

DESARROLLO DE UN MODELO NUMÉRICO DE FLUIDOS PARA EVALUAR PROCESOS DE RECOBRO TÉRMICO ASISTIDO CON SOLVENTES EN YACIMIENTOS DE CRUDO PESADO

Vega M. Sandra¹, Trigo B. Erika², Rodríguez P. Edwin³, Rivera Juan Eduardo⁴.

¹ Corporación Natfrac, Sandra.vega@natfrac.com

² Ecopetrol, Instituto Colombiano del Petróleo, erika.trigos@ecopetrol.com.co

³ Ecopetrol, Instituto Colombiano del Petróleo, Edwin.rodriguez@ecopetrol.com.co

⁴ Ecopetrol, Instituto Colombiano del Petróleo, juan.rivera@ecopetrol.com.co

SINOPSIS

En la etapa de diseño de proyectos piloto de recuperación mejorada (EOR por sus siglas en inglés -Enhanced Oil Recovery-), es importante la predicción de resultados a partir de simulación numérica o modelamiento analítico. Estas herramientas son usadas para encontrar las mejores condiciones de implementación de los métodos en estudio y para determinar la viabilidad económica del proyecto.

De acuerdo al grado de complejidad del proceso, se requerirá un modelo de fluidos más exacto. Por ejemplo, para representar el proceso de inyección de vapor es suficiente una curva representativa de viscosidad y conocer el comportamiento de las curvas de permeabilidad relativa con la temperatura. Por otra parte, métodos EOR como combustión in situ, inyección de gas miscible o inyección de solvente (solo o asistido con vapor) requieren un modelo de fluidos más complejo que representen apropiada y consistentemente todos los cambios físico químicos que ocurren por la mezcla del crudo con un agente externo.

El desarrollo de un modelo numérico de fluidos representativo de procesos de inyección de vapor asistido con solvente requiere de una evaluación experimental previa, la cual debe incluir caracterización P-V-T del solvente y el crudo, curvas de viscosidad y condiciones de miscibilidad. Una vez desarrolladas las pruebas en el laboratorio, se deben cargar la información obtenida en una herramienta de modelamiento de fluidos, donde se ajustan los modelos de crudo muerto, aceite vivo, solvente y mezclas solvente - crudo vivo usando ecuaciones de estado. En este caso, la ecuación de estado que mejor representa el comportamiento del crudo es Peng Robinson. Los parámetros de ajuste más importantes son la presión y temperatura crítica, aunque se le debe dar un tratamiento especial a los coeficientes de interacción binaria. Finalmente se obtienen las constantes de equilibrio y las tablas de viscosidad, manteniendo un error mínimo permitido menor al 5% respecto a los datos de laboratorio, lo cual es importante para reducir la incertidumbre asociada al comportamiento de los fluidos.

En este artículo se presenta una metodología detallada para representar numéricamente el comportamiento de los fluidos en un proceso de inyección de vapor mejorado con solvente en yacimientos de crudo pesado, aplicado a un campo Colombiano.

INTRODUCCIÓN

La inyección cíclica de vapor es uno de los pocos métodos de recuperación mejorada de hidrocarburos que se sabe con certeza es efectivo con crudos pesados. Básicamente consiste en inyectar vapor en un pozo de petróleo durante un determinado tiempo, generalmente de una a tres semanas; cerrar el pozo por un corto tiempo, normalmente de 3 a 5 días y luego poner de nuevo el pozo en producción. El pozo producirá a una tasa aumentada durante cierto tiempo, que en general puede ser del orden de 4 a 6 meses con un amplio rango de aplicación y unos costos operacionales bajos, comparados con otras. Aunque existen variaciones del proceso de inyección cíclica, todas parten del mismo principio; sin embargo, para ciertos casos, el vapor no logra la suficiente reducción de la viscosidad para mejorar la producción de hidrocarburo, por ello se han implementado estudios de la eficiencia de este proceso al co-inyectar vapor con alguna sustancia que ayude a mejorar la movilidad del crudo, como es el caso de la inyección de solventes.

El uso de solventes como mecanismo de recuperación a través de agentes externos ha demostrado una mejoría en la producción en algunos países como Estados Unidos que reporta cerca de 1.5 billones de barriles de aceite recuperados por la inyección de solventes, alrededor de 109 proyectos aportan esta recuperación incremental en Estados Unidos.⁵ El CO₂ al igual que otros fluidos hidrocarburos livianos, actúan como solventes, dadas sus propiedades logran ser solubles con el crudo pesado y reducir en mayor rango la viscosidad. Sin embargo, el CO₂ en comparación con los otros fluidos de inyección utilizados cuenta con costos lo suficientemente altos para preferir el uso de mezclas dióxido de carbono y propano o metano y propano, cuyas mezclas a condiciones típicas en yacimientos de crudo pesado (180 psi y 50°F), tienen alta solubilidad, buena miscibilidad y proporcionan gran reducción de viscosidad cercana a la alcanzada por el dióxido de carbono, por sí solo.⁶

El uso de vapor mejorado o vapor con solvente, ha sido reportado en la literatura desde 1965. Sin embargo lo últimos años se han empezado a desarrollar estudios profundos sobre los fenómenos termodinámicos que encierran y describen todo el proceso, su modelamiento a través de simulación numérica e incluso se han desarrollado pilotos de campo para distintas configuraciones del proceso. Respecto a los aspectos termodinámicos es necesario entender completamente todo el proceso lo cual se basa en dos parámetros fundamentales: inyectar en forma de vapor (solvente y vapor de agua) y producir en estado líquido (petróleo, solvente y agua) esto se basa en un juego termodinámico de puntos de rocío y puntos de burbuja de las mezclas de solvente inyectadas con vapor que ayudan a reducir viscosidades del petróleo para así mantener altas tasas de producción de líquidos y de esta manera aumentar el factor de recobro.

