

Evaluación numérica de la aplicación de un proceso de inyección cíclica de solventes a escala de laboratorio aplicado a un yacimiento de crudo pesado colombiano

Anggie Lizeth Almeida Mendoza, Erika Yelisa Moreno Gil

Trabajo de grado presentado como requisito para optar por el título de Ingeniero de petróleos

Director:

Samuel Fernando Muñoz Navarro

M.Sc. en Ingeniería de Hidrocarburos

Co-Directores:

María Isabel Sandoval Martínez Ing.

Jorge Mario Palma Bustamante Msc.

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físico-Químicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Bucaramanga

2017

Dedicatoria

Esta tesis está dedicada a mi familia. Mis padres, Martha y Luis, por apoyarme emocionalmente en cada paso de mi vida, por enseñarme a ser responsable y disciplinada, pero sobre todo por dedicar todo su amor y entrega para que yo pueda gozar de la familia que tengo. Mis hermanas, Karen y Melissa, por tenerme paciencia y ayudarme siempre.

Ange Lizeth Almeida Mendoza

Dedicatoria

Gracias Señor

*Por tu inmenso amor y misericordia,
por tu sabiduría y fiel compañía,
por cada lección que me diste en esta etapa
y por permitirme alcanzar un logro más en mi vida,
Bendito seas por siempre.*

Gracias papi y mami,

*por cada uno de sus esfuerzos y sacrificios a lo largo de mi vida,
por el apoyo constante y el empeño en darnos siempre lo mejor.
Son ustedes, mi mayor ejemplo a seguir. Les amo*

*A mis hermanos, por estar siempre presentes,
motivarme a ser mejor cada día
y alegrar mis días. Les amo*

*A Ti, por enseñarme tanto en tan poco tiempo,
formar parte de este largo caminar
y darlo todo en cada momento.*

ERIKA MORENO

AGRADECIMIENTOS GENERALES

Al Grupo de Investigación Recobro Mejorado por todas sus enseñanzas a lo largo de estos tres años.

A Isa y a Palmis, quienes no solo nos acompañaron en cada paso, sino que también nos permitieron aprender de ustedes como personas.

A la Universidad Industrial de Santander, por formarnos como profesionales íntegros durante estos cinco años.

ANGGIE Y ERIKA

Tabla de contenido

Introducción	18
1. Solventes y sus aplicaciones	21
1.1 Solventes empleados en la industria de los hidrocarburos	21
1.2 Variantes de la técnica de Inyección de Solventes	22
1.2.1 VAPEX o extracción de vapor.....	22
1.2.1.1 VAPEX térmico.	24
1.2.2. Expansión de solvente-SAGD.	24
1.2.3 N-SOLV.	24
1.2.4 Solvente alternado con vapor (SAS).	24
1.2.5 Solvente mezclado con gas no condensable	26
1.2.6 Inyección continua de solventes.	27
1.2.7 Inyección cíclica de solventes (ICS).	28
2. Inyección cíclica de solventes.....	28
2.1 Factores operacionales de la inyección cíclica del solvente.....	30
2.1.1 Tasa de inyección del solvente.....	30

2.1.2 Presión de inyección	31
2.1.3 Tipo de solvente.	31
2.1.4 Tiempo de remojo	32
2.1.5 Tiempo entre ciclos	33
2.2 Mecanismos de recuperación de los solventes	33
2.3 Mecanismos de transferencia de masa.....	35
2.3.1 Difusión molecular.....	35
2.3.2 Dispersión Hidrodinámica	38
2.4 Problemas con la inyección de solvente	39
2.4.1 Depositación de asfáltenos.....	39
2.4.2 Mojabilidad de la roca	42
2.5 Pérdidas de Solvente.....	43
2.5.1 Estructura del yacimiento	43
2.5.2 Deposición de Asfáltenos.	43
3. Construcción del modelo de fluidos	44
3.1 Modelo de fluidos.....	44
3.1.1 Selección de la Ecuación de estado.	45
3.1.2 Propiedades de los fluidos del yacimiento	46
3.1.2.1 <i>Propiedades del crudo</i>	46
3.1.2.2 <i>Propiedades de la nafta.</i>	46

3.1.3 Caracterización del aceite.	47
3.1.4 Caracterización del solvente.	61
3.1.5 Caracterización de la mezcla.	65
4. Modelo del medio poroso	67
4.1 Caracterización del yacimiento	67
4.2 Construcción del enmallado de simulación	68
4.3 Variables de pozos.....	76
4.3.1 Producción en frío.	76
4.3.2 Producción ICS.	78
5. Resultados.....	81
5.1 Escenarios caso base.....	81
5.2 Variación de las tasas de inyección	85
5.3 Variación de los volúmenes porosos inyectados	87
5.4 Efecto de la capa de gas.....	89
6. Conclusiones	92
7. Recomendaciones	94

Lista de figuras

Figura 1. Proceso VAPEX.	22
Figura 2. Mecanismo de actuación de la cámara de vapor.....	23
Figura 3. Gráfico de Tasa de Inyección vs Tiempo en un proceso SAS.....	25
Figura 4. Inyección de solventes.....	27
Figura 5. Factor de recobro vs solvente.	32
Figura 6. Factor de recobro vs PV inyectado.	35
Figura 7. Cantidad de precipitados y átomos de carbono en solventes no-aromáticos.....	41
Figura 8. Influencia de la mojabilidad sobre el factor de recobro.....	43
Figura 9. Agrupamiento de los componentes del aceite.	51
Figura 10. Componentes después del lumping.	51
Figura 11. Viscosidad del aceite vs Presión en prueba de liberación diferencial	53
Figura 12. GOR vs Presión en prueba de liberación diferencial.....	53
Figura 13. Parámetros de la correlación de Pedersen.....	54
Figura 14. Ajuste del GOR vs Presión en prueba de liberación diferencial.	55
Figura 15. Ajuste de la viscosidad en prueba de liberación diferencial.....	55
Figura 16. Viscosidad de la prueba CCE.	57
Figura 17. Densidad de la prueba CCE.....	58

Figura 18. Ajuste de la densidad con la prueba CCE.....	59
Figura 19. Envoltente de fases del aceite.	61
Figura 20. Fracción molar primaria de cero.	62
Figura 21. Lumping del solvente.	63
Figura 22. Envoltente del solvente.....	65
Figura 23. Grid de simulación.....	69
Figura 24. Grid refinado.....	69
Figura 25. Coeficientes de Pedersen para la viscosidad.	73
Figura 26. Gráfica de Bo vs Presión	73
Figura 27. Gráfica de Viscosidad vs Presión.	74
Figura 28. Gráfica de Permeabilidad relativa.	74
Figura 29. Resistividad en el archivo base.....	76
Figura 30. Pozo productor en frío.	77
Figura 31. Resultados producción en frío.	77
Figura 32. Difusión molecular en el archivo base.....	79
Figura 33. Activar dispersión en el modelo.	80
Figura 34. Cantidad de solvente recibido por el medio.....	83
Figura 35. Factor de recobro según el tiempo de remojo.....	84
Figura 36. Solvente recibido por el medio según la tasa.....	86
Figura 37. Factor de recobro según el efecto de la tasa de inyección.....	86
Figura 38. Comportamiento de la presión con las tasas.....	87
Figura 39. Solvente recibido en el medio según el bache de solvente.....	88
Figura 40. Factor de recobro segun el bache de solvente.	89

Figura 41. Efecto de la capa de gas..... 90

Figura 42. Factor de recobro según la capa de gas. 91

Lista de tablas

Tabla 1. Composición del aceite en estudio.....	47
Tabla 2. Componentes extraídos de HYSYS	48
Tabla 3. Correlaciones para los componentes extraídos	49
Tabla 4. Ajuste de la presión de saturación.....	50
Tabla 5. Ajuste de la presión de saturación después del lumping.....	52
Tabla 6. Parámetros de ajuste para el GOR-Liberación diferencial.....	53
Tabla 7. Parámetros de ajuste DL	56
Tabla 8. Parámetros de ajuste (Pedersen) DL	56
Tabla 9. Parámetros de ajuste de la densidad del aceite	58
Tabla 10. Ajuste de la presión de saturación final	59
Tabla 11. Parámetros de ajuste CCE.....	60
Tabla 12. Parámetros de ajuste (Pedersen) CCE.....	60
Tabla 13. Ajuste de la presión de saturación del solvente	62
Tabla 14. Ajuste Presión de saturación del solvente después del lumping.....	63
Tabla 15. Ajuste de las viscosidades para el solvente.....	64
Tabla 16. Ajuste de viscosidad y presión de saturación del solvente.	64
Tabla 17. Parámetros de ajuste NAFTA	65

Tabla 18. Ajuste de las densidades de la mezcla.....	66
Tabla 19. Parámetros de ajuste de mezcla	66
Tabla 20. Dimensiones del grid de simulación	69
Tabla 21. Celdas refinadas.....	70
Tabla 22. Condiciones iniciales del modelo	70
Tabla 23. Propiedades petrofísicas del medio poroso	71
Tabla 24. Composición molar del aceite.....	71
Tabla 25. End Points de las curvas de permeabilidad relativa	72
Tabla 26. Tortuosidad másica para diferentes permeabilidades de la roca.....	75
Tabla 27. Constraints de los pozos.....	78
Tabla 28. Parámetros de la inyección cíclica de solvente	81
Tabla 29. Escenarios propuestos caso base	82
Tabla 30. Nafta retenida en el medio	84

RESUMEN

TÍTULO: EVALUACIÓN NUMÉRICA DE LA APLICACIÓN DE UN PROCESO DE INYECCIÓN CÍCLICA DE SOLVENTES A ESCALA DE LABORATORIO APLICADO A UN YACIMIENTO DE CRUDO PESADO COLOMBIANO

AUTORES: ANGGIE LIZETH ALMEIDA MENDOZA **

ERIKA YELISA MORENO GIL **

PALABRAS CLAVE: RECOBRO MEJORADO, CRUDO PESADO, INYECCIÓN CÍCLICA DE SOLVENTES, CMG

DESCRIPCIÓN: La técnica de inyección cíclica de solventes se define como un proceso no térmico con aplicación para yacimientos de espesor delgado que contengan canales altamente conductivos donde los métodos térmicos no puedan ser aplicados debido a sus limitaciones económicas y técnicas. En el siguiente trabajo se muestran los resultados de la evaluación de la técnica de inyección cíclica de solventes por medio de simulación numérica a escala de laboratorio, aplicado a un yacimiento colombiano de crudo pesado. Para dicha evaluación se caracterizó el aceite, el solvente y la mezcla en la herramienta WinProp (2016.1) del software CMG, información que posteriormente fue cargada en el modelo numérico que se creó en la herramienta GEM (2016.1), en la cual se realizó el proceso de inyección cíclica de solvente. Se llevaron a cabo cuatro escenarios, en los cuales se realizó la variación de cuatro tiempos de remojo (24, 48, 72 y 96 horas) a un solo tiempo de producción (24 horas). De allí se obtuvo el caso base correspondiente a 24 horas de remojo y 24 horas de producción. Este caso base, cuyo factor de recobro total alcanzó el 6.3%, se seleccionó para variar las tasas de inyección y los volúmenes porosos inyectados, resultando un mayor factor de recobro para tasas altas y volúmenes porosos altos.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Samuel Fernando Muñoz Navarro, M.Sc. en Ingeniería de Hidrocarburos

ABSTRACT

TITLE: NUMERICAL EVALUATION OF THE CYLIC SOLVENT INJECTION PROCESS
APPLICATION INTO LABORATORY SCALE APPLIED TO A COLOMBIAN HEAVY OIL
RESERVOIR

AUTHORS: ANGGIE LIZETH ALMEIDA MENDOZA**

ERIKA YELISA MORENO GIL**

KEYWORDS: ENHANCED OIL RECOVERY, HEAVY OIL, CYCLIC SOLVENT
INJECTION, CMG

DESCRIPTION: The cyclic solvent injection technique is defined as a non-thermal process with application to thin reservoirs containing highly conductive channels where the thermal methods cannot be applied due to their economic and technical limitations. The following project shows the results of evaluating the cyclic solvent injection technique through numerical simulation at laboratory scale, applied to a Colombian heavy oil reservoir. For this evaluation, the oil, solvent and mixture were characterized in WinProp (2016.1), one of the CMG reservoir simulation applications, . This information was later loaded into the numerical model that was created in GEM (2016.1), another application of the CMG suite, a compositional reservoir simulation in which the cyclic solvent injection was carried out to determine the viability of the technique. Four scenarios investigated, in which the variation of corresponding soaking times (24, 48, 72 and 96 hours) was performed at only one time of production (24 hours), obtaining from there the resulting base case of 24 hours of soaking and 24 hours of production (best-case scenario). This base case, whose accumulated recovery factor reached 6.3%, was selected to vary injection rates and injected porous volumes, resulting in a higher recovery factor for high rates and high pore volumes injected.

* Bachelor Thesis

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Samuel Fernando Muñoz Navarro, M.Sc. en Ingeniería de Hidrocarburos

Introducción

A medida que el mundo se desarrolla, se genera una mayor demanda en el consumo de energía, la cual depende mayoritariamente de los combustibles fósiles. A través del tiempo, los yacimientos de crudo liviano y mediano se hacen cada vez más difíciles de encontrar y sus reservas empiezan a agotarse. Dada esta situación, surge como opción la explotación de yacimientos de crudo pesado y extra pesado que se encuentran en bajo grado de desarrollo. Sin embargo, este tipo de crudos se caracterizan por tener alta viscosidad y baja movilidad en yacimiento, razón por la cual no pueden ser extraídos con los métodos convencionales. Por tal motivo, se ha visto la necesidad de estudiar nuevos procesos que permitan disminuir la viscosidad y con esto aumentar el factor de recobro. Generalmente, existen dos procesos para aumentar la movilidad del aceite, y por tanto, reducir la viscosidad. La primera de ellas es incrementar la temperatura inyectando fluidos calientes al yacimiento como vapor, o a través de procesos de combustión in situ que involucren la inyección de oxígeno. La segunda opción es dilución con solventes hidrocarburos o de otra naturaleza.

La dilución con solventes hidrocarburos empezó a ser utilizada en la industria del petróleo como opción para mejorar la movilidad del crudo pesado a través de tuberías y oleoductos en superficie, mostrando ser la mejor alternativa sobre el proceso de emulsificación (Cubides, L. y Peña, P., 2009). Debido a su gran utilidad y excelentes resultados se decidió implementar este mismo proceso en fondo de pozo para así mejorar las condiciones de flujo vertical en tubería, disminuir las pérdidas por fricción (Patarroyo, L., y Castañeda, A., 2014) en el sistema de producción, y aligerar la carga eléctrica de las bombas del sistema de levantamiento artificial (García, D., y Vargas, J., 2014).

En el siguiente trabajo se estudió la técnica de inyección cíclica de solvente, un proceso de recobro mejorado no térmico aplicado a yacimientos de espesor delgado con canales altamente conductivos donde los métodos térmicos no pueden ser desarrollados debido a sus limitaciones económicas y técnicas. Posterior a una revisión bibliográfica de las variantes de la inyección de solventes, los factores operacionales de la técnica, los mecanismos de transferencia y los mecanismos de recuperación de los solventes, la inyección cíclica de solventes fue evaluada por medio de simulación numérica, una herramienta que permite predecir y estudiar el comportamiento de los fluidos en el yacimiento al interactuar bajo diferentes condiciones. Para esto fue necesario llevar a cabo la caracterización tanto del aceite y de la nafta (solvente hidrocarburo seleccionado) como de la mezcla a emplear, seguido de la construcción del modelo del medio poroso. Finalmente, se escogieron los resultados obtenidos del mejor escenario seleccionado como caso base y su variación en cuanto a tasas de inyección y volúmenes porosos inyectados, para así proceder a concluir sobre la respectiva investigación.

Objetivos

Objetivo General

Evaluar numéricamente un proceso de inyección cíclica de solventes a escala de laboratorio aplicado a un yacimiento de crudo pesado colombiano

Objetivos Específicos

- Identificar los principales parámetros operacionales en un proceso de inyección cíclica de solventes a escala de laboratorio a partir de una revisión bibliográfica.
- Caracterizar un aceite pesado y un solvente hidrocarburo a través de la herramienta WINPROP para simular un proceso de inyección de solventes.
- Construir un modelo de fluidos para la mezcla (crudo-solvente) asociados a la simulación numérica de un proceso de inyección de solventes mediante la herramienta WINPROP.
- Construir un modelo de simulación numérica que represente un proceso de inyección cíclica de solvente líquido a escala de laboratorio.

1. Solventes y sus aplicaciones

1.1 Solventes empleados en la industria de los hidrocarburos

García, D., y Vargas, J. (2014) exponen algunos ejemplos más comunes de los solventes utilizados en la industria de los hidrocarburos:

- **Aceite móvil:** Aceite móvil es un derivado del petróleo que puede alcanzar reducciones de viscosidad de 100000 cp hasta 29 cp a temperaturas de 200°F.
- **Nafta:** Es una mezcla de hidrocarburos que se encuentran refinados parcialmente, obtenidos en la parte superior de la torre de destilación atmosférica. Se caracteriza por presentar compatibilidad con los asfáltenos, lo que lo hace útil para la evitar problemas asociados a la depositación de los mismos. La nafta presenta dificultades de disponibilidad dado que los campos de crudo pesado a menudo están situados en áreas remotas. Por esta razón, sus costos de adquisición son altos. Sin embargo, es un solvente que es fácilmente reciclable (Argillier J.-F., Henaut, I., gateau, patrick, Heraud, J.-P., y Glenat, P., 2005).
- **Crudos Livianos:** Reducen la viscosidad del crudo permitiendo su bombeo. Al igual que con la nafta, se deben tener en cuenta tanto los altos costos de implementación y la disponibilidad del crudo liviano, como la compatibilidad con el crudo de yacimiento para que no se generen precipitaciones de asfáltenos.
- **Crudos sintéticos:** son mezclas de hidrocarburos creadas y probadas en laboratorios, lo que los convierte en el compuesto más idóneo para la disolución del crudo, ya que estos son

elaborados a partir de estudios experimentales que verifican el comportamiento de la mezcla entre solvente y crudo.

1.2 Variantes de la técnica de Inyección de Solventes

A continuación se expondrán las diferentes variantes de la técnica de la inyección de solventes

1.2.1 VAPEX o extracción de vapor

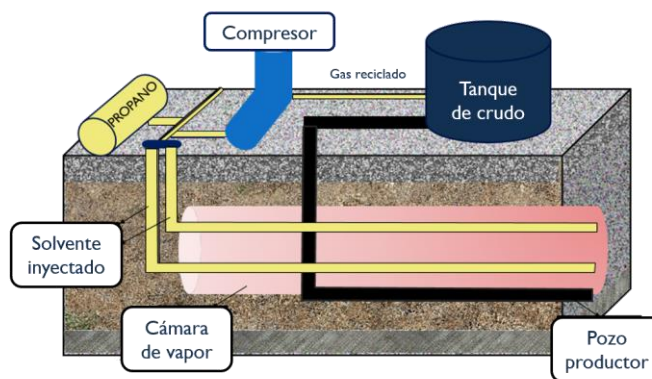


Figura 1. Proceso VAPEX.

La técnica de extracción de vapor (VAPEX) surge como alternativa al SAGD. Su proceso de aplicación en campo consiste en inyectar solventes vaporizados dentro del yacimiento a través de un pozo inyector horizontal. Los vapores ascienden y forman una cámara de vapor en la matriz de la roca, disolviéndose en el crudo (en la interfaz cámara de solvente-aceite nativo) (Teixeira,2011). Esta dilución facilita el drenaje del crudo a través del pozo productor, impulsado por las fuerzas gravitacionales. La cámara de vapor continúa su propagación contactando la capa superior de la roca y expandiéndose hacia los lados hasta alcanzar las fronteras del sistema. Finalmente, inicia el descenso de la interfaz aceite-vapor, teniendo como punto límite la rentabilidad económica del proyecto.

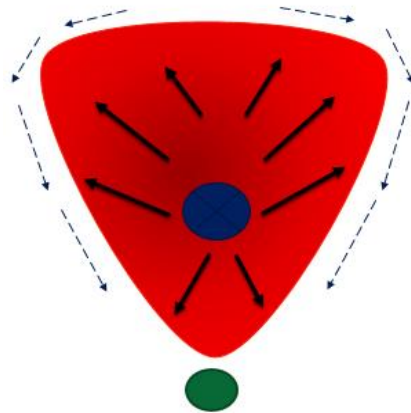


Figura 2. Mecanismo de actuación de la cámara de vapor. Adaptado de: García, D; Vargas, J. (2014) Metodología para la implementación de la tecnología de inyección de solventes para mejorar la productividad de crudos Extrapesados (tesis de pregrado). Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, Colombia.

El diferencial de densidad entre el solvente vapor y el aceite permite al primero de ellos ascender rápidamente en la cámara mientras que el crudo vivo fluye hacia al pozo productor. Un solvente vaporizado alcanza la máxima solubilidad en o cerca de su presión de vapor (para una temperatura dada) (Cerón, C. y Monjarás, V. 2012, pag.52) puesto que a estas condiciones le es posible entregar la máxima cantidad de poder calorífico al petróleo, disminuyendo su viscosidad

En términos generales, se destaca que el rango de aplicación de la técnica incluye yacimientos delgados, de buena permeabilidad vertical, y ángulo y altura considerables. Los procesos que tienen lugar son los de transferencia de masa como difusión molecular y dispersión convectiva.

Ventajas

- Reducción de la viscosidad
- Los costos para VAPEX son el 30% de los de SAGD, lo cual implica que sea una técnica más costo-efectiva.

