



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
INGENIERÍA QUÍMICA – INGENIERÍA DE PROCESOS

SIMULACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DEL EQUILIBRIO MULTIFÁSICO DE
CO₂ EN UN MODELO SIMPLIFICADO DE UN YACIMIENTO PETROLERO

TESIS
QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:
MAESTRO EN INGENIERÍA

PRESENTA:
SALGADO HERRERA KARLA

TUTOR:
DR. BARRAGÁN AROCHE JOSÉ FERNANDO
FACULTAD DE QUÍMICA

□ CDMX, DICIEMBRE 2020



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

JURADO ASIGNADO:

Presidente: DR. AGUAYO VALLEJO JUAN PABLO

Secretario: DR. LÓPEZ AGUILAR JOSÉ ESTEBAN

1 er. Vocal: DR. BARRAGÁN AROCHE JOSÉ FERNANDO

2 do. Vocal: DR. BASHBUSH BAUZA JOSÉ LUIS

3 er. Vocal: DR. GUERRERO SARABIA TEODORO IVÁN

Lugar o lugares donde se realizó la tesis: FACULTAD DE QUÍMICA

TUTOR DE TESIS:

DR. BARRAGÁN AROCHE JOSÉ FERNANDO



FIRMA

ÍNDICE

Resumen	
1. Introducción	7
2. Objetivos	10
2.1 Objetivos particulares	
2.2 Alcance	
2.3 Hipótesis	
3. Antecedentes	12
3.1 ¿Qué es un yacimiento?	
3.2 Clasificación del petróleo y su presencia en México	
3.3 Etapas de recuperación	
3.4 Recuperación mejorada	
3.4.1 Desplazamiento miscible	
3.4.2 Inyección de CO ₂	
3.4.3 Propiedades del CO ₂	
4. Desarrollo del modelo	39
4.1 Modelo de simulación en estado estacionario	
4.1.1 Selección del paquete termodinámico	
4.1.2 Análisis del comportamiento de la presión y la viscosidad	
4.1.3 Caso base del modelo en estado estacionario	
4.2 Modelo de simulación en estado dinámico	
4.2.1 Caso base del modelo en estado dinámico	
4.2.2 Selección de correlación de cálculo de volumen molar y propiedades	
4.2.3 Proceso a lo largo del tiempo	
4.2.4 Simulación con presencia de agua	
5. Resultados de las pruebas para cada modelo	66
5.1 Resultados de las pruebas para el modelo de simulación en estado estacionario	
5.1.1 Validación contra datos de bibliografía del modelo de simulación en estado estacionario	
5.2 Resultados de las pruebas para el modelo de simulación en estado dinámico	
5.2.1 Validación con propiedades de fluido recomendadas para proyectos de inyección de CO ₂	

- 5.2.2 Proceso a lo largo del tiempo con inyección alternada
- 5.2.3 Simulación con presencia de agua e inyección alternada

6. Conclusiones	133
Bibliografía	136
Anexos	141
○ Anexo 1: Índice de figuras	
○ Anexo 2: Índice de gráficas	
○ Anexo 3: Índice de tablas	
○ Anexo 4: Nomenclatura	
○ Anexo 5: Ecuaciones	

RESUMEN

La vida cotidiana demanda energía y la fuente principal de esta, es el petróleo, razón por la que es necesario analizar, estudiar y plantear mejores mecanismos de recuperación del mismo.^{1.1}

En este trabajo se busca desarrollar dos modelos de simulación que permitan estudiar el sistema de un yacimiento petrolero, es decir la interacción entre roca y fluidos presentes (petróleo, gas y agua). También se estudió los efectos provocados al inyectar dióxido de carbono, es decir, un mecanismo de recuperación mejorada.

Se empleó los simuladores Aspen Plus® y Aspen Dynamics® para desarrollar los modelos en estado estacionario y dinámico, respectivamente. Para simular el segmento de yacimiento, se utilizó un reactor de flujo pistón (PFR).

Para estudiar algunos de los efectos dentro del segmento de yacimiento, se estudió las cuatro variables del PFR presentes en la ecuación de Ergun para calcular la caída de presión. Estas variables son:

1. Fracción hueca (E)
2. Factor de forma (Φ_s)
3. Diámetro de partícula (D_p)
4. Densidad de partícula (ρ_P)

Teniendo influencia en la caída de presión, con excepción de la cuarta variable, densidad de partícula). Estos efectos se explican en capítulos posteriores.

Ambos modelos fueron sometidos a varias pruebas para corroborar su eficiencia al simular el sistema roca fluidos y el caso particular cuando se inyecta dióxido de carbono. Algunas de las pruebas se cotejaron contra datos de documentos bibliográficos, con el fin de tener modelos que aporten datos cercanos a la realidad.

Los resultados de dichas pruebas se expondrán y explicarán en capítulos siguientes. Las propiedades del sistema e información que se obtienen con estos modelos son las siguientes:

- Comportamiento de los fluidos involucrados.
- Propiedades de dichos fluidos, las cuales son:
 - Densidad
 - Viscosidad
 - Gravedad API
 - Fase
 - Composición
 - Miscibilidad o inmiscibilidad del gas inyectado
 - Flujos
- Perfiles a lo largo del medio poroso de las propiedades antes mencionadas.
- Propiedades del sistema, las cuales son:

- Presión
- Temperatura

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

La demanda latente de los productos y servicios provenientes del petróleo, ha ido en aumento de manera acelerada, lo contrario a la producción del mismo, la cual ha disminuido notablemente.^{1.1} Esto representa un problema a resolver para los profesionistas en el tema. Este trabajo, aborda uno de los métodos de recuperación mejorada, la inyección de CO₂ (dióxido de carbono), el cual puede favorecer el factor de recuperación de algunos yacimientos.

La demanda de petróleo seguirá en aumento y permanecerá siendo la fuente principal de energía por las siguientes 2 décadas alrededor del mundo.^{1.7} Por lo que es importante investigar, trabajar y dedicarle esfuerzo a la mejora de los procesos de extracción.

En este trabajo, se desarrollará un modelo de simulación dinámica en el simulador Aspen Plus® y Aspen Dynamics®, con el cual se pretende obtener información sobre el comportamiento de los fluidos dentro de un segmento de yacimiento de petróleo, lo cual proporcionará más herramientas para la toma de decisiones en este tipo de proyectos.

La extracción de dicho fluido tiene varias etapas, primaria, secundaria y mejorada. En un principio se creía que ese era el orden correcto para aplicarlas, pero cada yacimiento es distinto y su proceso de extracción debe ser planificado de acuerdo a sus características, es decir, se puede aplicar un proceso de recuperación mejorada, sin necesidad de haber aplicado previamente uno de recuperación secundaria; esto con el fin de optimizar la extracción y mejorar el factor de recuperación. A esta estrategia se le llama por sus siglas en inglés IOR (Improved Oil Recovery).^{1.3}

La etapa de recuperación primaria utiliza la energía natural del yacimiento, es decir, la presión de los fluidos del mismo yacimiento, segregación gravitacional, entre otros. En la recuperación secundaria se utiliza energía suministrada por algún fluido inyectado, el cual puede ser agua o vapor; estos fluidos tienen la particularidad que son inmiscibles. Por último, en la recuperación mejorada, se tienen diferentes estrategias, como son: procesos térmicos, inyección de fluidos miscibles, productos químicos (álcalis, surfactantes y polímeros). Más adelante se hablará más sobre los procesos de cada etapa.^{1.4, 1.5}

Dentro de la recuperación mejorada, se encuentra la inyección de CO₂, de lo que hablaremos en este trabajo. Este proceso tiene varias contribuciones en el yacimiento, entre las más importantes se encuentran la sustitución de la presión del

yacimiento y la disminución de la viscosidad del petróleo, esta última, será de importante interés y análisis en este trabajo.^{1.6}

Debido a que el CO₂ es un gas de efecto invernadero, su presencia en la atmósfera es otro problema a solucionar y en el que se debe invertir estudio, tiempo y esfuerzo. Utilizar CO₂ en un proceso para extraer petróleo, como recurso, es importante, ya que podría contribuir a disminuir emisiones a la atmósfera y coadyuvar a controlar el calentamiento global.^{1.7}

Para poder tomar decisiones es necesario tener información suficiente. En este trabajo lo que se busca es desarrollar un modelo de simulación que nos permita conocer información sobre el comportamiento de los fluidos dentro de un sector de yacimiento petrolero. Posteriormente, cuando se inyecta CO₂ obtener información sobre el comportamiento y variación de las propiedades de estos fluidos.

BIBLIOGRAFÍA:

- 1.1 Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2020). Producción de hidrocarburos. Consultado 08 de junio de 2020 en: <https://produccion.hidrocarburos.gob.mx/>
- 1.2 Adasani Ahmad Al, Bai Baojun. (2011). Analysis of EOR projects and updated screening criteria. Journal of Petroleum Science and Engineering. Elsevier B.V.
- 1.3 Rangel Germán, Edgar René. (2015). IOR-EOR: Una oportunidad histórica para México. Academia de ingeniería de México. México.
- 1.4 Alvarado Vladimir, Manrique Eduardo. (2010). Enhanced oil recovery, Field planning and development strategies. Elsevier B.V.
- 1.5 Aragón Clara Edgar. (2017). Aplicación del reactor de Gibbs para simular combustión in situ en un yacimiento petrolífero con el simulador Aspen Plus. Tesis de licenciatura. Universidad Nacional Autónoma de México.
- 1.6 D. H. Stright Jr., K. Aziz, F. E. Starratt. (1997). Carbon dioxide injection into bottom-water, undersaturated viscous oil reservoirs. Journal of Petroleum Technology.
- 1.7 Gray Lily, Maas Wilfried. (2015). CCS: Experiences in project development. SPE-175323-MS. Society of Petroleum Engineers.

CAPÍTULO 2

OBJETIVOS

1. Desarrollar un modelo de simulación de procesos para representar un núcleo de roca y su interacción con los fluidos del yacimiento (agua, petróleo y gas) que permita estudiar los fenómenos de equilibrio y desplazamiento en medio poroso.
2. Comprender y explicar los fenómenos que ocurren en un núcleo de roca durante la inyección de CO₂ y los efectos presentes en el mecanismo de desplazamiento.

2.1 OBJETIVO PARTICULAR

1. Seleccionar un modelo termodinámico que represente satisfactoriamente el equilibrio líquido-líquido-vapor de una mezcla de hidrocarburos, agua y CO₂.
2. Construir un modelo en estado estacionario basado en un módulo PFR (reactor de flujo pistón) en Aspen Plus ®.
3. Construir un modelo en estado dinámico basado en un módulo PFR en Aspen Dynamics ®.
4. Realizar el análisis de sensibilidad en términos de las variables de proceso y de los parámetros que definen el medio poroso, fracción hueca, factor de forma, densidad de partícula y diámetro de partícula (E , Φ_s , ρ_P y D_p), utilizando el método de Ergun para la caída de presión.
5. Reducir la incertidumbre en el diseño del proceso de inyección de CO₂, mediante el desarrollo e interpretación de un modelo sectorial de un yacimiento en el simulador Aspen Plus ®.

2.2 ALCANCE

En este proyecto se desarrollará un modelo de simulación en estado estacionario y un modelo de simulación en estado dinámico, basado en un reactor PFR que permita estudiar el comportamiento de los fluidos dentro de un sector de yacimiento.

Se realizarán estudios en un caso base, con el cual se verán los efectos del desplazamiento de los fluidos, variando propiedades de proceso, así como del medio poroso, las cuales son porosidad, esfericidad, diámetro de partícula y densidad de partícula.

Se elaborará la comparación de los resultados obtenidos en la simulación contra resultados de literatura para la validación de los datos obtenidos con el modelo, y de esta forma, confirmar la validación del modelo.

Por último, se entregará una serie de estudios con diferentes escenarios de mezclas de composición de hidrocarburos e inyección de CO₂, para ver el efecto en el desplazamiento de los fluidos y la variación en sus propiedades.

2.3 HIPÓTESIS

El modelo de proceso dinámico desarrollado, basado en un PFR, podrá simular de manera asertiva a un sector de yacimiento petrolero. Modificando las características del PFR, como fracción hueca, factor de forma, diámetro de la partícula y densidad de partícula. Además, se modificará las variables de proceso de los fluidos presentes.

El modelo diseñado permitirá construir un perfil de comportamiento de propiedades de proceso, termodinámicas y de transporte (viscosidad). Con lo cual, se tendrá mayor información y facilitará la toma de decisiones en proyectos de inyección de CO₂.

CAPÍTULO 3

ANTECEDENTES

“El origen y acumulación del petróleo está escrito en signos geológicos encontrados en las formaciones de la tierra que se establecieron a lo largo de la existencia del planeta Tierra.”^{3.1}

El petróleo tiene origen orgánico; esto se debió al arrastre de materia por diversos mecanismos, por ejemplo, canales fluviales hacia los mares, entre sedimentos, plantas microscópicas, vida animal, plancton, toda esta combinación de materia fue cubierta y sellada en presencia de bacterias y a condiciones extremas de temperatura y presión. Después de millones de años, esta mezcla es lo que llamamos hoy en día petróleo.^{3.1}

Cada yacimiento petrolero tiene diferentes características, desde propiedades específicas del yacimiento y la roca, las cuales son temperatura, presión, permeabilidad, porosidad, entre otras; hasta características de los fluidos presentes, como composición del petróleo, gas y agua de formación. Esto se debe a que se transformaron a lo largo de las eras geológicas, con diferente materia orgánica combinada y confinada a distinta profundidad. Esto es lo que le otorga características particulares a cada yacimiento y por lo que se debe diseñar un proceso de extracción específico para cada uno.

La industria de extracción del petróleo se inicia en América en 1858 en Pensilvania, Estados Unidos. En México se inicia la perforación en tierra algunos años después, en 1869, aunque fue hasta 1904, que se obtuvo producción comercial con el pozo La Pez No. 1, ubicado en San Luis Potosí con una producción de 1,500 barriles diarios.^{3.2}

En esta industria, existe una serie de actividades destinadas a encontrar la mejor forma de explotar el petróleo, desde la localización de los campos productores, gracias al trabajo de los profesionales del área de exploración, la extracción de los hidrocarburos con actividades como la perforación de pozos y los planes de desarrollo en un campo de explotación. La etapa de producción donde se recupera los hidrocarburos y se realiza la separación, conducción y almacenamiento de los mismos. Para ello se aplican diversas técnicas, dependiendo de la etapa y características de los fluidos, de la roca contenedora y del campo; hasta la etapa de abandono y desmantelamiento del mismo.



Figura 3.1 Actividades de la industria de extracción de petróleo. Exploración, extracción, transportación y productos.^{3,30}

3.1 ¿QUÉ ES UN YACIMIENTO PETROLERO?

Un yacimiento petrolero es “un cuerpo de roca del subsuelo que exhibe un grado suficiente de porosidad y permeabilidad para almacenar y transmitir fluidos”.^{3,3}

Es una parte de una trampa geológica, la cual contiene petróleo, gas o ambos y tiene el comportamiento de un sistema hidráulico intercomunicado, como se ve en la figura 3.2.^{3,4}

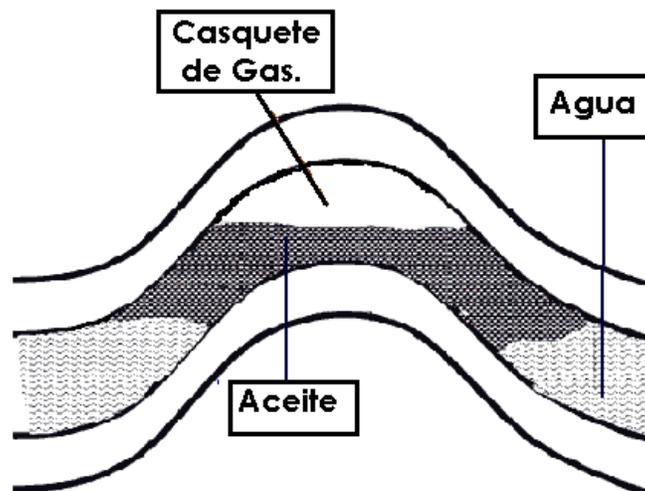


Figura 3.2 Diagrama de un yacimiento.^{3,4}

En el yacimiento hay varios tipos de roca, según la función que desempeñan en determinado momento y sus características. Estas son:

1. Roca generadora o madre, es la roca en donde, en presencia de bacterias y altas temperaturas y presiones, se transforma el conjunto de materia orgánica en petróleo. Debe estar a una profundidad suficiente.
2. Debido al proceso de migración, los fluidos se mueven hacia zonas de menor presión, normalmente hacia arriba, hasta llegar a una zona donde queden

- entrampados, esta es la roca almacenadora, la cual, debe ser lo suficientemente porosa para almacenar a los fluidos.
3. Trampa, es una roca prácticamente impermeable, esto para evitar que los fluidos sigan migrando.
 4. Por último, roca sello, la cual, es impermeable y logra que exista el almacenamiento de hidrocarburos líquidos y gaseosos.^{3.2}

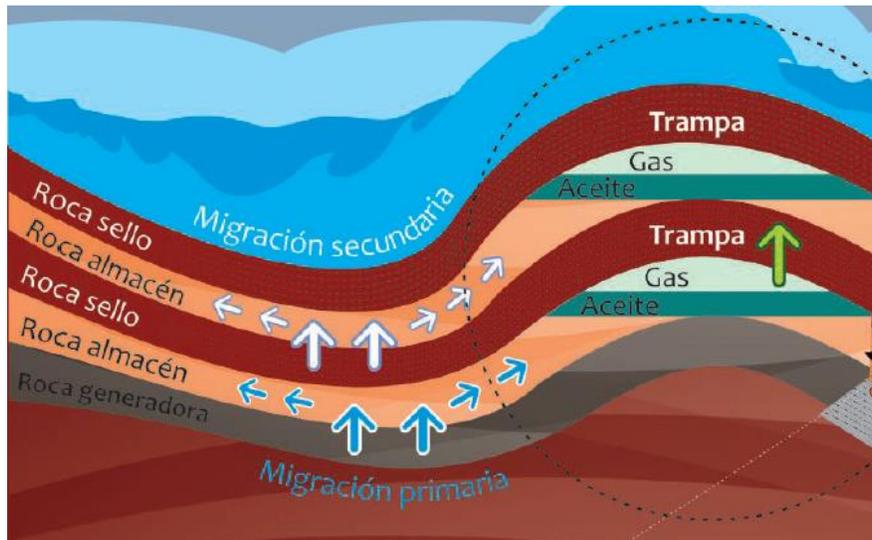


Figura 3.3 Estructura de un yacimiento.^{3.2}

3.2 CLASIFICACIÓN DEL PETRÓLEO Y SU PRESENCIA EN MÉXICO

Se le denomina petróleo a una mezcla de hidrocarburos que se encuentra de forma natural en un yacimiento, puede estar en fase líquida o en equilibrio con vapor, contiene un número elevado de compuestos y la proporción de los mismos varía. Debido a esto, cada petróleo posee diversas propiedades físicas y químicas. Las propiedades físicas más importantes son la densidad y la viscosidad, las cuales se utilizan como parámetro para la clasificación del petróleo en la industria.^{3.6}

Para clasificar al petróleo se utiliza los grados API o gravedad API (American Petroleum Institute por sus siglas en inglés), esta unidad es la comparación de la densidad del petróleo y del agua, con la finalidad de indicar que tan liviano o pesado es un petróleo. Se calcula con la ecuación 3.1.^{3.6}

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{\gamma_0} - 131.5 \quad \dots Ec. 3.1$$

Donde:

γ_0 = densidad relativa a condiciones estándar (60°F – 15.6°C)

$$\gamma_o = \frac{\rho_o}{\rho_w} \dots Ec. 3.2$$

Donde:

ρ_o = densidad del petróleo a 60°F

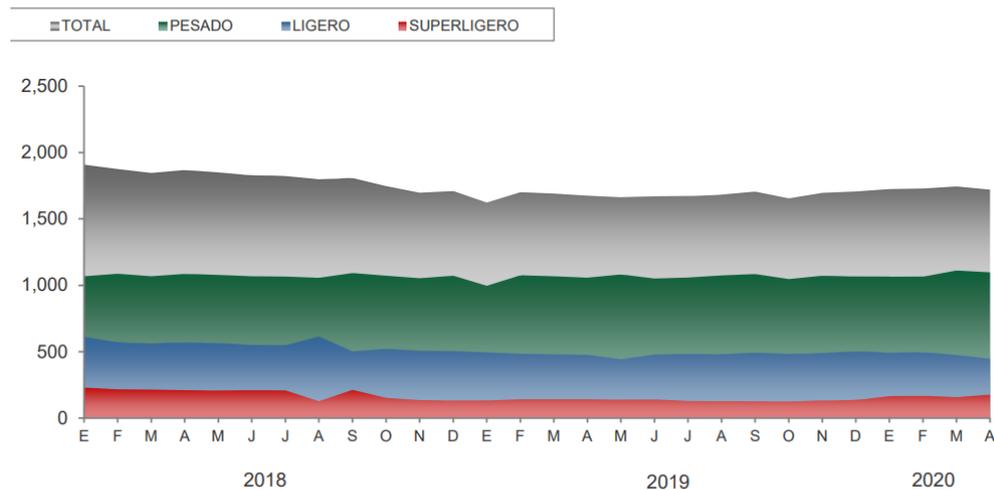
ρ_w = densidad del agua a 60°F

Tomando como base la gravedad API, el petróleo se clasifica en 5 grupos, los cuales se muestran en la tabla 3.1.

Tipo de Aceite	° API	$\rho = \text{g/cm}^3$
Extra Pesado	<10	> 1.0
Pesado	10 - 22.3	0.92 – 1.0
Mediano	22.3 - 31.1	0.87 - 0.92
Ligero	31.1 - 39	0.83 - 0.87
Super Ligero	> 39	< 0.83

Tabla 3.1 Clasificación del petróleo por su densidad. Pemex 2017.^{3.6}

En México se produce principalmente petróleo pesado, es decir, petróleo con alta viscosidad, esto hace que el proceso de extracción sea más complicado. En la gráfica 3.1 (gráfica de indicadores de Pemex) se muestra los diferentes tipos de petróleos que se produjeron en México del 2018 a los primeros meses del 2020.^{3.8}



Gráfica 3.1 Producción de petróleo en México. Miles de barriles diarios.^{3.8}

El petróleo está formado por una gran variedad de compuestos químicos, los cuales poseen estructura química diversa, entre los que se encuentran, saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos. Intentar separar cada uno es impráctico, por lo que

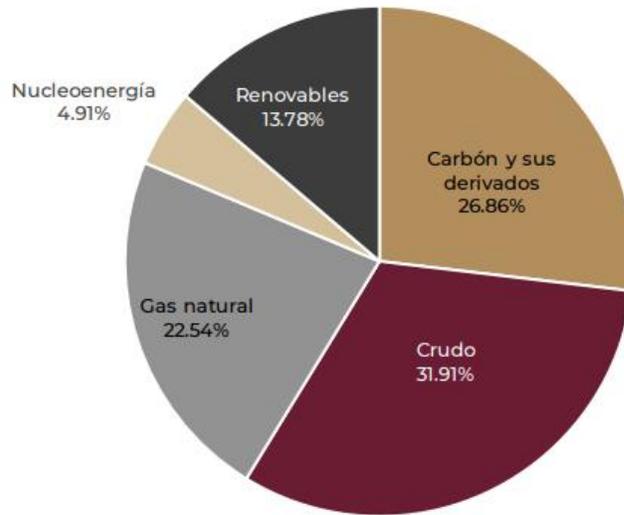
se separa en fracciones dependiendo del punto de ebullición de los compuestos presentes en la fracción. En la tabla 3.2 se muestra una lista de fracciones típicas y su aplicación.^{3.5}

Fracción de petróleo	Punto de ebullición, °F (punto de fusión)	Composición química (aproximada)	Usos
Gas de hidrocarburo	---	C1 - C2	Gas combustible
Gas de hidrocarburo	a 100	C3 - C6	Gas combustible, solventes
Gasolina	100 - 350	C5 - C10	Combustible de motor, solventes
Queroseno	350 - 450	C11 - C12	Combustible para aviones
Gas ligero de petróleo	450 - 580	C13 - C17	Diésel, combustible de hornos
Gas pesado de petróleo	580 - 750	C18 - C25	Lubricantes, combustible de barcos
Lubricantes y ceras	750 - 950 (100)	C26 - C38	Lubricantes, parafinas, ceras
Residuos	950 + (200+)	C38+	Alquitrán, asfalto, coque, conservadores de madera

Tabla 3.2 Fracciones típicas de petróleo y sus productos derivados.^{3.5}

La importancia del petróleo se encuentra principalmente en la producción de energía, debido a que “el petróleo crudo es el producto con más aportación en el mercado internacional, por lo que, durante 2017, la corriente de exportación de este energético alcanzó los 2,381.80 MMtep (millón de tonelada equivalente de petróleo), 1.2% por arriba del año anterior.”^{3.7}

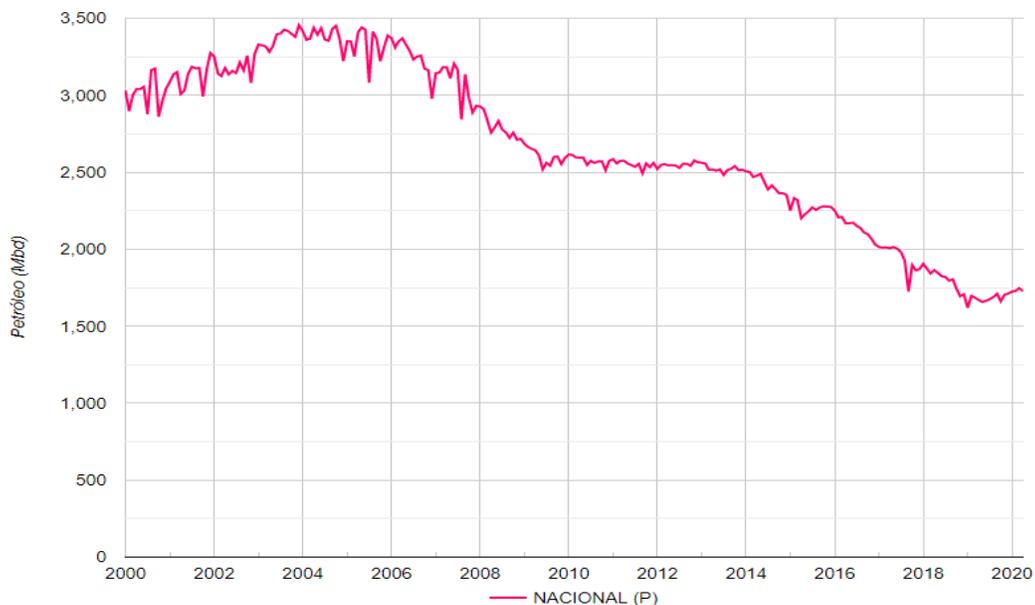
En la gráfica 3.2, proveniente del Balance Nacional de Energía 2018 reportado por la SENER, se observa que prácticamente el 55% de la producción mundial de energía primaria procede del petróleo y del gas natural. Aunque el intento por migrar a energías que no tengan origen fósil es importante, lo real es que el petróleo seguirá siendo la fuente primordial de energía por los siguientes años. Razón fundamental para seguir mejorando y desarrollando técnicas para su óptima extracción.



Fuente: World Energy Balances, IEA, edición 2019.

Gráfica 3.2 Producción mundial de energía primaria, 2017
14,030.71 MMtep (millón de tonelada equivalente de petróleo)^{3.7}

La producción de petróleo en México ha ido en declive, esto es un tema importante a tratar, debido a que es y seguirá siendo fuente primordial de energía. La gráfica 3.3 muestra la tendencia negativa en la producción nacional, se alcanzó el punto más alto, hasta el momento, de producción en el 2004 con 3,455 Mbd (miles de barriles diarios), para marzo de 2020 se tiene 1,747 Mbd, lo que indica un descenso de prácticamente la mitad en producción.^{3.9}



Gráfica 3.3 Producción nacional de petróleo del año 2000 a marzo de 2020.
Miles de Barriles Diarios (Mbd).^{3.9}

Este es uno de los motivos que impulsa la necesidad de desarrollar modelos que proporcionen información fundamental sobre el comportamiento de los fluidos y poder mejorar el factor de recuperación de los yacimientos.

3.3 ETAPAS DE RECUPERACIÓN

El proceso de extracción de petróleo se ha mantenido en constante evolución y desarrollo de nuevos métodos y estrategias a lo largo del tiempo, esto por la necesidad de los productos y energía derivados del petróleo. La extracción de petróleo tiene varias etapas, las cuales son:

- Recuperación primaria: el petróleo es obligado a abandonar el yacimiento debido a la presión natural que existe entre los fluidos atrapados en el mismo.^{3.10}
- Recuperación secundaria: se emplea cuando la presión natural del yacimiento decae y se requiere mantenerla. Esto se realiza con inyección de fluidos inmiscibles como agua o vapor para incrementar la presión existente.^{3.10}
- Recuperación mejorada: son métodos con los que se proporciona un suministro de energía externa mediante la inyección de gases inertes, agentes químicos o biológicos y fluidos con mayor temperatura.^{3.10}

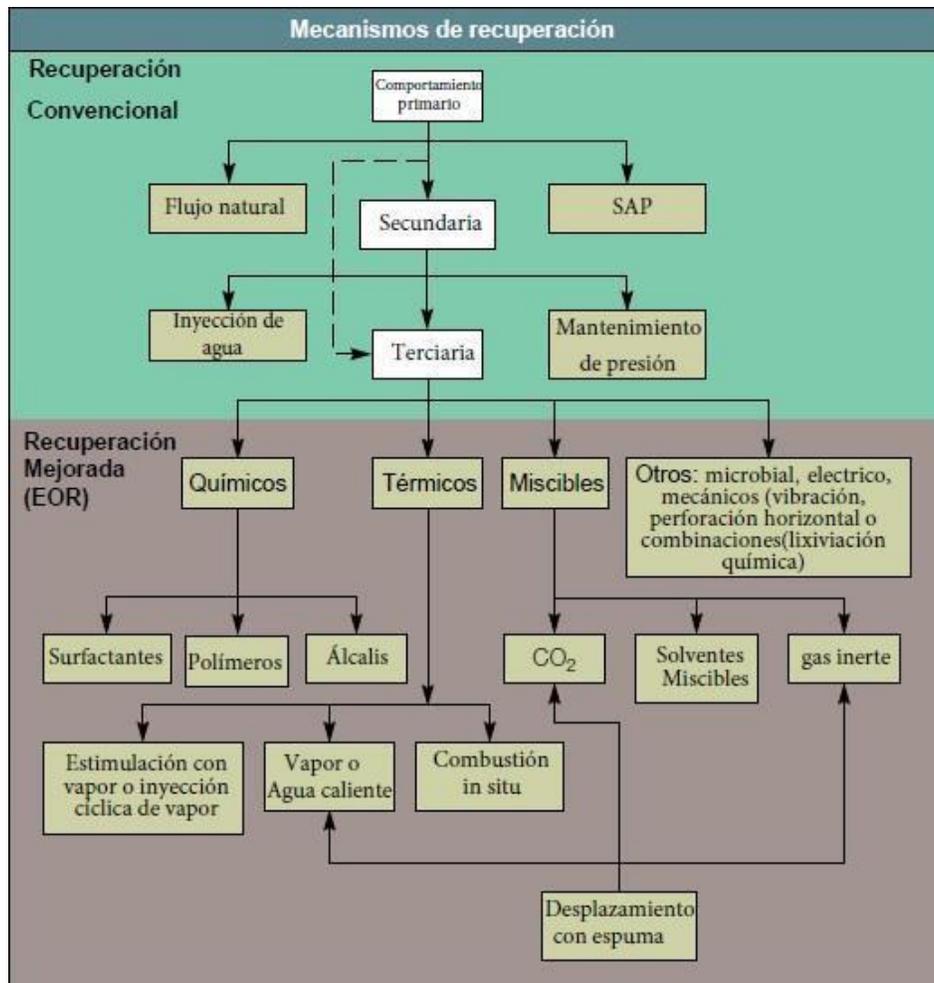


Figura 3.4 Mecanismos de recuperación.^{3.12}

Hasta hace algunos años se consideraba que el orden normal de las etapas de extracción obedecía a la secuencia: extracción primaria, extracción secundaria y extracción mejorada, lo cual, con el tiempo, estudio y desarrollo, se ha ido modificando. Debido a las diversas características y propiedades de cada yacimiento, se llegó a la conclusión de que la mejor planeación para un yacimiento determinado es la que se hace analizando todos los mecanismos posibles y las propiedades del yacimiento, por lo que, si es necesario aplicar recuperación mejorada desde la etapa temprana, se realice para aumentar el factor de recuperación.^{3.11}

3.4 RECUPERACIÓN MEJORADA

La etapa de recuperación mejorada, EOR por sus siglas en inglés (Enhanced Oil Recovery) consiste en implementar mecanismos que permiten suministrar energía externa o compuestos que modifiquen química o físicamente las propiedades del

yacimiento y/o de los fluidos contenidos en este, con el fin de estimular la recuperación del petróleo.^{3.13}

“La recuperación mejorada se puede aplicar en la primera etapa del desarrollo de un campo petrolero en casos en los que la energía natural del yacimiento es insuficiente para desplazar los fluidos hacia los pozos productores”.^{3.13}

En la figura 3.5 se muestra un esquema de los cuatro grupos de mecanismos en la etapa de recuperación mejorada.

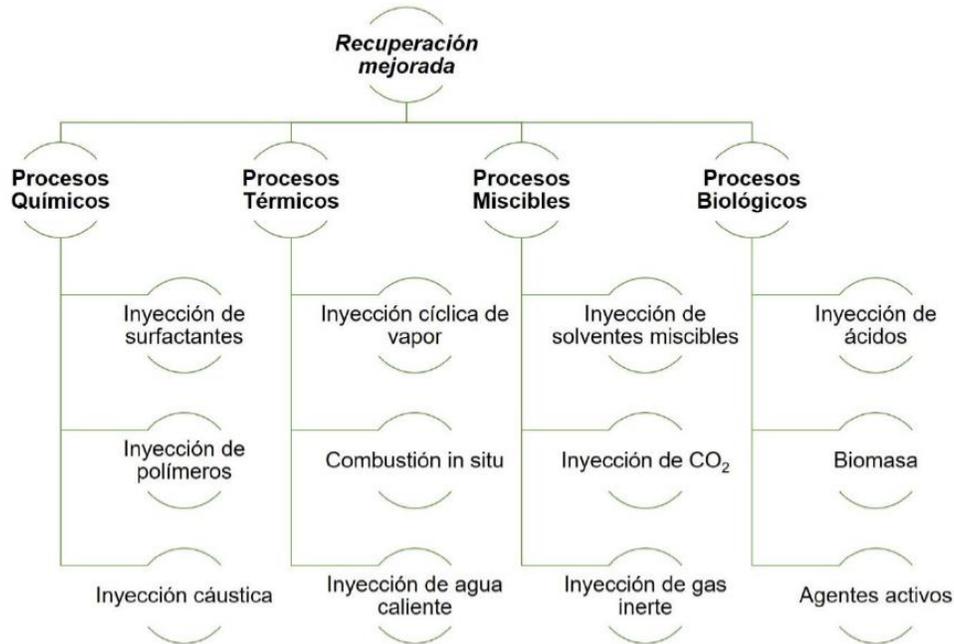


Figura 3.5 Métodos de recuperación mejorada.^{3.10}

Los procesos químicos consisten en la inyección de compuestos químicos como surfactantes, polímeros y álcalis, los cuales modifican las propiedades químicas y/o físicas del yacimiento como el cambio de mojabilidad de la roca debido a álcalis, la permeabilidad preferencial generada por el taponamiento de cierta zona del yacimiento con polímeros, entre otras propiedades.

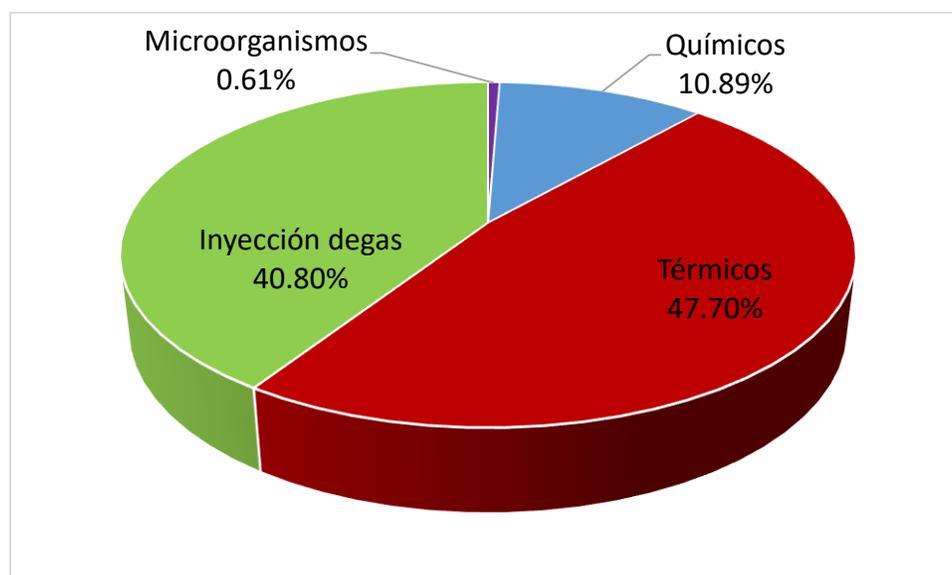
En el caso de los procesos térmicos, se busca elevar la temperatura del yacimiento, esto inyectando fluidos con alta temperatura, como vapor y agua caliente o inyectar aire el cual por ignición espontánea o inducida genera una explosión aumentando la temperatura y favoreciendo ciertas reacciones, a esto se le llama combustión in situ. La finalidad de estos procesos es aumentar la temperatura generando que la viscosidad del petróleo disminuya y de esta forma, sea más fácil su desplazamiento.

Los llamados procesos miscibles consiste en inyectar fluidos que sean miscibles en el petróleo para modificar sus propiedades y mejorar el flujo hacia pozos productores. Algunos de los mecanismos son inyección de gases inertes como

nitrógeno, inyección de solventes miscibles o inyección de CO₂. Este último es el tema central de este trabajo, la modificación que propicia este gas dentro del yacimiento y el aporte que tiene en cuanto a la extracción del petróleo se analizará a profundidad.

Por último, los procesos biológicos, los cuales consisten en inyectar compuestos biológicos como bacterias, agentes activos y otros, con el fin de generar gases que propicien el desplazamiento del petróleo, disminuyan la viscosidad del petróleo y aumenten la presión del yacimiento.^{3.13}

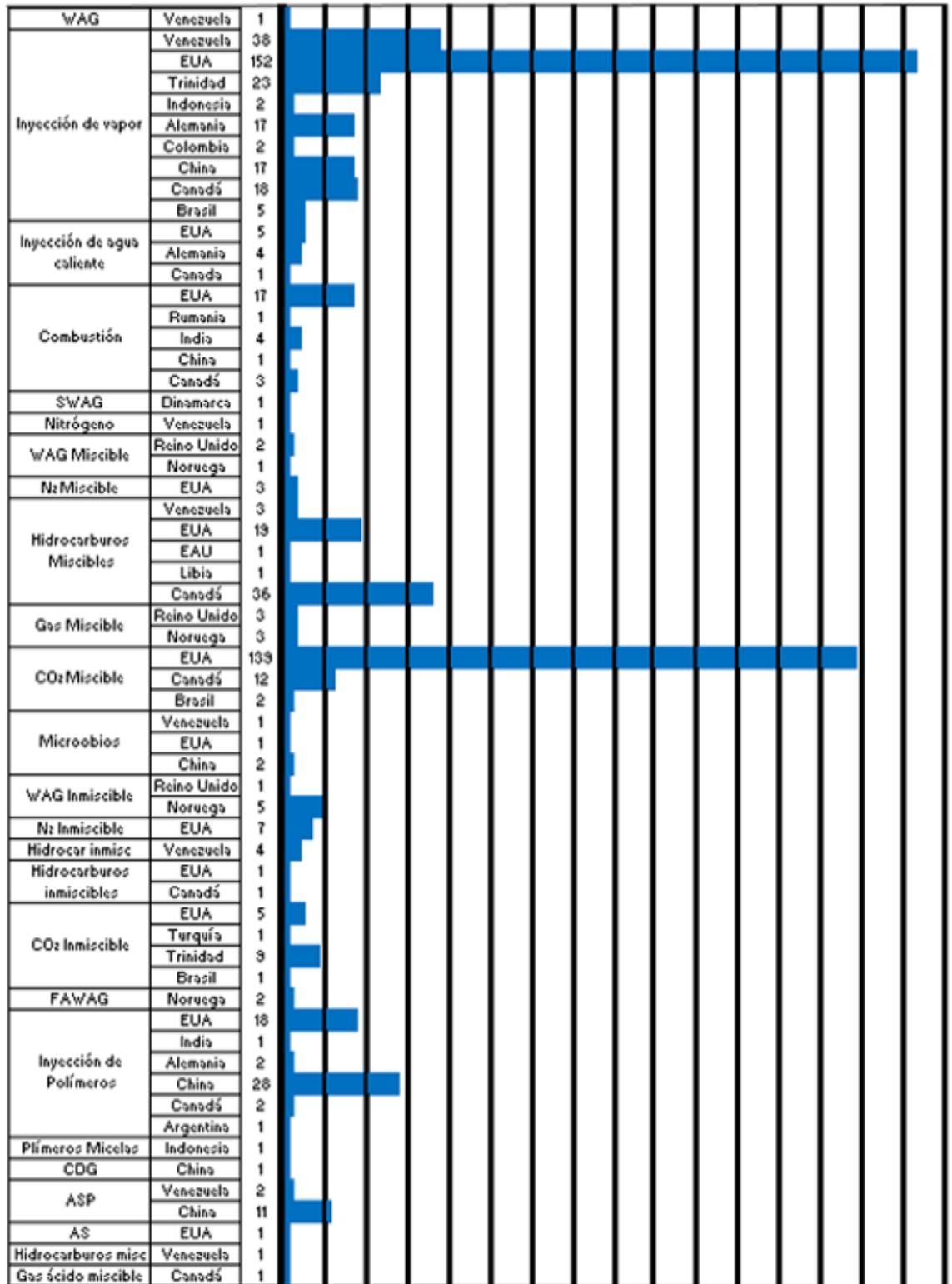
La gráfica 3.4 muestra el porcentaje de aplicación mundial entre 1959 y 2010 de los cuatro grupos de procesos de recuperación mejorada, siendo los procesos térmicos los de mayor aplicación con un 48%. La inyección de gases se encuentra en 2do. lugar con 41%, en este grupo se encuentra la inyección de CO₂, tema central en este trabajo.^{3.13}



Gráfica 3.4. Distribución a nivel mundial de los cuatro grupos de mecanismos de recuperación mejorada de 1959 a 2010.^{3.13}

Los mecanismos de recuperación mejorada siguen en desarrollo y requieren de una fuerte inversión económica y estudio de los yacimientos para tener éxito en su implementación, por lo que, en muchos países aún no se implementan, incluso en los que ya se han puesto en marcha, son pocos los proyectos de este tipo. En la gráfica 3.5 se observa que Estados Unidos es el país con mayor número de proyectos de inyección de vapor e inyección de CO₂ miscible hasta 2010.^{3.13}

Método de EOR



Número de proyectos de EOR

Gráfica 3.5. Distribución por países de proyectos de recuperación mejorada.^{3,13}

La industria de la extracción del petróleo inicia en 1869 en México, a pesar de que ha pasado más de un siglo, se sigue utilizando mecanismos de recuperación primaria y secundaria en la mayoría de los yacimientos, los cuales son maduros y requieren de mecanismos de recuperación mejorada para alcanzar factores de recuperación más elevados y poder satisfacer las necesidades de producción nacional.

Es hasta décadas recientes, que se empezó a estudiar la posibilidad de implementar mecanismos de recuperación mejorada en los yacimientos maduros como inyección miscible de gas natural, nitrógeno o dióxido de carbono.^{3.14}

La Comisión Nacional de Hidrocarburos estimó un gran potencial en la implementación de mecanismos de recuperación mejorada en México, aproximadamente el 10% del petróleo que ha quedado en los yacimientos puede ser extraído para los siguientes 20 años.^{3.14}

En 2017 se reportó un estudio de yacimientos maduros, en el que se realizaron simulaciones de mecanismos de recuperación mejorada. Se estudiaron dos sectores, en el sector A se realizaron simulaciones con cuatro tipos de gases miscibles:^{3.14}

1. Metano, C₁.
2. Metano, etano, propano. (70% C₁, 20% C₂ y 10% C₃).
3. Dióxido de carbono, CO₂.
4. Nitrógeno, N₂.

En el sector B se implementaron simulaciones con mecanismos de recuperación mejorada térmicos, los cuales son:

1. Inyección cíclica de vapor, CSS.
2. Inyección continua de vapor, SF.
3. Inyección horizontal alternada con inyección de vapor, HASD.
4. Inyección de vapor asistido con segregación gravitacional, SAGD.

Los resultados obtenidos con relación al factor de recuperación se muestran en las tablas 3.3 para el sector A y 3.4 para el sector B.

Caso	Producción acumulada de petróleo (m3)	Incremento de factor de recuperación (%)
CO₂	271,300	3.4
C₁ C₂ C₃	263,200	3.3
C₁	228,600	2.8
N₂	178,200	2.2
Agotamiento natural	146,300	1.8

Tabla 3.3 Predicción de productividad acumulada para el sector A.^{3.14}

Mecanismo	Factor de recuperación final (%)	Incremento desde el caso base (%)
Agotamiento natural	6.5	-
CSS	7.2	0.7
SF	9	2.5
SAGD	8.7	2.2
HASD	10.7	4.2

Tabla 3.4 Predicción de factor de recuperación para el sector B.^{3.14}

El CO₂ es el gas miscible que muestra mayor incremento en el factor de recuperación en las simulaciones. En el caso de los mecanismos térmicos, el HASD es el mecanismo que muestra mayor incremento en el factor de recuperación. Se menciona que es recomendable realizar un estudio económico antes de aplicar estos métodos para probar la factibilidad económica.^{3.14}

Este estudio aporta información importante para la implementación de mecanismos de recuperación mejorada en México, pero es necesario seguir estudiando estos mecanismos y la aplicación en los yacimientos mexicanos para poder aumentar el factor de recuperación. Es esta, otra razón de importancia para el desarrollo de este trabajo y trabajos futuros relacionados con mecanismos de recuperación mejorada.

Otro factor importante a considerar para la implementación de estos mecanismos es la naturaleza de cada yacimiento, como se mencionó anteriormente, las propiedades varían dependiendo del yacimiento del que se realice el proyecto de extracción. Esto propicia o imposibilita la aplicación de algún mecanismo, es decir, no a todos los yacimientos es conveniente inyectar polímeros, bacterias o CO₂. Más adelante se discutirá la influencia de ciertas propiedades para elegir un mecanismo de extracción.

3.4.1 DESPLAZAMIENTO MISCIBLE

El desarrollo e implementación de mecanismos que aumenten el factor de recuperación ha sido de importancia y de especial atención, debido a que se sabe que alrededor del 80% de los fluidos quedan atrapados en el yacimiento después de la etapa de extracción primaria. Uno de los mecanismos con mejores resultados es la inyección de gases miscibles por su capacidad de modificar las fuerzas capilares e interfaciales que afectan el desplazamiento de los fluidos en el yacimiento.^{3.15}

La miscibilidad es un proceso físico que consiste en la mezcla de dos o más fluidos en cualquier proporción sin que se forme interfaz entre ellos. Es un proceso físico, debido a que no existe reacción química entre los fluidos presentes, aunque si debe

existir afinidad química. El proceso de miscibilidad puede ocurrir en determinadas condiciones de presión, temperatura y composición de las fases. Esto, sin confundir con solubilidad. La solubilidad es la capacidad limitada de un fluido para disolverse en otro hasta alcanzar un punto de saturación, después de este, no hay más disolución. En el caso de yacimientos petroleros la miscibilidad se define como la condición física entre dos o más fluidos, que permite que se mezclen sin existencia de interfaz.^{3.16} Por lo que, un fluido puede ser soluble en otro fluido, pero a determinada cantidad de mezcla, llegará a la saturación y se formarán dos fases, por otra parte, si es miscible, la cantidad de la mezcla, no tiene relevancia.

Existen tres fuerzas que actúan principalmente dentro del medio poroso, las cuales son fuerzas de gravedad, viscosas y capilares, durante el proceso de recuperación la eficiencia de desplazamiento se determina por la relación de estas.

Las fuerzas de gravedad actúan cuando el movimiento de los fluidos se determina por diferencia de densidades, en los procesos de desplazamiento con agua la segregación gravitacional propicia frentes de desplazamiento definidos y mejora la eficiencia de barrido.

En el caso de las fuerzas viscosas, toman importancia en la movilidad de los fluidos, esto, porque la mayoría de los fluidos desplazantes son de menor viscosidad que el petróleo del yacimiento, se mueven más rápido y promueven los frentes no uniformes. Estas son un parámetro fundamental debido a que, por razones de movilidad desfavorables, se propicia la surgencia rápida del fluido desplazante y la baja eficiencia de barrido.

Se considera que las fuerzas capilares son la causa principal de que grandes cantidades de petróleo queden atrapadas en el yacimiento. Estas, en un proceso de desplazamiento, pueden favorecer o restringir la recuperación del petróleo. Desde los años setentas se ha reconocido el papel fundamental de las fuerzas capilares en la eficiencia de los mecanismos de recuperación.^{3.16}

“El desplazamiento miscible es el método más eficiente de recuperación mejorada de aceite, teóricamente es posible lograr factores de recuperación de 100%.”^{3.16} Este tipo de procesos, consiste en la inyección de un fluido a cierta presión, la cual se le llama Presión Mínima de Miscibilidad” (PMM), necesaria para que el fluido desplazante y el fluido desplazado lleguen a ser miscibles. En la figura 3.6 se muestra un desplazamiento miscible ideal en el que, el fluido desplazante forma un frente miscible que funciona como un pistón al remover el petróleo del yacimiento.

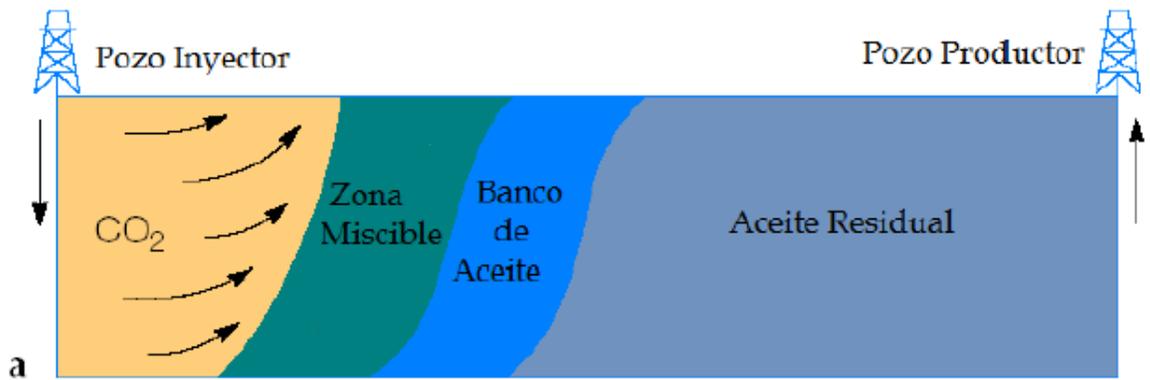


Figura 3.6. Desplazamiento miscible ideal.^{3.16}

En un proyecto de desplazamiento miscible, se pueden encontrar presentes varios tipos de procesos, los cuales, se explican con diagramas ternarios. En la figura 3.7 se aprecian 4 diferentes procesos, son:

- $I_1 - J_1$: Desplazamiento inmisible
- $I_2 - J_3$: Miscible a primer contacto
- $I_2 - J_1$: Vaporización
- $I_1 - J_2$: Condensación

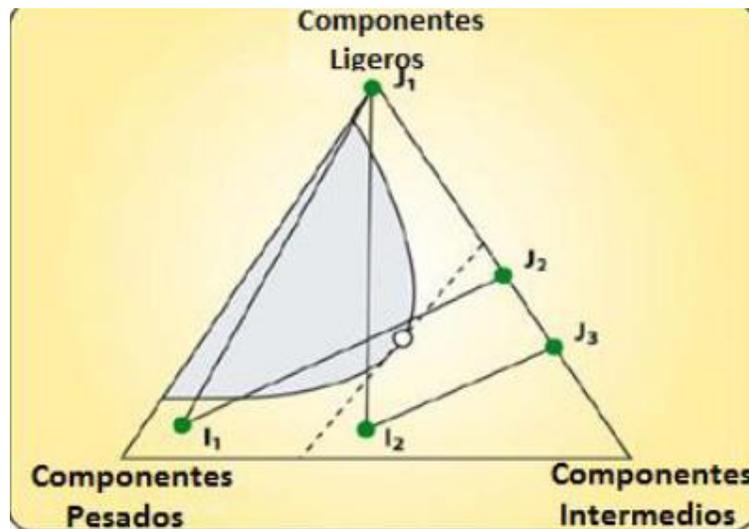


Figura 3.7. Diagrama ternario.^{3.17}

El proceso de desplazamiento inmisible ($I_1 - J_1$) ocurre cuando la mayor parte de la línea de unión entre el gas inyectado y el petróleo del yacimiento se encuentra en la zona de dos fases y aunque se realicen varios contactos, no alcanza a salir de esta zona, por lo que los fluidos estarán en dos fases. El proceso de miscibilidad a primer contacto ($I_2 - J_3$) ocurre cuando la línea de unión entre gas inyectado y petróleo de yacimiento no transita por la zona de dos fases. En el caso de los procesos de vaporización y condensación se presentan cuando las líneas de unión

cruzan la línea crítica.^{3.17} Estos dos procesos ocurren mediante contacto múltiple, es decir, se requiere de varios contactos entre el gas inyectado, el petróleo de yacimiento y las mezclas que se van formando para alcanzar miscibilidad.

Los dos procesos se explicarán a continuación con ayuda de dos diagramas ternarios, siendo:

- Z el petróleo original en el yacimiento.
- G el gas inyectado, ya sea, gas seco o gas con presencia de ligeros. Depende del proceso.
- C₁ es metano.
- C₂-C₆ se refiere a compuestos ligeros del etano al hexano.
- C₇₊ indica los componentes pesados del petróleo, del heptano en adelante.

El proceso de vaporización se manifiesta cuando el petróleo del yacimiento tiene presencia de compuestos ligeros (C₂ - C₇) y se le inyecta un gas seco (alta composición de metano). En cada contacto, los compuestos ligeros del petróleo pasan a la fase vapor, enriqueciendo al gas inyectado, generando que la fase líquida sea más pesada y la fase vapor más ligera. En la figura 3.8 se muestra un diagrama ternario con la representación gráfica del proceso de vaporización a temperatura y presión constante.

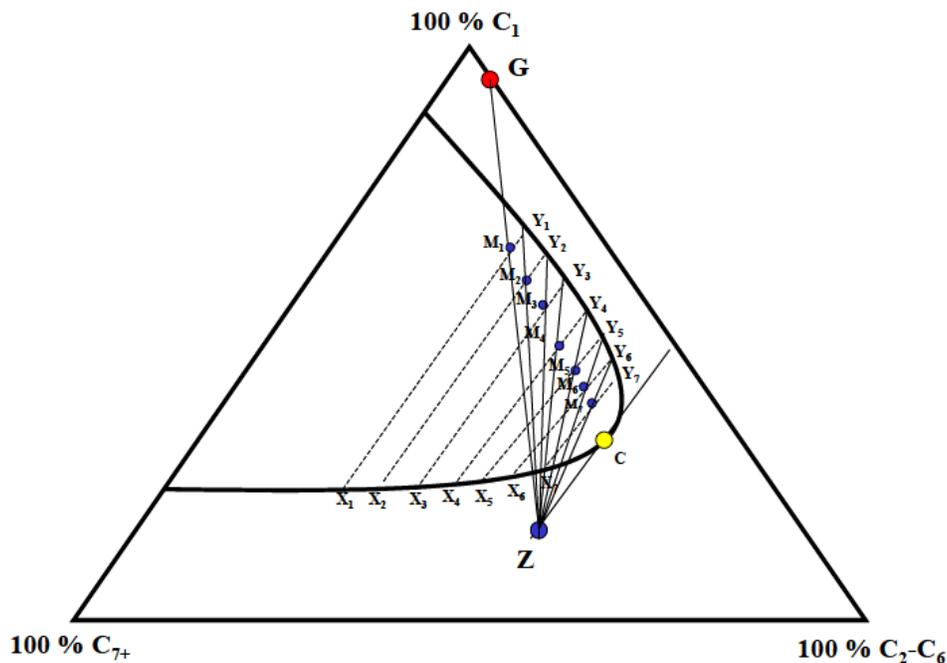


Figura 3.8 Proceso de vaporización a temperatura y presión constante.^{3.18}

El proceso de condensación sucede cuando en el yacimiento se encuentra un petróleo con gran presencia de compuestos pesados y se le inyecta un gas rico, es decir, con presencia de compuestos ligeros. Al entrar en contacto el petróleo y el gas inyectado, los compuestos ligeros del gas inyectado pasan a la fase líquida

enriqueciendo esta fase y haciendo que la fase vapor pierda compuestos ligeros hasta, después de varios contactos, salir de la zona de dos fases y exista miscibilidad. Este proceso se representa en un diagrama ternario en la figura 3.9.

