



SPE 231401

Presentamos una herramienta de nueva generación para el modelado de la precipitación de asfaltenos, diseñada para mejorar la simulación de yacimientos y el aseguramiento del flujo de producción.

Rahman Ashena¹ , Siroos Azizmohammadi²

1 Smart Energy Data Analytics (SEDA) Group, Houston, USA

2 Montanuniversität Leoben, Austria

Copyright 2026, Society of Petroleum Engineers

Este artículo se preparó para su presentación en la Conferencia y Exposición Internacional SPE 2026 sobre Control de Daños en Formaciones, EE. UU., del 18 al 20 de febrero de 2026.

Este artículo fue seleccionado para su presentación por un comité del programa de la SPE tras revisar la información contenida en un resumen enviado por los autores. El contenido del artículo no ha sido revisado por la Sociedad de Ingenieros Petroleros y está sujeto a correcciones por parte de los autores. El material no refleja necesariamente la posición de la Society of Petroleum Engineers (SPE), sus directivos o miembros. Queda prohibida la reproducción, distribución o almacenamiento electrónico de cualquier parte de este artículo sin el consentimiento por escrito de la Sociedad de Ingenieros Petroleros. El permiso para reproducir en formato impreso se limita a un resumen de no más de 300 palabras; no se pueden copiar las ilustraciones. El resumen debe contener un reconocimiento visible de los derechos de autor de la SPE.

Resumen

Este estudio presenta el desarrollo de un módulo de modelización de la precipitación de asfaltenos de nueva generación integrado en un novedoso software de análisis PVT, diseñado específicamente para la predicción precisa de los daños en la formación inducidos por los asfaltenos. El objetivo es ofrecer una herramienta fiable y aplicable sobre el terreno que supere a los simuladores comerciales existentes en cuanto a precisión y rendimiento computacional. El módulo se basa en una implementación optimizada de la ecuación de estado PC-SAFT y está diseñado para ayudar a los ingenieros de yacimientos y producción a evaluar los riesgos de deposición de sólidos en condiciones variables de presión y temperatura.

El marco de modelización emplea una rigurosa formulación termodinámica que utiliza la PC-SAFT, combinada con un flujo de trabajo de calibración inteligente basado en presiones de saturación experimentales, presiones de inicio de asfaltenos y datos de masa precipitada. Una vez ajustado, el modelo predice el comportamiento de las fases y la precipitación de asfaltenos con alta fidelidad en todas las condiciones de funcionamiento relevantes

para el agotamiento, la inyección de gas y los cambios de composición. La validación se llevó a cabo utilizando dos sistemas de petróleo crudo asfalteno y se comparó con dos simuladores PVT estándar de la industria.

La evaluación comparativa demuestra que la herramienta desarrollada alcanza sistemáticamente la máxima precisión. Para el primer crudo, el módulo alcanzó una Desviación Absoluta Media Relativa (DAMR) del 2,13 % para la presión de inicio de los asfaltenos y del 1,32 % para la presión del punto de burbuja, superando notablemente a los simuladores comerciales, que generaron DAMR del 6,73 % y el 5,07 %, y del 10,11 % y el 10,93 %, respectivamente. En el caso del segundo crudo, el nuevo módulo proporcionó la coincidencia más precisa con la masa de asfaltenos precipitados experimental y predijo la presión del punto de burbuja con una Desviación Absoluta Media (DAM) del 3,1 %, en comparación con el 7,46 % y el 13,51 % de las dos herramientas de referencia.

Estas mejoras son el resultado de un algoritmo optimizado de estimación de parámetros y una implementación numérica eficiente de la PC-SAFT. Al vincular directamente el modelado termodinámico avanzado con los flujos de trabajo prácticos de ingeniería de yacimientos, el software permite una evaluación rápida de la gravedad de los depósitos y respalda la toma de decisiones proactivas en el diseño de pozos, la gestión de la producción y la mitigación química. En general, los resultados confirman que el módulo propuesto es la herramienta más precisa, robusta y relevante desde el punto de vista operativo que existe actualmente para gestionar los riesgos relacionados con los asfaltenos en los yacimientos petrolíferos.

Palabras clave: Analizador de herramientas PVT novedoso; Comportamiento de la fase asfaltena; PC-SAFT; Presiones de inicio; Precipitación de asfaltenos, Producción sostenible

Abstract

This study presents the development of a next-generation asphaltene precipitation modeling module integrated into a novel PVT analysis software, specifically engineered for accurate prediction of asphaltene-induced formation damage. The objective is to deliver a reliable and field-applicable tool that surpasses existing commercial simulators in accuracy and computational performance. The module is built upon an optimized implementation of the PC-SAFT equation of state and is designed to support reservoir and production engineers in evaluating solid deposition risks under variable pressure–temperature conditions.

The modeling framework employs a rigorous thermodynamic formulation using PC-SAFT, combined with an intelligent calibration workflow based on experimental saturation pressures, asphaltene onset pressures, and precipitated mass data. Once tuned, the model predicts phase behavior and asphaltene precipitation with high fidelity across operating conditions relevant to depletion, gas injection, and compositional changes. Validation was conducted using two asphaltenic crude oil systems and benchmarked against two industry-standard PVT simulators.