- Rápida difusión del solvente en el petróleo debido a la velocidad de las moléculas con el aumento de la temperatura.
- En yacimientos con acuíferos tiene menos problemas con la presencia de agua, ya que en SAGD existe pérdida de calor hacia esta zona, mientras que en VAPEX la migración de solventes dentro del acuífero es insignificante.
- En yacimientos con capa de gas la eficiencia de VAPEX se demuestra en la aceleración de la transferencia de masa cuando hay migración del solvente inyectado dentro de la capa de gas.

1.2.1.1 VAPEX térmico. La cantidad de solvente caliente que se necesita en VAPEX térmico es mucho menor que la requerida en un proceso normal de VAPEX para la misma cantidad de recobro, ya que existe un aprovechamiento del calor emitido hacia la formación por medio del solvente. (Patak, 2011, pág 7)

1.2.2. Expansión de solvente-SAGD. El solvente es inyectado en bajas cantidades con vapor, bajo condiciones de inyección que permiten tanto la evaporación como la condensación. (Patak, 2011, pág 7)

1.2.3 N-SOLV. Vapores de solvente calentado son inyectados en la zona de bitumen donde el solvente se condensa aumentando el factor de recobro gracias a la transferencia de calor al aceite y por la difusión del solvente en el aceite. Por experimentos, se ha concluido que su mejor eficiencia se obtiene cuando la temperatura del solvente es un poco más alta que la temperatura de saturación del mismo. (Patak, 2011, pág 7).

1.2.4 Solvente alternado con vapor (SAS). Si bien la ubicación de los pozos es similar al proceso SAGD, la técnica SAS se caracteriza por la inyección de vapor puro seguido de la inyección de solvente. El proceso ocurre de forma tal que, una vez se reduce la temperatura en la

cámara de vapor, se procede a inyectar vapor proporcionando un mayor poder calorífico que el solvente, tal como se muestra en la Figura 4. Este proceso se debe repetir hasta que el proyecto sea rentable y finalmente recuperar el solvente por caída de presión. (Zhao, L. 2007)

Ventajas:

- Reemplaza gran cantidad de vapor que se utiliza en SAGD por solvente, pues este es reciclado.
- La cámara de temperatura en SAS es más baja que en SAGD porque es menor el vapor que se inyecta. Lo bajo de la temperatura es compensado con que hay disolución con el solvente.
- Menos dinero en la transformación de agua a vapor que requiere SAGD.
- Reduce la emisión de gases de efecto invernadero, ya que reduce la cantidad de agua a evaporar.
- Reduce los problemas de corrosión por producción de agua.

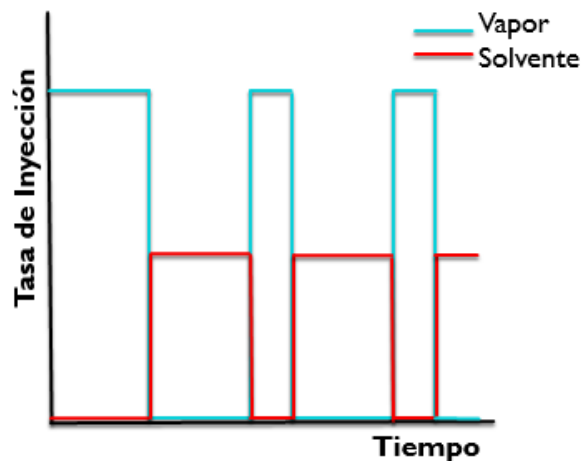


Figura 3. Gráfico de Tasa de Inyección vs Tiempo en un proceso SAS. Adaptado de: Zhao, L. (2007, Abril 1). Steam Alternating Solvent Process. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/86957-PA

1.2.5 Solvente mezclado con gas no condensable. Según estudios, el solvente alcanza su mayor solubilidad cerca o en su presión de vapor, ya que en este estado puede ascender más rápidamente, formar la cámara de vapor y permitir la dilución del petróleo. Sin embargo, esta presión solo es posible mientras la presión del yacimiento se encuentre por debajo de la presión de vapor del solvente.

Cuando ocurre lo contrario, es decir, la presión de yacimiento está por encima de la presión de vapor del solvente, este se condensa y por tanto la miscibilidad no va a ser tan eficiente. Es allí cuando se decide inyectar un gas no condensable de tal manera q la mezcla reduzca la presión parcial del solvente a una presión menor que la de vapor.

Ventajas:

- Razones ambientales como inyectar CO₂ en el yacimiento.
- Reduce la cantidad de solvente requerido.

Desventajas:

- El gas no condensable crea una frontera, representada por una capa de difusión, que las moléculas del solvente primero deben atravesar para poder contactar la interfaz con el aceite. Como la presión del solvente es reducida con la presencia de otro gas, se reduce la solubilidad del solvente en la interfaz con el bitumen.

- No ocurre precipitación de asfaltenos debido a que esta se lleva a cabo cuando el solvente está en su presión de vapor. Por tanto, no se va a precipitar los componentes más pesados del hidrocarburo, evitando la disminución de la viscosidad.

1.2.6 Inyección continua de solventes. Una vez claro el concepto de solventes y los diferentes tipos que se emplean en la industria, es importante conocer cómo se logra llevar desde superficie a yacimiento el solvente y cómo afecta éste al crudo cuando entran en contacto.

El proceso consiste en inyectar un solvente a un yacimiento de crudo pesado que, al hacer contacto con el petróleo, forma un banco miscible, debido a la transferencia de masa que ocurre entre el solvente y el hidrocarburo, la cual se explicara más adelante. Una vez formado, el banco es desplazado por otro mecanismo de empuje, como la inyección de un gas pobre seguido por la inyección de agua, como se ilustra en la figura 4.

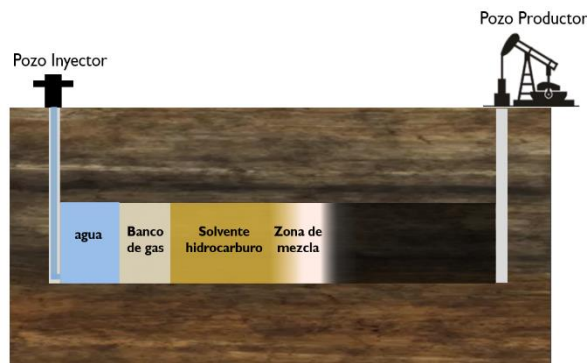


Figura 4. Inyección de solventes. Adaptado de: Sandoval, M (2015). Evaluación del fenómeno de precipitación de asfáltenos durante la inyección de solvente en un yacimiento de crudo pesado mediante tomografía computarizada y resonancia magnética nuclear. Grupo de Recobro Mejorado (GRM).

Para llevar a cabo un proceso de este tipo, es necesario tener en cuenta tres parámetros: la temperatura y la presión del solvente, y la permeabilidad de la formación. En cuanto al primer y segundo parámetros, se resalta que un aumento en su valor puede ocasionar la pérdida o reducción significativa de su solubilidad en el petróleo y por ende, disminuya su efectividad sobre la reducción de la viscosidad del crudo. Por su parte, la permeabilidad incide en este proceso de manera favorable, cuando el medio permite el contacto de forma directa entre el hidrocarburo y el solvente, mejorando la reducción de la viscosidad.

1.2.7 Inyección cíclica de solventes (ICS). A diferencia de los procesos anteriormente nombrados, el ICS no presenta un comportamiento térmico. Consiste en inyectar solvente al yacimiento por un pozo vertical; seguido de un periodo de remojo, en el cual ocurren los fenómenos de transferencia de masa. Según McMillen (1985), este tiempo debe ser menor a 24 horas para evitar el aislamiento del solvente, y por tanto un aumento apenas observable en la producción.

Durante la fase de producción, antes de inyectar el próximo ciclo, es factible que se genere una caída de presión de entre 200 a 500kPa (Quevedo, 2013). El factor más importante a tener en cuenta al final de la etapa de producción es la fracción del solvente, pues debe ser menor o igual al 12%. A partir de este punto, se inyecta el solvente adicional y se reanuda con los ciclos.

Ventajas:

- El remojo se propone como una alternativa para promover una mayor dilución efectiva, ya que el proceso de difusión de solvente es lento.
- Ideal para yacimientos delgados con canales de alta conductividad.
- Menor tiempo comparado con inyección cíclica de vapor.

Esta técnica se ampliará más en detalle a continuación en el segundo capítulo.

2. Inyección cíclica de solventes

Como se discutió en el capítulo anterior, una de las variantes de la inyección de solventes es la técnica de Inyección cíclica de solventes (Quevedo,2013), CSI, la cual se define como un proceso no térmico con aplicación para yacimientos de espesor delgado que contengan canales altamente conductivos como *warmholes* (hoyos de gusano), productos de la producción primaria, y fracturas con presencia de acuíferos y rocas con conductividades térmicas bajas, donde los métodos térmicos no puedan ser aplicados debido a sus limitaciones económicas y térmicas (McMillen,1985). Así como el VAPEX es análogo al SAGD, la inyección cíclica de solventes (CSI) es análoga a la inyección cíclica de vapor (CSS), ya que la CSI se compone principalmente de un ciclo de inyección, un periodo de remojo y un ciclo de producción (McMillen,1985).

- **Ciclo de inyección**

Durante este ciclo se inyecta solvente al yacimiento, el cual según McMillen (1985) debe presentar una relación de viscosidad crudo/solvente de mínimo 10, con valores óptimos de 100 o más, y en cada pie de formación de petróleo, propone inyectar entre 5 y 25 barriles de solvente por ciclo.

- **Periodo de remojo**

Inicia con el cierre del pozo justo después de terminada la inyección del solvente y durante este tiempo se espera que ocurra la difusión del solvente en el hidrocarburo, logrando disminuir la viscosidad del mismo. No obstante, no se ha logrado establecer cuál es el tiempo óptimo de remojo. Algunos autores como McMillen (1985) mencionan que debe estar entre 1 y 48 horas, proponiendo un tiempo de 24 horas como el más apropiado, puesto que tiempos prolongados provocarían aislamiento del solvente y destrucción de rutas de alta movilidad. Sin embargo,

autores como Qi, J., y Polikar, M. (2005), proponen tiempos mayores de remojo para que se logre mayor dilución del solvente.

- **Ciclo de producción**

Durante este ciclo se recomienda que exista una caída de presión de aproximadamente 29 a 73 psi y que se continúe produciendo hasta que el solvente en el crudo alcance una fracción de 12% sin importar la tasa de producción. En ese momento, se debe volver a iniciar con otro ciclo de inyección de solvente (McMillen, 1985). No obstante, a partir de estudios de simulación se encontró que existe una nueva condición para este ciclo, la cual señala que para detener un proceso CSI la producción de aceite en el ciclo no excede el 1% del OOIP (Qazvini Firouz, A., y Torabi, F.2012).

2.1 Factores operacionales de la inyección cíclica del solvente

Es importante en esta etapa, resaltar que la técnica CSI no se ha implementado en campo. Sin embargo, se han realizado varios estudios en laboratorio y se ha empleado simulación numérica, los cuales permitieron establecer los parámetros operacionales más influyentes del proceso.

Se debe tener en cuenta que los principios de la estrategia de inyección cíclica de vapor aplican a la inyección cíclica del solvente. Por consiguiente, los periodos de inyección, remojo, y de producción para cada ciclo tienen que ser diseñados apropiadamente a fin de maximizar la producción de crudo, al igual que la tasa de inyección de solvente.

2.1.1 Tasa de inyección del solvente. Generalmente, la tasa de inyección del solvente debe ser diseñada con base en los resultados finales de un análisis económico. Para ello se toma como referencia la relación crudo incremental producido sobre solvente inyectado retenido en el yacimiento, la cual es uno de los principales criterios de evaluación económica (Qi, J., y Polikar,

M. 2005). Por el otro lado, el proceso de inyección de solvente es un proceso de alta presión, y a fin de prevenir que el yacimiento sea fracturado, el perfil de distribución de la presión en cara de pozo durante todo el proceso necesita ser monitoreado, el cual a su vez limita la tasa de inyección del solvente. Por estudios de simulación se ha comprobado que, a mayor tasa de inyección de solvente gaseoso (4500 m³/día) para el modelo de simulación planteado, la tasa de producción de crudo acumulado mejora (Qi, J., y Polikar, M. 2005). Por otro lado, Behrouz, Kharrat y Ghazanfari (2007) concluyen que las tasas de inyección de solvente bajas pueden resultar en recobro de crudo más eficiente. Tales tasas de inyección resultan en un frente de desplazamiento mucho más estable. De este modo, hay suficiente tiempo para que la difusión transversal iguale la concentración en cada poro, y por lo tanto, reduzca la viscosidad del crudo y permita el arrastre de la mezcla con la corriente de solvente.

2.1.2 Presión de inyección. Es un parámetro operacional que afecta el proceso de inyección de solventes, ya que limita las tasas de inyección. Durante un estudio de simulación realizado para evaluar los parámetros que influyen en un proceso de recobro aplicado en crudos pesados, se encontró que a bajas tasas de inyección de solvente se obtienen mayores factores de recobro (Qi, J., y Polikar, M. 2005)

De igual forma, para los solventes vaporizados, su solubilidad es directamente proporcional a la presión, teniendo una solubilidad máxima cuando se alcanza la presión de saturación del solvente, es decir, viscosidades bajas y la mayor concentración de solvente en el hidrocarburo. (Quevedo, L.2013)

2.1.3 Tipo de solvente. Al-Gosayir, Leung, Babadagli y Al-Bahlani (2009) mostraron que los solventes con menor número de carbonos presentan mayores velocidades de difusión. Por lo tanto, se puede obtener un mayor factor de recobro de su implementación. Sin embargo, en un

estudio realizado por Mohammed (2014) se observó que se pueden obtener mayores factores de recobro a partir de un solvente con mayor número de carbonos (composición C11+) que cuando se emplea heptano o decano como solvente.

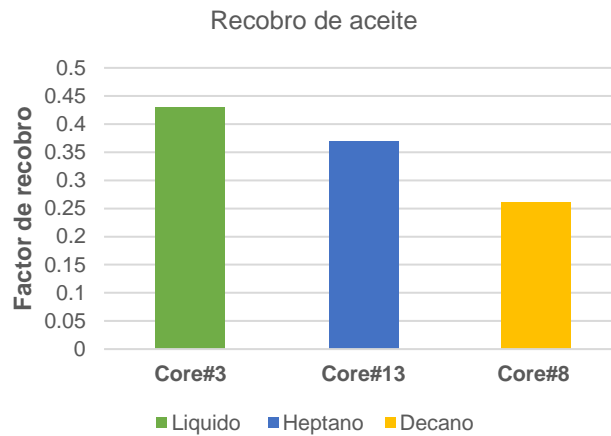


Figura 5. Factor de recobro vs solvente. Adaptado de: Mohammed,M.(2014).Solvent retrieval and wettability alteration during heavy-oil and bitumen recovery by SOS-FR (steam-over-solvent injection in fractured reservoirs) method (Tesis de maestria).Universidad de Alberta ,Alberta,Canada.

2.1.4 Tiempo de remojo. El tiempo de remojo no puede ser ni muy largo ni muy corto. Si el tiempo es demasiado largo, la producción se retrasa, y si el tiempo es demasiado corto, el solvente no se disolverá completamente en el crudo (Qi, J., y Polikar, M. 2005). Por tal motivo, se ha determinado que el tiempo óptimo para procesos de inyección de solventes resultará en la reducción más efectiva de la viscosidad y la mayor producción acumulada. A partir de estudios de simulación se ha obtenido que a mayores tiempos de remojo se obtienen los mejores resultados para la producción acumulada y reducción de viscosidad (Qazvini Firouz, A., y Torabi, F.2012). De igual manera, han encontrado que el solvente se disuelve en su totalidad en el hidrocarburo, ya que al inicio de la producción la concentración de este en el crudo es muy

alta. Sin embargo, Mohammed (2014) observó que en tiempos prolongados se genera precipitación de asfáltenos, la cual dificulta medir la recuperación del aceite.

Por otro lado, McMillen (1985) menciona que el tiempo de remojo debe estar entre 1 y 48 horas, proponiendo un tiempo de 24 horas como el más apropiado, puesto que tiempos prolongados provocarían aislamiento del solvente y destrucción de rutas de alta movilidad.

Otro aspecto que influye en la determinación del tiempo de remojo es la concentración del solvente en el yacimiento, debido a que, si es alta, la viscosidad puede disminuirse rápidamente, ya que se aumenta la transferencia de masa producto de la diferencia de concentraciones entre el solvente y el hidrocarburo, lo cual puede contribuir a que se disminuya el tiempo de remojo (Qi, J., y Polikar, M. 2005).

2.1.5 Tiempo entre ciclos. Aplicando la misma estrategia que se aplicaría para CSS, el tiempo de producción seguido después de cada ciclo se determina a partir de curvas de declinación. Para tiempos de remojo largos se observó que la declinación era suave y la producción de aceite iniciaba a tiempos tardíos (Qi, J., y Polikar, M. 2005). Sin embargo, a partir de estudios de laboratorio se determinó que el tiempo de producción debe mantenerse hasta que la producción de aceite en el ciclo no exceda el 1% del OOIP (Qazvini Firouz, A., y Torabi, F.2012).

2.2 Mecanismos de recuperación de los solventes

Toda técnica que se implementa como método de recobro se caracteriza por tener ciertos mecanismos de actuación. La inyección de solventes abarca diversos procesos que explican su interacción con el petróleo, de los cuales los más importantes se enuncian a continuación:

- **Reducción de la viscosidad:** Es el principal mecanismo de recuperación de petróleo por solventes, y se da producto de la difusión molecular entre el crudo y el hidrocarburo miscible, y la

precipitación de asfaltenos. El hidrocarburo al ser inyectado, reduce la tensión interfacial a cero al romper las fuerzas entre las moléculas que se encuentran en la interface petróleo-solvente. Paralelo a esto se da el proceso de difusión, que depende de la viscosidad de la solución y de la concentración del solvente, en el cual junto con la reducción de la tensión interfacial se ve alterado el balance entre los dos líquidos permitiendo la penetración y miscibilidad de los mismos. (Cerón, C y Monjarás, V.2012)

Igualmente, como los asfaltenos son los componentes más pesados, permiten obtener un crudo más liviano a partir de su precipitación, y de esta forma reducen la viscosidad del fluido.

- **Hinchamiento del petróleo:** Según la literatura, el petróleo manifiesta una expansión cuando absorbe un solvente, lo cual tiene dos beneficios para el recobro del aceite. En primer lugar, el hinchamiento del petróleo puede hacer que parte del aceite residual se movilice y por tanto sea recuperable. También, este mecanismo aumenta la saturación de aceite y consecuentemente la permeabilidad relativa del mismo.

El hinchamiento es medido mediante una celda PVT, sin embargo su proceso se hace más difícil para crudos altamente viscosos y el bitumen (Yang, C., y Gu, Y.2007).

- **Presión capilar:** En general, las fuerzas viscosas y capilares controlan el flujo de fluidos a través del medio poroso. La presión capilar entre el fluido inyectado (solvente) y el hidrocarburo no existen bajo condición miscible, dando como consecuencia que no haya saturación residual en el desplazamiento.

Segregación gravitacional: Basados en un experimento de inyección de solventes (Behrouz, T., Kharrat, R., & Ghazanfari, M. H., 2007) por medio de un pozo horizontal y uno vertical, observaron que se requiere una mayor cantidad de volúmenes porosos de solvente para lograr el

mismo factor de recobro cuando se hace uso de los pozos horizontales que cuando se utilizan los pozos verticales. Lo anterior evidencia que las fuerzas gravitacionales juegan un papel importante en un proceso de inyección de solventes.

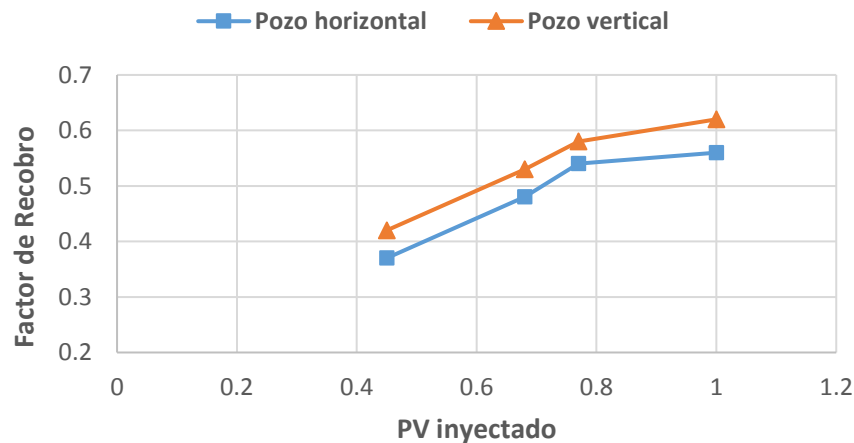


Figura 6. Factor de recobro vs PV inyectado. Adaptado de: Behrouz, T., Kharrat, R., & Ghazanfari, M. H. (2007). Experimental Study of Factors Affecting Heavy Oil Recovery in Solvent Floods. Petroleum Society of Canada.

2.3 Mecanismos de transferencia de masa

Los mecanismos de transporte que están involucrados en los procesos de inyección de solvente son la transferencia de masa por difusión molecular y convección mecánica del solvente en el aceite y del aceite en el solvente, así como el drenaje gravitacional. (James, L. 2009)

2.3.1 Difusión molecular. Taheri (2013), define la difusión como el movimiento de partículas desde un área de mayor concentración hacia un área de menor concentración como resultado del movimiento térmico de todas las partículas en dirección aleatoria. Esta termina solo cuando no hay un gradiente de concentración, es decir, esta continuará hasta que haya una concentración uniforme en todo el fluido. Para los gases y para los líquidos, el coeficiente de difusión se encuentra en el orden de $10e-7 \text{ m}^2/\text{s}$ y $10e-9 \text{ m}^2/\text{s}$ respectivamente. Esta es una

constante que relaciona el flujo molar debido a la difusión molecular y el gradiente en la concentración de las especies.

