

ACIPET

Modelamiento del comportamiento de fases de crudo con gas asociado y CO₂ para procesos EOR-CCUS

Autor(es): C. Ariza; TIP Ltda.; C. Cundar; Ecopetrol S.A.; J.D.Aristizabal; Meridian Ltda; J. Sandoval, M. Trujillo, C. Delgadillo, G. Maya; Ecopetrol S.A.

Categoría: Marque con una "X"

- Artículo Técnico
- Tesis Pregrado
- Tesis Posgrado

Derechos de Autor 2022, ACIPET

Este artículo técnico fue preparado para presentación en el XIX Congreso Regional Colombiano de Petróleo, Gas y Energía organizado por ACIPET en Cartagena, Colombia.
Este artículo fue seleccionado para presentación por el comité técnico de ACIPET, basado en información contenida en un resumen enviado por el autor(es).

Resumen

La Captura Utilización y Almacenamiento de Carbono (CCUSS) asociado a procesos de recobro mejorado por inyección de CO₂, puede impulsar aún más el almacenamiento geológico de CO₂ como una de las actividades comerciales centrales de la industria del petróleo. La captura de CO₂ actualmente representa altos costos, por tanto, es necesaria la implementación de procesos EOR con mayor viabilidad económica. La simulación composicional de los procesos de inyección de CO₂, dependen de un modelo composicional a través de ecuación de estado que represente el comportamiento de fase CO₂-crudo-gas en solución. La construcción de estos modelos de fluidos es un desafío en crudos pesados, debido a que existe una a mayor incertidumbre en las propiedades de la fracción pesada y es necesario usar diferentes enfoques para una óptima caracterización de crudos(Sandoval, Osorio and Cundar, 2019).

En este trabajo se presenta una metodología que permite caracterizar la fracción C7+ por medio de curvas de destilación físicas (ASSAY III), análisis composicional y uso de correlaciones(Sanchez Lemus, 2015), con el fin de generar un modelo predictivo de agotamiento con los datos PVT experimentales del fluido de estudio. Para la estimación de presión mínima de miscibilidad por inyección de CO₂ se utilizaron correlaciones reportadas en literatura, cálculos de contactos múltiples y simulación 1D de la prueba de Slim-Tube(Hoier, 1997). Debido a que no se cuenta con datos experimentales de inyección de CO₂ se realizaron predicciones con diferentes coeficientes de interacción binaria(Xu *et al.*, 2019) entre los pseudocomponentes del crudo y el CO₂, y se obtuvo un modelo de ecuación de estado que representa el cambio de propiedades del fluido tales como presión de burbuja, densidades y viscosidades en condiciones miscibles o bajo solubilidad parcial si el proceso es inmisible. Esta metodología permite evaluar procesos de EOR-CCUS de manera conceptual generando diferentes escenarios, cuando no se cuentan con pruebas experimentales o se tienen pocos datos.

Introducción

El cambio climático es uno de los retos más importantes a los que se enfrenta la humanidad (World Economic Forum, 2020), el no tomar acciones significativas en la reducción de gases de efecto invernadero (GEI) podría generar pérdidas irreversibles de varios servicios ecosistémicos que implicarían graves impactos socio-económicos a escala mundial (IPCC, 2020). Sumado a esto, el cambio climático es actualmente responsable de entre 11% y el 16% de la pérdida de biodiversidad (World Economic Forum, 2020).

La implementación de la tecnología CCUS (Carbon Capture, Use and Storage) a través de proyectos EOR, tiene como objetivo lograr una sinergia entre el aumento de la recuperación de hidrocarburos y la reducción de emisiones de CO₂ antropogénicas, lo puede

impulsar aún más el almacenamiento geológico de CO₂ como una de las actividades comerciales centrales de la industria del petróleo (Saini, 2017). El almacenamiento de CO₂ asociado a procesos de recobro mejorado se encuentra entre el 23.1 y 61.8% del gas inyectado (Azzolina *et al.*, 2015), los principales mecanismos de retención de este gas, son el atrapamiento estructural-estratigráfico, almacenamiento por solubilidad en el agua de la formación y el crudo remanente, y el atrapamiento capilar (Ampomah *et al.*, 2016). Por otra parte, los incrementales de petróleo varían entre 5.3-21.5% con una utilización neta de CO₂ entre 4.8, y 10.5 Mscf /STB (Azzolina *et al.*, 2015).

Los mecanismos de recuperación de hidrocarburos involucrados con la inyección de CO₂ incluyen el hinchamiento del crudo, la reducción de la viscosidad, la vaporización de hidrocarburos intermedios a pesados (C5 a C30) y el desarrollo de la miscibilidad a primer contacto o múltiples contactos (Whitson and Brulè, 2000). El proceso inmisible se caracteriza por una limitada transferencia de masa entre el fluido del yacimiento y el CO₂, por lo que la relación de movilidad de las fases en el frente de desplazamiento es un parámetro clave de evaluación (Hoier, 1997).

La captura de CO₂ actualmente representa altos costos, por tanto, es necesaria la implementación de procesos EOR con mayor viabilidad económica (Saini, 2017). La caracterización de los fluidos es uno de los temas más importantes en la simulación composicional de un proceso de inyección de CO₂ (Yuan *et al.*, 2008). La representación del comportamiento de fase y volumétrico es importante tanto en procesos miscibles como inmiscibles. Los mecanismos de transferencia de masa (vaporización y condensación) y la tensión interfacial principalmente, afectan el desplazamiento microscópico. La viscosidad afecta las relaciones de movilidad y por tanto la eficiencia volumétrica. La densidad define el grado de segregación gravitacional influyendo en la eficiencia de barrido vertical (Whitson, 1983). Esto hace que sea imprescindible contar con un robusto modelo de fluidos.

En la literatura se han publicado varias investigaciones experimentales del efecto de CO₂ inyectado en el comportamiento de fase del crudo y su modelamiento mediante el ajuste de ecuaciones de estado a partir de estos datos (Spe, no date; Orr and Silva, no date; Orr, Silva and Lien, 1983; Orr and Jensen, 1984; Nobakht, Moghadam and Gu, 2008; Chen *et al.*, 2013; Abedini, Mosavat and Torabi, 2014; Kavousi *et al.*, 2014; Mansour *et al.*, 2019; Rezk and Foroozesh, 2019; Daridon *et al.*, 2020). Sin embargo, en estudios de prefactibilidad, no se cuenta con suficiente data experimental de la interacción crudo-CO₂. Por tanto, en este trabajo se propone una metodología que combina la caracterización de la fracción C7+ para generar los *inputs* de una EOS, con el uso de correlaciones, métodos analíticos y numéricos de cálculos de contactos múltiples a través de ecuaciones cúbicas de estado y la simulación 1D de la prueba de Slim-Tube, para describir el comportamiento de fase de los hidrocarburos con el CO₂ en condiciones miscibles e inmiscibles. Esto permitió generar escenarios probables de presión mínima de miscibilidad (MMP) y describir los mecanismos de desplazamiento miscible. En condiciones inmiscibles, esta metodología también presenta un análisis de sensibilidad del efecto de los coeficientes de interacción binarios en las presiones de saturación y predice los cambios de propiedades del crudo como la viscosidad, la densidad y el hinchamiento. De esta forma es posible realizar procesos de evaluación de la tecnología de inyección de CO₂ CCUS-EOR

Información experimental

Para el presente trabajo se seleccionaron dos tipos de fluidos representativos de dos campos colombianos. Un crudo pesado de 14 °API de la cuenca Llanos Orientales, y otro *crudo negro* de 26 °API de la cuenca Valle Medio del Magdalena.

Para la caracterización de estos fluidos, se contó con datos de muestras de fondo (hueco abierto y entubado) y recombinaciones gas-líquido de muestras tomadas en superficie a las que se les realizó diferentes pruebas PVT y análisis composicional mediante cromatografía de gases (Figura 2). También se analizaron varios de estos fluidos por medio de ensayos de Assay tipo III, que comprenden la destilación de la muestra bajo las normas ASTM D 2892 y ASTM D 5236 (Figura 1) con posterior caracterización fisicoquímica tanto del crudo como de las fracciones obtenidas en la destilación.