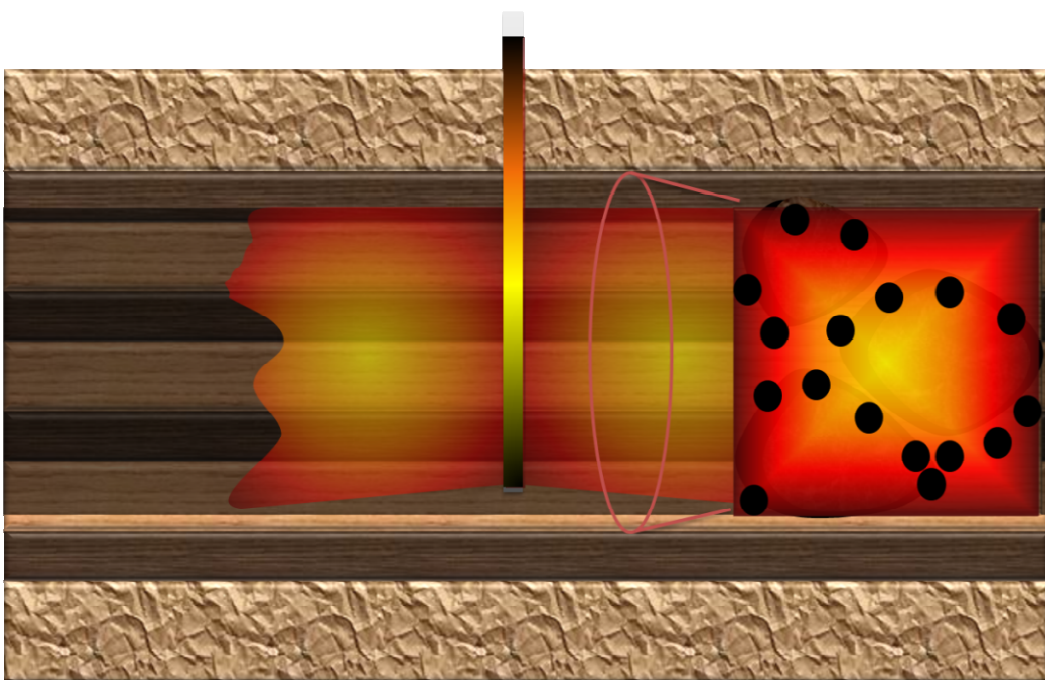
⁵ Capper L.; Schneider M.J.; Advancing Thermal and Carbon Dioxide Recovery Methods beyond their Conventional Limits: Downhole Innovation. SPE 150515; Spe Heavy Oil conference and Exhibition held in Kuwait City, Kuwait, 12-14 December 2011

⁶ A. Badamchi-Zadeh, H.W. Yarranton, W.Y. Svrcek, B.B. Maini, Phase Behaviour and Physical Property Measurements for VAPEX Solvents: Part I. Propane and Athabasca Bitumen, JCPT, January 2009, Volume 48, No. 1.

Estudios de ES-SAGD o VAPEX han desarrollado diferentes métodos para simular el proceso. Estos parten del mismo principio; el solvente entra al crudo y por difusión molecular y dispersión convectiva se disuelve en este, reduciendo la viscosidad y mejorando las propiedades de movilidad, resultando en mejores resultados de producción.

Entre los solventes gaseosos se encuentra el dióxido de carbono, el flúe gas y los gases hidrocarburos volátiles tales como gas natural, metano, etano, propano y butano. Al incluir en el proceso el vapor y el solvente existen diferentes configuraciones como por ejemplo ES-SAGD, SAS, LASER o CSS, un esquema una configuración CSS (Cyclic Steam Stimulation) se observa en la Figura 1.

Figura 1. Esquema de un Proceso de inyección cíclica de vapor con solvente.



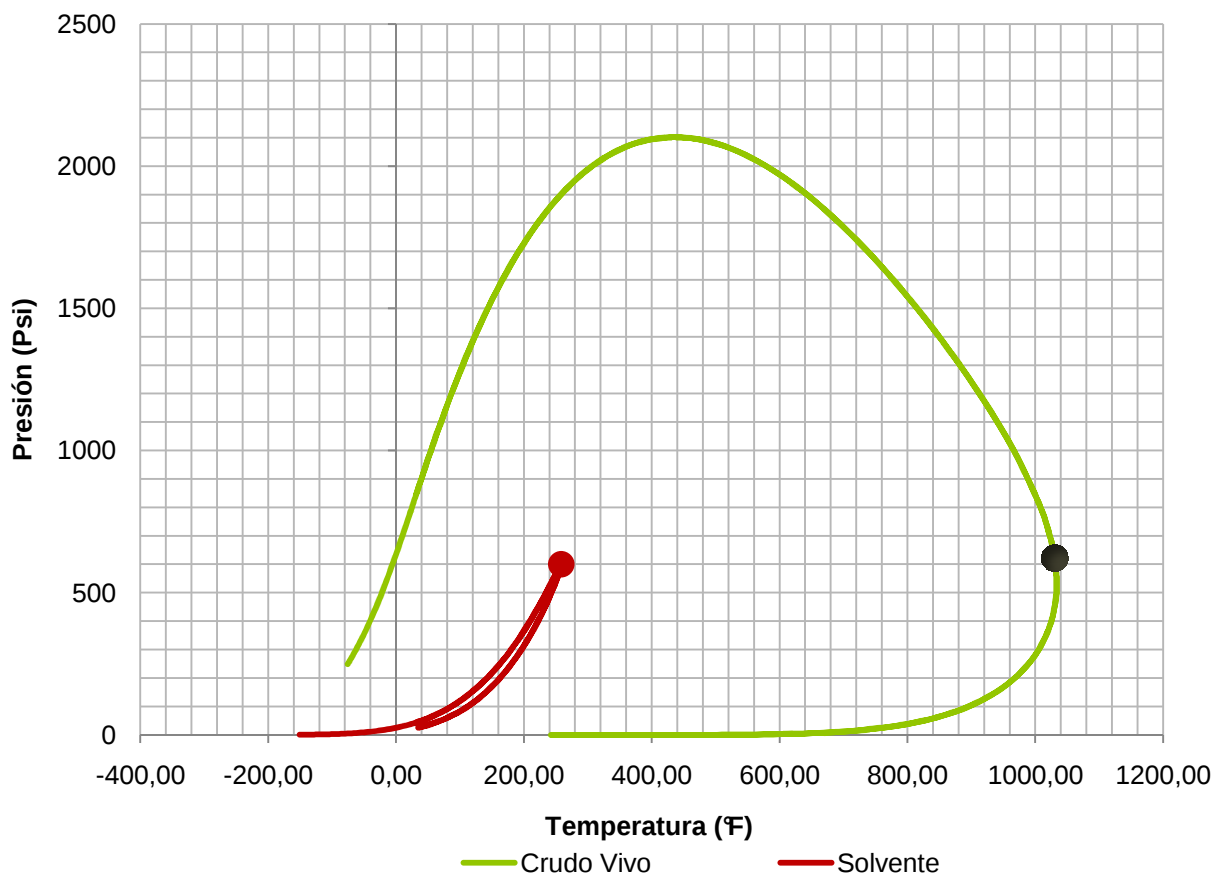
Para lograr una adecuada selección del solvente y la efectividad del mismo a la hora de implementar el proceso, se recomienda caracterizar de una manera profunda el solvente y conocer a su vez el comportamiento para así lograr desarrollar una técnica capaz de soportar los nuevos desarrollos tecnológicos con respecto a técnicas que mejoran la producción en yacimientos de crudo pesado, realizando un óptimo uso energético, másico y de potencia enfocando en el uso del solvente como agente externo.

