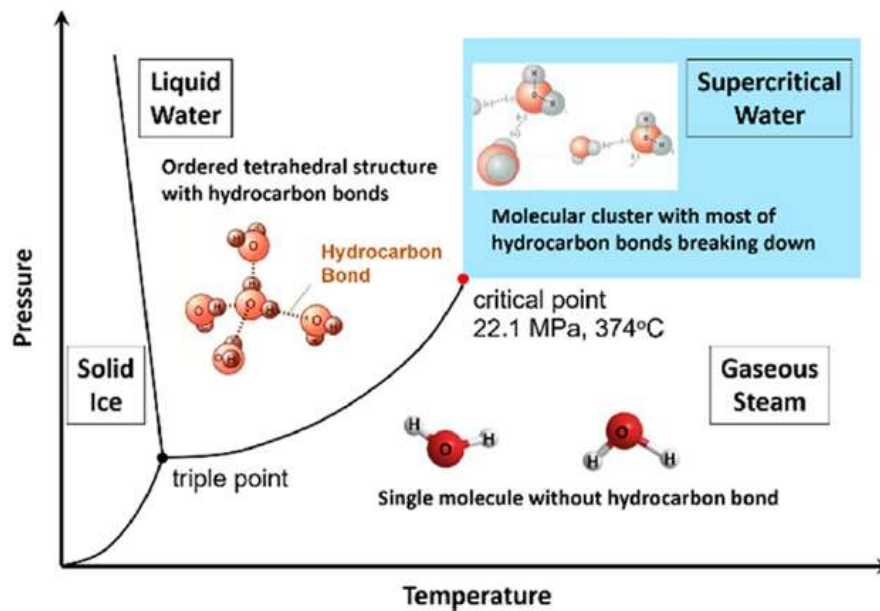
Para el caso de un sistema de *líquido-Fluido supercrítico*, la tensión superficial presenta una alta dependencia a las condiciones de presión y temperatura. La relación entre la tensión superficial y la presión es inversa, por lo que a medida que la presión aumenta, la tensión superficial disminuye, esto debido a ciertos fenómenos que a grandes rasgos reducen la diferencia entre las densidades (Gañán 2014).

2.3.2. Agua Supercrítica

La comprensión de lo que se conoce comúnmente de agua y vapor toma un sentido diferente cuando se superan las condiciones críticas, a partir de 374,3°C y 22,05MPa (Dong et al., 2018). El diagrama de fase se puede visualizar las condiciones supercríticas del agua en la figura 13.

Figura 13.

Diagrama de fase para el agua.



Nota. Tomado de Zhao et al. (2020).

En esta condición el fluido se encuentra en un estado intermedio entre la fase líquida y la fase gaseosa, en él se encuentran agrupadas moléculas de tipo líquido formadas por enlaces de hidrógeno, pero se encuentran dispersas a lo largo de un volumen en una fase tipo gas (Sáiz Castillo, 2018). Esta estructura provoca que el agua y sus propiedades como líquido o gas varíen en función de la temperatura, la presión y la densidad. Una característica que demuestra la delgada línea entre la fase líquida y la fase vapor es que en el fluido supercrítico no existe tensión con ninguna de las otras fases del agua porque la interfaz no existe.

2.3.2.1 Agua supercrítica como tecnología emergente de recobro mejorado. El uso de un nuevo fluido para el desarrollo de tecnologías de recobro térmico surge debido a las desventajas que presentan los métodos convencionales de recobro, y una de las propuestas de la actualidad se encuentra en el mismo fluido habitualmente inyectado para aumentar la temperatura al yacimiento (agua), pero las condiciones de aplicación son distintas, ya que se plantea inyectar el fluido en condiciones por encima del punto crítico. Las propiedades que marcan la diferencia y por lo tanto las ventajas son (Zhao et al., 2020):

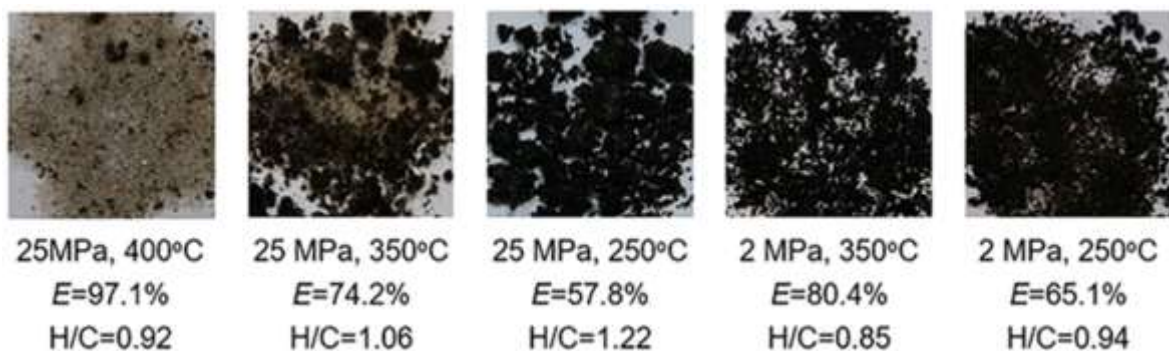
- Presenta algunas propiedades propias de los gases a altas temperaturas (baja viscosidad, alto coeficiente de difusividad) y líquidos (alta solubilidad).
- Alta transferencia de masa debido a la baja viscosidad y alto coeficiente transmisibilidad, combinada con la nula tensión superficial.
- La capacidad de disolución puede variar con la presión y la temperatura.
- Fácil separación del fluido supercrítico de la sustancia diluida.

Las pruebas de laboratorio han demostrado que el factor de recobro para crudos pesados en núcleos puede llegar a ser del 97%, adicionalmente, el consumo de energía es un 34% menor que la inyección de vapor (Zhao et al., 2020). Se sabe que la inyección de vapor es más eficiente frente a la inyección de agua caliente debido a la extracción de solvente entre otras cosas, el motivo por el cual la inyección de agua supercrítica supera en un 17% la recuperación del petróleo respecto a la inyección de vapor se debe principalmente a las condiciones de inyección y las propiedades del mismo, el aumento de las condiciones de presión y temperatura logran aumentar el parámetro de solubilidad y por lo tanto también la miscibilidad con las fracciones más complejas del petróleo, además de esto, la temperatura de inyección genera un proceso de craqueo térmico sobre el crudo, provocando un mejoramiento permanente en el crudo.

2.3.2.2 Recobro por miscibilidad entre el petróleo pesado y el agua supercrítica. Los resultados de las pruebas demostraron que la inyección de agua supercrítica en comparación con la inyección convencional de vapor mejoraba significativamente la recuperación de destilados por encima de una temperatura de 500°C. Estos destilados forman la principal contribución a la recuperación del petróleo. Como se muestra en la figura siguiente, se ve una foto del aceite y arena residual después de los experimentos de inyección donde E es el *factor de recuperación de aceite*. Donde se logra ver que cuando se inyecta agua supercrítica se realiza un mayor lavado resultando en un factor de recobro alto, y en el caso de la inyección de vapor el factor de recobro es significativamente menor.

Figura 14.

Residuos de aceite y arenas para diferentes condiciones de inyección y su factor de recobro.



Nota. Tomado de Zhao et al. (2020).

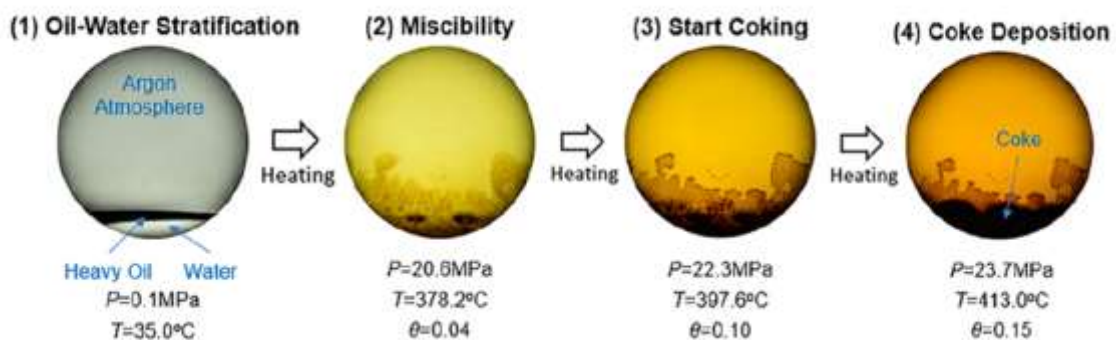
Después de realizar un proceso térmico mediante inyección de vapor, se observa la precipitación de una cantidad considerable de coque, y la relación de átomos de hidrógeno y de aceite residual paso de 1,6 que tenía la muestra original a 0,9, lo que se traduce en un proceso de formación de coque severo. Contrario a lo que sucede con el agua supercrítica donde el petróleo dentro del núcleo parece ser barrido por el fluido inyectado, y considerando su débil polaridad con constante dieléctrica de 1,8 a 3 (Goual & Firoozabadi, 2002), el aceite pesado es propenso a ser disuelto en el agua supercrítica, en el momento en el que el aceite

y los destilados empiezan a ser disueltos por el agua supercrítica el crudo empieza a ser desplazado por recobro miscible.

En la figura 15, se puede notar como el petróleo y el agua se encuentran separados por gravedad a condiciones estándar (1), luego a medida que se va aumentando la presión y la temperatura el petróleo pesado es gradualmente disuelto debido a que el aumento en estas propiedades hace que la polaridad del agua se acerque a la del aceite (2). A temperaturas muy altas (por lo general encima de 390°C), ocurre la precipitación del coque provocando la reducción de la miscibilidad (3,4); en la gráfica se estima el índice de miscibilidad como θ . Esto demuestra que entre más lejanas al punto crítico se encuentren las condiciones de presión y temperatura los efectos son contraproducentes, ya que se empieza a ocasionar la precipitación de coque.

Figura 15.

Fotos del comportamiento de fase entre el agua y el aceite.