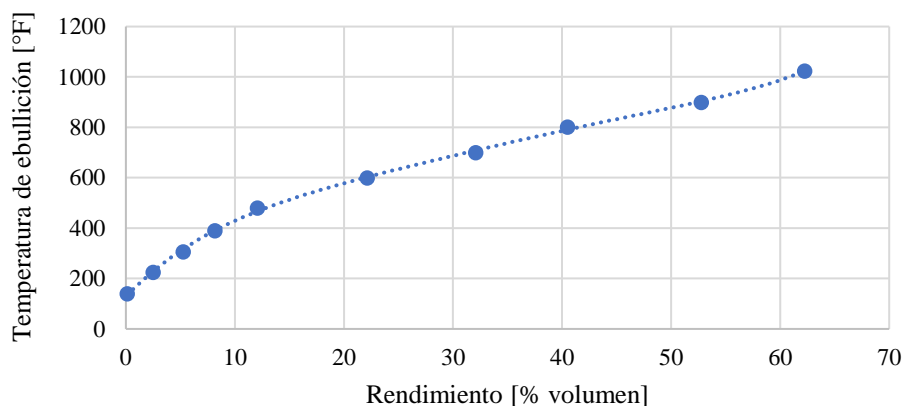


Figura 1. Curvas de TBP experimentales de los fluidos de estudio.

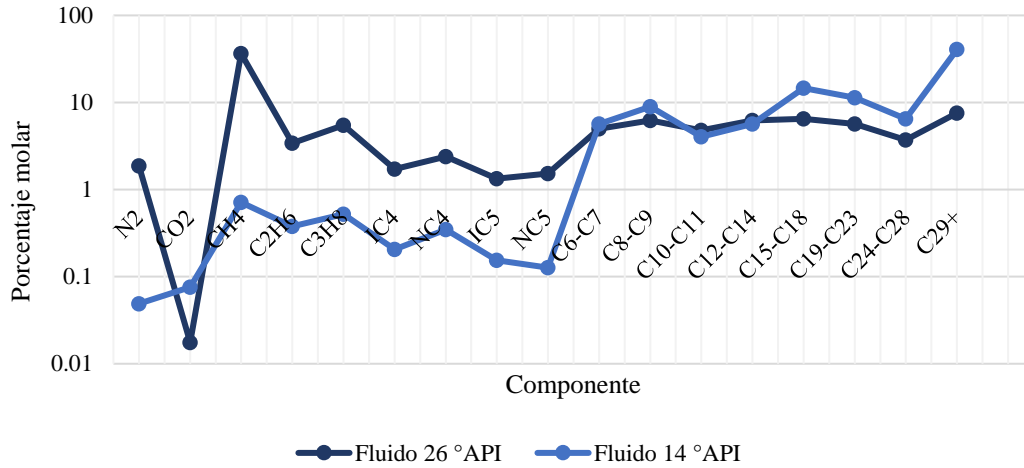


Figura 2. Composición de los fluidos seleccionados

En la Tabla 1 se muestran las propiedades físicas principales de los dos fluidos seleccionados. En la Figura 3 se observa la diferencia en viscosidad.

Tipo	MW	SG (Gas)	Pb [psi]	Temperatura del yacimiento [°F]	GOR
Crudo pesado 14 °API	352	0.7	452	200	26
Crudo negro 26 °API	158.	0.87	2114	147	421

Tabla 1. Propiedades de los fluidos seleccionados

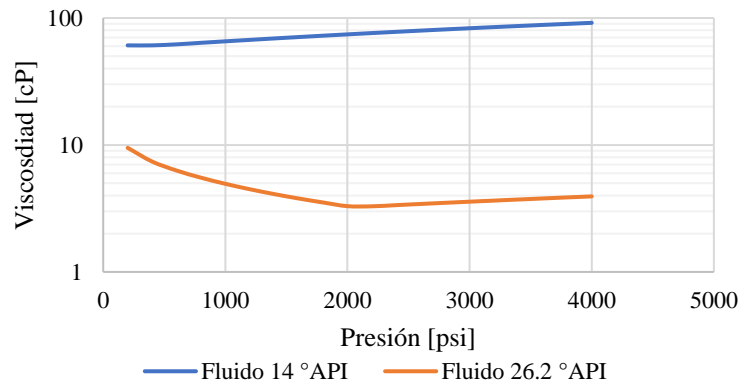


Figura 3. Viscosidad de los fluidos seleccionados a temperatura de yacimiento.

Metodología

La metodología consistió en construir un modelo a través de ecuación cubica de estado para el crudo pesado y el crudo negro que fuera robusto y permitiera generar predicciones de agotamiento de los fluidos de estudio. Debido a que existe una mayor incertidumbre en las propiedades de la fracción pesada (C7+) esta metodología se centra en la caracterización de este. Luego, se utiliza el modelo de fluidos

de los hidrocarburos seleccionados junto con correlaciones, métodos analíticos y numéricos de contactos múltiples a través de ecuaciones de estado y la simulación 1D de la prueba de Slim-Tube, para predecir la presión mínima de miscibilidad y representar la solubilidad del CO₂ en condiciones inmiscibles (Figura 4).

La caracterización y construcción del modelo de fluidos pesados y tipo crudo negro, se basó en metodologías y conceptos teóricos expuesto en literatura, (Hoffman, Crump and Hocott, 1953; Whitson and Brulè, 2000; Sanchez Lemus, 2015; Ahmed, 2016), que se muestran en detalle en el trabajo de Sandoval, Osorio and Cundar (2019). El equilibrio de fases fue modelado por medio de la ecuación cubica de estado de Peng Robinson (Peng and Robinson, 1976).

Las curvas de destilación física, se dividieron en temperaturas de ebullición (True boiling point, TBP) que representan grupos de pseudocomponentes de la fracción C7+, de acuerdo con los numero de carbono de carbonos simples (SNC) (Whitson and Brulè, 2000). La gravedad especifica de cada pseudocomponente se calculó por medio de la correlación desarrollada por Sanchez Lemus (2015) y Jacoby modificado (Sanchez Lemus, 2015), mientras que, el peso molecular se determinó por medio de la correlación de Soreide (Soreide, 1989). Las propiedades críticas se calcularon con la correlación de Two, y la relación de Lee-Kesler se usó para determinar el factor acéntrico (Ahmed, 2016). Una vez caracterizados los pseudocomponentes y definidas las composiciones se tienen los *inputs* de la ecuación de estado. Al realizar esta representación robusta de la fracción C7+ se genera un modelo de EOS predictivo de los fluidos de estudio, que permite describir el comportamiento de fase de crudo pesado y del crudo negro con otros componentes puros como el CO₂ y el gas asociado al fluido. Respecto al comportamiento de la viscosidad, se usó el modelo de estados correspondientes de Pedersen (Pedersen *et al.*, 1984).