Comparative evaluation demonstrates that the developed tool consistently achieves the highest accuracy. For the first crude oil, the module attained average absolute relative deviations (AARD) of 2.13% for asphaltene onset pressure and 1.32% for bubble-point pressure, markedly outperforming commercial simulators, which generated AARDs of 6.73% and 5.07%, and 10.11% and 10.93%, respectively. For the second crude oil, the new module provided the most accurate match to experimental precipitated asphaltene mass and predicted bubble-point pressure with an ARD of 3.1%, compared with 7.46% and 13.51% from the two reference tools.

These improvements result from an optimized parameter-estimation algorithm and an efficient numerical implementation of PC-SAFT. By directly linking advanced thermodynamic modeling with practical reservoir engineering workflows, the software enables rapid assessment of deposition severity and supports proactive decisions in well design, production management, and chemical mitigation. Overall, the results confirm that the proposed module is the most accurate, robust, and operationally relevant tool currently available for managing asphaltene-related risks in petroleum reservoirs.

Keywords: Novel PVT Tool Analyzer; Asphaltene Phase Behavior; PC-SAFT; Onset Pressures; Asphaltene Precipitation, Sustainable Production

1. Introducción

La producción sostenible se puede lograr mediante una combinación de estrategias, que incluyen la optimización de la producción, la estimulación selectiva de los yacimientos y la gestión eficaz de la garantía de flujo (Ashena et al., 2021). La precipitación de asfaltenos sigue siendo un desafío persistente y costoso en la producción de petróleo, que plantea riesgos significativos para la productividad de los pozos, la garantía de flujo y la integridad de los yacimientos. Estos componentes poliaromáticos de alto peso molecular del petróleo crudo permanecen solubilizados en condiciones naturales del yacimiento, pero pueden desestabilizarse durante la disminución de la presión, las alteraciones composicionales (por ejemplo, la inyección de gas) o los cambios de temperatura (Speight, 1991; Kord et al., 2019; Dakhelpour-Ghoveifel et al., 2024). Una vez precipitados, los asfaltenos pueden depositarse en los poros cercanos al pozo, lo que reduce drásticamente la permeabilidad efectiva, a veces en más de un 70 %, y provoca graves daños en la formación que son difíciles y costosos de remediar (Mousavi Dehghani, 2007; Mohammed et al., 2021). En casos extremos, se ha informado de la obstrucción completa del pozo, lo que ha llevado al abandono prematuro del mismo (Daryasafar et al., 2025).

Fundamentalmente, la capacidad para mitigar dichos daños depende de la precisión y la puntualidad de la predicción de la precipitación de asfaltenos. El daño a la formación no es causado únicamente por la precipitación, sino por el transporte, la deposición y la retención de partículas sólidas dentro del medio poroso, procesos que están fuertemente influenciados por la cantidad, el momento y la ubicación de la precipitación en relación con el pozo (Kontogeorgis y Folas, 2009). Un modelo inexacto puede subestimar la precipitación (lo

que da lugar a daños imprevistos) o sobreestimarla (lo que provoca una inhibición química innecesaria o restricciones en la producción). Por lo tanto, la predicción de alta fidelidad de las condiciones de inicio y los perfiles cuantitativos de precipitación a lo largo de la trayectoria de presión-temperatura de la producción es esencial para: (i) identificar los umbrales críticos de presión por debajo de los cuales se inicia el daño, (ii) estimar la extensión espacial de la zona dañada y (iii) diseñar estrategias de mitigación específicas, como compresiones con disolventes, tasas de inyección de inhibidores o programas de reducción controlada, antes de que se produzca el daño (Doryani et al., 2018; Huang et al., 2022). En este contexto, la modelización termodinámica trasciende el ejercicio académico y se convierte en una herramienta que facilita la toma de decisiones para preservar la capacidad de producción del yacimiento.

Dados estos imperativos operativos, el modelado termodinámico ha surgido como la piedra angular de la evaluación de riesgos por asfaltenos. Entre los marcos teóricos disponibles, la ecuación de estado de la Teoría Estadística de Fluidos Asociativos con Cadena Perturbada (PC-SAFT, por sus siglas en inglés) ha ganado un amplio reconocimiento por su tratamiento riguroso de las interacciones moleculares, los efectos de asociación y la flexibilidad de las cadenas en mezclas complejas de hidrocarburos (Daryasafar et al., 2020; AlHammadi et al., 2015; Panuganti et al., 2012). La PC-SAFT permite la predicción cuantitativa del equilibrio de fases sin depender de correlaciones empíricas, lo que la hace particularmente adecuada para sistemas asfaltenicos donde la complejidad composicional desafía los enfoques de modelado simples.