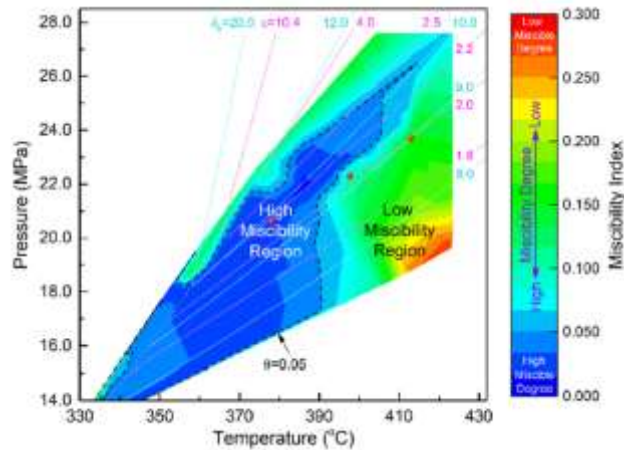
Nota. Modificado de Zhao et al. (2020).

En la figura 16, se presenta la distribución del índice de miscibilidad entre el aceite pesado y el agua con una relación másica agua-petróleo de 10:1. El índice de miscibilidad se encuentra entre un intervalo de 0-1, donde 0 indica la miscibilidad máxima y 1 la mínima. Dentro del esquema se tiene en cuenta el parámetro de disolución de hidrogeno de Hansen (δh), y la constante dieléctrica (ϵ) con el fin de relacionar la polaridad con la miscibilidad

del agua. Se logra observar que la zona de mayor miscibilidad se encuentra en la región de agua supercrítica. (Hansen, 2007).

Figura 16.

Cuantificación de la miscibilidad relación másica Agua-Petróleo 10:1.

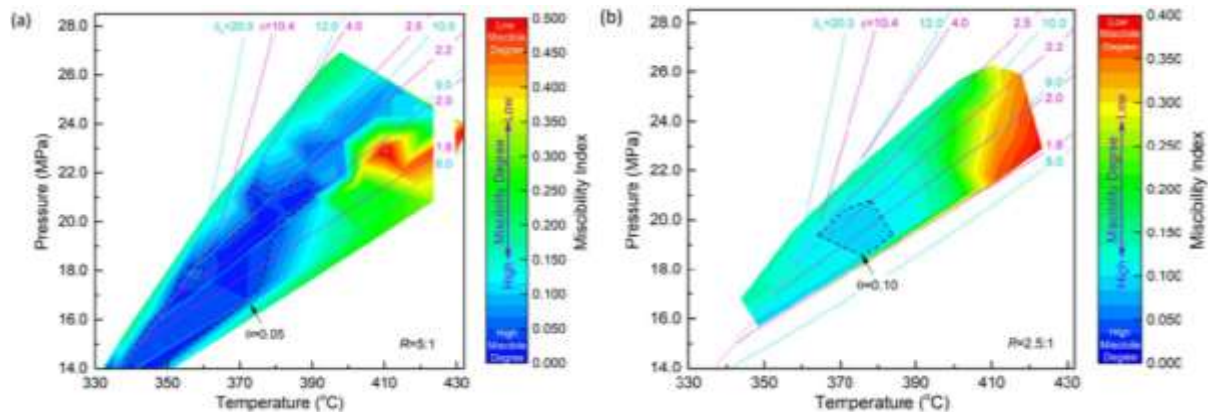


Nota. Tomado de Zhao et al. (2020).

Adicionalmente, la miscibilidad entre el aceite y el agua se puede ver afectada por la relación másica agua-petróleo. Lo que provocaría que las condiciones de presión y temperatura no sean las únicas variables al momento de hablar de la miscibilidad. En la figura 17 se realiza una comparación entre los comportamiento de las constantes δh y ϵ en función de la esta relación, evidenciando como una relación de agua-petróleo baja provoca que el índice de miscibilidad el agua durante el procesos sea significativamente menor.

Figura 17.

Cuantificación de la miscibilidad a diferentes relaciones másicas agua-petróleo.



Nota. (a) relación 5:1 (b) relación 2.5:1 Tomado de Zhao et al. (2020).

2.3.2.3 Aplicaciones del agua supercrítica en la industria. Meng et al. (2006) realizó la extracción de agua en condiciones sub y supercríticas de muestras de arenas bituminosas en un sistema semicontinuo para el análisis de los efectos generados por la temperatura y la presión. Se encontró, que el rendimiento de la extracción aumentaba con el aumento de la presión y alcanzo como máximo valor 81,1% de rendimiento en peso a 30 MPa. Por el contrario, el aumento de la temperatura produjo que la extracción tuviera un rendimiento menor, quizá provocado por la disminución de la densidad. Los productos obtenidos por fraccionamiento de arenas bituminosas fueron petróleo, asfaltenos y pre-asfaltenos. Posterior a esto se realizaron análisis SARA al aceite en donde se encontró que el aumento de la presión produjo una disminución en la tasa de formación de compuestos saturados y aromáticos, mientras que las resinas aumentaron. En cuanto a los componentes gaseosos, dióxido de carbono, metano y H₂ fueron los principales productos, pero el rendimiento de gas fue bastante bajo.

Dentro de las aplicaciones que se ha dado a los fluidos supercríticos y en especial al agua supercrítica se encuentra el tratamiento de aguas residuales y “Oil Sludge”. El proceso de oxidación de agua supercrítica, el cual fue propuesto en primera instancia como un modelo por “Massachusetts Institute of Technology” a mediados de los años 80’, es una tecnología de oxidación diseñada para la destrucción de sustancias orgánicas utilizando las propiedades únicas del agua supercrítica bajo condiciones típicas de operación de 450-600°C y 24-28 MPa (Chen et al., 2020).

El artículo escrito por Li & Wang (2020), investiga la capacidad de procesar el tratamiento de crudo mediante la oxidación de agua supercrítica en un reactor discontinuo, donde se realiza una sensibilidad sobre el coeficiente de oxígeno, temperatura y tiempo de reacción. La eficiencia de remoción asciende hasta 89% después de 10 min a una temperatura de 500°C. En general se concluye que la oxidación de agua supercrítica se puede utilizar de

manera eficiente para degradar una amplia variedad de contaminantes orgánicos, adicionalmente también se encuentra como una tecnología amigable con el medio ambiente para desechos orgánicos.

Los autores Kozhevnikov et al. (2010) estudiaron la disolución de asfaltenos en agua supercrítica, donde los resultados mostraron que los asfaltenos, bajo el efecto del agua supercrítica, fueron sometidos fácilmente a la destrucción hidrotermal con la formación de líquido (por encima del 30%), gas (por encima del 4,3%) y productos sólidos (por encima del 65%).

Los fluidos supercríticos también tienen un campo de aplicación en el tema de la refinería, debido a la necesidad de implementar procesos limpios con el ambiente y remplazar los solventes convencionales y tóxicos, se plantea el agua supercrítica como una alternativa limpia para suplantarlos. La solubilidad en agua supercrítica es una propiedad importante cuando se habla de extracción reactiva de hidrocarburos. Se puede correlacionar la solubilidad y el comportamiento de extracción de agua supercrítica con la constante dieléctrica y el parámetro de solubilidad de Hansen como se muestra en la figura 16 y 17.

2.4. Screenig para criterios de selección

Debido a la poca madurez del procedimiento, la información acerca de las propiedades óptimas para la implementación del modelo ha sido poca, o más bien nula, por lo que se procede a realizar una propuesta sobre el screening para realizar este procedimiento.

Tabla 2.*Screenig de la técnica propuesta*

Propiedad	Magnitud
Profundidad	6000-9000ft
Presión	2800-4200psi
Temperatura	160-210°F
Gravedad API	12-20°API
Porosidad	15-28%
Permeabilidad	900-1230mD

Nota. Screening propuesto por autor.

3. Metodología

Posterior a realizar el análisis de las propiedades vinculadas al screening para los criterios de selección, se implementa un modelo conceptual con el fin de representar las propiedades de un yacimiento candidato a la inyección de agua supercrítica. Este modelo permitirá evaluar numéricamente el efecto de la implementación de un proyecto de inyección cíclica de agua supercrítica como fluido de inyección. En este capítulo se describe como se realizó tanto el modelo estático como dinámico.

3.1. Modelos estático

Con el propósito de construir un modelo que se ajuste a las propiedades a estudiar, se han considerado ciertas condiciones de presión y profundidad, así como la estimación de la respuesta que podría tener un yacimiento bajo las condiciones de inyección. Para llevar a cabo esta tarea, se utilizará el simulador para procedimientos térmicos STARS (Thermal & Advanced Processes Simulator) desarrollado por la compañía CMG (Computer Modelling Group).

El procedimiento de inyección cíclica de agua supercrítica se llevó a cabo en un modelo radial con un área superficial de 2.5 acres (108900 ft^2), con el objetivo de emplear el espaciamiento convencional utilizado en los procedimientos de inyección cíclica de vapor, para llevar a cabo la distribución del modelo y las divisiones en el yacimiento, se consideraron tres tipos de divisiones: radiales, angulares y verticales. En particular, se utilizaron 21 divisiones radiales, 6 angulares y 57 capas verticales. Cada capa tiene un espesor de 2 pies, lo que resulta en un espesor neto de 114 pies y un espesor bruto de 66 pies a una profundidad de 8000 pies. Las propiedades petrofísicas y del yacimiento se muestran en la tabla 3.

Tabla 3.*Propiedades promedio del yacimiento.*

PROPIEDAD	MAGNITUD
PROFUNDIDAD, [ft]	6000
POROSIDAD	26%
PERMEABILIDAD, [mD]	Arena 1 = 920
	Arena 2 = 1225
	Arena 3 = 1005
PRESIÓN DE FORMACIÓN, [psi]	3100
CONDUCT. TERM., $\left[\frac{BTU}{ft^3 \cdot d(a^{\circ}F)}\right]$	Arenisca = 24
	Arcilla = 30
CAP. VOL. DE CALENTAMIENTO, $\left[\frac{BTU}{ft^3 \cdot ^{\circ}F}\right]$	Arenisca = 30
	Arcilla = 40
	Crudo = 1.6
	Agua = 12.6

Nota. Datos utilizados para la realización del modelo estático.

El modelo del yacimiento presentado muestra la presencia de tres areniscas intercaladas con dos formaciones de arcilla. A cada formación se le asignaron propiedades térmicas y petrofísicas específicas, que son críticas para el análisis y la evaluación de los procesos de recuperación de petróleo.

Figura 18.