Los coeficientes de interacción binaria (BIC's) se utilizan para modelar la interacción intermolecular de sistemas binarios (Ahmed, 2016). Estos parámetros se ajustan por medio de datos experimentales de equilibrio termodinámico (Nutakki *et al.*, 1991; Yuan *et al.*, 2008; Díaz *et al.*, 2011; Vásquez Haro, Gomes and Rodrigues, 2018), lo que permite mejorar las predicciones de comportamiento volumétrico y de fase de la mezcla a partir de una ecuación de estado (Ahmed, 2006). De acuerdo con la Figura 4, los BIC's entre los pseudocomponentes del C7+ y el CO₂, deberían ser ajustados por medio de datos experimentales de equilibrio de fase crudo-gas asociado-CO₂, no obstante, en ausencia de estos, se propone una alternativa en la que se utilizan todos los recursos teóricos disponibles en literatura para generar escenarios de valores que podrían tomar los BIC's para representar un rango de presión mínima de miscibilidad MMP. Los BIC's se prueban entre 0 y 0.115 (Whitson and Brulè, 2000; Ahmed, 2016) (con valor constante para cada pseudocomponente-CO₂) (Tabla 2). El valor mínimo de los coeficientes se establece al observar la respuesta de la MMP determinada por cálculos de contacto múltiple y simulación 1D de la prueba de Slim-Tube y los datos estimados por medio de las correlaciones. La MMP más cercano a las estimaciones de las correlaciones se propone como el valor más bajo que podría tomar la presión mínima de miscibilidad. Luego se prueban otros BIC's hasta obtener una diferencia entre valores de MMP mínimo y máximo entre 1000 – 1500 psi. Esto permite contar con diferentes escenarios de aproximación al valor real de presión mínima de miscibilidad.

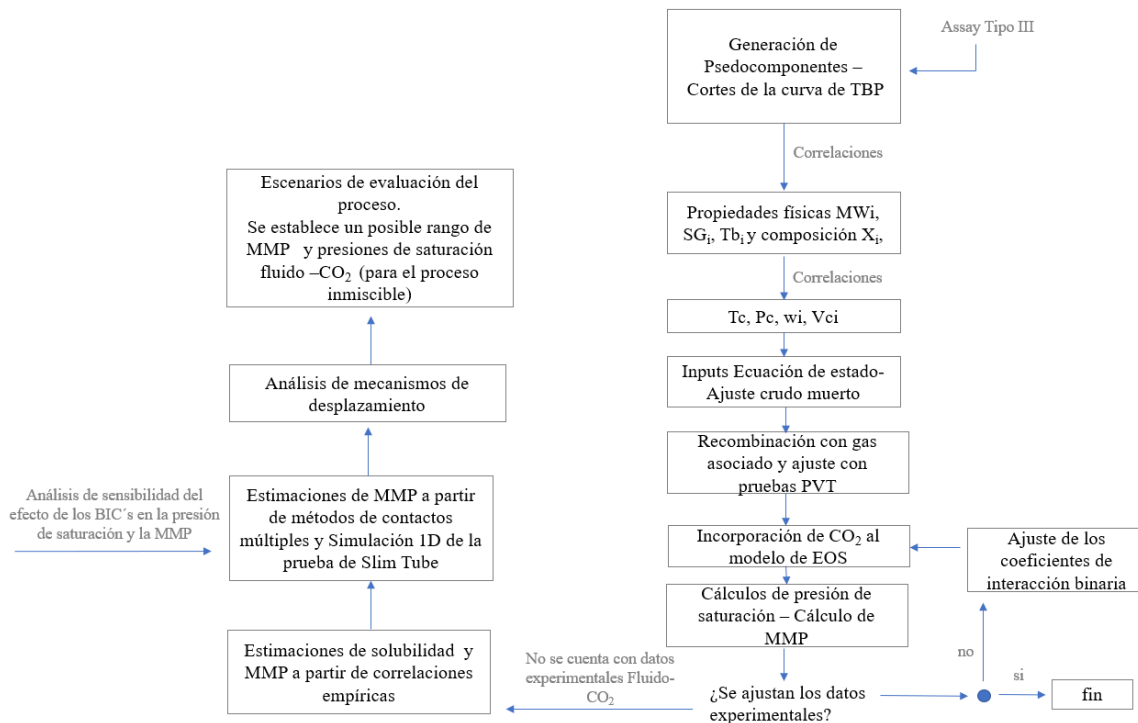


Figura 4. Diagrama de flujo de la caracterización de los fluidos y la representación de la interacción con el CO₂. Adaptado de: Díaz, O. C., Modaresghazani, J., Satyro, M. A., & Yarranton, H. W. (2011). Modeling the phase behavior of heavy oil and solvent mixtures. *Fluid Phase Equilibria*, 304(1–2), 74–85.

Componente	CO ₂
C7	
C8-C10	
C11-C12	
C13-C14	
C15-C19	Entre 0 – 0.115
C20-C24	
C25-C28	
C29+	

Tabla 2. Rango de prueba de los coeficientes de interacción binaria entre los pseudocomponentes de la fracción C7+ y el CO₂

Para el cálculo de la MMP, se utilizaron 3 métodos, 1) correlaciones, que utilizan parámetros como el MW de la fracción pesada, fracción molar de livianos e intermedios y la temperatura (Emera and Sarma, 2005; Saini, 2018), 2) métodos analíticos y numéricos de cálculo de múltiples contactos incorporados en software PVT WinProp (CMG) (*Cell to cell Simulation, Semi-analytical (Key Tie Lines), Multiple Mixing – Cell Method*) y 3) un modelo de simulación 1D de la prueba de Slim-Tube (Vulin, Gaćina and Biličić, 2018) que sigue las recomendaciones del trabajo de Hoier (1997) para eliminar la dispersión numérica.

Discusión de Resultados

Caracterización de los fluidos. En la Figura 5 se observan la temperatura de ebullición asignada a cada pseudocomponentes. En la Figura 6, se muestra la relación de gravedad específica y peso molecular para el crudo muerto de 14° y 26 °API, obtenida del modelo de ecuación de estado ajustado, donde se puede evidenciar una relación típica para estos tipos de fluidos.

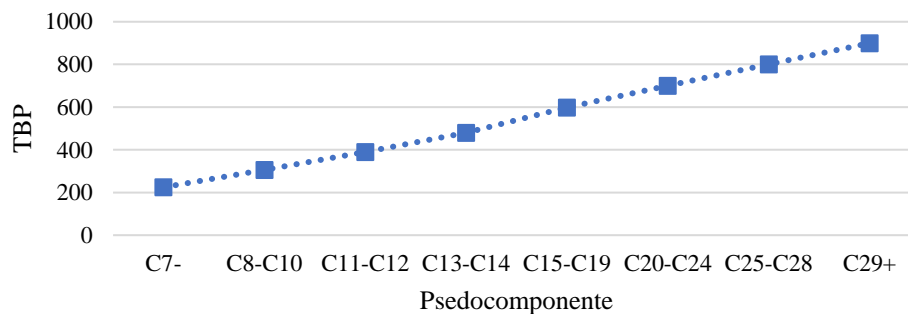


Figura 5. Temperatura de ebullición para cada corte de pseudocomponentes.

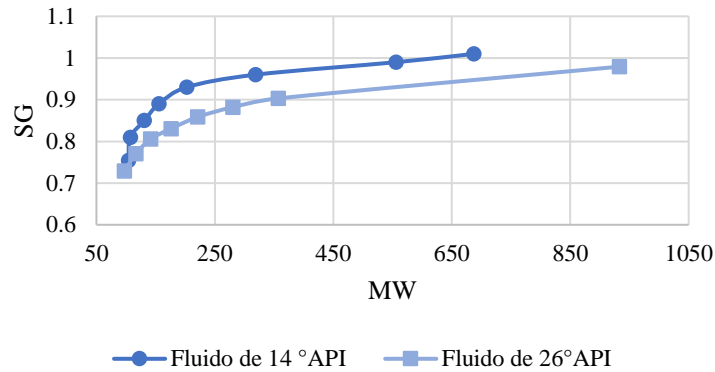


Figura 6. Relación de gravedad específica y peso molecular de los pseudocomponentes de los fluidos de estudio.

Efecto de los coeficientes de interacción binaria en el comportamiento de fase: En la Figura 7a se observan los cálculos de MMP con los diferentes métodos para el fluido de 14 °API. La Figura 7b, se muestran los datos de las correlaciones aplicables. De acuerdo con las correlaciones la MMP promedio para este fluido debe ser 4273 psi. Sin embargo, los coeficientes de interacción binaria tienen un importante efecto en el valor de MMP en los métodos numéricos y analíticos. Se puede evidenciar que un valor de BICs cercano a 0.04325 genera valores de MMP similares a los de las correlaciones. Al aumentar los valores de los BICs, incrementa la MMP. Este resultado puede usarse para generar diferentes escenarios de comportamiento de fluido.