A pesar de sus ventajas teóricas, la aplicación práctica de la PC-SAFT en el software PVT comercial a menudo se encuentra con limitaciones que dificultan su integración en los flujos de trabajo de los yacimientos en tiempo real. Entre ellas se incluyen: (i) la calibración tediosa y no única de los parámetros, que a menudo requiere la intervención de expertos; y (ii) el alto coste computacional durante el análisis de regresión y estabilidad de fase (AlHammadi et al., 2015; Panuganti et al., 2012). En consecuencia, los ingenieros se enfrentan con frecuencia a retrasos en la toma de decisiones o recurren a envoltentes operativas conservadoras que limitan el potencial de producción.

Para abordar estas deficiencias, presentamos una plataforma de análisis PVT de nueva generación que cuenta con un módulo de precipitación de asfaltenos totalmente integrado basado en una implementación optimizada de la PC-SAFT. La herramienta diseñada combina la calibración automatizada (utilizando presiones de saturación, datos de inicio o masa de precipitación) con cálculos acelerados de estabilidad de fase, lo que proporciona perfiles de precipitación precisos que los ingenieros de yacimientos pueden utilizar fácilmente para evaluar el riesgo de deposición cerca del pozo y el daño potencial de la formación. Al traducir las predicciones termodinámicas en un riesgo de deposición resuelto espacial y temporalmente, el software permite a los ingenieros anticipar el deterioro de la permeabilidad y optimizar las medidas de mitigación de forma proactiva. Este artículo presenta el desarrollo, la validación y la evaluación del rendimiento de un módulo de asfaltenos desarrollado en un nuevo diseño de analizador PVT. Utilizando dos muestras reales de petróleo crudo asfalteno,

uno bajo inyección de nitrógeno y otro bajo condiciones de pérdida de presión, comparamos su precisión y eficiencia con dos simuladores líderes del mercado. Las métricas claves incluyen la predicción de la presión de inicio y saturación, y la masa de asfaltenos precipitados. Además, analizamos cómo los perfiles de precipitación generados por el analizador diseñado proporcionan una base fiable para evaluar el potencial de daño de la formación e identificar las condiciones operativas que suponen un alto riesgo de deterioro de la permeabilidad. Los resultados confirman que esta nueva herramienta ofrece una solución más precisa y relevante desde el punto de vista operativo para gestionar los retos relacionados con los asfaltenos en las operaciones modernas de desarrollo y producción de yacimientos.

2. Antecedentes de la Teoría Estadística de Fluidos Asociativos con Cadena Perturbada (PC-SAFT)

La predicción precisa del comportamiento de la fase asfaltena en mezclas complejas de petróleo requiere un modelo termodinámico capaz de capturar interacciones no ideales, la asociación molecular y la influencia de las fracciones pesadas. Entre las ecuaciones de estado (EOS) avanzadas, la Teoría Estadística de Fluidos Asociativos con Cadena Perturbada (PC-SAFT) se ha convertido en un marco sólido para modelar sistemas asfaltenos debido a su representación físicamente fundamentada de la arquitectura molecular y las fuerzas intermoleculares (Gross y Sadowski, 2001). La PC-SAFT amplía la Teoría Estadística de Fluidos Asociativos (SAFT) original al tener en cuenta la forma no esférica (en cadena) de las moléculas de hidrocarburos, lo que la hace especialmente adecuada para alcanos de cadena larga, aromáticos y resinas, componentes clave del petróleo crudo. La energía libre residual de Helmholtz en la PC-SAFT se expresa como la suma de tres contribuciones (Gross y Sadowski, 2001):

$$\tilde{a}^{res} = \tilde{a}^{hc} + \tilde{a}^{disp} + \tilde{a}^{assoc} \quad (1)$$

Donde $\tilde{a}$ es la energía libre de Helmholtz reducida. $\tilde{a}^{hc}$ representa la contribución de la cadena rígida, que captura los efectos entrópicos derivados de la formación de cadenas flexibles de esferas rígidas tangentes, $\tilde{a}^{disp}$ denota el término de dispersión, que tiene en cuenta las fuerzas de van der Waals atractivas entre los segmentos moleculares; y $\tilde{a}^{assoc}$ corresponde a la contribución de asociación, que modela interacciones específicas y direccionales, como los enlaces de hidrógeno o las interacciones ácido-base, mediante la incorporación de sitios de asociación en las moléculas.

Cada término se expresa en términos de tres parámetros de componentes puros:

m_i : número de segmentos (relacionado con el tamaño molecular),

σ_i : diámetro del segmento [Å],

ε_i/k : parámetro de energía del segmento [K], donde k es la constante de Boltzmann.

Para las mezclas, se aplican reglas de combinación (normalmente Lorentz-Berthelot) y se pueden introducir parámetros de interacción binaria (BIP) para interacciones cruzadas no ideales.