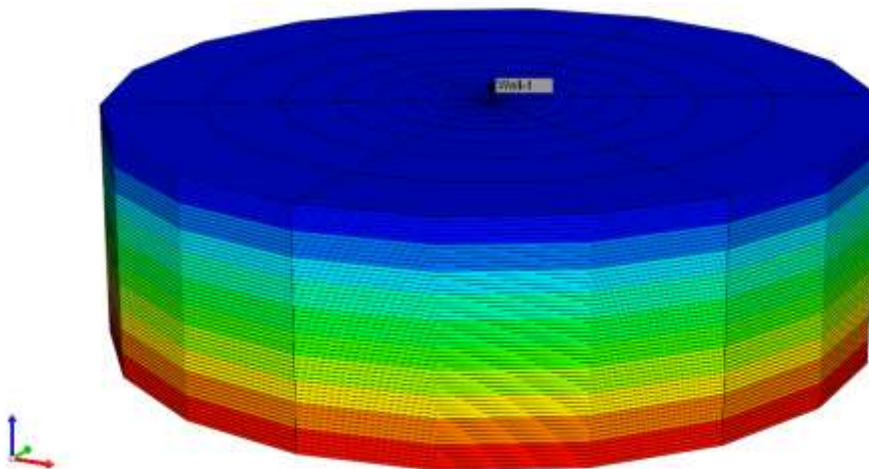
Distribución de las arenas del modelo.



Nota. Dentro de la distribución las zonas resaltadas en rojo pertenecen a las arenas, mientras que las azules son las zonas de arcilla.

Figura 19.

Modelo 3D Generado en la herramienta Builder en CMG.



Nota. Modelo radial planteado para la simulación.

3.1.1. Descripción del modelo de fluidos.

En el proceso de construcción del modelo de fluidos, es fundamental tener en cuenta los mecanismos de recuperación de la tecnología a implementar, en este caso, el recobro miscible y el craqueo térmico. Estos procesos afectan significativamente la composición del crudo y reducen su viscosidad, lo que puede tener un impacto importante en la recuperación

de petróleo. Por lo tanto, se realizó una descripción detallada de los mecanismos de recuperación y se tuvo en cuenta la composición del crudo en el modelo de fluidos. Para el desarrollo del modelo se utilizó la herramienta WinProp (Fluid Property Characterization Tool) de la compañía CMG, ya que la herramienta STARS no cuenta con la capacidad de modelar crudos composicionales. (León et al., 2019).

La composición del crudo, junto a la presión y la temperatura, definen el comportamiento que puede llegar a tener los fluidos en fondo, por lo que si estas propiedades cambian también cambia el comportamiento del fluido en fondo. Para la construcción del modelo se decide seguir estudios previos para el mejoramiento in situ del crudo (Chavez & Pereira, 2016). La composición se realizó por pseudo-componentes y son presentadas en la tabla 4. Convencionalmente se le denomina a la fracción pesada del crudo a aquellos que están por encima del C6, agrupados en el pseudo componente C7+. Pero para el caso de este proyecto se requiere una distribución más específica.

El fluido está modelado de varias manera, principalmente por correlación de Peng Robinson, pero propiedades relacionadas a los gases y el crudo, se realizaron por regresión de pruebas PVT como prueba de liberación diferencial y prueba de separador. La viscosidad fue ajustada mediante el modelo modificado de Pedersen (León et al., 2019). La construcción de los pseudocomponentes se realizó a partir de la composición del crudo de la tabla 4. De esta manera se modelo un crudo con viscosidad de alrededor 7200 cP y una gravedad API de aproximadamente 12.8°API. Las figuras 20, 21, 22 y 23 muestran el comportamiento del factor volumétrico, densidad del crudo y viscosidad, la composición del crudo a partir de los pseudo componentes y sus propiedades se muestran en la tabla 5.

Tabla 4.

Pseudo componentes utilizados para la representar el crudo.

Pseudo-componentes	Temperatura de ebullición	Componentes
Gases	<Temp. de ebullición inicial (IBP)	$C_1 - C_4$
Naftenos	IBP-216	$C_5 - C_{12}$
Destilados	216-343	$C_{13} - C_{20}$
Vacuum gas oil (VGO)	343-545	$C_{21} - C_{44}$
Residuos (VR)	>545	C_{45+}

Nota. Modificado de León et al. (2019).

Tabla 5.

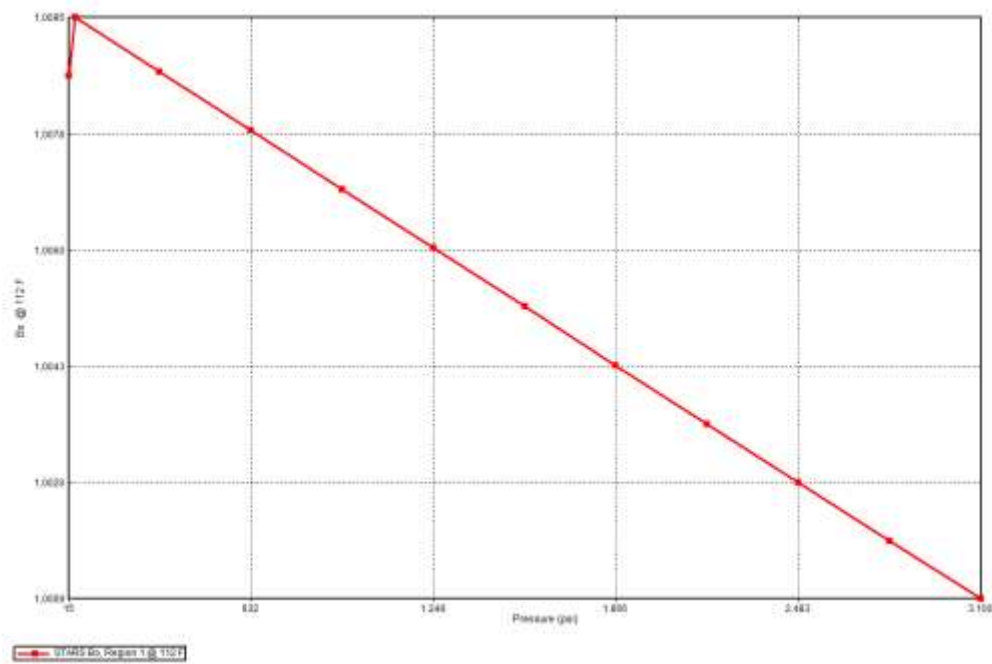
Composición del crudo base.

Componente	Fracción Molar (%)	Componente	Fracción Molar (%)
C_1	0.8499	C_{16}	2.0722
C_2	0.0979	C_{17}	2.2499
C_3	0.0339	C_{18}	2.2028
$i - C_4$	0.00529	C_{19}	2.3117
$n - C_4$	0.0053	C_{20}	2.4446
$i - C_5$	0.00084	C_{21}	2.4675
$n - C_6$	0.000459	C_{22}	2.5332
C_6	0.00017	C_{23}	2.1874
C_7	4.9991E-05	C_{22}	2.3525
C_8	0.0585	C_{23}	2.1382
C_9	0.1316	C_{24}	2.1020
C_{10}	0.3959	C_{25}	2.2210
C_{11}	0.6247	C_{26}	2.0249
C_{12}	1.0495	C_{27}	2.2450
C_{13}	1.4628	C_{28}	1.6340
C_{14}	1.7035	C_{29}	2.0672
C_{15}	2.0212	C_{30+}	60.9955

Nota. Tomado de León et al. (2019).

Figura 20.

Factor volumétrico de formación en función de la presión.

**Figura 21.**

Densidad del crudo en función de la presión.

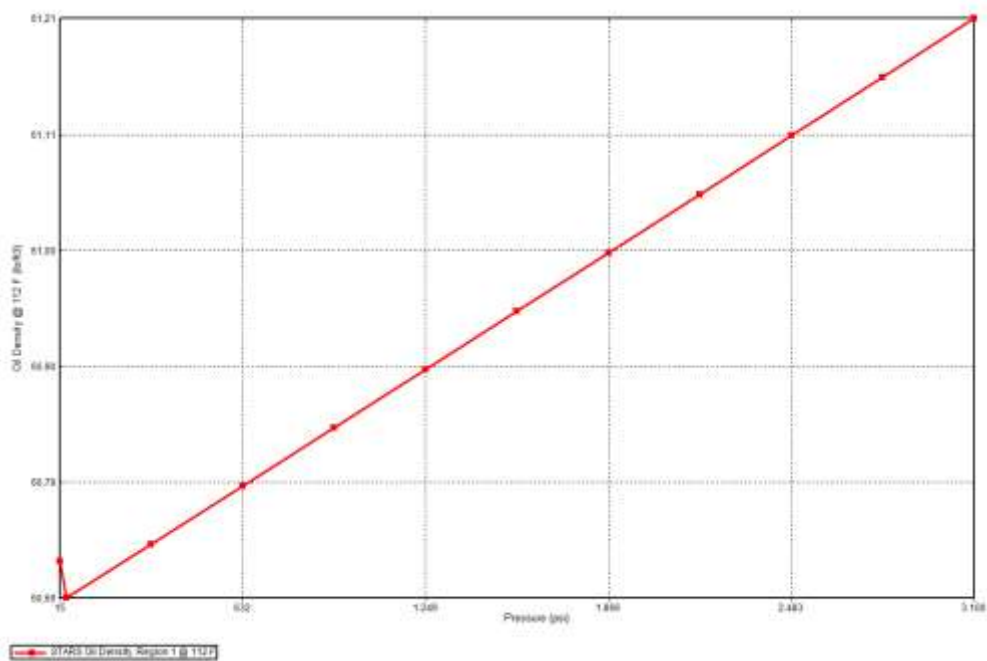


Figura 22.

Viscosidad del crudo en función de la temperatura.