Los coeficientes de interacción binaria también influyen en la presión de saturación debido al hinchamiento del fluido por la inyección de CO₂ (Figura 8), por ejemplo, para saturar el crudo con una fracción molar de 0.6 de CO₂, la presión requerida, con un BIC's = 0.0435 es 2029.32 psi, mientras que con BICs= 0.071 es de 2390.51 psi. En la Figura 9 a,b), se observa la reducción de viscosidad y el hinchamiento del fluido. Estos resultados son acordes a datos experimentales análogos y la estimaciones que se pueden realizar por medio de correlaciones (Emera and Sarma, 2005; Li, Li and Sun, 2017; Rostami *et al.*, 2017).

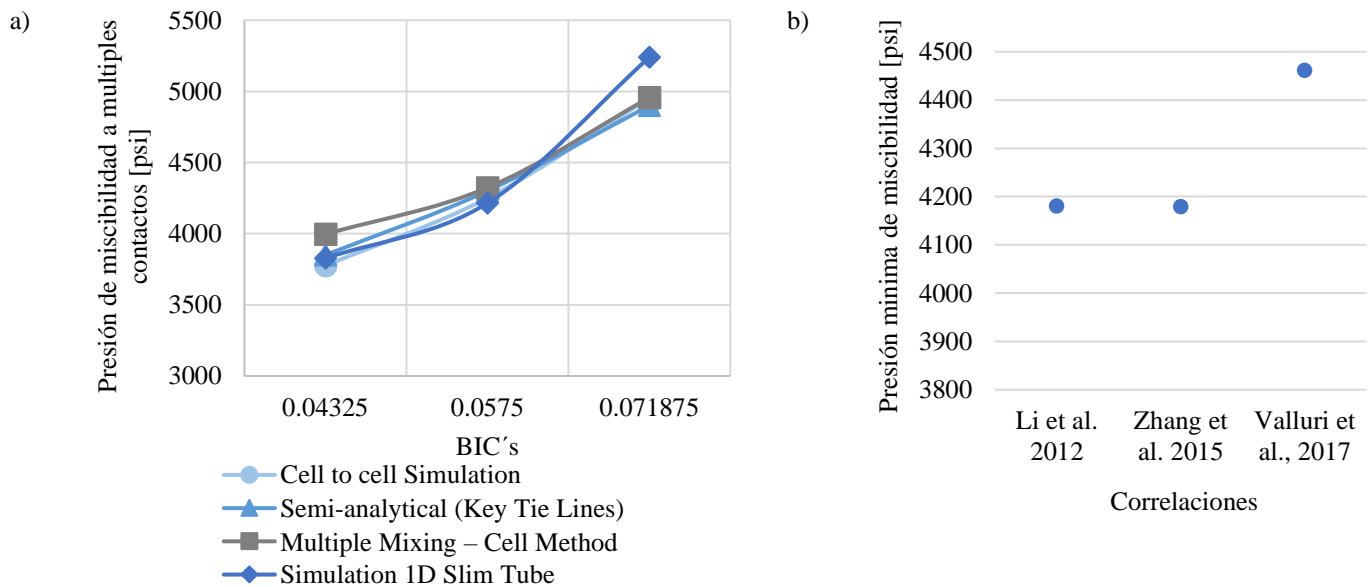


Figura 7. Fluido de 14°API a) Presión mínima de miscibilidad a múltiples contactos, en función de los coeficientes de interacción binaria. b) Presión mínima de miscibilidad determina mediante correlaciones empíricas.

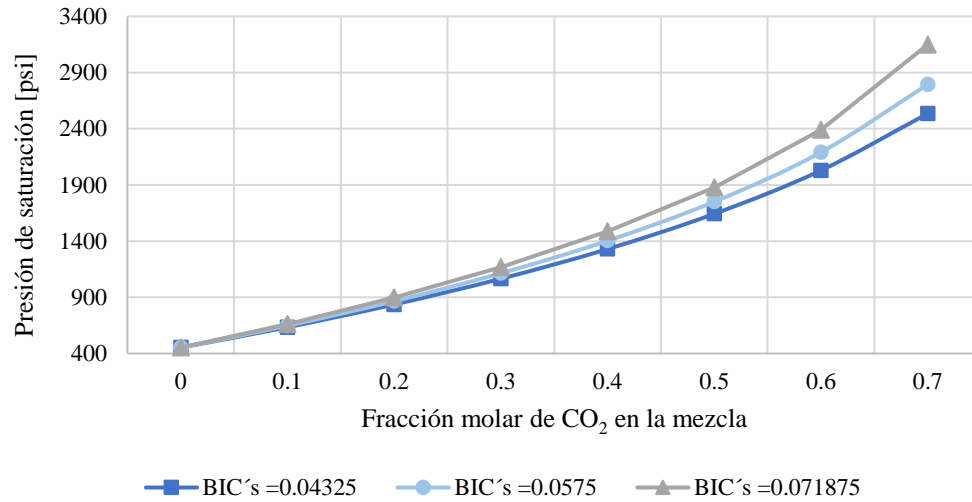


Figura 8. Presión de saturación en función de la fracción molar de CO₂ en la mezcla, para el fluido de 14 °API.

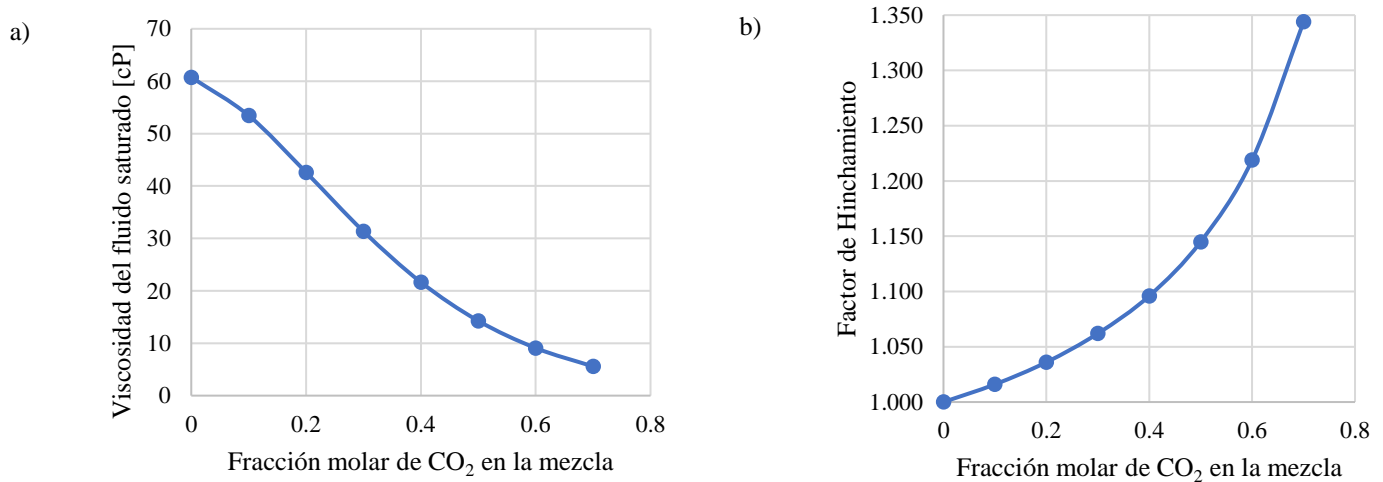


Figura 9. a) Viscosidad del fluido saturación en función de la fracción molar de CO₂. b) Factor de hinchamiento en función de la fracción molar de CO₂ disuelto. Para el fluido 14 °API

Los coeficientes de interacción binaria, afectan en mayor medida el comportamiento de fase de los fluidos más pesados. Si se comparan los resultados de la simulación 1D de la prueba de Slim-Tube, la Figura 10 a) evidencia que el rango de BIC's es más amplio (BIC's entre 0 – 0.08625) para obtener diferentes escenarios de valores de MMP (con una diferencia de 1413 psi entre en menor coeficiente y el mayor) para el fluido de 26 °API, respecto a un rango más estrecho (BIC's entre 0.043 – 0.072) en el fluido de 14 °API (con una diferencia 1280 psi entre en menor coeficiente y el mayor).