La contribución de la cadena rígida se deriva de la ecuación de Carnahan-Starling para esferas rígidas, extendida a cadenas mediante la teoría de perturbación termodinámica de primer orden de Wertheim:

$$\tilde{a}^{hc} = \bar{m}\tilde{a}^{hs} - \sum_i x_i (m_i - 1) \ln g_{ii}^{hs}(\sigma_{ii}) \quad (2)$$

Donde x , m , g_{ii} y σ_{ii} representan la fracción molar, el número de segmentos, la función de distribución radial y el diámetro del segmento, respectivamente. $\tilde{a}^{hs}$ es el término de esfera rígida de la energía libre de Helmholtz (Daryasafar et al., 2020).

A continuación, se añade el término de dispersión como perturbación:

$$\tilde{a}^{disp} = -2\pi\rho I_1 \left(\overline{m^2 \varepsilon \sigma^3} \right) - \pi\rho \bar{m} C_1 I_2 \left(\overline{m^2 \varepsilon^2 \sigma^3} \right) \quad (3)$$

I_1 e I_2 son integrales dependientes de la temperatura, y C_1 es el término de compresibilidad definido como:

$$C_1 = \left(1 + \bar{m} \frac{8\eta - 2\eta^2}{(1-\eta)^4} + (1-\bar{m}) \frac{20\eta - 27\eta^2 + 12\eta^3 - 2\eta^4}{[(1-\eta)(2-\eta)]^2} \right)^{-1} \quad (4)$$

En la ecuación anterior, η es la fracción de empaquetamiento.

El término de asociación se formula utilizando el formalismo de densidad múltiple de Wertheim y requiere la especificación de los sitios de asociación (por ejemplo, un sitio donante de protones y un sitio aceptor por molécula). En el caso de los asfaltenos, que contienen heteroátomos (N, O, S) y presentan una fuerte autoasociación, este término es esencial para captar los límites de solubilidad y el inicio de la precipitación. La energía de asociación ($\tilde{a}^{assoc}$) se determina mediante:

$$\tilde{a}^{assoc} = \sum_i x_i \left[\sum_{A_i} \left(\ln X^{A_i} - \frac{X^{A_i}}{2} \right) + \frac{M_i}{2} \right] \quad (5)$$

Donde, M_i es el peso molecular del componente i , y X^{A_i} es la fracción molar del componente i no unido en el sitio A (Daryasafar et al., 2024).

Los asfaltenos se modelan típicamente como un único pseudocomponente (o unas pocas fracciones) con parámetros la PC-SAFT ajustados o derivados de la contribución del grupo. Su fuerte autoasociación e interacción con las resinas se capturan mediante:

- Sitios de asociación explícitos (por ejemplo, uno o dos sitios donantes/aceptores de electrones por molécula)

- Parámetros de dispersión efectivos que tienen en cuenta implícitamente las interacciones polares cuando la asociación no se modela explícitamente

El equilibrio de fases se determina minimizando la energía libre total de Gibbs, lo que impone la igualdad del potencial químico entre las fases. Para la precipitación de asfaltenos, esto implica resolver un problema de equilibrio líquido - sólido (o líquido - líquido rico en asfaltenos). La fase de asfaltenos se trata a menudo como un sólido incompresible o un pseudolíquido denso, con su fugacidad definida en relación con un estado de referencia.