En medios porosos, el coeficiente de difusión es menor debido al área y a las distancias que las moléculas deben viajar, por lo cual se distingue como coeficiente de difusión efectivo (Taheri, S. 2013) (Def_f). Este coeficiente de difusión efectivo es función de la porosidad y la tortuosidad.

$$D_{AB,ef} = \frac{\varphi D_o}{\tau} \quad \text{Ecuación 1}$$

Donde,

$D_{AB,ef}$ *Coeficiente de difusión efectivo*

D_o *Coeficiente de difusión molecular*

φ *Porosidad*

τ *Tortuosidad*

donde τ es la relación entre la longitud real de los poros y la longitud si los poros fueran rectos en dirección al flujo.

Penman (1940) evaluó la dependencia del coeficiente de difusión (D_o) sobre la porosidad ($0 < \varphi < 0.7$):

$$\frac{Def_f}{D_o} = 0.66 * \varphi \quad \text{Ecuación 2}$$

Donde,

Def_f *Coeficiente de difusión efectivo*

D_o *Coeficiente de difusión molecular*

φ *Porosidad*

Por su parte, Bringham et al. (1961), Grane y Gardner (1961), y Poel (1962) propusieron una relación entre la difusión y la resistividad eléctrica en el medio poroso.

$$\frac{Deff}{Do} = \frac{1}{F\varphi} \quad \text{Ecuación 3}$$

Donde,

Deff *Coeficiente de difusión efectivo*

Do *Coeficiente de difusión molecular*

φ *Porosidad*

F *Factor eléctrico de formación*

F representa el factor de resistividad eléctrico de formación el cual mide la influencia de la estructura del poro sobre la resistencia de la muestra.

En 1855, Fick estudió la relación que ocurre entre el proceso de masa y la transferencia de calor, cuantificando la difusión a través de la ecuación de conducción de calor. En materia isotrópica (Crank, 1975), la difusión se basa en la hipótesis de que la tasa de la sustancia difusora a través de una unidad de área es proporcional al gradiente de concentración medido de la sección. Así pues, para medios isotrópicos se tiene la ecuación de Fick que involucra a *j* como el flujo de difusión y el signo menos debido a las direcciones opuestas del flujo de difusión y el gradiente de concentración.

$$j = -D \frac{\partial C}{\partial x} \quad \text{Ecuación 4}$$

Donde,

j *Flujo de difusión*

D *Coeficiente de difusión*

$$\frac{\partial C}{\partial x} \quad \text{Gradiente de concentración}$$

2.3.2 Dispersión Hidrodinámica. Cuando un fluido se pone en contacto con otro fluido miscible en un medio poroso, estos tienden a mezclarse. En un medio poroso (Aris, 1959), a esta mezcla se le denomina dispersión hidrodinámica debido a la difusión molecular y a la propagación mecánica. La dispersión de fluidos miscibles es el resultado de diversos fenómenos: el efecto del perfil de velocidad de Taylor, el cual explica que la mezcla ocurre debido al perfil de velocidad que desarrolla durante el flujo laminar en un capilar; la difusión molecular, la cual actúa para igualar las concentraciones tanto en dirección radial como axial; celdas de mezcla, que representa los poros de un medio, en los cuales los fluidos están mezclados y estos se encuentran unidos unos con otros; y bolsillos estancados, una analogía con los espacios porosos que están conectados a los canales pero a través de los cuales no hay flujo.

Existen dos tipos de dispersión: Longitudinal, en la cual la dispersión se da en la dirección del movimiento del fluido; y Transversal, donde la dispersión es transversal a la dirección del movimiento del fluido. En cada dirección se obtienen valores diferentes, aunque son resultado de la difusión molecular y la dispersión mecánica.

Taylor (1953) y Aris (1956) supusieron un flujo laminar y calcularon la dispersión longitudinal, donde u representa la velocidad promedio y a el radio del tubo capilar:

$$Dl = D_o + \frac{u^2 a^2}{48D_o} \quad \text{Ecuación 5}$$

Esta se deriva en:

$$\frac{Dl}{Do} = \frac{1}{F_{\phi}} + 1.75 \frac{Udp}{Do} \quad \text{Ecuación 6}$$

Teniendo en cuenta que:

$$\frac{Udp}{Do} < 50 \quad \text{Ecuación 7}$$

Donde:

$$1.75 \frac{Udp}{Do} = E \quad \text{Ecuación 8}$$

Siendo,

Dl *Dispersión longitudinal*

Do *Coeficiente de difusión*

F *Factor eléctrico de formación*

u *Velocidad promedio*

a *Radio del tubo capilar*

dp *Diámetro de poro*

E *dispersión convectiva*

2.4 Problemas con la inyección de solvente

2.4.1 Depositación de asfáltenos. Los asfáltenos son sólidos de coloración marrón oscuro a negro, los cuales no poseen un punto de fusión definido y reaccionan al calor de manera que se hinchan y se hacen espuma dejando un residuo carbonoso. Los asfáltenos se floculan del petróleo cuando un componente no polar se mezcla con el hidrocarburo. (Speight y Mitchell, 1973)

En el yacimiento, según Delgado (2006) los asfáltenos se encuentran suspendidos en el petróleo, ya que al estar en una fase continua (aceite), su superficie se encuentra rodeada por resinas en forma de micelas. La función de las resinas es mantener a los asfáltenos separados, gracias a las fuerzas de repulsión electrostáticas, de forma tal que no se aglomeren. Sin embargo, cuando se inyecta un solvente parafínico, las resinas abandonan las micelas por los cambios en la concentración de las mismas, lo que produce una alteración en las partículas de asfáltenos suspendidas en el aceite. Esto conlleva a que las fuerzas repulsivas se debiliten y haya una interacción entre los asfáltenos. Cuando las partículas de asfáltenos interactúan, libre de resinas, forman un cúmulo asfáltico y se presenta el fenómeno de agregación. Así pues, se van juntando más partículas de asfáltenos y van formando agregados más grandes y pesados, los cuales, con la influencia de la gravedad, terminarán depositándose en el medio poroso o en las tuberías.

Un estudio realizado por Qi, J., y Polikar, M. (2005) determinó que a altas concentraciones de solvente a condiciones de yacimiento se produce la precipitación de asfáltenos.

Según la literatura, se han observado distintos comportamientos en función de la naturaleza del solvente, ya sea parafínico o aromático. En cuanto a los solventes parafínicos, Mitchell y Speight (1973) realizaron un experimento con solventes de variado peso molecular en un bitumen de Athabasca. Los resultados mostraron un comportamiento en cuanto al poder del solvente, es decir, la habilidad del solvente para disolver los asfaltenos, el cual se muestra a continuación.

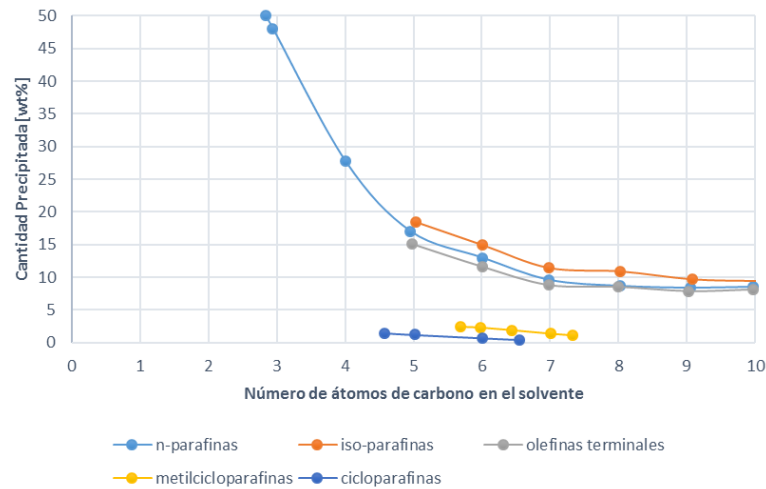


Figura 7. Cantidad de precipitados y átomos de carbono en solventes no-aromáticos. Adaptado de: Mitchell, D. L., & Speight, J. G. (1973). The solubility of asphaltenes in hydrocarbon solvents. FUEL, 52, 149-152.

A partir de esos resultados, clasificaron el poder del solvente, aumentando en el siguiente orden: iso-parafinas < n-parafinas < olefinas terminales. Esto indica entonces que un mismo número de carbonos de iso-parafina precipita mayor cantidad de asfaltenos para un mismo número de átomos de carbono en un solvente n-parafínico y un solvente de olefina terminal.

El número de átomos de carbono es otro parámetro importante que debe ser analizado, pues la cantidad de precipitado se incrementa cuando disminuye el número de carbonos del agente precipitante (Delgado, 2006).

En cuanto a las ciclo-parafinas, Mitchell y Speight (1973) encontraron que estas ofrecían resultados no relacionados con los otros solventes parafínicos. Como se observa en la gráfica, las ciclo-parafinas evaluadas mostraron únicamente un 1% de asfaltenos precipitados, y por tanto el poder de solvatación de estos solventes parafínicos se asemeja al de los solventes aromáticos.

Esto llevó a los autores a examinar más a fondo las razones por las cuales los solventes actuaban de manera diferente. Ante esto encontraron la tendencia de los asfaltenos a asociarse a partir de observaciones físicas.

A diferencia de los aromáticos, los solventes parafínicos suelen asociarse entre sí, lo cual causa que disminuya el poder de solvatación, es decir que van a precipitar mayor cantidad de asfaltenos. Mientras que los aromáticos no se asocian entre sí y precipitan menor cantidad de asfaltenos.

Moreno (2014) realizó una destilación simulada con parafínicos, la cual arrojó que la muestra de crudo precipitada con n-decano tenía un porcentaje más alto de residuo (23%) que la muestra precipitada con n-hexano (14%) y propano (8%). Esto indica que se precipitaron moléculas más pesadas del crudo original usando n-hexano y propano que n-decano.

Los resultados mostraron que entre menor sea el número de carbonos para los solventes (propano y n-hexano), hay más depositación orgánica; por tanto, el n-decano y el hidrocarburo destilado mostraron ser mejores solventes para prevenir la depositación orgánica. Sin embargo, el solvente destilado aumenta la dispersión de asfaltenos en el fluido debido a los compuestos aromáticos presentes en él que causan alta solubilidad de los asfaltenos.

2.4.2 Mojabilidad de la roca. Debido a las interacciones a nivel microscópico que se dan entre el aceite y el solvente, las rocas mojadas por aceite retienen más solvente que las rocas mojadas por agua, lo que dificulta la recuperación del solvente al final de un proceso EOR (Mohammed, M. 2014). Igualmente se disminuye la cantidad de aceite recuperable, ya que se va a contar con menos hidrocarburo con propiedades mejoradas, debido a que el solvente se ha perdido en el aceite que rodea las rocas de la formación.

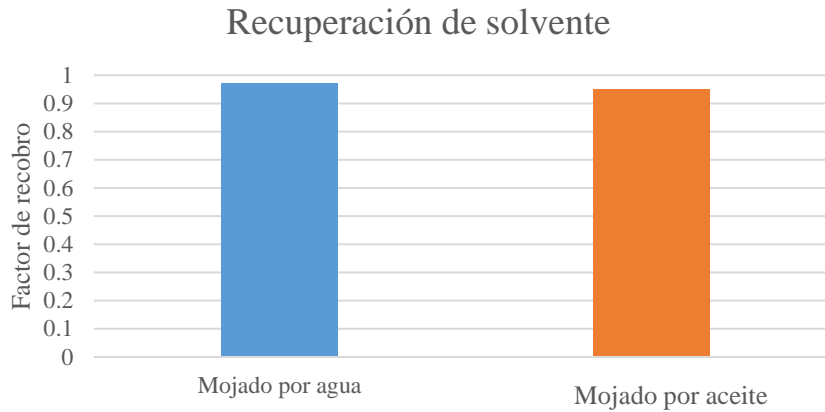


Figura 8. Influencia de la mojabilidad sobre el factor de recobro. Adaptado de: Mohammed,M.(2014).Solvent retrieval and wettability alteration during heavy-oil and bitumen recovery by SOS-FR (steam-over-solvent injection in fractured reservoirs) method (Tesis de maestría).Universidad de Alberta ,Alberta,Canada.

2.5 Pérdidas de Solvente

2.5.1 Estructura del yacimiento. Los procesos de inyección cíclica de solventes se han estudiado para yacimientos que utilizaron CHOPS (Producción de crudo pesado frío con arena) como método de producción. Este método causa la aparición de canales altamente conductivos como *warmholes* (hoyos de gusano), de los cuales se vale el solvente para penetrar a través de la formación que contiene crudo pesado y disolverse en el petróleo. Sin embargo, los agujeros de gusano forman una estructura compleja de que actualmente no se puede trazar en un mapa con ninguna precisión, Por esta razón, el solvente puede perderse a través de estas estructuras y no contactar el hidrocarburo. En consecuencia, el porcentaje de pérdida de solvente debido a estos problemas no se puede definir exactamente y son en gran parte un efecto indeterminado.

2.5.2 Deposición de Asfáltenos. La interacción del solvente con el hidrocarburo pesado después de cierto tiempo genera precipitación de fracciones pesadas de hidrocarburo que antes

se encontraban rodeadas de resinas denominadas asfáltenos. Estos precipitados, tienen la capacidad de absorber el solvente del yacimiento (Chang, J y Ivory, J, 2013), ya que son compuestos de peso molecular alto (Dmitrievskii, A. N., Skibitskaya, N. A., Zekel, L. A., y Krasnobaeva, N. V. 2007.). Dmitrievskii, A et al (2007) atribuyen este fenómeno al modelo estructural del asfalteno, el cual es similar al del grafito, con la posibilidad de formar aductos (es el producto de la adición de dos o más moléculas) con átomos y moléculas incrustados entre las capas. Visualmente, se hincha el asfalteno a medida que crece la cantidad de la sustancia sorbida.

3. Construcción del modelo de fluidos

3.1 Modelo de fluidos

El modelado de fluidos permite representar el equilibrio de fases en función de las condiciones de presión, temperatura y composición. Las composiciones resultantes de cada fase dan lugar a las propiedades fisicoquímicas que luego son usadas para caracterizar el flujo de fluidos en el medio poroso. Por tal razón, se involucran propiedades físicas, críticas, ecuaciones de estado, pruebas PVT, entre otros, por medio de herramientas software como WinProp y HYSYS, entre otros. En esta investigación, por medio del software Winprop del simulador CMG, el cual determina características del yacimiento y variaciones en la composición de los fluidos, se construyó un modelo de fluidos a emplear en la simulación numérica de un proceso de inyección cíclica de

solventes. Para su elaboración, se realizó inicialmente la caracterización del crudo, teniendo en cuenta el agrupamiento de sus componentes, el ajuste de su presión crítica, densidad y viscosidad, tomando como base una serie de pruebas PVT proporcionadas por el Instituto Colombiano del Petróleo (ICP). Posteriormente, se ajustó la presión crítica del solvente y sus propiedades a partir de datos de viscosidad contra temperatura; y finalmente el ajuste de la mezcla, mediante los datos de densidad a diversas concentraciones y temperatura.

3.1.1 Selección de la Ecuación de estado. Para comenzar con el modelamiento de los fluidos, el simulador requiere de la selección de una ecuación de estado. WinProp proporciona cuatro posibilidades:

- PR (1978)
- PR (1976)
- SRK(G&D)
- SRK

Las ecuaciones de Peng-Robinson y Soave-Redlich-Kwong son ampliamente conocidas en la industria, ya que permiten representar la relación entre la temperatura, la presión y las composiciones de las fases en sistemas multicomponentes o binarios. A pesar de que la ecuación de Peng-Robinson arroja resultados similares a la ecuación de Soave-Redlich-Kwong, la primera facilita una mejor predicción en las densidades de los compuestos líquidos, además de predecir las propiedades de las mezclas. Por consiguiente, se seleccionó la ecuación de Peng-Robinson, la cual ajustaría el comportamiento del fluido en el yacimiento, del solvente y de la mezcla entre ellos.

Una vez seleccionada la ecuación de estado, se escogieron las unidades (psia y °F) y el tipo de composición, teniendo en cuenta las composiciones molares extraídas de las pruebas PVT.

La siguiente ecuación que se seleccionó fue aquella que modelaría el comportamiento de la viscosidad en el fluido. WinProp proporciona dos opciones:

- Jossi-Stiel-Thodos
- Pedersen (1984) y Pedersen modificada (1987)

De acuerdo con la literatura (Computer Modelling Group-CMG, 2013) , la correlación que muestra mejor ajuste de los fluidos es la de Pedersen, pues permite reproducir mejor el comportamiento de los crudos pesados.

3.1.2 Propiedades de los fluidos del yacimiento

3.1.2.1 Propiedades del crudo. El hidrocarburo utilizado para el desarrollo de este estudio es un crudo extra-pesado de la cuenca de los llanos orientales. Su viscosidad y gravedad API a condiciones ambiente son de 1200 cp. y 9.5 ° API. A partir de pruebas PVT proporcionadas por el Instituto Colombiano de Petróleo (ICP) se determinó que su presión de saturación es de 578.5 psi. La composición del crudo se muestra en la tabla 1.

3.1.2.2 Propiedades de la nafta. Por otro lado, se debe tener presente que el solvente líquido que se empleó tiene una gravedad API de alrededor de 75, y según estudios de laboratorio, su interacción con el hidrocarburo proporciona una disminución de alrededor de 900 cp con concentración del 9% del solvente en el hidrocarburo.

Tabla 1.
Composición del aceite en estudio

	COMP.	%MOL	%PESO		COMP.	%MOL	%PESO
CO ₂	Dióxido de carbono	6.26	0.68	C12	Duodecano	1.10	0.44
N ₂	Nitrógeno	0.99	0.07	C13	Tridecano	2.09	0.91
C1	Metano	11.69	0.46	C14	Tetradecano	2.38	1.12
C2	Etano	1.05	0.08	C15	Pentadecano	1.86	0.95
C3	propano	1.04	0.11	C16	Hexadecano	3.24	1.79
IC4	i-butano	0.57	0.08	C17	Heptadecano	2.77	1.63
NC4	n-butano	1.06	0.15	C18	Octadecano	2.62	1.63
C5	Neo-pentano	0.10	0.02	C19	Nonadecano	2.79	1.82
IC5	i-pentano	0.69	0.12	C20	Eicosano	2.42	1.65
NC5	n-pentano	0.68	0.12	C21	Heneicosano	2.20	1.59
C6	hexano	0.39	0.08	C22	Docosano	2.20	1.66
	Metil-ciclope	0.26	0.06	C27	Heptacosano	1.44	1.33
	Tolueno	0.10	0.02	C28	Octacosano	1.61	1.55
C8	Octano	0.71	0.20	C29	Nonacosano	1.52	1.52
	Etil-benceno	0.06	0.03	C32	Triacotanos	1.46	1.51
	M/P-xileno	0.08	0.02	C31	Hentriacotanos	1.24	1.33
	o-xileno	0.10	0.03	C32	Dotriacotanos	1.35	1.48
C9	Nonanos	0.57	0.18	C33	Tritiacotanos	1.12	1.27
	Trimetil-benceno	0.11	0.03	C34	Dotriaticotanos	1.35	1.48
C10	Decano	1.17	0.41	C35	Pentatriacotanos	1.08	1.31
C11	Undecano	1.51	0.55	C36+	Hexatricotanos	29.42	62.40

Adaptado de: Instituto Colombiano de Petróleo (ICP). 2009

3.1.3 Caracterización del aceite. En relación con el aceite del yacimiento, se realizó su caracterización con base en los componentes del fluido en estudio y su respectiva composición. Sin embargo, la librería de WinProp no contaba con ciertos componentes (tabla 2), por lo que fue necesario extraerlos de librerías externas como HYSYS y crear los componentes en WinProp.

Tabla 2.

Componentes extraídos de HYSYS

Componente		Pc	Tc	ω	Peso molecular g/gmol	Gravedad específica
C5	1	31.57	433.8	0.1964	72.151001	0.35729796
Me-Ci-C5	1	37.4	532.7	0.2389	84.1619034	0.46418125
M/P Xile	1	34.95	617	0.326	106.166	0.65999253
C6H6	1	48.3	562.1	0.212	78.1100006	0.41032624
CC6	1	40.2	553.2	0.213	84.1600037	0.46416434
Me-Ci-C6	1	34.3	572.1	0.233	98.189003	0.58900638
C7H8	1	40.6	591.7	0.257	92.1408005	0.5351843
Et-Benc	1	35.6	617.1	0.301	106.166	0.65999253
Or-Xilen	1	36.84	630.4	0.3023	106.166	0.65999253
Tri-M-Be	1	31.9	649.1	0.376	120.194	0.78482567
C36+	1	2.033	1339	2.023	1010	1,1301

Adaptado de: Sandoval, M; Camacho, F. Evaluación del proceso de inyección alterna de vapor y solvente (SAS) para el incremento de la producción de crudo extrapesado mediante simulación numérica. 2014

Cuando estos componentes son ingresados al simulador, el software solicita que se ingresen las siguientes propiedades necesariamente para cada uno de ellos: presión crítica (P_c), temperatura crítica (T_c), factor acéntrico y peso molecular (MW). De lo contrario, se deben ingresar necesariamente dos de las tres propiedades siguientes: peso molecular (MW), gravedad específica (SG) o Temperatura de ebullición (T_b). Adicionalmente, es necesario seleccionar una correlación que modele las propiedades físicas, las propiedades críticas y el factor acéntrico que mejor se ajusten a los componentes que se ingresaron. Estas se eligen según los rangos sugeridos por el Manual de WinProp, como se muestra en la tabla 3.