La Figura 10b, muestra los datos de MMP calculados a partir de las correlaciones aplicables. El promedio de MMP para el fluido de 26 °API es de 1914 psi. Esto sugiere valores de coeficientes de interacción binaria bajos, cercanos a cero entre los pseudocomponentes y el CO₂ en este modelo de ecuación de estado.

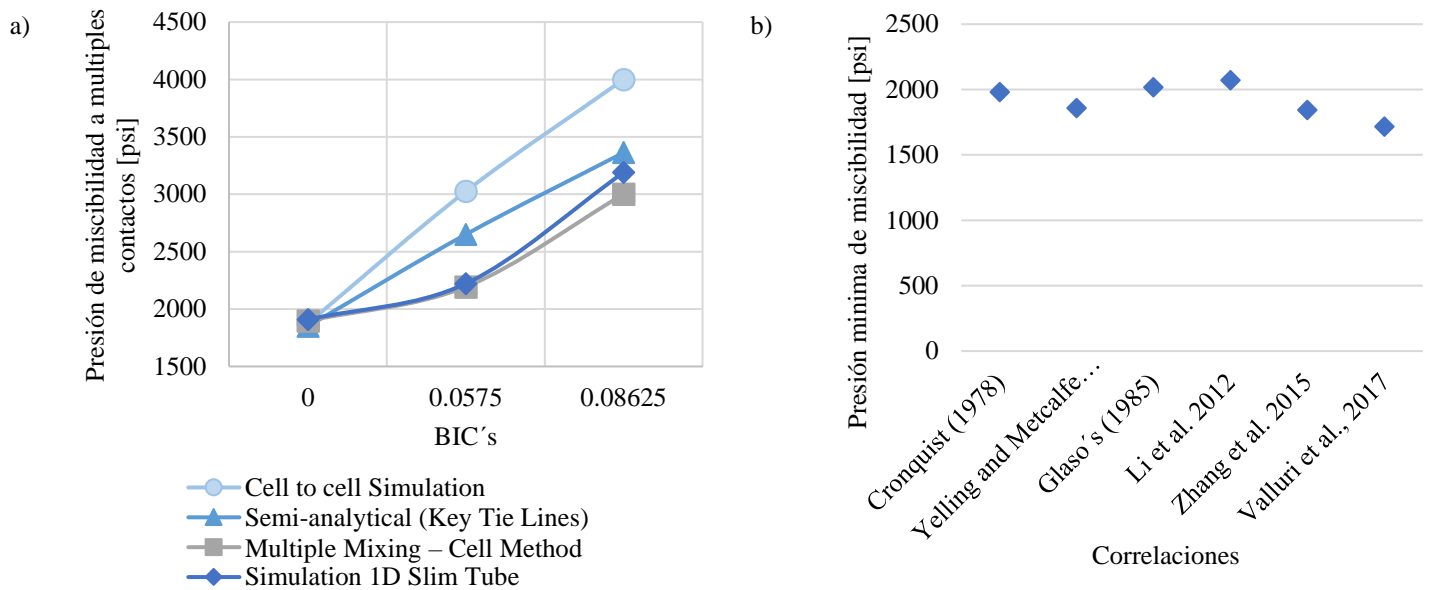


Figura 10 Fluido de 26 °API a) Presión mínima de miscibilidad a múltiples contactos, en función de los coeficientes de interacción binaria. b) Presión mínima de miscibilidad determina mediante correlaciones empíricas.

Para el efecto de los BIC's en presión de saturación del fluido de 26 °API, solo se realizaron los cálculos para el valor de 0.0862, debido a que los valores de MMP determinados con BIC's = 0 y BIC's = 0.0575, fueron inferior y ligeramente mayor a la presión de burbuja del fluido respectivamente. Cuando la MMP es inferior o muy cercana a la presión de burbuja, esta última se asume como la presión mínima de miscibilidad (Whitson, 1983). de acuerdo con las Figura 11, los aumentos de presión de saturación por hinchamiento de inyección de CO₂ son menores que en el fluido de 14°API, mientras que se presenta un mayor factor de hinchamiento en el fluido más liviano Figura 12 b). Sin embargo, los porcentajes de reducción de viscosidad son menores para el fluido de 26°API Figura 12 a). Estos resultados con coherentes con los reportes de literatura (Simon and Graue, 1965; Miller and Jones, 1981).

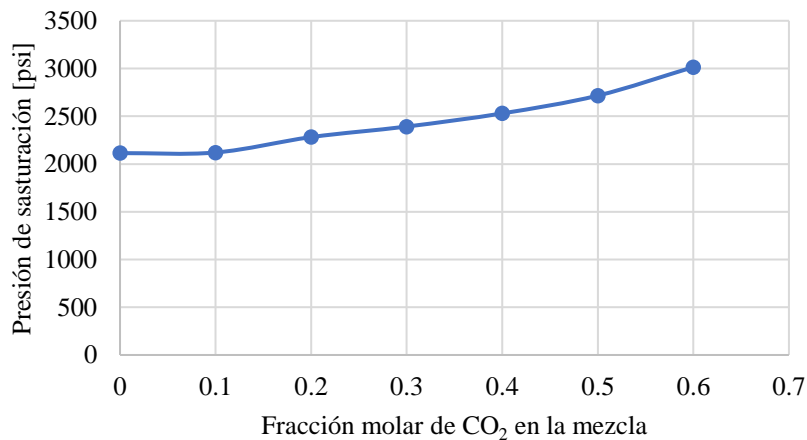


Figura 11. Presión de saturación en función de la fracción molar de CO₂ en la mezcla, para el fluido de 26 °API.

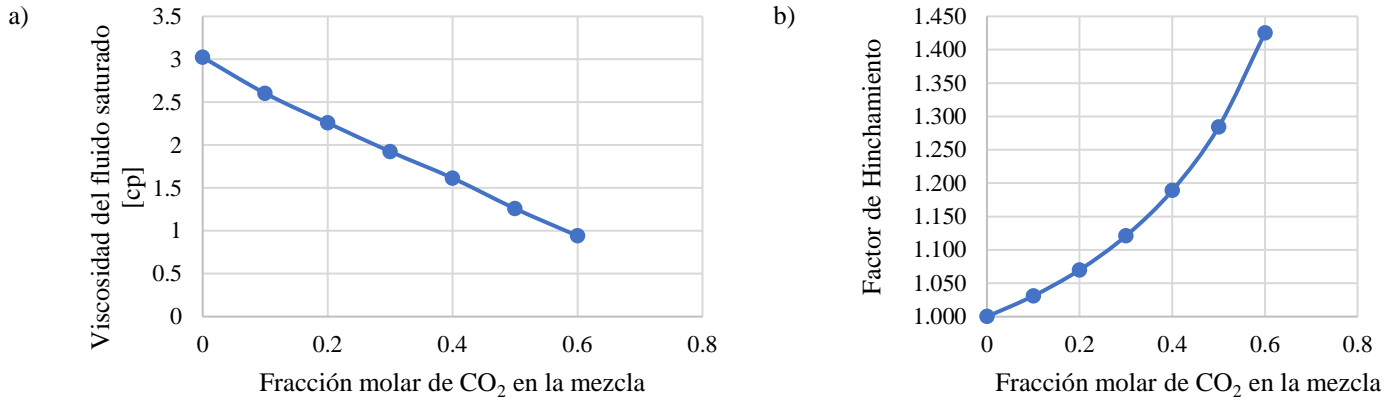


Figura 12. a) Viscosidad del fluido saturación en función de la fracción molar de CO₂. b) Factor de hinchamiento en función de la fracción molar de CO₂ disuelto. Para el fluido 26 °API

Mecanismos de desplazamiento miscible en un crudo pesado y un crudo negro: La distribución de componentes entre del C5-C30 es el parámetro que más afecta el desarrollo de la miscibilidad, mientras que, los componentes livianos (C1-C4) se extraen antes del frente miscible sin afectar el proceso de extracción/condensación de componentes intermedios (Whitson and Brulè, 2000). En la Figura 2, se observa la distribución de componentes para los dos fluidos de estudio. El fluido de 26 °API contiene una mayor fracción molar de C5 y una menor concentración de C15- C29+ respecto al fluido de 14 °API. Por lo que los mecanismos de desplazamiento observados para cada tipo de fluidos de análisis son diferentes como se expone a continuación.