Los solventes mas comúnmente usados son propano, butano, y mezclas de los mismos que permiten debido a su similitud en cadenas carbonadas con el hidrocarburo lograr una miscibilidad permanente y así mantener la reducción de viscosidad hasta superficie.

Las mezclas de solventes son particularmente inestables, cuentan con una envolvente propia tal como se observa en la Figura 2, está debe ser representada para conocer las condiciones óptimas máximas de trabajo a

partir del punto de burbuja, con frecuencia se logra encontrar estos rango a través de pruebas de laboratorio y simulaciones de yacimientos.⁷

Figura 2 Envolvente de fases crudo vivo y mezcla de solvente



El estudio del comportamiento de fases permite identificar el estado en el que se encontrará el fluido (líquido, gaseoso o en las dos fases) a determinadas condiciones de presión, temperatura y composición. En el diseño y evaluación de procesos de inyección de vapor se determinan las condiciones de inyección y producción, a partir del fases, ya que se debe asegurar que el fluido producido se encuentre en fase líquida; es decir, si es necesario limitar la tasa de extracción de líquido para garantizar que el pozo productor este completamente sumergido en el líquido y no en comunicación directa con la cámara de vapor.⁸

Otro de los factores fundamentales para lograr un desarrollo óptimo del proceso es lograr la representatividad de los fluidos a través de una caracterización de todos los componentes presentes (agua, crudo, solvente, gases libres), de esta manera lograr calcular las respectivas constantes de equilibrio, para así generar un

⁷ JE NENNIGER, N-Solv Corp.; L GUNNEWIEK Hatch Ltd. . “Dew Point vs Bubble Point: A Misunderstood Constraint on Gravity Drainage Processes “ CIPC Paper 2009-065, Canadian International Petroleum Conference (CIPC) 2009, Calgary, Alberta, Canada, 16-18 June 2009

⁸ A. Badamchi-Zadeh, H.W. Yarranton, W.Y. Svrcek, B.B. Maini, Phase Behaviour and Physical Property Measurements for VAPEX Solvents: Part I. Propane and Athabasca Bitumen, JCPT, January 2009, Volume 48, No. 1.

panorama real, de lo que sucederá in situ. Por ello tres parámetros claves al momento de calcular las constantes de equilibrio son:

- Temperaturas críticas
- Presiones críticas
- Composiciones de las mezclas.

Estas constantes de equilibrio dependen de la ecuación de Wilson y combinan la ley de Raoult, en conjunto, con la definición de factor acéntrico para una ecuación de presión de vapor simple.

Los objetivos principales de las constantes de equilibrio (K-values) son definir las fases y calcular los estados de equilibrio. Los valores de K se calculan utilizando flash negativos para caer fuera de la región de 2 fases como se observo en la Figura 2. Además ayuda a calcular las concentraciones de reactivos y productos una vez alcanzado el equilibrio.

Parte imprescindible de un modelo de simulación donde las variaciones en las propiedades del fluido son un parámetro importante de la efectividad y aplicabilidad de los resultados, se requiere una caracterización adecuada del modelo de fluido que permita representar los cambios in-situ a los cuales está sometido tanto el fluido inyectado como el desplazado o afectado. Los modelos sofisticados de simulación son muy usados para desarrollar los cálculos de las envolventes de fases termodinámicas. Parte de este análisis con las envolventes de fases es encontrar el delta de temperatura que debe existir como cambio de fase vapor a fase líquida que debe sufrir la mezcla (solvente y vapor) para lograr realizar una completa miscibilidad, reducir la viscosidad, calentar el hidrocarburo y así lograr producir todo el solvente inyectado, este delta depende en parte de la composición de la mezcla.

Por ello un profundo estudio del fluido basado en pruebas de laboratorio y análisis del fluido a condiciones de presión, volumen y temperatura, permiten ajustar a través de correlaciones y regresiones numéricas los datos experimentales con los calculados para así mantener la representatividad del modelo de fluidos para que de esta manera a la hora de correr un modelo de simulación se logre una representación real de lo que puede ocurrir en la aplicación de la técnica. Diferentes autores^{9, 10} han demostrado como el ajuste de modelos es un proceso que aunque complejo, permite mejorar las predicciones de los modelos de simulación y a su vez crear menos incertidumbre a la hora de implementar cualquier proceso térmico.

El estudio realizado se desarrolló a través de la herramienta WinProp, este es un programa especialmente enfocado en propiedades y en comportamiento de fases de fluidos. El software WinProp hace parte de los

⁹ ROCHA, P. S., SACRAMENTO, V. S., COSTA, G. M. N. UMA ABORDAGEM DO AJUSTE DE DADOS PVT E CÁLCULO DA PMM NO SIMULADOR WINPROP, Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás – IBP, 3º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás, 2 a 5 de outubro de 2005.