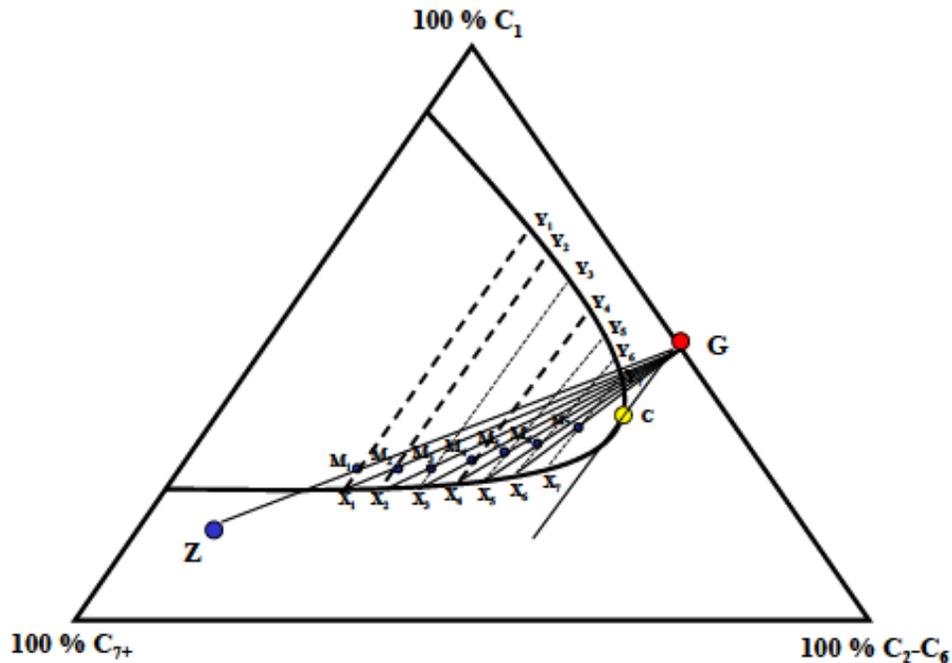


Figura 3.9 Proceso de condensación a temperatura y presión constante.^{3.18}

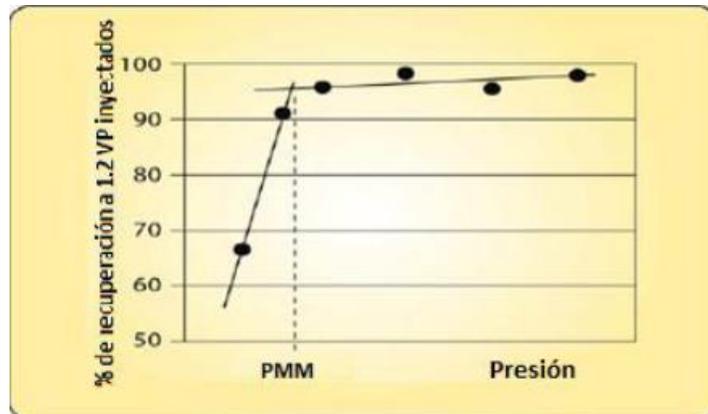
La miscibilidad depende de propiedades como temperatura y presión, en el caso de mecanismos de inyección de gas a yacimientos, la presión es la más relevante. A la presión mínima a la cual el gas de inyección y el petróleo del yacimiento pueden llegar a ser miscibles por contacto múltiple a una temperatura específica, se le llama presión mínima de miscibilidad (PMM).

La PMM es una propiedad termodinámica con dependencia fundamental a tres factores, los cuales son:

1. Temperatura: es el factor más sensible al determinar la PMM, debido a que son directamente proporcionales, a mayor temperatura la PMM requerida aumenta.
2. Composición del petróleo: la composición de cada petróleo es diferente, la PMM se ve afectada con la presencia de distintos compuestos.
3. Distribución de peso molecular: los compuestos de bajo peso molecular propician la miscibilidad a una presión menor.^{3.17}

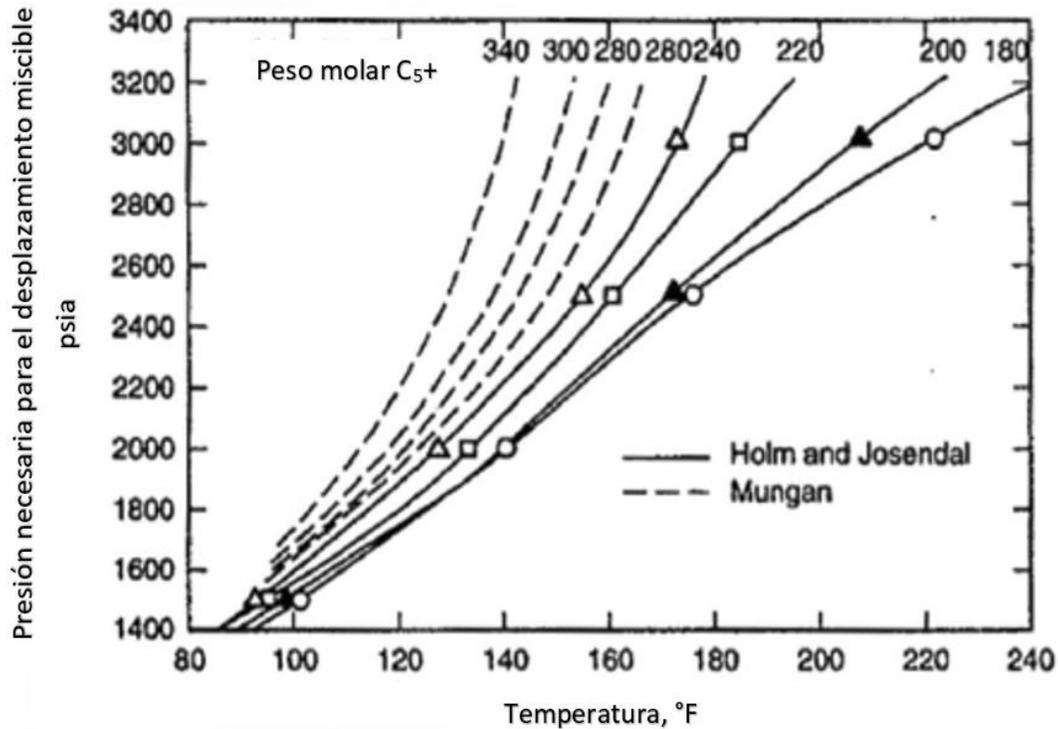
Los métodos más comunes para determinar la PMM son dos, pruebas de laboratorio y correlaciones empíricas, que se describen a continuación:

1. Pruebas de laboratorio. La prueba de laboratorio más utilizada es el desplazamiento en tubo delgado (slim tube miscibility apparatus). El gas se inyecta a una presión establecida a través de un tubo delgado con un empaquetamiento de arena, previamente saturado de petróleo. Se grafica la recuperación de petróleo antes a la surgencia del gas inyectado. Esto se realiza a varias presiones para obtener una gráfica como la 3.6, la PMM es en donde se da el cambio abrupto de pendiente.



Gráfica 3.6 Determinación de PMM por método de tubo delgado.^{3.17}

2. Correlaciones para cálculo de PMM. Estas correlaciones son utilizadas cuando se requiere una estimación rápida de la PMM y no se cuenta con la caracterización del petróleo, algunas sólo requieren de la temperatura del yacimiento y de la gravedad API, otras correlaciones, además requieren datos de contenido total de C₂ a C₅ en el yacimiento. Son más rápidas que las pruebas de laboratorio, pero menos precisas. Algunas correlaciones son:
 - Correlación de Holm & Josendal y Mungan^{3.17} La gráfica 3.7 es la correspondiente a esta correlación.
 - Correlación de NPC (National Petroleum Council)^{3.18}
 - Correlación de Yellig y Metcalfe^{3.19}
 - Correlación de Johnson & Pollin^{3.20}



Gráfica 3.7 Correlación de Holm & Josendal y Mungan.^{3.17}

3.4.2 INYECCIÓN DE CO₂

La inyección de CO₂ “miscible” es uno de los mecanismos de recuperación mejorada adoptado para incrementar el factor de recuperación en los yacimientos petroleros. El mecanismo de inyección de CO₂ puede ser miscible o inmisible, esto depende de la PMM. El proceso es inmisible cuando la inyección ocurre a una presión por debajo de la PMM, donde el CO₂ no forma una sola fase con el petróleo del yacimiento. Por otro lado, el proceso miscible ocurre cuando la inyección se realiza a una presión mayor de la PMM, formando así, una sola fase entre el CO₂ y el petróleo del yacimiento.^{3.21}

El CO₂ no es miscible con el petróleo a primer contacto, se requiere de varios contactos y la presión suficiente ($P > PMM$) para lograr un proceso miscible.^{3.22}

Las características que hacen que el proceso de inyección de CO₂ sea eficiente son los siguientes:

1. Favorece la expansión (hinchamiento) del petróleo.
2. Vaporiza y extrae fracciones del petróleo.
3. Reduce la viscosidad del petróleo.
4. Incrementa la densidad del petróleo.
5. Tiene alta solubilidad en agua.
6. Reduce la tensión interfacial.
7. Alcanza la miscibilidad a presiones menores que otros gases.

8. Reduce la diferencia de densidades evitando efectos negativos de segregación gravitacional.
9. Incrementa la energía del yacimiento.^{3.17, 3.21}

Existen varias técnicas para la inyección de CO₂, una es inyección continua, en la que se inyecta CO₂ de forma continua hasta que la relación de gas producido con petróleo sea elevada al grado de que no sea económicamente viable. La inyección alternada con agua, WAG por sus siglas en inglés water alternating gas, se inyecta baches de CO₂ alternados de baches de agua. En la figura 3.10 se muestra un diagrama de este tipo de proceso. Por último, inyección cíclica, que consiste en inyectar baches de CO₂ para inmediatamente cerrar el pozo, con esto disolver la mayor cantidad de petróleo y después producirlo.^{3.17}

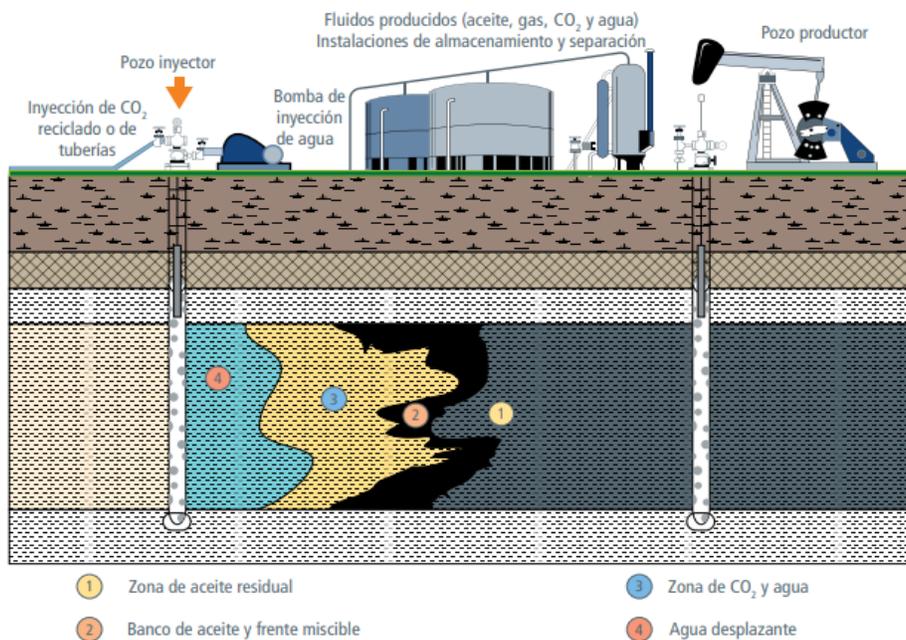


Figura 3.10 Diagrama de inyección alternada de CO₂.^{3.23}

La inyección de CO₂ miscible es uno de los mecanismos con mayor producción de petróleo a nivel mundial, siendo Estados Unidos y Canadá los mayores productores de petróleo que utilizan este mecanismo. Estados Unidos produce alrededor de 500,000 bpd (barriles por día) y Canadá alrededor de 25,000 bpd, ambos por inyección de CO₂.^{3.13}

En el año 2018, entre el 40 y el 70% de la producción de petróleo en México provino de yacimientos maduros, estos son los yacimientos que han alcanzado el pico máximo de producción y comienzan la etapa de declinación, o los que tienen una rentabilidad económica negativa. Estos yacimientos deben ser tratados con mecanismos de recuperación mejorada, la inyección de CO₂ puede mejorar entre un 15 y 40% el desplazamiento comparado con el producido por agua.^{3.23}

En México existen yacimientos que son candidatos a este tipo de mecanismos, se requiere de mayor investigación, desarrollo tecnológico e implementación de proyectos que generen elementos técnicos para incrementar el factor de recuperación y así abastecer las necesidades de producción.

3.4.3 PROPIEDADES DEL CO₂

El CO₂ puro es un gas inerte, incoloro, inodoro y no combustible, con peso molecular de 44.01g/mol.

El CO₂, como todas las sustancias puras, a bajas temperaturas y presiones se encuentra en estado sólido, su punto triple es -69.8°F y 75.2psia (-56.6°C y 5.185bar). Por debajo del punto crítico, el cual es 88°F y 1.071psia (31.1°C y 73.8bar), se encuentra en fase líquida o gaseosa, teniendo un amplio rango de presiones. En caso contrario, arriba de la temperatura crítica, se encuentra en fase gaseosa sin importar la presión. En la figura 3.11 se observa el diagrama de fases del CO₂.^{3.22, 3.29}

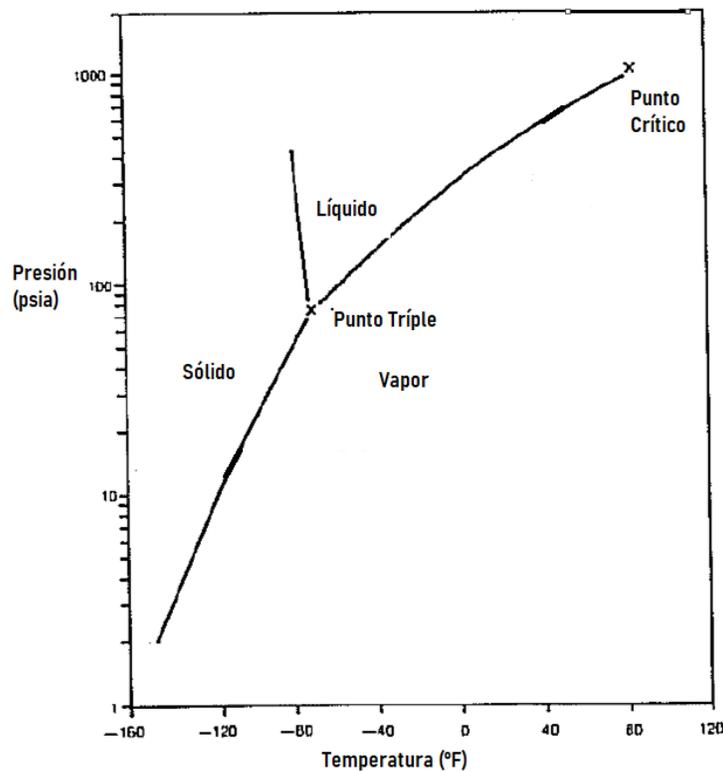
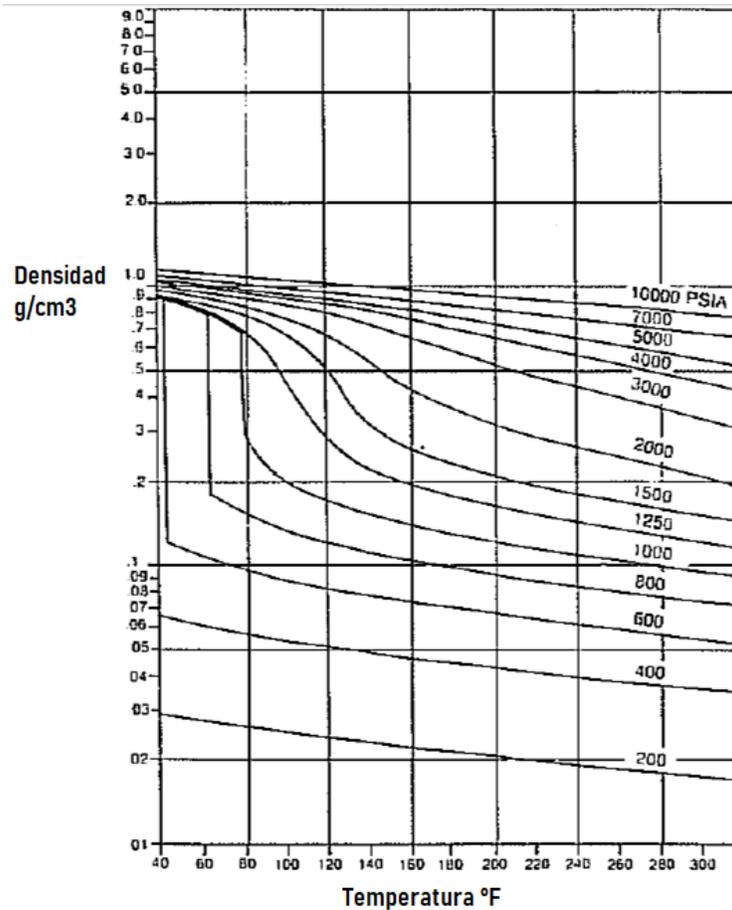


Figura 3.11 Diagrama de fases del CO₂.^{3.22}

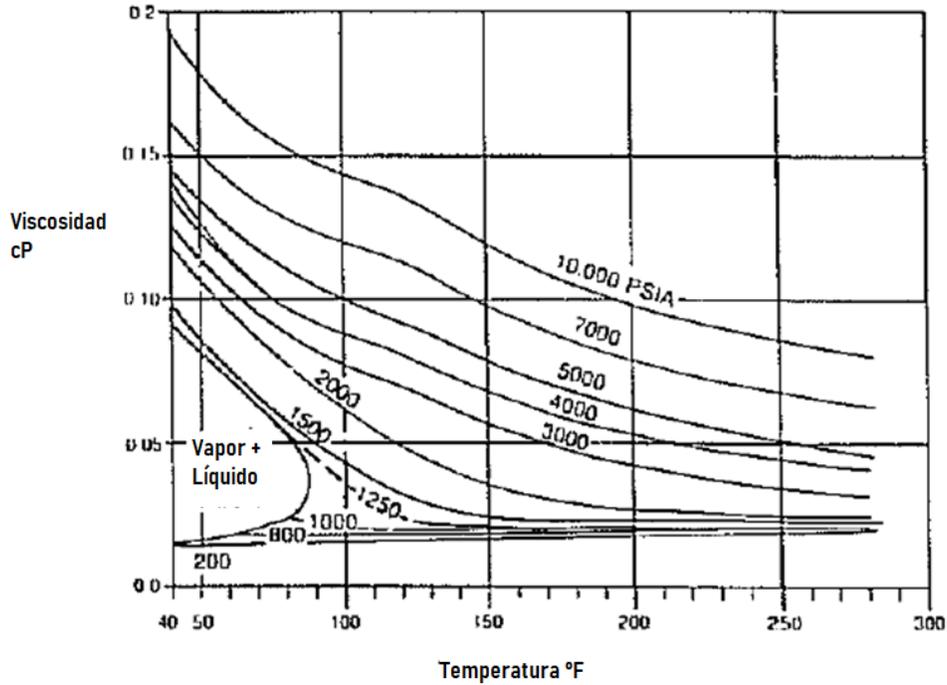
La densidad es una propiedad importante para el desplazamiento de fluidos, debido a que propicia o impide efectos de segregación gravitacional o digitación de los fluidos en el yacimiento. En el caso del CO₂, tiene una densidad parecida a la del petróleo en el yacimiento, a diferencia del nitrógeno o metano, esto minimiza los

efectos mencionados. Las densidades idóneas para el desplazamiento de petróleo se tienen cerca de las condiciones críticas. En la gráfica 3.8 se muestra la densidad del CO₂ en función de la presión y temperatura.



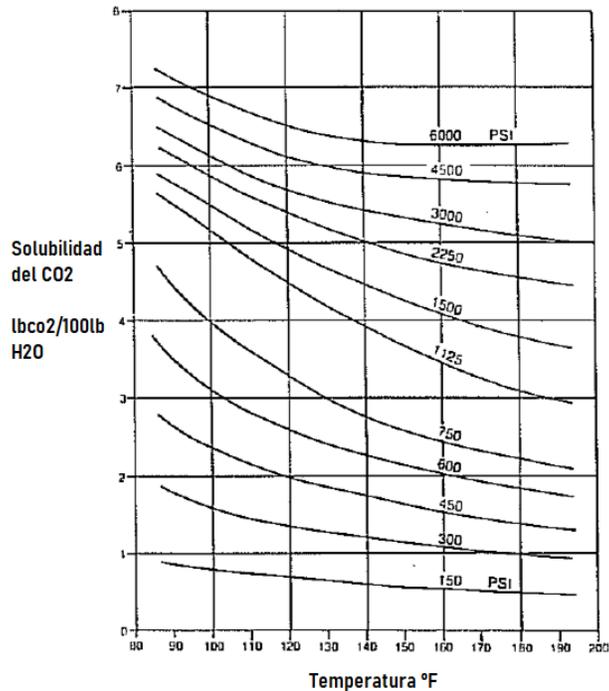
Gráfica 3.8 Densidad del CO₂ vs. Temperatura a diferentes presiones.^{3.22}

La viscosidad, de igual manera, es dependiente de la temperatura y presión. Con el aumento de la temperatura la viscosidad disminuye, independientemente de la presión. La viscosidad del CO₂ a condiciones de yacimiento es relativamente baja, por lo que propicia digitación en el petróleo, este es un factor a considerar por el que se implementa la inyección alternada con agua (WAG). La gráfica 3.9 muestra la viscosidad del CO₂ a diferentes temperaturas y presiones.



Gráfica 3.9 Viscosidad del CO₂ vs. Temperatura a diferentes presiones.^{3.22}

El CO₂ es altamente soluble en agua, otra razón a considerar en la implementación del mecanismo WAG. La solubilidad del CO₂ se incrementa con la presión y en sentido contrario, disminuye con el aumento de la temperatura. La salinidad afecta de forma inversa a la solubilidad, con el aumento de esta, la solubilidad disminuye. En la gráfica 3.10 se observa solubilidades del CO₂ a diferentes temperaturas y presiones.



Gráfica 3.10 Solubilidad del CO₂ vs. Temperatura a diferentes presiones.^{3.22}

El factor de volumen de un gas se expresa con la ecuación 3.3^{3.17}.

$$Bg = \frac{V_{gas@cy}}{V_{gas@cs}} \dots Ec 3.3$$

Donde:

Bg = Factor de volumen.

V_{gas@cy} = Volumen del gas a condiciones de yacimiento.

V_{gas@cs} = Volumen de gas a condiciones en la superficie.

El factor de volumen del CO₂, en comparación con otros gases, es relativamente bajo, lo cual no es favorable para la recuperación de petróleo, debido a que se debe inyectar mayor cantidad de CO₂. Esto se debe considerar al planear un proyecto por razones económicas, de almacenamiento y de transporte.

BIBLIOGRAFÍA:

- 3.1 Clark, Norman J. (1969). Elements of Petroleum Reservoirs. The American Institute of Mining, Metallurgical and Petroleum Engineers, Inc.
- 3.2 Aguilar Ramírez, Miguel Ángel. (2016). El fascinante mundo de los yacimientos petroleros. Instituto Mexicano del Petróleo. Ciudad de México, México.
- 3.3 Schlumberger Oilfield Glossary. Consulta 05 jun 2020.
<https://www.glossary.oilfield.slb.com/es.aspx>
- 3.4 Rodríguez Nieto, Rafael. (2011). Notas de la clase del curso Comportamiento de yacimientos. Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería. Ciudad de México, México.
- 3.5 McCain, William D Jr. (1990). The properties of petroleum fluids. 2da. Edición. PennWell Publishing Company. Oklahoma, EUA.
- 3.6 Maya Romero, Amparo. (2019). Análisis del comportamiento PVT de crudo mexicano con la presencia de gases ligeros para el diseño de estrategias de recuperación mejorada de crudo. Tesis de maestría. Universidad Nacional Autónoma de México. Ciudad de México, México.
- 3.7 Secretaria de Energía. (2018). Balance Nacional de Energía. Consultado 08 de junio de 2020 en:
https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/528054/Balance_Nacional_de_Energ_a_2018.pdf
- 3.8 Petróleos Mexicanos. (2020). Producción de hidrocarburos líquidos. Consultado 08 de junio de 2020 en:
<https://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Paginas/IndicadoresPetroleros.aspx>
- 3.9 Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2020). Producción de hidrocarburos. Consultado 08 de junio de 2020 en: <https://produccion.hidrocarburos.gob.mx/>
- 3.10 Aragón Clara, Edgar. (2017). Aplicación del reactor de Gibbs para simular combustión in situ en un yacimiento petrolífero con el simulador Aspen Plus®. Tesis de Licenciatura. Universidad Nacional Autónoma de México. Ciudad de México, México.
- 3.11 Bashbush Bauza, José Luis. (2020). Apuntes de clase de Recuperación Mejorada. Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería. Ciudad de México, México.
- 3.12 Lake W. Larry, Schmidt L. Raymond, Venut B. Paul. (1992). A niche for Enhanced Oil Recovery in the 1990s. University of Texas Austin, Cevron Oil Field Research California, Mobil Research and Development Corp. Princenton, New Jersey, United States of America.
- 3.13 Adasani Ahmad Al, Bai Baojun. (2011). Analysis of EOR projects and updated screening criteria. Journal of Petroleum Science and Engineering. Elsevier B.V.
- 3.14 Alvarado Kelvis, Cruces Lilith, Menendez Cristian. (2017). EOR Feasibility for Mexico's mature fields. Society of Petroleum Engineers.

- 3.15 Velandia Suescún, Tania Pilar. (2010). Predicción de un proceso de inyección de CO₂ en yacimientos complejos para un sector del área Lisama. Tesis de Licenciatura. Universidad Industrial de Santander. Santander, Colombia.
- 3.16 Godoy Serrano, Jahen. (2011). Simulación de un proceso de inyección de gases en yacimientos naturalmente fracturados de gas y condensado. Tesis de Licenciatura. Universidad Nacional Autónoma de México. Ciudad de México, México.
- 3.17 Cruz Alfonso Juan Jesús, Santiago Reyes Humberto Iván. (2012). Inyección de CO₂ en el área de Coapechaca. Tesis de Licenciatura. Universidad Nacional Autónoma de México. Ciudad de México, México.
- 3.18 Marín González, Enrique. (2002). Metodología para estimar presión mínima de miscibilidad mediante una ecuación de estado. Tesis de Licenciatura. Universidad Metropolitana. Caracas, Venezuela.
- 3.19 Yellig W. F., Metcalfe R. S. (1980). Determination and prediction of CO₂ minimum miscibility pressures. Journal of petroleum technology.
- 3.20 Johnson James P., Pollin James S. (1981). Measurement and correlation of CO₂ miscibility pressures. Society of petroleum engineers, U.S. Department of energy.
- 3.21 Nasir F.M., Amiruddin N.A. (2008). Miscible CO₂ injection: sensitivity to fluid properties. Society of petroleum engineers.
- 3.22 Stalkup Jr. Fred I. (1983). Miscible displacement. Society of petroleum engineers.
- 3.23 Santamaría Guzmán, Christian. (2018). Recuperación Mejorada de petróleo mediante la inyección de dióxido de carbono antropogénico. Petroquimex. Congreso mexicano del petróleo. Acapulco, México.
- 3.24 Holm L.W., Josendarl V.A. (1974). Mechanisms of oil displacement by carbon dioxide. Journal of petroleum technology.
- 3.25 Stright Jr. D.H., Aziz K., Settari A., Starratt F.E. (1977). Carbon dioxide injection into bottom-water, undersaturated viscous oil reservoirs. Journal of petroleum technology.
- 3.26 Orr Jr. Franklin M., Silva Matthew K. Lien Cheng-Li. (1983). Equilibrium phase composition of CO₂/Crude oil mixtures – Part 2: Comparison of continuous multiple-contact and slim-tube displacement test. Society of petroleum engineers journal.
- 3.27 Benham A.L., Dowden W.E., Kunzman W.J. (1960). Miscible fluid displacement – Prediction of miscibility. Society of petroleum engineers.
- 3.28 Gachuz-Muro Heron, Sanchez-Bujanos Jose L., Castro-Herrera Israel, Rodriguez-Pimentel Jose A. (2011). Quebrache Field: Evaluations to date of this natural CO₂ reservoir. Society of Petroleum Engineers.
- 3.29 National Institute of Standards and Technology, NIST. Carbon dioxide. Libro del Web de Química del NIST, SRD 69. Consultado 01 de julio de 2020 en: <https://webbook.nist.gov/cgi/cbook.cgi?ID=124-38-9>

3.30 Imágenes de actividades d ela industria de extracción petrolera. Consultado: 07 de enero de 2020. https://www.freepik.es/vector-gratis/imagenes-planas-2x2-que-presentan-industria-petrolera-petrolera-exploracion-petrolera-extraccion-productos-transporte-ve_3912833.htm

CAPÍTULO 4

DESARROLLO DEL MODELO

“El punto de partida para conseguir un buen valor del negocio consiste en llevar a cabo una planificación estratégica y una dirección estratégica integrales.”^{4.1}

“Planear es el conjunto de actividades que tienen por finalidad conocer un problema, proponer y evaluar diversas soluciones o alternativas y decidir cuál es la solución más conveniente”.^{4.2} Parte de la planeación es tener documentos o herramientas que brinden la información adecuada para el desarrollo exitoso de tal proyecto.

En este trabajo se desarrolló un modelo de simulación en estado estacionario y un modelo de simulación en estado dinámico, con la finalidad de obtener datos que permitan conocer el comportamiento, propiedades y variación de estas del sistema roca-fluidos presentes en el yacimiento petrolero.

El simulador en el que se realizaron los modelos en estado estacionario y en estado dinámico son Aspen Plus ® y Aspen Dynamics ®, respectivamente. El modelo de simulación representa un segmento de un yacimiento petrolero, esto es, el sistema roca-fluidos (petróleo, gas, agua) a condiciones de yacimiento. Está basado en un reactor de flujo pistón (PFR por sus siglas en inglés), debido a que con este reactor se tiene un sector tubular en el que se puede designar propiedades las cuales simulan las propias del yacimiento, como porosidad con el empaquetamiento del PFR.

4.1 MODELO DE SIMULACIÓN EN ESTADO ESTACIONARIO

El modelo de simulación en estado estacionario tiene el objetivo de proporcionar información sobre las propiedades del sistema roca-fluidos presente en un yacimiento petrolero. Dichas propiedades se pueden conocer a lo largo del PFR en un tiempo determinado, esto nos brinda información preliminar para tener un bosquejo de los efectos presentes en el yacimiento.

El sistema roca-fluidos en un yacimiento también presenta variaciones a lo largo del tiempo, lo cual es necesario conocer para poder obtener una mejor evaluación del comportamiento del sistema. Debido a esto, se diseñó un modelo de simulación en estado dinámico que se analizará más adelante.

Por el momento, se estudiará el diseño del modelo de simulación en estado estacionario partiendo del comportamiento de propiedades como presión y viscosidad, diferentes tipos de fluidos y diferentes condiciones del sistema.

4.1.1 SELECCIÓN DEL PAQUETE TERMODINÁMICO

Cada proceso requiere del cálculo de propiedades termodinámicas, lo cual implica tener un paquete termodinámico que pueda calcularlas dependiendo de las características del proceso.

El simulador de proceso Aspen Plus® cuenta con un extenso número de paquetes termodinámicos, para seleccionar el indicado para este proceso, se utilizó el asistente de Aspen, el cual genera un cuestionario sobre las características del proceso o la naturaleza de los componentes, una vez resuelto, aporta una lista de paquetes termodinámicos sugeridos. Para el diseño de este modelo de simulación, se utilizará el paquete termodinámico HYSYS Peng-Robinson.

Para el cálculo del comportamiento del agua con los hidrocarburos existe otro parámetro comprendido en el intervalo de 0 al 5, el cual depende de los componentes que se utilizarán en el proceso, para este modelo de simulación en específico se utilizará 1, debido a que existen presentes hidrocarburos.

En la figura 4.1 se muestra el asistente de Aspen Plus® para la selección del paquete termodinámico y el parámetro para el comportamiento del agua con hidrocarburos.

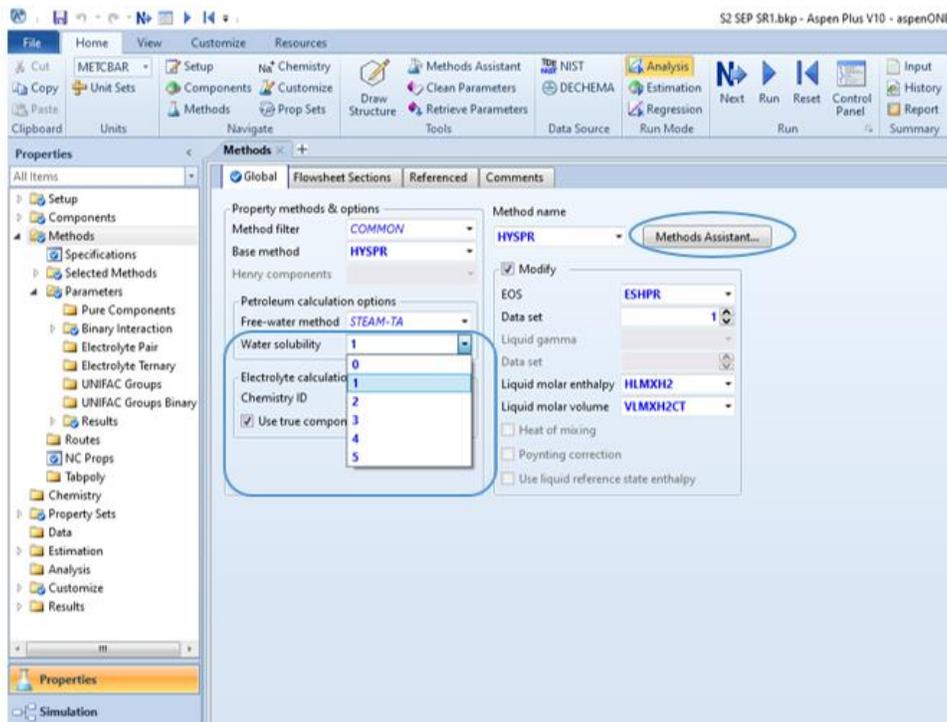


Figura 4.1 Asistente de Aspen Plus® y parámetro de comportamiento de agua con hidrocarburos.^{4,5}

4.1.2 ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LA PRESIÓN Y DE LA VISCOSIDAD

El primer paso para el desarrollo de este modelo es analizar el efecto sobre las propiedades como la presión, con respecto a las cuatro variables relacionadas al empaquetamiento del PFR. Estas cuatro variables están presentes en la ecuación de Ergun^{4,6}, con la que se calcula la caída de presión, esta ecuación es la siguiente:

$$-\frac{dP}{dz} = 150 \frac{(1 - \varepsilon)^2}{\varepsilon^3} \frac{\mu U}{\Phi_s^2 D_p^2} + 1.75 \frac{1 - \varepsilon}{\varepsilon^3} \frac{\rho U^2}{\Phi_s D_p} \dots Ec. 4.1$$

Donde:

U = velocidad superficial

ε = fracción hueca

μ = viscosidad del fluido

D_p = Diámetro de partícula

Φ_s = Factor de forma

ρ = densidad del fluido

Las cuatro variables relacionadas a representar la naturaleza del yacimiento son:

- Fracción hueca (ε), es la fracción del volumen que se encuentra sin ocupar por las partículas empaquetadas. Adquiere valores del 0 – 1, siendo 0 totalmente empaquetado y 1 totalmente hueco. En la gráfica 4.1 se observa el comportamiento de la presión con relación a la variación de la fracción hueca. Para este sistema, la fracción hueca va a fungir como porosidad, esto se refiere, al volumen hueco presente en el yacimiento con relación al volumen total del yacimiento o los poros de la roca.
- Factor de forma (Φ_s) este factor indica la esfericidad de las partículas empaquetadas, adquiere valores entre 0 – 1, siendo 0 amorfa y 1 totalmente esférica. La gráfica 4.2 muestra el comportamiento de la presión a lo largo del reactor con diferentes valores de factor de forma. En un yacimiento, los poros o caminos porosos no tienen la misma forma unos a otros, por lo que pensar en partículas esféricas, no se acercaría a la realidad. Tener partículas con una forma no específica, que proporcione canales con forma diversa, acercará al modelo de simulación a un yacimiento.

Los yacimientos, como se mencionó antes, tienen características particulares, una de ellas, es el tipo de roca presente en este. Existen varios tipos de rocas, pero las más características son las areniscas y los carbonatos. Para este modelo, el factor de forma toma valores cercanos a 1 para representar yacimientos de areniscas, es decir partículas con una tendencia mayor a tener forma uniforme. En el caso de carbonatos, el factor de forma, toma valores cercanos a 0, teniendo partículas con forma poco parecida entre sí.^{4.4}

- Diámetro de partícula (D_p), los valores que adquiera dependerán de cada sistema y del diámetro que tenga el PFR. En la gráfica 4.3 se puede distinguir el comportamiento de la presión a diferentes valores de diámetro de partícula.
- Densidad de partícula (ρ_p), los valores que adquiere dependen del sistema con el que se esté trabajando. La gráfica 4.4 indica el comportamiento de la presión con la variación de valores de densidad de partícula.

El sistema que se utiliza para hacer estas pruebas y analizar cada una de las variables consiste en un PFR, una corriente de entrada y una corriente de salida a temperatura y presión constantes de 25°C y 1 bar, respectivamente. Los fluidos para estas pruebas son decano y agua en proporción equimolar. Las medidas del PFR son 10m de largo por 0.2m de ancho, arrojando un volumen total de 0.314m^3 . En la figura 4.2 se muestra el diagrama.

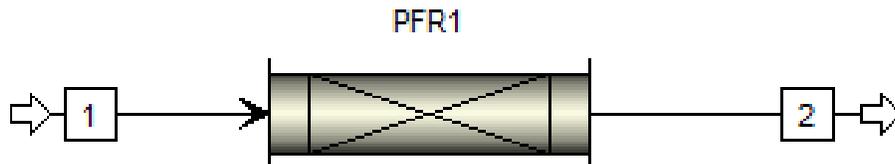
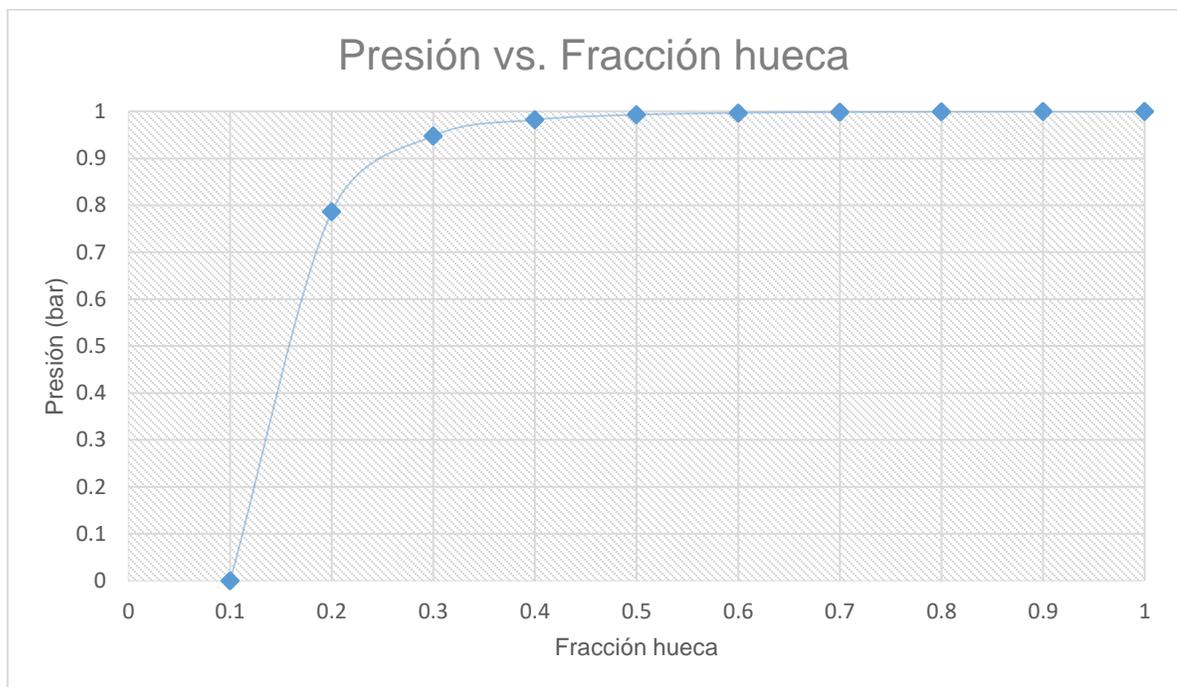


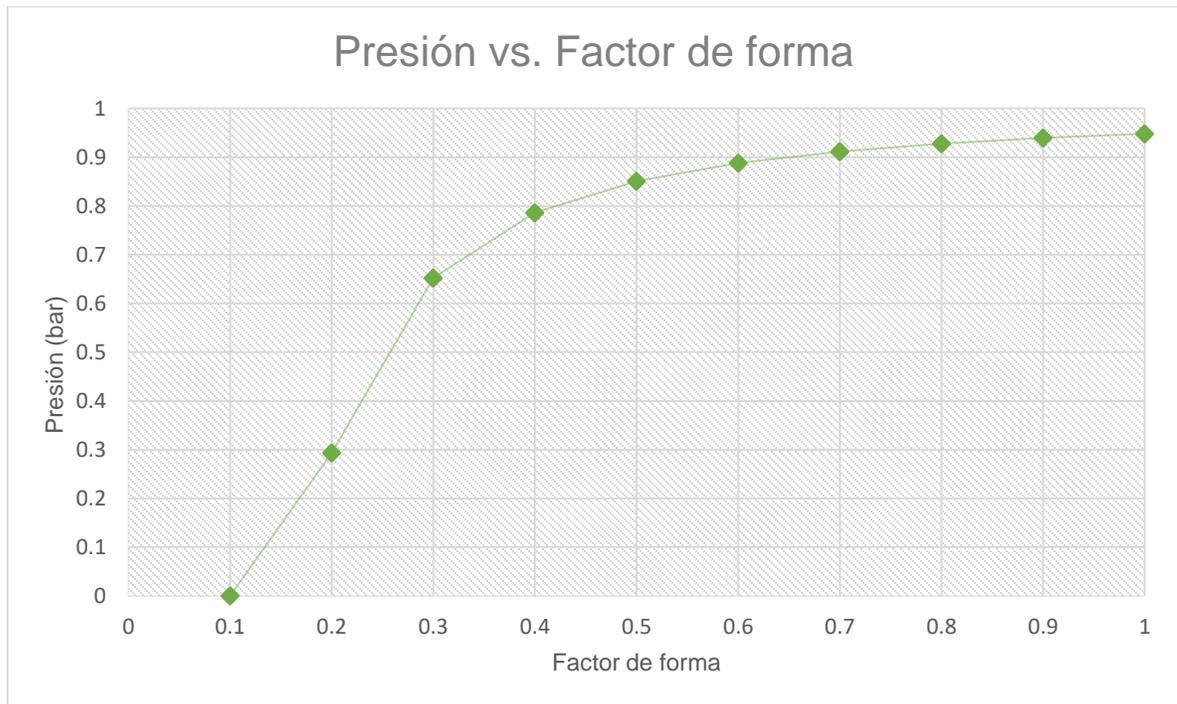
Figura 4.2 Diagrama de proceso para prueba de variables ϵ , Φ_s , D_p y ρ_p .



Gráfica 4.1 Comportamiento de la presión con relación a la fracción hueca a la salida del PFR.

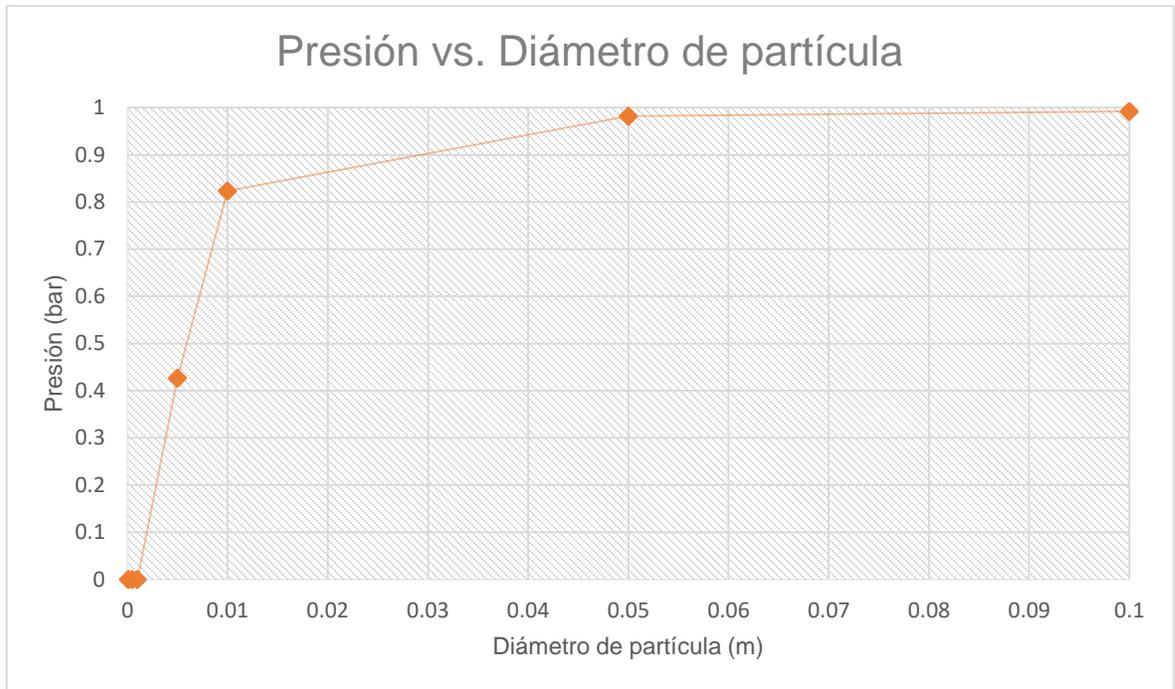
Se observa que la caída de presión en el PFR es proporcional al volumen del

reactor ocupado por las partículas empacadas, es decir, con forme la porosidad aumenta la presión tiene menos variación a lo largo del PFR.



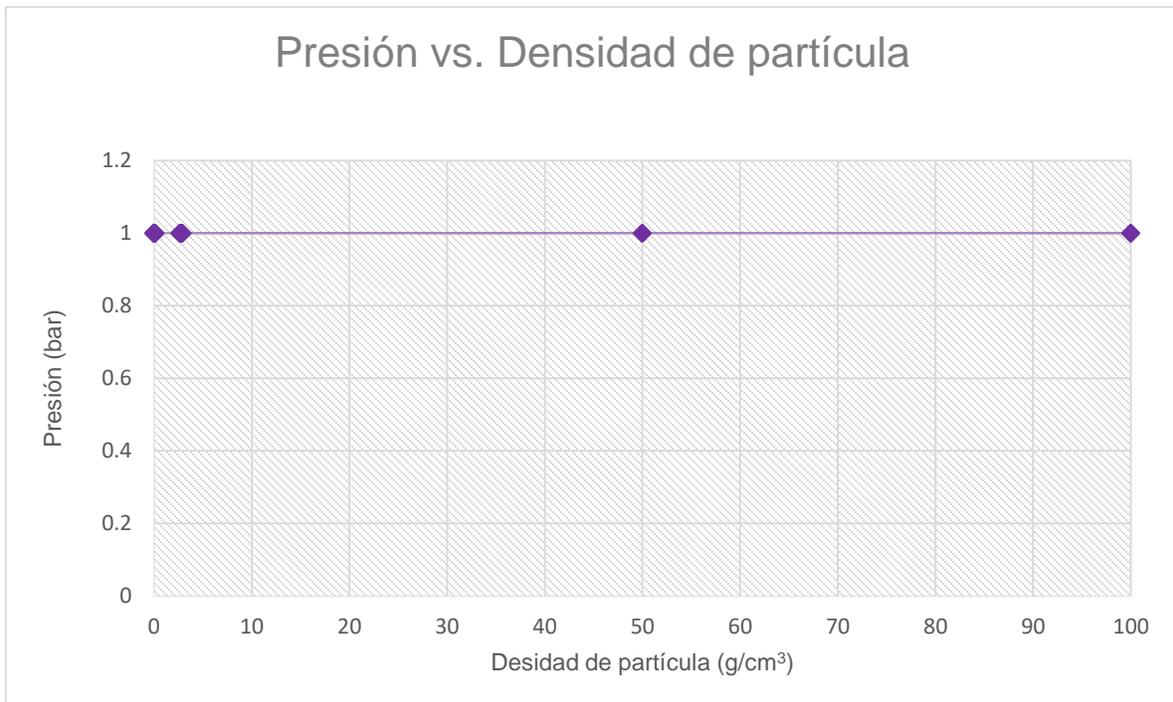
Gráfica 4.2 Comportamiento de la presión con relación al factor de forma a la salida del PFR.

El comportamiento de la presión con respecto al factor de forma tiene una tendencia parecida a la de la fracción hueca. Esto indica que entre menos esférica sea la partícula, la presión va a disminuir en mayor proporción.



Gráfica 4.3 Comportamiento de la presión con relación al diámetro de partícula a la salida del PFR.

El comportamiento de esta tercera variable, indica que la disminución del diámetro de partícula propicia que la caída de presión aumente.

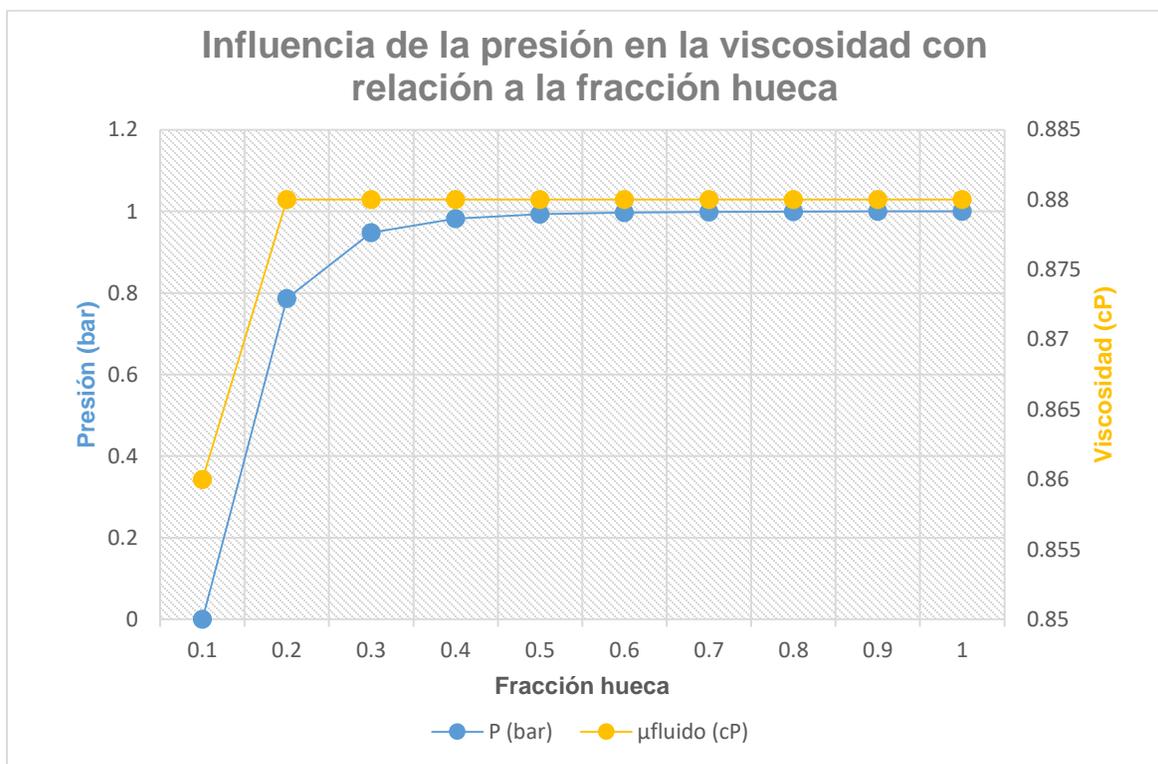


Gráfica 4.4 Comportamiento de la presión con relación a la densidad de partícula a la salida del PFR.

En la gráfica 4.4 se puede observar que la densidad de partícula no afecta el comportamiento de la presión.

La viscosidad es una de las propiedades del fluido más importantes de analizar en este trabajo. Los yacimientos petroleros presentan una gran cantidad de componentes, ya sea en fase líquida o vapor, la viscosidad de la fase líquida, debido a que es de una mezcla de componentes con diferentes características como peso molecular, punto de ebullición, estructura molecular, entre otras, se ve modificada por la presión. En un sistema con una mezcla de diferentes fluidos, como lo es un yacimiento petrolero, la presión influye en el comportamiento de la viscosidad, esto se debe al aumento o disminución de la misma que propicia el desplazamiento de algunos compuestos a la fase vapor, provocando que la viscosidad aumente o disminuya.

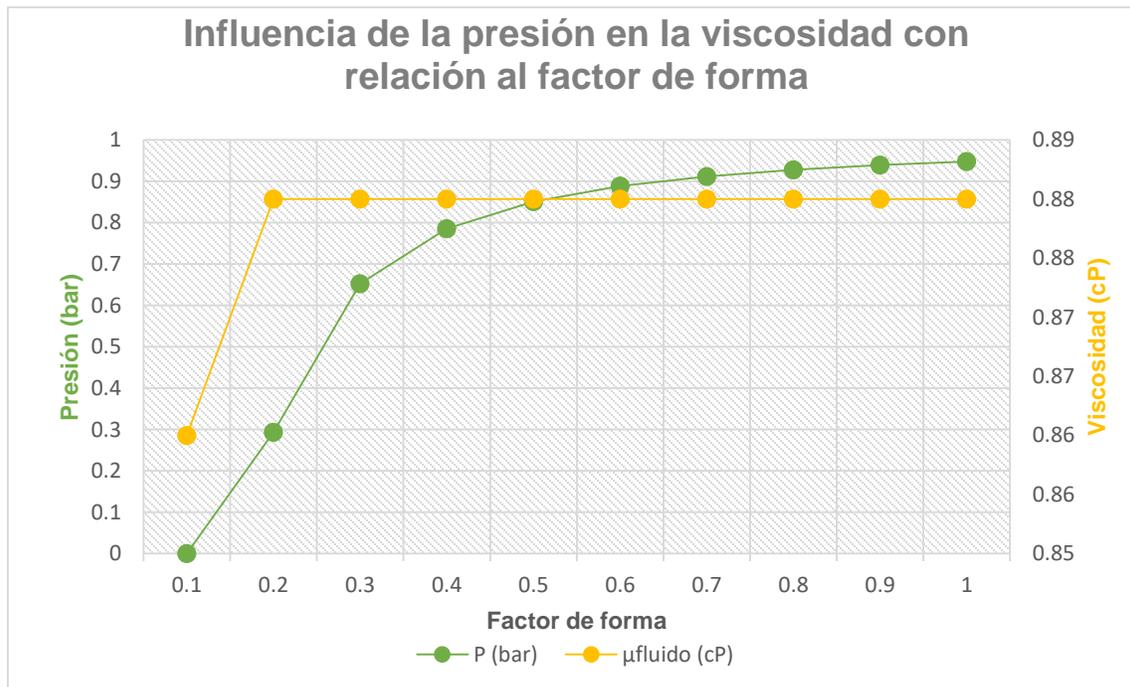
La gráfica 4.5 muestra el comportamiento de la viscosidad de la fase líquida en el sistema con relación a la variación de la presión en diferentes valores de fracción hueca.



Gráfica 4.5 Comportamiento de la viscosidad del líquido con relación a la presión a diferentes valores de fracción hueca a la salida del PFR.

El comportamiento de la viscosidad tiene la misma tendencia que la presión a diferentes valores de fracción hueca, es decir, en valores bajos de fracción hueca, la presión disminuye en mayor proporción, al igual que la viscosidad.

La gráfica 4.6 muestra el comportamiento de la viscosidad con respecto a la variación de presión ocasionada por diferentes valores de factor de forma.



Gráfica 4.6 Comportamiento de la viscosidad del líquido con relación a la presión a diferentes valores de factor de forma a la salida del PFR.

En las gráficas 4.5 y 4.6 se aprecia el mismo comportamiento de la viscosidad, esto es porque en ambas gráficas, la presión disminuye, aunque las causas de esta disminución de presión son, en la 4.5 la variación de la fracción hueca y en la 4.6 la variación del factor de forma, el comportamiento de la viscosidad es dependiente, en este caso, sólo de la presión.