Tabla 3.
Correlaciones para los componentes extraídos

ECUACIÓN	RANGOS DE APLICACIÓN
TWU (1984)	$T_b > 715 \text{ }^\circ\text{C}$ $SG > 1.436$ $76 < MW < 1685 (C_{120})$
GOOSSENS (1996)	$0.63 < \rho < 1.08 \text{ g/cc}$ $33 < T_b < 740 \text{ }^\circ\text{C}$
RIAZI-DAUBERT (1980)	$T_b > 455 \text{ }^\circ\text{C}$ $70 < MW < 300$ $T_b > 650 \text{ }^\circ\text{C}$
LEE - KESLER (1976)	* Es la correlación recomendada para fracciones de petróleo

Adaptado de: Manual de Winprop-CMG

De acuerdo al manual de Winprop de CMG, las correlaciones de Twu (1984), Goossens (1996) y Riazi-Daubert (1980) proporcionan resultados similares para las fracciones de petróleo por encima de C_{20} . La correlación de Riazi-Daubert muestra mayor error con respecto a las otras dos, para el caso de fracciones más pesadas. La correlación de Goossens, arroja muy buenas predicciones de peso molecular para alcanos mayores a C_{120} . Y la correlación de Lee-Kesler es recomendada para hallar el factor acéntrico de fracciones de petróleo.

Como segundo paso, se debe ingresar la composición del fluido en la columna *Primary*, ya que el simulador clasifica como “fracción primaria” la composición referente al aceite y como “fracción secundaria”, la composición del fluido de inyección.

Antes de proceder con el tercer paso, cabe mencionar que la construcción del modelo de fluidos se realizó con base al proyecto de grado de Vega y Martínez (2012), en el cual se desarrolló un

análisis completo para la elaboración del mismo modelo de fluidos que se utilizó para esta investigación, por lo que se tuvieron en cuenta las ecuaciones de estado, los parámetros de ajuste, entre otros criterios.

Como tercer paso, se ajustó la presión de saturación del aceite. De acuerdo con las pruebas PVT, esta tenía un valor de 582.7 psi y se ajustó con el parámetro de Omega B para los componentes pesados, por ser aquellos con mayor composición. El parámetro Omega B así como Omega A, son constantes de la ecuación de Peng- Robinson que modifican directamente tanto la presión como la temperatura del sistema, razón por la cual, Omega B se seleccionó como parámetro de ajuste para la presión de saturación.

Con el ajuste, se obtuvieron resultados de error del 0.0079%, es decir, una presión de saturación de 582.75 psi.

Tabla 4.
Ajuste de la presión de saturación

Tipo de dato	Valor Experimental	Antes de la regresión	Después de la regresión	Porcentaje de Error
Presión de Saturación	582.7 psi	1061.2 psi	582.75psi	0.0079%

Adaptado de: Computer Modelling Group-CMG. 2009.

Como cuarto paso, se procedió a realizar el *lumping* o agrupamiento de los componentes con el fin de disminuir el tiempo de corridas. En este caso, se agruparon como gases, livianos, medianos y pesados:

No.	Component	1st composition	2nd composition	Scheme
1	CO2	0.06338541	0.0	1
2	N2	0.01002421	0.0	2
3	CH4	0.11826543	0.0	3
4	C2H6	0.010631738	0.0	3
5	C3H8	0.010530483	0.0	3
6	IC4	0.0057715149	0.0	3
7	NC4	0.010732993	0.0	3
8	C5	0.0010125465	0.0	4
9	IC5	0.0069865707	0.0	4
10	NC5	0.0068853161	0.0	4
11	FC6	0.0039489313	0.0	4
12	Me-Ci-C5	0.001721329	0.0	4
13	C6H6	0.00040501859	0.0	4
14	CC6	0.0021263476	0.0	4
15	FC7	0.0058727696	0.0	4
16	Me-Ci-C6	0.0026326208	0.0	4
17	C7H8	0.0010125465	0.0	4

Figura 9. Agrupamiento de los componentes del aceite. Adaptado de: Computer Modelling Group-CMG. 2009.

No.	Component	1st composition	2nd composition	Scheme
1	CO2	0.063440211	0.0	
2	N2	0.010032877	0.0	
3	CH4toNC4	0.15606697	0.0	
4	C5 toC20	0.28173129	0.0	
5	C21toC36	0.48872865	0.0	

Figura 10. Componentes después del lumping. Adaptado de: Computer Modelling Group-CMG. 2009

Nuevamente se verificó la presión de saturación. Como esta pudo haber tenido cambios debido al agrupamiento; se ajustó una vez más, obteniendo porcentajes de error de 0.0004%, es decir, una presión de 582.7 psi.

Tabla 5.
Ajuste de la presión de saturación después del lumping.

Tipo de dato	Valor Experimental	Antes de la regresión	Después de la regresión	Porcentaje de Error
Presión de saturación	582.7 psi	891.99 psi	582.7 psi	0.000405%

Adaptado de: Computer Modelling Group-CMG. 2009

Como quinto paso, se ingresó la prueba de liberación diferencial, para la cual se tenían datos de GOR y viscosidad a diferentes presiones. Como resultado, WinProp genera las gráficas correspondientes a los datos ingresados, en las cuales se muestran puntos azules, que indican los datos experimentales. A su vez, la línea verde representa la tendencia que arroja WinProp de la propiedad antes del ajuste y la línea roja, esta misma después de realizar el ajuste. En este caso se muestra un ajuste en los datos de viscosidad inicialmente (Figura 11), por lo que se debe recurrir a los parámetros de ajuste de WinProp para tener una mejor tendencia del GOR (Figura 12).

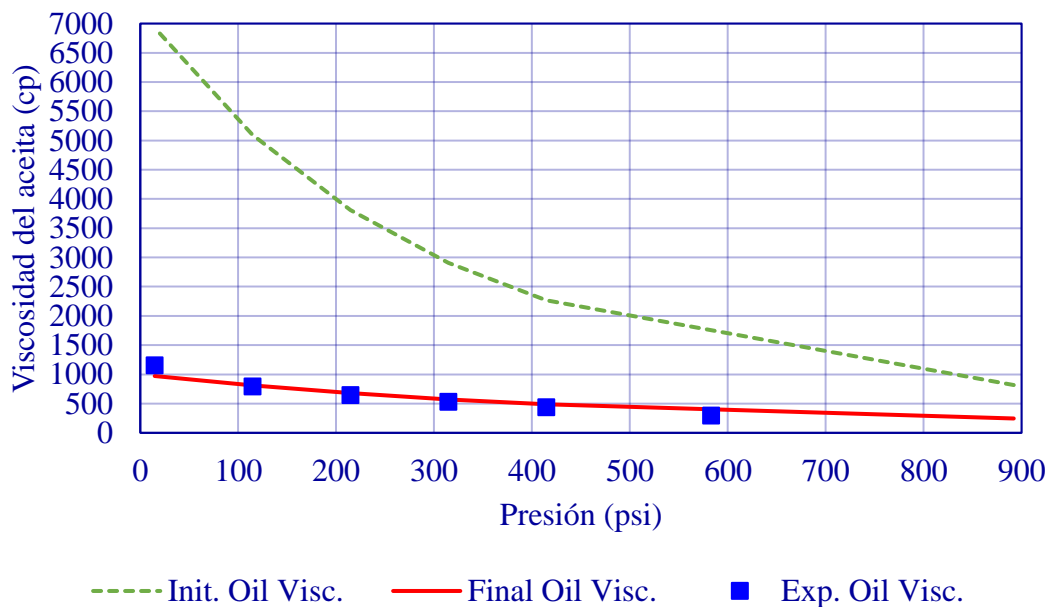


Figura 11. Viscosidad del aceite vs Presión en prueba de liberación diferencial Adaptado de: Computer Modelling Group-CMG. 2009

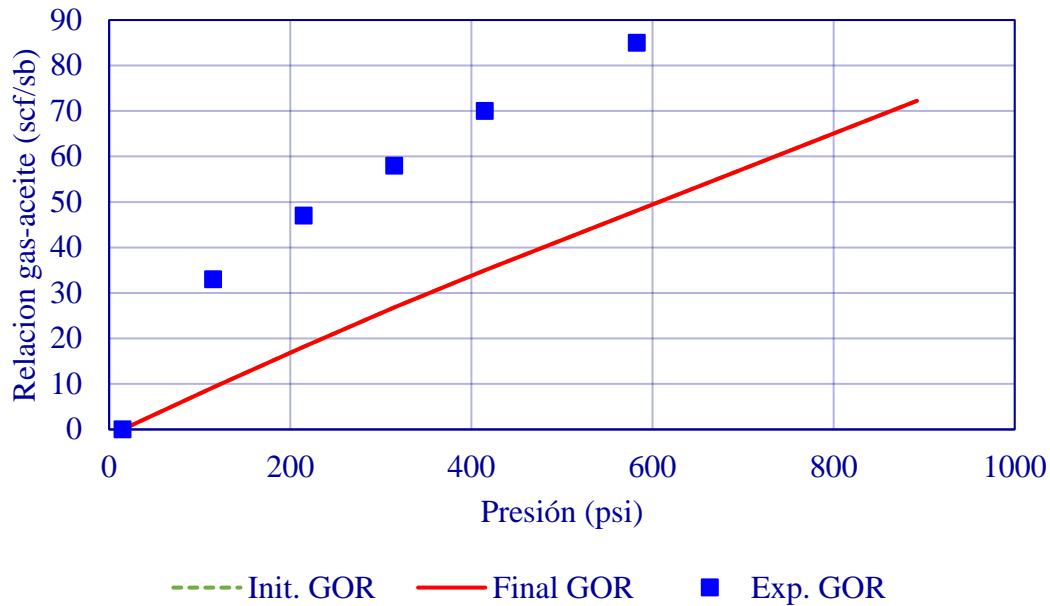


Figura 12. GOR vs Presión en prueba de liberación diferencial. Adaptado de: Computer Modelling Group-CMG. 2009

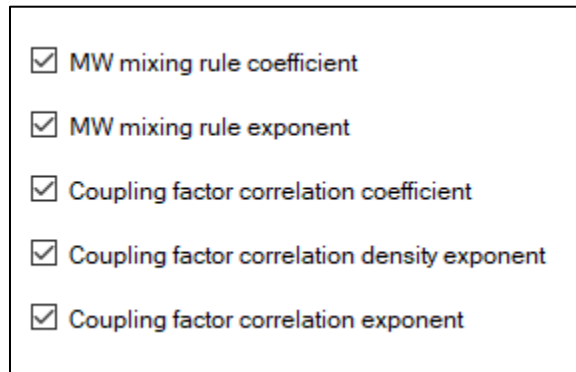
Las variables de ajuste de WinProp son: presión crítica (P_c), volumen crítico (V_c), temperatura crítica (T_c), factor acéntrico, peso molecular, coeficientes de traslación de volumen (*volume shifts*), omega A y omega B. Modificaciones en rangos apropiados de estos parámetros permiten obtener combinaciones que ajusten el comportamiento experimental de un fluido. De esta manera, se encontró que la mejor combinación para ajustar el GOR en la prueba de liberación diferencial es la siguiente, teniendo en cuenta el análisis de Vega y Martínez (2012):

Tabla 6.
Parámetros de ajuste para el GOR-Liberación diferencial

Componente	Parámetros
CO ₂	P_c , V_c , T_c , Factor acéntrico, Volume Shift, Omega A y Omega B

N ₂	Pc, V _c , Tc, Factor acéntrico, Volume Shift, Omega A y Omega B
CH ₄ a NC ₄	Pc, V _c , Tc, Factor acéntrico, Volume Shift, Omega A y Omega B
C ₅ a C ₂₀	Pc, V _c , Tc, Factor acéntrico, Volume Shift, Omega A y Omega B
C ₂₁ a C ₃₆	Pc, V _c , Tc, Factor acéntrico, Volume Shift, Omega A y Omega B

De la misma forma, se tuvieron en cuenta los cinco parámetros para la regresión de la correlación de Pedersen, los cuales permiten el ajuste de la viscosidad:



MW mixing rule coefficient
 MW mixing rule exponent
 Coupling factor correlation coefficient
 Coupling factor correlation density exponent
 Coupling factor correlation exponent

Figura 13. Parámetros de la correlación de Pedersen. Adaptado de: Computer Modelling Group-CMG. 2009

Con estos ajustes, se obtuvo un mejor comportamiento del GOR y la viscosidad, como se muestra a continuación:

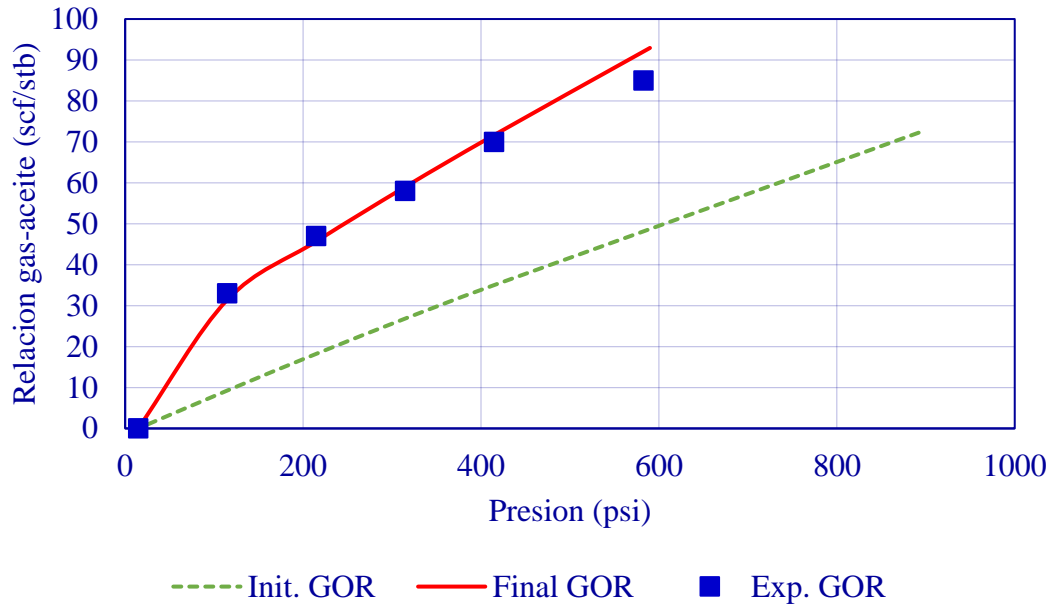


Figura 14. Ajuste del GOR vs Presión en prueba de liberación diferencial. Adaptado de: Computer Modelling Group-CMG. 2009

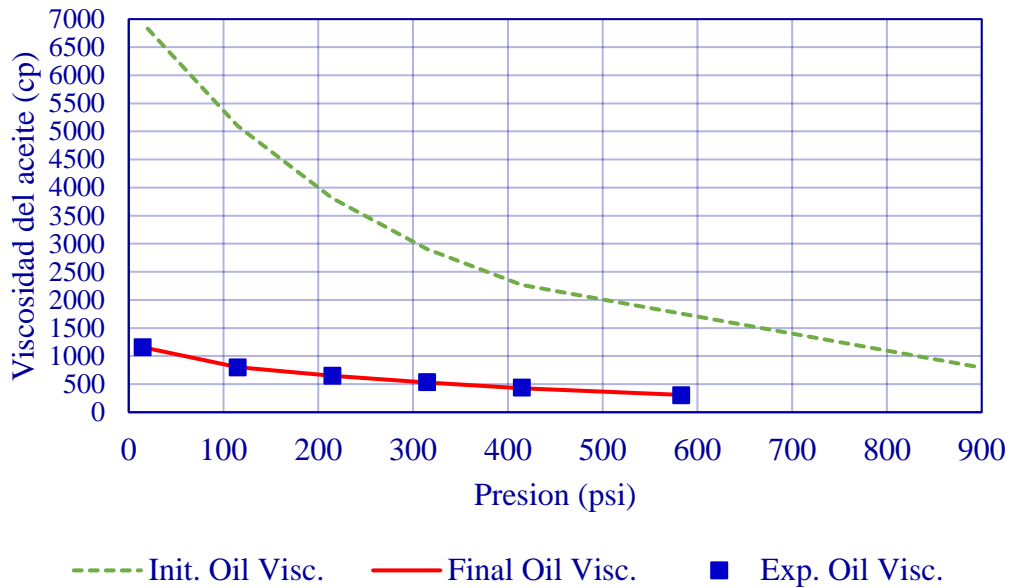


Figura 15. Ajuste de la viscosidad en prueba de liberación diferencial. Adaptado de: Computer Modelling Group-CMG. 2009

Al obtener un ajuste satisfactorio, se verificó la presión de saturación y se cargaron estos resultados en *Update Component*, opción que debe ser seleccionada cada vez que se realice alguna modificación al modelo.

En la siguiente tabla, se muestran los valores de los parámetros de ajuste después de la regresión de la prueba de liberación diferencial.

Tabla 7.
Parámetros de ajuste DL

PARÀMETROS DE AJUSTE PRUEBA DL										
	CO2		N2		CH4 a NC4		C5 a C20		C21 a C36	
	INICIAL	FINAL	INICIAL	FINAL	INICIAL	FINAL	INICIAL	FINAL	INICIAL	FINAL
Pc atm	72.80	87.36	33.50	26.80	46.25	55.49	19.16	31.99	10.26	12.39
Vc (l/mol)	0.09	0.09	0.09	0.09	0.12	0.12	0.73	0.73	1.46	1.46
Tc (K)	304.20	243.36	126.20	151.44	301.83	268.21	706.25	669.31	1099.30	879.47
Fact acent	0.23	0.27	0.04	0.03	0.04	0.03	0.61	0.34	1.10	1.33
Vol Shift	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Omega A	0.4572	0.3658	0.4572	0.3658	0.4572	0.5487	0.4572	0.3658	0.4572	0.5487
Omega B	0.0778	0.0622	0.0778	0.0622	0.0778	0.0622	0.0778	0.0934	0.0778	0.0934

Tabla 8.
Parámetros de ajuste (Pedersen) DL

PARÀMETROS DE AJUSTE PRUEBA DL		
	INICIAL	FINAL
MW mixing rule coefficient	0.00013	0.00010
MW mixing rule exponent	2.3030	2.4234
Coupling factor correlation coefficient	0.0074	0.0059
Coupling factor correlation density exponent	1.8470	1.4776
Coupling factor correlation exponent	0.5173	0.6104

Como sexto paso, se ingresaron datos de presión, densidad y viscosidad de la prueba de Expansión a composición constante (CCE) con el fin de ajustar la densidad del fluido. Inicialmente se corrió la prueba sin los parámetros de ajuste de WinProp, es decir, únicamente con los parámetros de la correlación de Pedersen para el ajuste de la viscosidad, para lo cual se obtuvieron las siguientes gráficas (Figura 16 y 17). Estas muestran un ajuste de la viscosidad como se podría esperar, pero se hace necesario ajustar la densidad.

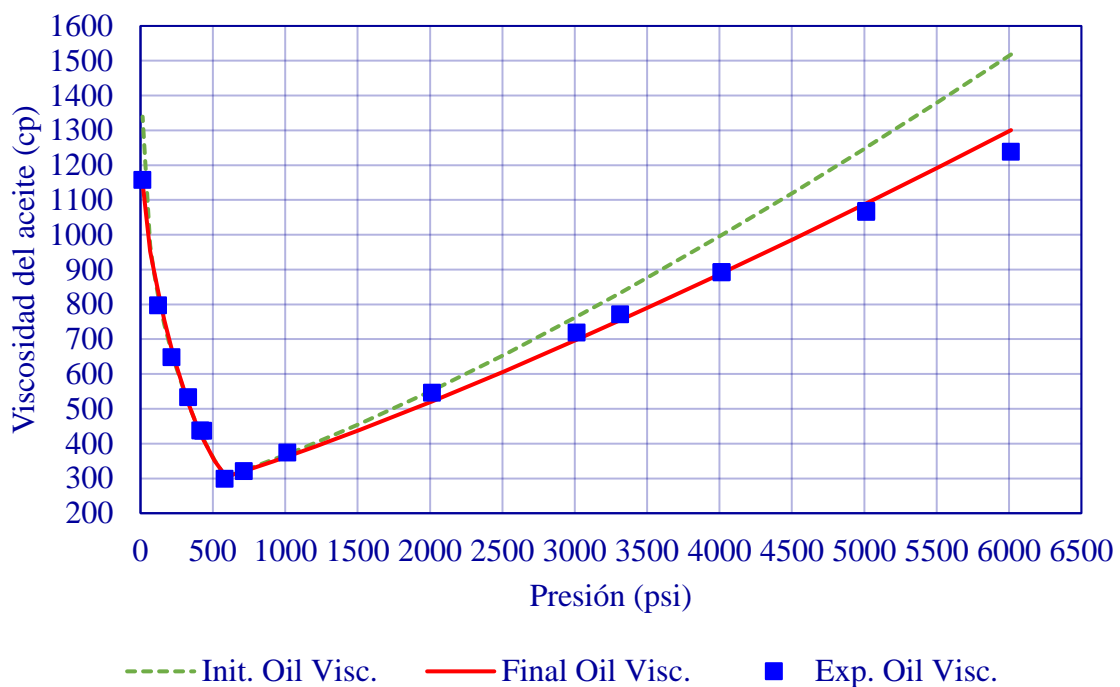


Figura 16. Viscosidad de la prueba CCE. Adaptado de: Computer Modelling Group-CMG. 2009

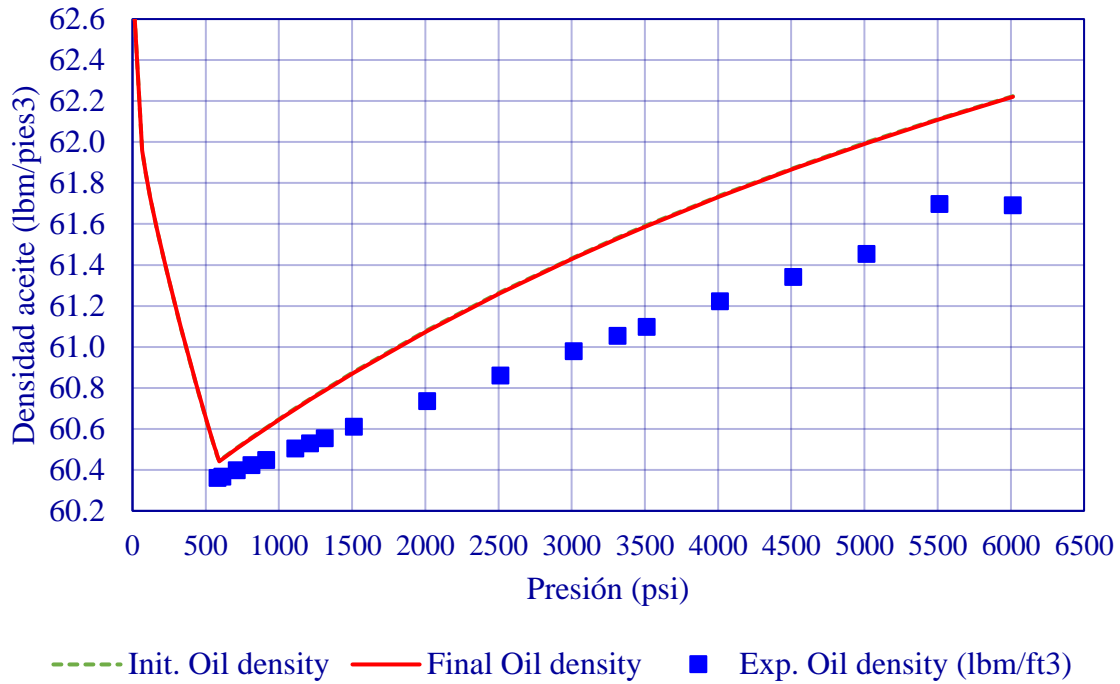


Figura 17. Densidad de la prueba CCE. Adaptado de: Computer Modelling Group-CMG. 2009

Así pues, después de probar diferentes combinaciones de parámetros se encontraron los siguientes (tabla 9) como aquellos que permitieron un ajuste apropiado de la densidad.