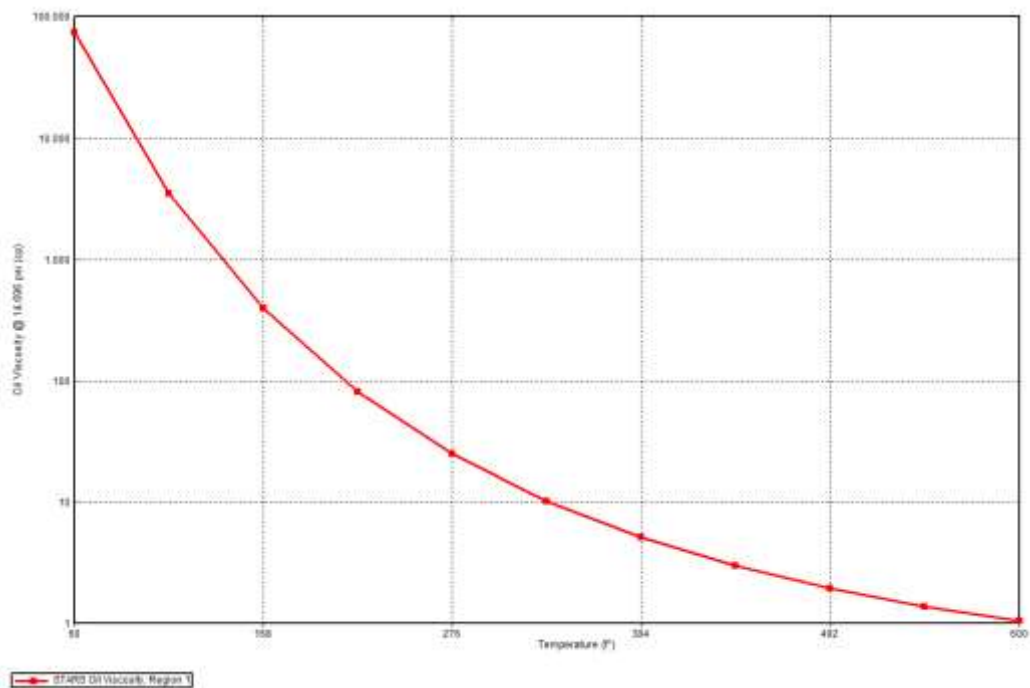


Figura 23.

Viscosidad del crudo en función de la presión.

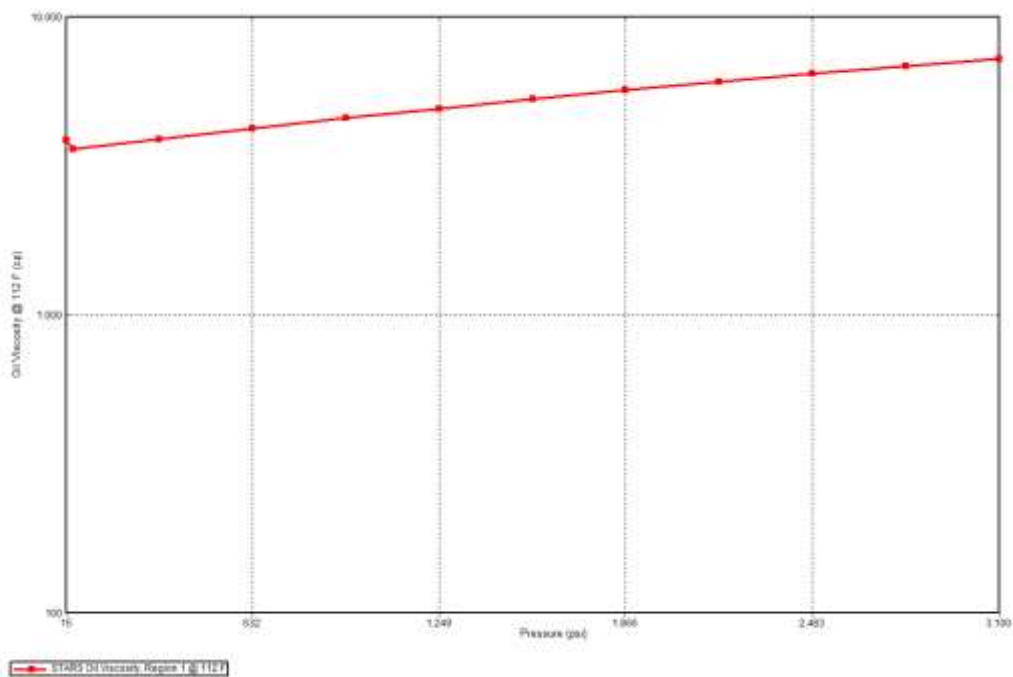
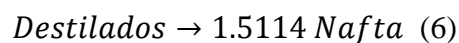
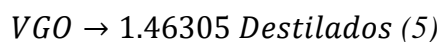
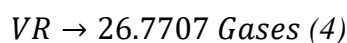
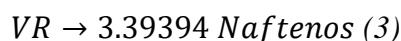
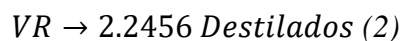
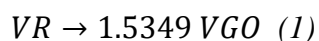


Tabla 6.*Propiedades promedio de los pseudo-componentes.*

Pseudo-componentes	Pc [atm]	Tc [°K]	Factor acéntrico	Peso molecular	Fracción molar
Gases	46.366	213.243	0.024	18.842	0.0099
Naftenos	26.063	645.542	0.484	148.621	0.02262
Destilados	17.093	736.531	0.693	224.624	0.1402
VGO	13.457	930.29	1.081	328.63	0.63038
VR	8.205	1074.186	1.401	504.41	0.19682

3.1.2. Esquema de reacciones.

Junto al modelo de fluido separado por pseudocomponentes se adicionó un sistema de reacciones que representan el mejoramiento del crudo dentro del software, en la ecuación 3 se plantea la estequiometria realizada a través de STARS en donde se alcanzan valores por el orden del 10^{-5} .

*Ecuación 3*

Los parámetros cinéticos de las reacciones de la ecuación 3 fueron establecido mediante estudios previos realizados al mejoramiento del bitumen de Athabasca en Canadá (Da Silva De Andrade, 2014) (Nguyen et al., 2017), por otra parte la energía de activación de cada una de las reacciones fueron determinados a partir de un análisis de sensibilidad. La tabla 7 muestra los valores inicialmente utilizados.

Tabla 7.

Parámetros cinéticos utilizados para representar el mejoramiento del crudo.

Reacción	Energía de activación (Btu/lbmol)	Factor de frecuencia	Entalpía (Btu/lbmol)
1	32932	6831	55890
2	18572	3.745	55890
3	24978	16.145	55890
4	63027	5.486×10^7	55890
5	30439	704.5	55890
6	155935	9.15×10^{25}	55890

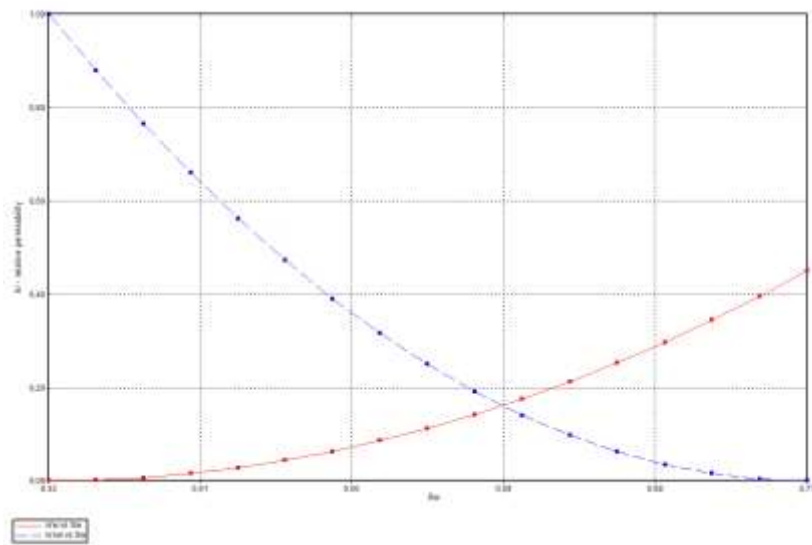
El Análisis de sensibilidad utilizado para encontrar las energías de activación fue utilizado mediante la herramienta de simulación CMOST, este software de la compañía CMG tiene como objetivo optimizar de manera inteligente los datos utilizados en una simulación, para el análisis de sensibilidad León et al. (2019) llevo a cabo en CMOST 26 experimentos, donde se llegó a lo expuesto en la tabla 5.

3.1.3. Curvas de permeabilidad

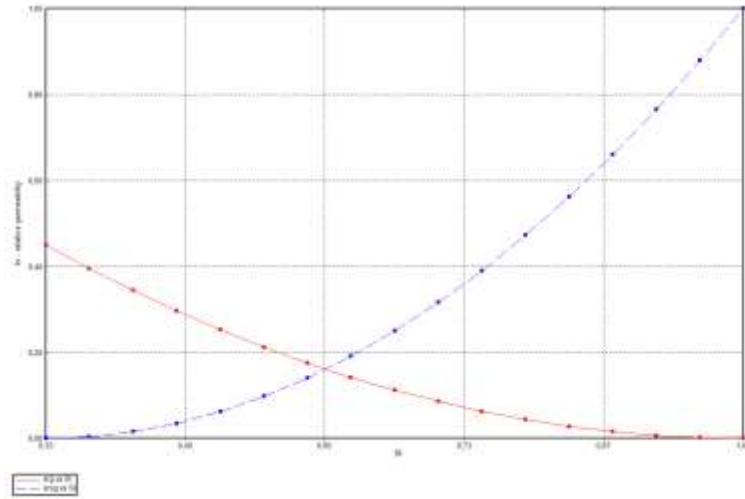
Para finalizar se suministraron las curvas de permeabilidad relativa, la figura 24, muestra la permeabilidad relativa entre el agua y el aceite y la figura 25, la permeabilidad relativa entre el líquido y el gas, donde podemos ver que el yacimiento se encuentra mojado por agua.

Figura 24.

Curvas de permeabilidad relativa agua-aceite.

**Figura 25.**

Curvas de permeabilidad relativa líquido-gas.



4. Resultados.

Se utilizaron dos modelos de producción en un período de 10 años mediante el modelo radial propuesto en el capítulo anterior. El primer modelo es una producción en frío donde no se emplea ninguna técnica de recobro mejorado. El segundo modelo consta de un año de producción en frío seguido de 10 ciclos de inyección de agua supercrítica. Cada ciclo tiene una duración de 192 días; el tiempo de inyección es de 8 días, el período de remojo es de 4 días y la duración de la producción es de 180 días (6 meses). Las condiciones de producción para ambos modelos se detallan en la tabla 8. Por último, se analizaron los resultados entregados por el simulador y se observó que las tasas de producción eran bajas tal como se observa en la figura 26 además la presión de también cae hacia la BHP.

Figura 26.

Comportamiento del factor de recobro y la tasa de producción del modelo en frío.