4.1.3 CASO BASE DEL MODELO EN ESTADO ESTACIONARIO

Como se mencionó anteriormente, cada yacimiento tiene propiedades particulares que dependen de variables como profundidad, formación geológica, materia orgánica depositada, entre otras, lo que da un rango amplio de posibilidades de valores para cada una de las cuatro variables anteriores. Para empezar a realizar el diseño de este modelo y pruebas con el mismo, se utiliza un caso base, el cual se muestra en la tabla 4.1.

Caso Base	
Propiedad	Valor
ϵ	0.3
Φ_s	0.45
D_p (m)	0.01
ρ_P (g/cm ³)	2.65

Tabla 4.1 Caso base del modelo en estado estacionario.

En el caso de las tres primeras variables se utilizaron valores que no estuvieran en los límites, de esa forma, evitar caídas de presión abruptas. Para la cuarta variable, densidad de partícula, se utilizó 2.65g/cm³ debido a que es un valor recurrente de densidad en areniscas, una de los dos tipos más comunes de roca en los yacimientos petroleros, el otro tipo principal es el de los carbonatos.^{4,3}

Una vez analizados y seleccionados los valores de las cuatro variables para el cálculo de la caída de presión del PFR y el comportamiento de la viscosidad, se diseña el sistema completo para incluir los fluidos que se encuentran en un yacimiento (petróleo, gas, agua). El diagrama del modelo de un contacto está representado en la figura 4.2.

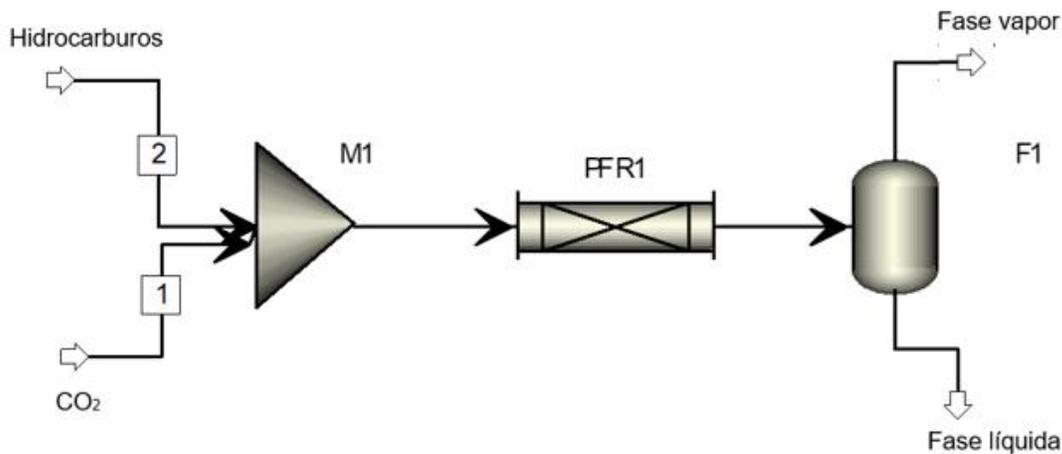
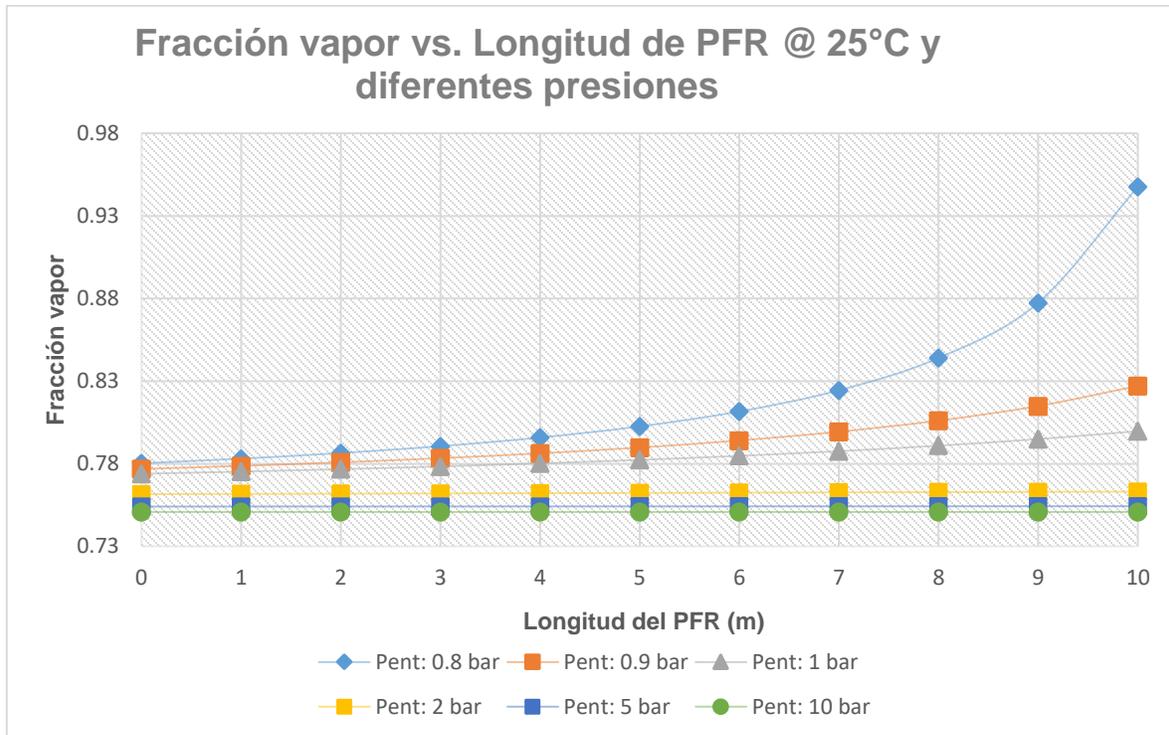


Figura 4.3 Diagrama de proceso del caso base en estado estacionario a un contacto.

Un factor importante para este sistema es el efecto de la presión sobre la fracción vapor, se realizaron pruebas a temperatura constante de 25°C, en un rango de presiones de 0.8 bar a 10 bar y un flujo menor al 3% molar de CO₂. La familia de isotermas presentes en la gráfica 4.7 muestra el efecto de la presión sobre la fracción vapor.



Gráfica 4.7 Efecto de la presión en la fracción vapor a temperatura constante.

En presiones menores, como 0.8 bar, el fluido tiende a la fase vapor, es decir, la fracción molar va a aumentar, en caso contrario, donde la presión aumenta como la isoterma de 2, 5 y 10 bar, el fluido se mantendrá prácticamente en su fase original. Esto es lógico, debido a que, en un sistema de baja presión el fluido tenderá a la fase vapor por equilibrio físico.

El proceso que ocurre en este modelo de simulación es el desplazamiento miscible de CO₂. Como se describió en el capítulo 3, el desplazamiento miscible de CO₂ sucede por múltiple contacto, esto se representa con el diagrama ternario correspondiente a los compuestos y propiedades presentes en el yacimiento, como el ejemplo de la figura 3.7.

Para representar el contacto múltiple en el modelo de simulación, se generó una serie de contactos, siendo el sistema de la figura 4.3, un contacto, por los cuales se hicieron pasar los fluidos hasta observar la miscibilidad del CO₂. En la figura 4.4 se muestra el diagrama a múltiple contacto.

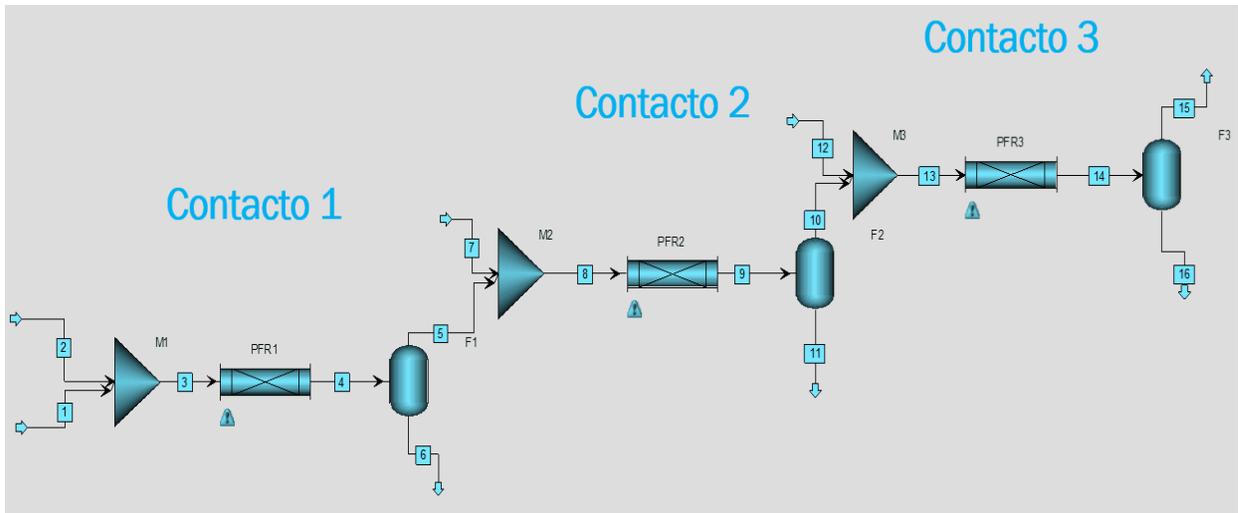


Figura 4.4 Diagrama de proceso del caso base en estado estacionario a múltiple contacto.

Antes de analizar las pruebas realizadas con este modelo, se estudiará el efecto de la presión, temperatura y presencia de metano en el yacimiento, sobre la envolvente de fases en el diagrama ternario.

En el ámbito de la explotación de yacimientos el proceso miscible a múltiple contacto se representa con el diagrama ternario teniendo una única envolvente de fases para todos los contactos necesarios para alcanzar miscibilidad^{4,7}, lo cual es impreciso, debido a que, al inyectar un fluido en el yacimiento, en este caso CO_2 , la presión y composición varían, en ciertos procesos también la temperatura. Con la variación de cada una de estas propiedades, la envolvente se modifica, lo que implica que en cada contacto se produce una envolvente distinta.

El efecto de la presión se observa en la figura 4.5, al aumentar la presión, la envolvente de fases se reduce.

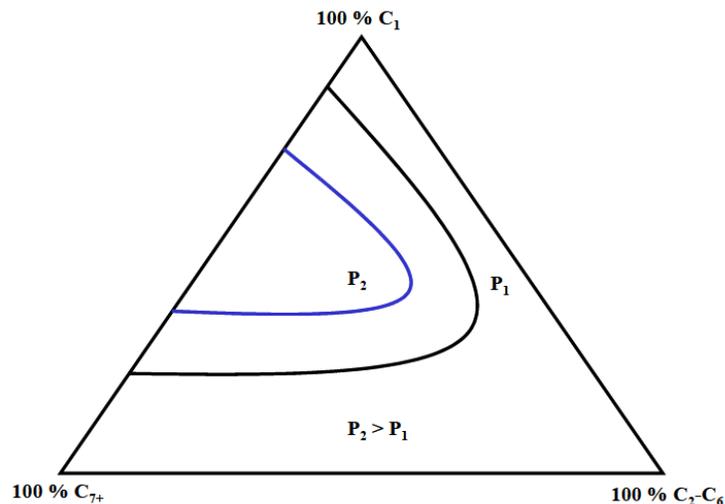


Figura 4.5 Efecto de la presión sobre la envolvente de fases.^{4,7}

La presencia de metano entre los componentes del yacimiento provoca la variación en la envolvente de fases, a mayor presencia de metano la envolvente aumenta de tamaño.^{4,7}

Estudiando el efecto de estas propiedades sobre la envolvente de fases, se analizarán los resultados de las pruebas que se realizaron a temperatura y presión cercana al punto crítico del CO₂ (88°F y 1,071psia). Estas condiciones son recomendadas para desplazamiento miscible.

4.2 MODELO DE SIMULACIÓN EN ESTADO DINÁMICO

Los procesos presentan cambios a lo largo del tiempo, es por esta razón que es necesario realizar el estudio de las propiedades y características del mismo a lo largo del tiempo. Esta información no la proporciona el modelo de simulación en estado estacionario, por lo que se diseñó un modelo de simulación en estado dinámico en el simulador Aspen Dynamics ®.

Con Aspen Dynamics ® (AD) los procesos simulados en Aspen Plus ® (AP) se pueden llevar al siguiente nivel, debido a que los procesos simulados en AP son en estado estacionario y al exportarlos a AD se pueden simular a lo largo del tiempo, es decir, se puede obtener los datos de propiedades y flujos a lo largo del tiempo.

En el modelo en estado dinámico a diferencia del estacionario, se utiliza un único PFR, debido a que el modelo simula el proceso a lo largo del tiempo, no es necesario colocar varios contactos, se puede apreciar en los resultados el momento en que alcanza miscibilidad, no alcanza miscibilidad o sucede alguna variación de propiedades.

4.2.1 CASO BASE DEL MODELO EN ESTADO DINÁMICO

El caso base para este modelo de simulación en estado dinámico se diseñó con el fin de probar que se puedan generar resultados para este proceso en estado dinámico con el simulador AD, es decir, la extracción del petróleo por medio del mecanismo de inyección de CO₂.

Como se mencionó anteriormente, el modelo en estado dinámico parte del modelo en estado estacionario, por lo que para el caso base en estado dinámico se utilizan los datos del caso base en estado estacionario mostrados en la tabla 4.1. El diagrama del caso base en estado dinámico se muestra en la figura 4.6.

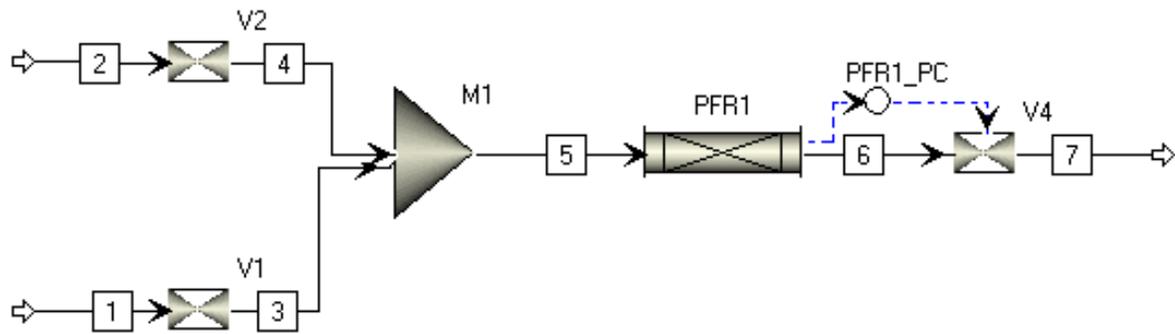


Figura 4.6 Diagrama de proceso del caso base en estado dinámico.

En el diagrama se puede apreciar un lazo de control con el que se registran los datos de la variación de presión a lo largo del proceso, esta variación aporta información sobre la trayectoria dinámica del proceso.

4.2.2 SELECCIÓN DE CORRELACIÓN DE CÁLCULO DE VOLUMEN MOLAR Y PROPIEDADES

Los resultados obtenidos para el caso base dinámico revelan la necesidad de hacer a la mezcla de hidrocarburos más pesada, debido a que los valores °API están fuera de rango de los registros petroleros. Esto se logra agregando un componente más pesado, el cual es 1,1,2 – Trifeniletano ($C_{20}H_{18}$), la densidad de la mezcla alcanza valores razonables para realizar pruebas que se acerquen a la realidad de un petróleo presente en un yacimiento.

La finalidad de realizar estas pruebas al modelo es poder obtener datos que describan el comportamiento del sistema roca-fluidos para el mecanismo de recuperación mejorada por inyección de CO_2 lo más cercano a la realidad. Por esto, se modificaron algunas propiedades tanto del yacimiento (profundidad, temperatura y presión) como la composición del fluido, alcanzando las propiedades de un yacimiento propicio para aplicar el mecanismo de inyección de CO_2 , utilizando como base los datos reportados en la literatura que proporcionan indicadores para la aplicación de los mecanismos de recuperación mejorada que se adecuen de mejor manera dependiendo de las propiedades del yacimiento.

Los valores de gravedad API en un yacimiento en el que el mecanismo de inyección de CO_2 tiene mejor resultado se encuentran en el rango de 28 – 40°API, es decir, un petróleo mediano o ligero, en cuanto a la viscosidad, el rango de valores μ mayor a 0 hasta los 2cP.^{4.9, 4.10} Teniendo estos dos rangos de valores, se modifica la composición de la mezcla de fluidos en el modelo de simulación. Como se mencionó

anteriormente, se agregó $C_{20}H_{18}$, con el que se logra entrar en los rangos mencionados, la composición seleccionada se muestra en la tabla 4.2, tomando como base el trabajo de Galicia.^{4.11}

Componentes	Fracción mol
CH₄	0.1
C₃H₈	0.13
C₁₀H₂₂	0.25
C₁₆H₃₄	0.15
C₂₀H₁₈	0.37
	1

Tabla 4.2 Composición del fluido para pruebas de correlaciones de cálculo de volumen molar.

Al agregar un nuevo componente se debe seleccionar una nueva correlación para calcular el volumen molar y con esto obtener propiedades como densidad, viscosidad y gravedad API. Se realizaron pruebas con siete diferentes correlaciones a cuatro diferentes temperaturas, comparando los datos obtenidos para las propiedades mencionadas y de esta forma, observar la correlación que mejor reproduzca los datos. La prueba se realizó a presión constante de 1 bar y flujo de 1 kmol/h de la mezcla de hidrocarburos. Las pruebas fueron realizadas a las siguientes temperaturas:

- 15.5°C, los resultados se muestran en la tabla 4.3.
- 30°C, los resultados se muestran en la tabla 4.4.
- 59°C, esta es la temperatura promedio de los yacimientos en los que la inyección de CO_2 tiene mejores resultados.^{4.9} Los resultados se muestran en la tabla 4.5.
- 93°C, los resultados se muestran en la tabla 4.6.

Temperatura 15.5°C							
	Volumen molar líquido	Densidad mez (g/mL)	Densidad liq (g/mL)	Densidad vap (g/mL)	°API liq	Viscosidad liq (cP)	Viscosidad vap (cP)
1	Rackett VLMX01	0.03820627898	0.91906263035	0.00124354783	20.03844892073	6.15930660668	0.00974540529
2	Rackett-Helgenso_ENRTL VLMXNRHG	0.03820627871	0.91906263988	0.00124354788	20.03844867167	6.15930779414	0.00974540529
3	Rackett-Helgenso_PITZER VLMXPTHG	No funciona, es para comportamiento de iones disueltos en agua.					
4	Rackett-API VLMX20	0.03820627871	0.91906263988	0.00124354788	20.03844867167	6.15930779414	0.00974540529
5	Rackett-API6A3.5 VLMX24	0.03820627871	0.91906263988	0.00124354788	20.03844867167	6.15930779414	0.00974540529
6	Rackett modificado VLMX49	0.03820627871	0.91906263972	0.00124354788	20.03844867167	6.15930779414	0.00974540529
7	API VLMX92	0.03820627871	0.91906263988	0.00124354788	20.03844867167	6.15930779414	0.00974540529

Tabla 4.3 Prueba de correlaciones de volumen molar a 15.5°C.

La correlación 3 se utiliza para iones disueltos en agua, la 1 y 6 tienen variación en sus resultados, por lo que estas tres correlaciones se descartan para la siguiente prueba.

Temperatura 30°C								
	Volumen molar líquido		Densidad mez (g/mL)	Densidad liq (g/mL)	Densidad vap (g/mL)	°API liq	Viscosidad liq (cP)	Viscosidad vap (cP)
2	Rackett-Helgenso_ENRTL	VLMXNRHG	0.03441720600	0.91266229840	0.00121867397	19.66324851049	5.02800799964	0.01012726279
4	Rackett-API	VLMX20	0.03441720600	0.91266229840	0.00121867397	19.66324851049	5.02800799964	0.01012726279
5	Rackett-API6A3.5	VLMX24	0.03441720600	0.91266229840	0.00121867397	19.66324851049	5.02800799964	0.01012726279
7	API	VLMX92	0.03441720600	0.91266229840	0.00121867397	19.66324851049	5.02800799964	0.01012726279

Tabla 4.4 Prueba de correlaciones de volumen molar a 30°C.

Debido a que los resultados de las cuatro correlaciones son prácticamente iguales, se realizó la siguiente prueba con las mismas cuatro correlaciones.

Temperatura 59°C								
	Volumen molar líquido		Densidad mez (g/mL)	Densidad liq (g/mL)	Densidad vap (g/mL)	°API liq	Viscosidad liq (cP)	Viscosidad vap (cP)
2	Rackett-Helgenso_ENRTL	VLMXNRHG	0.02936732083	0.89660527296	0.00116123277	19.17350970610	2.97145879425	0.01097750225
4	Rackett-API	VLMX20	0.02936732083	0.89660527296	0.00116123277	19.17350970610	2.97145879425	0.01097750225
5	Rackett-API6A3.5	VLMX24	0.02936732083	0.89660527296	0.00116123277	19.17350970610	2.97145879425	0.01097750225
7	API	VLMX92	0.02936732083	0.89660527296	0.00116123277	19.17350970610	2.97145879425	0.01097750225

Tabla 4.5 Prueba de correlaciones de volumen molar a 59°C.

Los resultados siguen siendo prácticamente iguales, por lo que se realizó la siguiente prueba con las cuatro correlaciones.

Temperatura 93°C								
	Volumen molar líquido		Densidad mez (g/mL)	Densidad liq (g/mL)	Densidad vap (g/mL)	°API liq	Viscosidad liq (cP)	Viscosidad vap (cP)
2	Rackett-Helgenso_ENRTL	VLMXNRHG	0.02519991875	0.87503571752	0.00114505977	18.72892920797	1.74450304359	0.01204354213
4	Rackett-API	VLMX20	0.02519991875	0.87503571752	0.00114505977	18.72892920797	1.74450304359	0.01204354213
5	Rackett-API6A3.5	VLMX24	0.02519991875	0.87503571752	0.00114505977	18.72892920797	1.74450304359	0.01204354213
7	API	VLMX92	0.02519991875	0.87503571752	0.00114505977	18.72892920797	1.74450304359	0.01204354213

Tabla 4.6 Prueba de correlaciones de volumen molar a 93°C.

Se obtienen resultados prácticamente iguales con las cuatro correlaciones a diferentes temperaturas, se seleccionó la 4 “Rackett-API” debido a que este método tiene dos aplicaciones, API para los pseudocomponentes y Rackett para componentes reales.^{4.12} Para esta prueba sólo se utilizan componentes reales, pero para pruebas futuras o con composición de otros yacimientos se puede utilizar pseudocomponentes.

La presión del yacimiento es función de la profundidad a la que se encuentre este, se utilizará 2,500ft debido a que es una de las profundidades a las que el mecanismo de inyección de CO₂ tiene mejores resultados.^{4.13} Para calcular la presión se utiliza la relación del glosario de Schlumberger 0.433 psia/ft, tomando en cuenta esta relación y la profundidad, la presión para este modelo es 1,082 psia – 74 bar.

El flujo de CO₂ a inyectar va de 1 a 1.5 volúmenes porosos, por lo que depende de cada yacimiento y su porosidad, la cantidad de CO₂ que se requiera para dicho mecanismo.^{4.15}

En la tabla 4.7 se muestran las propiedades y condiciones a las que se realizó la segunda prueba para el modelo dinámico.

Propiedades de yacimiento y fluidos	
P (bar) =	74
T (°C) =	60
DATOS DE REACTOR	
BV	0.2
SF	0.45
DP (m)	0.01
ρ_P (g/cm ³)	2.65
FHC (mol/h)	20
F _{CO₂} (mol/h)	1
F _{Total} (mol/h)	21
Composición	
HC	Fracción mol
CH ₄	0.13
C ₃ H ₈	0.2
C ₁₀ H ₂₂	0.2
C ₁₆ H ₃₄	0.15
C ₂₀ H ₁₈	0.32
	1

Tabla 4.7 Propiedades para la segunda prueba del modelo dinámico.

Las propiedades resultantes para la mezcla de hidrocarburos con las modificaciones anteriores son las que se muestran en la tabla 4.8.

Propiedades de mezcla de hidrocarburos							
Fracción liq	Fracción vap	Densidad mez (g/mL)	Densidad liq (g/mL)	Densidad vap (g/mL)	°API liq	Viscosidad liq (cP)	Viscosidad vap (cP)
1	0	0.79	0.79	---	30.38	1.57	---

Tabla 4.8. Propiedades de la mezcla de hidrocarburos para modelo dinámico.

El fluido tiene 30.4 °API, se encuentra en el rango establecido, la viscosidad es menor a 2cP, dentro del rango, por lo que este fluido es indicado para simular el mecanismo de inyección de CO₂.

4.2.3 PROCESO A LO LARGO DEL TIEMPO

Los procesos ocurren a lo largo del tiempo, por lo que, para poder simular de manera adecuada se requiere que el modelo de simulación pueda aportar datos de

propiedades a diferentes tiempos. La figura 4.8 muestra el diagrama de proceso para el modelo de simulación dinámico con tres sensores con los que se obtienen los resultados de la variación en los flujos en el transcurso del tiempo.

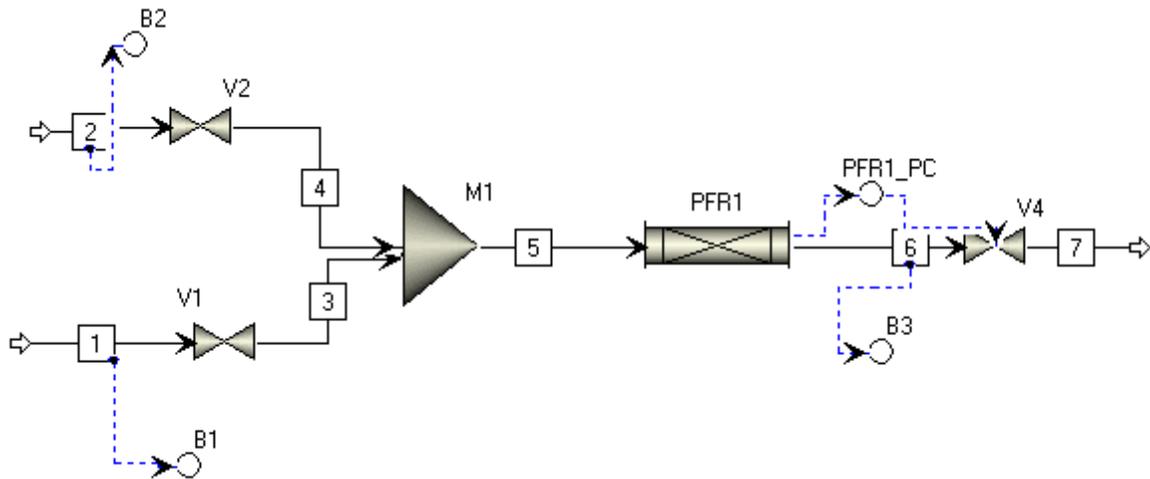
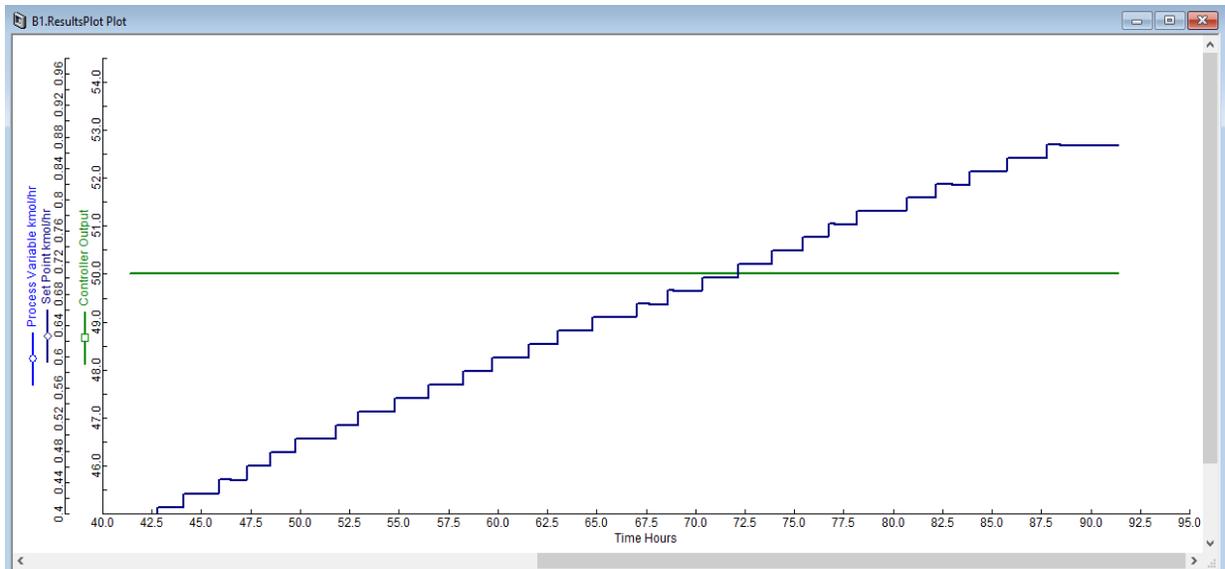


Figura 4.7 Diagrama de proceso en estado dinámico tercer prueba.

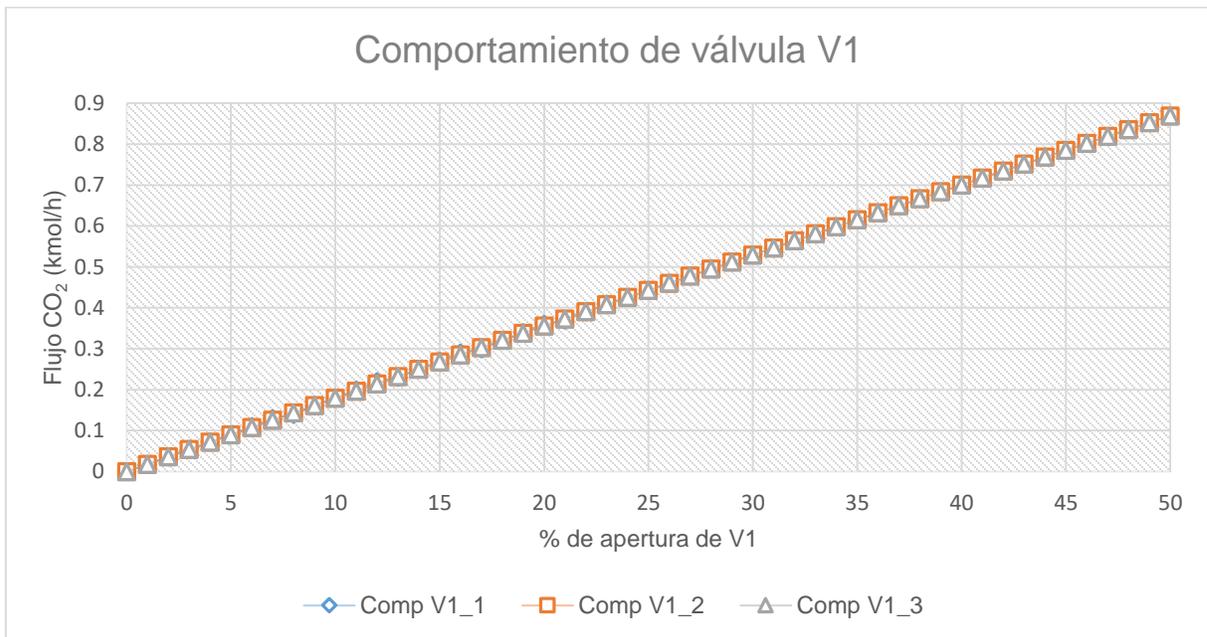
La tercera prueba para el modelo dinámico consiste en tener fluyendo por el sistema la mezcla de hidrocarburos, la cual entra por la válvula V2, la válvula V1 está cerrada por lo que no hay entrada de CO₂. En un momento determinado se abre V1 dejando pasar CO₂ y de esta forma se puede observar el comportamiento del sistema al inyectar CO₂.

Antes de analizar el comportamiento del sistema, lo cual se verá en el capítulo 5, se analiza el comportamiento de V1, se abre con incrementos de 1% a la vez, para observar el aumento del flujo, en este caso de CO₂, al manipular dicha válvula. En la gráfica 4.8 se observa el aumento de flujo al variar 1% en la apertura de V1 a lo largo del tiempo, esta gráfica la proporciona el modelo de simulación directamente.



Gráfica 4.8 Comportamiento de V1 al abrirla.

Para probar el comportamiento de V1 y poder predecir el flujo de CO₂ en determinado porcentaje de apertura se realizaron 3 corridas abriendo V1 incrementando 1% la apertura, esto para corroborar que siempre se obtenga el mismo flujo para determinado porcentaje de apertura. En la gráfica 4.9 se muestran las tres corridas y con esta misma gráfica se puede saber cuál es el flujo de CO₂ que entra a cierta apertura.

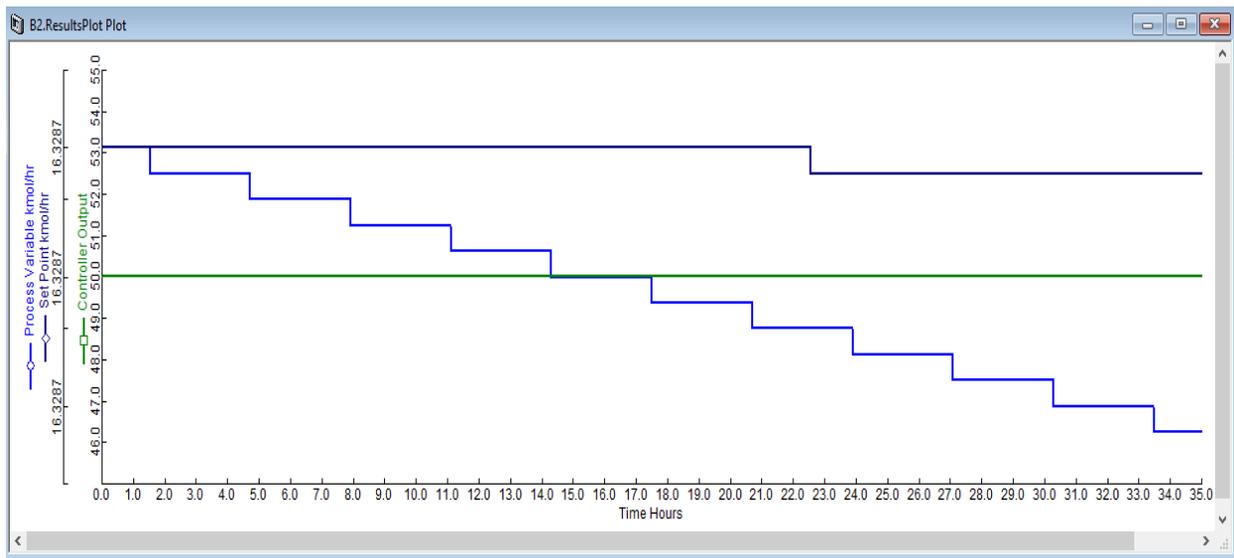


Gráfica 4.9 Comportamiento de V1 al abrirla y flujo por porcentaje de apertura.

El siguiente paso de la prueba 3 es cerrar poco a poco la válvula V2, por esta válvula entra la mezcla de hidrocarburo. Durante el proceso de extracción de petróleo existe

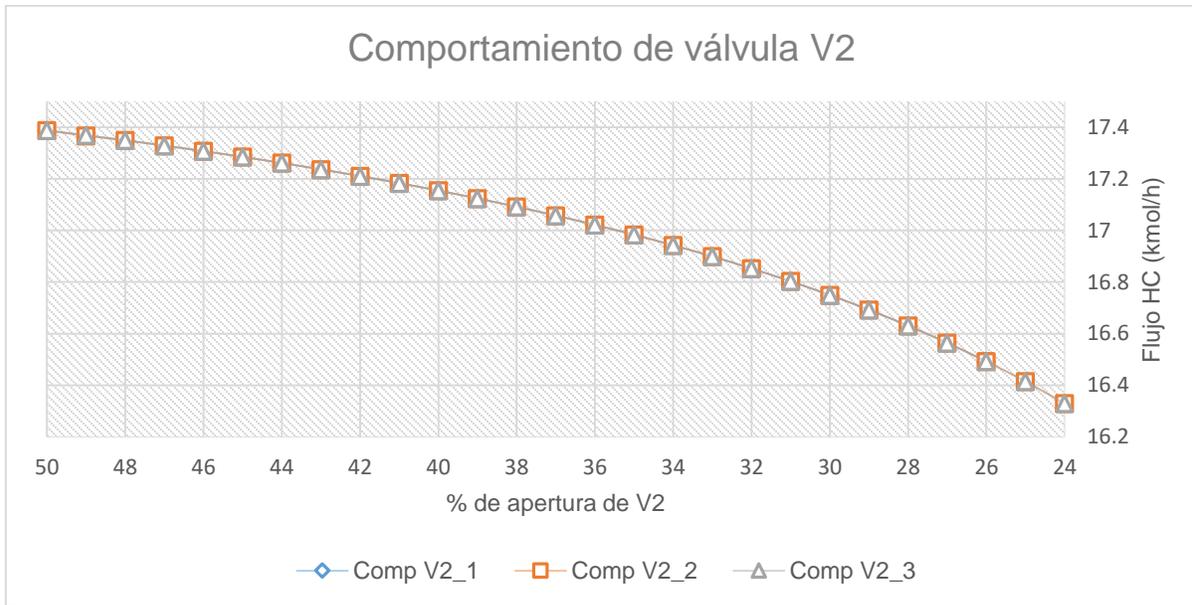
una parte de este petróleo que no logra salir, lo cual se conoce como petróleo remanente, con esta parte de la prueba 3, se busca observar el comportamiento del sistema cuando el hidrocarburo se está terminando, es decir, el proceso de extracción está siendo exitoso y por consecuencia existe cada vez menos hidrocarburo dentro del sistema, aunque no llegará a cero el flujo de hidrocarburo.

De igual forma, analizar el comportamiento de la válvula V2 es de suma importancia para conocer el flujo, en este caso de hidrocarburos, que se tiene en determinada apertura de V2. La gráfica 4.10 la proporciona directamente el modelo de simulación dinámico y muestra el comportamiento de V2 a lo largo del tiempo.



Gráfica 4.10 Comportamiento de V2 al cerrarla.

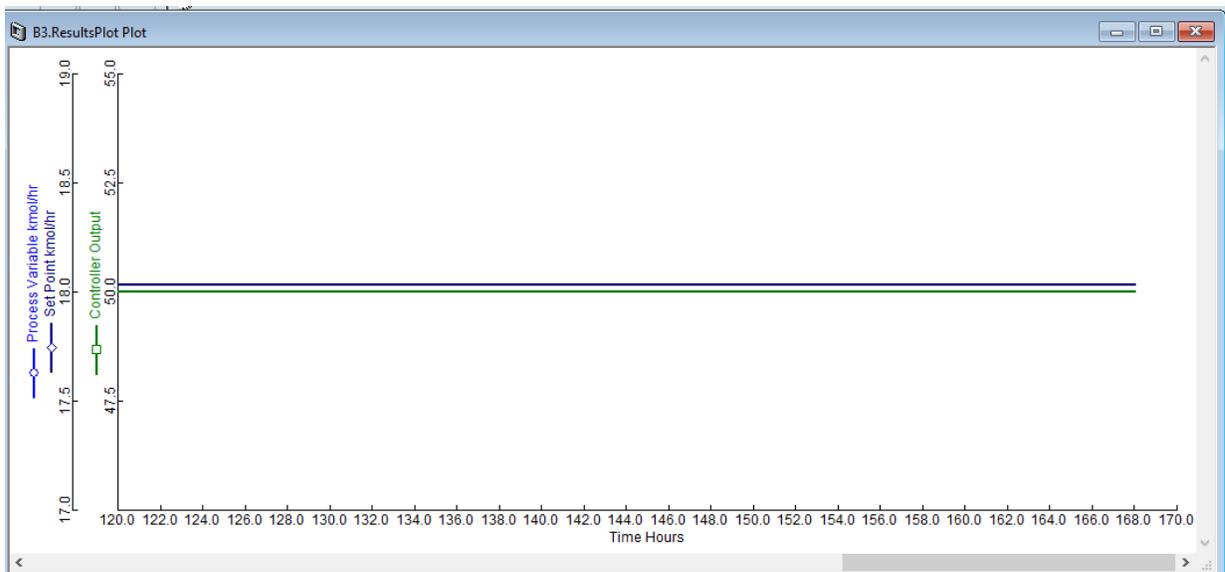
Al igual que con V1, se realizaron 3 corridas para cerrar de forma escalonada de 1% de V2 con el fin de tener una gráfica con la que se pueda conocer el flujo a determinado porcentaje de apertura, esto se muestra en la gráfica 4.11. Para V2 lo más que se puede cerrar es a 24% o 16.4 kmol/h de hidrocarburo para este sistema.



Gráfica 4.11 Comportamiento de V2 al cerrarla y flujo por porcentaje de apertura.

Los resultados y comportamiento de los fluidos y el sistema se analizarán en el capítulo 5, con esto se tendrá mayor información sobre el modelo y su capacidad para simular este proceso.

La tercera parte de la prueba 3 consiste en dejar inundar de CO₂ la matriz del yacimiento, en el caso del modelo, el PFR. Para esto se abre la válvula V1 al 50% y la válvula V2 al 24%, se deja correr por 7 días o 168 horas, después de esto se analiza las posibles modificaciones en el sistema, esto se observa en la gráfica 4.12.



Gráfica 4.12 Flujo a la salida del sistema para prueba 3.

En la gráfica 4.12 se observa que, después de 7 días, los flujos a la salida del sistema son constantes, esta gráfica la proporciona directamente el modelo de simulación e indica el momento en que ya no se presentan variaciones en el sistema.

4.2.4 SIMULACIÓN CON PRESENCIA DE AGUA

En un yacimiento petrolero se encuentra presente, además del petróleo y gas, agua, la cual afecta en el comportamiento del yacimiento y por ende en el mecanismo de extracción. Debido a esto, se agrega una corriente de agua al modelo de simulación dinámica. En la figura 4.9 se muestra el diagrama de proceso del modelo de simulación dinámica con la corriente de agua incluida, corriente 8.

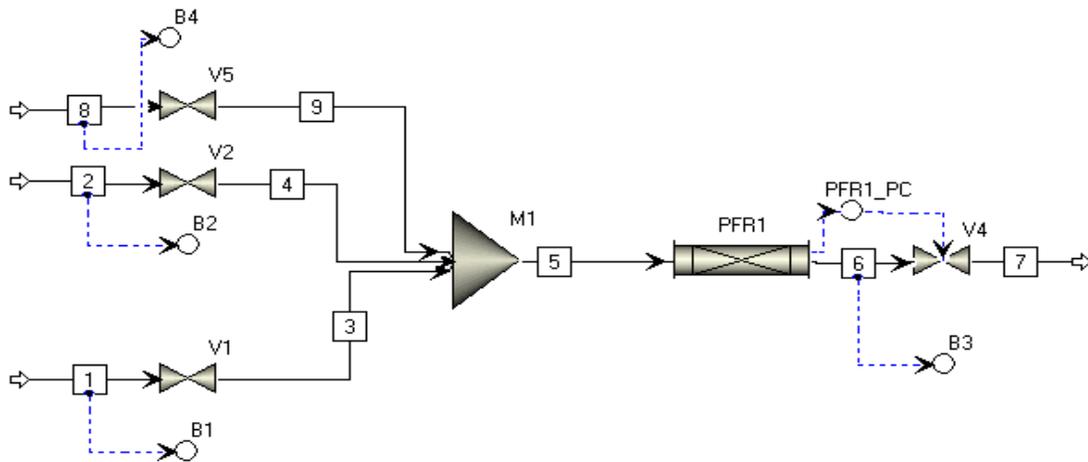
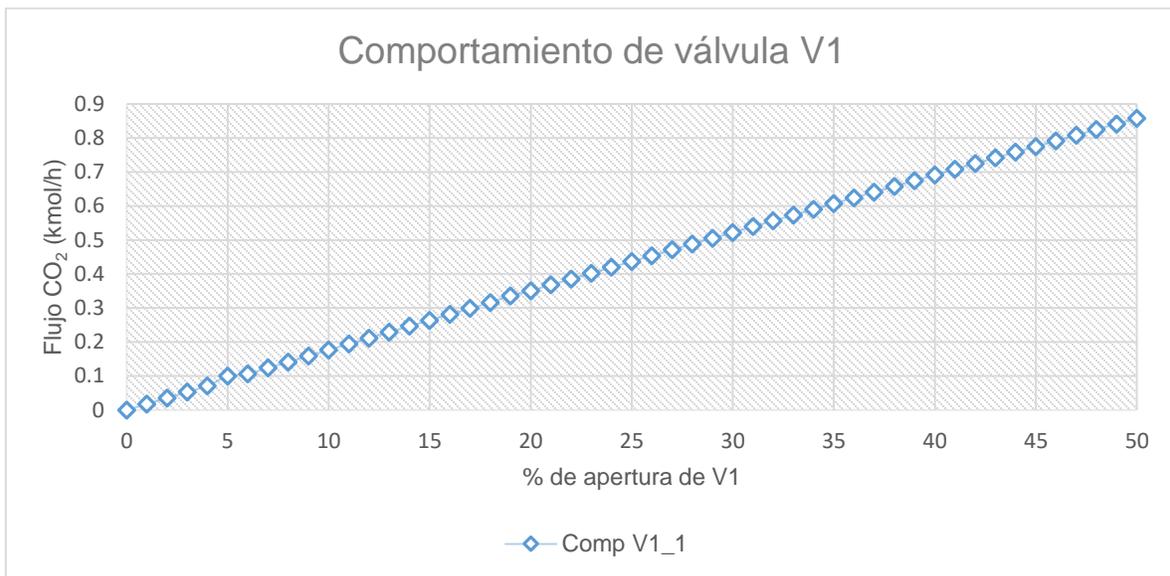
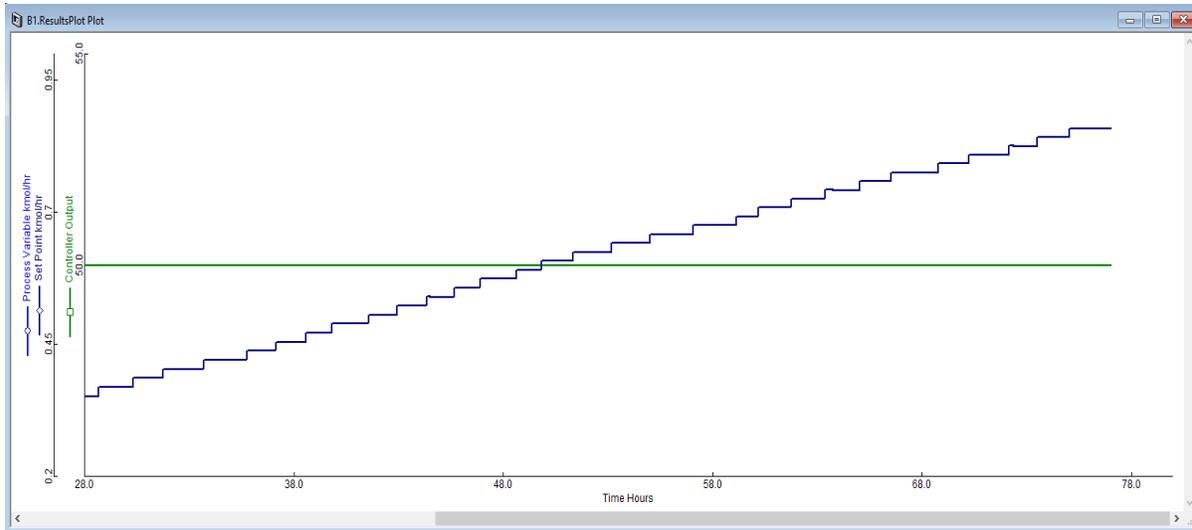


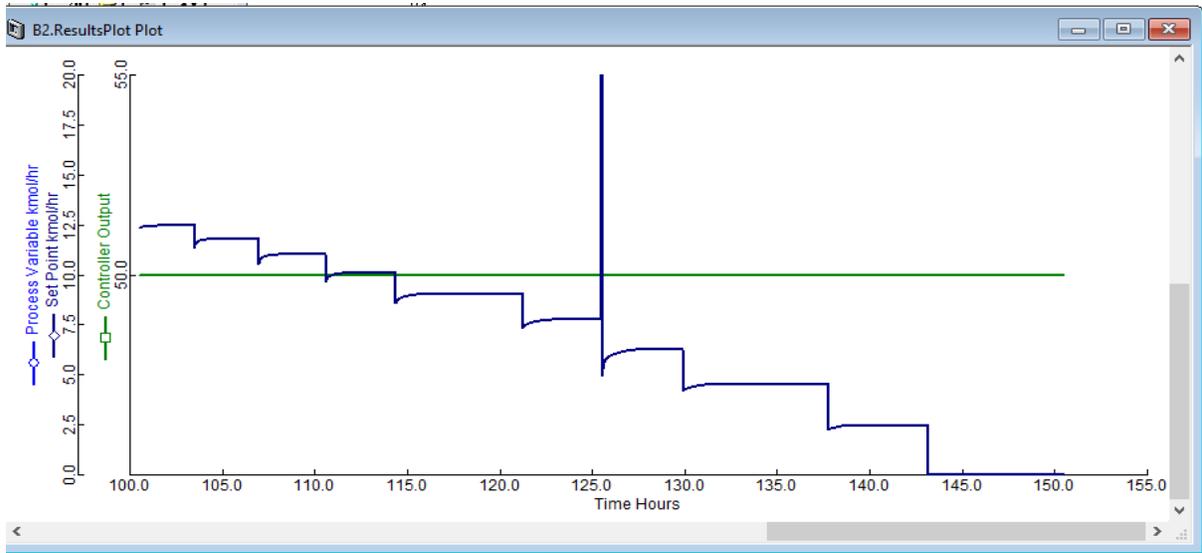
Figura 4.8 Diagrama de proceso del modelo de simulación dinámica con agua.

La primera parte de la prueba 4 del modelo de simulación en estado estacionario consiste en agregar agua al sistema para tener dentro del PFR las condiciones más parecidas a la realidad y obtener datos sobre el comportamiento de los fluidos y la variación de las propiedades en el sistema con la presencia de agua.

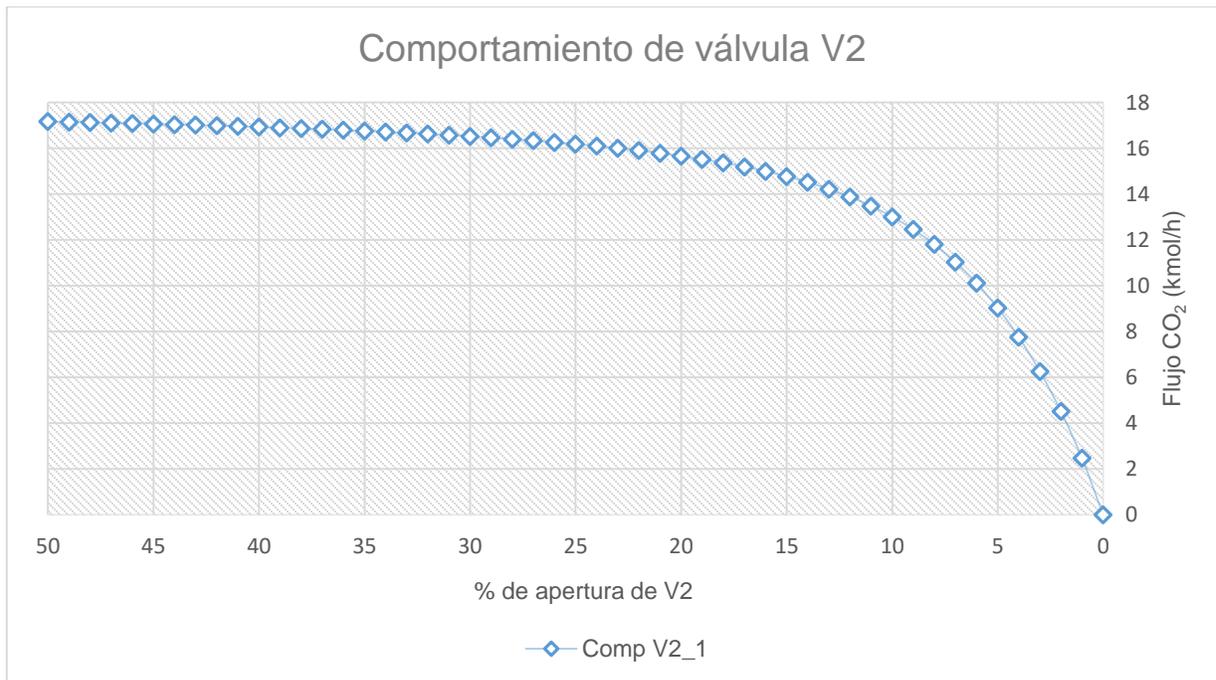
La segunda parte de la prueba 4 consiste en tener la mezcla de hidrocarburos junto con agua dentro del PFR y empezar a abrir la válvula V1, por donde entra CO₂, de forma sistemática de 1% hasta poder observar su comportamiento, la gráfica 4.13 la proporciona el modelo de simulación directamente con la que se puede observar el comportamiento de V1 a lo largo del tiempo y con la gráfica 4.14 se puede obtener el flujo que pasa por V1 a cierto porcentaje de apertura.



Al igual que en la prueba 3, se va a cerrar escalonadamente de 1% la válvula V2, paso de mezcla de hidrocarburos, para observar el flujo mínimo de la mezcla de hidrocarburos con las que el sistema con agua puede trabajar. El modelo de simulación dinámico aporta directamente la gráfica 4.15, en la cual se puede observar el comportamiento de la válvula V2 a lo largo del tiempo y en la gráfica 4.16 en la que se puede obtener el flujo, en este caso de mezcla de hidrocarburos, dependiendo del porcentaje de apertura de la válvula V2.



Gráfica 4.15 Comportamiento de V2 al cerrarla en un sistema con agua.



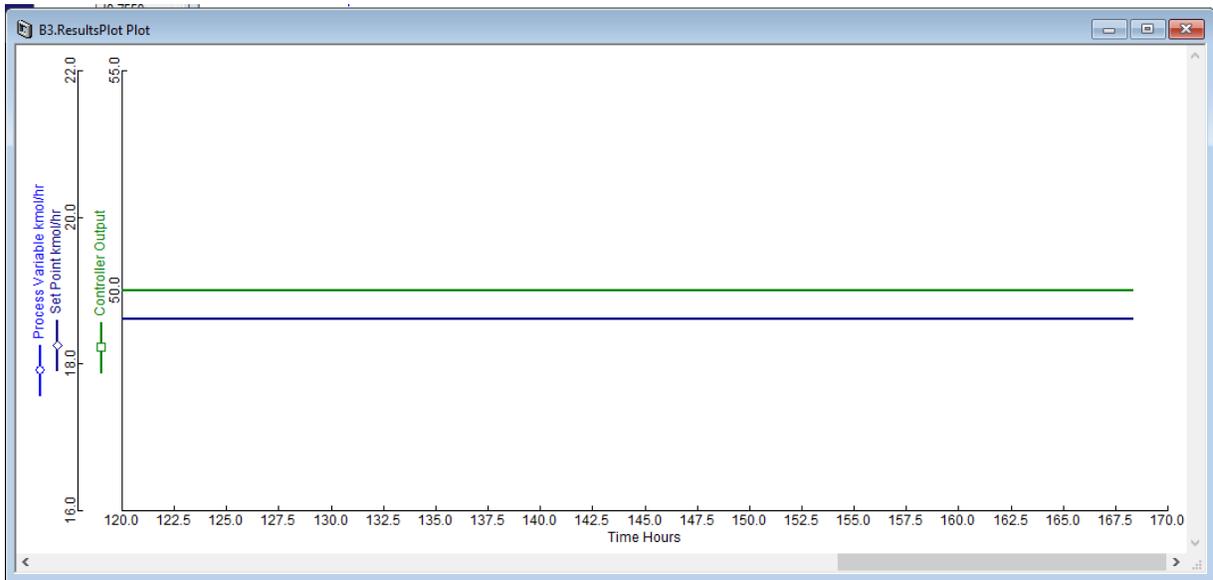
Gráfica 4.16 Comportamiento de V2 al cerrarla, flujo por porcentaje de apertura en un sistema con agua.

En la válvula V2 en un sistema con agua, el flujo mínimo de mezcla de hidrocarburo se presenta en el 24% de apertura, por lo que para la siguiente prueba se establece la apertura de la válvula V2 al 25%.

Los resultados de flujos y variación de propiedades al cerrar paulatinamente la válvula V2 se analizarán en el capítulo 5.

La tercera parte de la prueba 4 para el modelo de simulación dinámica consiste en inundar de CO₂ la matriz del yacimiento, es decir, el PFR. Este proceso se realiza durante 168 horas o 7 días para ver la variación de los flujos y propiedades en el sistema, recordando que este sistema tiene presencia de agua.

La gráfica 4.17 se obtiene directamente del modelo de simulación dinámico y muestra que después de 168 horas los flujos se mantienen sin variaciones.



Gráfica 4.17 Flujos a la salida del sistema para prueba 4 en un sistema con agua.

Los resultados de la prueba con respecto a la variación de los flujos y las propiedades se analizarán en el capítulo 5.