¹⁰ K.C. Hong, Liming Hsueh, Comparison of k-values calculation methods in compositional steamflood simulation. SPE 12750, Reservoir engineering, may 1987

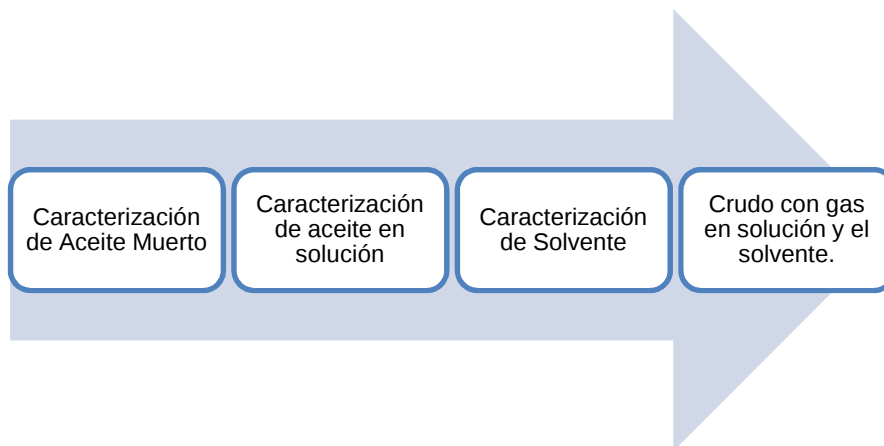
simuladores de CMG y es un instrumento de ingeniería completo con ecuaciones de estado, que determinan características del fluido de yacimiento y variaciones en la composición de los fluidos. Se puede utilizar bajo condiciones de yacimiento o de superficie, ya sea que se trabaja con pruebas de laboratorio, composición térmica, o simulación de composición.

Este software se puede utilizar para:

- Caracterización de componentes
- Ajustes de PVT
- Estudios de miscibilidad
- Modelar pruebas de laboratorio
- La predicción de parafinas y producción de asfaltenos
- Generación de datos PVT para los simuladores de CMG.¹¹

Para lograr generar el modelo final en WinProp se requiere realizar tres modelos previos que son el soporte y la base del modelo que relaciona aceite muerto, vivo y solvente, tal como se describe en la Figura 3.

Figura 3. Metodología general para caracterización de modelos de fluidos con solventes



La primera etapa en la creación del modelo de fluidos es caracterizar el aceite muerto a partir de parámetros experimentales como densidad y viscosidad a diferentes temperaturas, pero calculadas a una presión constante; a diferencia de las pruebas PVT normales, esta requiere un fuerte estudio en los cambios de propiedades a presiones constantes dado que el proceso se enfoca termodinámicamente mas fuerte a un amplio rango de temperaturas y pequeña variación de la presión.

Con los datos experimentales, se realizó un ajuste a través de parámetros de regresión como presiones y temperaturas críticas, Volumen Shift y Coeficientes de mezclas de la ecuación de Pedersen (1987) para la viscosidad.

¹¹ Página Web Computer Modeling Group

Luego se realiza una caracterización del aceite vivo, en base al aceite muerto y el gas en solución. Esta caracterización requiere que el modelo de aceite muerto haya sido ajustado lo mejor posibles (error <5%), para así, al cargar los datos de cromatografía y porcentajes molares de la composición del aceite vivo, este sea capaz de recrear el nuevo comportamiento.

Adicional al modelo de aceite muerto con gas en solución (aceite vivo), se debe contar con una composición del solvente y algunos datos experimentales como densidad y presión de saturación, para así crear un modelo de fluidos del solvente.

Finalmente se deben unificar los tres modelos existentes con datos de laboratorio de interacción entre ellos como porcentaje molar de aceite-solvente (Presión y temperatura), presión de saturación y viscosidad del líquido a diferentes temperaturas, entre otros. En esta etapa es vital que los datos ajusten lo más cercano posible, y que solo se modifiquen las variables de la viscosidad, ya que parámetros como presiones y temperaturas críticas, además de alguna propiedad particular de cada tipo de fluido, no deben ser modificadas, ya que fueron ajustada previamente (modelo de fluidos de aceite muerto, aceite vivo y solvente) y podrían generar un desajuste o aumento del error si se llegasen a alterar.

DESARROLLO

Cada etapa del proceso requiere una caracterización especial de los componentes que interactúan (aceite muerto, gas en solución y solvente). Para lograr realizar este modelamiento del comportamiento de fluido se requieren ciertas pruebas de laboratorio para a partir de esta data experimental, ajustar los datos calculados a partir de correlaciones para el modelo. Por ello deben existir un mínimo de datos o de información para poder generar un modelo lo suficientemente representativo del fluido para lograr que los resultados del modelo de simulación sea una herramienta de toma decisiones.

Las pruebas Presión-Volumen-Temperatura ayudan a recrear el comportamiento del crudo in-situ y el solvente siendo cada uno estudiado independientemente, entre ellos densidad, viscosidad y presión de saturación; además de estas pruebas, se requiere conocer cual es el comportamiento crudo-solvente, las proporciones medidas en fracciones molares en que la mezcla se encuentra de forma homogénea y estable, además de la capacidad de miscibilidad y difusividad molecular que logra tener el solvente en contacto con que el crudo a las condiciones actuales de trabajo en el proyecto de estudio. De está pruebas solvente-crudo necesitamos conocer a una presión y temperatura la condición máxima en fracción molar con que se encuentra el solvente y el crudo en mezcla homogénea y estable, presentando una sola fase líquida.

Tabla 1 Resumen de pruebas mínimas requeridas

			Requerida	Opcional
Aceite Muerto	Prueba de Densidad	Densidad a Presión y temperatura Estándar	X	
	Prueba composicional	Gravedad específica y Peso molecular	X	
	Prueba de viscosidad	Viscosidad a Presión Constante y diferentes Temperaturas (mínimo 3).	X	
Aceite Vivo	Cromatografía del gas en solución.	Composición del fluido en solución con el crudo muerto.	X	
	Prueba de densidad del aceite vivo	Prueba de densidad a presión y temperatura a condiciones estándar.	X	
	Prueba de Presión de Saturación	Presión de saturación a temperatura de referencia	X	
	Prueba de cloruros al agua de formación	Salinidad en ppm del agua de formación		X
Solvente	Cromatografía del solvente	Composición y fracción molar de los componentes del solvente	X	
	Prueba de densidad	Densidad a Presión y temperatura a condiciones estándar.	X	
	Prueba de Presión de Saturación	Presión de saturación a temperatura de yacimiento.		X
Mezcla Crudo-Solvente	Prueba de Presión de saturación	Presión de saturación a temperatura de yacimiento.	X	
	Prueba de Hinchamiento	Composición molar máxima de mezcla en una fase a una condición de P y T	X	
	Prueba de viscosidad	Viscosidad a Presión Constante y diferentes Temperaturas (mínimo 3).	X	

En la Tabla 1 se observa el mínimo set de prueba requeridas para poder realizar el modelo de fluidos para proceso con solventes, sin embargo si se quiere lograr un modelo más robusto, cualquier adición de pruebas presión-volumen-temperatura ayuda a generar una mejora en la caracterización del fluido y una reducción en el porcentaje de error.