Tabla 9.
Parámetros de ajuste de la densidad del aceite

Componente	Parámetros
CH4 a NC4	Pc, Tc, Mol W, Omega A y Omega B
C5 a C20	Pc, Tc, Mol W, Omega A y Omega B
C21 a C36	Pc, Tc, Mol W, Omega A y Omega B

A continuación, se muestra el ajuste que se obtuvo para la densidad a partir del arreglo de parámetros (Figura 18), donde los puntos azules representan los datos ingresados al simulador de la prueba CCE, mientras que la tendencia de la línea roja representa el ajuste del simulador.

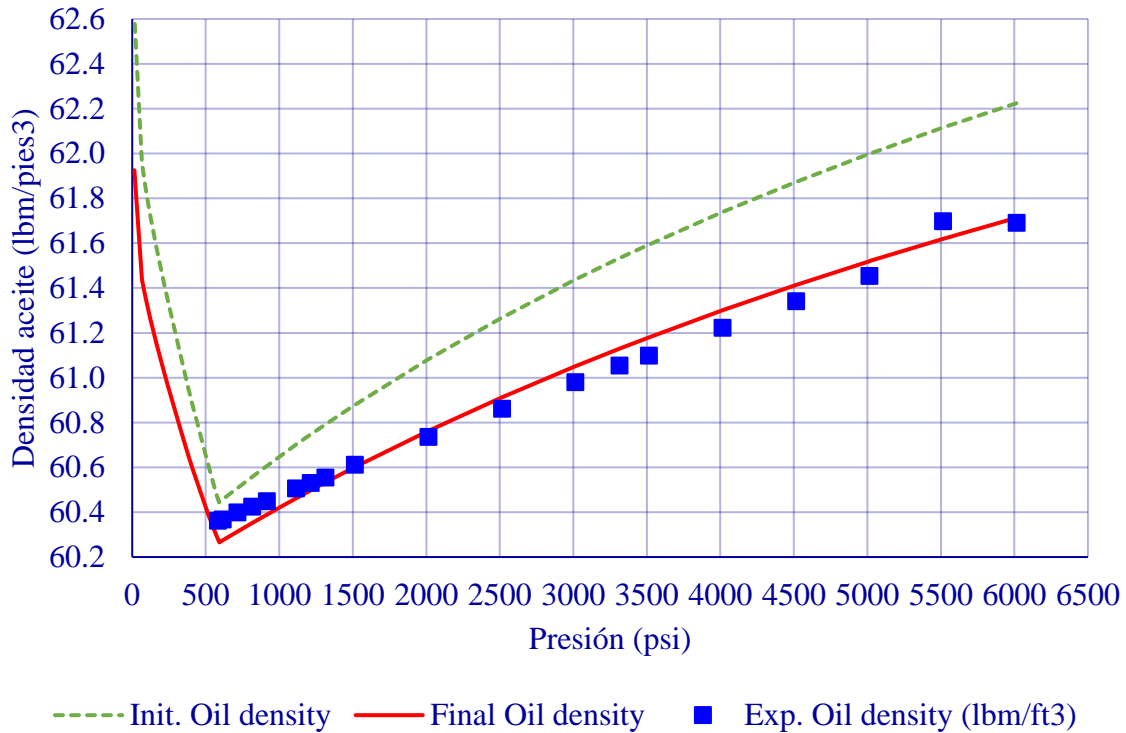


Figura 18. Ajuste de la densidad con la prueba CCE. Adaptado de: Computer Modelling Group-CMG. 2009

Después de ingresar la CCE y la prueba de Liberación diferencial, se activó la presión de saturación para verificar que esta última no hubiese cambiado, la cual mostró un porcentaje de error del 0.019%, es decir, una presión de 582.81 psi como se observa en la siguiente tabla, y se verificó el comportamiento de la envolvente (Figura 19).

Tabla 10.
Ajuste de la presión de saturación final

Tipo de dato	Valor	Antes de la	Después de	Porcentaje de Error
	Experimental	regresión	la regresión	
Presión de saturación	582.7 psi	592.49 psi	582.81 psi	0.019%

Adaptado de: Computer Modelling Group-CMG. 2009

En la siguiente tabla, se muestran los valores de los parámetros de ajuste después de la regresión de la prueba CCE.

Tabla 11.
Parámetros de ajuste CCE

PARÁMETROS DE AJUSTE PRUEBA CCE						
	CH4 a NC4		C5 a C20		C21 a C36	
	INICIAL	FINAL	INICIAL	FINAL	INICIAL	FINAL
Pc (atm)	26.68	26.69	25.10	25.10	6.56	6.56
Tc (K)	199.27	199.32	589.58	589.55	938.98	938.95
Peso Molecular	33.62	33.68	168.14	168.08	995.15	995.18
Omega A	0.66	0.66	0.44	0.44	0.46	0.46
Omega B	0.08	0.08	0.11	0.11	0.08	0.08

Tabla 12.
Parámetros de ajuste (Pedersen) CCE

PARÁMETROS DE AJUSTE PRUEBA CCE		
	INICIAL	FINAL
MW mixing rule coefficient	0.00013	0.00013
MW mixing rule exponent	2.38	2.38
Coupling factor correlation coefficient	0.00472	0.00472
Coupling factor correlation density exponent	1.77	1.77
Coupling factor correlation exponent	0.53	0.53

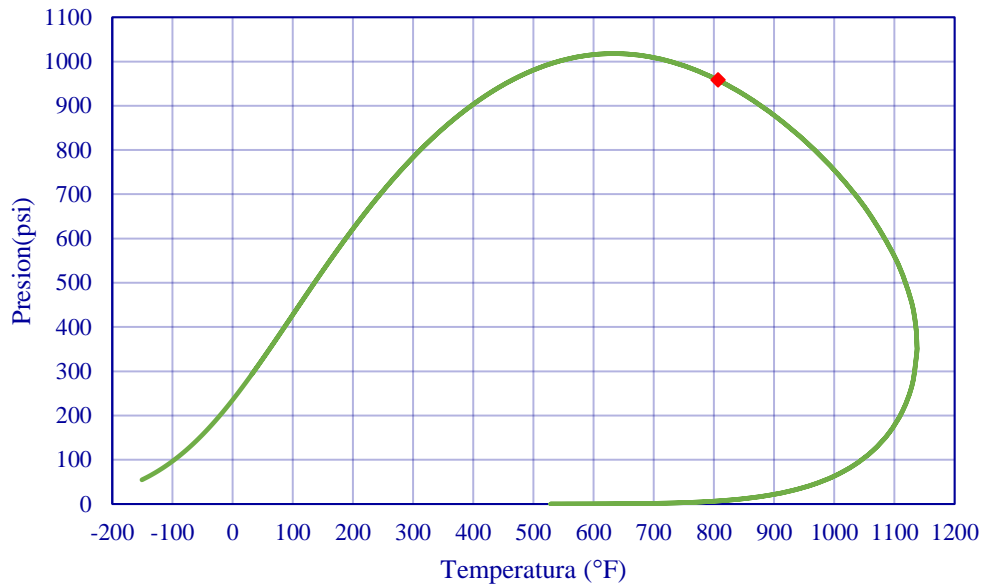


Figura 19. Envolvente de fases del aceite. Adaptado de: Computer Modelling Group-CMG. 2009

3.1.4 Caracterización del solvente. La caracterización del solvente se realizó a partir de los componentes ya agrupados junto con sus propiedades como peso molecular, densidad, presión crítica, temperatura crítica, volumen crítico y factor acéntrico. Del mismo modo, se ingresó la composición de la nafta en la columna Secondary, teniendo en cuenta el asignarle un valor de cero a los componentes del aceite en esta columna y los respectivos valores del solvente.

Antes de iniciar con el ajuste de la presión crítica, se tuvo en cuenta deshacer la selección de los parámetros de viscosidad de Pedersen. De acuerdo con los datos de presión de saturación de la nafta proporcionados por el ICP, esta correspondía a 22.87 psi. Como en todo proceso de caracterización de un fluido, después de ingresar sus componentes junto con su composición y sus propiedades, se procedió a ajustar la presión de saturación. Se probaron los siguientes parámetros: omega A y omega B, para algunos de los componentes. Además de ingresar el valor de la presión

y la temperatura, se hizo necesario indicarle al simulador en la pestaña “Feed/K values/Output level/Stability test level” una composición de cero para la fracción molar primaria, ya que lo que se ajustaría sería el fluido de inyección (Figura 20). Así pues, con estos componentes se obtuvo un porcentaje de error del 0.19%, es decir, una presión de saturación de 22.913psi como se muestra en la tabla 13.

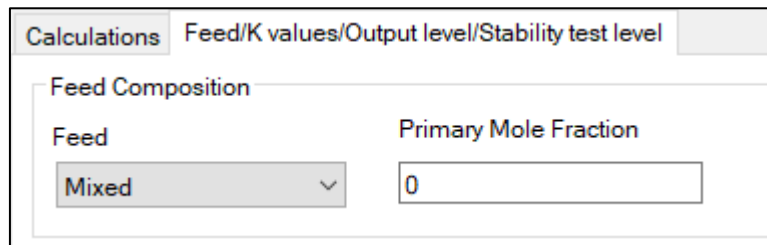


Figura 20. Fracción molar primaria de cero. Adaptado de: Computer Modelling Group-CMG. 2009

Tabla 13.

Ajuste de la presión de saturación del solvente

Tipo de dato	Valor Experimental	Antes de la regresión	Después de la regresión	Porcentaje de Error
Presión de saturación	22.87 psi	32.819 psi	22.913 psi	0.019%

Adaptado de: Computer Modelling Group-CMG. 2009

Lo siguiente que se realizó fue agrupar todos los componentes del solvente en uno solo, con el fin de asignarle un solo coeficiente de difusión a todo el componente que más adelante se llamaría Nafta. Luego se hizo un *lumping* de los componentes del solvente, los cuales quedaron agrupados como se muestra en la figura 21.

No.	Component	1st composition	2nd composition	Scheme
1	CO2	0.063440211	0	1
2	N2	0.010032877	0	2
3	CH4toNC4	0.15606697	0	3
4	C5 toC20	0.28173129	0	4
5	C21toC36	0.48872865	0	5
6	NAFTA	0	1	

Figura 21. Lumping del solvente. Adaptado de: Computer Modelling Group-CMG. 2009

Tabla 14.

Ajuste Presión de saturación del solvente después del lumping

Tipo de dato	Valor	Antes de la	Después de	Porcentaje
	Experimental	regresión	la regresión	de Error
Presión de saturación	22.87 psi	12.57 psi	22.875 psi	0.023%

Adaptado de: Computer Modelling Group-CMG. 2009

Debido a que la presión de saturación pudo haberse modificado con el agrupamiento, se volvió a ajustar con los parámetros Omega A y Omega B, mostrando un porcentaje de error de 0.023%, es decir, una presión de saturación de 22.875psi (tabla 14).

Para la regresión y ajuste de este solvente se contaba con datos de viscosidad a diferentes temperaturas. Al ingresar cada viscosidad con su temperatura y presión atmosférica, se debía especificar una fracción molar primaria de cero en las regresiones. Así pues, se encontró que los parámetros que mejor ajustaban el comportamiento del solvente fueron: Pc, Tc, Vc y Vol Shift teniendo en cuenta que se seleccionaron únicamente para el componente NAFTA. Los siguientes resultados de error, muestran un ajuste con valores menores al 5% (CMG, 2013) para las viscosidades.

Tabla 15.
Ajuste de las viscosidades para el solvente

Tipo de dato	Presión (psi)	Temperatura (°F)	Valor Experimental	Antes de la regresión	Después de la regresión	Porcentaje de Error
Viscosidad	14.7	59	0.41 cp	0.33259 cp	0.4066 cp	0.81%
Viscosidad	14.7	68	0.4 cp	0.31561 cp	0.38763 cp	3.09%
Viscosidad	14.7	86	0.34 cp	0.28455 cp	0.28455 cp	4.38%

Adaptado de: Computer Modelling Group-CMG. 2009

Después de ajustar las viscosidades, nuevamente se adecuó la presión de saturación junto con los datos de viscosidad, con los mismos parámetros anteriores (P_c , T_c , V_c y Vol Shift) para que todos compaginaran al tiempo (tabla 16).

Tabla 16.
Ajuste de viscosidad y presión de saturación del solvente.

Tipo de dato	Presión (psi)	Temperatura (°F)	Valor Experimental	Antes de la regresión	Después de la regresión	Porcentaje de Error
Viscosidad	14.7	59	0.41 cp	0.4156 cp	0.4056 cp	1.05%
Viscosidad	14.7	68	0.4 cp	0.3262 cp	0.3868 cp	3.29%
Viscosidad	14.7	86	0.34 cp	0.3549 cp	0.3549 cp	4.40%
Presión de saturación	-	-	22.87psi	22.81psi	22.814 psi	0.24%

Adaptado de: Computer Modelling Group-CMG. 2009.

En la siguiente tabla, se muestran los valores de los parámetros de ajuste después de la regresión de la viscosidad del solvente.

Tabla 17.
Parámetros de ajuste NAFTA

PARÀMETROS DE AJUSTE NAFTA		
	NAFTA	
	INICIAL	FINAL
Pc (atm)	30.40	31.46
Tc (K)	500.50	543.50
Vc (l/mol)	0.36	0.36
Vol Shift	0.00	0.00

Una vez ajustado el solvente, finalmente se observa el comportamiento de la envolvente, donde se visualiza un hidrocarburo liviano correspondiente a la nafta caracterizada de 70° API.

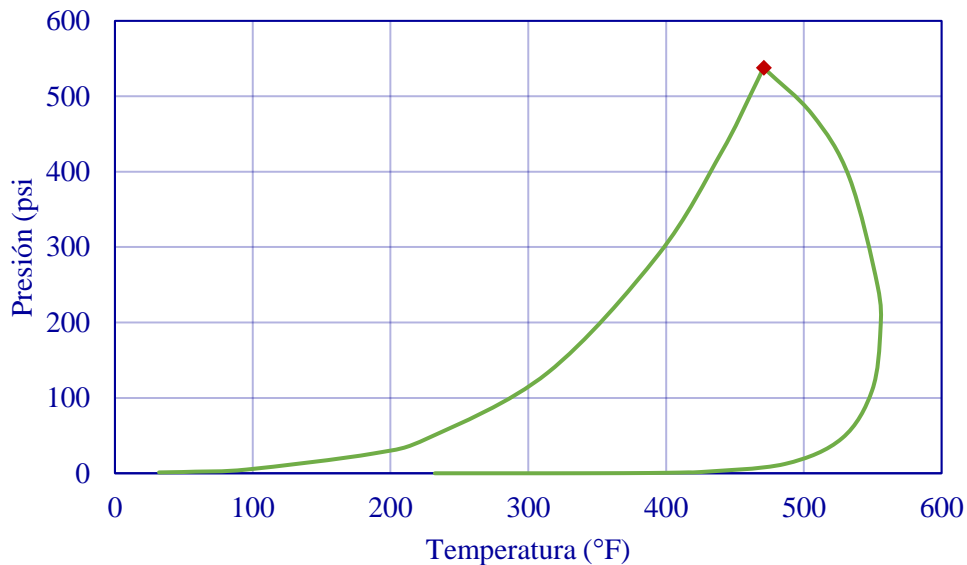


Figura 22. Envolvente del solvente. Adaptado de: Computer Modelling Group-CMG. 2009

3.1.5 Caracterización de la mezcla. Una vez modelado el solvente, se continuó con la caracterización de la mezcla. Para ello se usaron datos de densidad a diferentes concentraciones del solvente y a condiciones estándar (14.7 psi y 60°F). Como parámetro de ajuste se seleccionaron

Vc y Vol Shift del componente NAFTA, los cuales afectan directamente la densidad, proporcionando el siguiente ajuste (tabla 18).

Tabla 18.
Ajuste de las densidades de la mezcla

Tipo de dato	Concentración de solvente	Valor Experimental	Antes de la regresión	Después de la regresión	Porcentaje de Error
Densidad	3%	972.42 kg/m ³	984.59kg/m ³	982.93kg/m ³	1.08%
Densidad	6%	963.55kg/m ³	981.7kg/m ³	978.31kg/m ³	1.53%
Densidad	9%	954.17kg/m ³	978.69 kg/m ³	973.5 kg/m ³	2.02%
Densidad	10%	950.87kg/m ³	977.65 kg/m ³	971.85 kg/m ³	2.20%

Adaptado de: Computer Modelling Group-CMG. 2009

En la siguiente tabla, se muestran los valores de los parámetros de ajuste después de la regresión de la densidad de la mezcla.

Tabla 19.
Parámetros de ajuste de mezcla

PARÁMETROS DE AJUSTE MEZCLA		
	NAFTA	
	INICIAL	FINAL
Vc (l/mol)	0.36	0.36
Vol Shift	0.15	0.25

Para poder exportar el fluido tanto a STARS, para visualizar el comportamiento del fluido según las gráficas, como a GEM para modelar el medio poroso, se tuvo en cuenta activar la pestaña *CMG GEM EOS MODEL* y *CMG PVT STARS Data*, donde se ingresaron los valores de temperatura, las condiciones de referencia (1000 psi, 184°F), los rangos en los cuales variar la presión, y 0.99999

en la fracción molar primaria, para exportar las constantes de equilibrio de los componentes del solvente.

Una vez realizado el proceso de ajuste del aceite, el solvente y finalmente la mezcla, el fluido podrá ser importado en el *Builder* mediante la extensión *.gem* para llevar a cabo la simulación del proceso de inyección cíclica de solventes.

4. Modelo del medio poroso

4.1 Caracterización del yacimiento

A la hora de simular una prueba de laboratorio es necesario establecer las condiciones de presión y temperatura a las cuales se llevará a cabo, para lo cual se tienen en cuenta las condiciones reales del yacimiento en estudio. Para esta investigación, se utilizó un crudo pesado colombiano cuyo yacimiento se encuentra ubicado a una profundidad de 6000 pies con una temperatura de 184 °F, condiciones a escala de campo. Sin embargo, para fines de simulación y considerando que el estudio será a escala de laboratorio, se estableció la presión de poro del yacimiento como la presión a emplear en el modelo de simulación, siendo esta de 1000 psi. También, debido a que el medio no presentaba *wormholes*, se permitió cierta compresibilidad en el sistema con una saturación de gas 0.0129 antes de iniciar con el proceso de inyección cíclica de solventes.

Una vez establecida la presión para la simulación, se hizo un análisis de los simuladores que pueden emplearse para representar el comportamiento de la técnica de inyección de solventes, encontrándose lo siguiente:

GEM: Es un simulador composicional, el cual representa de manera más adecuada la interacción entre los componentes del solvente y del hidrocarburo in situ y permite la inyección de solventes líquidos.

IMEX: No posee aplicación para procesos miscibles, se caracteriza por simular el agotamiento primario, la conificación, la inyección de agua, gas, solvente y polímeros en yacimientos de porosidad única y de porosidad doble (CMG ,2015).

STARS: Brinda la posibilidad de inyectar fluidos en fase oleica y permite trabajar en modo isotérmico.

Teniendo en cuenta, los simuladores expuestos anteriormente y considerando los requerimientos de la técnica, se seleccionó GEM.

4.2 Construcción del enmallado de simulación

Con el fin de recrear una prueba de desplazamiento en un medio poroso en laboratorio, se seleccionó un modelo 1D, el cual garantiza que el flujo se da en una sola dirección, lo que permite estudiar la interacción de la roca y los fluidos en contacto.