El análisis de la simulación 1D de la prueba de Slim-Tube, permite observar un proceso de desplazamiento por vaporización (Figura 13 a, b, c) para el fluido más pesado, mientras que el fluido crudo negro (26 °API) muestran un desplazamiento de vaporización/condensación (Figura 14 a, b, c)).

En la Figura 13a, se observa un desplazamiento tipo pistón, con saturaciones de crudo cercanas a cero detrás del frente miscible, mientras que la saturación de gas es cero adelante. La miscibilidad ocurre como resultado de la vaporización de los componentes intermedios (C6-C12), que se van desplazando y contactando el hidrocarburo inalterado hasta que se logra la convergencia de los *K-values* a 1, generando un frente miscible (Figura 13b). En la Figura 13c, se corrobora este efecto, antes de alcanzar miscibilidad, la densidad del hidrocarburo aumento como resultado de la pérdida de componentes intermedios, que se incorporan a la fase gaseosa e incrementan su densidad.

La Figura 14 también se muestran un desplazamiento tipo pistón con baja saturación de crudo detrás del frente miscible. En la Figura 14 b, se observa un proceso de vaporización detrás del frente miscible y luego una zona de condensación donde la variación de densidad de la fase gaseosa es menos abrupta respecto un proceso de vaporización (Figura 14 C). El frente se mueve combinando los dos mecanismos mientras que los componentes livianos se desplazan más adelante.

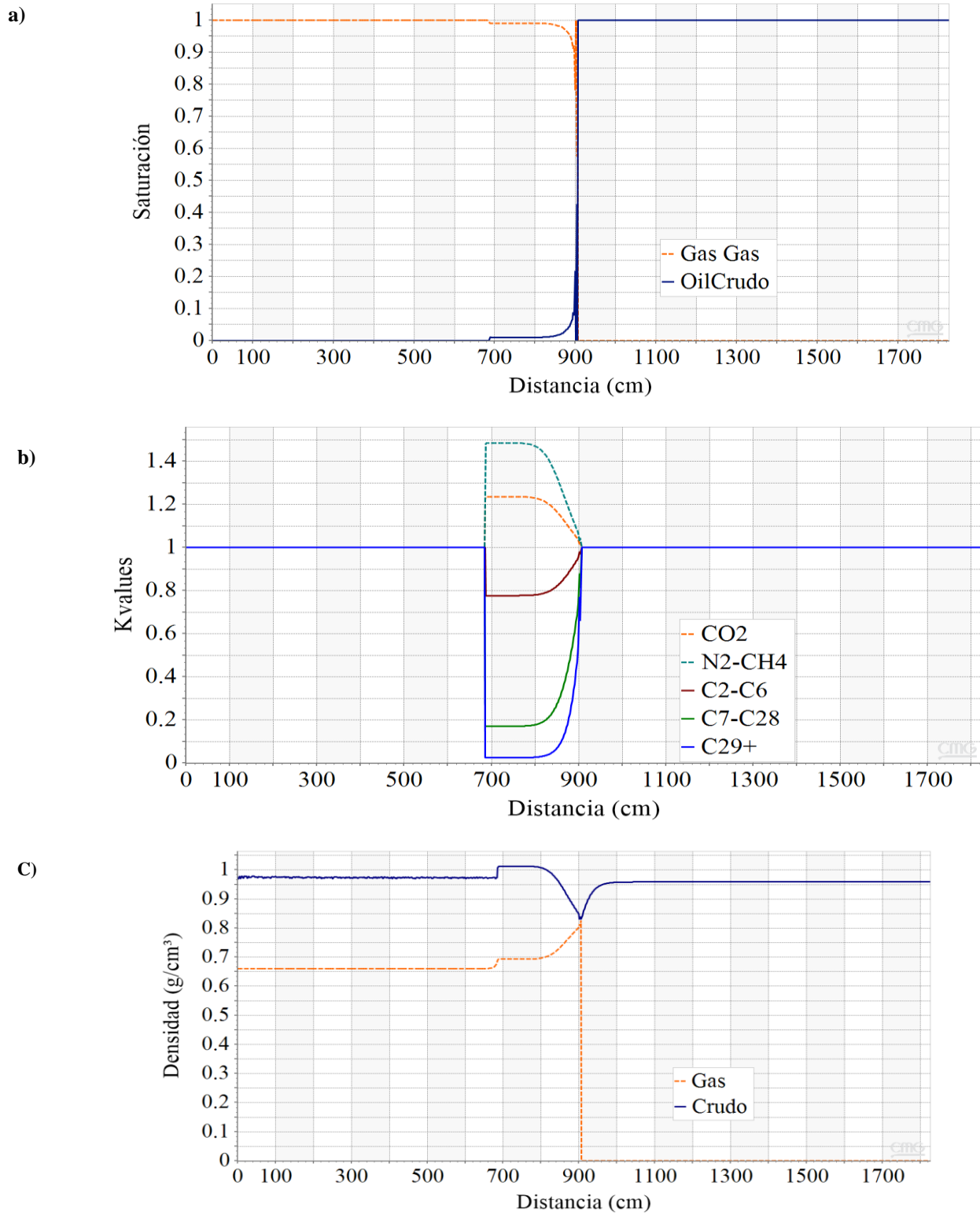


Figura 13. Perfiles de desplazamiento por el mecanismo de vaporización (VGD) de la simulación 1D de la prueba de *Slim-Tube*, fluido de 14° API. a) saturación de gas y aceite, b) K-values c) Densidad del crudo y el gas