Creación del modelo

Para lograr desarrollar un modelo de fluidos se debe contar con un conocimiento profundo sobre el fluido, para poder predecir las tendencias de las curvas de las propiedades termodinámicas, los rangos de valores de sus propiedades calculadas y las correlaciones que se deben usar.

En vista que el ajuste de los datos de laboratorio se realiza a partir de la ecuación de estado se debe seleccionar una que represente mejor la condición de crudo pesado, por la EOS que mejor representa este comportamiento es la de Peng-Robinson de 1978.

Iniciando con la composición de aceite muerto, se carga como único componente importado a la librería a partir de peso molecular y gravedad específica; a este componente, se le llamo “Dead_Oil”, se le cargó la primera prueba de laboratorio de densidad y posterior las pruebas de viscosidad realizadas a una misma presión y diferentes temperaturas.

Se realizó la regresión a partir de la presión crítica, temperatura crítica, y un volumen de referencia (parámetro de regresión en el software que se expresa como Vol-Shift), estas variables permiten el ajuste de la densidad y para la viscosidad se seleccionaron como parámetros de regresión las cinco variables de la ecuación de Pedersen de 1987 (coeficiente de pesos moleculares de la regla de mezclas, Exponente del peso molecular para la regla de mezclas, coeficiente de correlación del Factor de acople, Exponente de la densidad de la correlación del Factor de acople y Exponente de la correlación del Factor de acople). Con esto se logró obtener la siguiente tabla de resultados después de estabilizar la regresión y lograr que ninguno de los valores se sobrepusiera a los límites en los que arbitrariamente se mueve el ajuste de los datos. Con ello se presenta una tabla de los datos ajustados en el modelo final logrado para representar el aceite muerto. (Ver Tabla 2)

Tabla 2 Resumen datos ajustados aceite muerto

		Datos experimentales	Antes de regresión	Después de regresión
1 dato viscosidad	cP	3954.000	77.644	3592.500
2 dato viscosidad	cP	245.000	16.598	278.680
3 dato viscosidad	cP	46.600	5.694	47.256
4 dato viscosidad	cP	14.300	2.607	12.944
Densidad	Kg/m ³	982.830	982.830	982.830

Una vez terminado cada etapa de ajuste del modelo se genera un archivo para STAR para confirmar que se encuentra calculando correctamente todas las propiedades, la viscosidad es una variable clave en estos cálculos. Con ello se logró confirmar que el aceite muerto se encontraba representándose correctamente, con tendencias normales y similares a las mostradas en laboratorio.

Ahora se carga un nuevo componente, el gas en solución, el cual hace parte de la composición del crudo vivo, contando con una cromatografía de este fluido, se cargan composiciones de gas en solución y se realiza un agrupamiento para trabajarlo como un solo componente, el cual fue llamado SIn_Gas. A este componente se le cargó un dato de densidad, restringiendo la composición a 100 de gas y 0.0 de aceite muerto; logrando ajustar a partir de la presión crítica y la temperatura crítica del gas. (Ver Tabla 3)

Tabla 3 Resumen datos ajustados aceite muerto

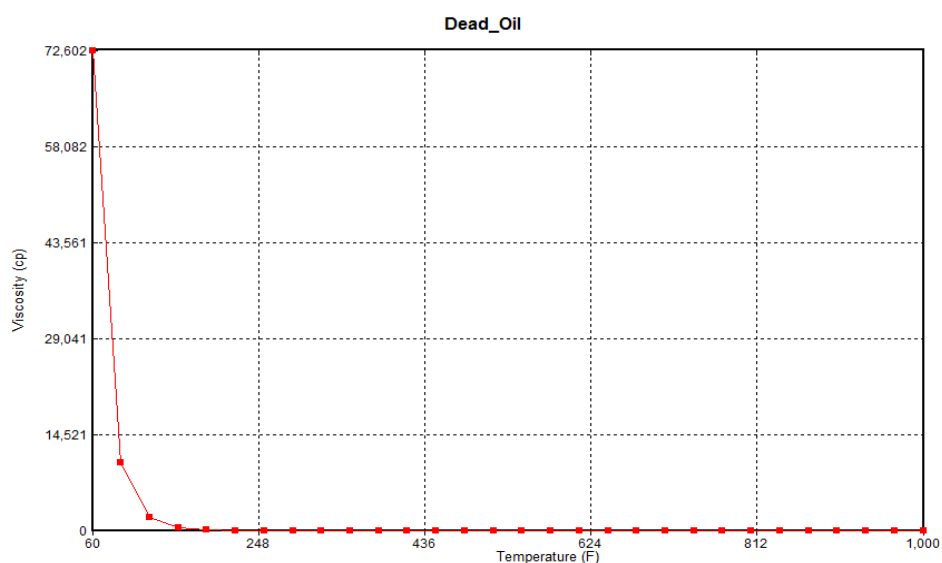
		Datos experimentales	Antes de regresión	Después de regresión
Densidad	Kg/m ³	8.1393E-01	8.1439E-01	8.1395E-01

Luego de actualizar los cambios se cargó la composición original del crudo vivo, se recomienda cargar alguna prueba del aceite vivo donde se logre corroborar la correcta representación de las propiedades del crudo con los ajustes realizados de manera independiente en el aceite muerto y el gas en solución.

Dada la carencia de algunas de estas pruebas experimentales en el actual estudio como densidad y viscosidad del aceite vivo Solo se ajustó por los datos de composición y densidad del gas en solución, a pesar de esto, por los altos grados de ajuste de estos valores se puede afirmar que ya se encuentra ajustado el modelo de crudo vivo, con respecto a los porcentajes de error reportados por literatura.