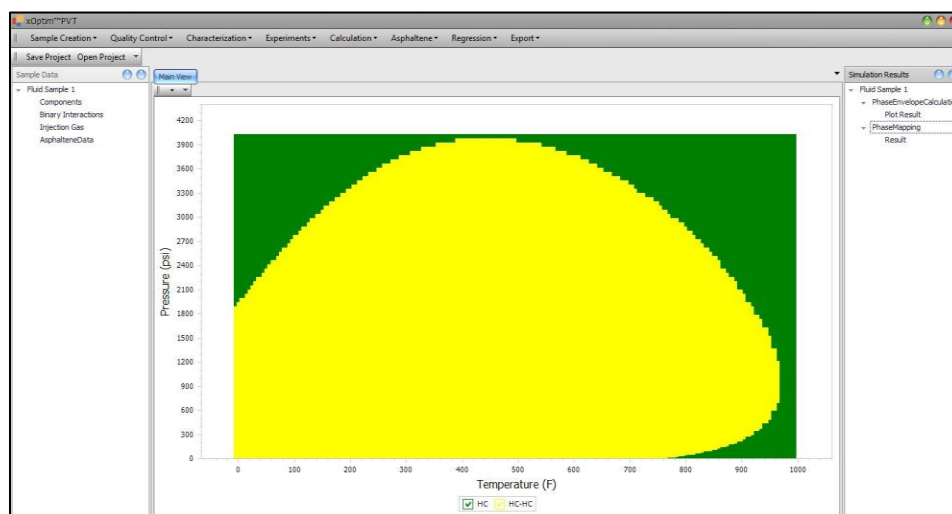
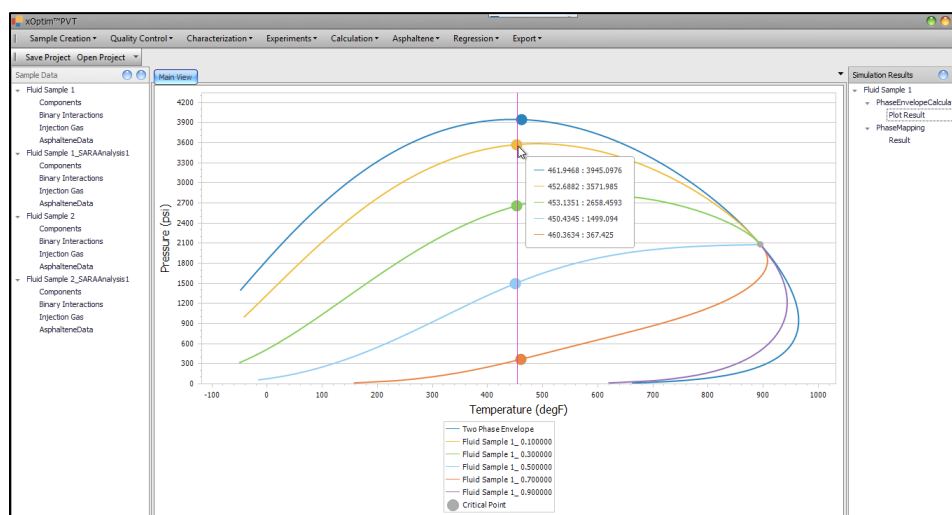
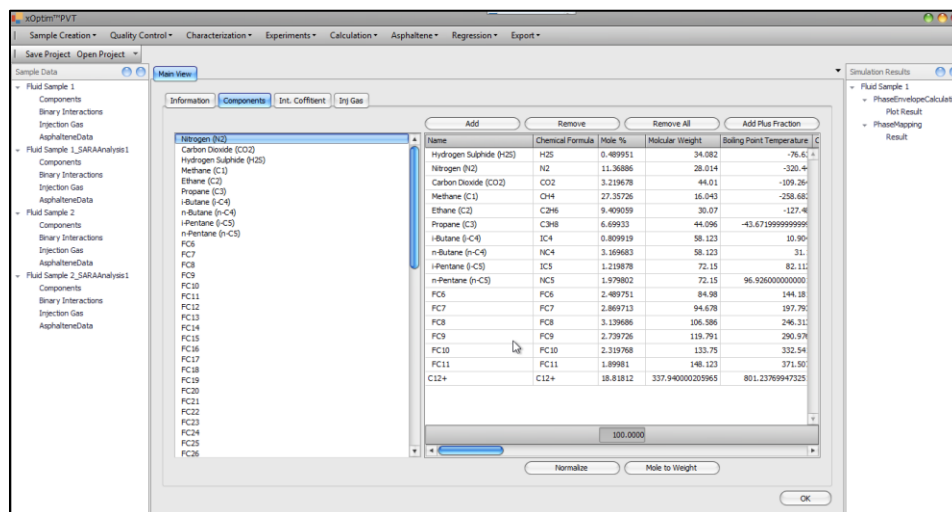
Una ventaja clave de la PC-SAFT frente a las ecuaciones de estado (EOS) cúbicas (por ejemplo, Peng–Robinson) es su menor dependencia de los parámetros de interacción binaria (BIP) y su capacidad para predecir el comportamiento de fases a partir de las características moleculares. Sin embargo, la calibración con datos experimentales, tales como la presión de saturación, la presión de inicio de asfaltenos (AOP, *asphaltene onset pressure*) y el rendimiento de precipitación, sigue siendo esencial para acotar los parámetros de las fracciones más pesadas, las cuales no son medibles directamente.

En este trabajo, la PC-SAFT se implementa en una nueva herramienta de análisis PVT con un algoritmo de flash y estabilidad de fase numéricamente eficiente, y sus parámetros se ajustan utilizando datos experimentales de PVT y de precipitación de asfaltenos. El modelo resultante permite la predicción confiable de la deposición (*dropout*) de asfaltenos bajo condiciones variables de presión y temperatura, constituyendo la base termodinámica para evaluar el riesgo de daño a la formación en las operaciones del yacimiento.

3. Metodología

3.1 Plataforma de la nueva herramienta diseñada para el modelado del comportamiento de la fase de asfaltenos

Se diseñó un software de análisis PVT integrado de nueva generación para unificar la gestión de datos experimentales, la caracterización de fluidos, el modelado termodinámico y la predicción de aseguramiento de flujo en un único entorno. La plataforma es compatible con todo el espectro de análisis PVT convencionales, incluyendo la expansión a composición constante (CCE), vaporización diferencial (DVF), pruebas de separador, pruebas de hinchamiento (*swelling tests*) y mediciones de viscosidad, así como el modelado avanzado del comportamiento de fases para sistemas complejos como condensados de gas, crudos volátiles y crudos asfálticos. El software cuenta con una interfaz intuitiva para la importación de datos, control de calidad automatizado, ajuste de modelos y visualización de envolventes de fase, factores de hinchamiento y perfiles de precipitación. Fundamentalmente, todos los flujos de trabajo de modelado, desde la definición del fluido hasta la predicción, son trazables, reproducibles y exportables para su integración en simuladores de yacimientos o de producción. La Fig. 1 presenta una captura de pantalla de la interfaz principal de la plataforma.