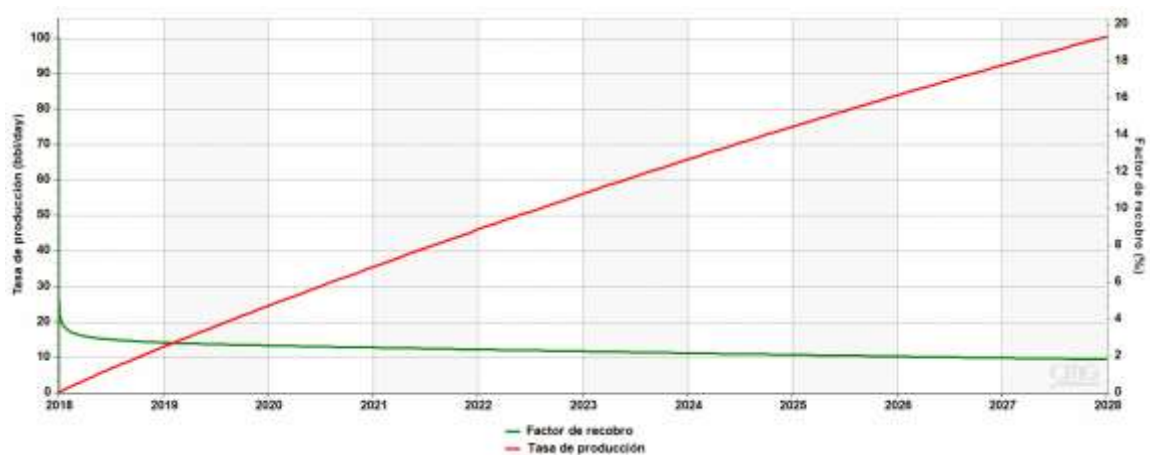


Tabla 8.

Condiciones operacionales de los modelos.

Pozo productor			Pozo Inyector	
Parámetro		Magnitud	Parámetro	Magnitud
Presión mínima de operación [psi]	Modelo de producción en frío	2000	Tasa de inyección [Bbl/d]	1200
	Modelo de inyección cíclica	1500	Presión de fondo máxima [psi]	3300
			Temperatura de inyección [°F]	705

Nota. Parámetros establecidos desde el simulador dentro de la ventana operacional del procedimiento.

La figura 27 muestra el comportamiento de las tasas de producción y el factor de recobro producido al aplicar el proceso de inyección cíclica de agua supercrítica. La técnica ha demostrado un aumento notable en la producción, y después de 10 años, el factor de recobro alcanzó el 68%, lo que supera significativamente el 19,4% alcanzado por el modelo de producción en frío. Además, la relación fluida inyectado-aceite producido arrojó valores en el rango de 0,35 y 1,2 bbl/bbl (figura 28), siendo estos valores muy bajos comparados con los valores obtenidos bajo procesos convencionales de inyección cíclica de vapor.

Figura 27.

Comportamiento de la tasa de inyección y el factor de recobro del modelo de inyección cíclica de agua supercrítica.

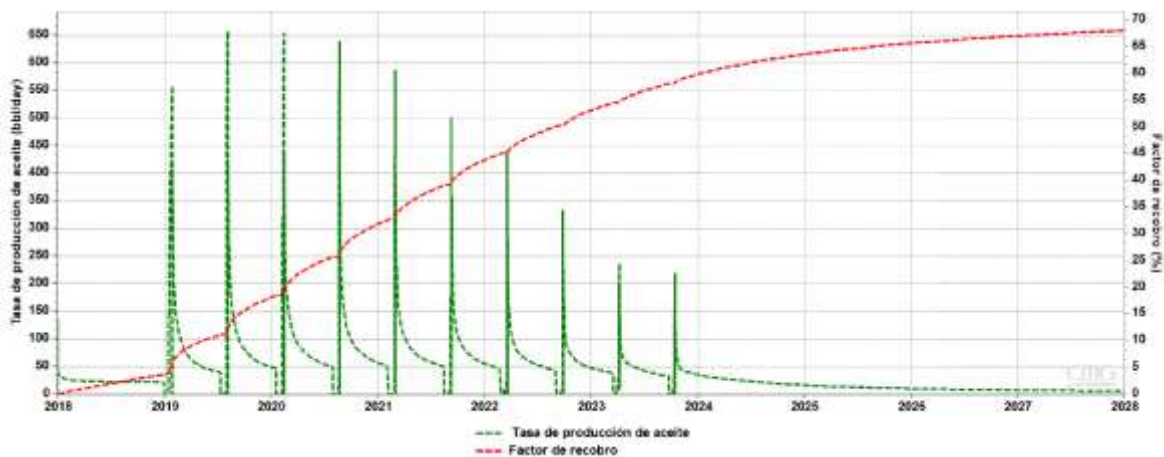
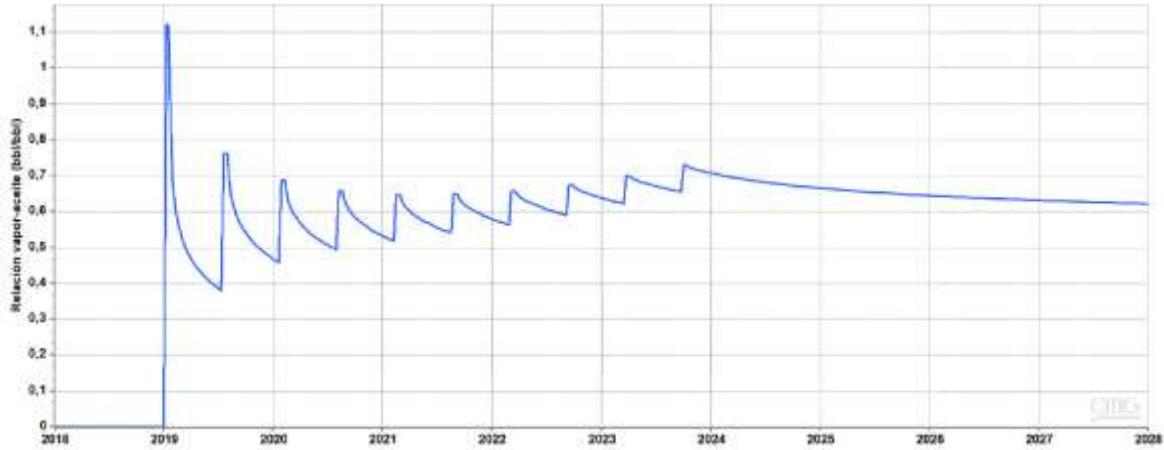


Figura 28.

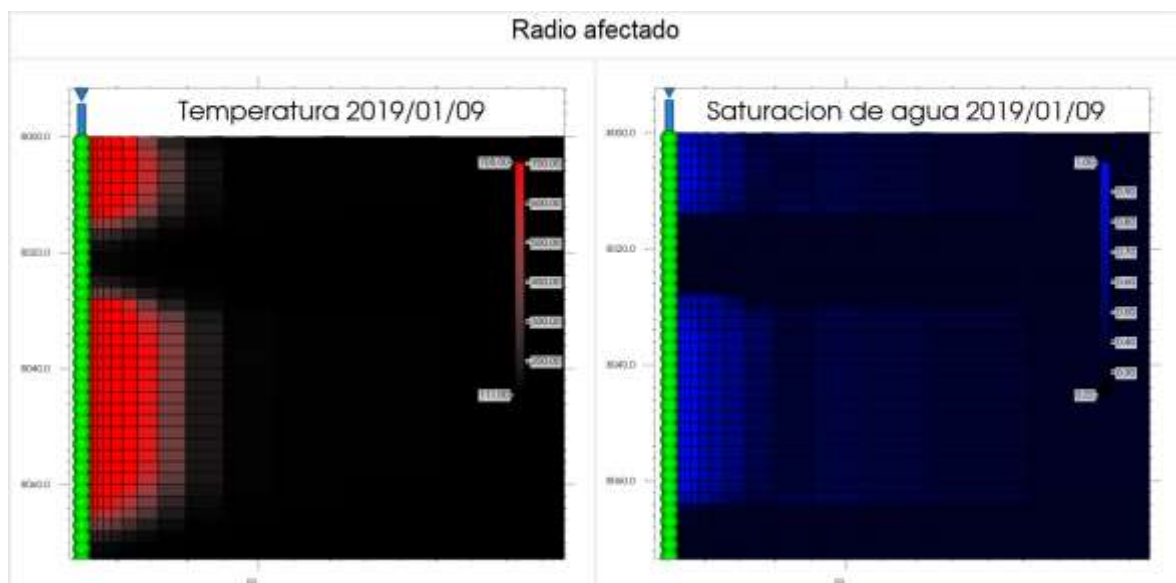
Comportamiento de la relación fluido inyectado-aceite producido del proceso de inyección cíclica de agua supercrítica.



Para estimar el radio afectado por el procedimiento se realizó un perfil de temperatura y un perfil de saturación de agua (figura 29), donde se concluyó que el radio afectado durante todo el proceso térmico es de aproximadamente 55 ft.

Figura 29.

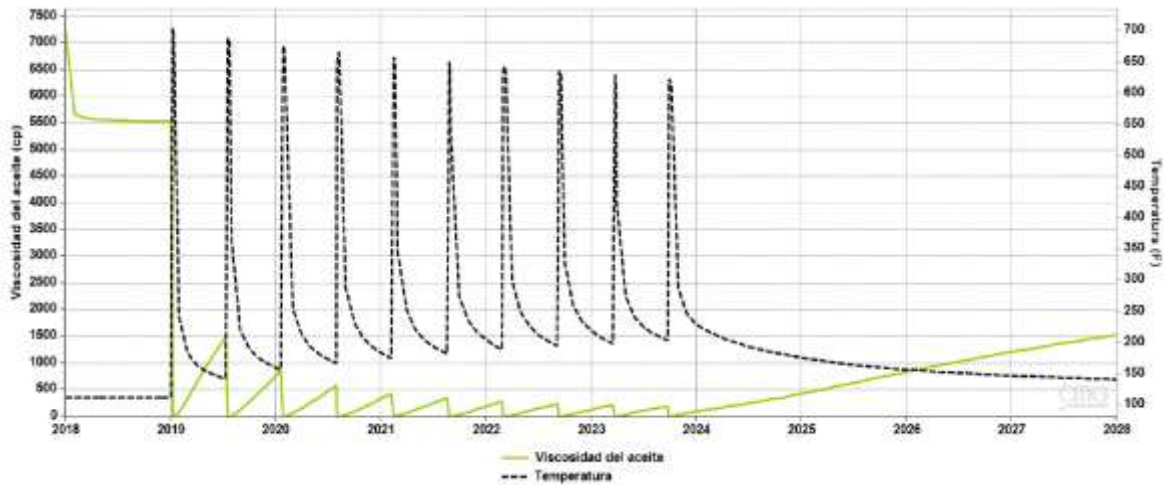
Perfil de temperatura y saturación de agua del modelo.