El objetivo del desarrollo de estos dos modelos es simular las condiciones de un yacimiento y el efecto de la inyección de CO₂ en el comportamiento de los fluidos y en las propiedades del sistema, el desarrollo de pruebas es necesario para corroborar su eficacia, las cualidades y los alcances de ambos modelos. Los resultados de las pruebas planteadas se reportan y analizan en el capítulo 5.

BIBLIOGRAFÍA:

- 4.1 Guía de los fundamentos para la dirección de proyectos (Guía del PMBOK). (2013). Project Management Institute. Quinta edición. Estados Unidos de América.
- 4.2 Serna Ojeda, Hilda. (2014). Metodología de la administración de proyectos aplicados en la ingeniería civil. Tesis de Licenciatura. Universidad Veracruzana. Veracruz, México.
- 4.3 Instituto Mexicano del Petróleo. (2015). Geología y geofísica petrolera para ingenieros. Dirección de desarrollo de talento – IMP.
- 4.4 Vázquez Castro, Gabriel. (2018). Clase de geofísica, Rocas almacenadoras. Universidad Nacional autónoma de México. Ciudad de México, México. <http://usuarios.geofisica.unam.mx/gvazquez/geoquimpetrolFI/zonadesplegar/Clases/Clase%2012%20Rocas%20almacenadoras1.pdf>
- [4.5 Aspen Plus ®. Asistente de Aspen Plus versión 2010. Consultado de marzo 2019 - julio 2020.](#)
- [4.6 Aspen Plus ®. Ecuación de Ergun. Aspen Plus, versión 2010. Consultado de marzo 2019 – julio 2020](#)
- 4.7 Marín González, Enrique. (2002). Metodología para estimar presión mínima de miscibilidad mediante una ecuación de estado. Tesis de Licenciatura. Universidad Metropolitana. Caracas, Venezuela.
- 4.8 Barrientos Jorge. Comportamiento cualitativo de fases. Maracaibo, Venezuela. Consultado de 08 de julio de 2020 en: <https://www.carec.com.pe/biblioteca/biblio/6/45/6.%20Cap3.%20Comportamiento%20Cualitativo%20de%20Fases.pdf>
- 4.9 Adasani Ahmad Al, Bai Baojun. (2011). Analysis of EOR projects and updated screening criteria. Journal of Petroleum Science and Engineering. Elsevier B.V.
- 4.10 Taber JJ, Martin FD, Seringht RS. (1997). EOR Screening criteria revisited – Part 2: Applications and impact of oil prices. SPE Reservoir Engineering.
- 4.11 Galicia Narciso Cristina. (2017). Estudio de los modelos termodinámicos para el cálculo de equilibrio multifásico en aceites pesado y extrapesado. Tesis de maestría. Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Química. Ciudad de México, México.
- 4.12 Al-Malah Kamal IM. (2017). Aspen Plus ® Chemical engineering applications. Wiley.

4.13 Taber JJ, Martin FD, Seringht RS. (1997). EOR Screening criteria revisited – Part 1: Introduction to screening criteria and enhanced recovery field projects. SPE Reservoir Engineering.

4.14 Schlumberger Oilfield Glossary. Consulta 10 jun 2020.

<https://www.glossary.oilfield.slb.com/es.aspx>

4.15 Cruz Alfonso Juan Jesús, Santiago Reyes Humberto Iván. (2012). Inyección de CO₂ en el área de Coapechaca. Tesis de Licenciatura. Universidad Nacional Autónoma de México. Ciudad de México, México.

CAPÍTULO 5

RESULTADOS DE LAS PRUEBAS PARA CADA MODELO

El estudio del comportamiento de las propiedades anteriormente mencionadas, es la base para el desarrollo del caso base del modelo de simulación en estado estacionario. Una vez que se determina el caso base, se deben realizar pruebas para verificar el modelo. Para el modelo de simulación en estado estacionario se realizaron tres pruebas, las cuales son:

1. Prueba 1, se realizaron simulaciones con 7 diferentes mezclas de hidrocarburos a presión y temperatura cercana al punto crítico del CO₂, debido a que es el que se recomienda para el desplazamiento miscible. El gas de inyección es 100% CO₂. Esta prueba se considera exitosa si, se alcanza la estabilidad en la simulación y se puede apreciar el comportamiento de los fluidos.
2. Prueba 2, se utilizaron los datos y resultados de composición de mezcla de hidrocarburos y gas de inyección reportados en la tabla I del trabajo de Holm & Josendal ^{5.1}. Esta prueba se reporta como exitosa, si el modelo puede predecir miscibilidad del gas inyectado y el número de contactos necesarios.
3. Prueba 3, se emplearon los datos de composición y propiedades del petróleo y gas de inyección reportados en la tabla R1 del trabajo de Holm & Josendal^{5.1}. Esta prueba se admite como exitosa cuando los resultados de composición obtenidos con el modelo de simulación tienen una desviación menor al 10% con relación a los datos reportados en la referencia utilizada.

Como se mencionó antes, los procesos que son de interés en este trabajo se desarrollan a lo largo del tiempo, por lo que se generó el modelo de simulación en estado dinámico en AD, para este modelo se realizaron cuatro pruebas para verificar su confiabilidad. Las pruebas realizadas son las siguientes:

1. Prueba 1, se utiliza el caso base del modelo de simulación en estado dinámico con intención de obtener los flujos y propiedades del sistema y de los fluidos, siendo estas, temperatura, presión, densidad, viscosidad y gravedad API. Esta prueba se considera exitosa, si se obtiene el comportamiento de la presión a lo largo del tiempo y datos de las propiedades antes mencionadas a lo largo del PFR.
2. Prueba 2, se ajustaron las propiedades del sistema a las recomendadas para proyectos de inyección de CO₂ con el fin de acercarlas a la realidad. La prueba es exitosa, cuando el modelo proporciona el comportamiento de la presión a lo largo del tiempo y resultados de las propiedades mencionadas. Es importante subrayar que en esta prueba se calificó que los resultados fueron consistentes con la física del yacimiento y esto es una condición necesaria para las siguientes dos pruebas. Las propiedades y características

recomendadas para proyectos de inyección de CO₂ se estudian en el subcapítulo 4.2.2.

3. Prueba 3, el proceso de inyección de CO₂ modifica las propiedades del yacimiento dependiendo de la cantidad de materia que entre y del tiempo, por lo que, el objetivo de esta prueba es obtener datos que permitan analizar la variación de propiedades (densidad, viscosidad y gravedad API) a diferentes tiempos, la prueba será exitosa si se logra obtener las propiedades anteriores, esto es que el simulador alcance la convergencia sin problemas.
4. Prueba 4, los fluidos que se presentan en la mayoría de los yacimientos petroleros son petróleo, agua y vapor, en la prueba 4 se realizó la simulación en presencia de agua. La prueba se determina como exitosa, si el modelo de simulación en estado dinámico aporta datos del comportamiento de los fluidos y de la variación de las propiedades en el sistema.

Más adelante se explicará y analizará cada una de las pruebas y los resultados obtenidos.

5.1 RESULTADOS DE LAS PRUEBAS PARA EL MODELO DE SIMULACIÓN EN ESTADO ESTACIONARIO

El petróleo tiene una gran cantidad de compuestos, para la prueba 1 del modelo de simulación en estado estacionario se utilizan 3 compuestos del petróleo representantes de los ligeros y los pesados, así como metano para ver el efecto de la presencia del mismo.

Las propiedades a las que se realizó la siguiente prueba del modelo se muestran en la tabla 5.1.

Propiedades para simulación de la prueba 1	
Presión (bar; psia) =	69; 1,000
Temperatura (°C; °F) =	30; 86
Flujo de hidrocarburos x PFR (kmol/h)	1
Flujo de CO₂ x PFR (kmol/h)	1.5
L (m) =	0.5
D (m) =	0.1
V (m³) =	3.93E-3
ε =	0.3
Φ_s =	0.45
DP (m) =	0.01
ρ_P (g/cm³) =	2.65

Tabla 5.1 Propiedades del sistema para simulación de la prueba 1 a diferentes composiciones de metano.

Para la prueba 1 se realizaron simulaciones con 7 composiciones diferentes de la mezcla de metano, propano, decano y hexadecano, con inyección de CO₂. En la tabla 5.2 se encuentran las composiciones de cada mezcla.

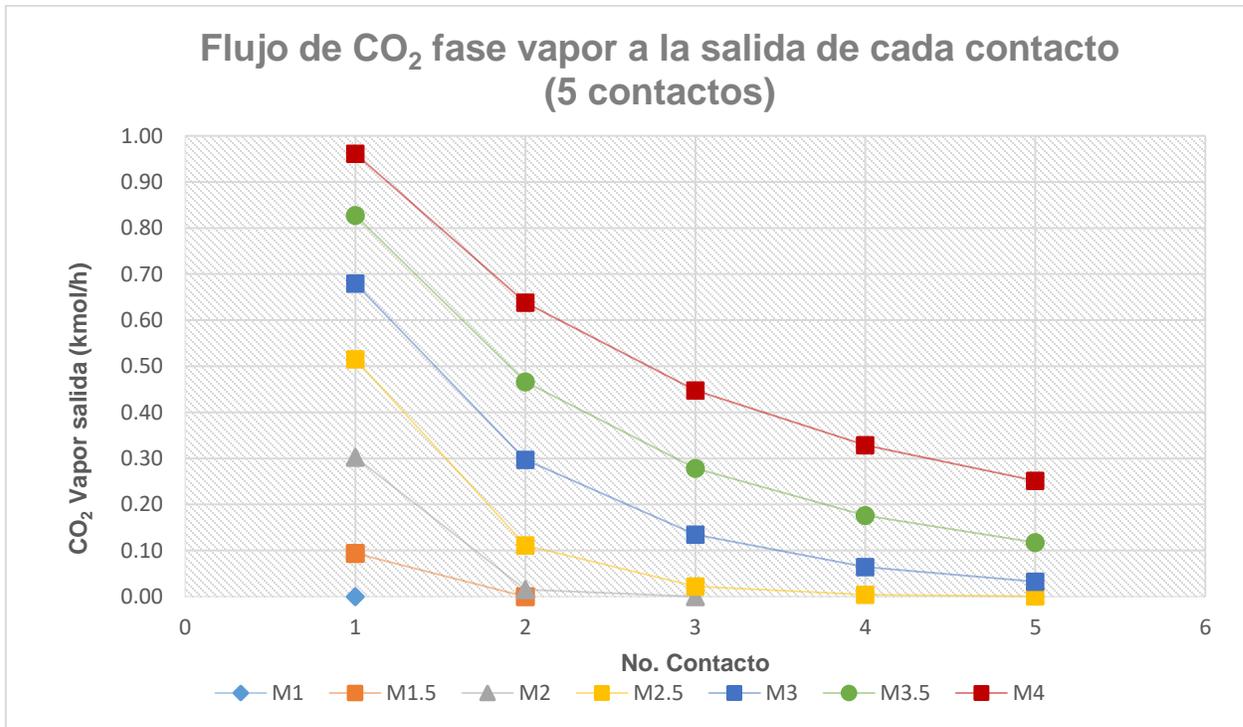
Composición de hidrocarburo							
	Mezcla 1	Mezcla 1.5	Mezcla 2	Mezcla 2.5	Mezcla 3	Mezcla 3.5	Mezcla 4
HC	Frac mol	Frac mol	Frac mol	Frac mol	Frac mol	Frac mol	Frac mol
CH₄	0.1	0.15	0.2	0.25	0.3	0.35	0.4
C₃H₈	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
C₁₀H₂₂	0.22	0.2	0.17	0.15	0.12	0.08	0.06
C₁₆H₃₄	0.28	0.25	0.23	0.2	0.18	0.17	0.14
	1	1	1	1	1	1	1

Tabla 5.2 Composición de mezclas para la prueba 1.

En esta prueba se inyectó el mismo flujo de CO₂ para las 7 mezclas (1.5kmol/h). Se analizó el flujo de CO₂ en fase vapor a la salida de cada contacto para saber el momento en que se alcanzaba miscibilidad del CO₂. Los flujos respectivos se encuentran en la tabla 5.3 y en la gráfica 5.1 y 5.2.

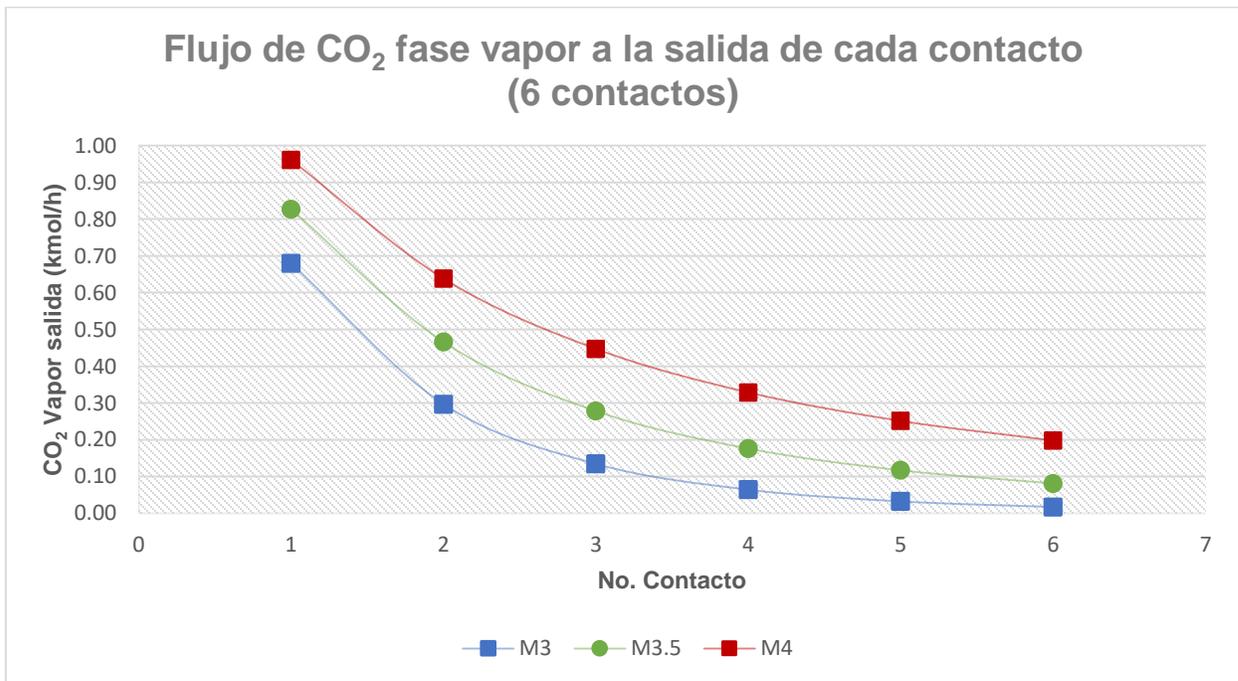
CO₂ fase vapor en la salida (kmol/h)							
No. Contacto	Mezcla 1	Mezcla 1.5	Mezcla 2	Mezcla 2.5	Mezcla 3	Mezcla 3.5	Mezcla 4
1	0.000	0.094	0.303	0.515	0.680	0.827	0.961
2	0.000	0.000	0.015	0.111	0.297	0.466	0.638
3	0.000	0.000	0.000	0.022	0.135	0.278	0.447
4	0.000	0.000	0.000	0.004	0.064	0.176	0.329
5	0.000	0.000	0.000	0.001	0.033	0.117	0.251
6					0.017	0.081	0.198

Tabla 5.3 Flujo de CO₂ en fase vapor a la salida de cada contacto para la prueba 1.



Gráfica 5.1 Flujo de CO₂ en fase vapor a la salida de cada contacto para la prueba 1 (5 contactos).

El CO₂ no alcanza la miscibilidad en las mezclas 3, 3.5 y 4 en cinco contactos, por lo que, se agregó un contacto más para estas tres mezclas.



Gráfica 5.2 Flujo de CO₂ en fase vapor a la salida de cada contacto para la prueba 1 (6 contactos).

Cada una de las mezclas tiene diferente composición de metano, siendo la M4 la que más metano posee con fracción mol de 0.4 molar y la M1 la de menor con fracción mol de 0.1 molar de metano. La influencia de la presencia de metano en los fluidos de yacimientos propicia que la envolvente de fases crezca a mayor cantidad de metano, como se puede apreciar en las gráficas 5.1 y 5.2, las mezclas que tienen mayor cantidad de metano, son las que requieren de mayor número de contactos para que el CO₂ alcance miscibilidad.

Se analizarán los flujos molares de la mezcla 3 y mezcla 3.5, M3 y M3.5 respectivamente, debido a que hasta el contacto 4-5 disminuye considerablemente la cantidad de CO₂ y se puede analizar el comportamiento de los otros compuestos del fluido. En las mezclas M1 a M2.5 el CO₂ alcanza miscibilidad en los primeros dos contactos, por lo que no se podría estudiar el comportamiento de cada componente, debido a que todos los compuestos estarían en la misma fase desde el segundo contacto y no se logra estudiar el comportamiento de los compuestos que están cambiando de fase a lo largo del proceso.

En la tabla 5.4 se registran los datos de flujo molar en fase vapor y líquida de cada contacto para la mezcla M3.

Componente	1				2				3			
	Entrada vap (kmol/h)	Entrada liq (kmol/h)	Salida vap (kmol/h)	Salida liq (kmol/h)	Entrada vap (kmol/h)	Entrada liq (kmol/h)	Salida vap (kmol/h)	Salida liq (kmol/h)	Entrada vap (kmol/h)	Entrada liq (kmol/h)	Salida vap (kmol/h)	Salida liq (kmol/h)
CH ₄	0.06585	0.23415	0.19029	0.10971	0.25614	0.23415	0.30711	0.18318	0.37296	0.23415	0.39295	0.21416
C ₃ H ₈	0.01379	0.38621	0.09389	0.30611	0.10768	0.38621	0.09913	0.39476	0.11292	0.38621	0.10008	0.39905
C ₁₀ H ₂₂	0.00002	0.11998	0.00038	0.11962	0.00039	0.11998	0.00019	0.12019	0.00021	0.11998	0.00014	0.12005
C ₁₆ H ₃₄	0.00000032	0.18000	0.00002	0.1799828	0.00001756	0.18000	0.00001	0.1800113	0.00000628	0.18000	0.00000	0.18000
CO ₂	1.50000	0.00000	0.67963	0.82037	0.67963	0.00000	0.29711	0.38252	0.29711	0.00000	0.13459	0.16252

4				5				6			
Entrada vap (kmol/h)	Entrada liq (kmol/h)	Salida vap (kmol/h)	Salida liq (kmol/h)	Entrada vap (kmol/h)	Entrada liq (kmol/h)	Salida vap (kmol/h)	Salida liq (kmol/h)	Entrada vap (kmol/h)	Entrada liq (kmol/h)	Salida vap (kmol/h)	Salida liq (kmol/h)
0.45880	0.23415	0.46708	0.22587	0.53293	0.23415	0.53661	0.23047	0.60246	0.23415	0.60422	0.23239
0.11387	0.38621	0.10670	0.39338	0.12048	0.38621	0.11694	0.38975	0.13073	0.38621	0.12898	0.38796
0.00016	0.11998	0.00014	0.12001	0.00015	0.11998	0.00014	0.11999	0.00016	0.11998	0.00015	0.11999
0.0000038842	0.18000	0.00000	0.18000	0.000003335	0.18000	0.00000	0.18000	0.000003311	0.18000	0.00000	0.17999983
0.13459	0.00000	0.06448	0.07011	0.06448	0.00000	0.03269	0.03179	0.03269	0.00000	0.01745	0.01524

Tabla 5.4 Flujo molar de los componentes en fase vapor y líquido a la entrada y salida de cada contacto de la mezcla M3.

El propano es el compuesto representante de los ligeros en esta prueba, en este proceso el propano tiende a desplazarse hacia la fase vapor, se observa que los flujos de propano en fase vapor a la salida de cada contacto aumentan, pasando de 0.094 kmol/h a la salida del primer contacto a 0.129 kmol/h a la salida del último contacto.

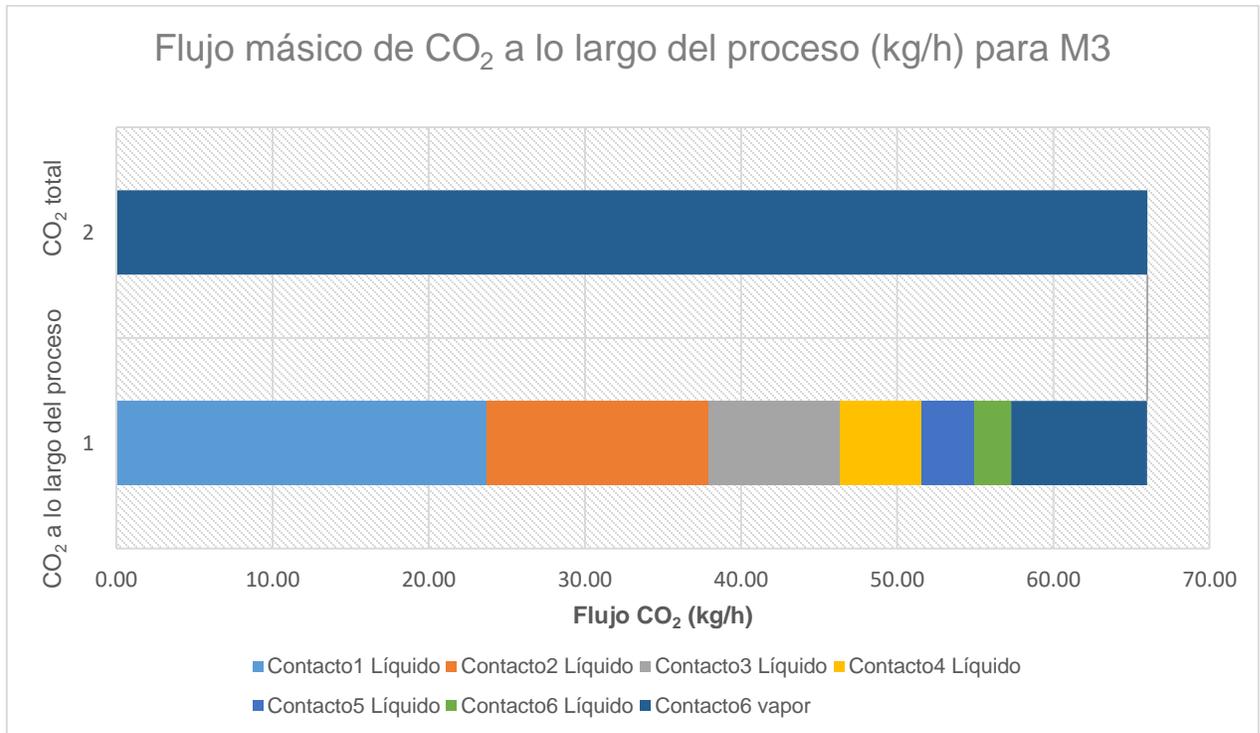
En el caso del hexadecano es el compuesto representante de los pesados en esta prueba, tiende a desplazarse o permanecer en la fase líquida. Generando que en la fase líquida se agreguen los compuestos pesados, por lo tanto, sea más pesada a la salida del último contacto.

Este tipo de proceso es conocido como vaporización, los compuestos ligeros del petróleo pasan a la fase vapor enriqueciéndolo y los compuestos pesados permanecen en la fase líquida, generando que esta fase sea más pesada.

El balance de materia se debe cumplir, debido a esto, el CO₂ que entra al yacimiento debe ser el mismo que sale en fase líquida miscible en el petróleo sumado con el CO₂ que se acumula en el yacimiento, ya sea en fase líquida o vapor. En la tabla 5.5 y en la gráfica 5.3 se muestran los flujos másicos de salida del CO₂ totales, en fase vapor y en fase líquida, la suma de los flujos en fase líquida en cada contacto, es decir, el CO₂ miscible y el flujo en fase vapor del último contacto deben ser el flujo total del primer contacto, con esto se corrobora el balance de materia: el flujo de CO₂ que entra es el mismo flujo que sale más el que se acumula en el yacimiento.

Flujo másico de CO₂ a lo largo del proceso (kg/h) para mezcla M3						
	Contacto 1	Contacto 2	Contacto 3	Contacto 4	Contacto 5	Contacto 6
CO₂ total	66.01	42.30	28.09	19.69	14.48	11.07
CO₂ líquido	23.71	14.21	8.41	5.21	3.41	2.34
CO₂ vapor	42.30	28.10	19.69	14.48	11.07	8.73

Tabla 5.5 Flujos másicos de CO₂ de mezcla M3.



Gráfica 5.3 Flujos másicos de CO₂ de mezcla M3.

Con los resultados de la mezcla M3.5 se realiza el mismo análisis, en la tabla 5.6 se muestran los datos de los flujos molares de cada compuesto en fase vapor y líquida de entrada y salida a cada contacto.

Contacto	1				2				3			
Componente	Entrada vap (kmol/h)	Entrada liq (kmol/h)	Salida vap (kmol/h)	Salida liq (kmol/h)	Entrada vap (kmol/h)	Entrada liq (kmol/h)	Salida vap (kmol/h)	Salida liq (kmol/h)	Entrada vap (kmol/h)	Entrada liq (kmol/h)	Salida vap (kmol/h)	Salida liq (kmol/h)
CH ₄	0.14056	0.20944	0.25268	0.09732	0.39324	0.20944	0.44325	0.15942	0.58381	0.20944	0.60692	0.18634
C ₃ H ₈	0.03212	0.36788	0.12557	0.27443	0.15769	0.36788	0.15791	0.36767	0.19002	0.36788	0.17717	0.38074
C ₁₀ H ₂₂	0.00003	0.07997	0.00037	0.07963	0.00040	0.07997	0.00024	0.08013	0.00026	0.07997	0.00020	0.08003
C ₁₈ H ₃₄	0.00000	0.17000	0.00002	0.16998	0.00002	0.17000	0.00001	0.17001	0.00001	0.17000	0.00001	0.17000
CO ₂	1.50000	0.00000	0.82732	0.67268	0.82732	0.00000	0.46617	0.36115	0.46617	0.00000	0.27835	0.18782

	4				5				6			
Entrada vap (kmol/h)	Entrada liq (kmol/h)	Salida vap (kmol/h)	Salida liq (kmol/h)	Entrada vap (kmol/h)	Entrada liq (kmol/h)	Salida vap (kmol/h)	Salida liq (kmol/h)	Entrada vap (kmol/h)	Entrada liq (kmol/h)	Salida vap (kmol/h)	Salida liq (kmol/h)	
0.74748	0.20944	0.75929	0.19763	0.89985	0.20944	0.90647	0.20282	1.04703	0.20944	1.05102	0.20546	
0.20928	0.36788	0.19910	0.37806	0.23122	0.36788	0.22453	0.37457	0.25665	0.36788	0.25234	0.37219	
0.00023	0.07997	0.00020	0.08000	0.00023	0.07997	0.00021	0.07999	0.00024	0.07997	0.00023	0.07998	
0.00001	0.17000	0.00001	0.17000	0.00001	0.17000	0.00001	0.17000	0.00001	0.17000	0.00001	0.17000	
0.27835	0.00000	0.17618	0.10217	0.17618	0.00000	0.11725	0.05893	0.11725	0.00000	0.08136	0.03589	

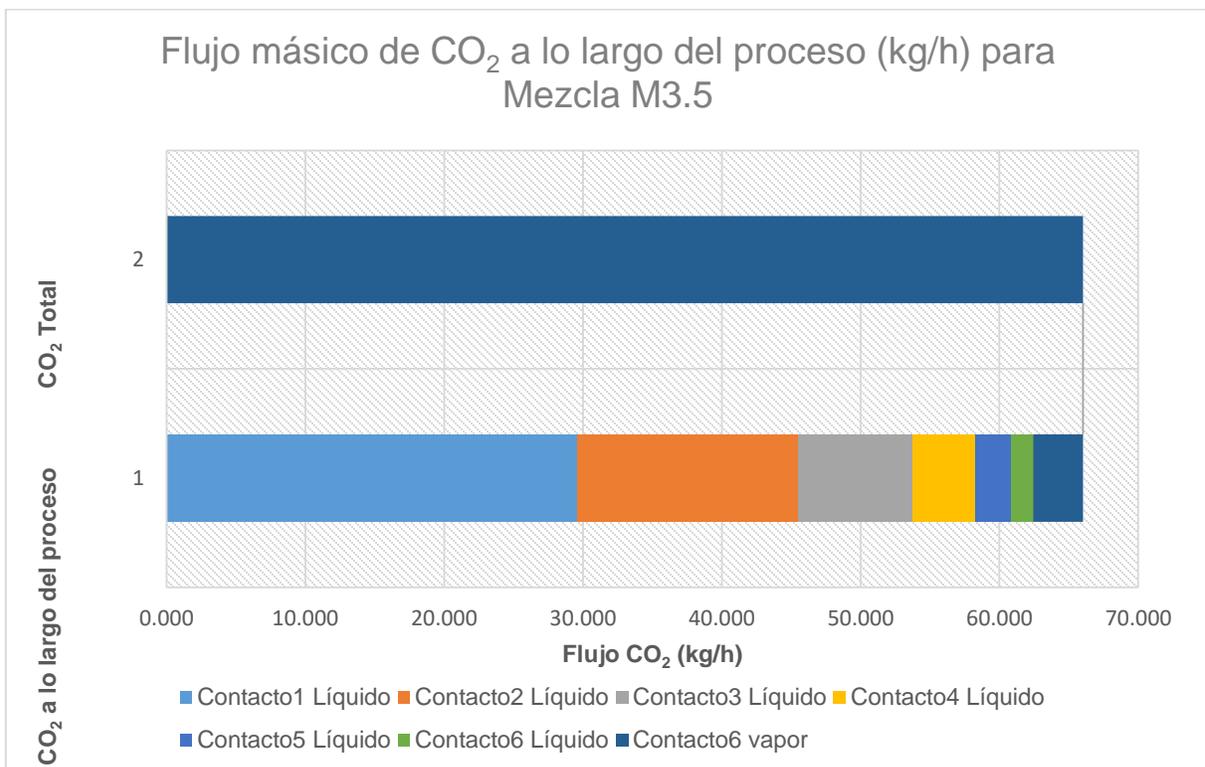
Tabla 5.6 Flujo molar de los componentes en fase vapor y líquida a la entrada y salida de cada contacto de la mezcla M3.5.

En esta mezcla, M3.5, el comportamiento de los fluidos es el mismo que en la mezcla M3, los ligeros, representados por el propano, tienden a desplazarse a la fase vapor y los pesados, representados por el hexadecano, tienden a desplazarse a la fase líquida. Presentando nuevamente el proceso de vaporización.

De la misma manera, el balance de materia debe cumplirse. En la tabla 5.7 y gráfica 5.4, se muestran los flujos máxicos de CO₂ a la salida de cada contacto, tanto totales como en fase vapor y líquida. La suma de los flujos en fase líquida de cada contacto más la fase vapor en el último contacto, debe ser igual al flujo total del contacto uno.

Flujo máxico de CO ₂ a lo largo del proceso (kg/h) para mezcla M3.5						
	Contacto 1	Contacto 2	Contacto 3	Contacto 4	Contacto 5	Contacto 6
CO₂ total	66.015	36.410	20.516	12.250	7.754	5.160
CO₂ líquido	29.605	15.893	8.266	4.496	2.593	1.580
CO₂ vapor	36.409	20.517	12.250	7.754	5.160	3.580

Tabla 5.7 Flujos máxicos de CO₂ de mezcla M3.5.



Gráfica 5.4 Flujos máxicos de CO₂ de mezcla M3.5.

Los resultados de las simulaciones realizadas para la prueba 1, aportan información sobre el comportamiento de los fluidos dentro del modelo diseñado para simular una

porción del yacimiento, la cual permite analizar los diferentes fluidos que se le pueden inyectar y con las características del petróleo en ese yacimiento, se sabrá el comportamiento esperado y se podrá tener un mejor diseño de una estrategia de recuperación mejorada.

5.1.1 VALIDACIÓN CONTRA DATOS DE BIBLIOGRAFÍA DEL MODELO DE SIMULACIÓN EN ESTADO ESTACIONARIO

Los resultados obtenidos con las simulaciones de la prueba uno, aportan información relevante del comportamiento de los fluidos, pero la veracidad de esa información depende de la validación del modelo de simulación en estado estacionario, por lo que se realizaron dos pruebas más utilizando datos del trabajo de Holm & Josendal.^{5.1} Los resultados obtenidos en las simulaciones se corroboraron contra los resultados reportados, mostrando de esta forma, la exactitud y precisión del modelo de simulación en estado estacionario.

La prueba dos se realizó a condiciones de temperatura, presión y composición de mezcla de hidrocarburos y gas de inyección obtenidos de la tabla I del trabajo de Holm & Josendal.^{5.1} Los datos para esta prueba se reproducen en la tabla 5.8.

Propiedades para simulación			
Presión (bar; psia) =		69; 1,000	
Temperatura (°C; °F) =		57.2; 135	
Flujo de hidrocarburos x PFR (kmol/h)		1	
Flujo de CO ₂ x PFR (kmol/h)		2	
L (m) =		0.5	
D (m) =		0.1	
ε =		0.3	
Φ _s =		0.45	
DP (m) =		0.01	
ρ _P (g/cm ³) =		2.65	
Composición de mezcla de hidrocarburos		Composición de gas de inyección	
Hidrocarburo	Frac mol	Gases	Fracción mol
CH ₄	0.3188	N ₂	0.0016
C ₃ H ₈	0.0122	CO ₂	0.998
C ₄ C ₁₀	0.0226	CH ₄	0.0004
C ₅ H ₁₂	0.0352		1
C ₆ H ₁₄₊	0.6112		
	1		

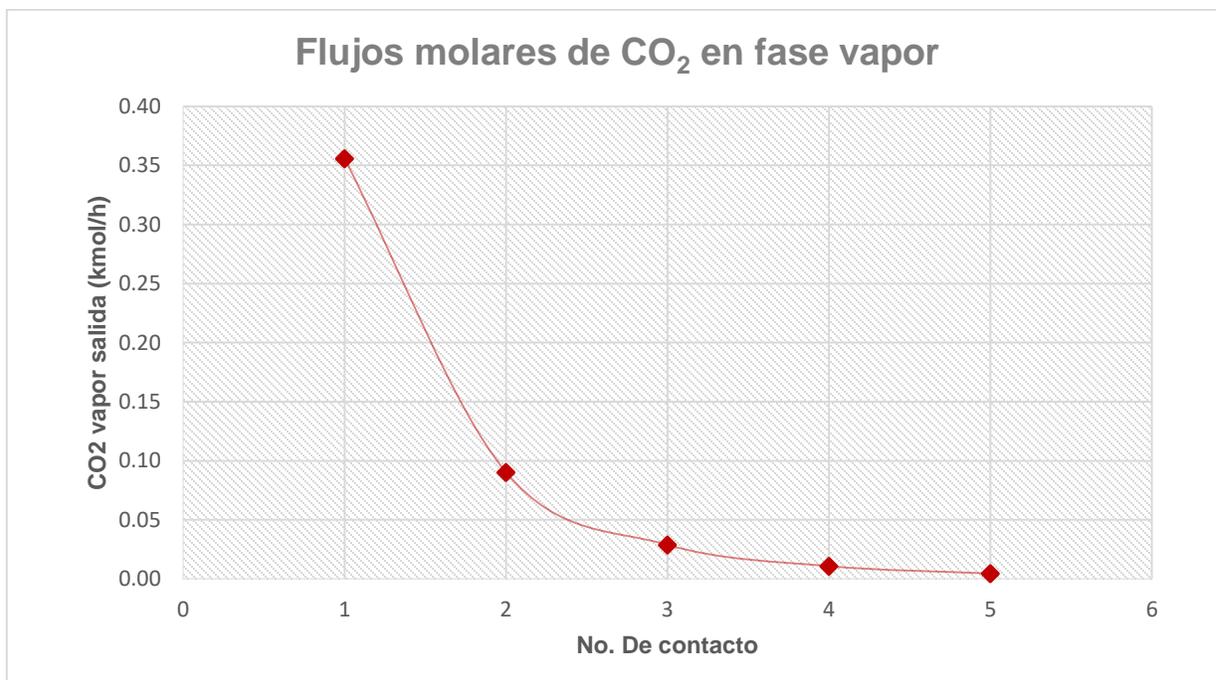
Tabla 5.8 Datos para la prueba 2.^{5.1}

En esta prueba se pretende comprobar que el gas de inyección alcanzará miscibilidad con la mezcla de hidrocarburos establecida, como dato adicional, con el modelo se puede saber en cuantos contactos se alcanzará dicha miscibilidad.

La tabla 5.9 y la gráfica 5.5 muestran los resultados de flujo de CO₂ en fase vapor a la entrada y salida de cada contacto.

No. Contacto	CO ₂ vapor entrada (kmol/h)	CO ₂ vapor salida (kmol/h)
1	1.996	0.356
2	0.356	0.090
3	0.090	0.029
4	0.029	0.011
5	0.011	0.005

Tabla 5.9 Flujos molares de CO₂ en fase vapor a la entrada y salida de cada contacto para la prueba 2.



Gráfica 5.5 Flujos de CO₂ en fase vapor a la salida de cada contacto.

Los flujos en la gráfica 5.5 son de CO₂ en fase vapor, se puede apreciar que el flujo va disminuyendo a cada contacto, esto se debe a que el CO₂ va desplazándose a fase líquida, es decir, miscible en la mezcla de hidrocarburos. La miscibilidad total se alcanza cuando la composición del CO₂ en la fase vapor es 0.

En la referencia se reporta que este gas de inyección es miscible en esta mezcla de hidrocarburos, con el modelo de simulación se llega a la misma conclusión. Lo que el trabajo no informa y el modelo de simulación sí, es el número de contactos y el flujo que va cambiando de fase.

Esta información es útil para una evaluación rápida de la factibilidad de la aplicación de un posible mecanismo de recuperación, para saber si al inyectar CO₂ alcanzará miscibilidad en el petróleo del yacimiento evaluado.

Los flujos y la composición son datos fundamentales en el análisis de un proceso. Por lo que la prueba tres, se enfoca en corroborar la certeza del modelo para emitir resultados de composición y flujos correctos. En esta prueba se utilizan los datos de propiedades y composición de la tabla R1 de la referencia utilizada^{5.1} y se comparan con los resultados obtenidos del modelo de simulación en estado estacionario. En la tabla 5.10 se reproducen los datos para las simulaciones de la prueba tres.

Propiedades para simulación			
Presión (bar; psia) =		151.7; 2,200	
Temperatura (°C; °F) =		57.2; 135	
Flujo de hidrocarburos x PFR (kmol/h)		1	
Flujo de CO₂ x PFR (kmol/h)		6	
L (m) =		0.5	
D (m) =		0.1	
ε =		0.3	
Φ_s =		0.45	
DP (m) =		0.01	
ρ_P (g/cm³) =		2.65	
Composición de mezcla de hidrocarburo		Composición de gas de inyección	
Hidrocarburo	Fracción mol	Gases	Fracción mol
C₂H₆	0.001	N₂	0.0016
C₃H₈	0.0174	CO₂	0.998
C₄C₁₀	0.0327	CH₄	0.0004
C₅H₁₂	0.0517		1
C₆H₁₄	0.0763		
C₇ - C₉	0.3188		
C₁₀ - C₁₅	0.2725		
C₁₆ - C₃₀	0.1922		
C₃₀₊	0.0374		
	1		

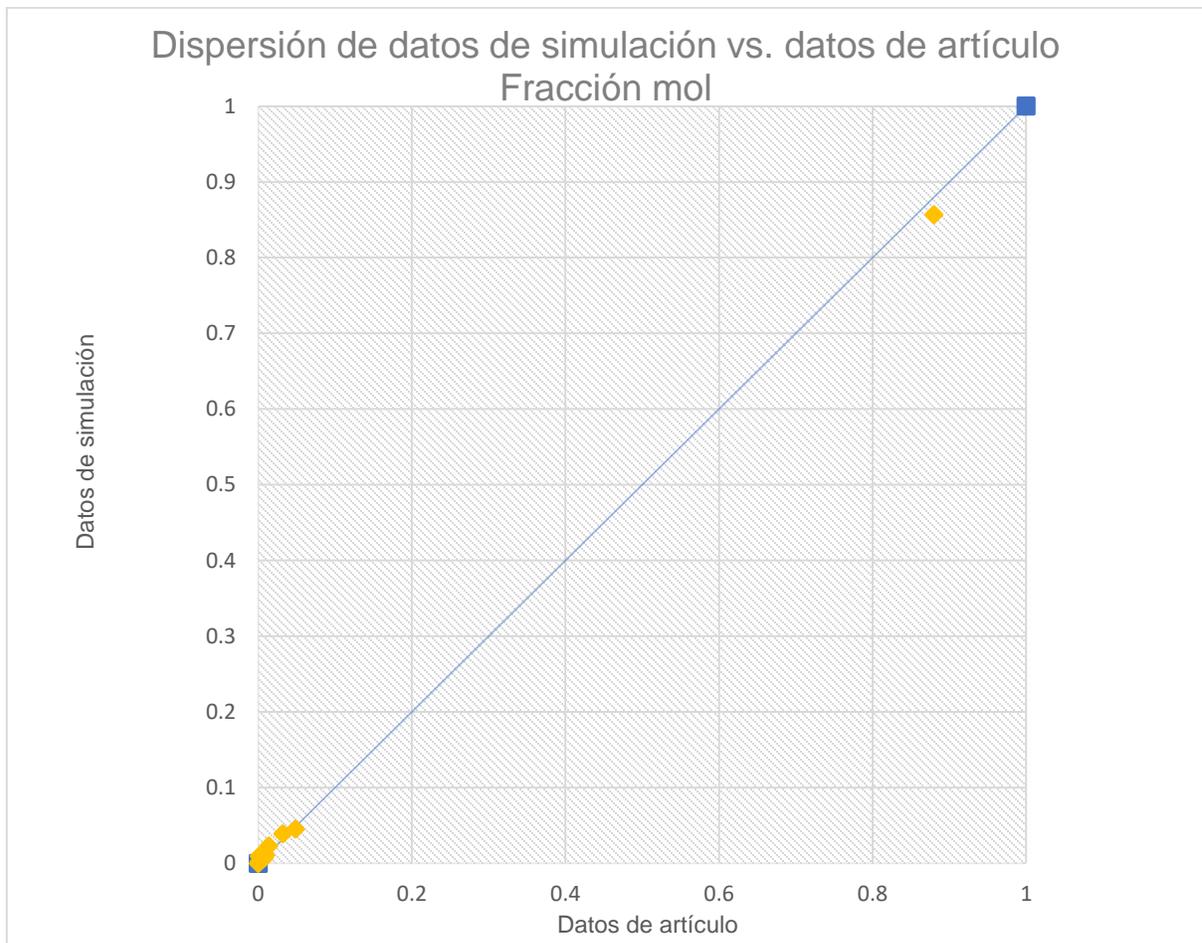
Tabla 5.10 Datos para la prueba 3.^{5.1}

Los resultados obtenidos con el modelo de simulación en estado estacionario se comparan con los reportados del trabajo, el análisis de estos datos permite corroborar la confiabilidad del modelo de simulación. En la tabla 5.11 se reportan los datos de composición molar del trabajo, los datos de composición molar obtenida con el modelo de simulación y el porcentaje de error entre ambos.

Resultados de simulación		Datos de Art. H&J Tabla R1	Porcentaje de error	
Composición	Fracción mol	Fracción mol	Diferencia	% error
CO ₂	0.8569	0.8799	0.0230	2.300
C ₂ H ₆	0.0001	0.0000	0.0001	0.014
C ₃ H ₈	0.0025	0.0013	0.0012	0.119
C ₄ C ₁₀	0.0047	0.0048	0.0001	0.012
C ₅ H ₁₂	0.0074	0.0081	0.0007	0.070
C ₆ H ₁₄	0.0109	0.0096	0.0013	0.132
C ₇ - C ₉	0.0456	0.0486	0.0030	0.298
C ₁₀ - C ₁₅	0.0390	0.0323	0.0067	0.670
C ₁₆ - C ₃₀	0.0233	0.0140	0.0093	0.930
C ₃₀₊	0.0096	0.0014	0.0082	0.815
	1	1		

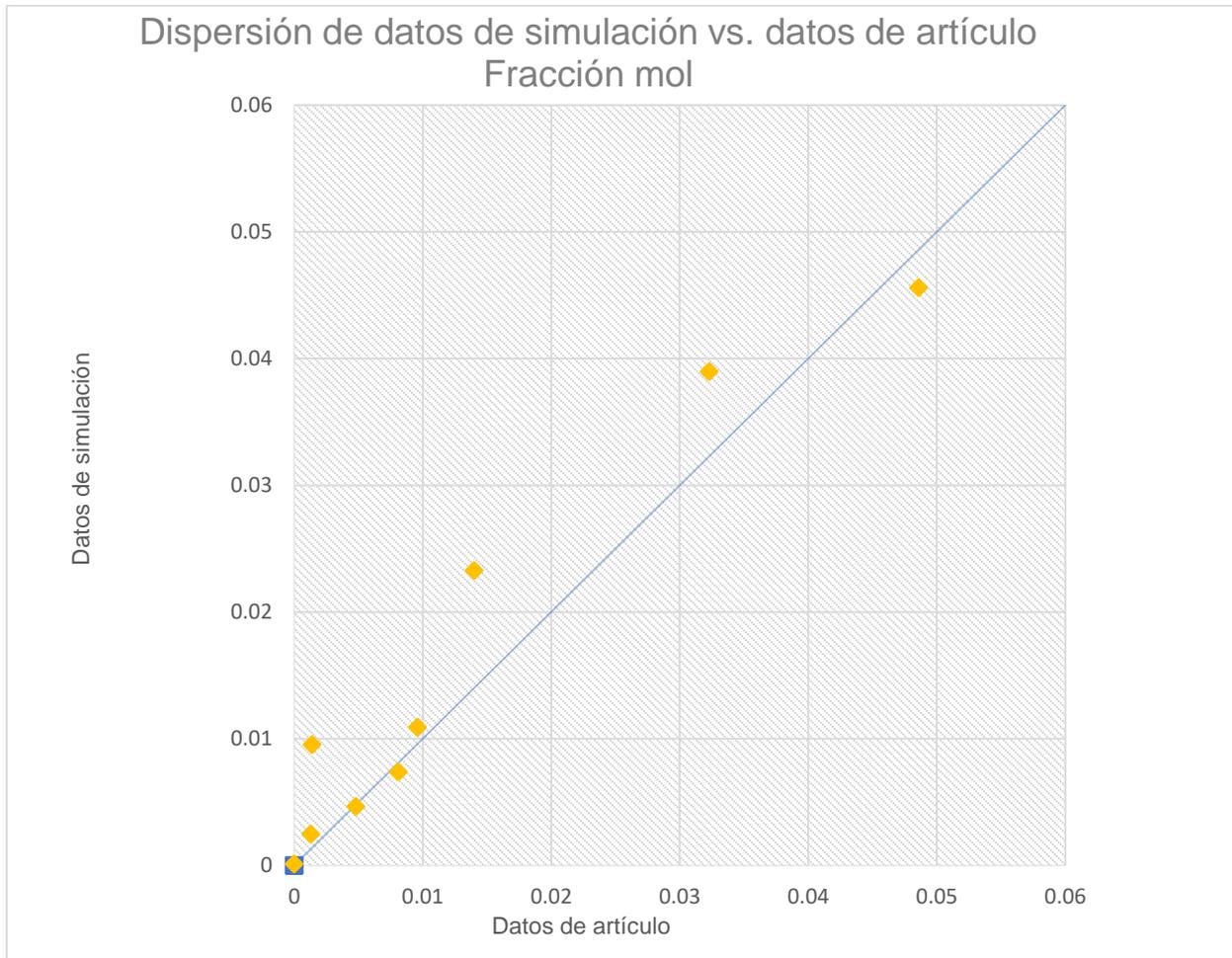
Tabla 5.11 Comparación de la composición del trabajo de Holm & Josendal contra la del modelo de simulación en estado estacionario.^{5,1}

Se calculó el error cuadrático medio entre los datos de composición molar reportados en el artículo y los datos de composición molar obtenidos con el modelo de simulación. En la gráfica 5.6 se presentan los datos, de esta forma se puede analizar la dispersión de los mismos.



Gráfica 5.6 Dispersión de datos de composición.

La mayoría de los datos se encuentran entre los valores de 0 a 0.06, en la gráfica 5.7 se ajustaron los ejes para poder apreciar los datos en este intervalo.



Gráfica 5.7 Dispersión de datos de composición (ejes modificados).

En las gráficas 5.6 y 5.7 cuando los valores son 100% iguales, los puntos deben estar sobre la línea de 45°. Para estos datos y resultados la dispersión de los datos y resultados es baja, además de que el porcentaje de error mayor es de 2.3% para la composición del CO₂, lo que permite asegurar que el modelo es confiable para predecir la composición.

Las tres pruebas realizadas al modelo de simulación en estado estacionario corroboran la confiabilidad del modelo para predecir lo siguiente:

1. El comportamiento de los fluidos involucrados.
2. Miscibilidad del gas inyectado y el número de contactos en que se alcanzará.
3. Composición de los fluidos presentes.

Esta información es fundamental para la evaluación y desarrollo de un proyecto de inyección de CO₂ en un yacimiento petrolero.

5.2 RESULTADOS DE LAS PRUEBAS PARA EL MODELO DE SIMULACIÓN EN ESTADO DINÁMICO

La extracción de petróleo es un proceso en el que las propiedades y características del sistema y de los fluidos se va modificando a lo largo del tiempo. En la primera prueba realizada al modelo de simulación en estado dinámico se utiliza como punto de partida el caso base en estado estacionario. La finalidad de esta prueba es comprobar que, con el modelo desarrollado en estado dinámico en AD, se pueden obtener datos de presión a lo largo del tiempo, para posteriormente, simular otras propiedades. Como segunda aportación de esta prueba, se busca obtener datos de propiedades del sistema y de los fluidos, las cuales son temperatura, presión, densidad, viscosidad y gravedad API a lo largo del PFR.

Para la prueba 1 se utilizó la composición de la mezcla M3 y los datos que se presentan en la tabla 5.12.

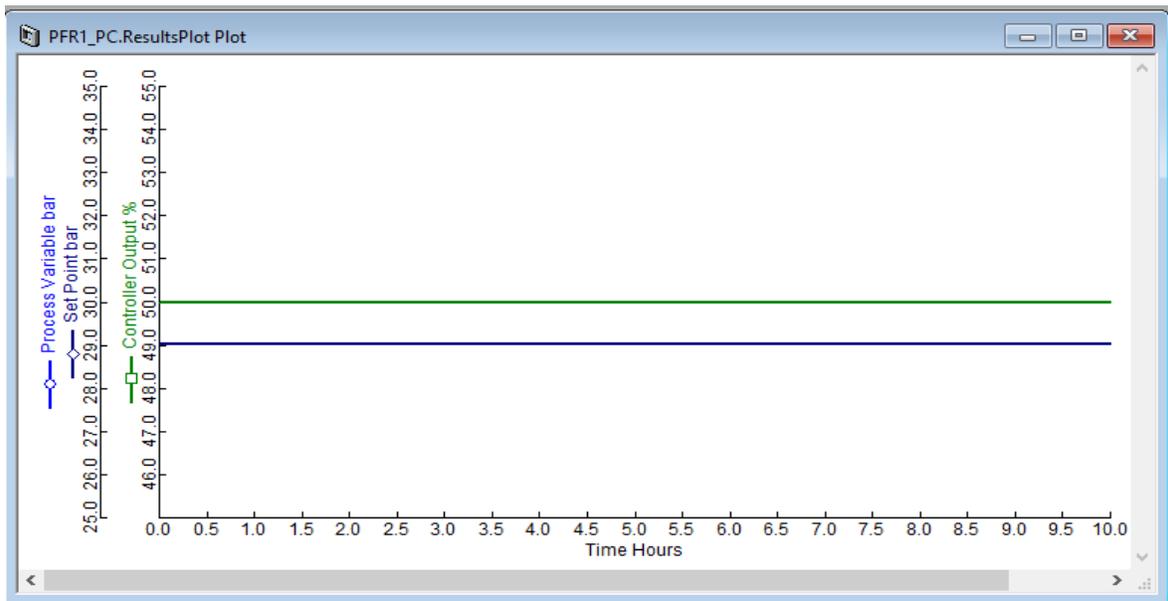
Propiedades para simulación			
Presión (bar; psia) =		69; 1,000	
Temperatura (°C; °F) =		30; 86	
Flujo de hidrocarburos x PFR (kmol/h)		5	
Flujo de CO₂ x PFR (kmol/h)		2	
L (m) =		500	
D (m) =		0.1	
ϵ =		0.3	
Φ_s =		0.45	
DP (m) =		0.01	
ρ_P (g/cm³) =		2.65	
Composición de mezcla de hidrocarburos		Composición de gas de inyección	
Hidrocarburo	Frac mol	Gases	Fracción mol
CH₄	0.3	CO₂	1
C₃H₈	0.4		
C₁₀C₂₂	0.12		
C₁₆H₃₄	0.18		
	1		

Tabla 5.12 Datos para la prueba 1 del modelo dinámico.

Se utilizó la mezcla M3 debido a que en la prueba 1 para el estado estacionario mostró que requiere de 5 contactos para alcanzar miscibilidad, lo cual permite observar la variación en las propiedades.

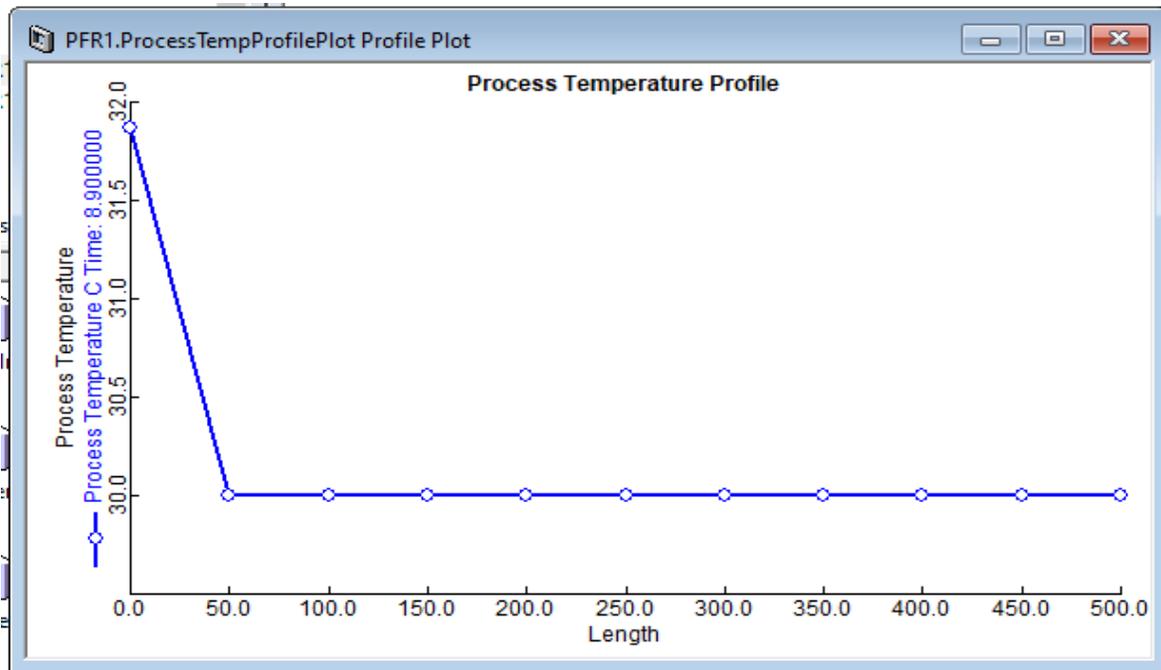
La gráfica 5.8 representa el comportamiento de la presión a lo largo del tiempo, dicha propiedad no presenta variaciones para el sistema estudiado, esto se aprecia en el comportamiento horizontal de la gráfica, lo cual indica que la respuesta es constante y no hay variaciones de la propiedad (presión) en el tiempo. Lo mencionado anteriormente, demuestra que el modelo es confiable en estabilidad numérica para la representación de propiedades.

El modelo logró representar el comportamiento de esta propiedad a lo largo del tiempo, por lo que, en futuras pruebas se buscará analizar otras propiedades. Esta gráfica se obtiene directamente del modelo de simulación.