De esta manera, se construye un enmallado cartesiano para representar el yacimiento con las siguientes dimensiones:

Tabla 20.
Dimensiones del grid de simulación

	Descripción	Dimensión [pies]
Celdas en i	30	0.008
Celdas en j,k	1	0.11

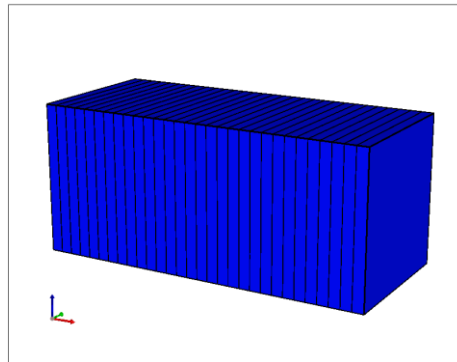


Figura 23. Grid de simulación. Adaptado de: Computer Modelling Group-CMG. 2009

Sin embargo, con el fin de observar el comportamiento del frente de inyección, se refinaron las primeras celdas de la siguiente manera:

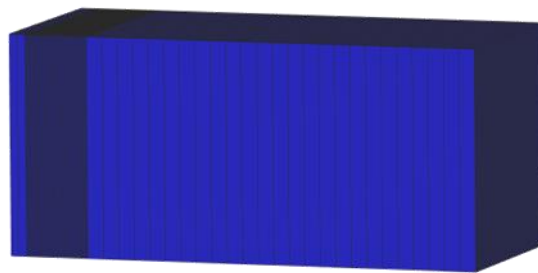


Figura 24. Grid refinado. Adaptado de: Computer Modelling Group-CMG. 2009

Tabla 21.
Celdas refinadas.

Celda	N° de divisiones
1	2
2,3,4 y 5	20

Se consideraron pertinentes las siguientes condiciones iniciales, basados en la literatura:

Tabla 22.
Condiciones iniciales del modelo

CONDICIONES INICIALES	
Presión inicial (psi)	1000
Saturación de aceite	0.9
Saturación de agua	0.1

Adaptado de: Fajardo, J. (2016). Determinación del mecanismo de ignición para procesos de combustión in situ mediante análisis de variables termodinámicas. (Tesis de maestría). Universidad industrial de Santander. Bucaramanga, Colombia.

Cabe señalar que los medios porosos utilizados en el laboratorio son de geometría cilíndrica, pero el modelo se puede asumir como cartesiano debido a que el flujo se da únicamente en una dirección. Por consiguiente, es importante tener en cuenta que tanto el área transversal como la longitud sean iguales en el modelo físico y en el de simulación numérica, garantizando que los volúmenes porosos coincidan en ambos modelos.

Después, se incluyeron las propiedades del medio poroso obtenidas a partir de análisis petrofísicos y la composición molar del aceite ilustrados a continuación.

Tabla 23.

Propiedades petrofísicas del medio poroso

Propiedad	Descripción	Unidades
Permeabilidad	475	mD
Porosidad	0,24	fracción
Vp	20,7	cm ³
Compresibilidad	3,30E-06	Psi ⁻¹
Espesor	3.34	cm

Donde, la compresibilidad fue hallada a partir de la ecuación de Halls (Quevedo, L,2013):

$$Cf = \frac{1.782}{\phi^{0.438}} * 10^{-6} \quad \text{Ecuación 9}$$

Donde,

Cf *Compresibilidad de la roca*

ϕ *Porosidad*

Tabla 24.

Composición molar del aceite

Componente	Fracción
CO ₂	0.0626
N ₂	0.0099
CH ₄ a NC ₄	0.154
IC ₅ a C ₂₀	0.288
C ₂₁ a C ₃₆	0.4855

Tabla 25.
End Points de las curvas de permeabilidad relativa

Propiedad	Descripción
Saturación agua connata (SWCON)	0.14
Saturación agua crítica (SWCRIT)	0.14
Saturación aceite irreducible (SOIRW)(Agua-aceite)	0.2
Saturación aceite residual (SORW)(Agua-aceite)	0.2
Saturación aceite irreducible (SOIRG)(Gas-líquido)	0.15
Saturación aceite residual (SORG)(Gas-líquido)	0.15
Saturación de gas connato (SGCON)	0.05
Saturación de gas crítica (SGCRIT)	0.05
Permeabilidad Relativa de aceite en agua connata (KROCW)	0.6
Permeabilidad Relativa al agua en aceite irreducible (KRWIRO)	0.2
Permeabilidad relativa al gas en líquido connato (KRGCL)	0.2
Exponente para el cálculo de las permeabilidades	2

Adaptado de: Fajardo, J. Determinación del mecanismo de ignición para procesos de combustión in situ mediante análisis de variables termodinámicas. 2016

Posteriormente fue necesario importar el modelo de fluidos de la mezcla teniendo en cuenta incluir la composición del aceite (Tabla 24) en la sección de *Array properties*. Además, se debieron incluir los coeficientes de viscosidad de Pedersen que se obtuvieron del modelo de fluidos en WinProp, con el fin que el simulador modelara el comportamiento del aceite de acuerdo al método que se eligió para calcular la viscosidad, en este caso Pedersen Modificado. En la sección de Viscosity, en Components se agregaron estos coeficientes como se muestra en la figura 25.

Default=>	0.1023	0.023364	0.058533	-0.040758	0.0093324
	0.00010432	2.427	0.005902	2.216	0.4834

Figura 25. Coeficientes de Pedersen para la viscosidad. Adaptado de: Computer Modelling Group-CMG. 2009

Con el fin de verificar el comportamiento del fluido al ser exportado con las pruebas PVT y dado que GEM no permite visualizar el comportamiento de la viscosidad y del factor volumétrico del aceite, el fluido se exportó inicialmente a STARS, y después a GEM, para proseguir con la respectiva simulación. En STARS, se obtuvo la siguiente tendencia en cuanto a las gráficas de Factor volumétrico de formación y viscosidad del aceite:

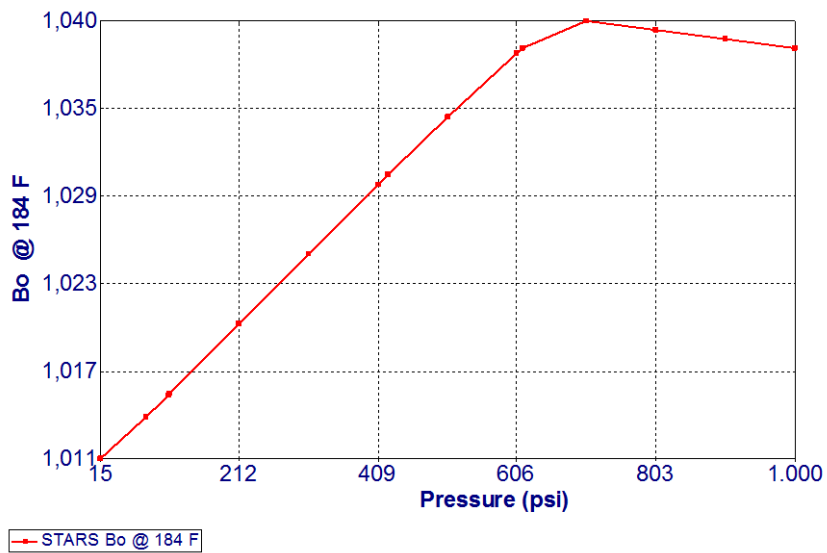


Figura 26. Gráfica de Bo vs Presión . Adaptado de: Computer Modelling Group-CMG. 2009

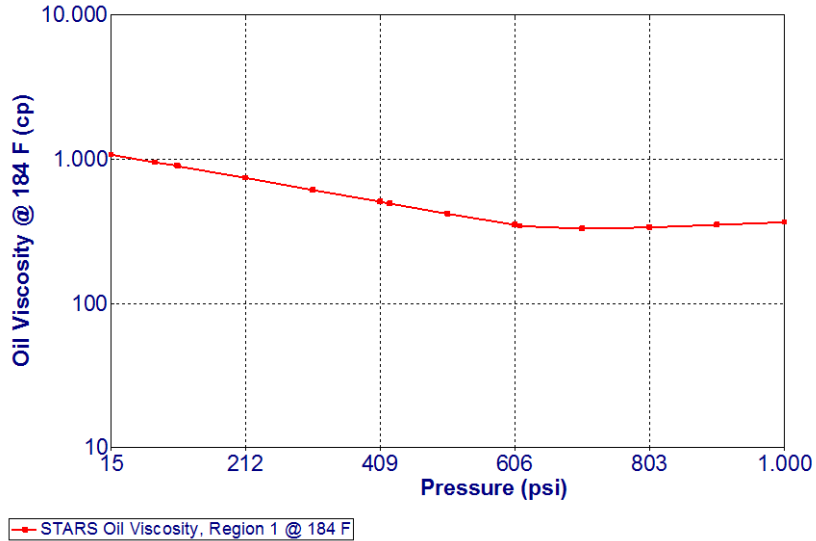


Figura 27. Gráfica de Viscosidad vs Presión. Adaptado de: Computer Modelling Group-CMG. 2009

A partir de estas graficas se pudo comprobar que la caracterización que se realizó de los fluidos, estaba siendo bien representada al coincidir con las pruebas PVT del ICP.

Para la construcción de las curvas de permeabilidad se tuvieron en cuenta los *End Points* de la Tabla 25, cuyos datos de interacción roca-fluido proporcionan el siguiente comportamiento:

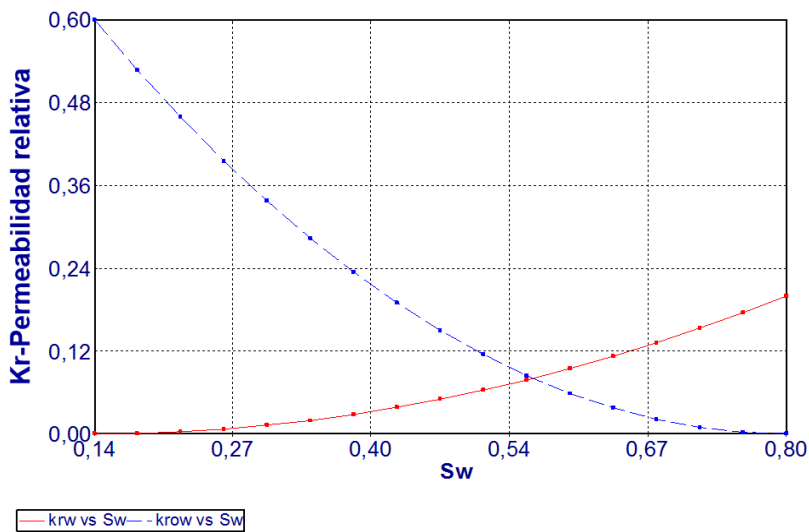


Figura 28. Gráfica de Permeabilidad relativa. Adaptado de: Computer Modelling Group-CMG. 2009

También se tuvo en cuenta la tortuosidad del medio, la cual se define como la longitud verdadera que una partícula debe viajar a través del medio poroso dividida por la longitud bruta del medio (Taheri,2013). Para el cálculo de esta propiedad, se tuvo en cuenta el experimento de difusión a través de una Berea realizado por Ramirez, W., Shuler, P., y Friedman, F. (1980) con el fin de medir la tortuosidad másica ante lo cual encontraron que esta es función de la permeabilidad de la roca, como se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 26.

Tortuosidad másica para diferentes permeabilidades de la roca

Corrida	Permeabilidad (md)	Tortuosidad másica (τ_m)
1	250	-0.78
2	250	-0.75
3	250	-0.75
4	600	-0.68
5	600	-0.67
6	800	-0.57
7	800	-0.59
8	800	-0.58

Adaptado de: Ramirez et al(1980). Convection, Dispersion and Adsorption of Surfactants in Porous Media. SPE Journal

A partir de estos datos, se interpoló el valor de tortuosidad másica para la permeabilidad del medio poroso en estudio (475 md) cuyo valor fue de -0.705.

Luego de ello, se implementó la relación entre el coeficiente de tortuosidad másica y la tortuosidad del flujo:

$$\tau_m = \frac{1}{\tau} - 1$$

Ecuación 10

τ_m *Tortuosidad másica*

τ *Tortuosidad de flujo*

Siendo la tortuosidad de flujo 3.38. Con este valor se halló la resistividad del medio, representado como la relación entre la tortuosidad de flujo y la porosidad del medio, obteniendo un valor de 13.87.

$$\tau = F_R * \varphi \quad \text{Ecuación 11}$$

τ *Tortuosidad de flujo*

F_R *Resistividad del medio*

φ *Porosidad del medio*

Este valor se agrega directamente en el archivo base como se muestra en la figura 29, justo después de la difusión, la cual se explicará más adelante.

```
DIFCOR-OIL WILKE
DIFFC-OIL 0 0 0 0 0 0.000095997
RESISTIVITY 13.9
```

Figura 29. Resistividad en el archivo base . Adaptado de: Computer Modelling Group-CMG. 2009

4.3 Variables de pozos

4.3.1 Producción en frío. Con en el fin de recrear la línea base de producción, se perforó un pozo productor en la primera celda del extremo izquierdo del Grid.

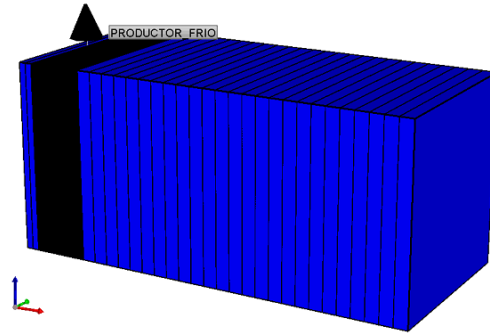


Figura 30. Pozo productor en frío. Adaptado de: Computer Modelling Group-CMG. 2009

Como restricción, se le asignó una BHP de 560 psi, con el fin de incluir una pequeña capa inicial de gas que permitiera la compresibilidad del medio y por tanto una mayor aceptación del solvente durante la inyección. También, se seleccionó este valor con el objetivo de realizar un *drawdown* inicialmente y tener un referente de producción en frío. Así pues, se observó el comportamiento del aceite acumulado, la presión, la viscosidad y del factor de recobro del aceite.

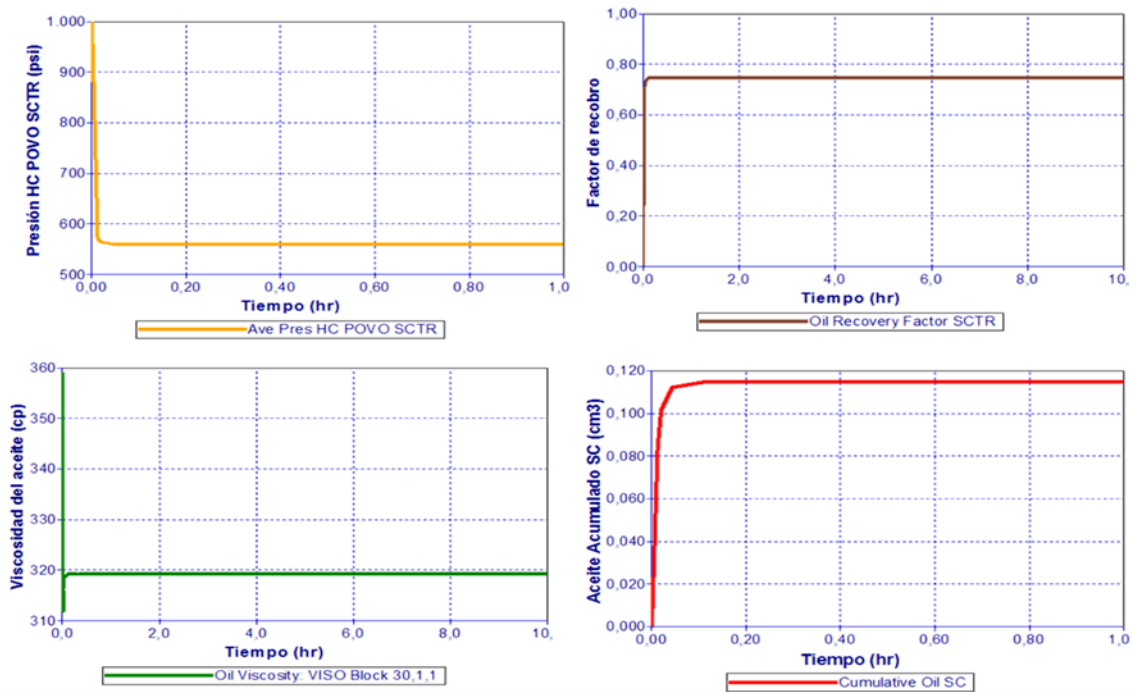


Figura 31. Resultados producción en frío. Adaptado de: Computer Modelling Group-CMG. 2009

Tal como se indica en las condiciones del pozo, la presión del sistema se mantiene en 560 psi hacia el final, la producción en frío alcanza un factor de recobro de 0.75%, el comportamiento de la viscosidad coincide con el del modelo de fluidos al iniciar en 360 cP y estabilizándose en 320cP por el agotamiento del sistema, y se alcanza una producción acumulada de 0.11 cm³ de aceite. Es preciso señalar que estos resultados de producción no fueron mayores debido al medio poroso seleccionado, sin embargo, por efectos de simulación, se continuó con este tamaño.

4.3.2 Producción ICS. Posteriormente se procedió a ubicar dos pozos para simular la técnica de inyección cíclica de solvente, los cuales se crearon dentro de un grupo, pero en la misma celda del pozo productor en frío, con las siguientes características:

Tabla 27.
Constraints de los pozos.

Pozo	Constraint	Valor
Inyector CSI	Presión máxima de fondo fluyente-BHP	1500 psi
Productor CSI	Presión mínima de fondo fluyente -BHP	560 psi

En cuanto al inyector, se eligió una BHP máxima de 1500 psi, siendo esta una presión mayor a la presión del yacimiento. Para el productor se seleccionó una BHP de 560 psi con el fin de demostrar la eficiencia de la técnica de inyección cíclica de solvente, sin involucrar un *drawdown* con respecto a la presión que ya se tenía en el medio poroso debido a la producción en frío.

Del mismo modo, como se mencionó anteriormente, es necesario incluir los mecanismos de transferencia de masa para poder modelar la difusión en el medio poroso al contacto del aceite con el solvente. Así pues, se incluyó un coeficiente de difusión de 4.71E-05 cm²/s, cuyo valor fue obtenido a partir de pruebas de resonancia magnética en el grupo de investigación de Recobro Mejorado (GRM). Sin embargo, este coeficiente fue hallado a 30°C, por lo cual se utilizó una

correlación para obtener este coeficiente a 84.4 °C (184°F). Esta correlación para hallar el coeficiente de difusión en líquidos a diferentes temperaturas, se basa en la ecuación de Stokes-Einstein:

$$\frac{D_{T1}}{D_{T2}} = \frac{T_1 \mu_{T1}}{T_2 \mu_{T2}} \quad \text{Ecuación 12}$$

Donde D es el coeficiente de difusión, T₁ y T₂ son las respectivas temperaturas absolutas y las viscosidades dinámicas del solvente. Se encuentra entonces que el coeficiente de difusión a 184°F es de 9.5997E-05 cm²/s. Para agregar este coeficiente, de acuerdo con el manual de GEM, se elige la palabra clave *DIFCOR-OIL* junto con la correlación que modele la difusión molecular en fase oleica. Qi, J., y Polikar, M. (2005) concluyen que la correlación de Sigmund no es lo suficientemente precisa en predecir el efecto de difusión molecular del solvente en la fase oleica, por tanto, se selecciona la correlación de Wilke. También se elige la palabra clave *DIFFC-OIL*, la cual define los coeficientes para la difusión molecular. Como se ve en la figura 40, los primeros coeficientes con valor de cero hacen referencia a los cinco coeficientes de difusión de los componentes del aceite en la nafta, y el siguiente valor, al coeficiente de la nafta en el aceite.

```
DIFCOR-OIL WILKE
DIFFC-OIL 0 0 0 0 0 0.000095997
RESISTIVITY 13.9
```

Figura 32. Difusión molecular en el archivo base. Adaptado de: Computer Modelling Group-CMG. 2009

También, de acuerdo con el manual, cada vez que se active la difusión en un modelo es necesario activar la keyword *AIMSET CON 3*, para cada pozo. Esto permite pasar de un modelo explícito a un modelo implícito.

Con este coeficiente de difusión, y con la tortuosidad hallada anteriormente de 3.38, se encontró el coeficiente de dispersión, teniendo en cuenta que la dispersión relaciona el coeficiente de difusión efectivo, para lo cual se debió multiplicar el coeficiente de difusión molecular por la porosidad y dividirlo entre la tortuosidad, como lo muestra la Ecuación 1.

Luego de ello, se halló el coeficiente de dispersión a partir de la ecuación propuesta por Taylor y Aris (1956), es decir la Ecuación 5, teniendo en cuenta la velocidad, la cual relaciona el área y el caudal, el radio del capilar (a) y el coeficiente de difusión efectivo.

Así pues, se obtiene un coeficiente de dispersión de 0.03 pies. Para activar la dispersión, se seleccionó la sección de Array properties, y el parámetro *Isotropic Dispersivity* como se aprecia en la figura 33.

Isotropic Dispersivity
ft
X
X
0.03

Figura 33. Activar dispersión en el modelo. Adaptado de: Computer Modelling Group-CMG. 2009

Para la creación del grupo que simularía la inyección cíclica de solvente se tuvo en cuenta como caso base el siguiente conjunto de parámetros:

Tabla 28.