La figura 30 presenta la evolución de la viscosidad y la temperatura durante todo el proceso de simulación, este comportamiento representa a una sección cercana a la cara del pozo, donde se alcanzan mayores temperaturas.

Figura 30.

Comportamiento de la temperatura y la viscosidad del crudo en las proximidades del pozo.



En las figuras 31 y 32 se soporta esta información con dos perfiles de viscosidad, uno a condiciones iniciales y otro a condiciones finales, respectivamente

Figura 31.

Perfil de temperatura y viscosidad al momento de iniciar la simulación.

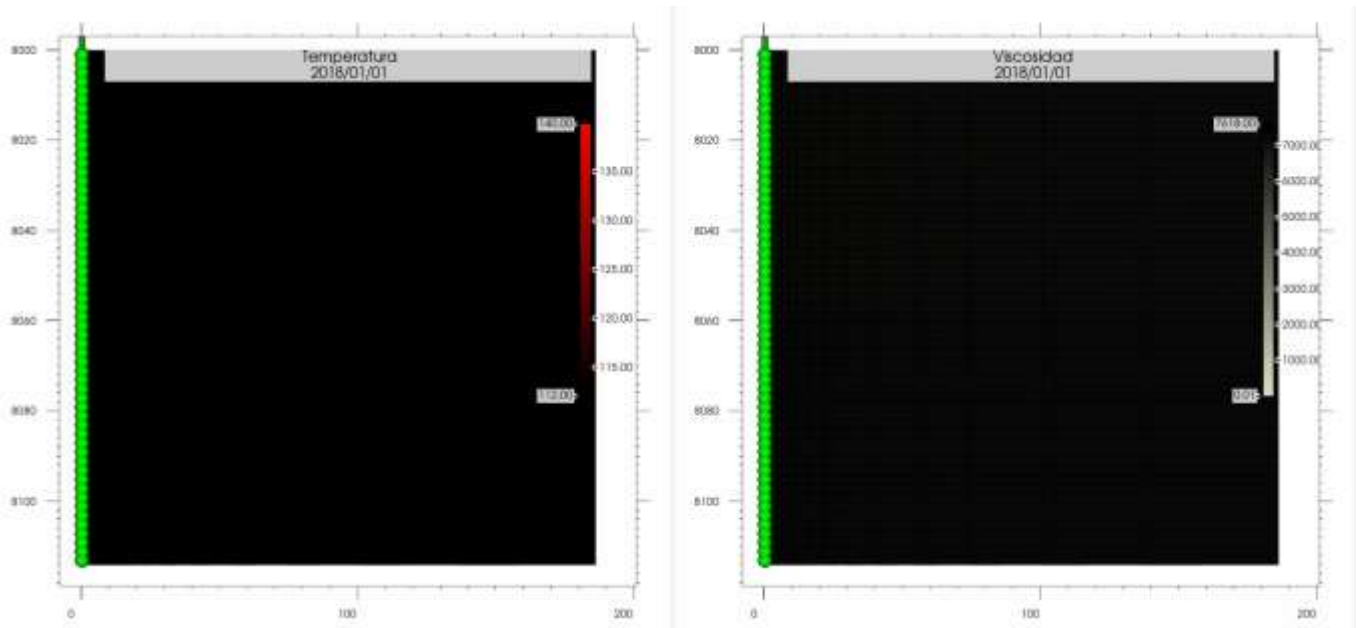
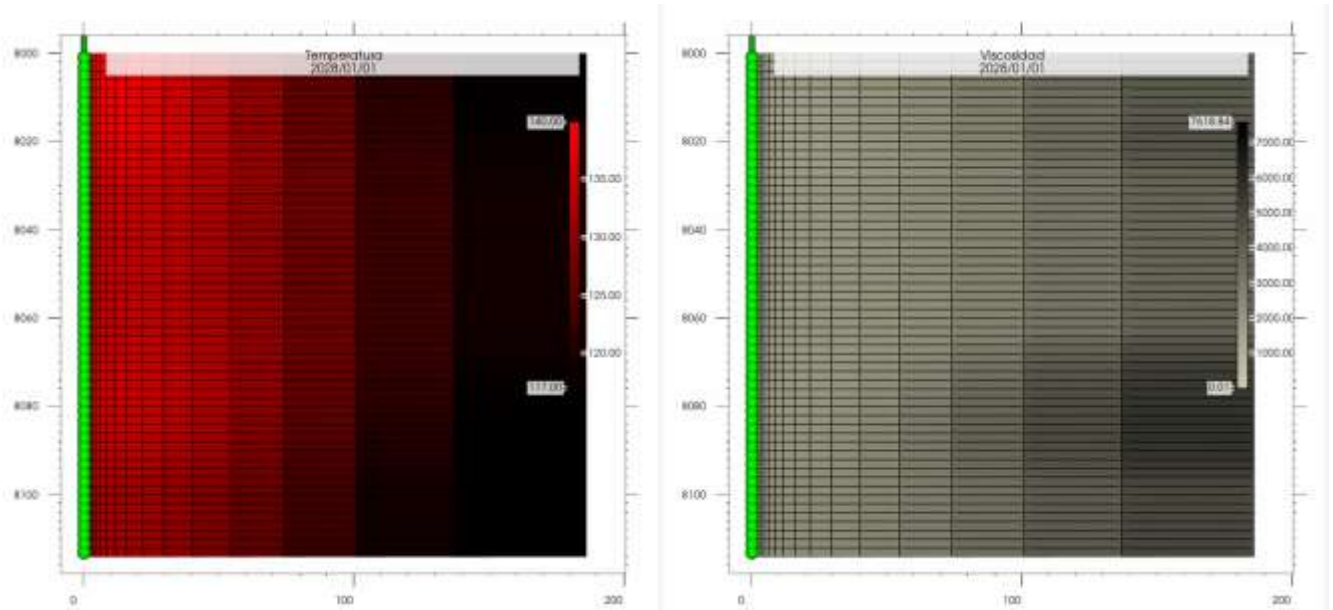


Figura 32.

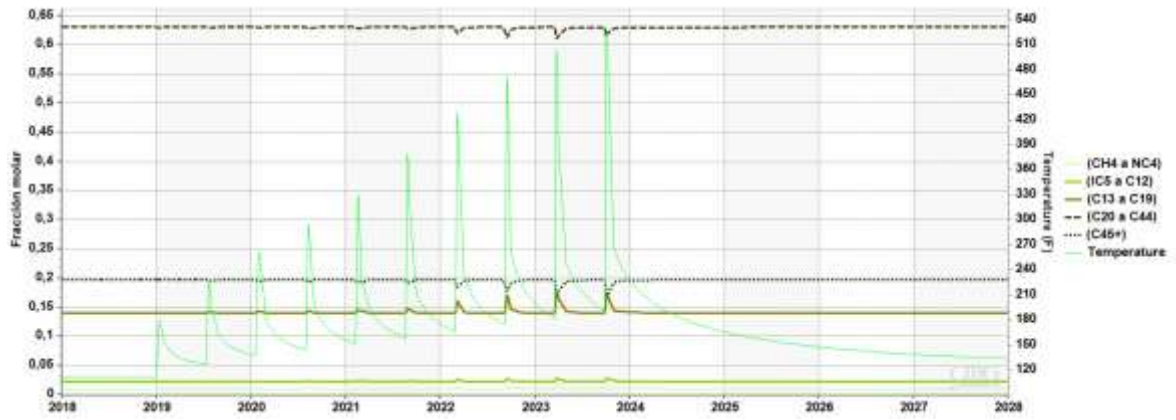
Perfil de temperatura y viscosidad al finalizar la simulación.



Adicionalmente, en la figura 33 se puede observar cómo la composición del fluido evidencia el mejoramiento del crudo. En términos generales la figura muestra un comportamiento cíclico, en los momentos donde se realiza el proceso de inyección y por lo tanto la temperatura aumenta, la fracción pesada y mediana-pesada (Residuos y VGO) disminuye su presencia en la mezcla mientras que la fracción media (Destilados) aumenta. Por otro lado, al empezar el proceso de producción y enfriamiento del yacimiento, la composición del crudo tiende a recuperar su composición original. Este comportamiento se repite en cada uno de los ciclos de inyección. La magnitud de los picos se encuentra relacionada con la temperatura; cuanto más alta es la temperatura, más grandes son los picos, ya sea en el aumento o en la disminución de la fracción.

Figura 33.

Comportamiento de la composición del crudo.



Nota. Los datos utilizados para evaluar la composición se encuentran a aproximadamente 40ft del pozo y a la parte media de la segunda arena, con el fin de no tomar regiones que pueden llegar a ser inundadas completamente por el agua.

Con el fin de ver la relación entre la tasas de producción de aceite y el factor de recobro aplicado al yacimiento, se simularon tres modelos adicionales a diferentes tasas (1400 1000 y 800Bbl/d). Las figuras 34 y 35 muestran la respuesta del simulador para el factor de recobro y la producción acumulada de crudo respectivamente.

Figura 34.

Factor de recobro para cada una de las tasas.