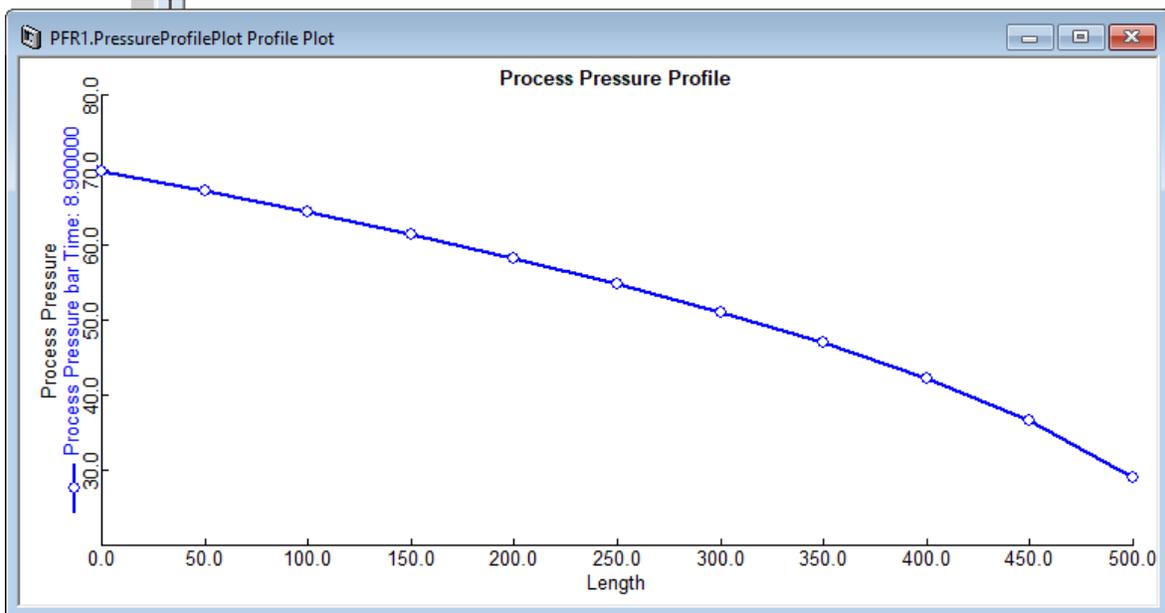


Gráfica 5.8 Comportamiento de la presión a lo largo del tiempo prueba 1 estado dinámico.

La segunda aportación de la prueba 1 es que el modelo de simulación pueda reportar datos de otras propiedades a lo largo del PFR. El modelo aporta directamente las gráficas del comportamiento de la temperatura y la presión a lo largo del PFR, siendo las gráficas 5.9 y 5.10 respectivamente.



Gráfica 5.9 Comportamiento de la temperatura a lo largo del PFR prueba 1 en estado dinámico.



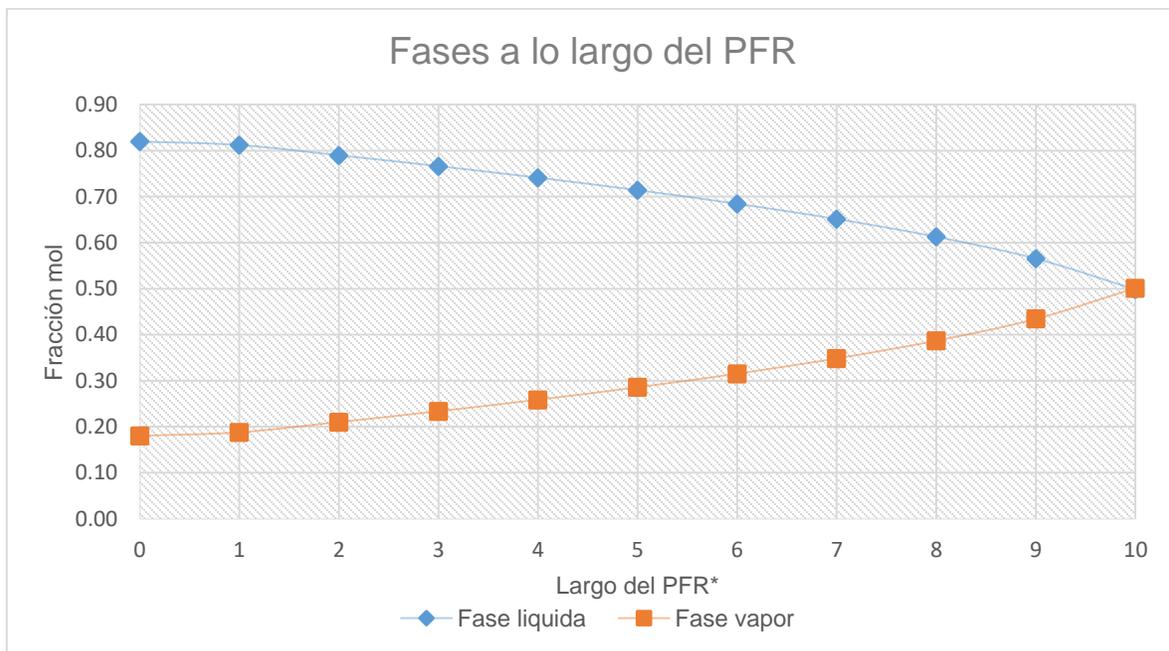
Gráfica 5.10 Comportamiento de la presión a lo largo del PFR prueba 1 en estado dinámico.

El comportamiento de la temperatura es constante una vez que alcanza la estabilidad dentro del PFR, lo cual ocurre en la primera décima parte del mismo, es decir, los primeros 50m. La presión, de otra forma, disminuye poco más del 50% al final del PFR.

Esta información es importante debido a que para planear un proyecto de inyección de CO₂ es necesario conocer el comportamiento de estas propiedades termodinámicas.

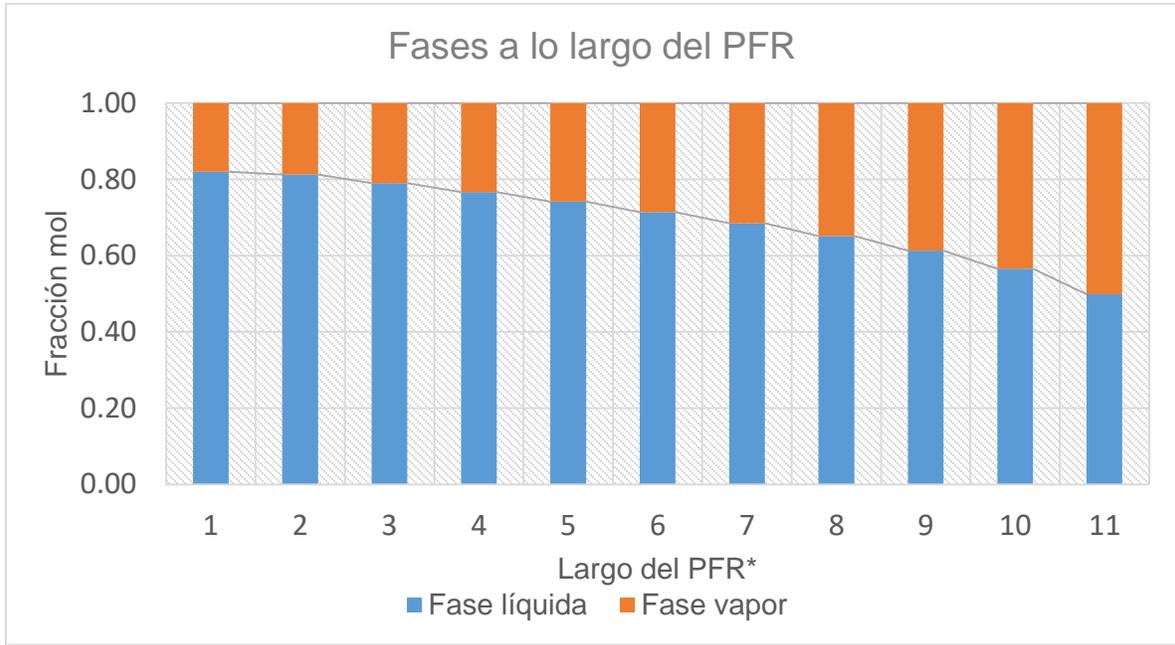
Se realizaron otras gráficas con los datos aportados por el modelo de simulación en estado dinámico, las propiedades reportadas son:

- Fracción mol líquido y vapor representadas en las gráficas 5.11 y 5.12.
- Flujos molares en fase líquida total, fracción pesada y fracción ligera, gráficas 5.13, 5.14 y 5.15 respectivamente.
- Flujos molares en fase vapor total, fracción pesada y fracción ligera, gráficas 5.16, 5.17 y 5.18 respectivamente.
- Densidad del fluido, de la fase líquida y de la fase vapor representadas en las gráficas 5.19, 5.20 y 5.21.
- Viscosidad de la fase líquida y de la fase vapor reportadas en las gráficas 5.22 y 5.23.
- Gravedad API los valores se reportan en la gráfica 5.24.



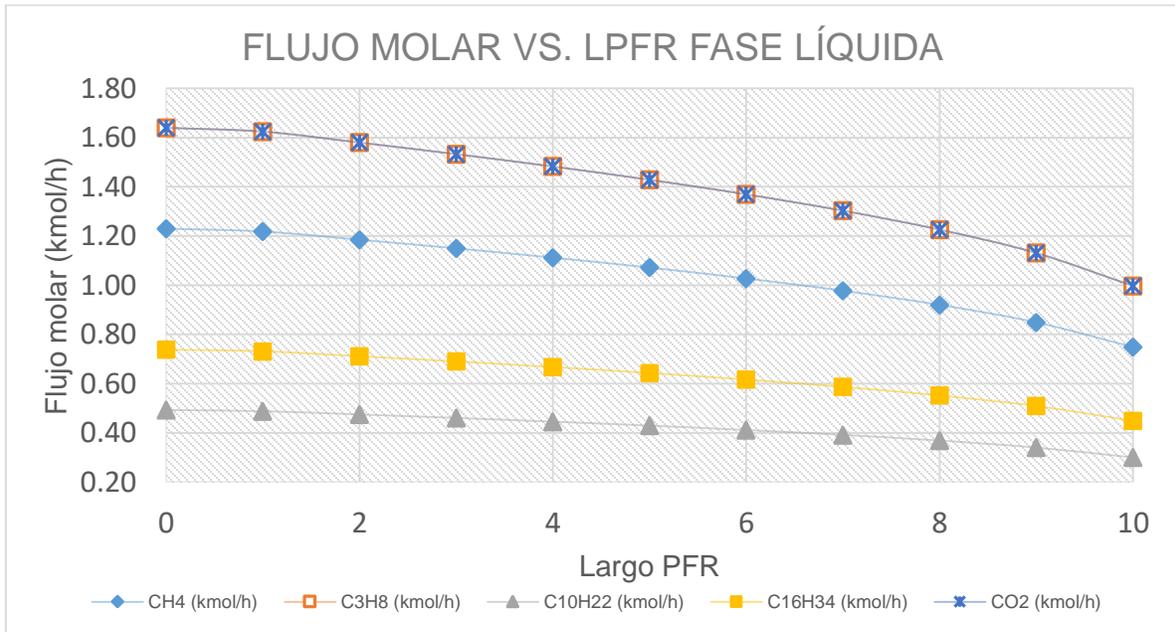
Gráfica 5.11 Fracción mol en fase líquida y vapor de prueba 1 estado dinámico.

*El intervalo entre cada unidad del eje de las abscisas, equivale a 50m, mientras se mantenga la longitud del PFR (500m).

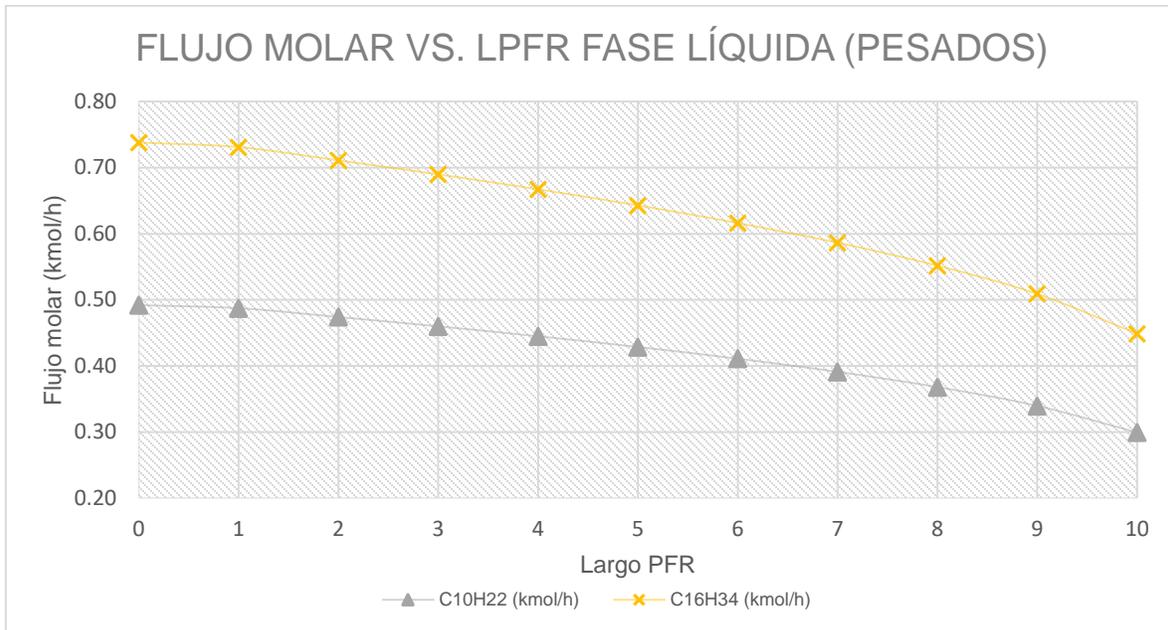


Gráfica 5.12 Fracción mol en fase líquida y vapor de prueba 1 estado dinámico (gráfica de barras).

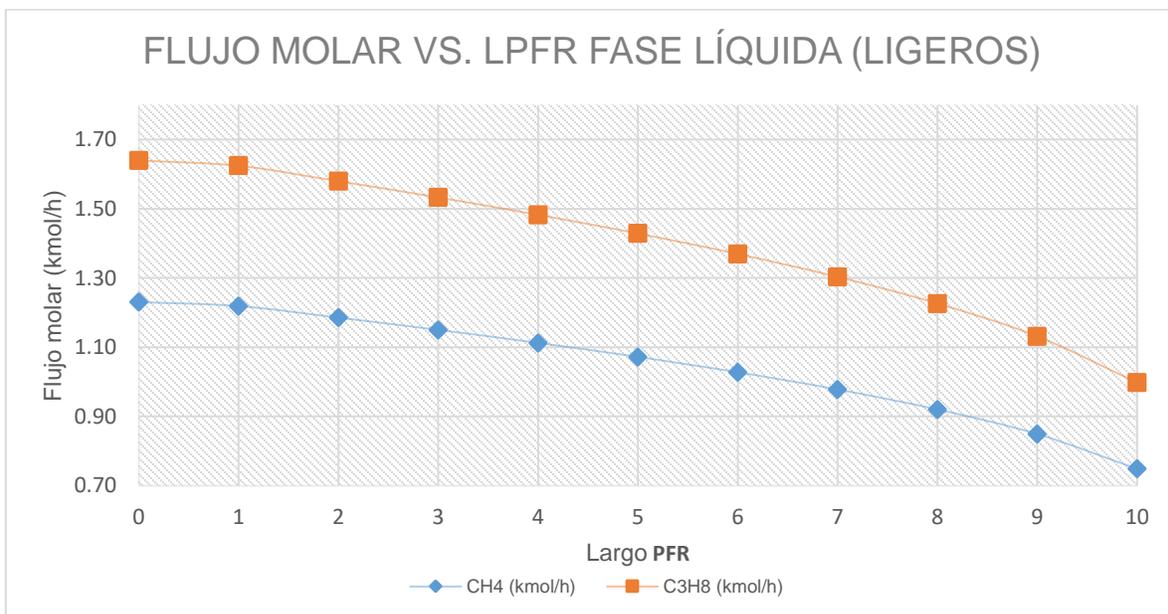
La información presentada en las gráficas 5.11 y 5.12 es la misma, se aprovecha una representación distinta de los datos para apreciar la evolución del tamaño de las fases. A medida que los fluidos van avanzando por el PFR, cierta cantidad de compuestos pasan a fase vapor, por lo que se nota el declive en la fase líquida (franja azul).



Gráfica 5.13 Flujo molar en fase líquida prueba 1 estado dinámico.

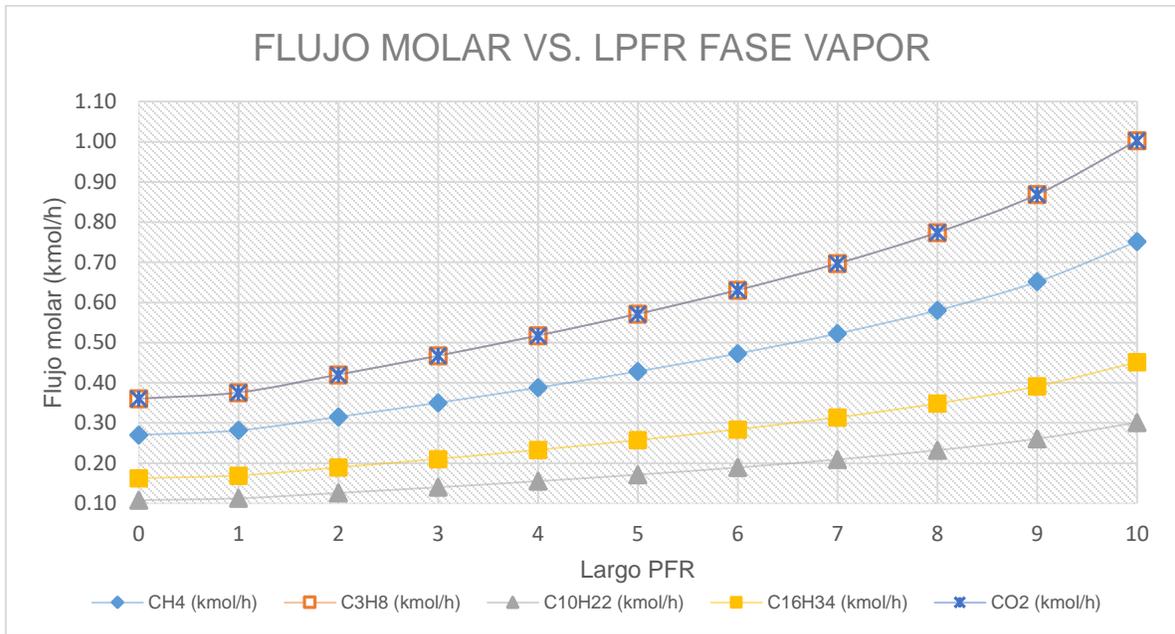


Gráfica 5.14 Flujo molar en fase líquida fracción pesada prueba 1 estado dinámico.

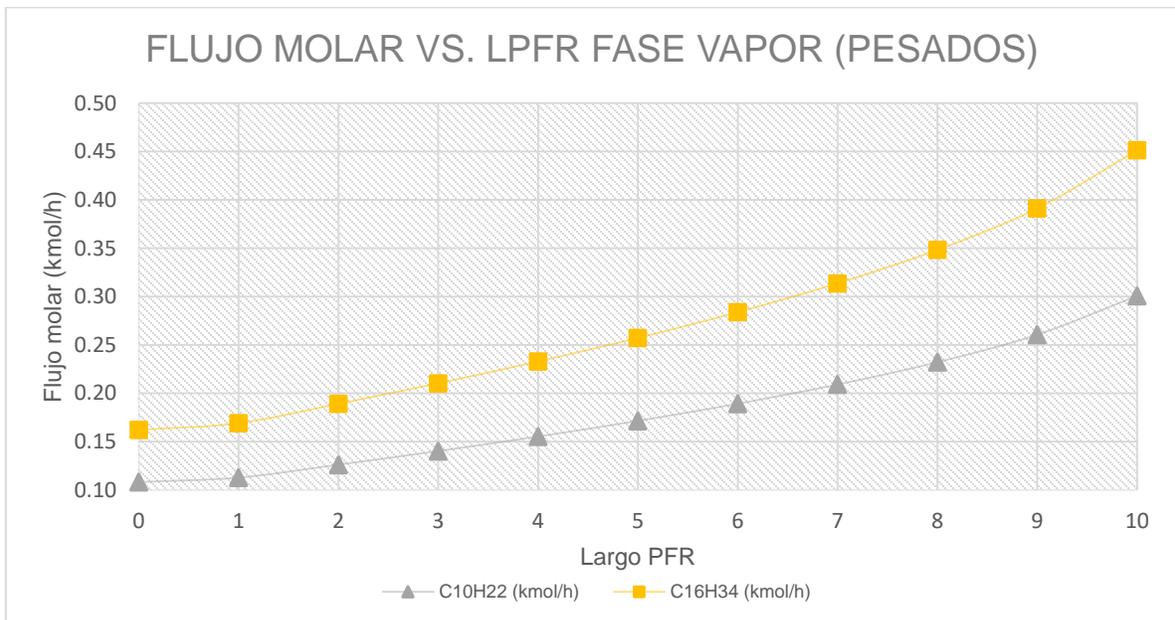


Gráfica 5.15 Flujo molar en fase líquida fracción ligera prueba 1 estado dinámico.

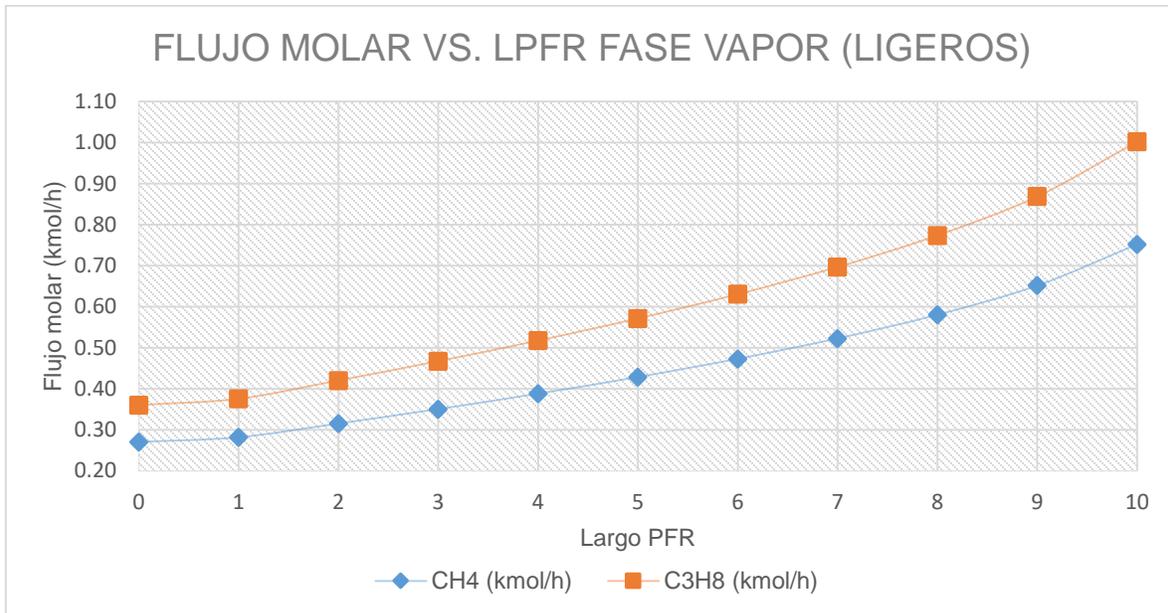
En las gráficas 5.13-15 se identifica que los compuestos se están desplazando a la fase vapor a lo largo del PFR, se puede observar que en los compuestos ligeros es mayor la tendencia hacia la fase vapor. Esto aporta información sobre el tipo de mecanismo que ocurre en este sistema, es vaporización, mencionado en el capítulo 3,^{3,18} los compuestos ligeros contenidos en el petróleo se desplazan hacia el gas seco, con gran presencia de metano.



Gráfica 5.16 Flujo molar en fase vapor prueba 1 estado dinámico.



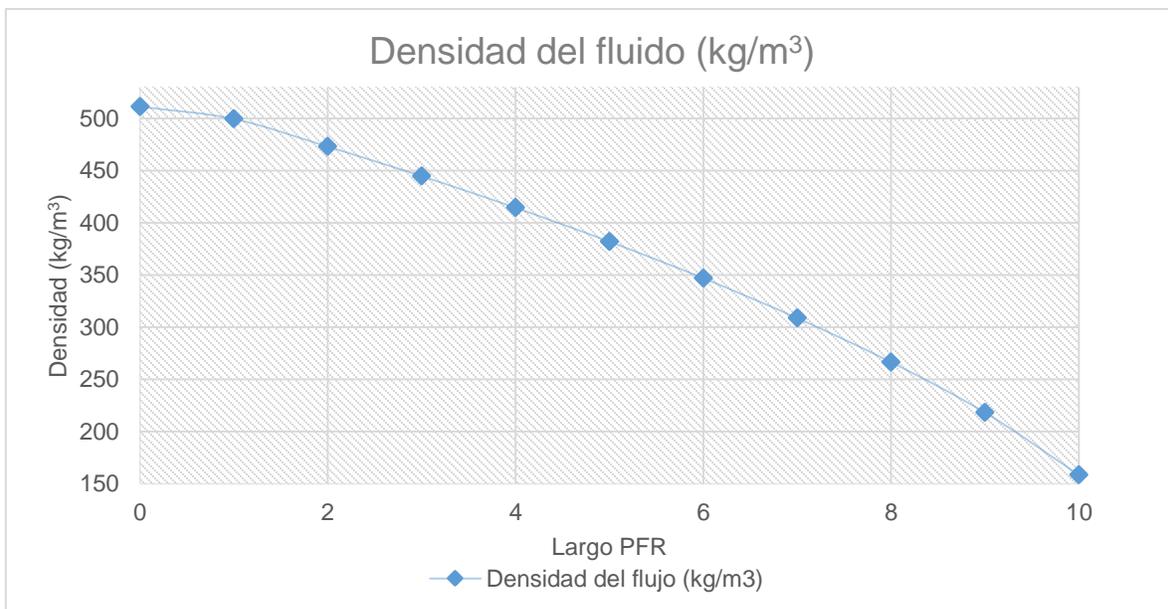
Gráfica 5.17 Flujo molar en fase vapor fracción pesada prueba 1 estado dinámico.



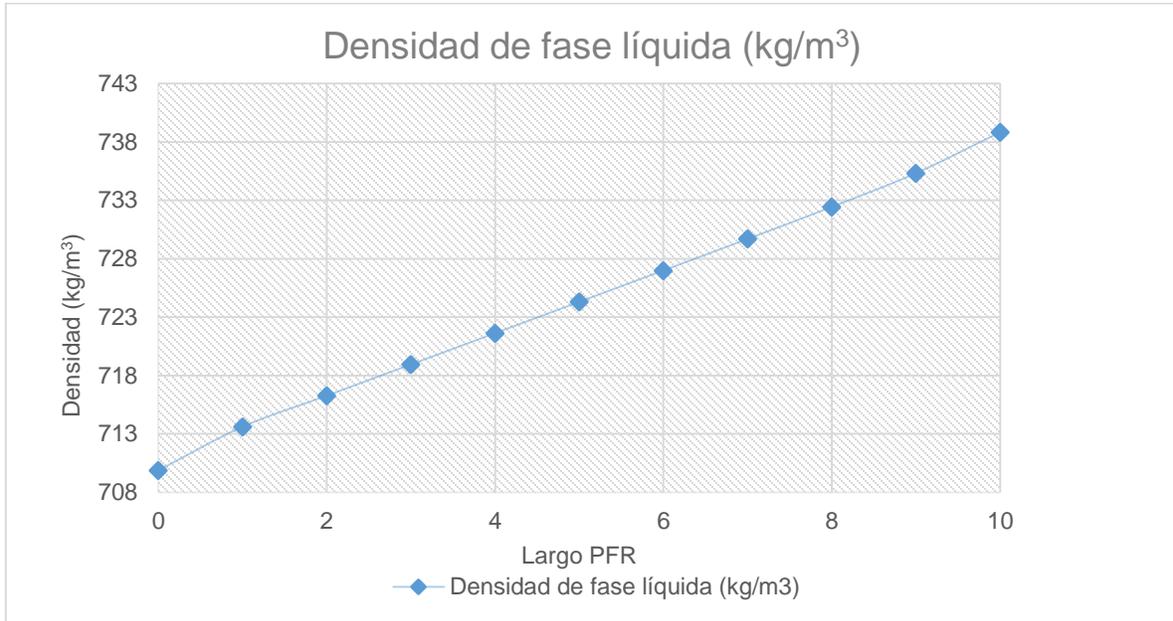
Gráfica 5.18 Flujo molar en fase vapor fracción ligera prueba 1 estado dinámico.

Las gráficas 5.16-18 confirman el mecanismo de vaporización mencionado anteriormente, los compuestos tienden a desplazarse a la fase vapor, teniendo mayor presencia los ligeros.

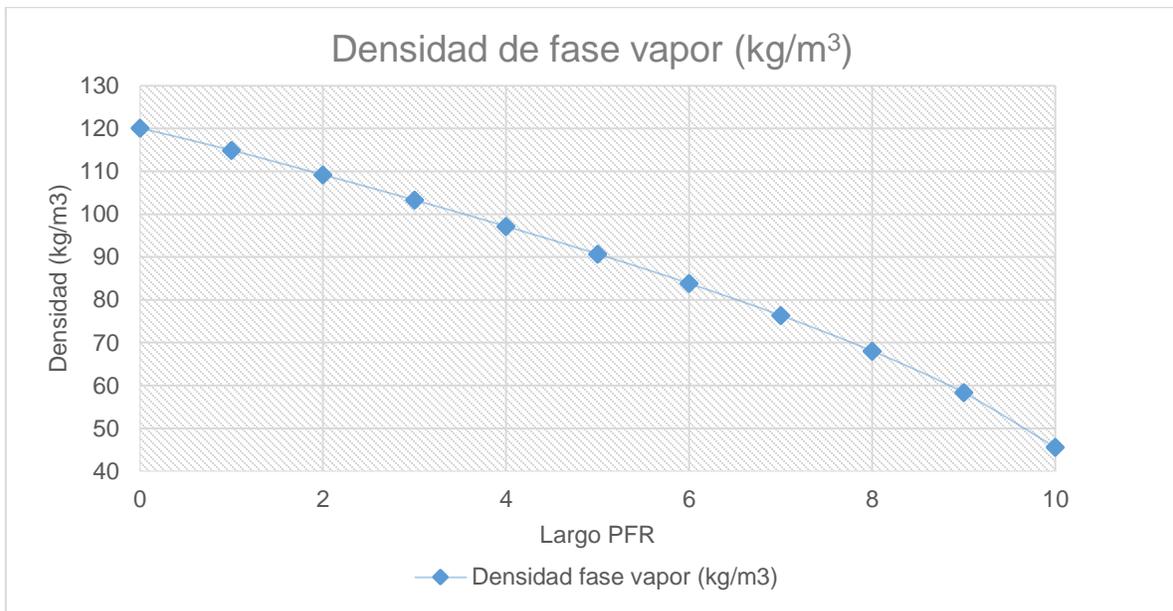
Tener información sobre el tipo de mecanismo que se llevará a cabo en cierto sistema, es fundamental para realizar una planeación de proyecto de inyección de CO₂, debido a que, con esto, se decide la composición y la cantidad de gas que se inyectará.



Gráfica 5.19 Densidad del fluido prueba 1 estado dinámico.

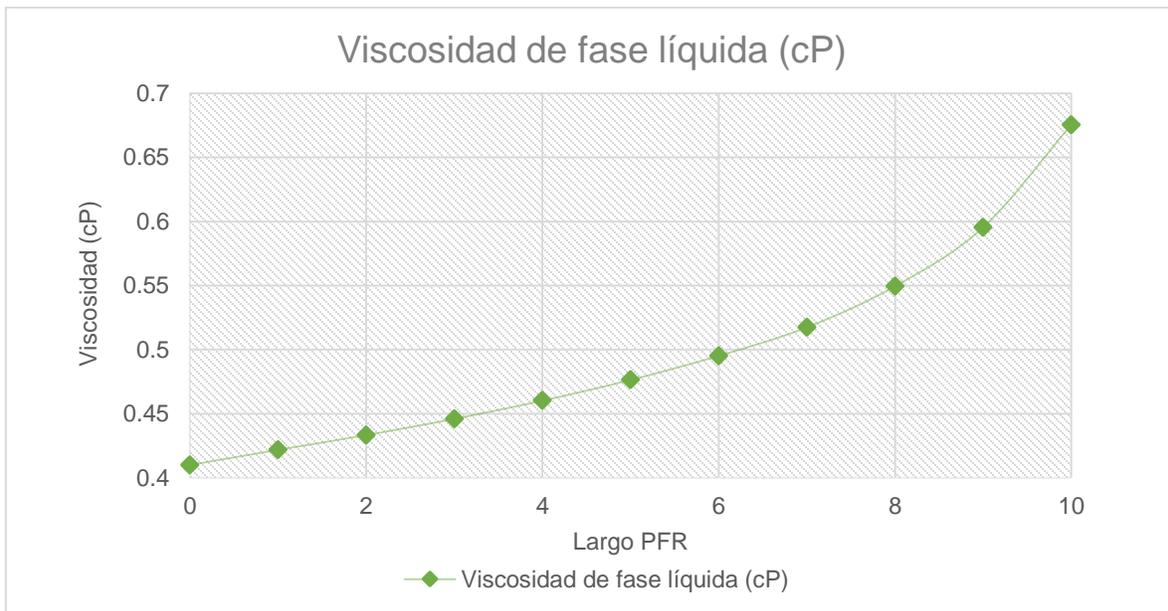


Gráfica 5.20 Densidad de la fase líquida prueba 1 estado dinámico.

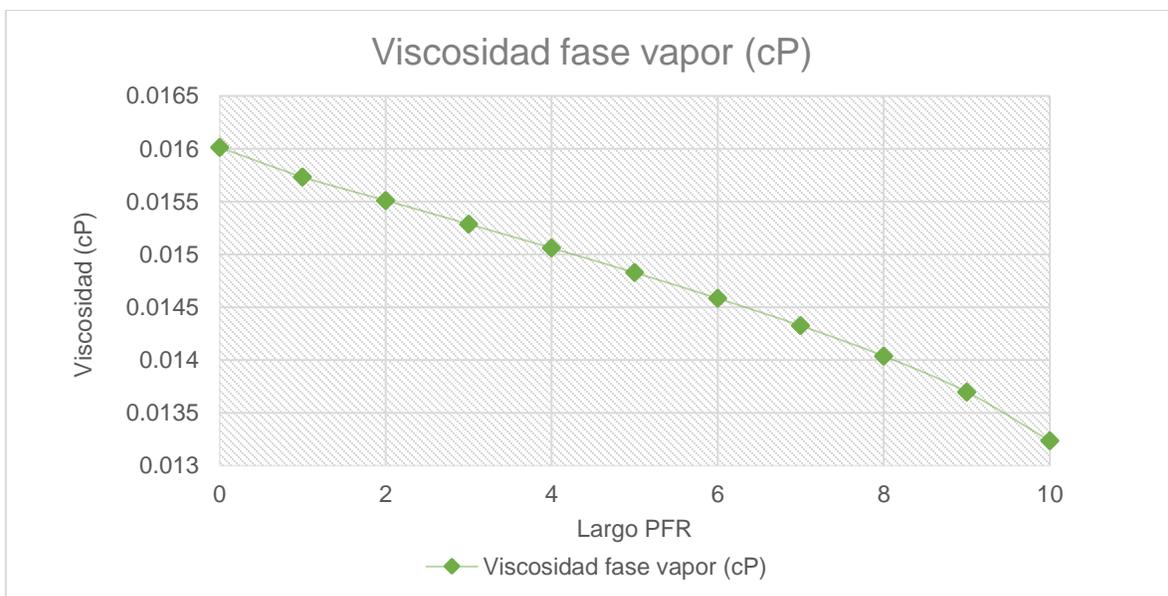


Gráfica 5.21 Densidad de la fase vapor prueba 1 estado dinámico.

La densidad del fluido total disminuye, lo cual es favorable para el desplazamiento dentro del yacimiento o PFR, en el caso de la fase líquida, la densidad aumenta, esto se debe al proceso de vaporización, los compuestos ligeros tienden a desplazarse en mayor cantidad a la fase vapor, por lo que los pesados permanecen en la fase líquida, debido a esto, la fase líquida es más pesada a la salida del PFR. Lo contrario sucede con la densidad de la fase vapor, esta disminuye por la misma razón, al enriquecerse con compuestos ligeros, su densidad disminuye.

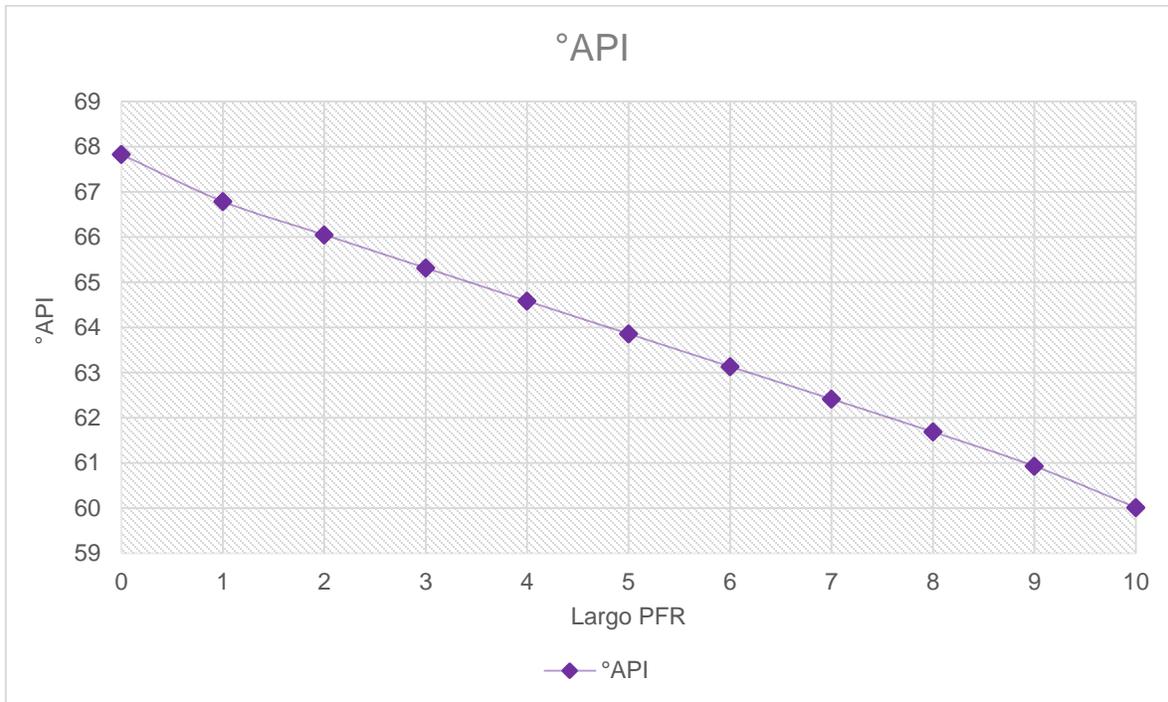


Gráfica 5.22 Viscosidad de la fase líquida prueba 1 estado dinámico.



Gráfica 5.23 Viscosidad de la fase vapor prueba 1 estado dinámico.

La viscosidad de la fase líquida aumenta y la de la fase vapor disminuye a lo largo de la longitud del PFR. Esto se debe, al igual que para la densidad, por el efecto del proceso de vaporización. La tendencia de los compuestos ligeros a estar en fase vapor, genera que la fase líquida sea más densa y más viscosa.



Gráfica 5.24 Gravedad API prueba 1 estado dinámico.

La gravedad API reportada para este sistema se encuentra en un rango de 60 a 68 °API, lo cual indica que el fluido es demasiado ligero, se requiere de otros compuestos más pesados para que los valores de °API correspondan a los de petróleos que se recomiendan para proyectos de inyección de CO₂ analizados en el capítulo 3.^{4.9, 4.10} Esta propiedad también depende del proceso que ocurre en el yacimiento, en este caso, vaporización.

Analizando los resultados de la prueba 1, se puede afirmar que el modelo de simulación en estado dinámico proporciona información confiable del sistema como temperatura y presión, así como, de las propiedades de los fluidos como densidad, viscosidad y gravedad API, por lo que el modelo es funcional hasta este punto, se realizarán más pruebas con el fin de seguir acreditando al modelo de simulación.

5.2.1 VALIDACIÓN CON PROPIEDADES DEL SISTEMA RECOMENDADAS PARA PROYECTOS DE INYECCIÓN DE CO₂

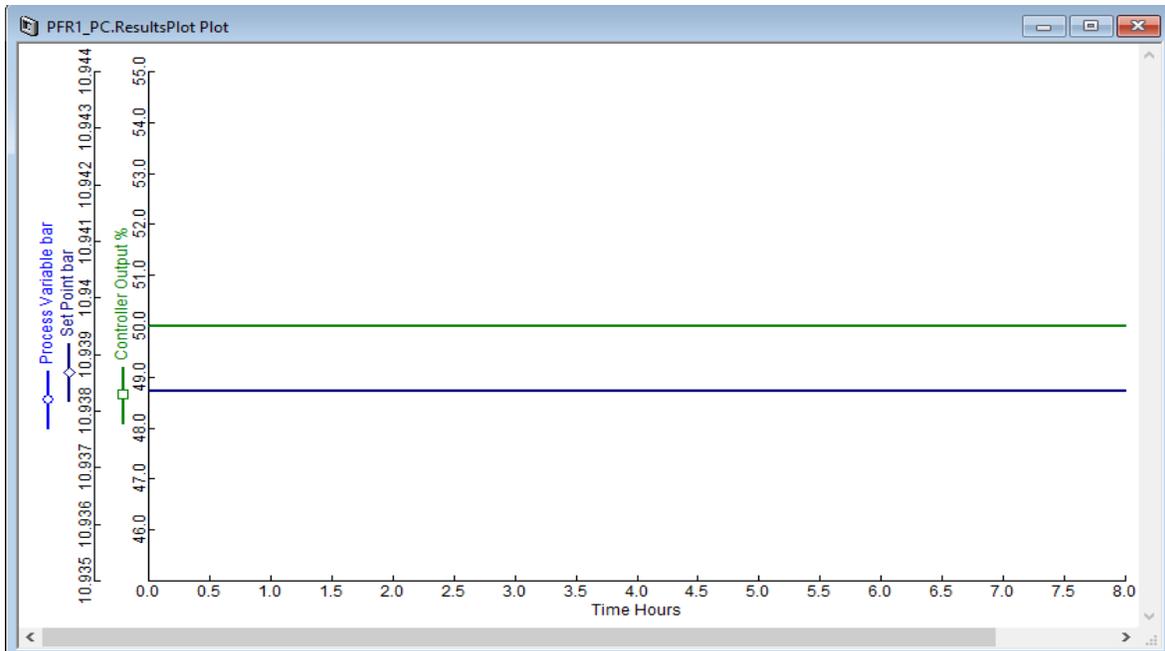
Tomando como base los resultados obtenidos de la prueba 1, se modificaron las propiedades del sistema y de los fluidos, en el capítulo 4 se explica cada una de las propiedades, con el fin de asegurar simular el proceso de inyección de CO₂ con las condiciones y propiedades recomendadas para este tipo de mecanismo de extracción.

Las propiedades utilizadas para esta prueba se muestran en la tabla 5.13.

Propiedades para simulación			
Presión (bar; psia) =		74; 1,073.28	
Temperatura (°C; °F) =		60; 140	
Flujo de hidrocarburos x PFR (kmol/h)		20	
Flujo de CO ₂ x PFR (kmol/h)		1	
L (m) =		500	
D (m) =		0.1	
ε =		0.6	
Φ _s =		0.45	
DP (m) =		0.01	
ρ _P (g/cm ³) =		2.65	
Composición de mezcla de hidrocarburos		Composición de gas de inyección	
Hidrocarburo	Frac mol	Gases	Fracción mol
CH ₄	0.13	CO ₂	1
C ₃ H ₈	0.2		
C ₁₀ C ₂₂	0.2		
C ₁₆ H ₃₄	0.15		
C ₂₀ H ₁₈	0.32		
	1		

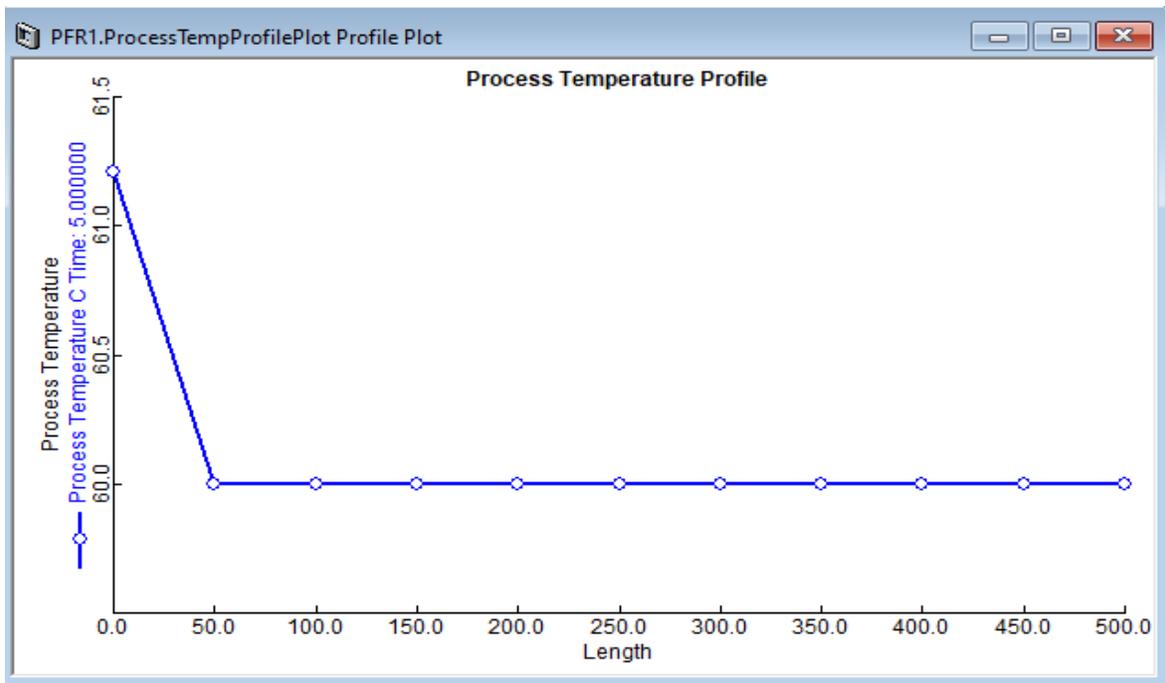
Tabla 5.13 Datos para la prueba 2 del modelo dinámico.

El comportamiento de la presión que se registra a la salida del PFR, a lo largo del tiempo, se presenta en la gráfica 5.25, la presión no tiene variaciones en el transcurso del proceso debido a que la entrada de la mezcla de hidrocarburos y de CO₂ se realiza al mismo tiempo.

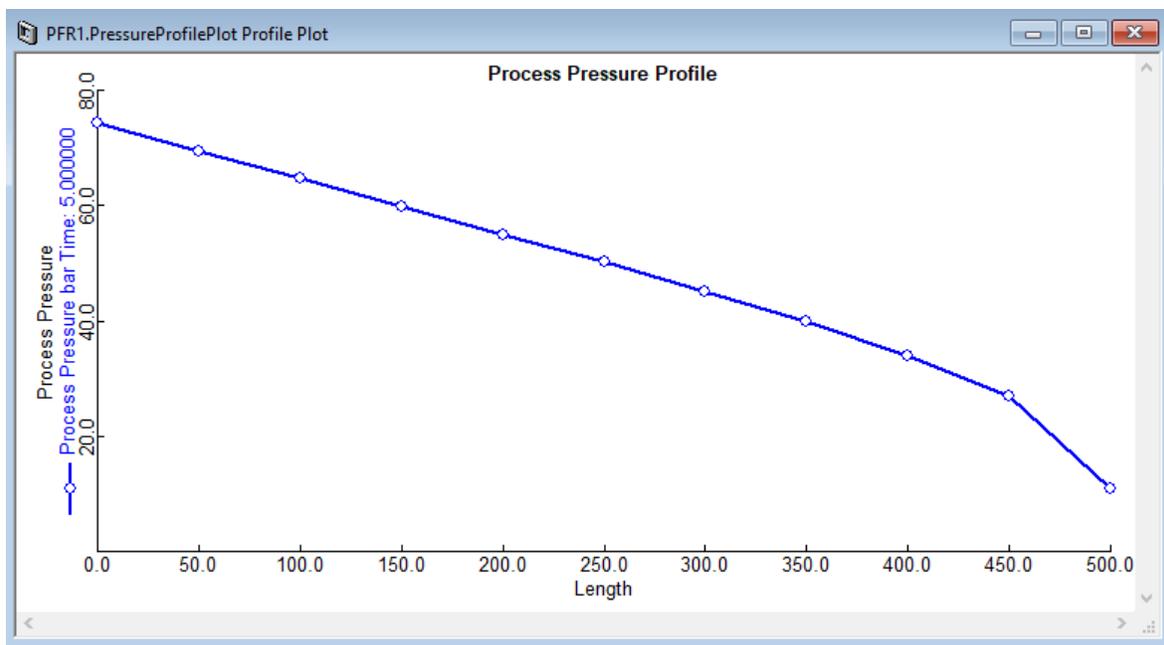


Gráfica 5.25 Comportamiento de la presión a lo largo del tiempo prueba 2 estado dinámico.

En las gráficas 5.26 y 5.27 se reporta el comportamiento la temperatura y la presión a lo largo del PFR respectivamente. Estas gráficas, junto con la 5.25, las aporta directamente el modelo de simulación.



Gráfica 5.26 Comportamiento de la temperatura a lo largo del PFR prueba 2 en estado dinámico.

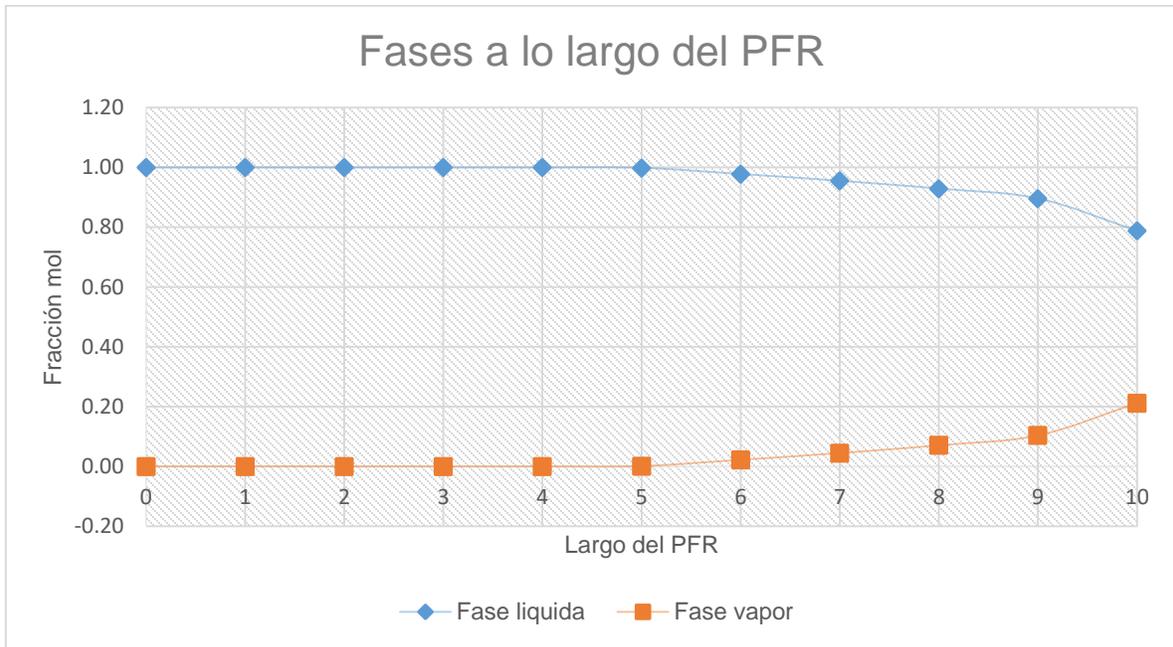


Gráfica 5.27 Comportamiento de la presión a lo largo del PFR prueba 2 en estado dinámico.

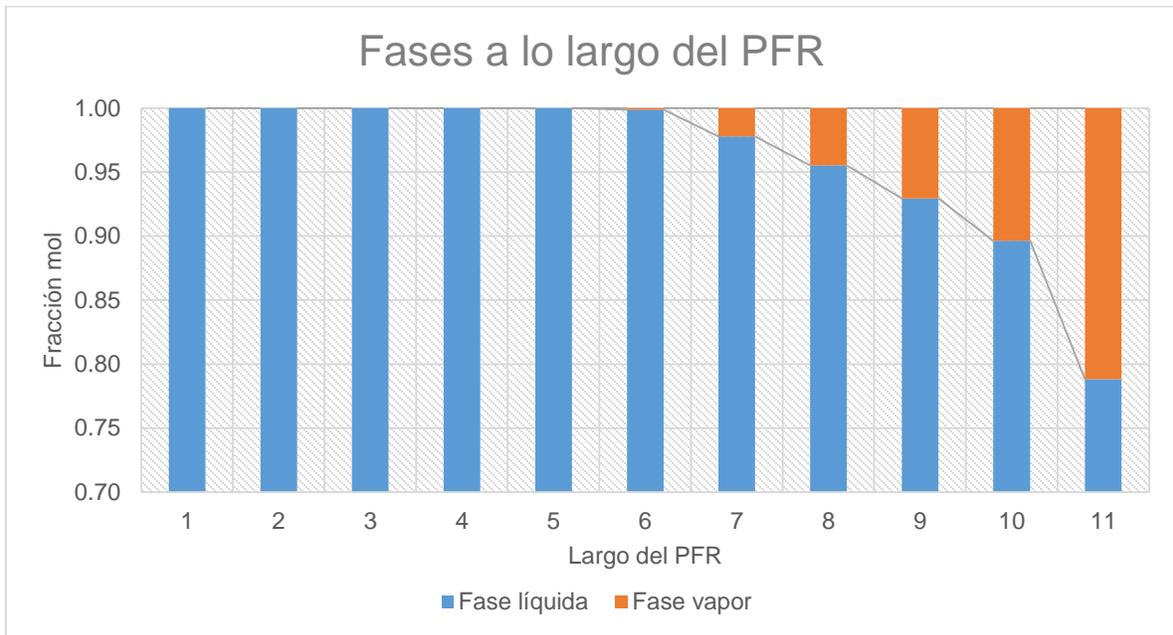
La temperatura alcanza estabilidad en el primer décimo de la longitud del PFR, para este caso, 50m, después de este punto, no varía. El comportamiento de la presión es distinto, disminuye a lo largo del PFR aproximadamente 85%.

Se construyeron otras gráficas para presentar las propiedades mencionadas en la prueba 1, obteniendo como dato adicional varios puntos a diferentes fases para la mezcla de hidrocarburos y CO₂ para el fluido. Las propiedades reportadas son las siguientes:

- Fracción líquido y vapor, se reporta en la gráfica 5.28 y 5.29, respectivamente.
- Flujos molares en fase líquida, fracción pesada y fracción ligera, se observan en las gráficas 5.30, 5.31 y 5.32, respectivamente.
- Flujos molares en fase vapor, fracción pesada y fracción ligera, reportadas en las gráficas 5.33, 5.34 y 5.35, respectivamente.
- Densidad del fluido, densidad de la fase líquida y densidad de la fase vapor, las cuales, están representadas en las gráficas 5.36, 5.37 y 5.38, respectivamente.
- Viscosidad de la fase líquida y de la fase vapor, mostradas en las gráficas 5.39 y 5.40, respectivamente.
- Gravedad API reportada en la gráfica 5.41.
- Puntos en diferentes fases para la mezcla de hidrocarburos y CO₂ inyectado representados en las gráficas 5.42, 5.43 y 5.44, así como en la tabla 5.14.

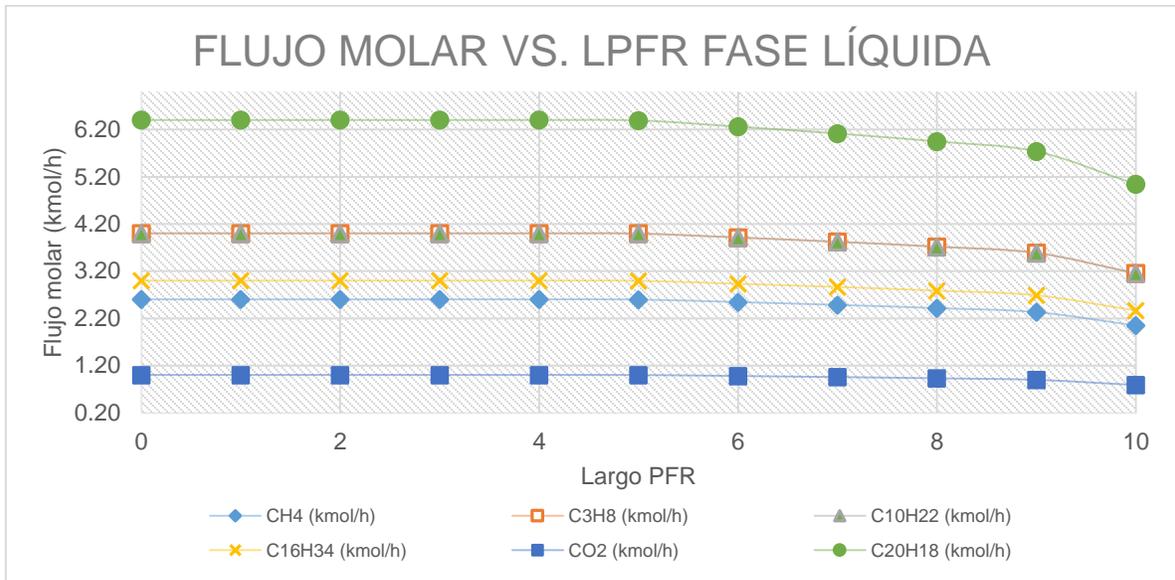


Gráfica 5.28 Fracción mol en fase líquida y vapor de prueba 2 estado dinámico.