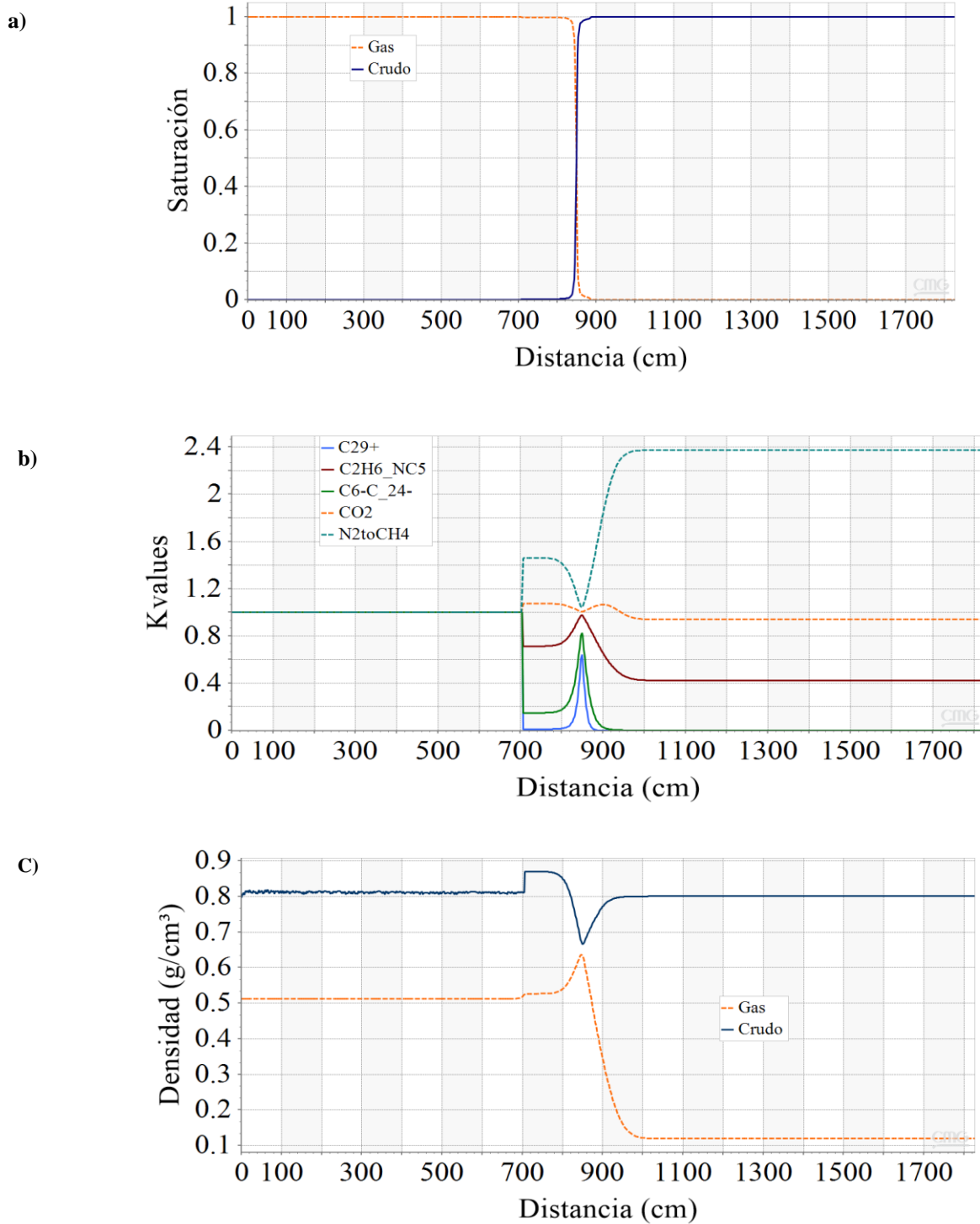


Figura 14. Perfiles de desplazamiento por el mecanismo de vaporización (CVD) de la simulación 1D de la prueba de *Slim-Tube*, fluido de 26° API. a) saturación de gas y aceite, b) K-values c) Densidad del crudo y el gas.

Los resultados mostrados anteriormente son congruentes con las observaciones experimentales de otros estudios y los planteamiento teóricos (Holm and Josendal, 1974, 1982; Zick, 1986; Hoier, 1997). El modelo de fluidos construido para cada tipo de fluido no solo

permite evaluar en proceso de inyección de CO₂ miscible e inmisible como método de recobro mejorado, sino que, representa uno de los mecanismos de retención del CO₂ más importante, que corresponde al CO₂ disuelto en el hidrocarburo remanente (Ampomah *et al.*, 2016), cuya solubilidad es significativamente mayor a la del agua de la formación (Mosavat, Abedini and Torabi, 2014).

Conclusiones

Se construyó un modelo de ecuación de estado a partir de una robusta caracterización de la fracción C7+, que permitió realizar predicciones del comportamiento de fase de un crudo pesado y un fluido tipo crudo negro, ambos con contenido de gas asociado. El modelo de fluidos permite evaluar un proceso de inyección de CO₂ miscible e inmisible, bajo el supuesto de un rango de coeficientes de interacción binaria entre los pseudocomponentes de la fracción C7+ y el CO₂, que determinan la presión mínima de miscibilidad y las presiones de saturación requeridas para solubilizar una determinada cantidad de CO₂.

Los coeficientes de interacción binaria tuvieron un mayor efecto en el comportamiento de fase del crudo pesado respecto al fluido de 26 °API. Se debe realizar un análisis de sensibilidad de este parámetro para cada tipo de fluido. Una forma de establecer el posible rango de BIC'S es comparando los resultados de MMP calculado mediante métodos numéricos y analíticos de múltiples contactos y simulación 1D de la prueba de Slim-Tube para cada set de coeficientes, con las correlaciones empíricas.

Se identificó que para el fluido más pesado (14 °API) el mecanismo de desplazamiento predominante es la vaporización, mientras que, para el crudo negro de 26 °API la miscibilidad se desarrolló por condensación/vaporización. De acuerdo con los perfiles composicional de los dos fluidos, la concentración molar de componentes intermedios es similar, sin embargo, las distribuciones de C5-C29+ son diferentes, lo que causa que los mecanismos de transferencia de masa varíen. Los componentes ligeros no afectan el desarrollo de la miscibilidad pues estos se desplazan adelante del frente miscible.

El modelo de fluidos también permite estimar la cantidad de CO₂ retenido en el crudo remanente de un proceso de recobro mejorado por inyección de CO₂, debido a la solubilidad. Este es uno de los principales mecanismos de almacenamiento en procesos EOR.

Con esta metodología propuesta en este trabajo, se pueden realizar estudios de prefactibilidad técnica de la respuesta de inyección de CO₂ en diferentes tipos de fluidos colombianos cuando no se cuentan con datos experimentales. Es posible generar escenarios de presión mínima de miscibilidad y acotar los rangos de miscibilidad de CO₂ en fluido y su impacto en variables PVT como densidad y viscosidad a diferentes condiciones de yacimiento.

Referencias

- Abedini, A., Mosavat, N. and Torabi, F. (2014) 'Determination of Minimum Miscibility Pressure of Crude Oil-CO₂ System by Oil Swelling/Extraction Test', *Energy Technology*, 2(5), pp. 431–439. doi: 10.1002/ente.201400005.
- Ahmed, T. (2006) *Reservoir Engineering*. Third Edit, Elsevier. Third Edit.
- Ahmed, T. (2016) *Equations of State and PVT Analysis: Applications for Improved Reservoir Modeling: Second Edition, Equations of State and PVT Analysis: Applications for Improved Reservoir Modeling: Second Edition*. doi: 10.1016/C2014-0-00119-0.
- Ampomah, W. *et al.* (2016) 'Evaluation of CO₂ Storage Mechanisms in CO₂ Enhanced Oil Recovery Sites: Application to Morrow Sandstone Reservoir', *Energy and Fuels*, 30(10), pp. 8545–8555. doi: 10.1021/acs.energyfuels.6b01888.
- Azzolina, N. A. *et al.* (2015) 'CO₂ storage associated with CO₂ enhanced oil recovery: A statistical analysis of historical operations', *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 37, pp. 384–397. doi: 10.1016/j.ijggc.2015.03.037.
- Chen, H. *et al.* (2013) 'Effects of CO₂ Injection on Phase Behavior of Crude Oil', *Journal of Dispersion Science and Technology*, 34(6), pp. 847–852. doi: 10.1080/01932691.2012.712008.
- Daridon, J. L. *et al.* (2020) 'Combined Investigations of Fluid Phase Equilibria and Fluid-Solid Phase Equilibria in Complex CO₂-Crude Oil Systems under High Pressure', *Journal of Chemical and Engineering Data*, 65(7), pp. 3357–3372. doi: 10.1021/acs.jced.0c00144.
- Díaz, O. C. *et al.* (2011) 'Modeling the phase behavior of heavy oil and solvent mixtures', *Fluid Phase Equilibria*, 304(1–2), pp. 74–85. doi: 10.1016/j.fluid.2011.02.011.
- Emera, M. K. and Sarma, H. K. (2005) 'Use of genetic algorithm to estimate CO₂-oil minimum miscibility pressure - A key parameter in design of CO₂ miscible flood', *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 46(1–2), pp. 37–52. doi: 10.1016/j.petrol.2004.10.001.
- Hoffman, A. E., Crump, J. S. and Hocott, C. R. (1953) 'Equilibrium Constants for a Gas-Condensate System', *Journal of Petroleum Technology*, 5(01), pp. 1–10. doi: 10.2118/219-g.
- Hoier, L. (1997) 'Miscibility Variations in Compositionally Grading Petroleum Reservoirs'.
- Holm, L. R. W. and Josendal, V. A. (1982) 'Effect of Oil Composition on Miscible-Type Displacement By Carbon Dioxide.', *Society of Petroleum Engineers journal*, 22(1), pp. 87–98. doi: 10.2118/8814-PA.
- Holm, L. W. and Josendal, V. A. (1974) 'Mechanisms of Oil Displacement By Carbon Dioxide', pp. 1427–1438.