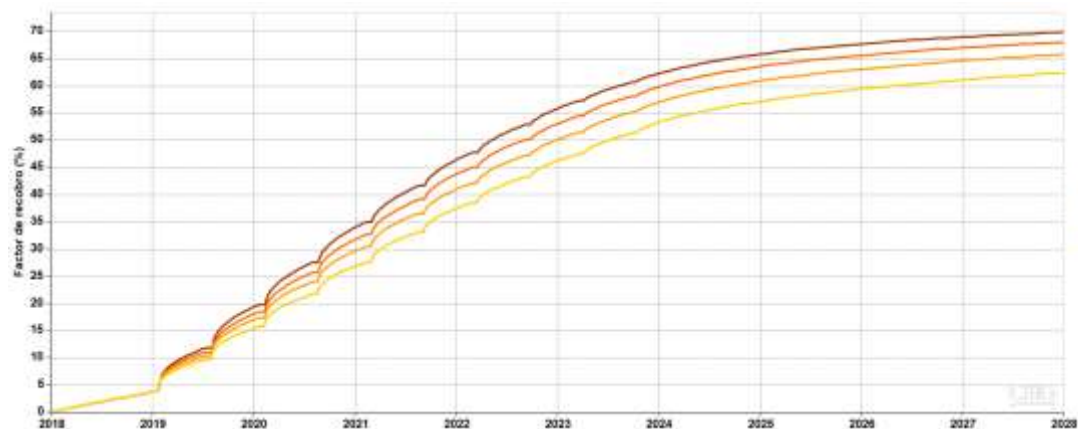
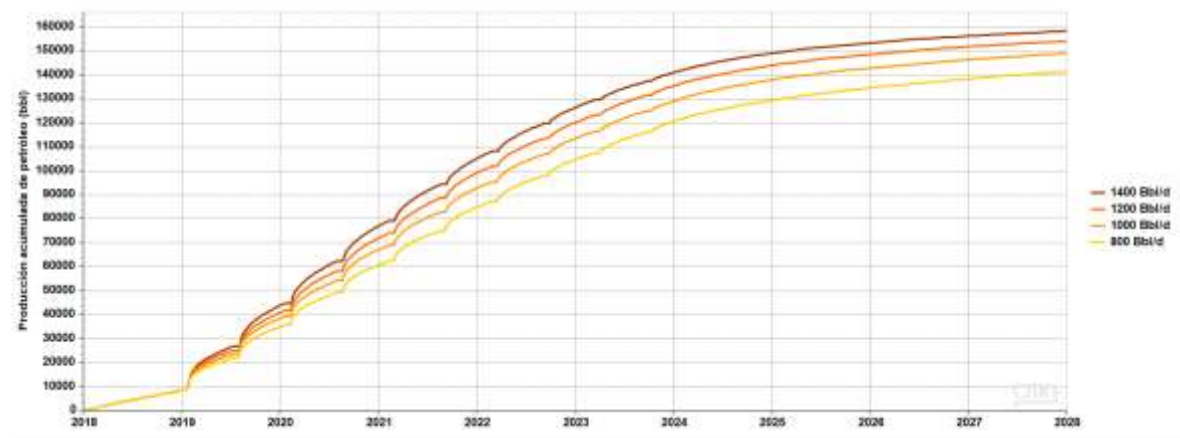


Figura 35.

Producción acumulada de aceite para cada una de las tasas.



5. Análisis y discusión

Mediante el modelo planteado en el capítulo 3 se buscó identificar los mecanismos presentes en la técnica que tienen como objetivo realizar un mejoramiento al crudo y a aumentar el factor de recobro. La revisión del marco teórico ha permitido identificar varios mecanismos que se aprovechan al utilizar este fluido. En primer lugar, la alta temperatura y presión del agua supercrítica pueden descomponer los componentes más pesados del crudo en fracciones más livianas y volátiles, lo que facilita su extracción. Además, el agua supercrítica tiene propiedades solventes únicas que pueden ayudar a movilizar el crudo hacia la superficie (Zhao et al., 2020), lo que aumenta la tasa de producción. Los resultados obtenidos a través de la simulación numérica tienen como objetivo demostrar la efectividad de la técnica mediante el análisis de propiedades como la viscosidad, la composición y las tasas de producción.

La reducción en la viscosidad del crudo es un indicador importante de la efectividad de la inyección cíclica de agua supercrítica, por lo que en este documento se trata de demostrar esta reducción de varias maneras. La principal manera de evidenciarlo es comparar las condiciones iniciales y finales de viscosidad y temperatura (figuras 31 y 32), debido a que la disposición de las capas no es homogénea ya que los espesores difieren para cada una (figura 18), siendo la primera y la últimas las más estrechas con un espesor de 14 y 16 ft respectivamente, mientras que la segunda arena, arena que se encuentra en el medio, es la de mayor espesor con 36 ft. Al inicio de la simulación, la viscosidad promedio del modelo era de 7200cP, a diferencia del final de la simulación del proceso de inyección cíclica donde la viscosidad en la segunda arena presento una disminución de un 47% pasando a ser 3800cP, por otro lado, las arenas 1 y 3 donde a pesar de que también hubo una disminución de la viscosidad, no fue tan significativa donde se obtuvieron magnitudes por el orden de

4200 y 4920cP respectivamente, por lo tanto, la eficiencia de la aplicación del agua supercrítica en un proceso de inyección cíclico puede verse afectado por condiciones de inyección como el espesor y la permeabilidad .

Otro indicador para demostrar la mejora del crudo es su composición. La figura 33 muestra cómo se comporta la composición en un punto intermedio del modelo donde la celda no fue completamente inundada por agua y la saturación máxima de agua no supera el 0,6. Se decidió no utilizar puntos más cercanos al pozo debido a que en estas áreas el aceite está siendo desplazado por el agua durante la inyección, lo que deja solamente residuos de crudo. En la figura se observa una tendencia de las fracciones pesadas y mediana-pesada (residuos y VGO) a disminuir su presencia en la mezcla debido al aumento de temperatura, que oscila entre 250-530°F durante los ciclos. A medida que se alcanzan temperaturas más altas, la variación en la composición se vuelve más pronunciada. La fracción "Destilados" dentro de la mezcla muestra un aumento máximo de tres puntos porcentuales, pasando del 14% al 17%, mientras que las fracciones pesadas y medianas disminuyen del 82,7% al 78,45%. Además, el otro 1,25% que formaba parte de la fracción pesada se distribuye entre las fracciones más ligeras (naftenos y gases).

Adicional a las observaciones realizados anteriormente, también se llevó a cabo un análisis de sensibilidad de la tasa de inyección para establecer una relación entre la tasa de inyección y los volúmenes de aceite producido. Se establecieron valores igualmente espaciados de 800, 1000, 1200 y 1400 Bbl/d para la tasa de inyección. Los resultados mostraron que el aumento de la tasa de inyección no tiene una relación lineal con los parámetros de recobro de petróleo y factor de recobro. A medida que la tasa de inyección aumenta, estos parámetros también lo hacen, pero el efecto no es igual en todos los casos. En particular, pasar de una tasa de inyección de 800 Bbl/d a 1000 Bbl/d tiene un mayor efecto en el factor de recobro si se compara con el aumento de la tasa de 1200 Bbl/d a 1400

Bbl/d. Para el primer caso, el factor de recobro aumenta en un 3,3%, mientras que en el segundo caso el aumento es solo de 1,85%

6. Conclusiones

La simulación numérica de yacimientos ha permitido demostrar de manera concluyente que la aplicación de la técnica de inyección de agua supercrítica puede resultar sumamente efectiva para incrementar la cantidad de crudo recuperable. Los resultados obtenidos resaltan la capacidad de esta técnica para descomponer las fracciones más pesadas del crudo en fracciones más ligeras a través de reacciones químicas como la acuatermólisis. Es importante destacar que las altas temperaturas de aplicación juegan un papel crucial en la mejora de la producción de crudo. En este caso en particular, se pudo observar una disminución significativa de aproximadamente el 50% en la viscosidad del crudo a condiciones de finales de yacimiento. Aunque se esperaban resultados positivos en la producción del recobro miscible y los procesos de reacción térmica, el recobro térmico resultó ser el agente más efectivo en la recuperación de crudo. A pesar de que la composición del crudo puede experimentar una leve variación durante el proceso de inyección, esta variación se disipa una vez que el fluido se enfría, volviendo la composición a sus valores iniciales.

El factor de recobro también demuestra que la técnica tiene una alta eficiencia, pasando de un 19,4% del modelo en frío a un 68,9% cuando se implementa la tasa de 1200 Bbl/d. No obstante, es importante considerar que los resultados de la técnica pueden verse afectados por la heterogeneidad del subsuelo, ya que la formación que más se benefició de estos mecanismos en el modelo estático fue la de mayor espesor y mayor permeabilidad. Además, se debe tener en cuenta que la técnica de inyección de agua supercrítica aún está en una etapa temprana de investigación y desarrollo, lo que requiere la realización de mayores estudios y la inversión en equipos especializados y costosos para manejar el agua

en estado supercrítico, lo que puede hacer que su aplicación a gran escala sea compleja y costosa.

El estudio de sensibilidad realizado demostró que la tasa de inyección de agua óptima para maximizar la producción de aceite no siempre es la más alta. En cambio, existe un punto de equilibrio en el que la tasa de inyección es más efectiva en términos de producción. Este descubrimiento es significativo para la industria petrolera, ya que permite maximizar la producción de aceite sin incurrir en costos innecesarios de inyección de agua.

7. Recomendaciones

Para el desarrollo de próximas investigaciones enfocadas en la temática, el autor recomienda tener en cuenta los siguientes aspectos:

Realizar pruebas de laboratorio para determinar las propiedades y comportamiento de la inyección de agua supercrítica en diferentes tipos de crudo y formaciones geológicas, así como también para evaluar los efectos de la presión, temperatura y tiempo de contacto en la descomposición de las fracciones pesadas del crudo.

Llevar a cabo otros estudios de simulación de yacimientos para evaluar el impacto de la inyección de agua supercrítica en diferentes tipos de formaciones geológicas.

Investigar la posibilidad de realizar modificaciones a los procesos convencionales de generación de vapor para su uso en la inyección de agua supercrítica en la industria petrolera.

Realizar un análisis financiero para evaluar la factibilidad del uso de agua supercrítica como fluido de inyección en un proceso de recobro térmico en la industria petrolera.

Realizar una evaluación numérica para analizar el comportamiento del agua supercrítica en tuberías durante los procesos de inyección.

llevar a cabo un proceso de inyección cíclica en el cual se compararán diferentes procedimientos que puedan ser implementados bajo las mismas condiciones, incluyendo la inyección de aire.

8. Referencias bibliográficas

Alvarez, J., & Han, S. (2013). Current Overview of Cyclic Steam Injection Process. *Journal of Petroleum Science Research*, 2(3), 13.

Babadagli, T. (2020, octubre 25). *Philosophy of EOR*. SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition. <https://doi.org/10.2118/196362-MS>

Barrero, R., Afanador, L. E., Leal, G., Grosso, J. L., Parra, M., Cuadrado, C. E., Vidales, H., Guzman, E., & Rodriguez, L. (2009). *Proceso para tratamiento de crudos pesados y extrapesados a boca de pozo para mejorar sus condiciones de transporte* (World Intellectual Property Organization Patent N.º WO2009050582A2). <https://patents.google.com/patent/WO2009050582A2/es>

Beshry, M., Krawchuk, P., Brown, G., Calvo, R., Triana, J. A. C., Hathcock, R., Koerner, K., Hughes, T., Kundu, D., & de Cárdenas, J. L. (2006). Dwindling oil supply, high energy prices and the need to replenish reserves are encouraging oil companies to invest in heavy-oil reservoirs. Heavy and viscous oils present challenges in fluid analysis and obstacles to recovery that are being surmounted by new technology and modifications of methods developed for conventional oils. *Oilfield Review*, 20.