Parámetros de la inyección cíclica de solvente

Parámetro	Valor
Tasa de inyección (cm ³ /min)	0.005
Tasa de producción (cm ³ /min)	0.005
Tiempo de inyección (día)	0.03602
Número de ciclos	4
Volumen poroso inyectado	5%

Estos parámetros se escogieron considerando tasas bajas que permiten que no se sobreprese el yacimiento debido a la inyección de líquido, cuatro ciclos como mínimo (Quevedo, L. 2013), y un volumen poroso pequeño inicialmente que será optimizado.

5. Resultados

5.1 Escenarios caso base

A continuación se exponen los escenarios propuestos, teniendo en cuenta los tiempos de remojo recomendados por McMillen (1985) más dos tiempos mayores a estos como propuesta.

Tabla 29.
Escenarios propuestos caso base

Escenario	Tiempo de remojo	Tiempo de producción
1	24 horas	24 horas
2	48 horas	24 horas
3	72 horas	24 horas
4	96 horas	24 horas

Inicialmente se propuso evaluar el efecto del tiempo de remojo del solvente en el aceite variando este parámetro entre 24 y 96 horas, teniendo en cuenta establecer un mismo tiempo de producción como variable fija para poder establecer una comparación.

Así pues, para poder seleccionar el caso base a partir de los escenarios anteriores, se consideró tanto la cantidad de solvente que el medio recibía como el factor de recobro de la técnica.

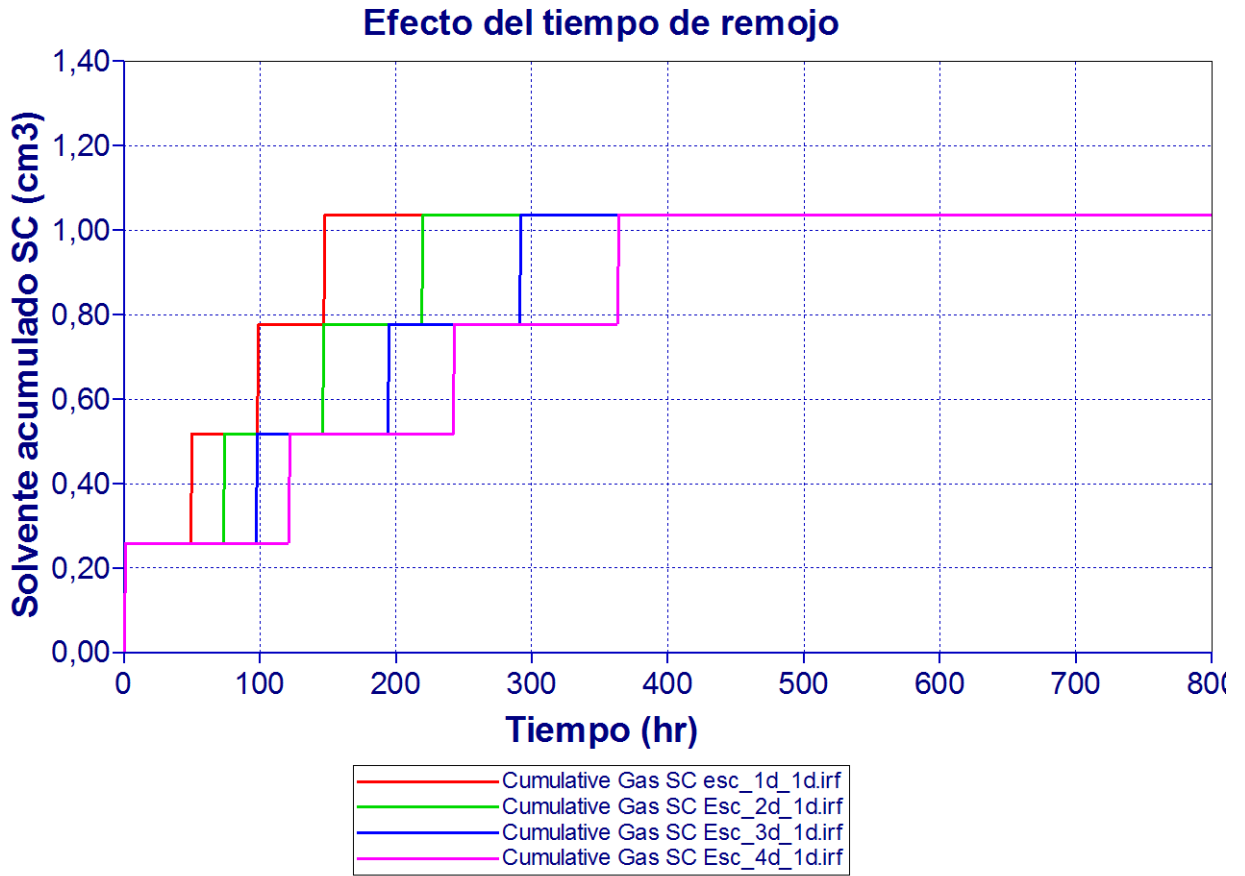


Figura 34. Cantidad de solvente recibido por el medio. Adaptado de: Computer Modelling Group-CMG. 2009

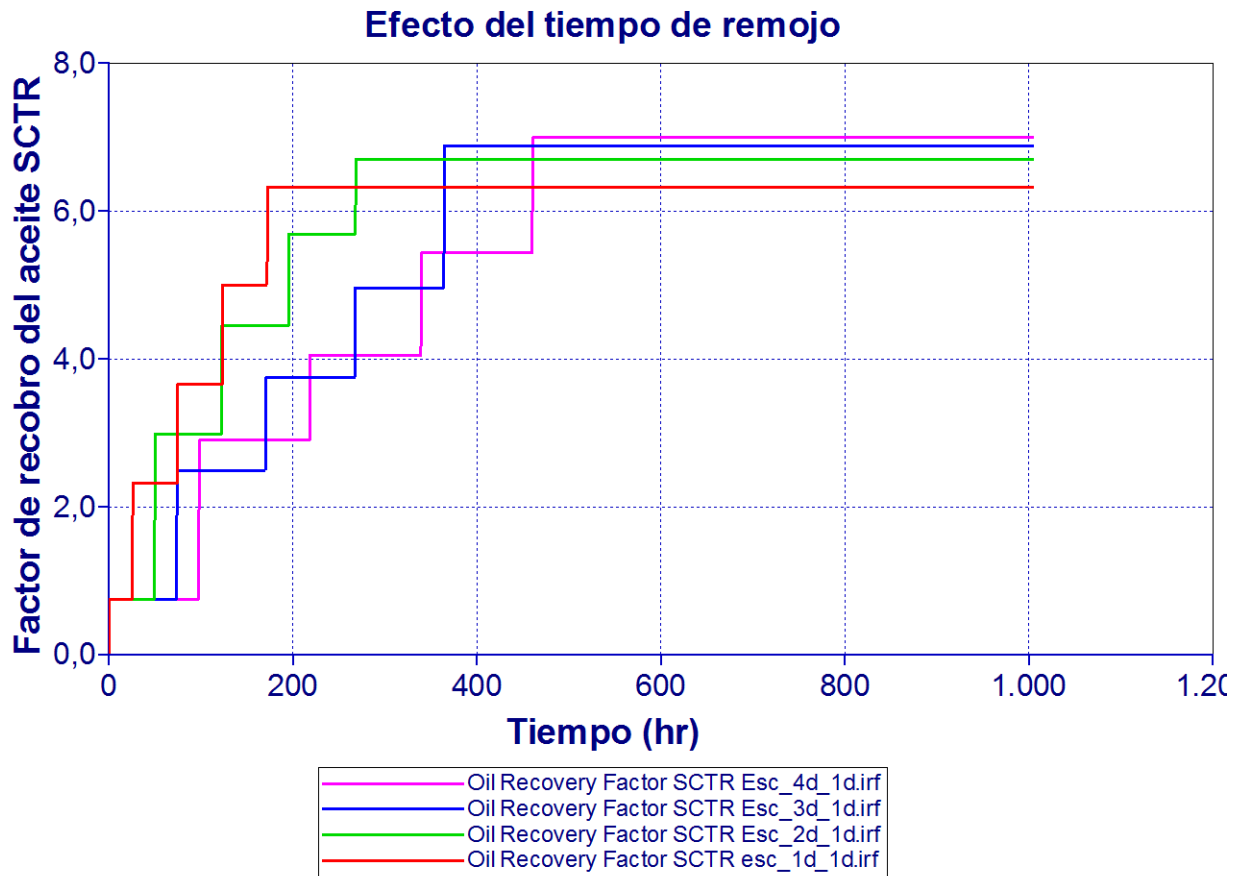


Figura 35. Factor de recobro según el tiempo de remojo. Adaptado de: Computer Modelling Group-CMG. 2009

En la figura 34, se observa que en cada ciclo el solvente es aceptado por el medio poroso y por tanto para todos los tiempos de remojo, se inyectan los 1.0374 cm³ correspondientes al 5% del volumen poroso. Al tratarse de volúmenes pequeños inyectados a una tasa pequeña como lo es 0.005 cm³/min, el medio puede aceptar tal cantidad de solvente sin presurizarse. Sin embargo, como se muestra en la tabla 30, gran cantidad de solvente queda retenido en el medio poroso.

Tabla 30.
Nafta retenida en el medio

T. remojo	1d	2d	3d	4d
Nafta inyectada (g)	0.6907	0.6907	0.6907	0.6907

Nafta producida(g)	0.139566	0.1291	0.1433	0.13504
Nafta retenida %	80	81	79	80

En la figura 35, se muestran los factores de recobro de los diferentes escenarios propuestos, donde el mínimo valor alcanzado fue de 6.3% para un día de remojo y el máximo de 6.9% para 4 días de remojo. Esto demuestra la importancia del tiempo que debe existir para que ocurra una difusión entre los dos fluidos en el medio, debido a que este es un proceso molecular y por tanto es lento.

Teniendo en cuenta el efecto negativo en la producción al cerrar un pozo durante cierta cantidad de tiempo, se obtiene solamente un diferencial de 0.7% de factor de recobro al dejar cerrado un pozo durante 3 días más. Por tanto, se seleccionó un día de remojo como caso base para la técnica.

5.2 Variación de las tasas de inyección

A partir del caso base, se propuso variar la tasa de inyección teniendo en cuenta los mismos volúmenes porosos a inyectar y el mismo tiempo de remojo. Para este caso, se evaluaron dos tasas 0.005 cm^3 y 0.05 cm^3 y como se nota en la figura 36, las dos permitían que el medio recibiera todo el volumen de nafta. Sin embargo, el factor de recobro para la tasa mayor (figura 37) aumentó debido a que las altas presiones de inyección elevaban la presión en los ciclos como se muestra en la figura 39. Por tanto, el comportamiento no obedece a los efectos de dispersión que ocurrirían por mayor movimiento de las partículas. Además, nuevamente se observa que estos procesos de transferencia de masa que ocurren a nivel molecular son lentos, pues los cambios en el factor de recobro son de 0.7% de diferencia entre una tasa y la otra.

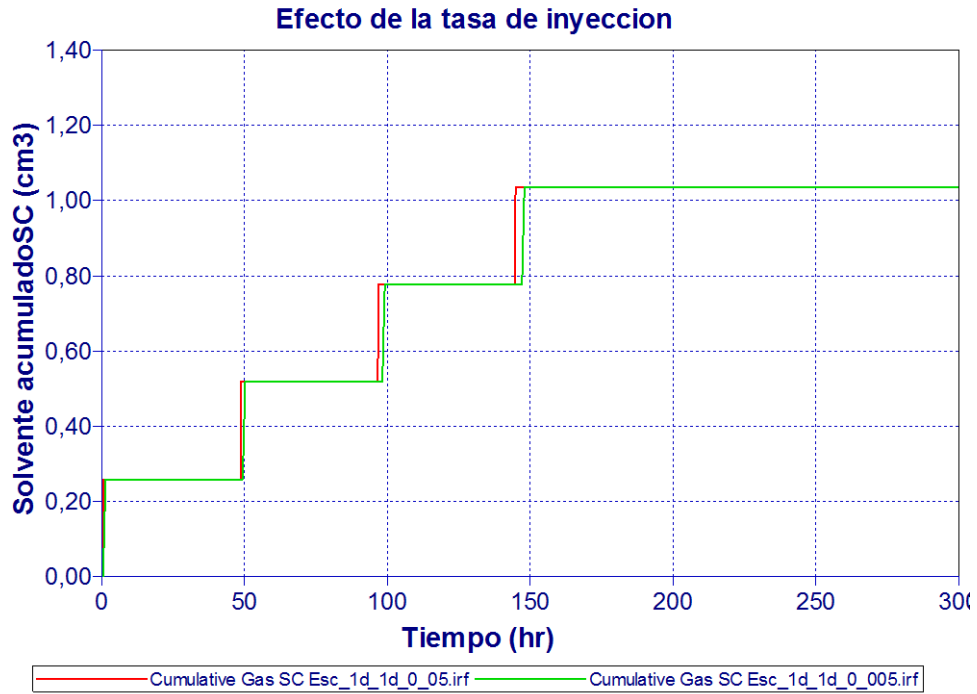


Figura 36. Solvente recibido por el medio según la tasa. Adaptado de: Computer Modelling Group-CMG. 2009

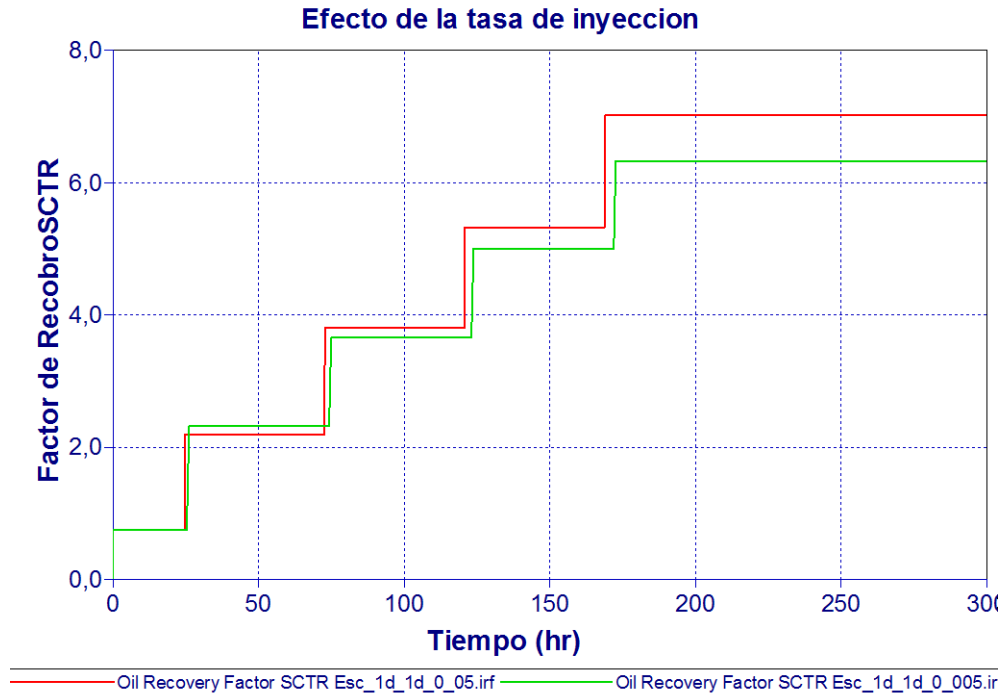


Figura 37. Factor de recobro según el efecto de la tasa de inyección. Adaptado de: Computer Modelling Group-CMG.

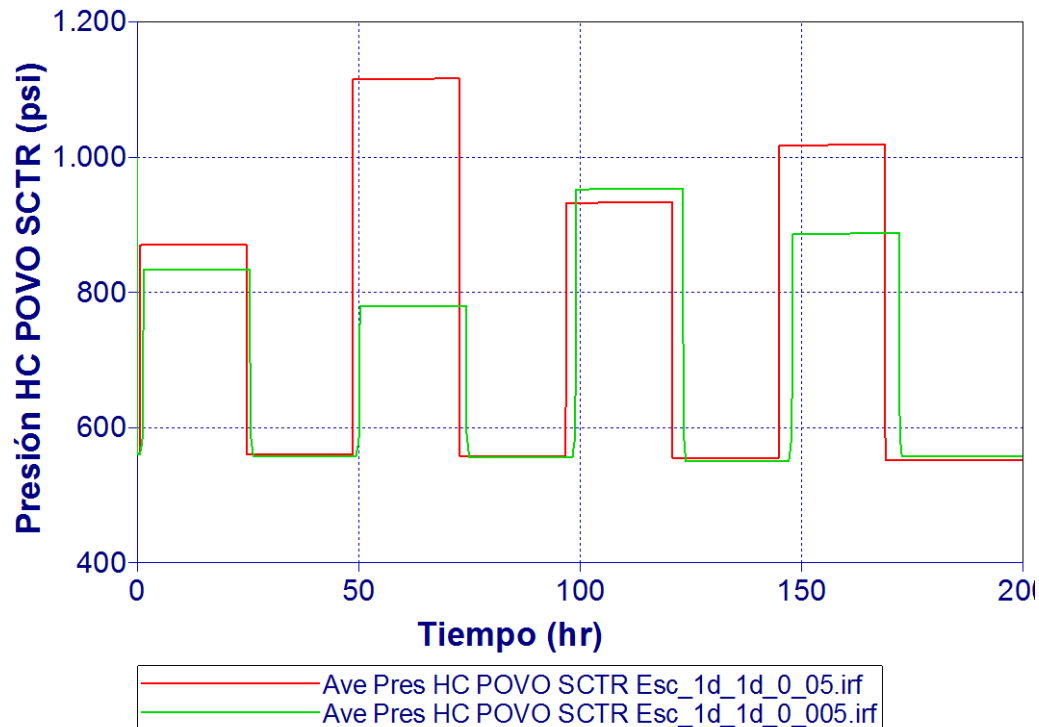


Figura 38. Comportamiento de la presión con las tasas. Adaptado de: Computer Modelling Group-CMG. 2009

5.3 Variación de los volúmenes porosos inyectados

Adicionalmente, se determinó la mayor cantidad de volúmenes porosos que el medio aceptaba teniendo en cuenta una bhp de 560 psi, es decir, con una capa de gas pequeña, y las demás condiciones del caso base. Por tanto, se variaron los volúmenes porosos en 2.5%, 5% y 7.5%, siendo este último la mayor cantidad de solvente que el medio podía recibir como se muestra en la figura 40. En cuanto al factor de recobro, se obtiene que entre mayor cantidad de solvente sea inyectado, mayor recuperación de crudo se obtendrá como se visualiza en la figura 39 donde se obtiene 10% de factor de recobro para 7.5% del volumen poroso inyectado. Sin embargo, esta selección del volumen poroso debe ser acorde a la cantidad del solvente que se recupere puesto que gran cantidad de nafta puede quedar retenida en el medio poroso.

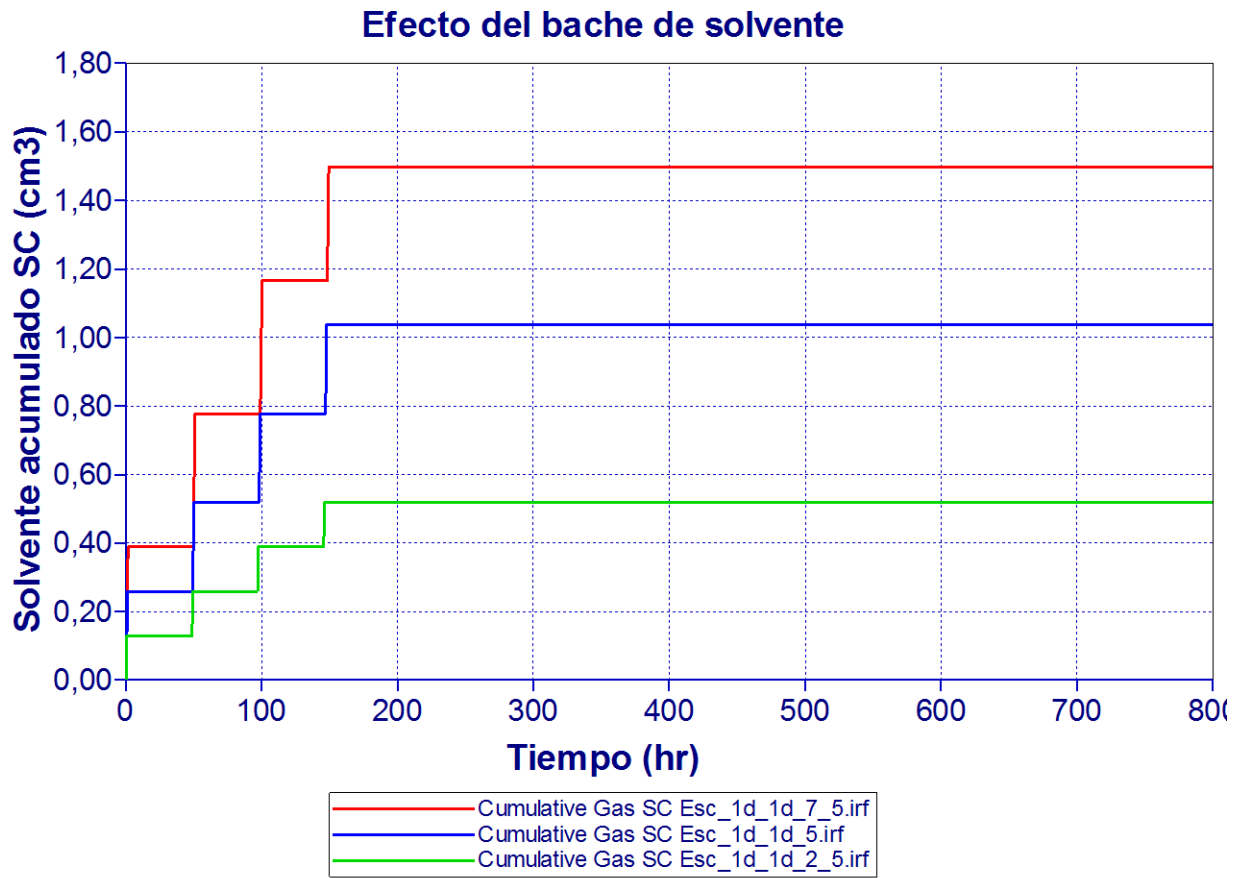


Figura 39. Solvente recibido en el medio según el bache de solvente. Adaptado de: Computer Modelling Group-CMG.