Como siempre se confirma la correcta creación del modelo exportándolo a STARS y verificando que la tabla de viscosidad y las K-Values se cargada correctamente. Y Ya con esto se verificó en el archive de salida, que no se presentó ningún error y al cargar el modelo a BUILDER se observaron curvas de viscosidad lógicas (ver Figura 4).

Figura 4. Curva de viscosidad en STARS a partir del modelo de fluidos



En vista del uso de agentes externos como el solvente, se hizo necesario realizar la caracterización de este componente de la misma manera que se desarrollo para el crudo, por ello una primera fase es realizar el análisis de datos del solvente, cargarlos como una segunda corriente, ya que es un fluido diferente al encontrado en yacimiento y realizar el ajuste de alguna propiedad fisica. El mas simple y directo solvente que se puede encontrar para hidrocarburos es la mezcla que en todas sus proporciones forme una sola fase, pero que en preferencia contenga alta afinidad con los hidrocarburos para así lograr miscibilidad al primero contacto y mayor coeficiente de difusividad molecular y transferencia de masa.

El solvente trabajado cuenta con un número de componentes considerable, por ello se hizo necesario realizar un agrupamiento de estos componentes para facilitar su manejo dentro del simulador. Este agrupamiento o “lumping” se realiza a partir del numero de carbonos y el comportamiento de fases, creando un grupo de livianos, otro de componentes medios y finalmente un grupo de componentes semipesados, esto en vista que los componentes livianos del solvente se adicionaran a la fase gaseosa del crudo, los componentes medios se dispersarán en la fase liquida, siendo estos los responsables de ayudar a difundirse en medio de la fase continua y finalmente los pesados que se mezclan con los componentes medios del crudo ayudando a reducir la viscosidad al igual que los componentes medios.

En el modelo se cargo la composición del solvente y se analizó el comportamiento del agrupamiento al ajuste, se seleccionaron 4 grupos, sin embargo el grupo representado por los componentes más pesados (C8-C13) representa una proporción de 0.001% molar, de la composición de la corriente del solvente. Se seleccionó un agrupamiento de C₃, iC₄-nC₄, i-C₅-C₇, C₈-C₁₃, siendo la opción mas viable a la hora de encontrar ajustes de la densidad, 2.453 Kg/m³ la cual se logró llevar a 2.537 Kg/m³.

Entre los parámetros de ajuste el coeficiente de interacción binaria (CIB) debe ser reajustado y organizado en tres grupos, para facilitar el manejo, un primer agrupamiento es con respecto a la interacción aceite muerto-gas en solución (grupo correspondiente a componentes del crudo vivo), otro, Solvente-Solvente (grupo correspondiente a la interacción de los 3 subgrupos del solvente) y finalmente el último grupo representa la interacción Solvente-Crudo vivo (Grupo corresponde a la interacción de un componente del crudo con un grupo del solvente). Estos grupos ayudan a mantener el ajuste logrado en cada una de las etapas del modelo.

En resumen, en esta parte del proceso se encuentran ajustados el aceite vivo y el solvente a partir de sus Presiones y temperaturas criticas, Coeficientes de interacción binaria entre ellos mismo (solvente-solvente, crudo-crudo) y el volumen de referencia o VolShift. Ahora se deben mantener estas condiciones al encontrar el ajuste entre solvente-crudo solo modificando o colocando los parámetros de regresión en función del grupo de CIB que selecciona las parejas solvente-crudo.

Para lograr la etapa final del modelo y la mas importante, se cargaron las pruebas de viscosidad y presión de saturación encontradas en la mezcla crudo vivo-solvente, teniendo cuidado en seleccionar las proporciones

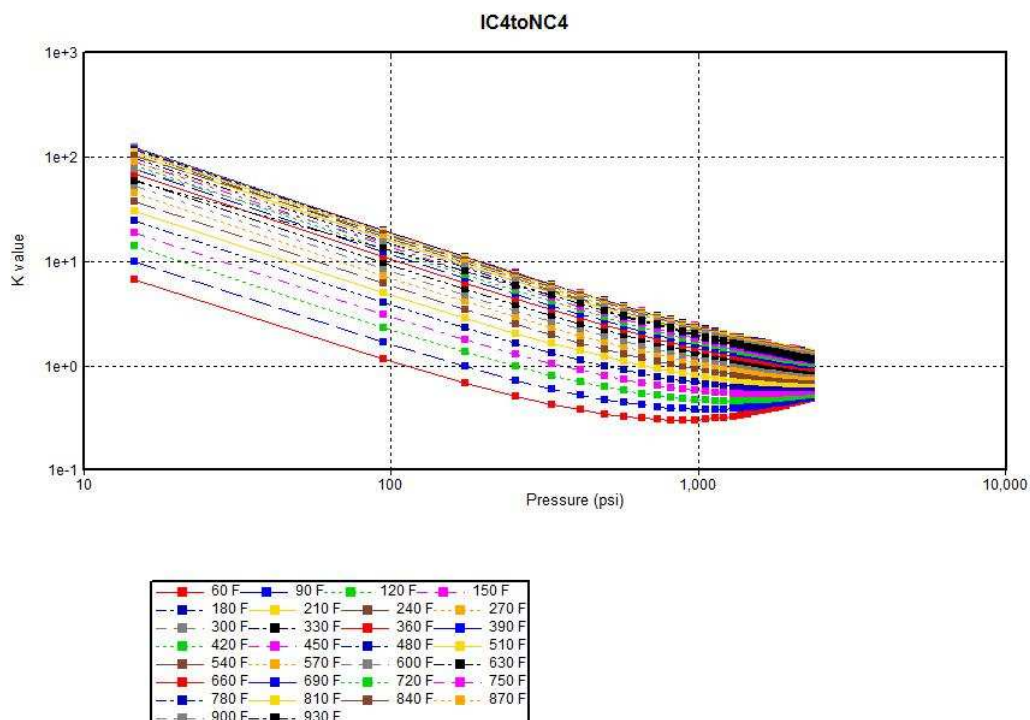
en las que se representan esos datos, este valor se da en fracción molar y se obtiene en general de alguna prueba de hinchamiento o recombinación donde se logre identificar la máxima fracción molar en la que se puede miscibilizar el solvente dentro del crudo permaneciendo en una sola fase a una condición de presión y temperatura establecida. Un valor encontrado en gran mayoría en los estudios publicados de solvente muestra que una suposición de una mezcla de 80% molar de crudo se puede miscibilizar completamente con un 20% molar de solvente y se logra crear una mezcla homogénea, estable, uniforme y en su máxima saturación de solvente.