Brunner, G. (1994). *Gas Extraction: An Introduction to Fundamentals of Supercritical Fluids and the Application to Separation Processes: 4*.

Butler, R. M. (1982). *Method for continuously producing viscous hydrocarbons by gravity drainage while injecting heated fluids* (United States Patent N.º US4344485A). <https://patents.google.com/patent/US4344485A/en>

Chavez, S., & Pereira, P. (2016, octubre 19). *Experimental and Numerical Simulation of Combined Enhanced Oil Recovery with In Situ Upgrading in a Naturally*

Fractured Reservoir. SPE Latin America and Caribbean Heavy and Extra Heavy Oil Conference. <https://doi.org/10.2118/181207-MS>

Chen, Z., Zheng, Z., Li, D., Chen, H., & Xu, Y. (2020). Continuous supercritical water oxidation treatment of oil-based drill cuttings using municipal sewage sludge as diluent. *Journal of Hazardous Materials*, 384, 121225. <https://doi.org/10.1016/j.jhazmat.2019.121225>

Cuquerella, J. M. (2010). *Craqueo Térmico y Catalítico, con y sin Vapor de Agua, de Alcanos sobre Zeolitas. Cinética, Desactivación y Estabilización del Catalizador*. 512.

Da Silva De Andrade, F. J. (2014). *Kinetic modeling of catalytic in situ upgrading for Athabasca bitumen, deasphalting pitch and vacuum residue*. <https://doi.org/10.11575/PRISM/26703>

Don W., G. (1998). *Enhanced Oil Recovery*. Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME Society of Petroleum Engineers.

Dong, M., Yue, X., Qu, S., & Sun, F. (2018, diciembre 10). *Application of Supercritical Water for Heavy Oil EOR: A Case Study from Pilot Field Test*. SPE International Heavy Oil Conference and Exhibition. <https://doi.org/10.2118/193756-MS>

Fonseca Gómez, J. M., & Sánchez Burbano, M. A. (2017). *Evaluación de la inyección localizada de vapor con la técnica Huff and Puff ocho pozos en el campo Teca-Cocorná mediante simulación numérica* [Bachelor Thesis, Fundación Universidad de América]. <https://repository.uamerica.edu.co/handle/20.500.11839/6454>

Fukumori, Y., Nomura, T., Kawahara, M., Suzuki, H., Sasaki, T., Fuji, M., Inagaki, S., Takeuchi, H., & Ando, Y. (2007). *STRUCTURAL CONTROL OF NANOPARTICLES*.

Gañán, N. A. (2014). *EXTRACCIÓN Y FRACCIONAMIENTO DE BIOCIDAS DE ORIGEN NATURAL MEDIANTE EL USO DE FLUIDOS SUPERCRÍTICOS*. 283.

Garzon, F. C. Y., & Navarro, S. F. M. (2011). UNA NUEVA MIRADA A LA COMBUSTIÓN IN-SITU: TRATANDO DE ROMPER UN VIEJO PARADIGMA. *Fuentes, el reventón energético*, 9(1), Article 1. <https://revistas.uis.edu.co/index.php/revistafuentes/article/view/2420>

Goual, L., & Firoozabadi, A. (2002). Measuring asphaltenes and resins, and dipole moment in petroleum fluids. *AIChE Journal*, 48(11), 2646-2663. <https://doi.org/10.1002/aic.690481124>

Hansen, C. M. (2007). Hansen Solubility Parameters. *HANSEN SOLUBILITY PARAMETERS*, 207.

Hyne, J. B. (1986). *Aquathermolysis: A synopsis of work on the chemical reaction between water (steam) and heavy oil sands during simulated steam stimulation*. [Edmonton, Alberta : AOSTRA Library and Information Service]. <http://archive.org/details/aquathermolysiss00hyne>

Jordan, M. M., & Mackay, E. J. (2005). Integrated Field Development for Effective Scale Control throughout the Water Cycle in Deep Water Subsea Fields. *All Days*, SPE-94052-MS. <https://doi.org/10.2118/94052-MS>

Kozhevnikov, I. V., Nuzhdin, A. L., & Martyanov, O. N. (2010). Transformation of petroleum asphaltenes in supercritical water. *The Journal of Supercritical Fluids*, 55(1), 217-222. <https://doi.org/10.1016/j.supflu.2010.08.009>

Lake, L. W. (2010). *Enhanced Oil Recovery*. Society of Petroleum Engineers.

Lake, L. W., & Holstein, E. D. (2006). *Petroleum Engineering Handbook: Reservoir Engineering and Petrophysics*. Society of Petroleum Engineers. <http://ebookcentral.proquest.com/lib/bibliouis-ebooks/detail.action?docID=3404978>

León, P. A., Bernal, D. L., Muñoz, S. F., & Ordoñez, A. (2015). Inyección de vapor en medianos. Recuperación y rentabilidad. *Fuentes, el reventón energético*, 13(1), Article 1. <https://doi.org/10.18273/revfue.v13n1-2015002>

León, P. A., Muñoz, S. F., León, A. Y., & Bottia, H. (2019). *Efecto del uso de catalizadores sobre la recuperación mejorada de crudo pesado en procesos de inyección de vapor* [Tesis de Maestría]. Universidad Industrial de Santander.

Li, Y., & Wang, S. (2020). Supercritical Water Oxidation for Environmentally Friendly Treatment of Organic Wastes. En I. Pioro (Ed.), *Advanced Supercritical Fluids Technologies*. IntechOpen. <https://doi.org/10.5772/intechopen.89591>

Li, Y., Wang, Z., Hu, Z., Xu, B., Li, Y., Pu, W., & Zhao, J. (2021). A review of in situ upgrading technology for heavy crude oil. *Petroleum*, 7(2), 117-122. <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2020.09.004>

Manrique, E., Thomas, C., Ravikiran, R., Izadi, M., Lantz, M., Romero, J., & Alvarado, V. (2010, abril 24). *EOR: Current Status and Opportunities*. SPE Improved Oil Recovery Symposium. <https://doi.org/10.2118/130113-MS>

Matthews, C. S. (1983). Steamflooding. *Journal of Petroleum Technology*, 35(03), 465-471. <https://doi.org/10.2118/9993-PA>

Mecón, S. G., & Bolaños, J. C. (2021). *Evaluación Experimental del Efecto de la Mineralogía Sobre las Propiedades Fisicoquímicas del Crudo en Tecnologías Híbridas de Inyección de Vapor*.

Meng, Hu, H., Zhang, Q., & Ding, M. (2006). Extraction of Tumuji Oil Sand with Sub- and Supercritical Water. *Energy & Fuels*, 20(3), 1157-1160. <https://doi.org/10.1021/ef050418o>

Muñoz, J. H. P. (2017). *Crudos pesados: La realidad del sector hidrocarburos de Colombia*. 184, 3.

Nguyen, N., Chen, Z., Pereira-Almao, P., Scott, C., & Maini, B. (2017). Reservoir Simulation and Production Optimization of Bitumen/Heavy Oil via Nano-Catalytic In Situ Upgrading. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 56. <https://doi.org/10.1021/acs.iecr.7b03819>

Ortiz, A. (2021, mayo 18). Crudo Pesado: Retos Para Definir Su Valor Comercial - Innova+. *Innova Más*. <https://innovamas.nakasawaresources.com/crudo-pesado-retos-para-definir-su-valor-comercial/>

Poling, B. E., Prausnitz, J. M., & O'Connell, J. P. (2001). *Properties of Gases and Liquids*. McGraw-Hill Education. <https://www.accessengineeringlibrary.com/content/book/9780070116825>

Postorino, P., Tromp, R. H., Ricci, M.-A., Soper, A. K., & Neilson, G. W. (1993). The interatomic structure of water at supercritical temperatures. *Nature*, 366(6456), 668-670. <https://doi.org/10.1038/366668a0>

Prats, M. (1986). *Thermal recovery*. Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME : Society of Petroleum Engineers of AIME.

Roa, D. G., Navarro, S. F. M., Ortiz, W. B., & Sierra, D. M. (2007). Problemas operacionales frecuentes durante procesos de inyección cíclica de vapor. *Revista Fuentes, el reventón energético*, 5(2), Article 2. <https://revistas.uis.edu.co/index.php/revistafuentes/article/view/858>

Rodríguez, R., García, J., & Andrews, H. (2016). *ÁCIDOS GRASOS: CLASIFICACIÓN E IMPORTANCIA EN LA SALUD HUMANA* (pp. 9-26).

Sáiz Castillo, Á. (2018). *Simulación molecular de agua supercrítica*.
<https://doi.org/10/26459>

Salas, L. M., & Núñez, K. S. (2020). *Efecto de la concentración de catalizador sobre la acuatermólisis catalítica en procesos de inyección continua de vapor*.

Shen, C. (2013). Chapter 17—SAGD for Heavy Oil Recovery. En J. J. Sheng (Ed.), *Enhanced Oil Recovery Field Case Studies* (pp. 413-445). Gulf Professional Publishing.
<https://doi.org/10.1016/B978-0-12-386545-8.00017-8>

Sheng, J. J. (2013). Chapter 16—Cyclic Steam Stimulation. En J. J. Sheng (Ed.), *Enhanced Oil Recovery Field Case Studies* (pp. 389-412). Gulf Professional Publishing.
<https://doi.org/10.1016/B978-0-12-386545-8.00016-6>

Turta, A. (2013). Chapter 18—In Situ Combustion. En J. J. Sheng (Ed.), *Enhanced Oil Recovery Field Case Studies* (pp. 447-541). Gulf Professional Publishing.
<https://doi.org/10.1016/B978-0-12-386545-8.00018-X>

Wheaton, L. D. (1991, febrero 7). *Measurement of Steam Injection Tubing Heat Losses Using Pressure/Temperature Survey Data*. SPE International Thermal Operations Symposium. <https://doi.org/10.2118/21524-MS>

Wong, E.-H., & Mai, Y.-W. (2015). Moisture properties and their characterisations. En *Robust Design of Microelectronics Assemblies Against Mechanical Shock, Temperature and Moisture* (pp. 125-165). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-1-84569-528-6.00004-6>

Zhao, Q., Guo, L., Wang, Y., Jin, H., Chen, L., & Huang, Z. (s. f.). *Supplemental Information for. 7*.

Zhao, Q., Guo, L., Wang, Y., Jin, H., Chen, L., & Huang, Z. (2020). Enhanced Oil Recovery and in Situ Upgrading of Heavy Oil by Supercritical Water Injection. *Energy & Fuels*, 34(1), 360-367. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.9b03946>