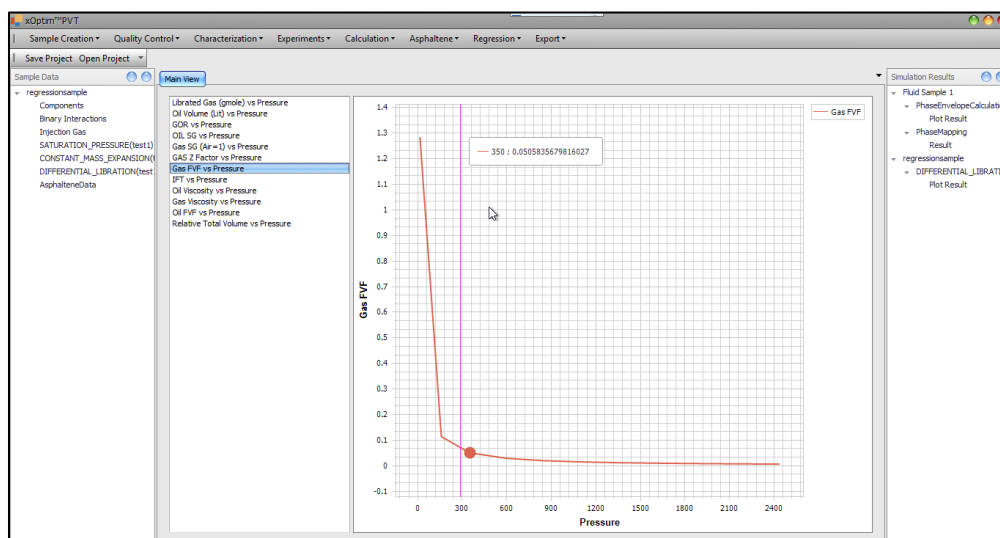


Fig. 1: Nueva plataforma diseñada para el análisis PVT

El módulo de comportamiento de fases de asfaltenos en la herramienta diseñada sigue un flujo de trabajo sistemático y paso a paso que comienza con la definición de la muestra de fluido y culmina en la predicción cuantitativa. El proceso está totalmente integrado en el marco de análisis PVT del software y solo requiere datos estándar de laboratorio como entrada. El software es compatible tanto con el modelo sólido como con la PC-SAFT para el modelado y la simulación del comportamiento de fases de los asfaltenos.

El modelado preciso del comportamiento de fases de los asfaltenos requiere que cada crudo se caracterice primero en función de un conjunto finito de componentes o pseudocomponentes. En el software se consideran dos esquemas de caracterización: uno basado únicamente en el contenido de asfaltenos de la muestra, y otro basado en el análisis de saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos (SARA), Fig. 2. En el primer esquema de caracterización de fluidos, propuesto por Arya et al. (2016), la muestra se divide en CO_2 , H_2S , N_2 , C_1 , C_2 , C_3 , iC_4 , nC_4 , iC_5 , nC_5 , C_6 , un componente pesado (HC) y asfaltenos. La división y agrupación de los componentes más pesados que el C_6 en pseudocomponentes de hidrocarburos (HC) y asfaltenos se basan en las masas molares de las fracciones pesadas individuales, así como en la masa molar determinada de la fracción de asfaltenos. En el segundo esquema, propuesto por Panuganti et al. (2013) y Tavakkoli et al. (2014), la composición del crudo consiste en CO_2 , H_2S , N_2 , C_1 y cuatro pseudocomponentes: gas pesado, saturados, aromáticos + resinas, y asfaltenos. En este estudio, se utilizó el segundo esquema para modelar el comportamiento de fases de los asfaltenos y evaluar el desempeño de diversos softwares.