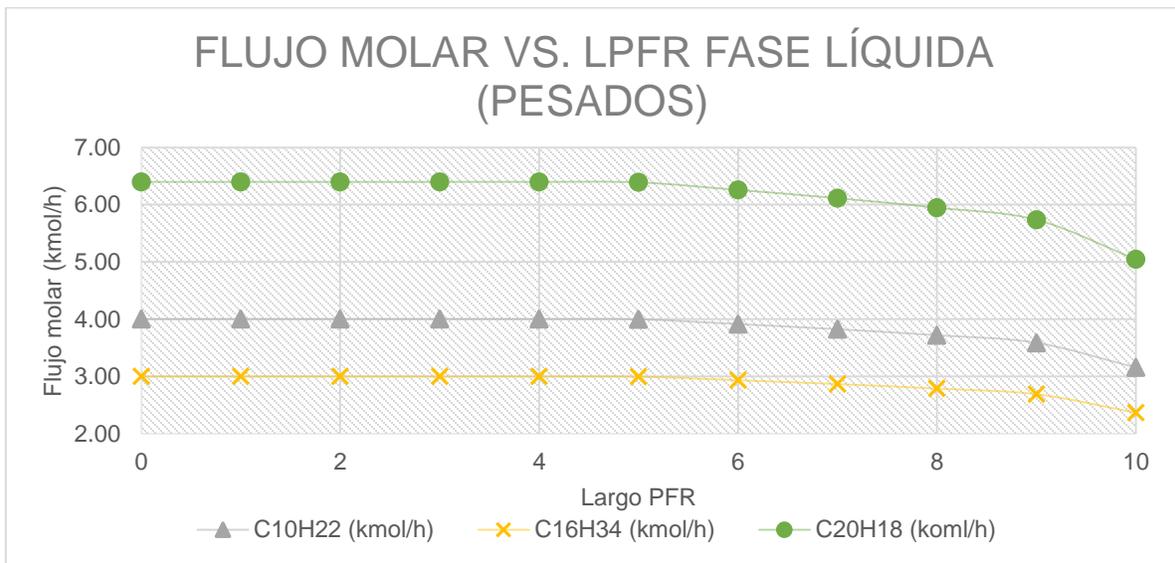


Gráfica 5.29 Fracción mol en fase líquida y vapor de prueba 2 estado dinámico (gráfica de barras).

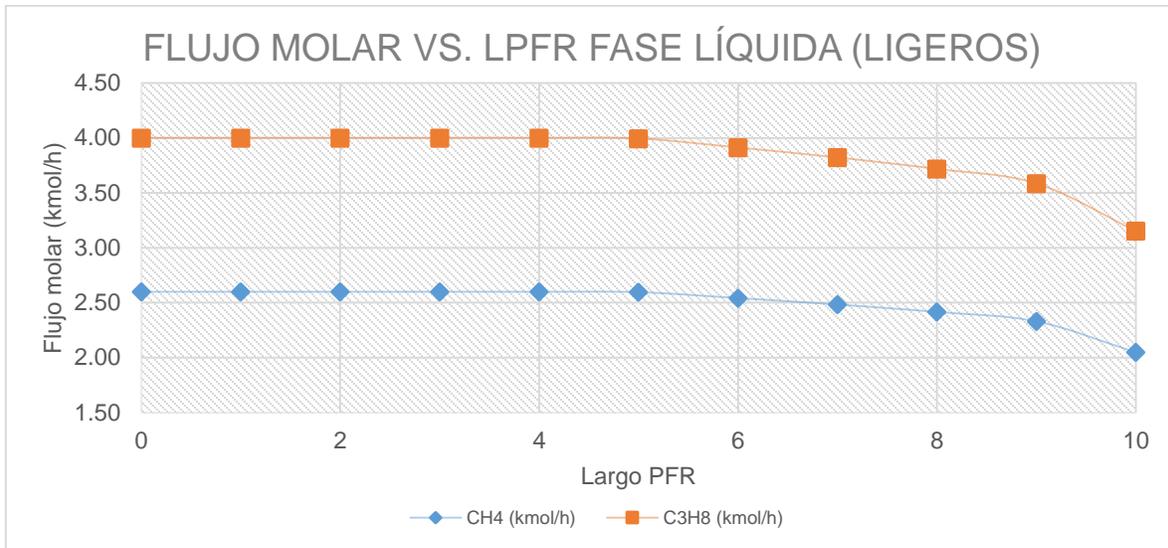
La información de las gráficas 5.28 y 5.29 es la misma, se buscó representar visualmente el cambio del tamaño de las fases líquida y vapor. En este caso, los compuestos empiezan a pasar a la fase vapor hasta los 250m, esto se debe a que la mezcla de hidrocarburos contiene componentes más pesados y pasar a la fase vapor es más difícil que con componentes más ligeros.



Gráfica 5.30 Flujo molar en fase líquida prueba 2 estado dinámico.

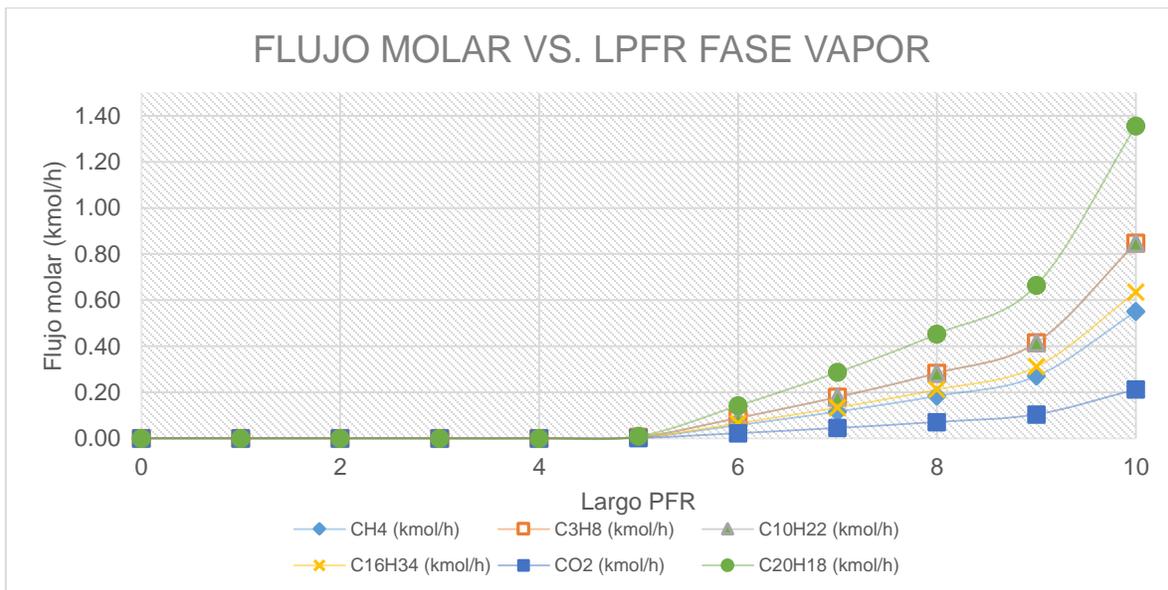


Gráfica 5.31 Flujo molar en fase líquida fracción pesada prueba 2 estado dinámico.

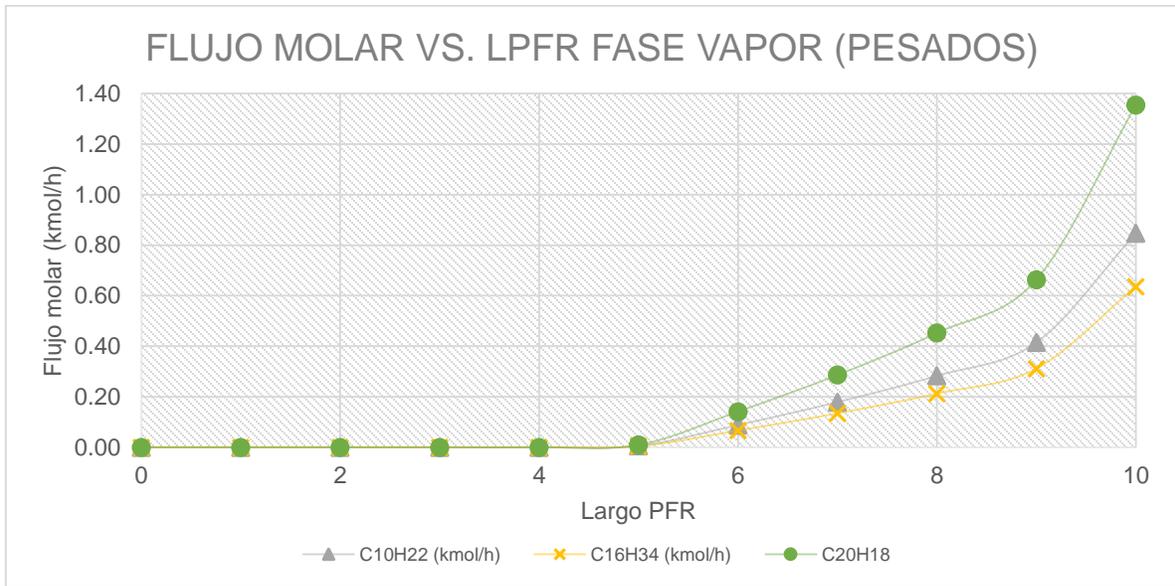


Gráfica 5.32 Flujo molar en fase líquida fracción ligera prueba 2 estado dinámico.

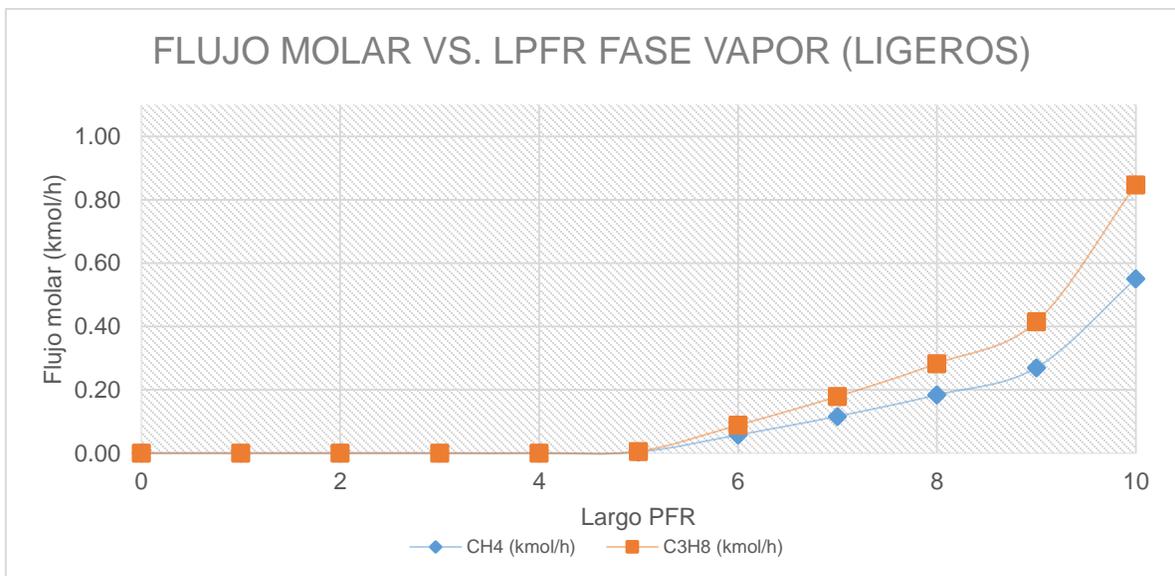
El flujo en fase líquida va disminuyendo a lo largo del PFR, esto corrobora la información encontrada en la prueba 1, los compuestos tienden a la fase vapor, por lo que el proceso que está ocurriendo es vaporización.



Gráfica 5.33 Flujo molar en fase vapor prueba 2 estado dinámico.

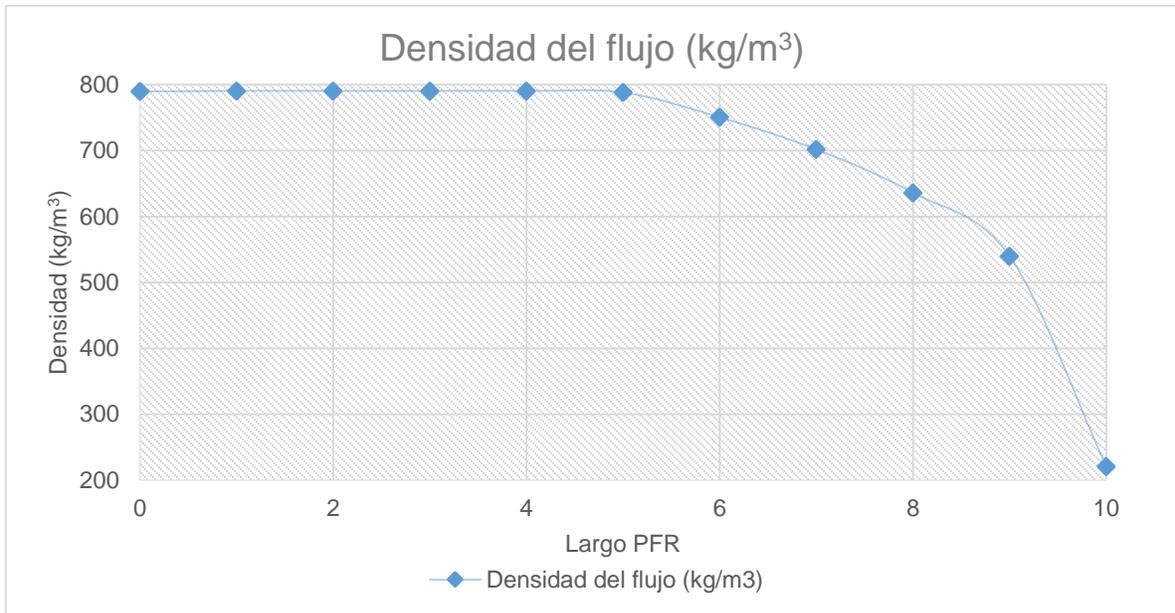


Gráfica 5.34 Flujo molar en fase vapor fracción pesada prueba 2 estado dinámico.

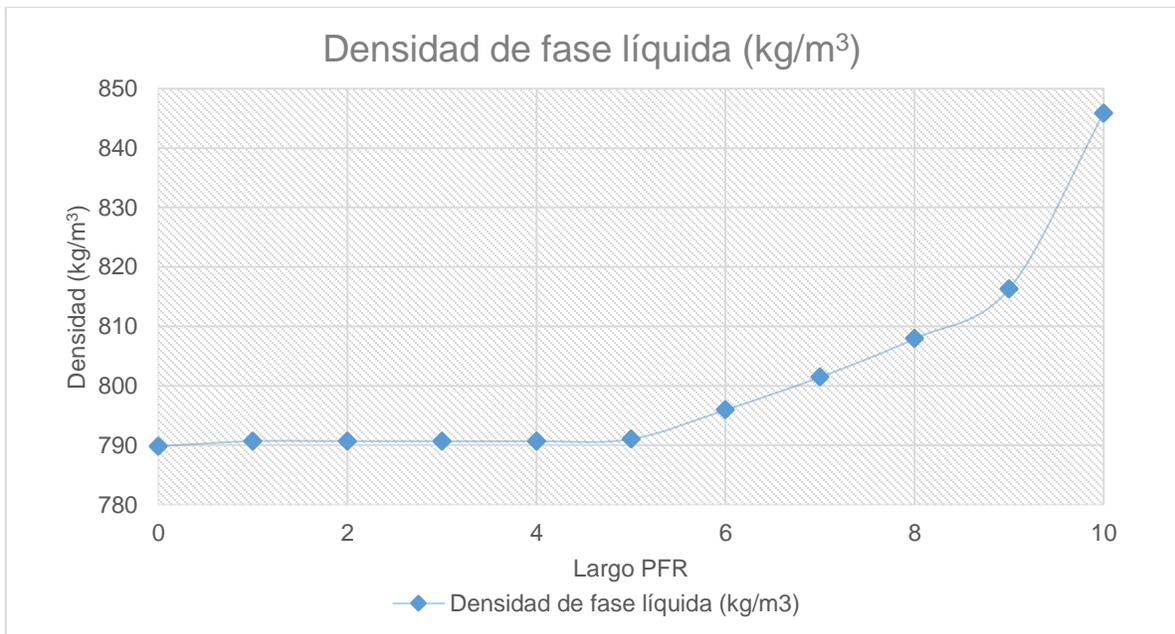


Gráfica 5.35 Flujo molar en fase vapor fracción ligera prueba 2 estado dinámico.

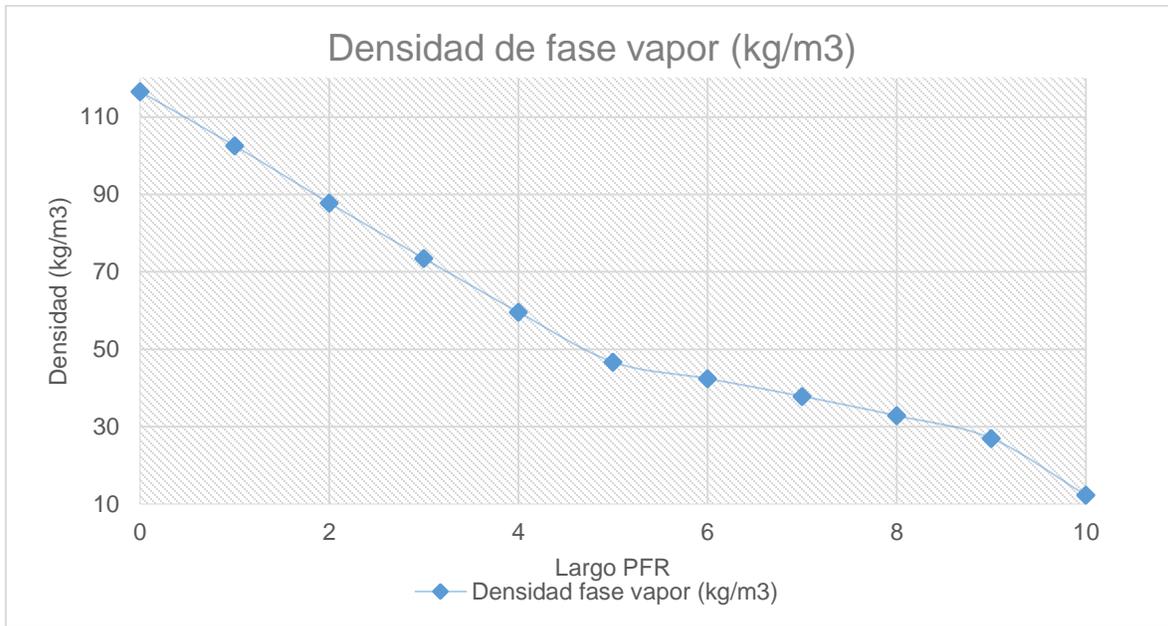
Los fluidos en la fase vapor van aumentando, corroborando el proceso que se observó desde la prueba 1, vaporización.



Gráfica 5.36 Densidad del fluido prueba 2 estado dinámico.

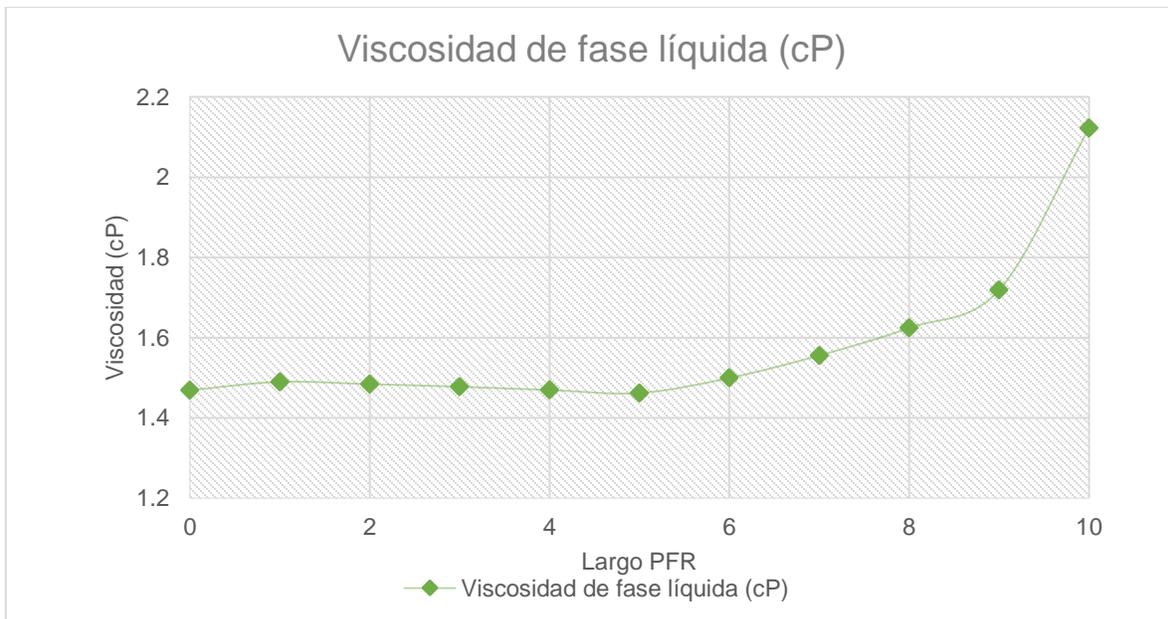


Gráfica 5.37 Densidad de la fase líquida prueba 2 estado dinámico.

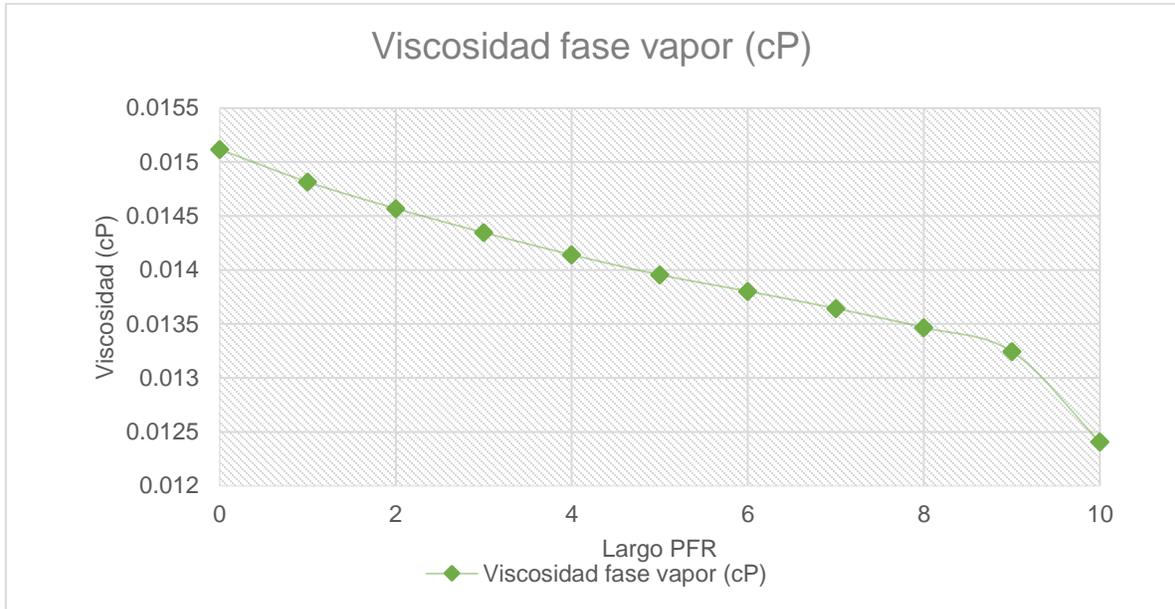


Gráfica 5.38 Densidad de la fase vapor prueba 2 estado dinámico.

La densidad en el fluido disminuye a lo largo del proceso, en el caso de la fase líquida, la densidad aumenta, esto se debe a la naturaleza del proceso de vaporización, al pasar compuestos ligeros a la fase vapor, la fase líquida se hace más densa y pesada, al contrario de la fase vapor.

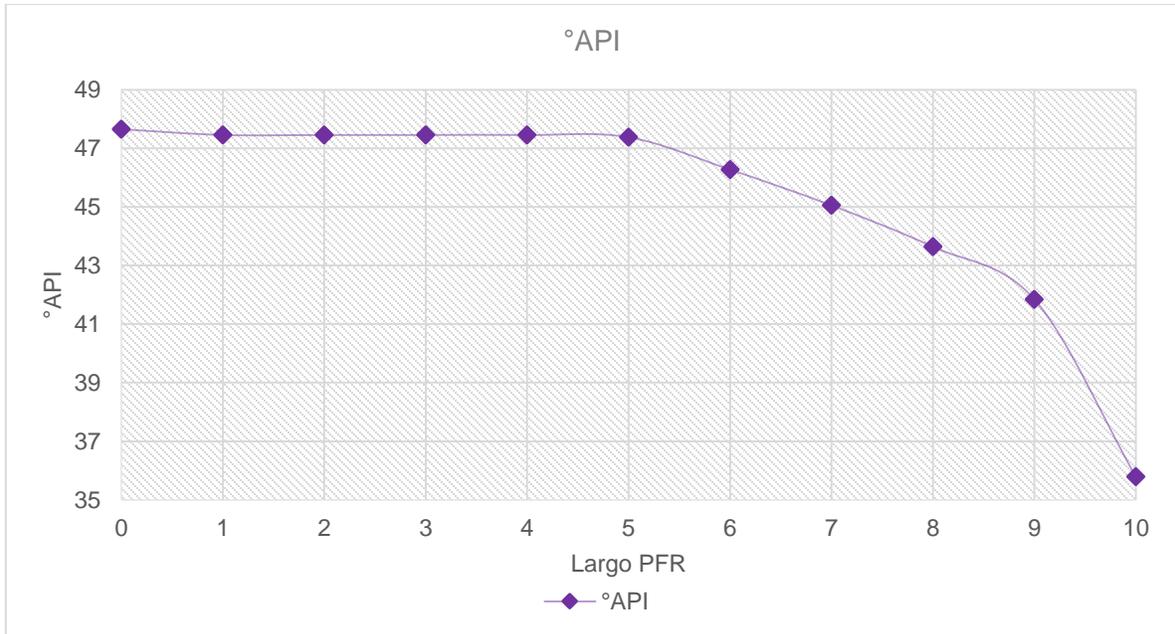


Gráfica 5.39 Viscosidad de la fase líquida prueba 2 estado dinámico.



Gráfica 5.40 Viscosidad de la fase vapor prueba 2 estado dinámico.

El comportamiento de la viscosidad en ambas fases aporta más pruebas de que el proceso que se lleva a cabo es la vaporización. La viscosidad en la fase líquida aumenta debido a que los compuestos ligeros pasan a la fase vapor y lo contrario sucede para esta última.

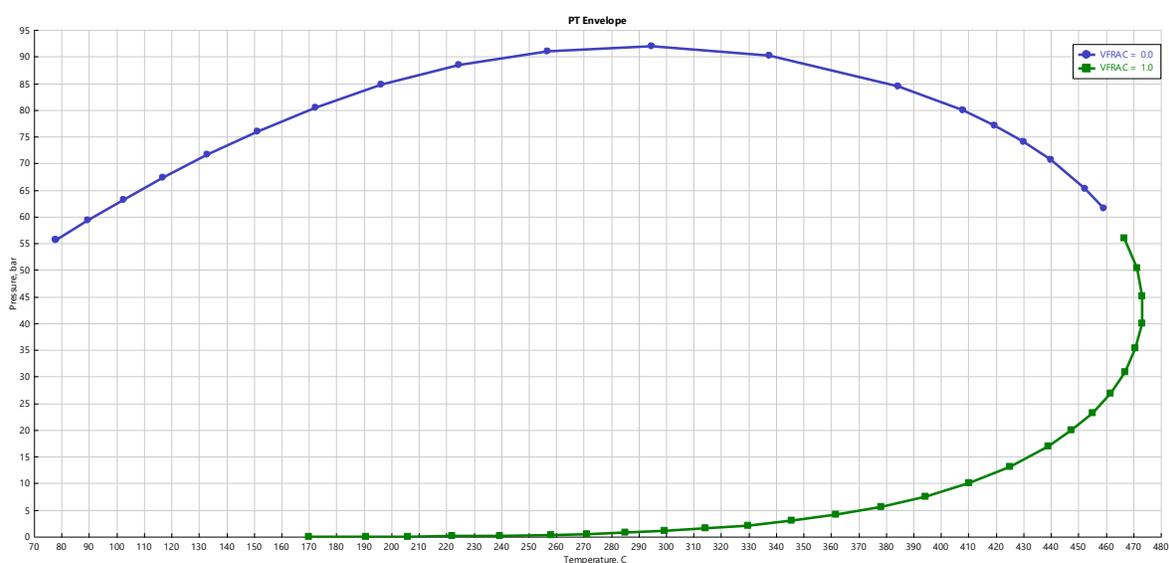


Gráfica 5.41 Gravedad API prueba 2 estado dinámico.

El rango de gravedad API para este sistema se encuentra entre 36 y 48°API, este tiene un intervalo similar al recomendado para proyectos de inyección de CO₂

descrito en el capítulo 4.^{4.9, 4.10} La tendencia de la gravedad API es a disminuir, lo que indica que es un petróleo más pesado y se dificulta la extracción, esto se debe al proceso de vaporización antes explicado. Esta información es relevante para determinar la factibilidad técnica de este proceso y se tome una decisión sobre la composición y las propiedades del gas de inyección, mejorando así, la recuperación del hidrocarburo.

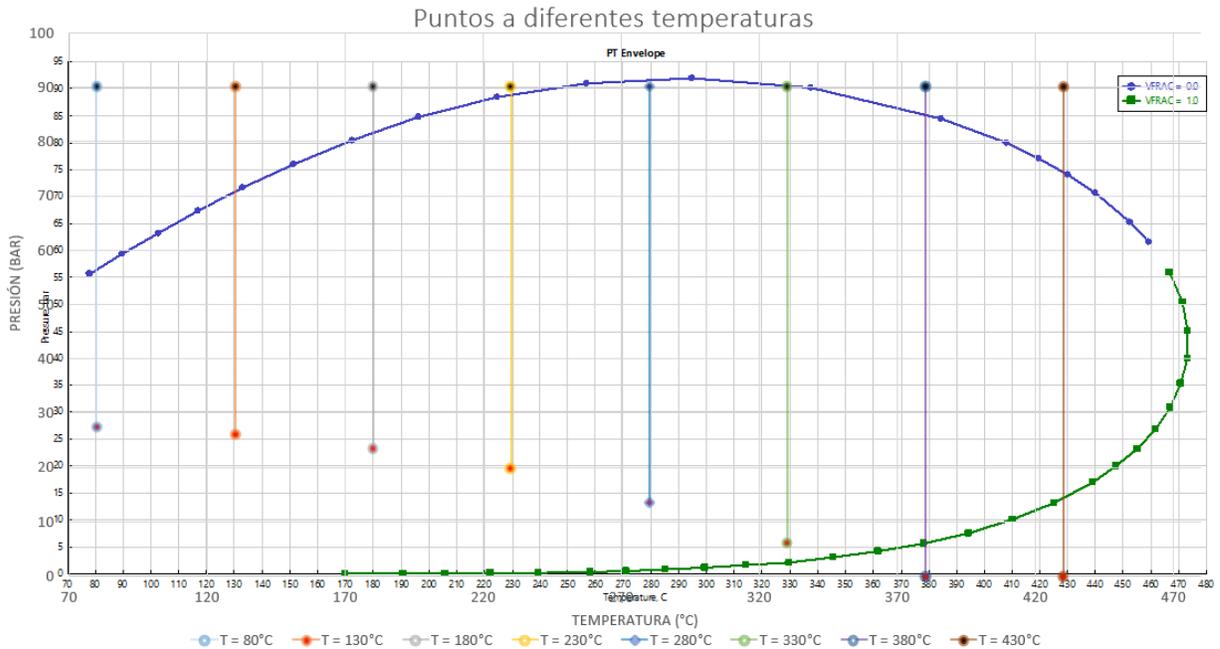
Se realizaron simulaciones a diferentes temperaturas analizando la trayectoria realizada a lo largo del PFR, con el fin de corroborar la fase en la que se encuentre a la entrada y la salida del PFR, tomando como base la envolvente de fases, mostrada en la gráfica 5.42, proporcionada por el simulador, esto se muestra en la gráfica 5.43 y los datos en la tabla 5.14.



Gráfica 5.42 Envolvente de fases para mezcla de hidrocarburos y CO₂ inyectado directo del modelo de simulación.

T (°C)	P @ 0m PFR (bar)	Fracción vapor molar @ 0m	P @ 500m PFR (bar)	Fracción vapor molar @ 500m
80	90	0 (líq. se/ bs)	27.35	0.128
130	90	0	26.12	0.194
180	90	0	23.54	0.25
230	90	0	19.71	0.308
280	90	0.009	13.47	0.402
330	90	0.004	6.15	0.65
380	90	0	0.00006	1
430	90	0	0.00001	1

Tabla 5.14 Valores de trayectorias de presión a diferentes temperaturas. Líq. Se/bs significa líquido subenfriado/bajosaturado.



Gráfica 5.43 Trayectorias en el PFR a diferentes temperaturas para mezcla de hidrocarburos y CO₂ injectado.

El flujo en cada corrida entra al PFR a 90 bar y en el rango de 80°C a 430°C aumentando progresivamente en 50°C, las entradas están marcadas en negro para cada corrida, las salidas del PFR se encuentran a diferentes presiones y están marcadas en rojo para cada corrida, ambas en la gráfica 5.43.

En la tabla 5.14 se muestran los resultados de presión y fracción vapor molar de entrada y salida en cada corrida, analizando estos datos expresados gráficamente sobre la envolvente de fases en la gráfica 5.43, se puede corroborar que se encuentran en la zona de fase correspondiente según la envolvente.

Con el análisis de las gráficas 5.25-43 y la tabla 5.14, se puede afirmar que el modelo de simulación en estado dinámico es capaz de devolver información de las fases y de sus propiedades en forma consistente con el diagrama de fases.

5.2.2 PROCESO A LO LARGO DEL TIEMPO CON INYECCIÓN ALTERNADA

El proceso de inyección de CO₂ implica una perturbación al yacimiento y los fluidos que naturalmente se encuentran en este, debido a ello, es que se analizó el comportamiento de diferentes posiciones de apertura de las válvulas y su efecto en la entrada de fluidos, se reporta ampliamente en el capítulo 4.

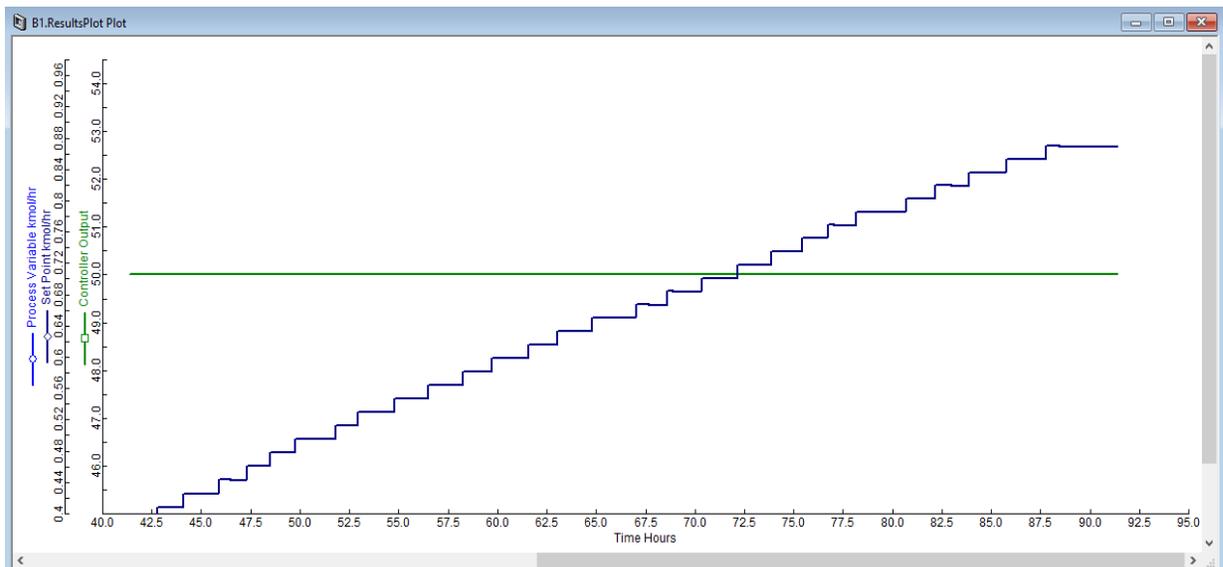
Las propiedades y características para la prueba 3 son las mismas que para la prueba 2, se reportan en la tabla 5.13.

La prueba 3 se centra en analizar la variación de tres propiedades, densidad, viscosidad y gravedad API, al modificar el flujo de CO₂ o de la mezcla de hidrocarburos a lo largo del tiempo. Esta prueba se divide en 3 etapas y son:

1. Etapa 1, incremento paulatino del flujo de CO₂ hasta alcanzar la entrada máxima y analizar la variación que hay en las propiedades mencionadas.
2. Etapa 2, disminución del flujo de la mezcla de hidrocarburos para observar el efecto y variación de propiedades cuando el petróleo se va agotando en el yacimiento sin llegar a cero.
3. Etapa 3, saturación del sistema con CO₂ por 7 días (168h) para observar la variación de las propiedades.

La etapa 1 de la prueba 3 del modelo de simulación en estado dinámico consiste en inyectar gradualmente CO₂ al sistema (PFR) para observar la variación de propiedades del fluido, densidad, viscosidad y gravedad API a lo largo del tiempo.

En la gráfica 4.8 se presenta el aumento del flujo de CO₂ a la entrada del PFR, la variación a lo largo del tiempo y para llegar al flujo máximo de CO₂ transcurren 87 horas.



Gráfica 4.8 Comportamiento de V1 al abrirla.

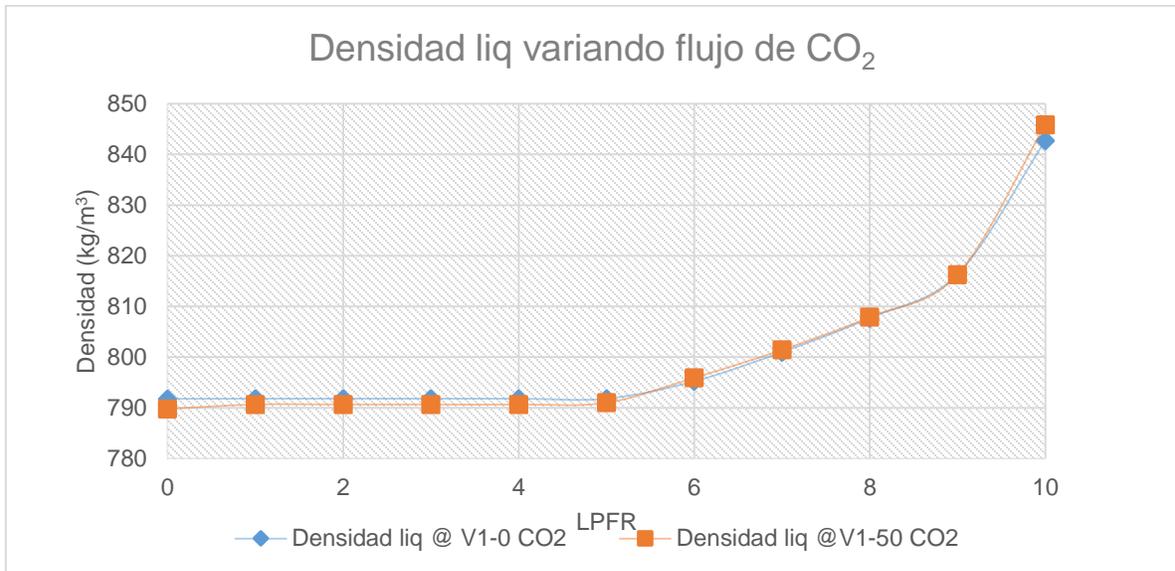
La variación de las propiedades densidad, viscosidad y gravedad API se reportan en las gráficas 5.45-47, respectivamente y en las tablas 5.15 y 5.16.

Propiedades a diferente flujo de CO ₂					
Densidad Flujo @ V1-0 CO ₂ (kg/m ³)	Densidad Flujo @ V1-50 CO ₂ (kg/m ³)	Densidad Liq @ V1-0 CO ₂ (kg/m ³)	Densidad Liq @ V1-50 CO ₂ (kg/m ³)	Densidad Vap @ V1-0 CO ₂ (kg/m ³)	Densidad Vap @ V1-50 CO ₂ (kg/m ³)
791.77	789.82	791.77	789.82	118.21	116.58
791.81	790.69	791.81	790.69	102.26	102.58
791.81	790.69	791.81	790.69	86.82	87.82
791.81	790.69	791.81	790.69	71.87	73.51
791.81	790.69	791.81	790.69	57.36	59.62
791.81	788.33	791.81	791.02	43.27	46.74
767.76	750.70	795.23	795.95	35.76	42.43
721.43	701.94	801.00	801.46	31.54	37.86
657.79	636.15	807.72	807.94	27.01	32.86
562.09	539.81	816.37	816.32	21.82	26.99
259.74	220.96	842.72	845.87	10.81	12.34

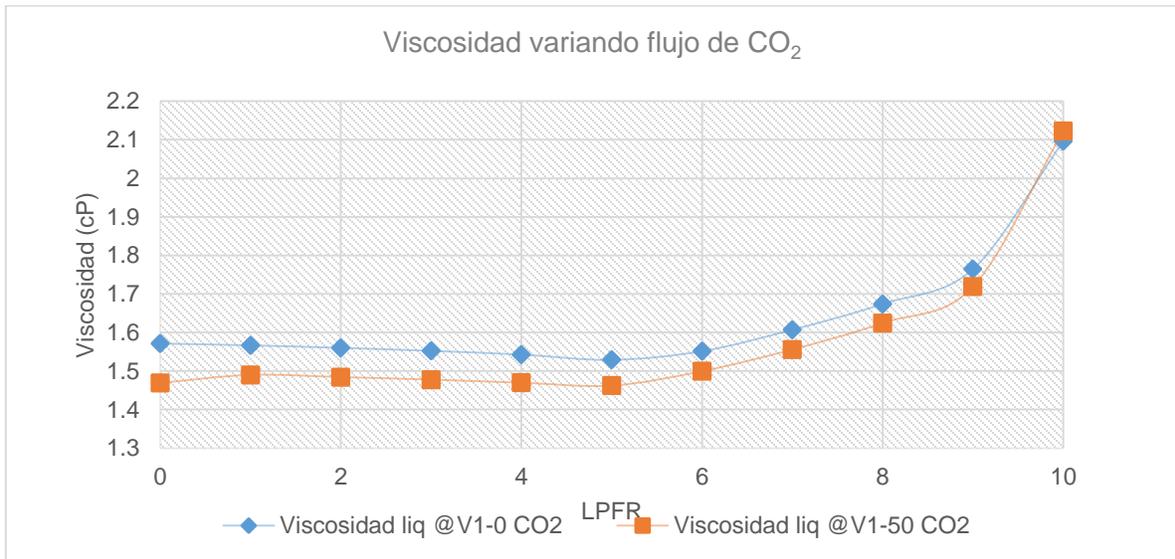
Tabla 5.15 Propiedades a diferente flujo de CO₂ (densidad).

Propiedades a diferente flujo de CO ₂					
Viscosidad Liq @ V1-0 CO ₂ (cP)	Viscosidad Liq @ V1-50 CO ₂ (cP)	Viscosidad Vap @ V1-0 CO ₂ (cP)	Viscosidad Vap @ V1-50 CO ₂ (cP)	°API @ V1-0 CO ₂	°API @ V1-50 CO ₂
1.57	1.47	0.01	0.02	47.21	47.65
1.57	1.49	0.01	0.01	47.21	47.46
1.56	1.48	0.01	0.01	47.21	47.46
1.55	1.48	0.01	0.01	47.21	47.46
1.54	1.47	0.01	0.01	47.21	47.46
1.53	1.46	0.01	0.01	47.21	47.38
1.55	1.50	0.01	0.01	46.44	46.28
1.61	1.56	0.01	0.01	45.16	45.05
1.67	1.62	0.01	0.01	43.68	43.64
1.76	1.72	0.01	0.01	41.83	41.84
2.10	2.12	0.01	0.01	36.41	35.78

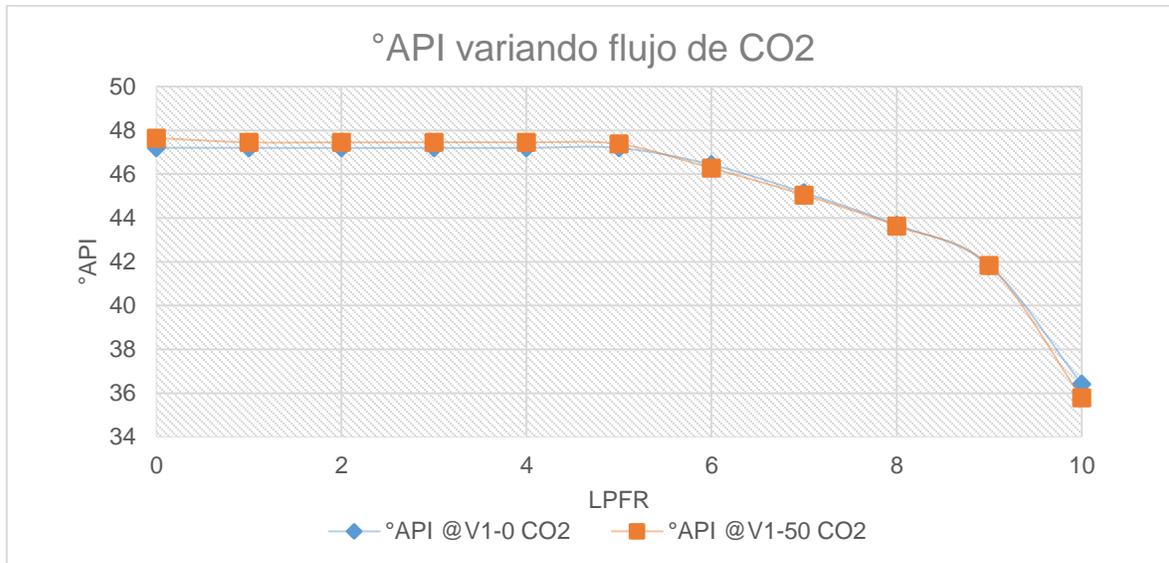
Tabla 5.16 Propiedades a diferente flujo de CO₂ (viscosidad y gravedad API).



Gráfica 5.44 Densidad de la fase líquida variando el flujo de CO₂ después de 87 horas.



Gráfica 5.45 Viscosidad variando el flujo de CO₂ después de 87 horas.



Gráfica 5.46 Gravedad API variando el flujo de CO₂ después de 87 horas.

En las tablas 5.15 y 5.16 se reportan los datos de densidad del flujo, de la fase líquida, de la fase vapor, la viscosidad y la gravedad API al tiempo cero y después de 87 horas, entrada de 0kmol/h de CO₂ y 0.9kmol/h de CO₂, respectivamente. La entrada de flujo se puede leer utilizando la gráfica 4.9.

En las gráficas 5.44-46 se analizan los datos de las tablas 5.15 y 5.16 pero de una forma más visual. La variación de la densidad de la fase líquida no es tan notoria, así como en la gravedad API, en cambio en la viscosidad se puede apreciar la variación de 0.1 cP entre el flujo 0 kmol/h de CO₂ y el flujo 0.9kmol/h de CO₂.

La etapa 2 consiste en reducir el flujo de la mezcla de hidrocarburos con el fin de simular el agotamiento del petróleo en un yacimiento. En un yacimiento no se alcanza a extraer el 100% de petróleo y siempre hay una cantidad que permanece en el yacimiento, a esta se le llama petróleo residual, por lo que en el modelo tampoco se llega a tener 0 kmol de petróleo, el mínimo para este sistema es de 16.4kmol/h de mezcla de hidrocarburos, lo cual se lee en la gráfica 4.11.

Para esta prueba se mantiene constante el flujo de CO₂ y se cierra progresivamente el flujo de la mezcla de hidrocarburos hasta llegar al mínimo (16.4kmol/h), el mínimo se alcanza en la hora 35.

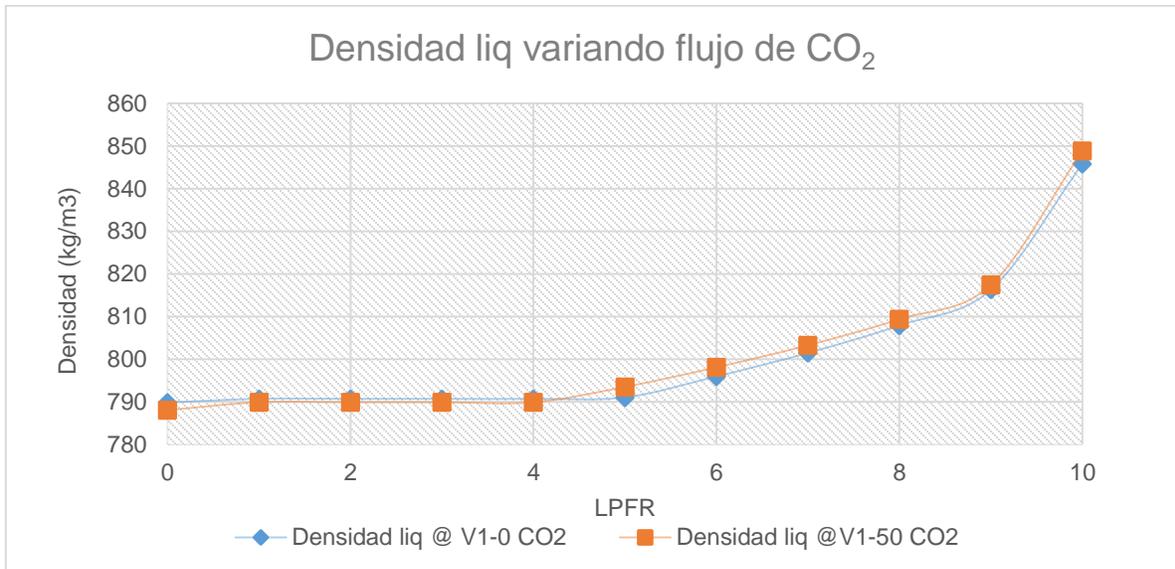
Los datos obtenidos para la densidad de flujo, de fase líquida, de fase vapor, viscosidad y gravedad API se muestran en las tablas 5.17 y 5.18, así como en las gráficas 5.47, 5.48 y 5.49, respectivamente.

Propiedades a diferente flujo de CO ₂					
Densidad Flujo @ V2-50 HC (kg/m ³)	Densidad Flujo @ V2-24 HC (kg/m ³)	Densidad Liq @ V2-50 HC (kg/m ³)	Densidad Liq @ V2-24 HC (kg/m ³)	Densidad Vap @ V2-50 HC (kg/m ³)	Densidad Vap @ V2-24 HC (kg/m ³)
789.82	788.04	789.82	788.04	116.58	107.95
790.69	789.89	790.69	789.89	102.58	96.87
790.69	789.89	790.69	789.89	87.82	83.54
790.69	789.89	790.69	789.89	73.51	70.57
790.69	789.89	790.69	789.89	59.62	57.95
788.33	761.46	791.02	793.50	46.74	52.48
750.70	720.90	795.95	798.10	42.43	47.99
701.94	669.38	801.46	803.28	37.86	43.16
636.15	601.49	807.94	809.41	32.86	37.77
539.81	505.24	816.32	817.44	26.99	31.31
220.96	189.60	845.87	848.92	12.34	13.46

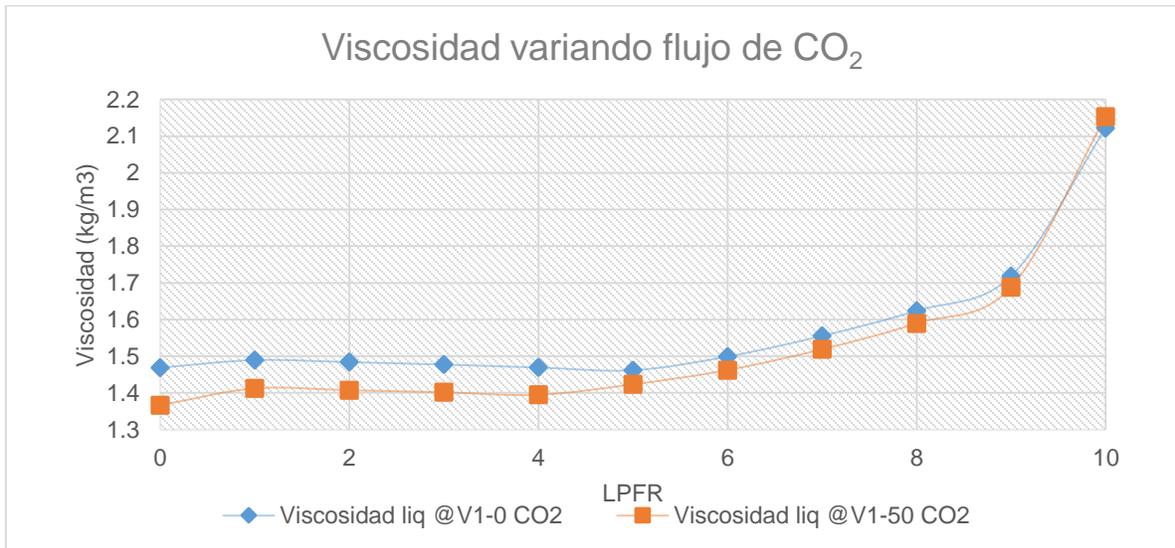
Tabla 5.17 Propiedades a diferente flujo de mezcla de hidrocarburos (densidad).

Propiedades a diferente flujo de CO ₂					
Viscosidad Liq @ V2-50 HC(cP)	Viscosidad Liq @ V2-24 HC (cP)	Viscosidad Vap @ V2-50 HC (cP)	Viscosidad Vap @ V2-24 HC (cP)	°API @ V2-50 HC	°API @ V2-24 HC
1.47	1.37	0.02	0.02	47.65	48.06
1.49	1.41	0.01	0.02	47.46	47.64
1.48	1.41	0.01	0.01	47.46	47.64
1.48	1.40	0.01	0.01	47.46	47.64
1.47	1.39	0.01	0.01	47.46	47.64
1.46	1.42	0.01	0.01	47.38	46.82
1.50	1.46	0.01	0.01	46.28	45.80
1.56	1.52	0.01	0.01	45.05	44.65
1.62	1.59	0.01	0.01	43.64	43.32
1.72	1.69	0.01	0.01	41.84	41.60
2.12	2.15	0.01	0.01	35.78	35.18

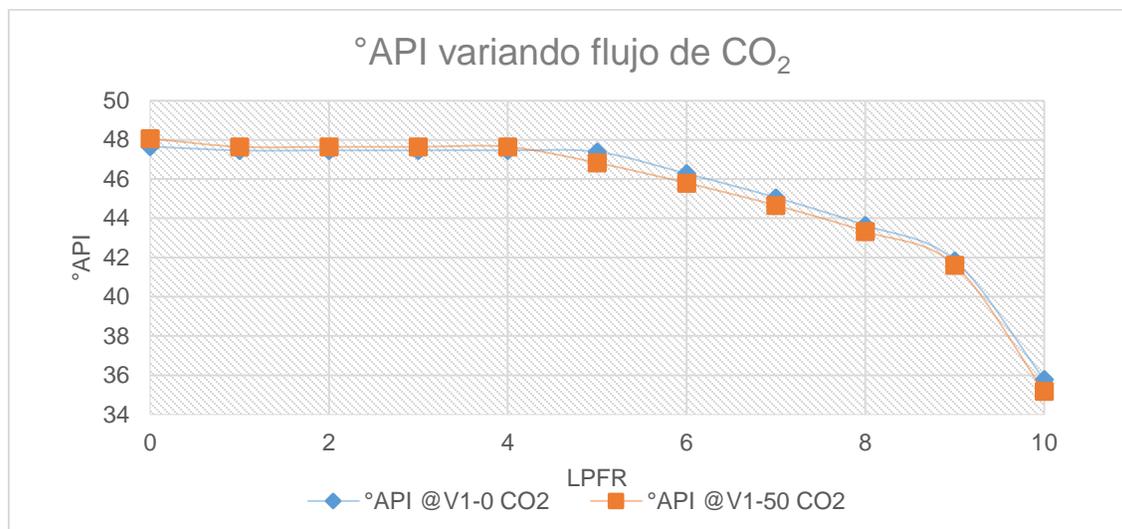
Tabla 5.18 Propiedades a diferente flujo de mezcla de hidrocarburos (viscosidad y gravedad API).



Gráfica 5.47 Densidad de la fase líquida variando el flujo de mezcla de hidrocarburos después de 35 horas.



Gráfica 5.48 Viscosidad variando el flujo de mezcla de hidrocarburos después de 35 horas.