Se cargaron todas las regresiones anteriores de densidad y viscosidad del aceite vivo y del solvente para ayudar a mantener los ajustes encontrados, se selecciona como únicas variables de regresión el coeficiente de interacción binaria del grupo solvente-aceite.

Si se realizó un correcto ajuste de los modelos previos de fluidos, esta etapa final solo debería necesitar una estabilización del valor del CIB entre los rangos de 0 a 2.

Ya con el modelo final ajustado, se realiza el archivo a exportar a STARS donde se recopila en un archivo plano, las constantes de equilibrio, la tabla de viscosidad y las propiedades termodinámicas de los fluidos trabajados en el. Y luego el modelo fue cargado en Builder, donde se logró observar las gráficas de viscosidad y de k-Values, tal como se observan en la Figura 5, Figura 6 y Figura 7.

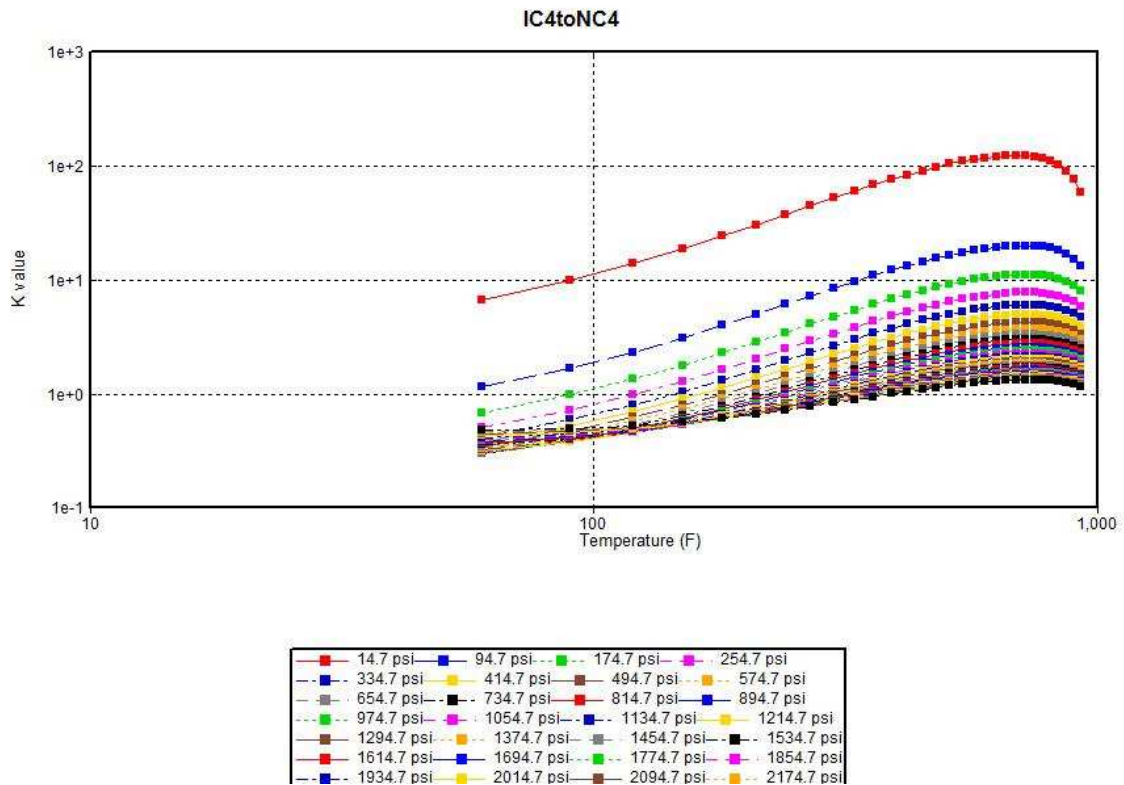
Figura 5. Representación Presión Vs K-values para el iC4-NC4



En la Figura 5, se observan la tendencia decreciente de los valores de las constantes de equilibrio termodinámico al aumentar la presión, en relación a la temperatura, siendo el componente observado un

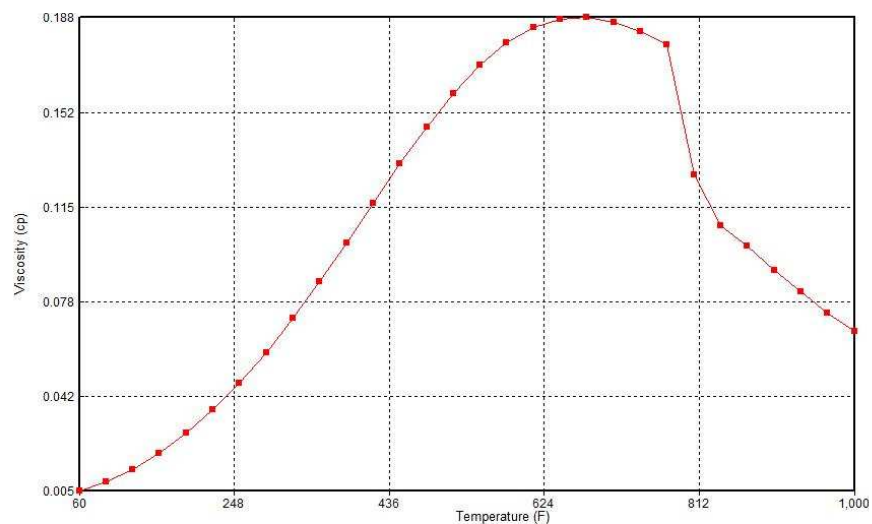
componente liviano (gaseoso), caso contrario para los componentes de mayor numero de carbono (líquidos) la tendencia al cambio de la presión aunque sigue siendo decreciente presenta una menor pendiente de caída manteniéndose una tendencia mas uniforme.