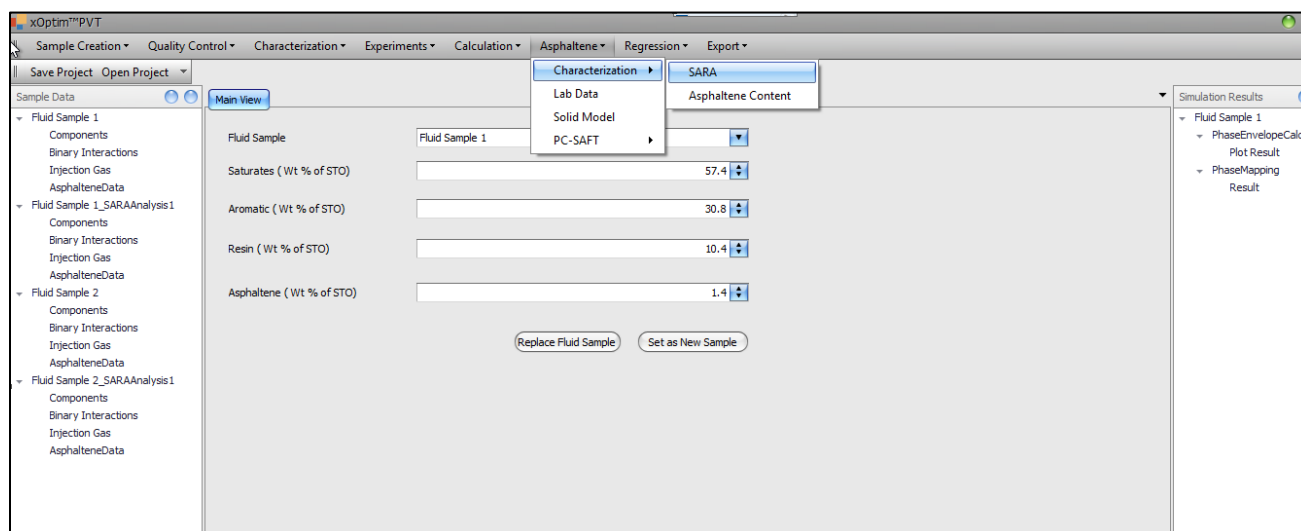
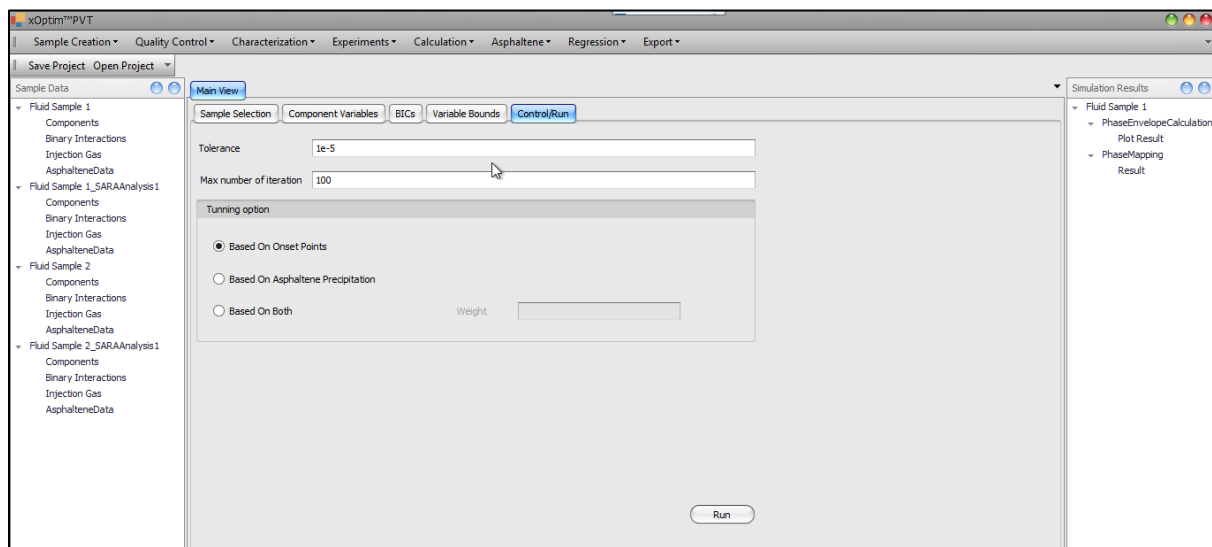


Fig. 2: Módulo de caracterización de fluidos y asfaltenos

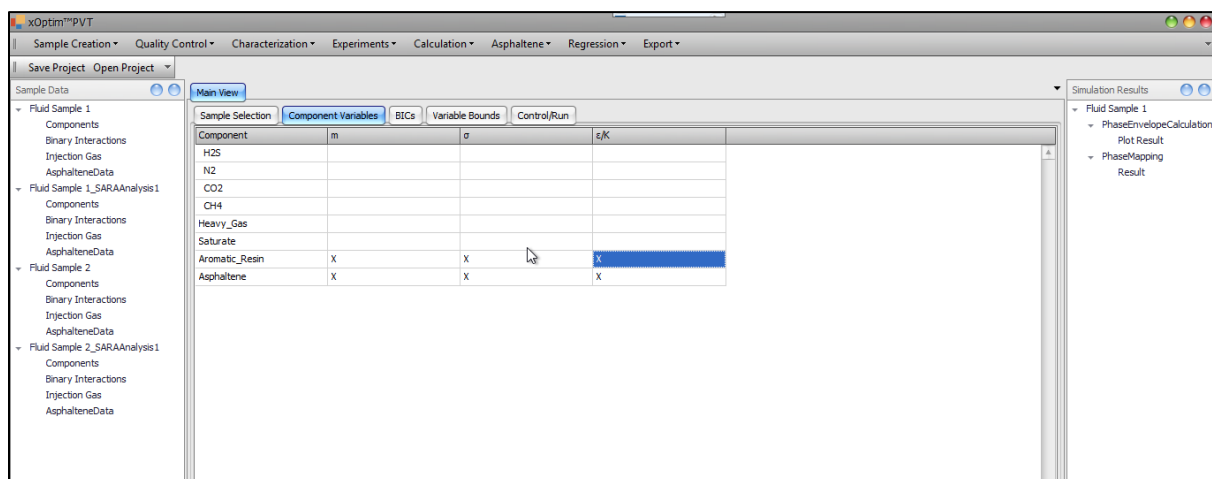
Los parámetros PC-SAFT de componentes puros (m , σ , ε/k) para C_1 – C_6 y gases inorgánicos se asignan desde la base de datos integrada del software (validada frente a NIST, National Institute of Standards and Technology, y DIPPR, Design Institute for Physical Properties). Para los pseudocomponentes, se utilizan las correlaciones propuestas por Tavakkoli et al. (2014) y Gonzalez et al. (2007). Estas estimaciones iniciales se refinan posteriormente durante la regresión.