Gráfica 5.49 Gravedad API variando el flujo de mezcla de hidrocarburos después de 35 horas.

La variación de las tres propiedades al disminuir el flujo de mezcla de hidrocarburos se puede apreciar en las gráficas 5.47-49. La variación de la densidad y la gravedad API no es notoria, la diferencia en la viscosidad se puede apreciar más con relación al tiempo 1 con total de flujo de mezcla de hidrocarburos (17.4 kmol/h) y el tiempo 2 (después de 35 horas) con flujo mínimo de 16.3 kmol/h.

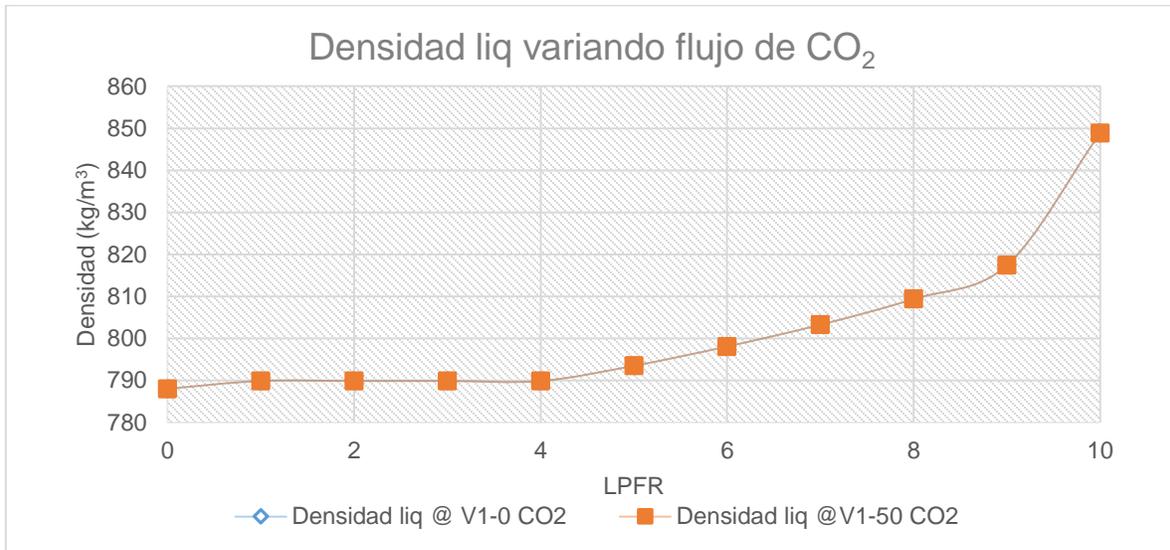
La etapa 3 de la prueba 3 que consiste en saturar el yacimiento con CO₂ con un flujo mínimo de mezcla de hidrocarburo por 7 días (168 horas) para observar las posibles variaciones en las propiedades como densidad, viscosidad y gravedad API. La tabla 5.19, 5.20 y las gráficas 5.50-52 muestran los datos obtenidos de la variación de las propiedades anteriores después de 7 días.

Propiedades a diferente flujo de CO ₂					
Densidad Flujo @ T1 (kg/m ³)	Densidad Flujo @ T2 (kg/m ³)	Densidad Liq @ T1 (kg/m ³)	Densidad Liq @ T2 (kg/m ³)	Densidad Vap @ T1 (kg/m ³)	Densidad Vap @ T2 (kg/m ³)
788.04	788.04	788.04	788.04	107.95	107.95
789.89	789.89	789.89	789.89	96.87	96.87
789.89	789.89	789.89	789.89	83.54	83.54
789.89	789.89	789.89	789.89	70.57	70.57
789.89	789.89	789.89	789.89	57.95	57.95
761.46	761.46	793.50	793.50	52.48	52.48
720.90	720.90	798.10	798.10	47.99	47.99
669.38	669.38	803.28	803.28	43.16	43.16
601.49	601.49	809.41	809.41	37.77	37.77
505.24	505.24	817.44	817.44	31.31	31.31
189.60	189.60	848.92	848.92	13.46	13.46

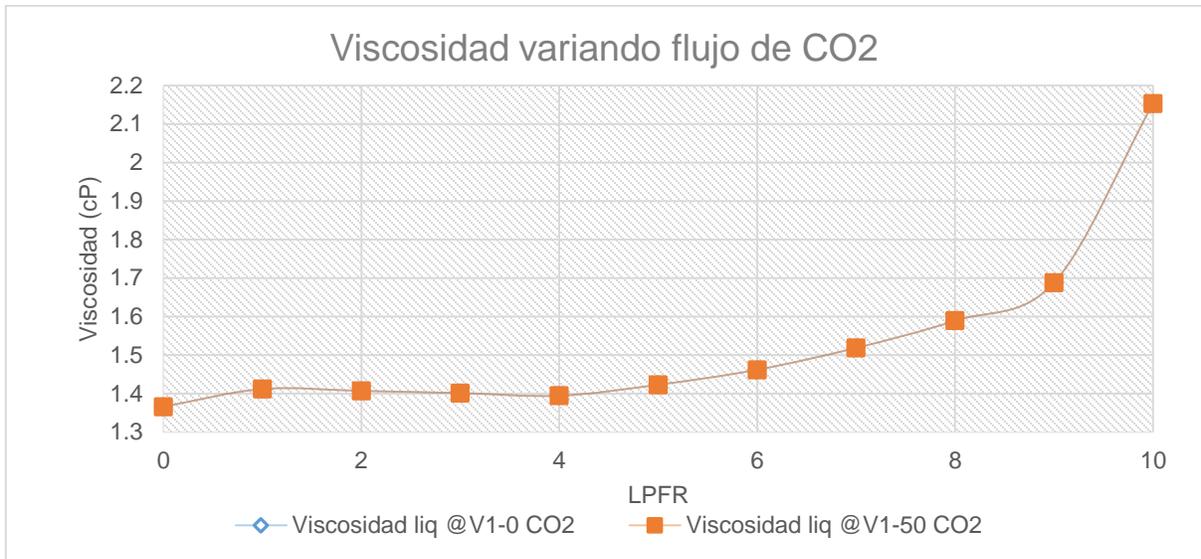
Tabla 5.19 Propiedades a flujos constante de mezcla de hidrocarburos y CO₂ en la hora 0 (T1) y la hora 168 (T2) (densidad).

Propiedades a diferente flujo de CO ₂					
Viscosidad Liq @ T1 (cP)	Viscosidad Liq @ T2 (cP)	Viscosidad Vap @ T1 (cP)	Viscosidad Vap @ T2 (cP)	°API @ T1	°API @ T2
1.37	1.37	0.02	0.02	48.06	48.06
1.41	1.41	0.02	0.02	47.64	47.64
1.41	1.41	0.01	0.01	47.64	47.64
1.40	1.40	0.01	0.01	47.64	47.64
1.39	1.39	0.01	0.01	47.64	47.64
1.42	1.42	0.01	0.01	46.82	46.82
1.46	1.46	0.01	0.01	45.80	45.80
1.52	1.52	0.01	0.01	44.65	44.65
1.59	1.59	0.01	0.01	43.32	43.32
1.69	1.69	0.01	0.01	41.60	41.60
2.15	2.15	0.01	0.01	35.18	35.18

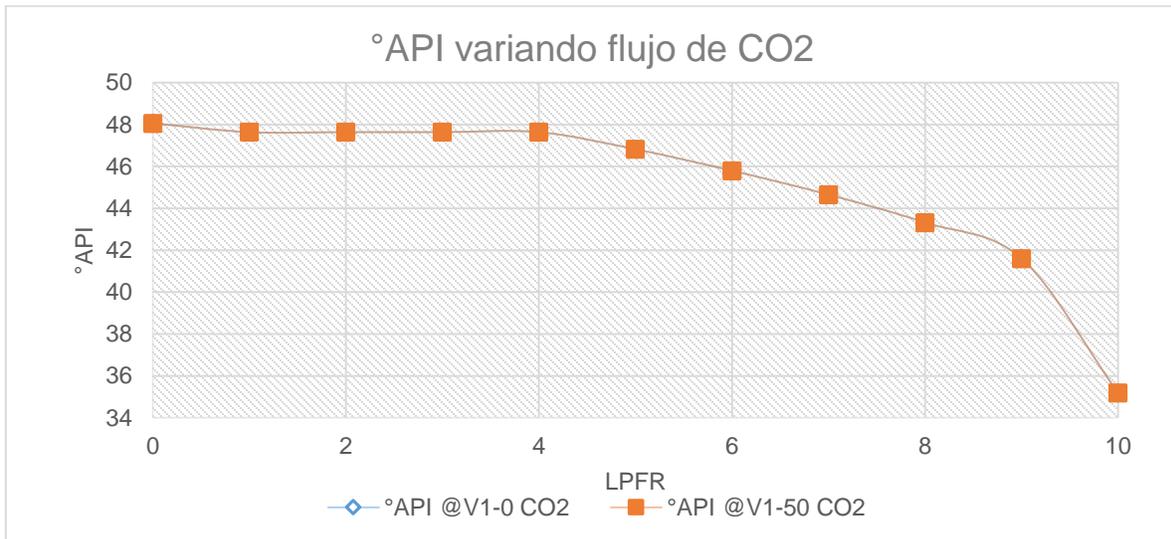
Tabla 5.19 Propiedades a flujos constante de mezcla de hidrocarburos y CO₂ en la hora 0 (T1) y la hora 168 (T2) (viscosidad y gravedad API).



Gráfica 5.50 Densidad de la fase líquida a fluidos constantes después de 7 días.



Gráfica 5.51 Viscosidad a fluidos constantes después de 7 días.



Gráfica 5.52 Gravedad API a fluidos constantes después de 7 días.

En esta tercera etapa lo que se buscó fue encontrar la variación de las propiedades después de días de saturar el yacimiento de CO₂, en este caso PFR. Lo que se puede apreciar en las gráficas es que no hay variación entre la hora 1 (T1) y la hora 168 (T2), las propiedades están sobre puestas en ambos tiempos.

El modelo aporta datos del comportamiento de propiedades de los fluidos (densidad, viscosidad y gravedad API) a lo largo del tiempo y de la variación del flujo de CO₂, lo cual permite decir que la prueba 3 tuvo éxito y el modelo sigue cumpliendo con los objetivos planteados.

5.2.3 SIMULACIÓN CON PRESENCIA DE AGUA E INYECCIÓN ALTERNADA

Los fluidos presentes en la mayoría de yacimientos petroleros son petróleo, gas y agua, en las simulaciones anteriores con el modelo de simulación en estado dinámico solo se tenía presencia de mezcla de hidrocarburos y gas, en esta prueba 4 se agrega el agua como tercer fluido propio del yacimiento para observar los efectos causados al inyectar CO₂.

La prueba 4 tiene 4 etapas de simulación, son las siguientes:

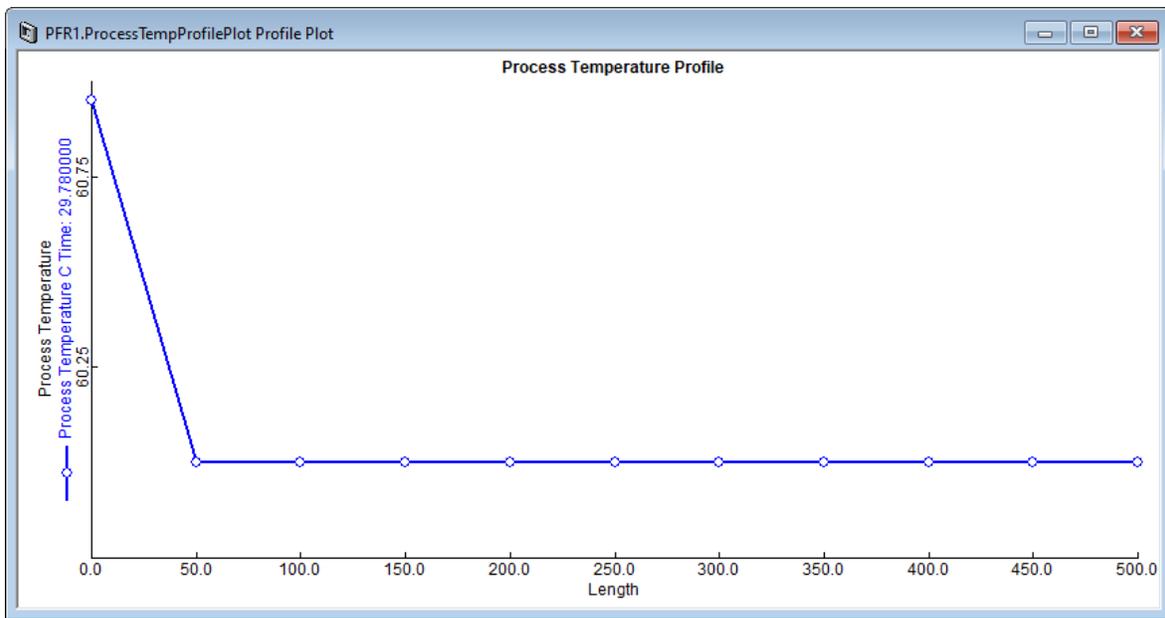
1. Etapa 1: entran tres corrientes, la mezcla de hidrocarburos, CO₂ y agua. El objetivo de esta etapa es analizar el comportamiento de los fluidos con presencia de agua.
2. Etapa 2: se inyecta progresivamente CO₂ al sistema y se analiza los efectos propiciados por esta inyección, teniendo en cuenta la presencia de agua como fluido natural del yacimiento.
3. Etapa 3: se disminuye paulatinamente el fluido de mezcla de hidrocarburos para simular el agotamiento del petróleo y analizar los efectos ocasionados.
4. Etapa 4: se satura por 7 días el yacimiento con inyección de CO₂ constante para estudiar los efectos causados.

Las características y propiedades del yacimiento y los fluidos para realizar la prueba 4 se presentan en la tabla 5.20.

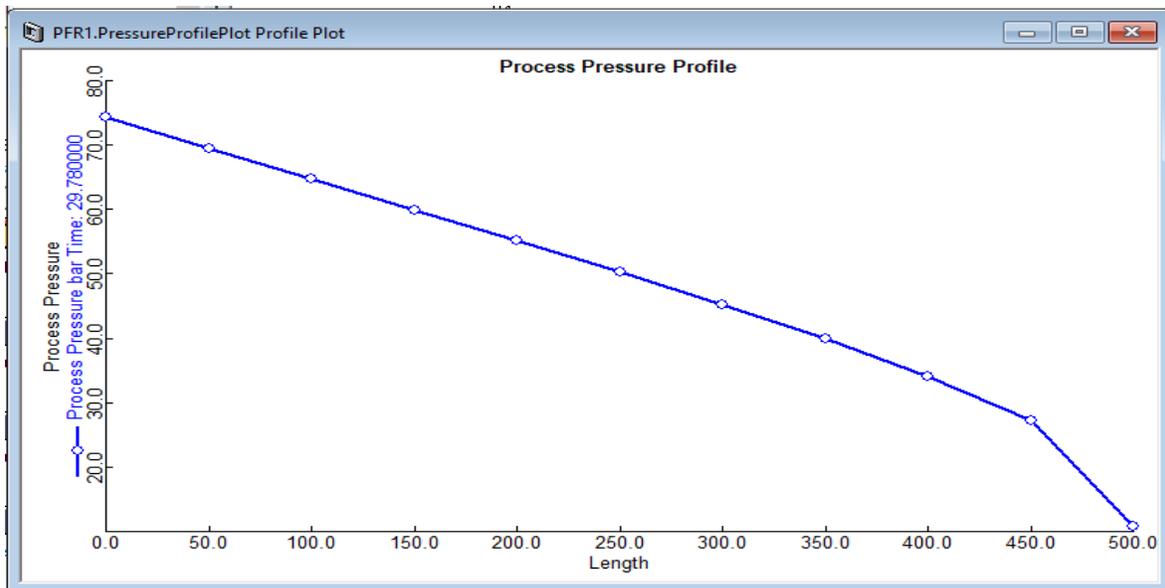
Propiedades para simulación			
Presión (bar; psia) =		74; 1,073.28	
Temperatura (°C; °F) =		60; 140	
Flujo de hidrocarburos x PFR (kmol/h)		20	
Flujo de CO₂ x PFR (kmol/h)		1	
Flujo de H₂O x PFR (kmol/h)		0.5	
L (m) =		500	
D (m) =		0.1	
ε =		0.6	
Φ_s =		0.45	
DP (m) =		0.01	
ρP (g/cm³) =		2.65	
Composición de mezcla de hidrocarburos		Composición de gas de inyección	
Hidrocarburo	Frac mol	Gases	Fracción mol
CH₄	0.13	CO₂	1
C₃H₈	0.2		
C₁₀C₂₂	0.2		
C₁₆H₃₄	0.15		
C₂₀H₁₈	0.32		
	1		
Corriente de agua			
Agua de formación		Frac mol	
H₂O		1	

Tabla 5.20 Datos para la prueba 4 del modelo dinámico.

La etapa 1 se realiza al dejar fluir la mezcla de hidrocarburos, agua y CO₂ en el sistema y analizar los datos obtenidos. Se obtienen las gráficas del comportamiento de la temperatura y la presión a lo largo del PFR cuando se tiene presente petróleo, gas, agua y CO₂, siendo estas las gráficas 5.53 y 5.54, respectivamente.



Gráfica 5.53 Comportamiento de la temperatura a lo largo del PFR prueba 4 en estado dinámico.

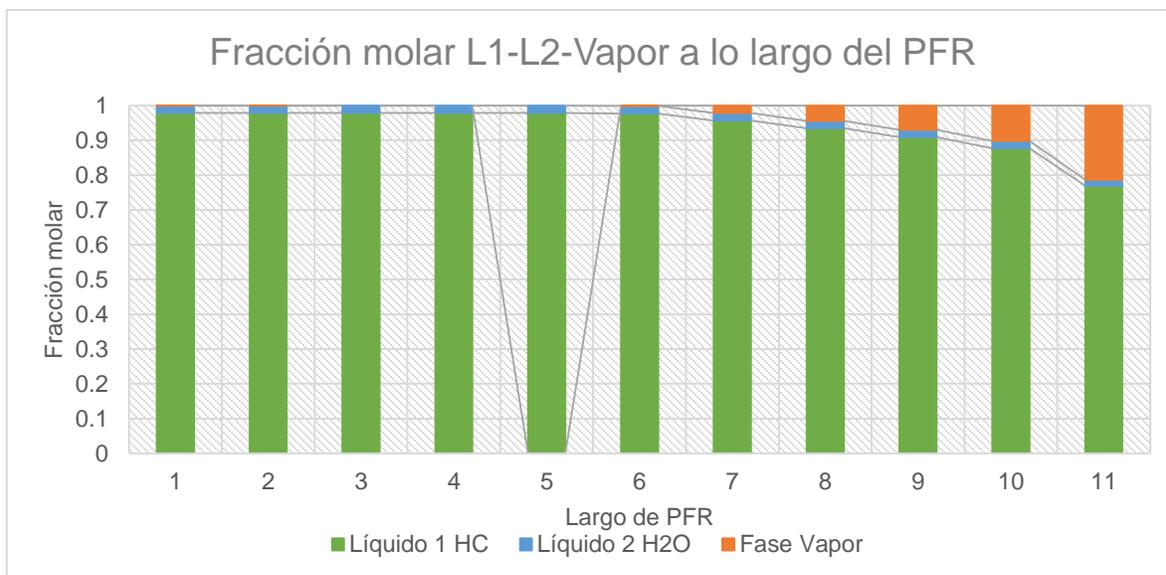


Gráfica 5.54 Comportamiento de la presión a lo largo del PFR prueba 4 en estado dinámico.

La temperatura tiene el mismo comportamiento que en las tres pruebas anteriores, se mantiene constante en 60°C, la cual es la temperatura del yacimiento, PFR en este modelo. La presión disminuye hasta llegar prácticamente a 0 bar, esto es uno de los factores que propicia el desplazamiento de los compuestos a la fase vapor.

El agua y la mezcla de hidrocarburos no son miscibles entre sí, por lo que se forman 3 fases, una fase vapor y dos líquidas, L1 formada principalmente por la mezcla de

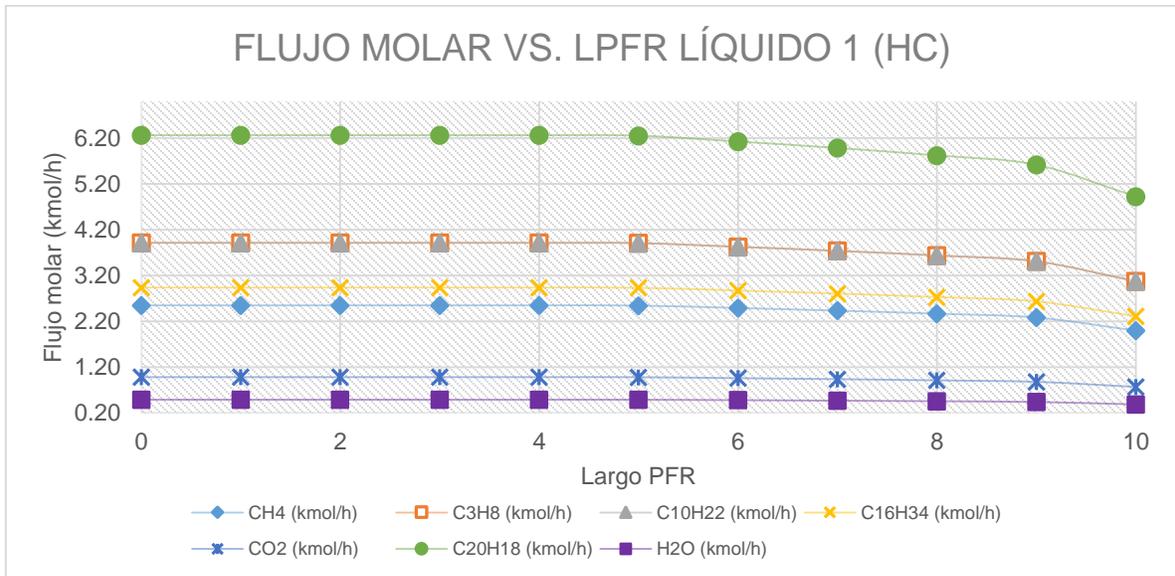
hidrocarburos y L2 principalmente por agua, con sus respectivas fracciones de compuestos miscibles. En la gráfica 5.55 se muestra las fracciones mol de las tres fases, vapor, líquido 1 y líquido 2.



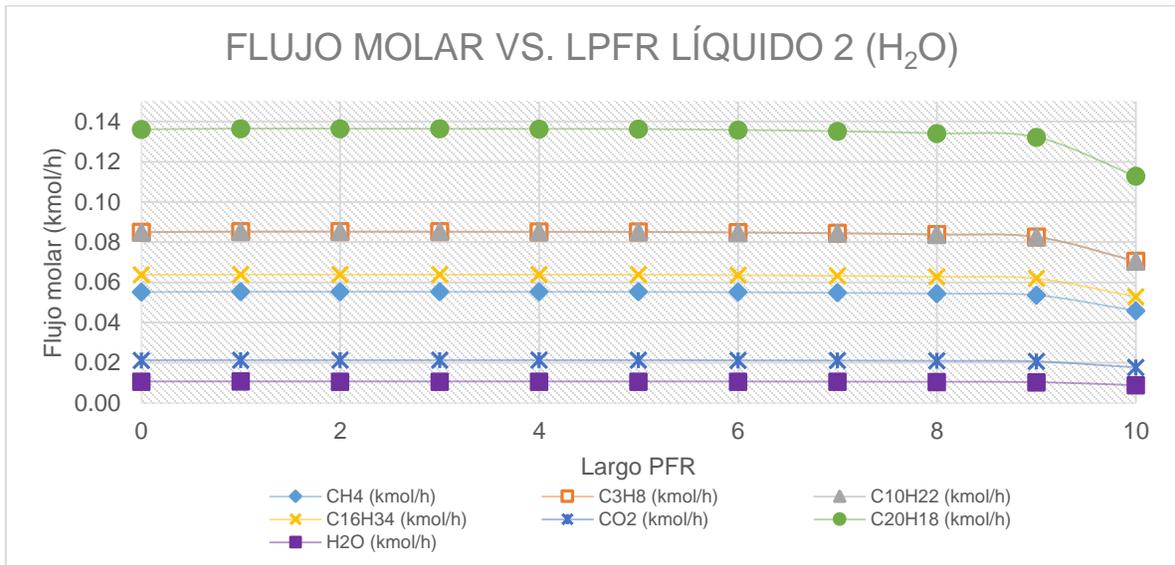
Gráfica 5.55 Fracción mol en fase líquida 1, líquida 2 y vapor de prueba 4 estado dinámico (gráfica de barras).

En la gráfica 5.55 se aprecian las 2 fases líquidas, una preferentemente de mezcla de hidrocarburos y otra de agua, esto se debe a que el agua y los hidrocarburos no son miscibles entre sí, por lo que se forma la fase líquida 1 y la fase líquida 2, en estas fases también estarán presentes otros compuestos que existan en el sistema e incluso una fracción mínima del compuesto preferencial de la otra fase líquida (en L1 presencia de agua y en L2 presencia de hidrocarburo). En las gráficas 5.56-58 se reportan los flujos molares de las tres fases L1, L2 y vapor respectivamente.

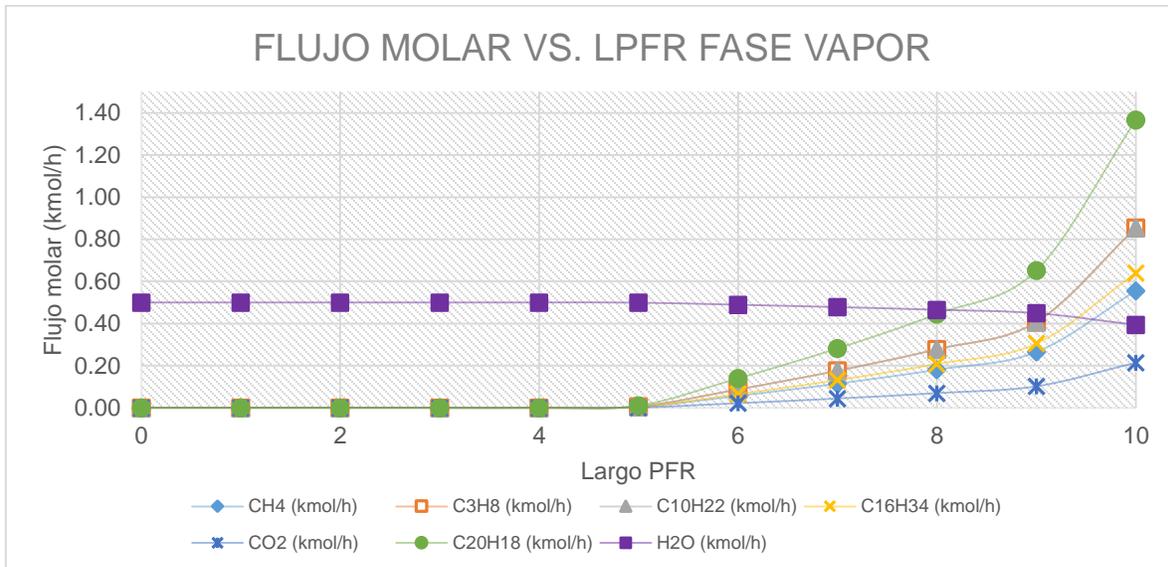
Al inyectar CO₂ la mayor parte tiende a estar en la mezcla de hidrocarburos y el resto en el agua y el vapor, como se puede apreciar en la gráfica 5.56-58, la cantidad de CO₂ es mayor en la fase L1 (HC) que en las fases L2 y vapor. La presencia del CO₂ propicia efectos favorables para la extracción del hidrocarburo, uno de los efectos que se puede apreciar en las gráficas 5.56-58 es la vaporización de fracciones del petróleo, esto se comprueba analizando la tendencia a aumentar de la fracción vapor. Existen otros efectos por la presencia de CO₂ estudiados en el subcapítulo 3.4.2 de este trabajo.



Gráfica 5.56 Flujo molar en fase líquida 1 prueba 4 estado dinámico.



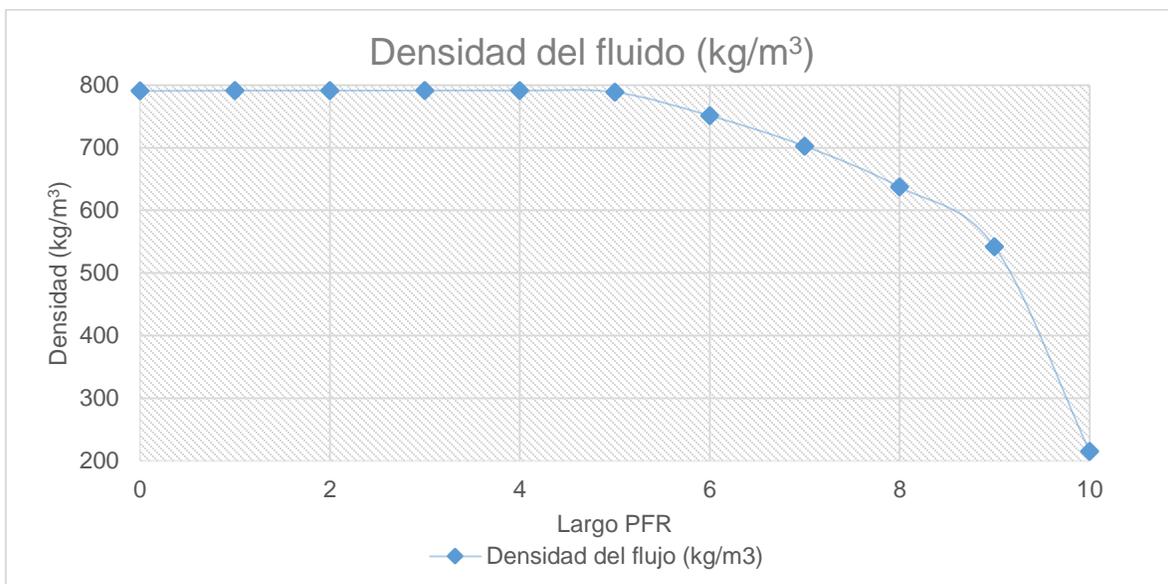
Gráfica 5.57 Flujo molar en fase líquida 2 prueba 4 estado dinámico.



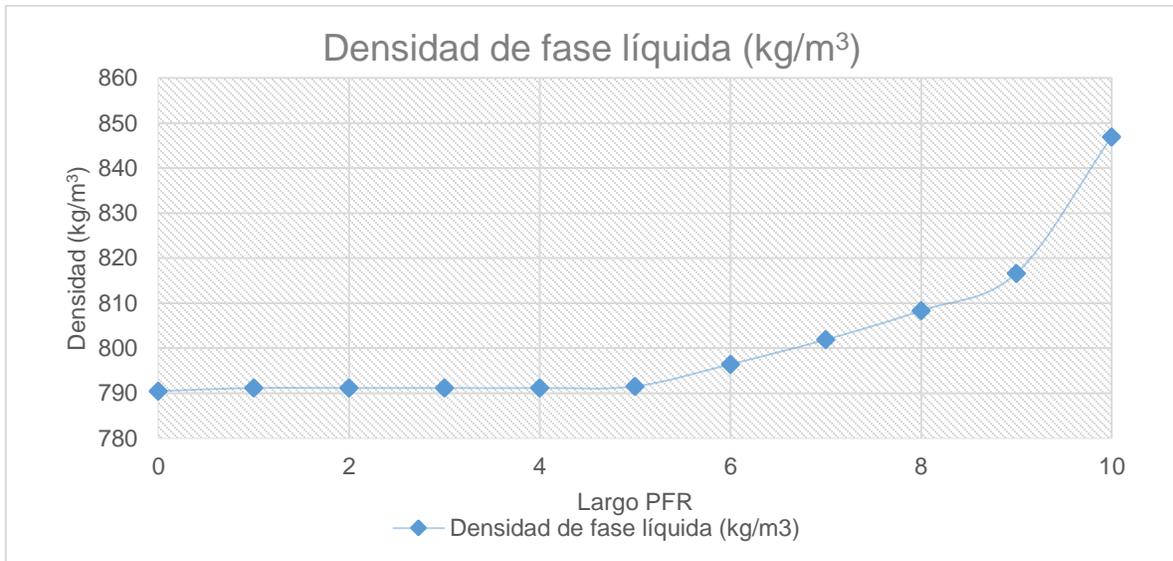
Gráfica 5.58 Flujo molar en fase vapor prueba 4 estado dinámico.

Al igual que en las pruebas anteriores, los compuestos tienden a desplazarse a la fase vapor a lo largo del proceso. El CO₂ tiene mayor miscibilidad con los hidrocarburos por lo que se desplaza con mayor facilidad a la fase líquida 1. Esta información aporta nociones del comportamiento del CO₂ al mezclarse con los fluidos propios del yacimiento e indica la tendencia que tiene al existir agua en el yacimiento.

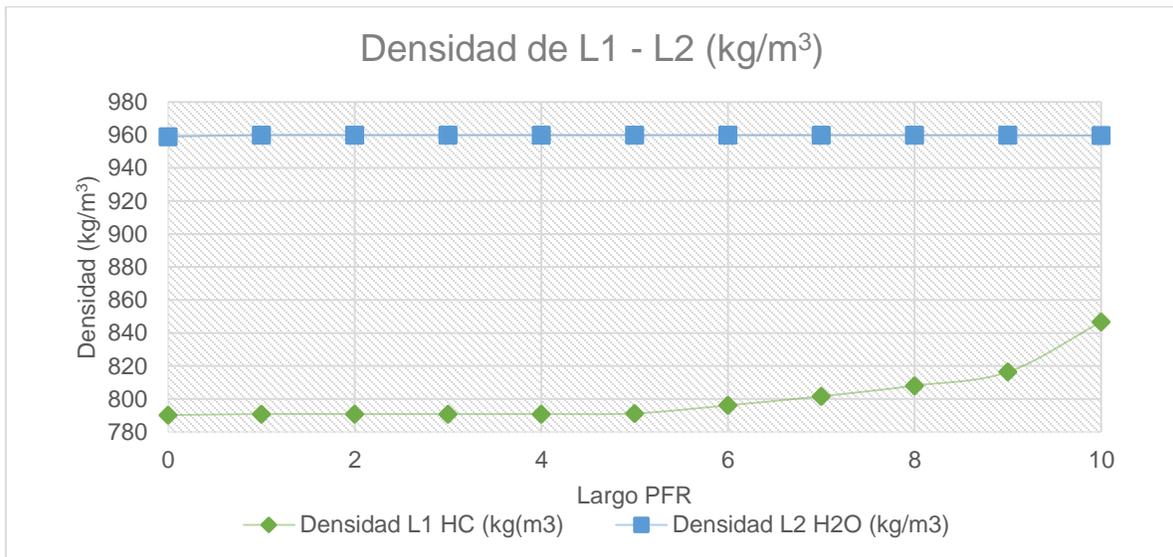
En esta etapa de la prueba 4 también se obtienen datos de propiedades como densidad, viscosidad y gravedad API reportadas en las gráficas 5.59-65.



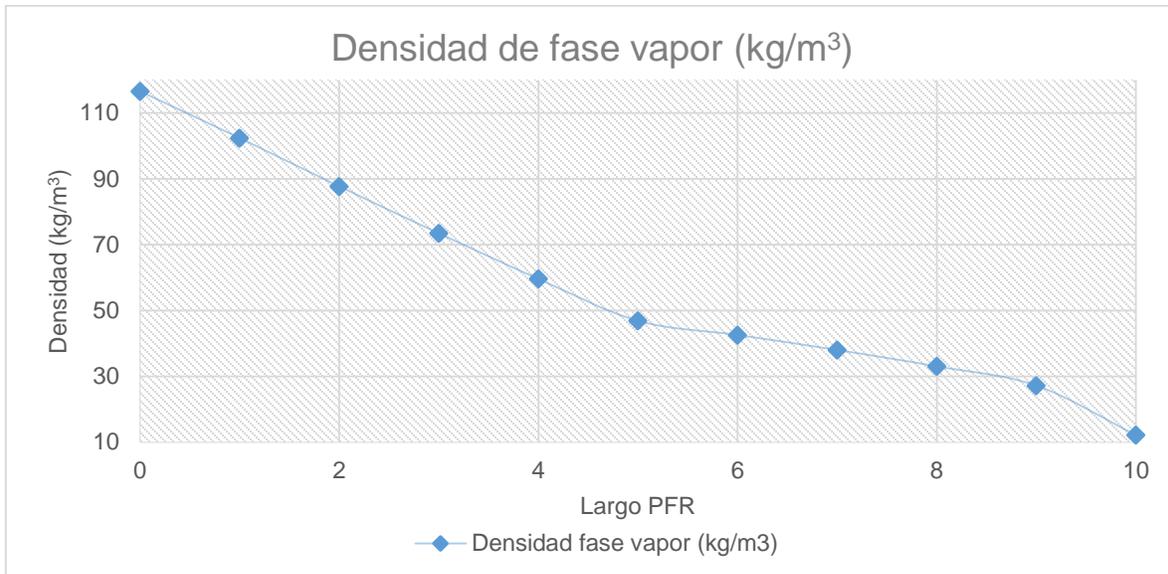
Gráfica 5.59 Densidad del fluido etapa 1 de prueba 4 en presencia de agua.



Gráfica 5.60 Densidad de la fase líquida etapa 1 de prueba 4 en presencia de agua.

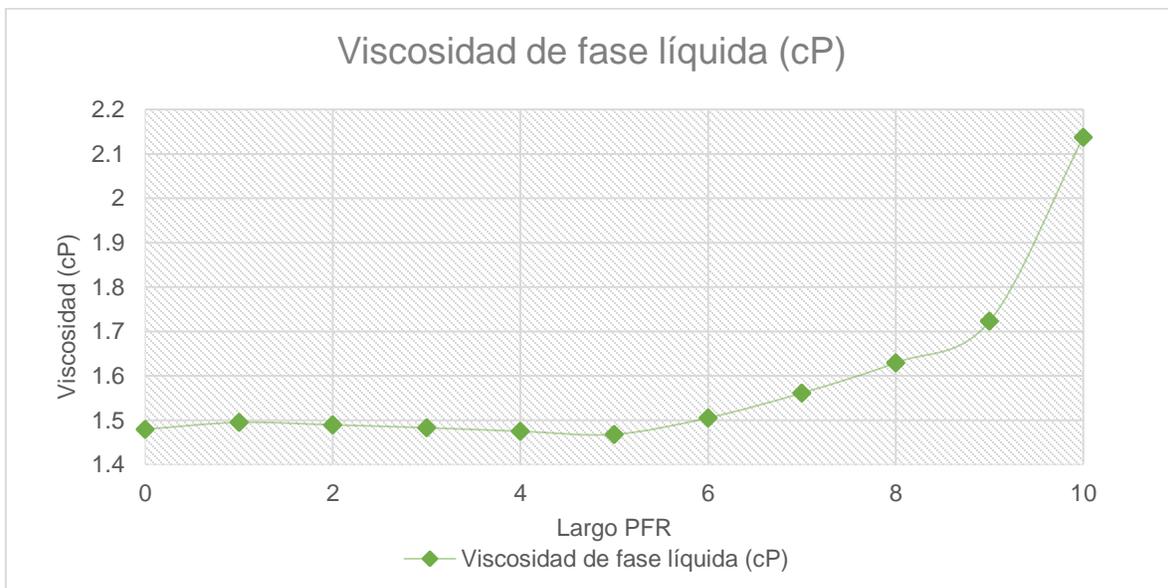


Gráfica 5.61 Densidad de la fase L1 y L2 etapa 1 de prueba 4 en presencia de agua.

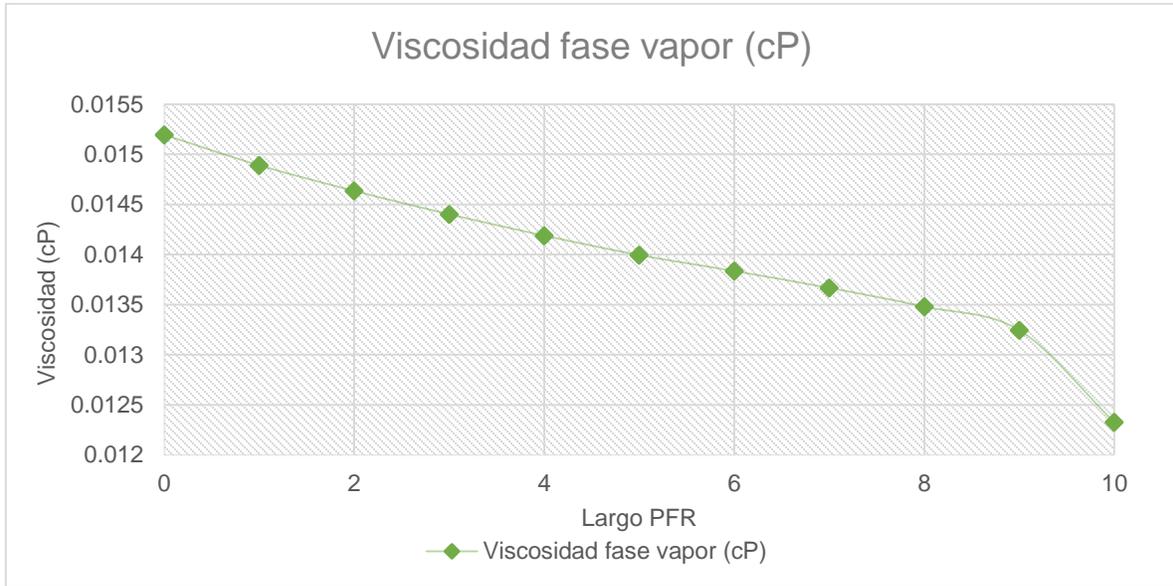


Gráfica 5.62 Densidad de la fase vapor etapa 1 de prueba 4 en presencia de agua.

Observando las gráficas 5.60 y 5.61 se aprecia que la densidad de la fase líquida 1 (mezcla de hidrocarburos) tiene mayor influencia en la densidad de la fase líquida total que la fase líquida 2 (agua), esto puede variar dependiendo de los flujos de cada fluido. La densidad del fluido total tiende a disminuir a lo largo del PFR, lo cual es favorable para el proceso de extracción.

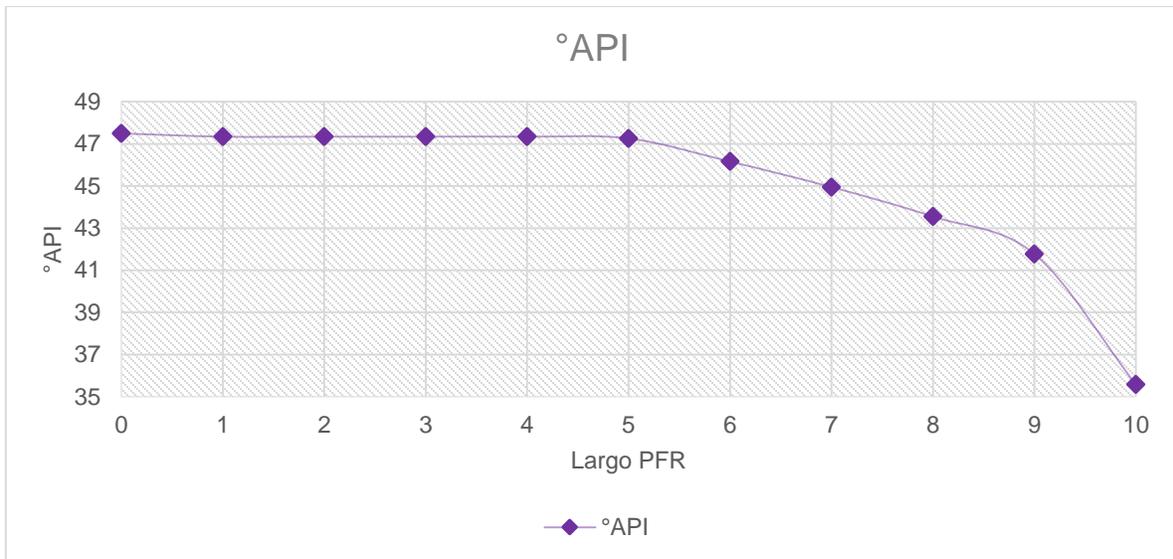


Gráfica 5.63 Viscosidad de la fase líquida etapa 1 de prueba 4 en presencia de agua.



Gráfica 5.64 Viscosidad de la fase vapor etapa 1 de prueba 4 en presencia de agua.

La viscosidad para esta prueba tiene el mismo comportamiento que en las pruebas anteriores, esto se debe a que el proceso de vaporización sigue estando presente y los compuestos tienden a desplazarse a la fase vapor haciendo que la fase líquida sea más pesada y densa.



Gráfica 5.65 Gravedad API etapa 1 de prueba 4 en presencia de agua.

Para esta etapa en la prueba 4 la gravedad API tiende disminuir, lo que indica un fluido más denso, lo cual no es recomendable en los mecanismos de extracción.

La etapa 2 de la prueba 4 consiste en inyectar paulatinamente CO₂ al sistema y analizar los efectos causados, cabe mencionar que, esta prueba es distinta a la 3

por la presencia de agua. En las tablas 5.21-23 se presentan los resultados obtenidos para 0 kmol/h de CO₂ y 0.85 kmol/h de CO₂ de las propiedades densidad, viscosidad y gravedad API, en las gráficas 5.66-68 se muestran los datos anteriores.

Propiedades a diferente flujo de CO ₂					
Densidad Flujo @ V1-0 CO ₂ (kg/m ³)	Densidad Flujo @ V1-50 CO ₂ (kg/m ³)	Densidad Liq @ V1-0 CO ₂ (kg/m ³)	Densidad Liq @ V1-50 CO ₂ (kg/m ³)	Densidad Vap @ V1-0 CO ₂ (kg/m ³)	Densidad Vap @ V1-50 CO ₂ (kg/m ³)
792.42	790.51	792.42	790.51	118.15	116.55
792.30	791.19	792.30	791.19	102.31	102.37
792.30	791.19	792.30	791.19	87.18	87.68
792.30	791.19	792.30	791.19	72.53	73.44
792.30	791.19	792.30	791.19	58.30	59.61
792.30	788.57	792.30	791.56	44.47	46.86
772.07	751.05	795.20	796.45	36.29	42.56
728.10	702.50	800.75	801.93	32.19	38.01
668.54	637.08	807.16	808.35	27.81	33.04
581.43	541.57	815.19	816.64	22.87	27.20
205.40	215.29	849.46	846.94	9.20	12.21

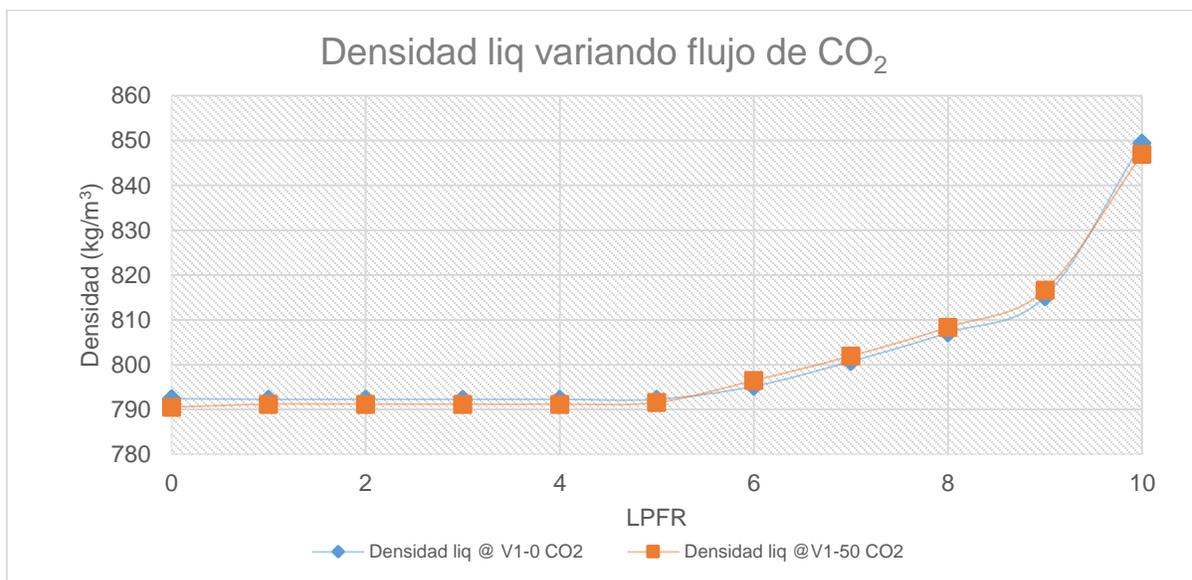
Tabla 5.21 Propiedades a diferentes flujos de CO₂ (Densidad de flujo, de fase líquida y de fase vapor).

Propiedades a diferente flujo de CO ₂			
Densidad L1 @ V1-0 CO ₂ (kg/m ³)	Densidad L1 @ V1-50 CO ₂ (kg/m ³)	Densidad L2 @ V1-0 CO ₂ (kg/m ³)	Densidad L2 @ V1-50 CO ₂ (kg/m ³)
792.05	790.15	959.70	959.02
791.93	790.82	959.52	959.98
791.93	790.82	959.52	959.98
791.93	790.82	959.52	959.97
791.93	790.83	959.52	959.97
791.93	791.20	959.52	959.97
794.84	796.10	959.52	959.96
800.40	801.59	959.52	959.94
806.82	808.02	959.52	959.91
814.87	816.33	959.52	959.87
849.24	846.72	959.52	959.69

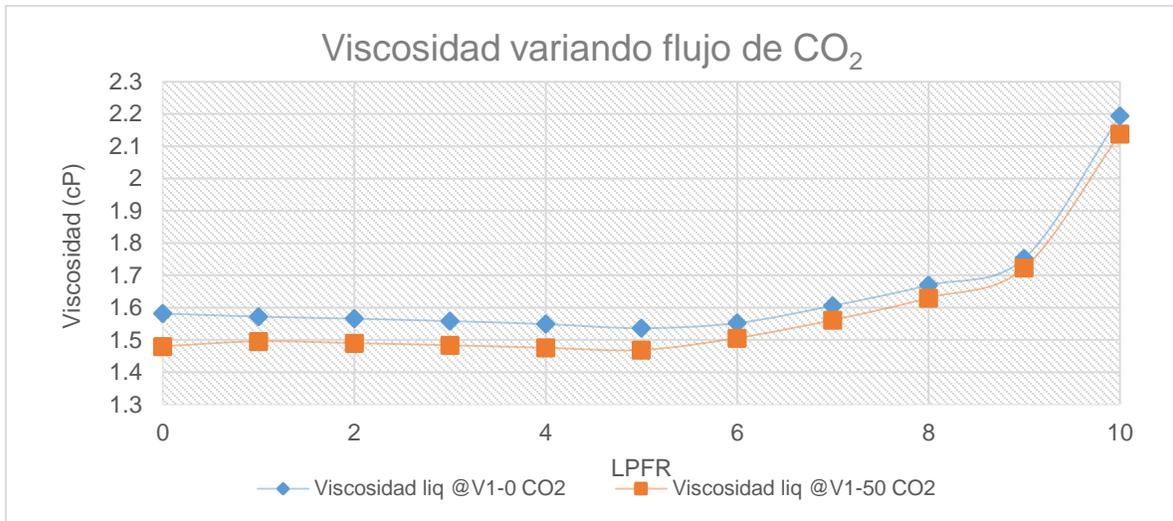
Tabla 5.22 Propiedades a diferentes flujos de CO₂ (densidad de líquido 1 y de líquido 2).

Propiedades a diferente flujo de CO ₂					
Viscosidad Liq @ V1-0 CO ₂ (cP)	Viscosidad Liq @ V1-50 CO ₂ (cP)	Viscosidad Vap @ V1-0 CO ₂ (cP)	Viscosidad Vap @ V1-50 CO ₂ (cP)	°API @ V1-0 CO ₂	°API @ V1-50 CO ₂
1.58	1.48	0.01	0.02	47.07	47.50
1.57	1.50	0.01	0.01	47.10	47.35
1.57	1.49	0.01	0.01	47.09	47.35
1.56	1.48	0.01	0.01	47.09	47.35
1.55	1.48	0.01	0.01	47.09	47.34
1.54	1.47	0.01	0.01	47.09	47.26
1.55	1.51	0.01	0.01	46.44	46.16
1.61	1.56	0.01	0.01	45.21	44.95
1.67	1.63	0.01	0.01	43.81	43.55
1.75	1.72	0.01	0.01	42.08	41.77
2.19	2.14	0.01	0.01	35.08	35.57

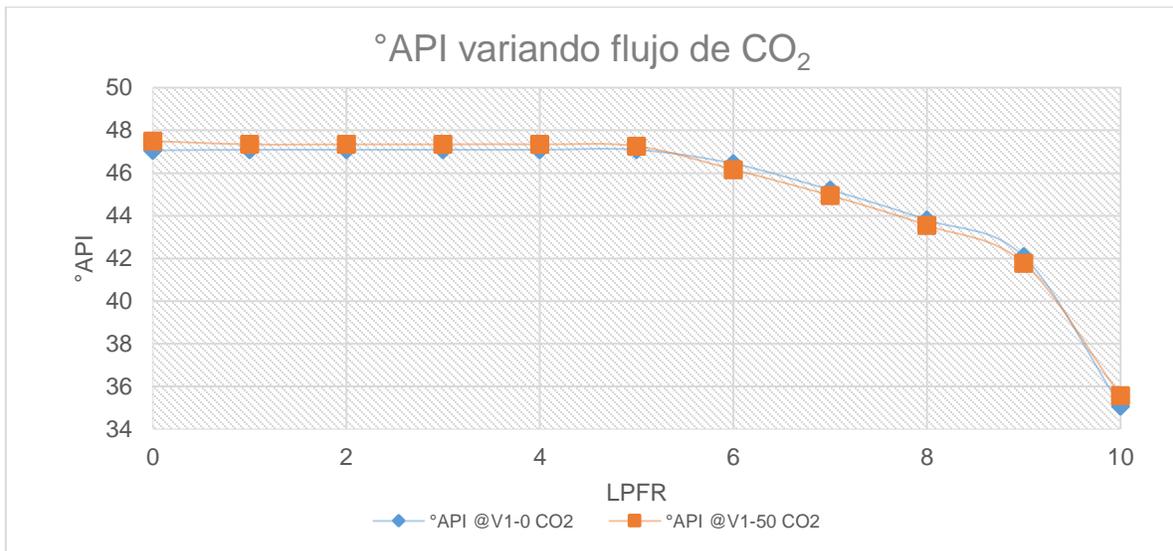
Tabla 5.23 Propiedades a diferentes flujos de CO₂ (Viscosidad de la fase líquida, de la fase vapor y gravedad API).



Gráfica 5.66 Densidad de la fase líquida variando el flujo de CO₂ prueba 4.



Gráfica 5.67 Viscosidad de la fase líquida variando el flujo de CO₂ prueba 4.



Gráfica 5.68 Gravedad API de la fase líquida variando el flujo de CO₂ prueba 4.

La variación en la densidad y en la gravedad API a lo largo del tiempo del proceso es mínima, en la viscosidad es donde se nota un cambio. Lo importante en esta etapa es que el modelo reporta datos de las tres propiedades a diferentes flujos de CO₂ y a lo largo del tiempo, para esta etapa de la prueba, en el tiempo 0 y al llegar al flujo máximo de CO₂ (0.85kmol/h).

La etapa 3 de la prueba 4 consiste en disminuir la cantidad de mezcla de hidrocarburo dentro del sistema para simular el agotamiento del petróleo. La finalidad de esta etapa es lograr que el modelo de simulación aporte datos a diferentes flujos de mezcla de hidrocarburos a lo largo del tiempo. Los datos resultantes de esta prueba se presentan en las tablas 5.24-26 y son densidad,

viscosidad y gravedad API, estos resultados se representan en las gráficas 5.69-71, respectivamente.