Figura 6. Representación Temperatura Vs K-values para el iC4-NC4 a 870 °F



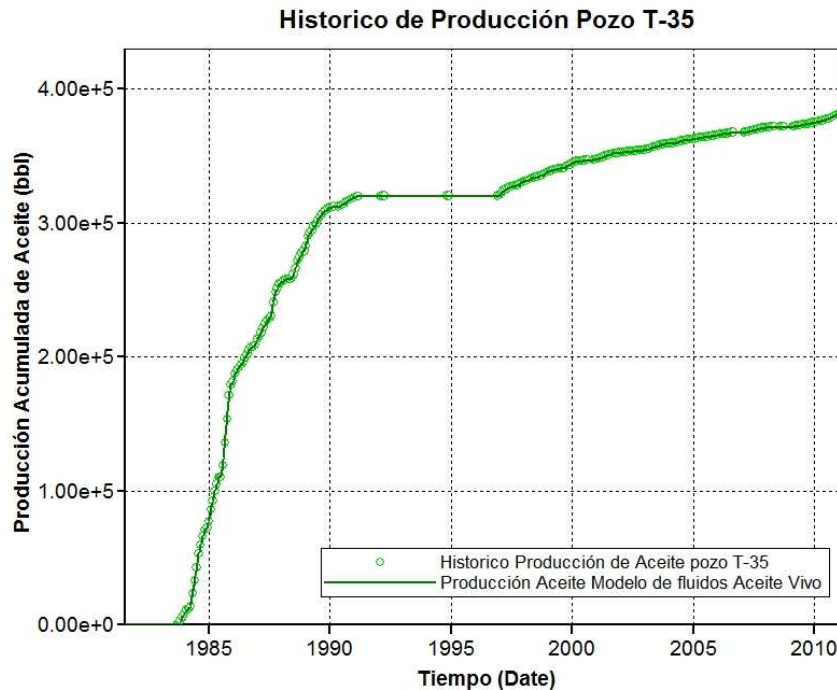
En la Figura 6 se observa la tendencia de las constantes de equilibrio termodinámico, en variación con la temperatura, destacando de igual manera una tendencia uniforme en los datos, y en comparación con los demás componente presentando crecimiento a valores mayores a altas temperaturas y bajas presiones.

Figura 7. Curva de viscosidad del componente SLN_GAS a 780 psi



Con respecto a la viscosidad (Figura 7), se observa que existe un cálculo acorde al encontrado en Winprop, a partir de los datos exportados por propiedades y tablas calculadas, tanto para Sln_gas, Dead_Oil, y los cuatro grupos de los solventes.

Figura 8. Producción acumulada modelo base de simulación



Al crear el modelo se logra observar que representa la información histórica del modelo y permite analizar un amplio rango de parámetros claves para la implementación de un proceso de inyección con vapor, siendo entre ellos la configuración de inyección, el tiempo, las tasas, la temperatura, entre otras.

Conclusiones

- Se generó ajuste del modelo de aceite muerto y del gas en solución a partir de Variables como presión Crítica y temperatura crítica. Permitiendo analizar el comportamiento de cada uno de los componentes de la corriente de aceite vivo por separado, a partir de datos experimentales.
- Se identificaron las variables más influyentes en el fluido estudiado como Presión Crítica y constantes de interacción binaria para los componentes hidrocarburos pesados, y las variables de VolShift y Coeficientes de interacción binaria, para los componente hidrocarburos liviano, que en este caso de estudio es el solvente.
- Se realizaron agrupamientos de los componentes involucrados en el solvente, verificando la representatividad de sus propiedades, con las calculadas en laboratorio, permitiendo un modelo de menor número de componentes, que se repercutirá en una reducción del tiempo de simulación.

- Se definió un modelo de fluidos de aceite vivo con solventes en base a información suministrada por laboratorio, permitiendo probar a través del modelo de simulación la representación de miscibilidad de los componentes del solvente con el crudo.

Bibliografía.

- A. Badamchi-Zadeh, H.W. Yarranton, W.Y. Svrcek, B.B. Maini, Phase Behaviour and Physical Property Measurements for VAPEX Solvents: Part I. Propane and Athabasca Bitumen, JCPT, January 2009, Volume 48, No. 1.
- Capper L.; Schneider M.J.; Advancing Thermal and Carbon Dioxide Recovery Methods beyond their Conventional Limits: Downhole Innovation. SPE 150515; Spe Heavy Oil conference and Exhibition held in Kuwait City, Kuwait, 12-14 December 2011
- Fino, A. Notas sobre recuperación mejorada Térmica, enero 1978, Maracaibo Venezuela.
- Frank Lim, Eulalia Munoz, and Brad Browning, Anadarko Petroleum corporation; Design and Initial Results of EOR and Flow (Fino, enero 1978) Assurance Laboratory Fluid Testing for K2 Field Development in the Deep-water Gulf of Mexico, 2008 Offshore Technology Conference held in Houston, Texas, U.S.A., 5-8 May 2008.
- Fred I, Stalkup Jr, "Miscible Displacement: Monograph Vol.8" Spe. New York, 1983, Dallas
- Fundamentos de Química general Segunda Edición. Editorial Mc Graw – Hill, México, año 1991.
- Glasstone, S: Textbook of physical Chemistry (Second Edition), Van Nostrum, New York City (1946) pag 741
- Hutchinson, C.A. Jr and Braun, P.H.: "Phase Relations of Miscible Displacement in Oil Recovery" AIChE J. (1961) 7, 64-72
- JE NENNIGER, N-Solv Corp.; L GUNNEWIEK Hatch Ltd. . "Dew Point vs Bubble Point: A Misunderstood Constraint on Gravity Drainage Processes " CIPC Paper 2009-065, Canadian International Petroleum Conference (CIPC) 2009, Calgary, Alberta, Canada, 16-18 June 2009
- K.C. Hong, Liming Hsued, Comparison of k-values calculation methods in compositional steamflood simulation. SPE 12750, Reservoir engineering, may 1987
- Página Web Computer Modeling Group
- ROCHA, P. S., SACRAMENTO, V. S., COSTA, G. M. N. UMA ABORDAGEM DO AJUSTE DE DADOS PVT E CÁLCULO DA PMM NO SIMULADOR WINPROP, Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás – IBP, 3º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás, 2 a 5 de outubro de 2005.