- IPCC (2020) *El cambio climático y la tierra, Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático*.
- Kavousi, A. *et al.* (2014) 'Experimental measurement and parametric study of CO₂ solubility and molecular diffusivity in heavy crude oil systems', *Fluid Phase Equilibria*, 371, pp. 57–66. doi: 10.1016/j.fluid.2014.03.007.
- Li, S., Li, Z. and Sun, X. (2017) 'Effect of flue gas and n-hexane on heavy oil properties in steam flooding process', *Fuel*, 187, pp. 84–93. doi: 10.1016/j.fuel.2016.09.050.
- Mansour, E. M. *et al.* (2019) 'A laboratory investigation of carbon dioxide-enhanced oil recovery by focusing on CO₂-oil physical properties', *Egyptian Journal of Petroleum*, 28(1), pp. 21–26. doi: 10.1016/j.ejpe.2018.10.004.
- Miller, J. and Jones, R. (1981) 'A laboratory study to determine physical characteristics of heavy oil after CO₂ saturation', *SPE/DOE 9789*. doi: 10.2118/9789-MS.
- Mosavat, N., Abedini, A. and Torabi, F. (2014) 'Phase Behaviour of CO₂-Brine and CO₂-oil systems for CO₂ storage and enhanced oil recovery: Experimental studies', *Energy Procedia*, 63, pp. 5631–5645. doi: 10.1016/j.egypro.2014.11.596.
- Nobakht, M., Moghadam, S. and Gu, Y. (2008) 'Mutual interactions between crude oil and CO₂ under different pressures', *Fluid Phase Equilibria*, 265(1–2), pp. 94–103. doi: 10.1016/j.fluid.2007.12.009.
- Nutakki, R. *et al.* (1991) 'Experimental analysis, modelling, and interpretation of recovery mechanisms in enriched-gas processes', *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Gamma*, pp. 411–423. doi: 10.2523/22634-ms.
- Orr, F. M. and Jensen, C. M. (1984) 'Interpretation of Pressure-Composition Phase Diagrams for Co₂/Crude-Oil Systems.', *Society of Petroleum Engineers journal*, 24(5), pp. 485–497. doi: 10.2118/11125-PA.
- Orr, F. M. and Silva, M. K. (no date) 'Effect of Oil Composition on Minimum Miscibility Pressure - Part 2: Correlation'.
- Orr, F. M., Silva, M. K. and Lien, C. L. (1983) 'Equilibrium Phase Compositions of Co₂/Crude Oil Mixtures - 2. Comparison of Continuous Multiple-Contact and Slim-Tube Displacement Tests.', *Society of Petroleum Engineers journal*, 23(2), pp. 281–291. doi: 10.2118/10725-pa.
- Pedersen, K. S. *et al.* (1984) 'Viscosity of crude oils', *Chemical Engineering Science*, 39(6), pp. 1011–1016.
- Peng, D.-Y. and Robinson, D. B. (1976) 'A new two-constant equation of state', *Industrial & Engineering Chemistry Fundamentals*, 15(1), pp. 59–64.
- Rezk, M. G. and Foroozesh, J. (2019) 'Effect of CO₂ mass transfer on rate of oil properties changes: Application to CO₂-EOR projects', *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 180(March), pp. 298–309. doi: 10.1016/j.petrol.2019.05.053.
- Rostami, A. *et al.* (2017) 'Modeling of CO₂ solubility in crude oil during carbon dioxide enhanced oil recovery using gene expression programming', *Fuel*, 210(May), pp. 768–782. doi: 10.1016/j.fuel.2017.08.110.
- Saini, D. (2017) *Engineering Aspects of Geologic CO₂ Storage. Synergy between Enhanced Oil Recovery and Storage*. Bakersfield: SpringerBriefs in Petroleum Geoscience & Engineering. Available at: <http://link.springer.com/10.1007/978-3-319-56074-8>.
- Saini, D. (2018) *CO₂-Reservoir Oil Miscibility: Experimental and Non-Experimental Characterization and Determination Approaches*, Springer. Available at: http://proxy.library.nyu.edu/login?url=https://search.proquest.com/docview/2134252298?accountid=12768%0Ahttp://getit.library.nyu.edu/resolve?url_ver=Z39.88-2004&rft_val_fmt=info:ofi/fmt:kev:mtx:book&genre=book&sid=ProQ:ProQ%3Aebookcentral1&atitle=&title=C.
- Sanchez Lemus, M. C. (2015) *Extended Distillation and Property Correlations for Heavy Oil*. University of Calgary.
- Sandoval, L. S., Osorio, R. and Cundar, C. (2019) 'Metodología para el Modelamiento del Comportamiento de Fases y la Viscosidad de Crudos Extra Pesados con Diferentes Contenidos de Gas Disuelto', *Congreso Colombiano del Petróleo. ACIPET*, pp. 1–14.
- Simon, R. and Graue, D. J. (1965) 'Generalized correlations for predicting solubility, swelling and viscosity behavior of CO₂-crude oil systems', *Journal of Petroleum Technology*, 17(01), pp. 102–106. doi: 10.2118/917-PA.
- Soreide, I. (1989) 'Improved phase behavior predictions of petroleum reservoir fluids from a cubic equation of state', *Dr. Techn. Thesis*.
- Spe, M. K. S. (no date) 'Effect of Oil Composition on Minimum Miscibility Pressure — Part 1 : Volubility of Hydrocarbons in Dense CO₂'.
- Vásquez Haro, H. A., Gomes, M. S. de P. and Rodrigues, L. G. (2018) 'Numerical analysis of carbon dioxide injection into a high permeability layer for CO₂-EOR projects', *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 171, pp. 164–174. doi: 10.1016/j.petrol.2018.07.009.
- Vulin, D., Gaćina, M. and Biličić, V. (2018) 'Slim-tube simulation model for carbon dioxide enhanced oil recovery', *Rudarsko Geolosko Naftni Zbornik*, 33(2), pp. 37–48. doi: 10.17794/rgn.2018.2.4.
- Whitson, C. H. (1983) 'Characterizing Hydrocarbon Plus Fractions.', *Society of Petroleum Engineers journal*, 23(4), pp. 683–694. doi: 10.2118/12233-PA.
- Whitson, C. H. and Brulè, M. R. (2000) *Phase Behavior*. Richardson, Texas: SPE Monograph Series. doi: 10.1007/978-1-4939-0761-8_4.
- World Economic Forum (2020) *The future of nature and business, New Nature Economy Report II*.
- Xu, X. *et al.* (2019) 'Prediction of the Binary Interaction Parameter of Carbon Dioxide/Alkanes Mixtures in the Pseudocritical Region', *ACS Omega*, 4(8), pp. 13279–13294. doi: 10.1021/acsomega.9b01450.
- Yuan, H. *et al.* (2008) 'Fluid characterization for miscible floods', *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition*,

1(September), pp. 577–586. doi: 10.2118/114913-ms.

Zick, A. . (1986) ‘A Combined Condensing/Vaporizing Mechanism Displacement of Oil by Enriched Gases’, *SPE 15493*.