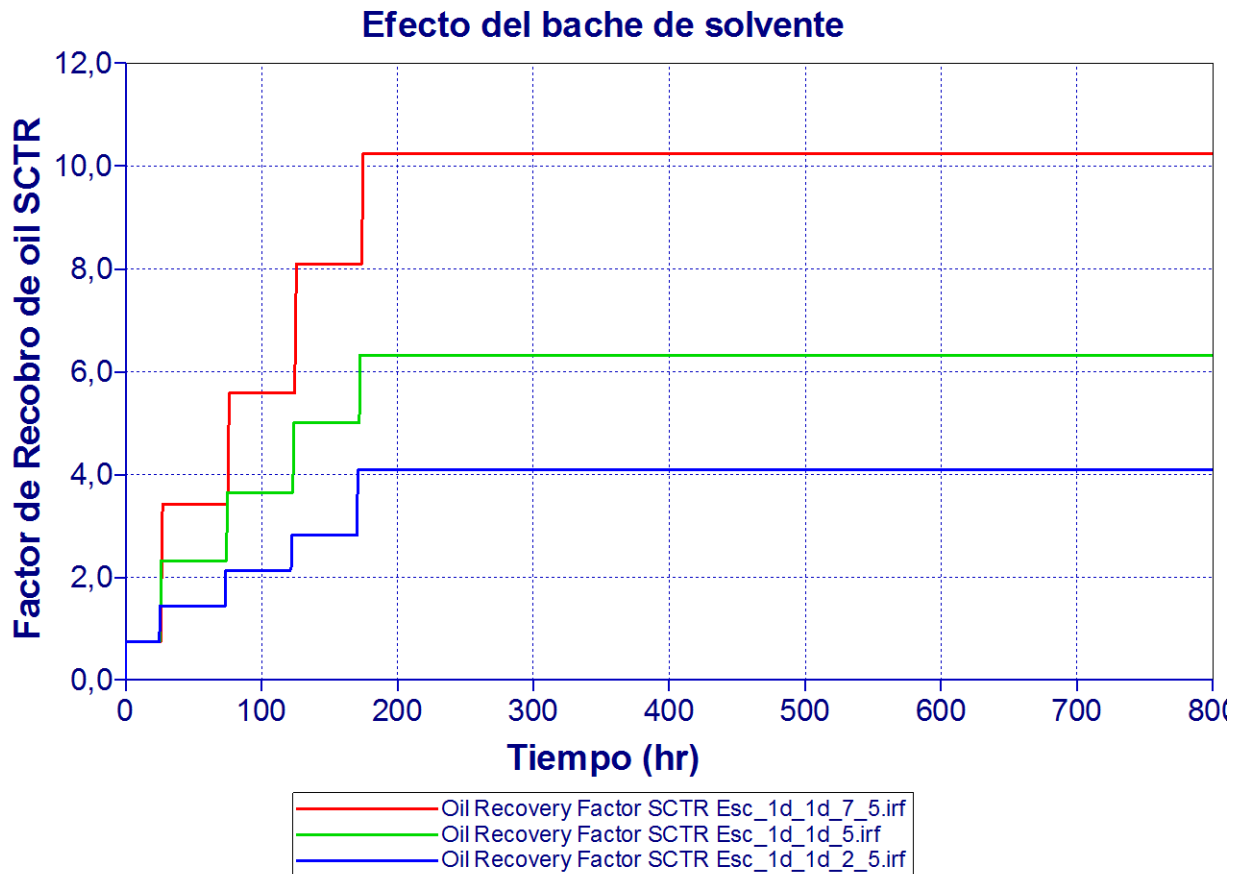


Figura 40. Factor de recobro segun el bache de solvente. Adaptado de: Computer Modelling Group-CMG. 2009

5.4 Efecto de la capa de gas

Por último, se evaluó el efecto de la capa de gas, es decir, de la compresibilidad del medio sobre la técnica. Conociendo que, para un bhp de 560 psi, el medio recibía 7.5% del volumen poroso, se dobló el volumen a inyectar, es decir 1.5% del volumen poroso correspondiente a 3.1 cm^3 , hasta obtener una bhp que permitiera el ingreso total del solvente. A continuación, se muestran los resultados, donde se visualiza que a mayor capa de gas se tenga, mayor cantidad de solvente podrá ser inyectado y por tanto recibido por el medio, por ende, el factor de recobro de la técnica

aumentará. Sin embargo, el proceso debe analizarse económicamente según la cantidad de solvente que queda retenido en el medio poroso.

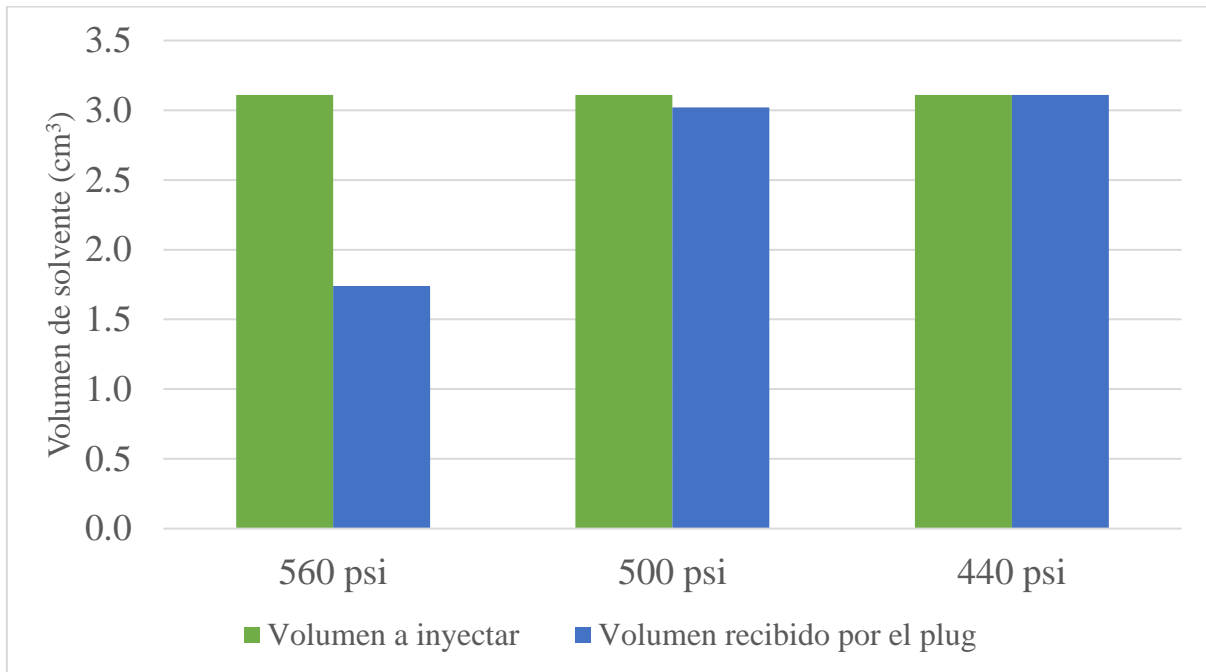


Figura 41. Efecto de la capa de gas. Adaptado de: Computer Modelling Group-CMG. 2009

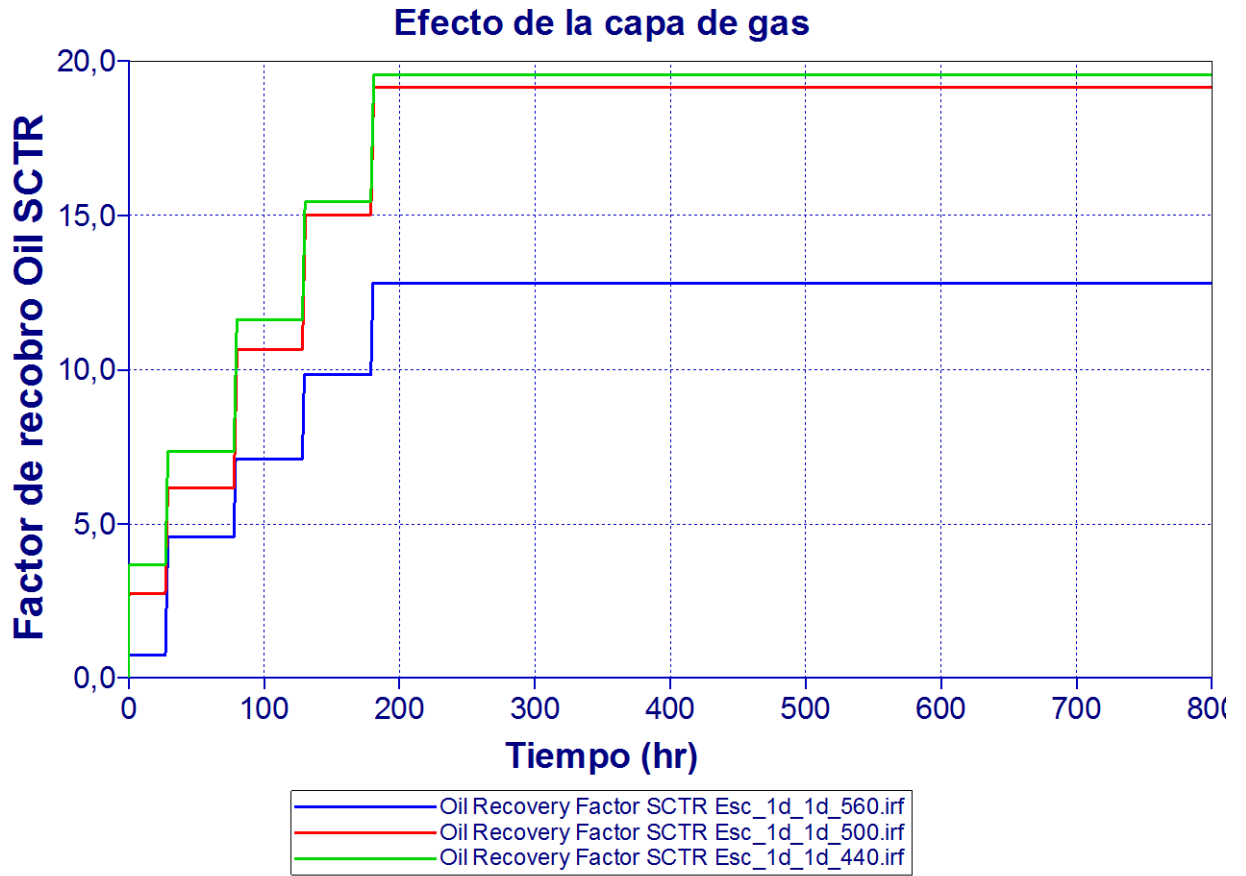


Figura 42. Factor de recobro según la capa de gas. Adaptado de: Computer Modelling Group-CMG. 2009

6. Conclusiones

En este trabajo de investigación, la técnica de inyección cíclica de solventes alcanzó un factor de recobro total del 6.3% teniendo en cuenta las condiciones operacionales seleccionadas para el caso base. Sin embargo, es necesario garantizar la compresibilidad del sistema para la entrada del solvente al yacimiento y tener en cuenta los mecanismos de difusión y dispersión en el medio para que se pueda llevar a cabo la mezcla a nivel molecular entre el solvente y el aceite.

Analizando el efecto del tiempo de remojo sobre un proceso de inyección cíclica de solvente líquido, se prefieren tiempos cortos para la interacción crudo solvente, pues, además de reducir los días de cierre de pozo, el mecanismo de difusión se lleva a cabo lentamente y de manera similar entre 1 día y 4 días de remojo, lo cual se evidencia en un factor de recobro total del 6.3 y 6.9% respectivamente, tan solo con una diferencia del 0.7%

De acuerdo a la literatura, se esperaría que las altas tasas de inyección de solvente permitan un efecto de dispersión debido a la velocidad con la que se mueven las moléculas y con ello, mayor reducción de la viscosidad en cara de pozo. Sin embargo, se obtuvo un mayor factor de recobro para la tasa más grande, atribuido a un aumento de la presión por cada ciclo, causando un incremento en el *drawdown* y, por tanto, en la producción.

El aumento de volúmenes porosos inyectados permite obtener factores de recobro entre el 10% y el 20% para la técnica de inyección cíclica de solventes. Esto se atribuye a la mayor cantidad de solvente disponible en el yacimiento que conlleva al aumento en el gradiente de concentración y en la velocidad de difusión del solvente en el hidrocarburo, contribuyendo a la reducción de la viscosidad y por tanto altos factores de recobro.

La importancia del efecto de la saturación de gas radica en proporcionar mayor compresibilidad al sistema ante la inyección de un solvente, soportando el efecto de los agujeros de gusano o *wormholes* en un yacimiento, de modo que la cantidad de volúmenes porosos que pueden ser aceptados sea mayor.

7. Recomendaciones

Se recomienda que en próximos trabajos se tengan valores experimentales de los coeficientes de difusión como de dispersión, ya que estos van a permitir obtener resultados más certeros acerca de la interacción que ocurre realmente en el medio poroso entre el solvente y el aceite.

Se recomienda aplicar la técnica de inyección cíclica de solventes en un diseño experimental que permita comprender los fenómenos de transferencia de masa y representar las condiciones cercanas a la cara de pozo.

Se recomienda realizar un escalamiento a campo de la técnica de inyección de solventes a partir de los datos obtenidos en simulación numérica y con ello obtener una evaluación financiera del método.

Bibliografía

Argillier, J.-F., Henaut, I., gateau, patrick, Heraud, J.-P., & Glenat, P. (2005, January 1). Heavy Oil Dilution. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/97763-MS

Aris, R. (1956). On the dispersion of a solute in a fluid flowing through a tube. Proceedings of the Royal Society of London. Series A. Mathematical and Physical Sciences, 235(1200), 67-77.

Aris, R. (1959). Notes on the diffusion-type model for longitudinal mixing in flow. Chem. Eng. Sci, 9, 266.

Al-Gosayir, M., Leung, J., Babadagli, T., Al-Bahlani, Al. (2013). Optimization of steam over-solvent injection in fractured reservoirs (sos-fr) method using hybrid techniques: Testing cyclic injection case. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, (10), p, 74-84.

Behrouz, T., Kharrat, R., & Ghazanfari, M. H. (2007, January 1). Experimental Study of Factors Affecting Heavy Oil Recovery in Solvent Floods. Petroleum Society of Canada. doi:10.2118/2007-006

Brigham, W., Reed, P., & Dew, J. (1961). Experiments on mixing during miscible displacement in porous media. SPE Journal, 1(1), 1-8.

Ceron, C y Monjarás, V. (2012). Análisis del proceso VAPEX para la recuperación mejorada de aceite. (Tesis de pregrado). Universidad Nacional Autónoma de Mexico, Ciudad de México, México.

Chang, J., & Ivory, J. (2013, July 1). Field-Scale Simulation of Cyclic Solvent Injection (CSI). Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/157804-PA.

Chang, J., Ivory, J. J., Forshner, K., & Feng, Y. (2013, June 11). Impact of Solvent Loss During Solvent Injection Processes. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/165476-

Computer Modelling Group-CMG (2013). Manual: “Calibración de una Ecuación de Estado para generar un PVT Composicional de un Crudo Pesado y Crudo Pesado con Solvente”.

Computer Modelling Group-CMG (2015). Manual de IMEX de CMG.

Crank, J. 1975. The Mathematics of Diffusion. 2nd edition, Clarendon Press, Oxford, England.

Cubides, L.& Peña, P. (2009). Sensibilidad de las variables operacionales en el transporte de crudo pesado Bucaramanga.: (Tesis de pregrado) Universidad industrial de Santander. Bucaramanga, Colombia

Delgado, J. (2006). Asfaltenos: composición, agregación, precipitación. Universidad de los Andes. Mérida, Venezuela.

Dmitrievskii, A. N., Skibitskaya, N. A., Zekel, L. A., & Krasnobaeva, N. V. (2007). Sorption of gas condensate components by solid high-molecular-mass compounds of the gas-condensate field. Solid Fuel Chemistry, 41, 352-358.

Fajardo, J. (2016). Determinación del mecanismo de ignición para procesos de combustión in situ mediante análisis de variables termodinámicas. (Tesis de maestría). Universidad industrial de Santander. Bucaramanga, Colombia.

García, D & Vargas, J. (2014). Metodología para la implementación de la tecnología de inyección de solventes para mejorar la productividad de crudos Extrapesados. (Tesis de pregrado). Universidad industrial de Santander. Bucaramanga, Colombia.

Grane, F. (1961). Measurements of Transverse Dispersion in Granular Media. *Journal of Chemical and Engineering Data*, 6(2), 283-287.

Ivory, J., Chang, J., Coates, R., & Forshner, K. (2010, September 1). Investigation of Cyclic Solvent Injection Process for Heavy Oil Recovery. *Society of Petroleum Engineers*. doi:10.2118/140662-PA

James, L. (2009). Mass Transfer Mechanisms during the Solvent Recovery of Heavy Oil. (Tesis doctoral) Universidad de Waterloo. Waterloo, Canada,

Lim, G. B., Kry, R. P., Harker, B. C., & Jha, K. N. (1995, January 1). Cyclic Stimulation of Cold Lake Oil Sand with Supercritical Ethane. *Society of Petroleum Engineers*. SPE30298-MS

Mcmillen, J. (1985, Julio 30). Método de estimulación con solventes en yacimientos de crudo pesado. 4 de Enero de 2012. Patente de Estados Unidos N° 4.531.586, 3 p.

Mitchell, D. L., & Speight, J. G. (1973). The solubility of asphaltenes in hydrocarbon solvents. *FUEL*, 52, 149-152. doi:10.1016/0016-2361(73)90040-9

Mohammed, M. (2014). Solvent retrieval and wettability alteration during heavy-oil and bitumen recovery by SOS-FR (steam-over-solvent injection in fractured reservoirs) method (Tesis de maestría). Universidad de Alberta ,Alberta,Canada.

Moreno, L (2014). Asphaltene Precipitation During Solvent Injection at Different Reservoir Conditions and Its Effects on Heavy-Oil Recovery from Oilsands. (Tesis de maestría). University of Alberta. Alberta, Canada.

Patarroyo, H & Castañeda, A. (2014). Factibilidad de la inyección de solvente en fondo de pozo. Aplicación crudo Jazmín. Bucaramanga.: (Tesis de pregrado). Universidad industrial de Santander. Bucaramanga, Colombia.

Patak, V (2011). Hot Solvent Injection for Heavy-Oil and Bitumen Recovery. (Tesis de maestría). University of Alberta. Alberta, Canada.

Penman, H. L. (1940). Gas and vapour movements in the soil: I. The diffusion of vapours through porous solids. *The Journal of Agricultural Science*, 30(03), 437-462.

Qazvini Firouz, A., & Torabi, F. (2012, January 1). Feasibility Study of Solvent-Based Huff-n-Puff Method (Cyclic Solvent Injection) To Enhance Heavy Oil Recovery. *Society of Petroleum Engineers*. Doi: 10.2118/157853-MS

Qi, J., y Polikar, M. (2005, January 1). Optimal Solvent and Well Geometry for Production of Heavy Oil by Cyclic Solvent Injection. *Petroleum Society of Canada*. Doi: 10.2118/2005-194.

Quevedo, L. (2013). Evaluación de la inyección cíclica de solventes (ICS) para el incremento de la producción de crudos pesados y extrapesados de la faja petrolífera del Orinoco. (Tesis de pregrado) Universidad Central de Venezuela Caracas, Caracas, Venezuela.

Ramírez, W., Shuler, P., y Friedman, F. (1980). Convection, Dispersion, and Adsorption of Surfactants in Porous Media. *Society of Petroleum Engineers Journal*. doi:10.2118/7951-PA

Sandoval, M (2015). Evaluación del fenómeno de precipitación de asfáltenos durante la inyección de solvente en un yacimiento de crudo pesado mediante tomografía computarizada y resonancia magnética nuclear. Grupo de Recobro Mejorado (GRM).

Taheri, S. (2013). Mass Transfer through Porous Media: Sub-Pore Scale Modeling Approach. University of Calgary, Calgary, Alberta

Taylor, G. (1953). Dispersion of soluble matter in solvent flowing slowly through a tube. Proceedings of the Royal Society of London. Series A. Mathematical and Physical Sciences, 219(1137), 186-203.

Teixeira J. (2011). Factibilidad técnica de la inyección de solvente para un crudo de la faja petrolífera del Orinoco. (Tesis pregrado). Universidad central de Venezuela, Caracas, Venezuela.

Vega, S., & Martínez, J. (2012). Análisis y desarrollo de modelos de fluidos asociados a la simulación numérica de procesos de combustión in situ. (Tesis pregrado). Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, Colombia.

Yang, C., & Gu, Y. A Novel Experimental Technique for Studying Solvent Mass Transfer and Oil-Swelling Effect in the Vapour Extraction (VAPEX) Process. Petroleum Society of Canada. 2007

Zhang, Y. P., Hyndman, C. L., & Maini, B. B. (2000). Measurement of gas diffusivity in heavy oils. Journal of Petroleum Science and Engineering, 25, 37-47. Doi: 10.1016/S0920-4105(99)00031-5.

Zhao, L. (2007, Abril 1). Steam Alternating Solvent Process. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/86957-PA