Propiedades disminuyendo flujo de HC					
Densidad Flujo @ V2-50 HC (kg/m ³)	Densidad Flujo @ V2-25 HC (kg/m ³)	Densidad Liq @ V2-50 HC (kg/m ³)	Densidad Liq @ V2-25 HC (kg/m ³)	Densidad Vap @ V2-50 Hc (kg/m ³)	Densidad Vap @ V2-25 HC (kg/m ³)
790.51	789.30	790.51	789.30	116.55	108.98
791.19	790.83	791.19	790.83	102.37	97.60
791.19	790.83	791.19	790.83	87.68	84.36
791.19	790.83	791.19	790.83	73.44	71.48
791.19	790.84	791.19	790.84	59.61	58.94
788.57	767.12	791.56	793.89	46.86	52.53
751.05	728.19	796.45	798.37	42.56	48.15
702.50	679.01	801.93	803.40	38.01	43.45
637.08	614.71	808.35	809.29	33.04	38.26
541.57	525.11	816.64	816.81	27.20	32.15
215.29	164.13	846.94	853.64	12.21	11.90

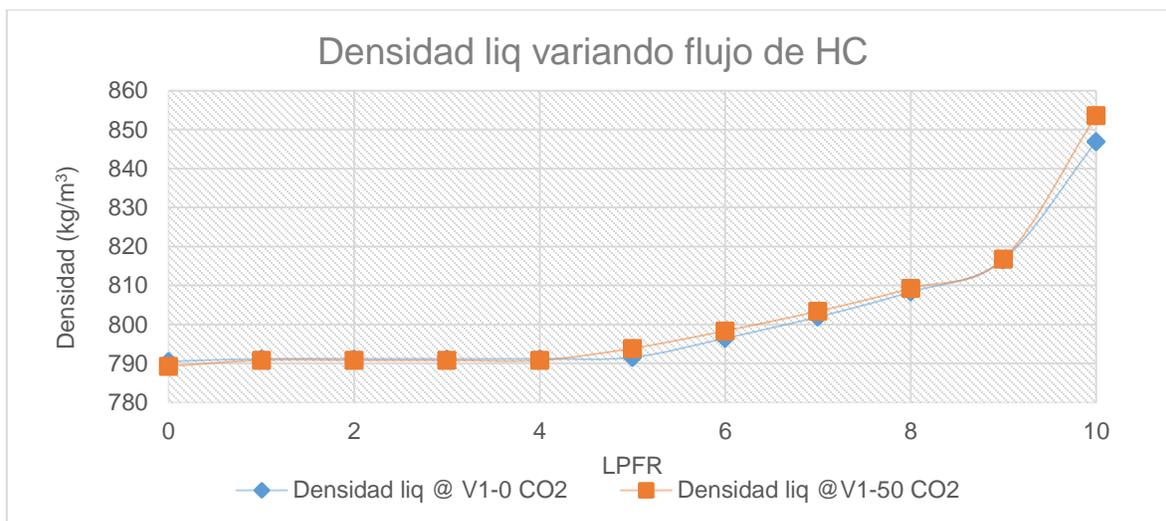
Tabla 5.24 Propiedades a diferente flujo de mezcla de hidrocarburos prueba 4 etapa 3 (densidad de fluido, fase líquida y fase vapor).

Propiedades disminuyendo flujo de HC			
Densidad L1 @ V2-50 HC (kg/m ³)	Densidad L1 @ V2-25 HC (kg/m ³)	Densidad L2 @ V2-50 HC (kg/m ³)	Densidad L2 @ V2-25 HC (kg/m ³)
790.15	788.56	959.02	958.23
790.82	790.08	959.98	960.39
790.82	790.08	959.98	960.39
790.82	790.08	959.97	960.39
790.83	790.08	959.97	960.38
791.20	793.14	959.97	960.37
796.10	797.65	959.96	960.34
801.59	802.69	959.94	960.31
808.02	808.60	959.91	960.26
816.33	816.15	959.87	960.19
846.72	853.16	959.69	959.79

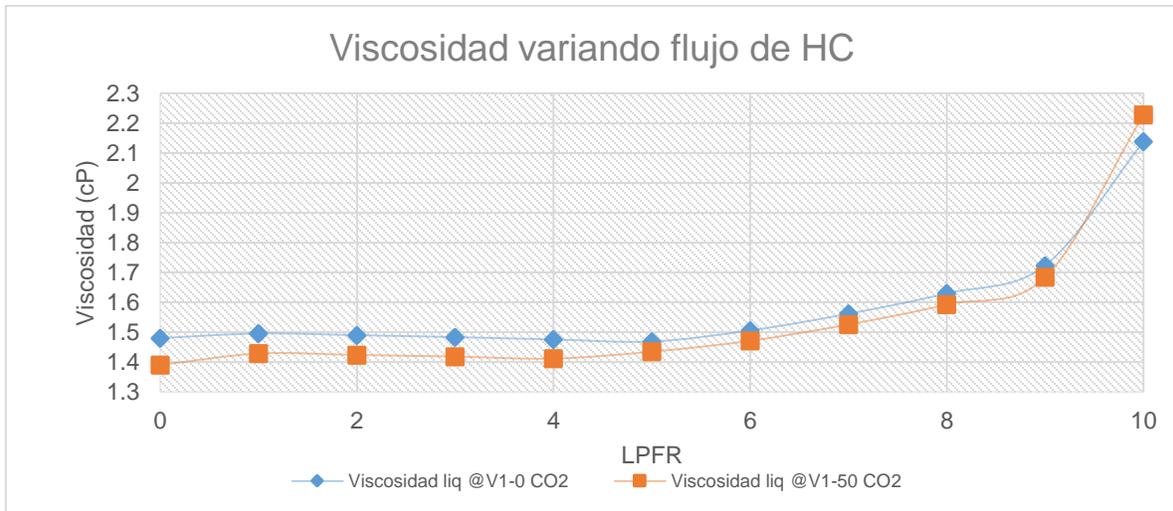
Tabla 5.25 Propiedades a diferente flujo de mezcla de hidrocarburos prueba 4 etapa 3 (densidad de L1 y líquido 2).

Propiedades disminuyendo flujo de HC					
Viscosidad Liq @ V2-50 HC (cP)	Viscosidad Liq @ V2-25 HC (cP)	Viscosidad Vap @ V2-50 HC (cP)	Viscosidad Vap @ V2-25 HC (cP)	°API @ V2-50 HC	°API @ V2-25 HC
1.48	1.39	0.02	0.02	47.50	47.77
1.50	1.43	0.01	0.02	47.35	47.43
1.49	1.42	0.01	0.02	47.35	47.43
1.48	1.42	0.01	0.01	47.35	47.43
1.48	1.41	0.01	0.01	47.34	47.42
1.47	1.43	0.01	0.01	47.26	46.74
1.51	1.47	0.01	0.01	46.16	45.74
1.56	1.53	0.01	0.01	44.95	44.63
1.63	1.59	0.01	0.01	43.55	43.34
1.72	1.68	0.01	0.01	41.77	41.73
2.14	2.23	0.01	0.01	35.57	34.26

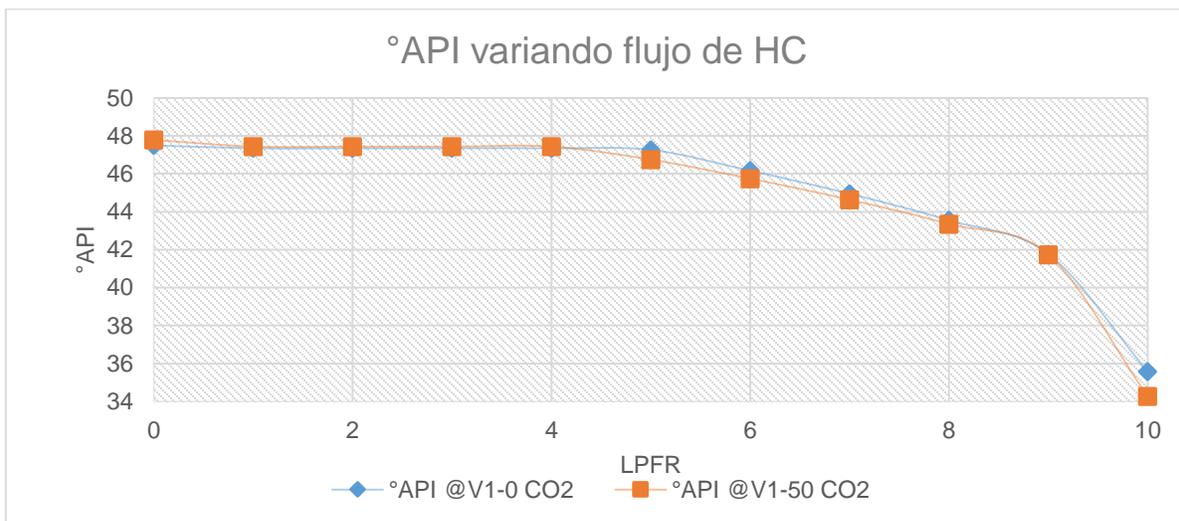
Tabla 5.26 Propiedades a diferente flujo de mezcla de hidrocarburos prueba 4 etapa 3 (viscosidad de fase vapor, fase líquida y gravedad API).



Gráfica 5.69 Densidad de la fase líquida variando el flujo de HC prueba 4.



Gráfica 5.70 Viscosidad de la fase líquida variando el flujo de HC prueba 4.



Gráfica 5.71 Gravedad API variando el flujo de HC prueba 4.

Los resultados obtenidos para esta etapa de la prueba 4 indican que el modelo de simulación en estado dinámico puede simular sistemas con petróleo en el yacimiento cuando hay agotamiento de este fluido, hasta llegar a petróleo residual, en presencia de agua y con proceso de inyección de CO₂.

En la etapa 4 de la prueba 4 se busca obtener datos sobre las posibles variaciones en las propiedades de los fluidos en presencia de agua cuando se deja saturar el yacimiento con flujo constante de CO₂ durante 7 días.

Los datos obtenidos se presentan en las tablas de la 5.27-29 y en las gráficas 5.72-74, reportando densidad, viscosidad y gravedad API, respectivamente.

Propiedades saturando con CO ₂					
Densidad Flujo @ T1 (kg/m ³)	Densidad Flujo @ T2 (kg/m ³)	Densidad Liq @ T1 (kg/m ³)	Densidad Liq @ T2 (kg/m ³)	Densidad Vap @ T1 (kg/m ³)	Densidad Vap @ T2 (kg/m ³)
789.3	789.3	789.3	789.3	109.0	109.0
790.8	790.8	790.8	790.8	97.6	97.6
790.8	790.8	790.8	790.8	84.4	84.4
790.8	790.8	790.8	790.8	71.5	71.5
790.8	790.8	790.8	790.8	58.9	58.9
767.1	767.1	793.9	793.9	52.5	52.5
728.2	728.2	798.4	798.4	48.1	48.1
679.0	679.0	803.4	803.4	43.5	43.5
614.7	614.7	809.3	809.3	38.3	38.3
525.1	525.1	816.8	816.8	32.2	32.2
164.1	164.1	853.6	853.6	11.9	11.9

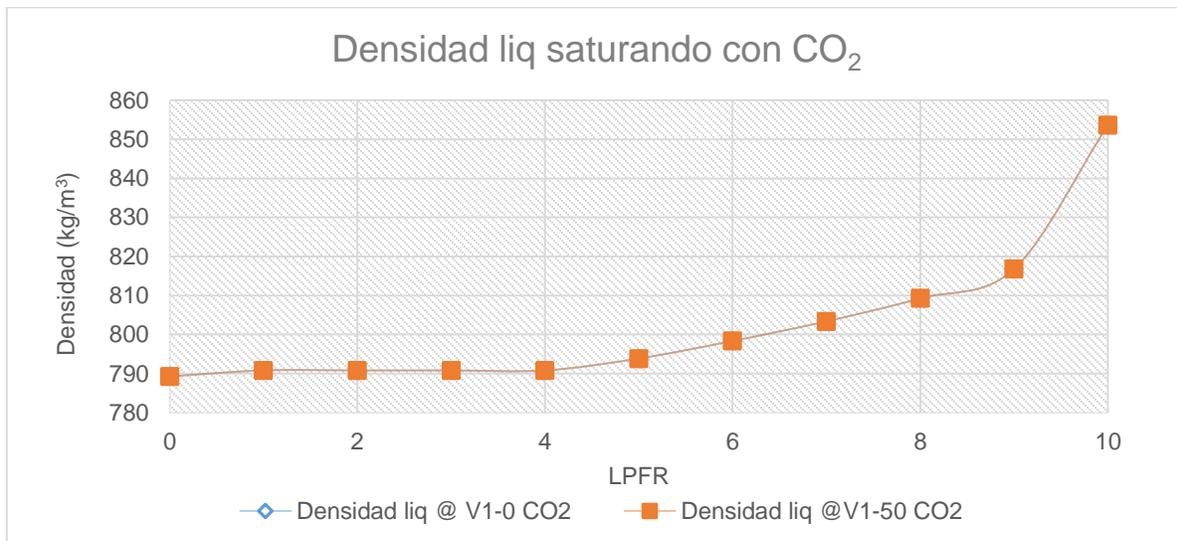
Tabla 5.27 Propiedades a flujos constante de mezcla de hidrocarburos y CO₂ en la hora 0 (T1) y la hora 168 (T2) (densidad de flujo, de fase líquida y de fase vapor) prueba 4 etapa 4.

Propiedades saturando con CO ₂			
Densidad L1 @ T1 (kg/m ³)	Densidad L1 @ T2 (kg/m ³)	Densidad L2 @ T1 (kg/m ³)	Densidad L2 @ T2 (kg/m ³)
788.6	788.6	958.2	958.2
790.1	790.1	960.4	960.4
790.1	790.1	960.4	960.4
790.1	790.1	960.4	960.4
790.1	790.1	960.4	960.4
793.1	793.1	960.4	960.4
797.6	797.6	960.3	960.3
802.7	802.7	960.3	960.3
808.6	808.6	960.3	960.3
816.2	816.2	960.2	960.2
853.2	853.2	959.8	959.8

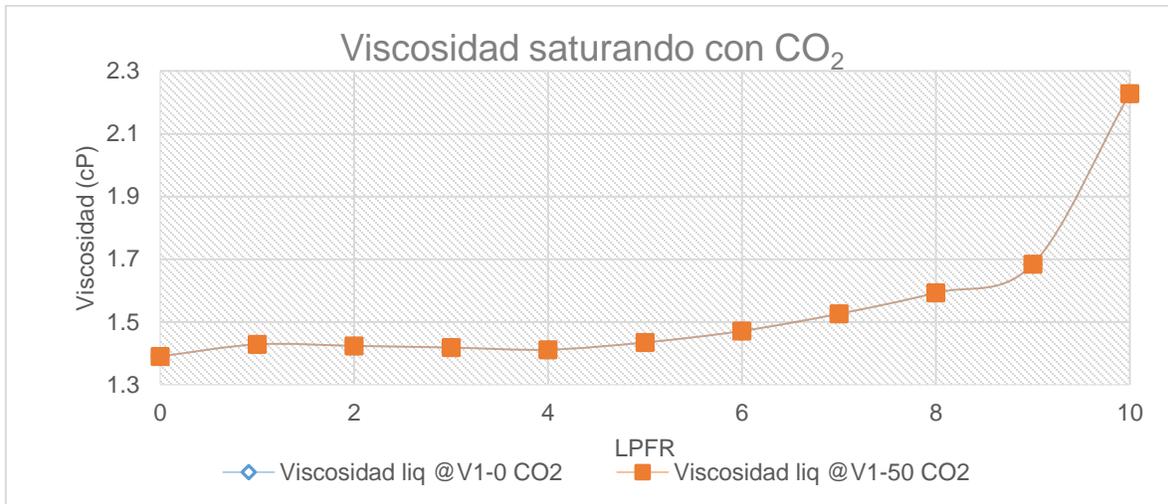
Tabla 5.28 Propiedades a flujos constante de mezcla de hidrocarburos y CO₂ en la hora 0 (T1) y la hora 168 (T2) (densidad de L1 y L2) prueba 4 etapa 4.

Propiedades saturando con CO ₂					
Viscosidad Liq @ T1 (cP)	Viscosidad Liq @ T2 (cP)	Viscosidad Vap @ T1 (cP)	Viscosidad Vap @ T2 (cP)	°API @ T1	°API @ T2
1.4	1.4	0.016	0.016	47.8	47.8
1.4	1.4	0.015	0.015	47.4	47.4
1.4	1.4	0.015	0.015	47.4	47.4
1.4	1.4	0.015	0.015	47.4	47.4
1.4	1.4	0.015	0.015	47.4	47.4
1.4	1.4	0.014	0.014	46.7	46.7
1.5	1.5	0.014	0.014	45.7	45.7
1.5	1.5	0.014	0.014	44.6	44.6
1.6	1.6	0.014	0.014	43.3	43.3
1.7	1.7	0.014	0.014	41.7	41.7
2.2	2.2	0.013	0.013	34.3	34.3

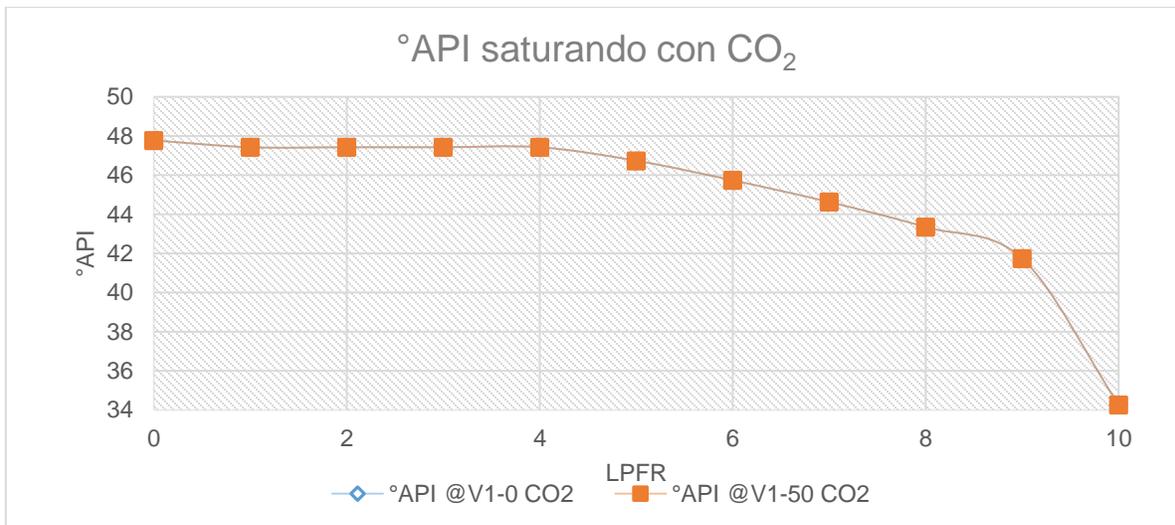
Tabla 5.29 Propiedades a flujos constante de mezcla de hidrocarburos y CO₂ en la hora 0 (T1) y la hora 168 (T2) (viscosidad y gravedad API) prueba 4 etapa 4.



Gráfica 5.72 Densidad de la fase líquida a fluidos constantes después de 7 días prueba 4 etapa 4.



Gráfica 5.73 Viscosidad de la fase líquida a fluidos constantes después de 7 días prueba 4 etapa 4.



Gráfica 5.74 Gravedad API a fluidos constantes después de 7 días prueba 4 etapa 4.

Al saturar durante 7 días al sistema con CO₂ no se encuentran variaciones de las propiedades de los fluidos (densidad, viscosidad y gravedad API). Estos datos sirven para saber hasta cuándo y cuánto se inyecta CO₂ y esto propicia una modificación en las propiedades de los fluidos y del sistema.

La prueba 4 tiene como finalidad demostrar que el modelo de simulación en estado dinámico tiene la capacidad de aportar datos para sistemas en los que sea necesario o convenga inyectar fluido por varias horas, recordando la presencia del agua. Teniendo el análisis de los resultados de cada etapa, se confirma que la prueba 4 fue exitosa.

La presencia de agua en el sistema tiene efectos a considerar en un proyecto de extracción, como la presencia de dos fases líquidas y la posibilidad de surgencia de la fase acuosa antes que la fase de hidrocarburos, lo cual, dificulta el proceso de

extracción. En cambio, la presencia de agua no modifica o altera el tratamiento del modelo de simulación en estado estacionario ni dinámico. Los resultados se ven modificados en cuanto a los valores de flujos o propiedades, pero no es necesario modificar los modelos de simulación, lo que se modifica es la información de entrada al modelo, es decir, las características y propiedades que tiene el sistema a simular.

El agua es un flujo presente en el sistema como cualquier otro hidrocarburo e incluso, algún otro gas de inyección, por lo que el balance de materia se cumple a lo largo del PFR para el agua y para cualquier fluido que se introduzca al modelo.

La información que se obtiene con estos modelos de simulación es la siguiente:

1. Comportamiento de los fluidos involucrados.
2. Propiedades de estos fluidos, las cuales son:
 - Densidad
 - Viscosidad
 - Gravedad API
 - Fase
 - Composición
 - Miscibilidad o inmiscibilidad del gas inyectado
 - Flujos
3. Perfiles a lo largo del medio poroso de las propiedades antes mencionadas.
4. Propiedades del sistema, son:
 - Presión
 - Temperatura

Todo modelo requiere de pruebas para demostrar su eficiencia y confianza para la simulación de tal proceso. En este trabajo se diseñaron 2 modelos de simulación, uno en estado estacionario y el otro en estado dinámico, ambos fueron sometidos a pruebas para corroborar su eficacia, las 7 pruebas realizadas tuvieron éxito, lo cual indica que ambos modelos se pueden utilizar para obtener la información antes mencionada de algún proyecto de inyección de CO₂ que se esté realizando en ese momento o para planear proyectos futuros.

BIBLIOGRAFÍA

5.1 Holm L.W., Josendarl V.A. (1974). Mechanisms of oil displacement by carbon dioxide. Journal of petroleum technology.

5.2 Martinez Heras Jose, Error Cuadrático Medio para Regresión, Artificial y Machine Learning en Castellano, IArtificial.netInteligencia. Consultado 20 de abril de 2020 en: <https://iartificial.net/error-cuadratico-medio-para-regresion/>

CAPÍTULO 6

CONCLUSIONES

1. Los modelos de simulación desarrollados en este trabajo en estado estacionario y en estado dinámico permiten una aproximación al comportamiento del sistema conformado por un núcleo de roca y sus interacciones con los fluidos del yacimiento (agua, petróleo y gas), permitiendo estudiar los fenómenos de equilibrio (líquido-vapor y líquido-líquido), sometidos a las restricciones de un desplazamiento en medio poroso. El modelo también permite estudiar el comportamiento de la viscosidad a lo largo del proceso de desplazamiento. Sin embargo, el modelo necesita ser ampliado para incorporar fenómenos de adsorción en la interfaz roca fluidos.
2. Se presenta el análisis de los fenómenos que ocurren en un modelo poroso que busca aproximarse al que se tiene en un núcleo de roca durante la inyección de CO₂ mediante un lecho empacado con partículas que tienen la misma forma y tamaño, es decir, un medio homogéneo idealizado. En consecuencia, se obtiene un estudio que permite observar el comportamiento del equilibrio de fases afectado por los efectos del mecanismo de desplazamiento.
3. Los modelos de simulación desarrollados, estacionario y dinámico, aportan información básica con la que se estudia, evalúa y diseña un proyecto de inyección de CO₂, porque se aprovecha el conjunto de modelos de propiedades termodinámicas y de transporte de última generación que ofrece el simulador Aspen Plus®. Esta información puede ser exportada a un simulador numérico de yacimientos. La información que se aporta es la siguiente:
 - Comportamiento de los fluidos involucrados.
 - Propiedades de mezclas composicionales, dichos fluidos sometidos a un amplio intervalo de presión y temperatura (1 – 90 bar y de 15 a 440°C), las cuales son:
 - Densidad
 - Viscosidad
 - Gravedad API
 - Fase
 - Composición
 - Miscibilidad o inmiscibilidad del gas inyectado
 - Proporción de flujos

- Perfiles a lo largo del medio poroso de las propiedades antes mencionadas.
- Propiedades del sistema, las cuales son:
 - Presión
 - Temperatura

6.1 CONCLUSIONES PARTICULARES

1. El modelo Hysys-Peng-Robinson (utiliza parámetros binarios de Peng-Robinson del paquete de Aspen HYSYS, presión y temperatura crítica, correlación de cálculo de volumen y densidad Rackett-API, omega del paquete Peng-Robinson de HYSYS, entre otros) seleccionado es lo suficientemente robusto para representar satisfactoriamente el equilibrio líquido-líquido-vapor de la mezcla de hidrocarburos, agua y CO₂ en rangos de 1 – 90 bar y de 15 a 440°C.
2. La construcción del modelo de simulación en estado estacionario basado en un módulo PFR, esto se corrobora con las 3 pruebas realizadas a este modelo. Las pruebas consistieron en simular con diferentes mezclas a diferentes composiciones y con datos de bibliografía para comparar los resultados y corroborar la capacidad del simulador de predecir miscibilidad y número de contactos.
3. El modelo de simulación en estado dinámico basado en un módulo PFR se construyó de forma exitosa, lo cual se confirma con las 4 pruebas que se realizaron a este modelo. Las 4 pruebas consistieron en ajustar una mezcla representativa presente en un yacimiento, corroborar la capacidad del simulador para aportar información a lo largo del tiempo de las propiedades que se han estudiado y por último observar el impacto de la presencia de agua en el sistema.
4. Para el desarrollo de los modelos se realizó un análisis de sensibilidad en términos de variables de proceso y de los parámetros que definen el medio poroso (fracción hueca, factor de forma, diámetro de partícula y densidad de partícula) con este estudio se sabe el comportamiento de las propiedades de proceso al variar alguno de los parámetros del medio poroso y con esto los efectos que se tendrán para ciertas características de yacimientos. El efecto en la presión para cada variable fue:

- Fracción hueca (E): al tener una mayor porosidad la caída de presión es menor.
 - Factor de forma(Φ_s): la partícula, al acercarse a la esfericidad, existe una caída de presión menor en el sistema.
 - Diámetro de partícula (Dp): a mayor tamaño de partícula, la caída de presión es menor.
 - Densidad de partícula (ρ_P): no tiene efecto en la presión, es decir, no hay caída de presión por esta variable.
5. El desarrollo de proyectos requiere de información suficiente para acercar la simulación a la realidad y obtener resultados que permitan planear un proyecto adecuadamente. Con el desarrollo de estos dos modelos se obtendrá información que permite conocer el comportamiento de los fluidos y del sistema, esta información sirve como base para los simuladores especializados en yacimientos. Con esto se puede tener una mejor planeación de pruebas de desplazamiento y consecuentemente una mejor planeación del proyecto.
6. La presencia de agua en el sistema modifica el comportamiento de los fluidos y del sistema. Los modelos de simulación desarrollados en este trabajo son capaces de reportar el comportamiento de las propiedades que se han estudiado, aún en presencia de agua, lo cual aporta los perfiles de comportamiento de propiedades al inyectar CO₂.

BIBLIOGRAFÍA

- 1.1 Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2020). Producción de hidrocarburos. Consultado 08 de junio de 2020 en: <https://produccion.hidrocarburos.gob.mx/>
- 1.2 Adasani Ahmad Al, Bai Baojun. (2011). Analysis of EOR projects and updated screening criteria. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. Elsevier B.V.
- 1.3 Rangel Germán, Edgar René. (2015). IOR-EOR: Una oportunidad histórica para México. Academia de ingeniería de México. México.
- 1.4 Alvarado Vladimir, Manrique Eduardo. (2010). Enhanced oil recovery, Field planning and development strategies. Elsevier B.V.
- 1.5 Aragón Clara Edgar. (2017). Aplicación del reactor de Gibbs para simular combustión in situ en un yacimiento petrolífero con el simulador Aspen Plus. Tesis de licenciatura. Universidad Nacional Autónoma de México.
- 1.6 D. H. Stright Jr., K. Aziz, F. E. Starratt. (1997). Carbon dioxide injection into bottom-water, undersaturated viscous oil reservoirs. *Journal of Petroleum Technology*.
- 1.7 Gray Lily, Maas Wilfried. (2015). CCS: Experiences in project development. SPE-175323-MS. Society of Petroleum Engineers.
- 3.1 Clark, Norman J. (1969). Elements of Petroleum Reservoirs. The American Institute of Mining, Metallurgical and Petroleum Engineers, Inc.
- 3.2 Aguilar Ramírez, Miguel Ángel. (2016). El fascinante mundo de los yacimientos petroleros. Instituto Mexicano del Petróleo. Ciudad de México, México.
- 3.3 Schlumberger Oilfield Glossary. Consulta 05 jun 2020. <https://www.glossary.oilfield.slb.com/es.aspx>
- 3.4 Rodríguez Nieto, Rafael. (2011). Notas de la clase del curso Comportamiento de yacimientos. Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería. Ciudad de México, México.
- 3.5 McCain, William D Jr. (1990). The properties of petroleum fluids. 2da. Edición. PennWell Publishing Company. Oklahoma, EUA.
- 3.6 Maya Romero, Amparo. (2019). Análisis del comportamiento PVT de crudo mexicano con la presencia de gases ligeros para el diseño de estrategias de recuperación mejorada de crudo. Tesis de maestría. Universidad Nacional Autónoma de México. Ciudad de México, México.

- 3.7 Secretaría de Energía. (2018). Balance Nacional de Energía. Consultado 08 de junio de 2020 en: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/528054/Balance_Nacional_de_Energ_a_2018.pdf
- 3.8 Petróleos Mexicanos. (2020). Producción de hidrocarburos líquidos. Consultado 08 de junio de 2020 en: <https://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Paginas/IndicadoresPetroleros.aspx>
- 3.9 Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2020). Producción de hidrocarburos. Consultado 08 de junio de 2020 en: <https://produccion.hidrocarburos.gob.mx/>
- 3.10 Aragón Clara, Edgar. (2017). Aplicación del reactor de Gibbs para simular combustión in situ en un yacimiento petrolífero con el simulador Aspen Plus®. Tesis de Licenciatura. Universidad Nacional Autónoma de México. Ciudad de México, México.
- 3.11 Bashbush Bauza, José Luis. (2020). Apuntes de clase de Recuperación Mejorada. Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Ingeniería. Ciudad de México, México.
- 3.12 Lake W. Larry, Schmidt L. Raymond, Venut B. Paul. (1992). A niche for Enhanced Oil Recovery in the 1990s. University of Texas Austin, Chevron Oil Field Research California, Mobil Research and Development Corp. Princeton, New Jersey, United States of America.
- 3.13 Adasani Ahmad Al, Bai Baojun. (2011). Analysis of EOR projects and updated screening criteria. Journal of Petroleum Science and Engineering. Elsevier B.V.
- 3.14 Alvarado Kelvis, Cruces Lilith, Menendez Cristian. (2017). EOR Feasibility for Mexico's mature fields. Society of Petroleum Engineers.
- 3.15 Velandia Suescún, Tania Pilar. (2010). Predicción de un proceso de inyección de CO₂ en yacimientos complejos para un sector del área Lisama. Tesis de Licenciatura. Universidad Industrial de Santander. Santander, Colombia.
- 3.16 Godoy Serrano, Jahen. (2011). Simulación de un proceso de inyección de gases en yacimientos naturalmente fracturados de gas y condensado. Tesis de Licenciatura. Universidad Nacional Autónoma de México. Ciudad de México, México.
- 3.17 Cruz Alfonso Juan Jesús, Santiago Reyes Humberto Iván. (2012). Inyección de CO₂ en el área de Coapechaca. Tesis de Licenciatura. Universidad Nacional Autónoma de México. Ciudad de México, México.

- 3.18 Marín González, Enrique. (2002). Metodología para estimar presión mínima de miscibilidad mediante una ecuación de estado. Tesis de Licenciatura. Universidad Metropolitana. Caracas, Venezuela.
- 3.19 Yellig W. F., Metcalfe R. S. (1980). Determination and prediction of CO₂ minimum miscibility pressures. Journal of petroleum technology.
- 3.20 Johnson James P., Pollin James S. (1981). Measurement and correlation of CO₂ miscibility pressures. Society of petroleum engineers, U.S. Department of energy.
- 3.21 Nasir F.M., Amiruddin N.A. (2008). Miscible CO₂ injection: sensitivity to fluid properties. Society of petroleum engineers.
- 3.22 Stalkup Jr. Fred I. (1983). Miscible displacement. Society of petroleum engineers.
- 3.23 Santamaría Guzmán, Christian. (2018). Recuperación Mejorada de petróleo mediante la inyección de dióxido de carbono antropogénico. Petroquimex. Congreso mexicano del petróleo. Acapulco, México.
- 3.24 Holm L.W., Josendarl V.A. (1974). Mechanisms of oil displacement by carbon dioxide. Journal of petroleum technology.
- 3.25 Stright Jr. D.H., Aziz K., Settari A., Starratt F.E. (1977). Carbon dioxide injection into bottom-water, undersaturated viscous oil reservoirs. Journal of petroleum technology.
- 3.26 Orr Jr. Franklin M., Silva Matthew K. Lien Cheng-Li. (1983). Equilibrium phase composition of CO₂/Crude oil mixtures – Part 2: Comparison of continuous multiple-contact and slim-tube displacement test. Society of petroleum engineers journal.
- 3.27 Benham A.L., Dowden W.E., Kunzman W.J. (1960). Miscible fluid displacement – Prediction of miscibility. Society of petroleum engineers.
- 3.28 Gachuz-Muro Heron, Sanchez-Bujanos Jose L., Castro-Herrera Israel, Rodriguez-Pimentel Jose A. (2011). Quebrache Field: Evaluations to date of this natural CO₂ reservoir. Society of Petroleum Engineers.
- 3.29 National Institute of Standards and Technology, NIST. Carbon dioxide. Libro del Web de Química del NIST, SRD 69. Consultado 01 de julio de 2020 en: <https://webbook.nist.gov/cgi/cbook.cgi?ID=124-38-9>
- 3.30 Imágenes de actividades de la industria de extracción petrolera. Consultado: 07 de enero de 2020. https://www.freepik.es/vector-gratis/imagenes-planas-2x2-que-presentan-industria-petrolera-petrolera-exploracion-petrolera-extraccion-productos-transporte-ve_3912833.htm

- 4.1 Guía de los fundamentos para la dirección de proyectos (Guía del PMBOK). (2013). Project Management Institute. Quinta edición. Estados Unidos de América.
- 4.2 Serna Ojeda, Hilda. (2014). Metodología de la administración de proyectos aplicados en la ingeniería civil. Tesis de Licenciatura. Universidad Veracruzana. Veracruz, México.
- 4.3 Instituto Mexicano del Petróleo. (2015). Geología y geofísica petrolera para ingenieros. Dirección de desarrollo de talento – IMP.
- 4.4 Vázquez Castro, Gabriel. (2018). Clase de geofísica, Rocas almacenadoras. Universidad Nacional autónoma de México. Ciudad de México, México. <http://usuarios.geofisica.unam.mx/gvazquez/geoquimpetrolFI/zonadesplegar/Clases/Clase%2012%20Rocas%20almacenadoras1.pdf>
- 4.5 Aspen Plus ®. Asistente de Aspen Plus versión 2010. Consultado de marzo 2019 - julio 2020.
- 4.6 Aspen Plus ®. Ecuación de Ergun. Aspen Plus, versión 2010. Consultado de marzo 2019 – julio 2020
- 4.7 Marín González, Enrique. (2002). Metodología para estimar presión mínima de miscibilidad mediante una ecuación de estado. Tesis de Licenciatura. Universidad Metropolitana. Caracas, Venezuela.
- 4.8 Barrientos Jorge. Comportamiento cualitativo de fases. Maracaibo, Venezuela. Consultado de 08 de julio de 2020 en: <https://www.carec.com.pe/biblioteca/biblio/6/45/6.%20Cap3.%20Comportamiento%20Cualitativo%20de%20Fases.pdf>
- 4.9 Adasani Ahmad Al, Bai Baojun. (2011). Analysis of EOR projects and updated screening criteria. Journal of Petroleum Science and Engineering. Elsevier B.V.
- 4.10 Taber JJ, Martin FD, Seringht RS. (1997). EOR Screening criteria revisited – Part 2: Applications and impact of oil prices. SPE Reservoir Engineering.
- 4.11 Galicia Narciso Cristina. (2017). Estudio de los modelos termodinámicos para el cálculo de equilibrio multifásico en aceites pesado y extrapesado. Tesis de maestría. Universidad Nacional Autónoma de México, Facultad de Química. Ciudad de México, México.
- 4.12 Al-Malah Kamal IM. (2017). Aspen Plus ® Chemical engineering applications. Wiley.
- 4.13 Taber JJ, Martin FD, Seringht RS. (1997). EOR Screening criteria revisited – Part 1: Introduction to screeningn criteria and enhanced recovery field projects. SPE Reservoir Engineering.

4.14 Schlumberger Oilfield Glossary. Consulta 10 jun 2020.
<https://www.glossary.oilfield.slb.com/es.aspx>

4.15 Cruz Alfonso Juan Jesús, Santiago Reyes Humberto Iván. (2012). Inyección de CO₂ en el área de Coapechaca. Tesis de Licenciatura. Universidad Nacional Autónoma de México. Ciudad de México, México.

5.1 Holm L.W., Josendarl V.A. (1974). Mechanisms of oil displacement by carbon dioxide. Journal of petroleum technology.

5.2 Martinez Heras Jose, Error Cuadrático Medio para Regresión, Artificial y Machine Learning en Castellano, IArtificial.netInteligencia. Consultado 20 de abril de 2020 en: <https://iartificial.net/error-cuadratico-medio-para-regresion/>

ANEXOS

ANEXO 1: ÍNDICE DE FIGURAS

- Figura 3.1 Actividades de la industria de extracción de petróleo. Exploración, extracción, transportación y productos.
- Figura 3.2 Diagrama de un yacimiento.
- Figura 3.3 Estructura de un yacimiento.
- Figura 3.4 Mecanismos de recuperación.
- Figura 3.5 Métodos de recuperación mejorada.
- Figura 3.6. Desplazamiento miscible ideal.
- Figura 3.7. Diagrama ternario.
- Figura 3.8 Proceso de vaporización a temperatura y presión constante.
- Figura 3.9 Proceso de condensación a temperatura y presión constante.
- Figura 3.10 Diagrama de inyección alternada de CO₂.
- Figura 3.11 Diagrama de fases del CO₂.
- Figura 4.1 Asistente de Aspen Plus® y parámetro de comportamiento de agua con hidrocarburos.
- Figura 4.2 Diagrama de proceso para prueba de variables ϵ , Φ_s , D_p y ρ_P .
- Figura 4.3 Diagrama de proceso del caso base en estado estacionario a un contacto.
- Figura 4.4 Diagrama de proceso del caso base en estado estacionario a múltiple contacto.
- Figura 4.5 Efecto de la presión sobre la envolvente de fases.
- Figura 4.6 Diagrama de proceso del caso base en estado dinámico.
- Figura 4.7 Diagrama de proceso en estado dinámico tercer prueba.
- Figura 4.8 Diagrama de proceso del modelo de simulación dinámico con agua.

ANEXO 2: GRÁFICAS

Gráfica 3.1 Producción de petróleo en México.

Gráfica 3.2 Producción mundial de energía primaria, 2017

Gráfica 3.3 Producción nacional de petróleo del año 2000 a marzo de 2020.

Gráfica 3.4. Distribución a nivel mundial de los cuatro grupos de mecanismos de recuperación mejorada de 1959 a 2010.

Gráfica 3.5. Distribución por países de proyectos de recuperación mejorada.

Gráfica 3.6 Determinación de PMM por método de tubo delgado.

Gráfica 3.7 Correlación de Holm & Josendal y Mungan.

Gráfica 3.8 Densidad del CO₂ vs. Temperatura a diferentes presiones.

Gráfica 3.9 Viscosidad del CO₂ vs. Temperatura a diferentes presiones.

Gráfica 3.10 Solubilidad del CO₂ vs. Temperatura a diferentes presiones.

Gráfica 4.1 Comportamiento de la presión con relación a la fracción hueca a la salida del PFR.

Gráfica 4.2 Comportamiento de la presión con relación al factor de forma a la salida del PFR.

Gráfica 4.3 Comportamiento de la presión con relación al diámetro de partícula a la salida del PFR.

Gráfica 4.4 Comportamiento de la presión con relación a la densidad de partícula a la salida del PFR.

Gráfica 4.5 Comportamiento de la viscosidad del líquido con relación a la presión a diferentes valores de fracción hueca a la salida del PFR.

Gráfica 4.6 Comportamiento de la viscosidad del líquido con relación a la presión a diferentes valores de factor de forma a la salida del PFR.

Gráfica 4.7 Efecto de la presión en la fracción vapor a temperatura constante.

Gráfica 4.8 Comportamiento de V1 al abrirla.

Gráfica 4.9 Comportamiento de V1 al abrirla y flujo por porcentaje de apertura.

Gráfica 4.10 Comportamiento de V2 al cerrarla.

Gráfica 4.11 Comportamiento de V2 al cerrarla y flujo por porcentaje de apertura.

Gráfica 4.12 Flujos a la salida del sistema para prueba 3.

Gráfica 4.13 Comportamiento de V1 al abrirla en un sistema con agua.

Gráfica 4.14 Comportamiento de V1 al abrirla, flujo por porcentaje de apertura en un sistema con agua.

Gráfica 4.15 Comportamiento de V2 al cerrarla en un sistema con agua.

Gráfica 4.16 Comportamiento de V2 al cerrarla, flujo por porcentaje de apertura en un sistema con agua.

Gráfica 4.17 Flujos a la salida del sistema para prueba 4 en un sistema con agua.

Gráfica 5.1 Flujo de CO₂ en fase vapor a la salida de cada contacto para la prueba 1 (5 contactos).

Gráfica 5.2 Flujo de CO₂ en fase vapor a la salida de cada contacto para la prueba 1 (6 contactos).

Gráfica 5.3 Flujos másicos de CO₂ de mezcla M3.
Gráfica 5.4 Flujos másicos de CO₂ de mezcla M3.5.
Gráfica 5.5 Flujos de CO₂ en fase vapor a la salida de cada contacto.
Gráfica 5.6 Dispersión de datos de composición.
Gráfica 5.7 Dispersión de datos de composición (ejes modificados).
Gráfica 5.8 Comportamiento de la presión a lo largo del tiempo prueba 1 en estado dinámico.
Gráfica 5.9 Comportamiento de la temperatura a lo largo del PFR prueba 1 en estado dinámico.
Gráfica 5.10 Comportamiento de la presión a lo largo del PFR prueba 1 en estado dinámico.
Gráfica 5.11 Fracción mol en fase líquida y vapor de prueba 1 estado dinámico
Gráfica 5.12 Fracción mol en fase líquida y vapor de prueba 1 estado dinámico (gráfica de barras).
Gráfica 5.13 Flujo molar en fase líquida prueba 1 estado dinámico.
Gráfica 5.14 Flujo molar en fase líquida fracción pesada prueba 1 estado dinámico.
Gráfica 5.15 Flujo molar en fase líquida fracción ligera prueba 1 estado dinámico.
Gráfica 5.16 Flujo molar en fase vapor prueba 1 estado dinámico.
Gráfica 5.17 Flujo molar en fase vapor fracción pesada prueba 1 estado dinámico.
Gráfica 5.18 Flujo molar en fase vapor fracción ligera prueba 1 estado dinámico.
Gráfica 5.19 Densidad del fluido prueba 1 estado dinámico.
Gráfica 5.20 Densidad de la fase líquida prueba 1 estado dinámico.
Gráfica 5.21 Densidad de la fase vapor prueba 1 estado dinámico.
Gráfica 5.22 Viscosidad de la fase líquida prueba 1 estado dinámico.
Gráfica 5.23 Viscosidad de la fase vapor prueba 1 estado dinámico.
Gráfica 5.24 Gravedad API prueba 1 estado dinámico.
Gráfica 5.25 Comportamiento de la presión a lo largo del tiempo prueba 2 estado dinámico.
Gráfica 5.26 Comportamiento de la temperatura a lo largo del PFR prueba 2 en estado dinámico.
Gráfica 5.27 Comportamiento de la presión a lo largo del PFR prueba 2 en estado dinámico.
Gráfica 5.28 Fracción mol en fase líquida y vapor de prueba 2 estado dinámico.
Gráfica 5.29 Fracción mol en fase líquida y vapor de prueba 2 estado dinámico (gráfica de barras).
Gráfica 5.30 Flujo molar en fase líquida prueba 2 estado dinámico.
Gráfica 5.31 Flujo molar en fase líquida fracción pesada prueba 2 estado dinámico.
Gráfica 5.32 Flujo molar en fase líquida fracción ligera prueba 2 estado dinámico.
Gráfica 5.33 Flujo molar en fase vapor prueba 2 estado dinámico.
Gráfica 5.34 Flujo molar en fase vapor fracción pesada prueba 2 estado dinámico.
Gráfica 5.35 Flujo molar en fase vapor fracción ligera prueba 2 estado dinámico.
Gráfica 5.36 Densidad del fluido prueba 2 estado dinámico.

Gráfica 5.37 Densidad de la fase líquida prueba 2 estado dinámico.
Gráfica 5.38 Densidad de la fase vapor prueba 2 estado dinámico.
Gráfica 5.39 Viscosidad de la fase líquida prueba 2 estado dinámico.
Gráfica 5.40 Viscosidad de la fase vapor prueba 2 estado dinámico.
Gráfica 5.41 Gravedad API prueba 2 estado dinámico.
Gráfica 5.42 Envoltorio de fases para mezcla de hidrocarburos y CO₂ inyectado directo del modelo de simulación.
Gráfica 5.43 Trayectorias en el PFR a diferentes temperaturas para mezcla de hidrocarburos y CO₂ inyectado.
Gráfica 5.44 Densidad de la fase líquida variando el flujo de CO₂ después de 87 horas.
Gráfica 5.45 Viscosidad variando el flujo de CO₂ después de 87 horas.
Gráfica 5.46 Gravedad API variando el flujo de CO₂ después de 87 horas.
Gráfica 5.47 Densidad de la fase líquida variando el flujo de mezcla de hidrocarburos después de 35 horas.
Gráfica 5.48 Viscosidad variando el flujo de mezcla de hidrocarburos después de 35 horas.
Gráfica 5.49 Gravedad API variando el flujo de mezcla de hidrocarburos después de 35 horas.
Gráfica 5.50 Densidad de la fase líquida a fluidos constantes después de 7 días.
Gráfica 5.51 Viscosidad a fluidos constantes después de 7 días.
Gráfica 5.52 Gravedad API a fluidos constantes después de 7 días.
Gráfica 5.53 Comportamiento de la temperatura a lo largo del PFR prueba 4 en estado dinámico.
Gráfica 5.54 Comportamiento de la presión a lo largo del PFR prueba 4 en estado dinámico.
Gráfica 5.55 Fracción mol en fase líquida 1, líquida 2 y vapor de prueba 4 estado dinámico (gráfica de barras).
Gráfica 5.56 Flujo molar en fase líquida 1 prueba 4 estado dinámico.
Gráfica 5.57 Flujo molar en fase líquida 2 prueba 4 estado dinámico.
Gráfica 5.58 Flujo molar en fase vapor prueba 4 estado dinámico.
Gráfica 5.59 Densidad del fluido etapa 1 de prueba 4 en presencia de agua.
Gráfica 5.60 Densidad de la fase líquida etapa 1 de prueba 4 en presencia de agua.
Gráfica 5.61 Densidad de la fase L1 y L2 etapa 1 de prueba 4 en presencia de agua.
Gráfica 5.62 Densidad de la fase vapor etapa 1 de prueba 4 en presencia de agua.
Gráfica 5.63 Viscosidad de la fase líquida etapa 1 de prueba 4 en presencia de agua.
Gráfica 5.64 Viscosidad de la fase vapor etapa 1 de prueba 4 en presencia de agua.
Gráfica 5.65 Gravedad API etapa 1 de prueba 4 en presencia de agua.
Gráfica 5.66 Densidad de la fase líquida variando el flujo de CO₂ prueba 4.
Gráfica 5.67 Viscosidad de la fase líquida variando el flujo de CO₂ prueba 4.
Gráfica 5.68 Gravedad API de la fase líquida variando el flujo de CO₂ prueba 4.

Gráfica 5.69 Densidad de la fase líquida variando el flujo de HC prueba 4.
Gráfica 5.70 Viscosidad de la fase líquida variando el flujo de HC prueba 4.
Gráfica 5.71 Gravedad API variando el flujo de HC prueba 4.
Gráfica 5.72 Densidad de la fase líquida a fluidos constantes después de 7 días prueba 4 etapa 4.
Gráfica 5.73 Viscosidad de la fase líquida a fluidos constantes después de 7 días prueba 4 etapa 4.
Gráfica 5.74 Gravedad API a fluidos constantes después de 7 días prueba 4 etapa

ANEXO 3: TABLAS

Tabla 3.1 Clasificación del petróleo por su densidad. Pemex 2017.

Tabla 3.2 Fracciones típicas de petróleo y sus productos derivados.

Tabla 3.3 Predicción de productividad acumulada para el sector A.

Tabla 3.4 Predicción de factor de recuperación para el sector B.

Tabla 4.1 Caso base del modelo en estado estacionario.

Tabla 4.2 Composición del fluido para pruebas de correlaciones de cálculo de volumen molar.

Tabla 4.3 Prueba de correlaciones de volumen molar a 15.5°C.

Tabla 4.4 Prueba de correlaciones de volumen molar a 30°C.

Tabla 4.5 Prueba de correlaciones de volumen molar a 59°C.

Tabla 4.6 Prueba de correlaciones de volumen molar a 93°C.

Tabla 4.7 Propiedades para la segunda prueba del modelo dinámico.

Tabla 4.8. Propiedades de la mezcla de hidrocarburos para modelo dinámico.

Tabla 5.1 Propiedades del sistema para simulación de la prueba 1 a diferentes composiciones de metano.

Tabla 5.2 Composición de mezclas para la prueba 1.

Tabla 5.3 Flujo de CO₂ en fase vapor a la salida de cada contacto para la prueba 1.

Tabla 5.4 Flujo molar de los componentes en fase vapor y líquido a la entrada y salida de cada contacto de la mezcla M3.

Tabla 5.5 Flujos máxicos de CO₂ de mezcla M3.

Tabla 5.6 Flujo molar de los componentes en fase vapor y líquido a la entrada y salida de cada contacto de la mezcla M3.5.

Tabla 5.7 Flujos máxicos de CO₂ de mezcla M3.5.

Tabla 5.8 Datos para la prueba 2.

Tabla 5.9 Flujos molares de CO₂ en fase vapor a la entrada y salida de cada contacto para la prueba 2.

Tabla 5.10 Datos para la prueba 3.

Tabla 5.11 Comparación de la composición del artículo de Holm & Josendal contra la del modelo de simulación en estado estacionario.

Tabla 5.12 Datos para la prueba 1 del modelo dinámico.

Tabla 5.13 Datos para la prueba 2 del modelo dinámico.

Tabla 5.14 Valores de trayectorias de presión a diferentes temperaturas.

Tabla 5.15 Propiedades a diferente flujo de CO₂ (densidad).

Tabla 5.16 Propiedades a diferente flujo de CO₂ (viscosidad y gravedad API).

Tabla 5.17 Propiedades a diferente flujo de mezcla de hidrocarburos (densidad).

Tabla 5.18 Propiedades a diferente flujo de mezcla de hidrocarburos (viscosidad y gravedad API).

Tabla 5.19 Propiedades a flujos constante de mezcla de hidrocarburos y CO₂ en la hora 0 (T1) y la hora 168 (T2) (densidad).

Tabla 5.19 Propiedades a flujos constante de mezcla de hidrocarburos y CO₂ en la hora 0 (T1) y la hora 168 (T2) (viscosidad y gravedad API).

Tabla 5.20 Datos para la prueba 4 del modelo dinámico.

Tabla 5.21 Propiedades a diferentes flujos de CO₂ (Densidad de flujo, de fase líquida y de fase vapor).

Tabla 5.22 Propiedades a diferentes flujos de CO₂ (densidad de líquido 1 y de líquido 2).

Tabla 5.23 Propiedades a diferentes flujos de CO₂ (Viscosidad de la fase líquida, de la fase vapor y gravedad API).

Tabla 5.24 Propiedades a diferente flujo de mezcla de hidrocarburos prueba 4 etapa 3 (densidad de fluido, fase líquida y fase vapor).

Tabla 5.25 Propiedades a diferente flujo de mezcla de hidrocarburos prueba 4 etapa 3 (densidad de L1 y líquido 2).

Tabla 5.26 Propiedades a diferente flujo de mezcla de hidrocarburos prueba 4 etapa 3 (viscosidad de fase vapor, fase líquida y gravedad API).

Tabla 5.27 Propiedades a flujos constante de mezcla de hidrocarburos y CO₂ en la hora 0 (T1) y la hora 168 (T2) (densidad de flujo, de fase líquida y de fase vapor) prueba 4 etapa 4.

Tabla 5.28 Propiedades a flujos constante de mezcla de hidrocarburos y CO₂ en la hora 0 (T1) y la hora 168 (T2) (densidad de L1 y L2) prueba 4 etapa 4.

Tabla 5.29 Propiedades a flujos constante de mezcla de hidrocarburos y CO₂ en la hora 0 (T1) y la hora 168 (T2) (viscosidad y gravedad API) prueba 4 etapa 4.

ANEXO 4: NOMENCLATURA

1. CO₂. Dióxido de carbono.
2. EOR. Enhanced oil recovery. Recuperación mejorada del petróleo.
3. IOR. Improved oil recovery. Recuperación mejorada del petróleo
4. PFR. Reactor de flujo pistón.
5. API. American Petroleum Institute. Instituto Americano del Petróleo.
6. SENER. Secretaría de Energía.
7. PEMEX. Petróleos Mexicanos.
8. IEA. International Energy Agency. Agencia Internacional de Energía.
9. MMtep. Millón de tonelada equivalente de petróleo.
10. Mbd. Miles de barriles diarios.
11. SAP. Sistemas Artificiales de Producción.
12. CNH. Comisión Nacional de Hidrocarburos.
13. C₁. Metano.
14. C₂. Etano.
15. C₃. Propano.
16. CSS. Inyección cíclica de vapor.
17. SF. Inyección continua de vapor.
18. HASD. Inyección horizontal alternada con inyección de vapor.
19. SAGD. Inyección de vapor asistido con segregación gravitacional.
20. P. Petróleo.
21. WAG. Water alternating gas. Inyección alternada de agua y gas.
22. SWAG. Simultaneous water and gas. Inyección simultanea de agua y gas.
23. N₂. Nitrógeno.
24. FAWAG. Foam Assisted WAG. Inyección alternada de agua y gas asistido por espuma.
25. CDG. Colloidal Dispersion Gels. Dispersiones coloidales en gel.
26. ASP. Alkaline/surfactant/polymer. Inyección de alcalino, surfactante y polímero.
27. AS. Alkaline/surfactant. Inyección de alcalino Y surfactante.
28. EUA. Estados Unidos de América.
29. EAU. Emiratos Árabes Unidos.
30. PMM. Presión mínima de miscibilidad.
31. C₂₊ - C₇₊. Compuestos de etano, propano butano, pentano, hexano, heptano y sus respectivos isómeros.
32. PMM. Presión mínima de miscibilidad.
33. NPC. National Petroleum Council. Consejo Nacional del Petróleo.
34. Bpd. Barriles por día.
35. U. Velocidad superficial.
36. E. Fracción hueca.
37. μ . Viscosidad del fluido.
38. Dp. Diámetro de partícula.
39. Φ_s . Factor de forma.

40. P. Densidad del fluido.
41. ρ_P . Densidad de partícula.
42. Bg. Factor de volumen.
43. $V_{gas@cy}$. Volumen del gas a condiciones de yacimiento.
44. $V_{gas@cs}$. Volumen de gas a condiciones en la superficie.
45. Lpca. Libras por pulgada cuadrada en español.
46. L. Longitud del PFR.
47. D. Diámetro del PFR.
48. V. Volumen del PFR.
49. HC. Hidrocarburos
50. CH_4 . Metano.
51. C_3H_8 . Propano.
52. $C_{10}H_{22}$. Decano.
53. $C_{16}H_{34}$. Hexadecano.
54. M1. Mezcla 1.
55. M1.5. Mezcla 1.5
56. M2. Mezcla 2.
57. M2.5. Mezcla 2.5.
58. M3. Mezcla 3.
59. M3.5. Mezcla 3.5.
60. M4. Mezcla 4.
61. No. Número.
62. C_2H_6 . Etano.
63. C_4H_{10} . Butano.
64. C_5H_{12} . Pentano.
65. C_6H_{14} . Hexano.
66. C_6H_{14+} . Alcanos de hexano en adelante.
67. $C_7 - C_9$. De heptano a nonano. Heptano, octano y nonano.
68. $C_{10} - C_{15}$. De decano a pentadecano.
69. $C_{16} - C_{30}$. De hexadecano a triacontano.
70. C_{30+} . Alcanos de triacontano en adelante.
71. AP. Aspen Plus ®.
72. AD. Aspen Dynamics ®.
73. $C_{20}H_{18}$. 1,1,2 – Trifeniletano.
74. Comp V1_1. Comportamiento de la válvula V1 corrida 1.
75. Comp V1_2. Comportamiento de la válvula V1 corrida 2.
76. Comp V1_3. Comportamiento de la válvula V1 corrida 3.
77. Comp V2_1. Comportamiento de la válvula V2 corrida 1.
78. Comp V2_2. Comportamiento de la válvula V2 corrida 2.
79. Comp V2_3. Comportamiento de la válvula V2 corrida 3.
80. P1. Presión 1 en el PFR para prueba 2 en estado dinámico.
81. L1PFR. Longitud 1 del PFR para prueba 2 en estado dinámico.
82. P2. Presión 2 en el PFR para prueba 2 en estado dinámico.
83. L2PFR. Longitud 2 del PFR para prueba 2 en estado dinámico.
84. L1. Líquido 1 (mezcla de hidrocarburos).

85. L2. Líquido 2 (agua).

86. LÍq. Se/bs. Líquido subenfriado/bajosaturado.

ANEXO 5: ECUACIONES

1. Ecuación 3.1: $^{\circ}API = \frac{141.5}{\gamma_o} - 131.5$
2. Ecuación 3.2: $\gamma_o = \frac{\rho_o}{\rho_w}$
3. Ecuación 3.3: $Bg = \frac{V_{gas@cy}}{V_{gas@cs}}$
4. Ecuación 4.1: $-\frac{dP}{dz} = 150 \frac{(1-\varepsilon)^2}{\varepsilon^3} \frac{\mu U}{\Phi_s^2 D_p^2} + 1.75 \frac{1-\varepsilon}{\varepsilon^3} \frac{\rho U^2}{\Phi_s D_p}$