La herramienta desarrollada emplea un motor de regresión automatizado para calibrar los parámetros de la PC-SAFT frente a datos experimentales. El usuario selecciona los datos objetivo de la base de datos PVT integrada, incluyendo la presión de burbujeo, las presiones de inicio de asfaltenos (AOP) superior e inferior, o la masa de asfaltenos precipitados, Fig. 3. El proceso de regresión optimiza (m , σ , ε/k) para los componentes definidos y/o los parámetros de interacción binaria (BIP) entre diferentes componentes, Fig. 3.

El algoritmo de optimización minimiza una función objetivo ponderada que combina las desviaciones relativas absolutas en la P_b , la presión de inicio P_{onset} y la masa de precipitación. Una vez calibrado, el modelo puede simular el comportamiento de los asfaltenos bajo trayectorias arbitrarias de presión-temperatura (P – T), incluyendo el agotamiento isotérmico (*isothermal depletion*), la inyección de gas, etc. Los resultados incluyen las presiones de inicio, la masa de asfalto precipitado en función de la presión, la envolvente de fases con el límite de deposición (*dropout*) de asfaltenos, y los perfiles de potencial químico y fugacidad para el análisis de estabilidad.



a)



b)

Fig.3: Módulo de regresión del modelo PC-SAFT; a) Tipo de selección de datos experimentales para la calibración del modelo, b) Selección de parámetros de regresión

Aunque el analizador diseñado no calcula internamente la reducción de la permeabilidad, el perfil de masa precipitada sirve como entrada cuantitativa directa para los modelos externos de daño de la formación. Este flujo de trabajo integral, totalmente integrado en una plataforma PVT completa, permite a los ingenieros pasar sin problemas de los datos de laboratorio a conocimientos prácticos sobre la garantía de flujo, lo que reduce significativamente el tiempo de respuesta y la incertidumbre del modelado.

3.2 Datos experimentales

La disponibilidad de datos experimentales de alta presión y alta temperatura (HPHT, por sus siglas en inglés) que especifiquen simultáneamente la composición del crudo, la presión de inicio de asfaltenos (AOP) y la precipitación de asfaltenos determinada gravimétricamente, es limitada en la literatura publicada. Las siguientes

dos muestras de crudo asfáltico, denominadas *Crudo-1(Crudeoil-1)* y *Crudo-2(Crudeoil-2)*, fueron seleccionadas para evaluar el desempeño tanto del módulo de precipitación de asfaltenos desarrollado como de otros softwares comerciales de reconocido prestigio.

Las propiedades del fluido del yacimiento de petróleo pesado (Black Oil) 1 se resumen en la Tabla 1. Jamaluddin et al. (2002) examinaron el balance entre la recuperación mejorada de petróleo y el agravamiento de la inestabilidad de los asfaltenos inducida por la inyección de nitrógeno. Los datos composicionales para el Petróleo 1 se proporcionan en la Tabla 2.

Tabla 1: Características del Crudo -1

Parámetro	Valor
Presión del punto de burbuja a 255 °F [psia]	3045
Presión del yacimiento [psia]	3256
Temperatura del depósito [°F]	296
GOR [SCF/STB]	900
API [grados]	32
Análisis SARA [% , p/p de STO]	
Saturados	57,4
Aromáticos	30,8
Resinas	10,4
Asfaltenos	1.4

Tabla 2: Composición del Crudo-1

Componente	Fluido del yacimiento [% molar]
N ₂	0,49
CO ₂	11,33
H ₂ S	3,20
C1	27,23
C2	9,37
C3	6,68
iC4	0,81
nC4	3,17
iC5	1,23
nC5	1,98
C6	2,50
C7	2,89

C8	3,16
C9	2,77
C10	2,34
C11	1,91
C12+	18,96
MW (g/mol)	102,04
MW de C12+ (g/mol)	337,94
Densidad de C12+ (g/cm ³)	0,906

La tabla 3 muestra la composición del Crudo-2. Para esta muestra de fluido, solo se dispone de la masa precipitada de asfaltenos y el punto de burbuja, que se muestran en la tabla 4. Por lo tanto, en este caso, los modelos se ajustan en función de la masa precipitada y, a continuación, se prueban para predecir el punto de burbuja.

Tabla 3: Composición del Crudo-2.

Componente	Fluido del yacimiento [% mol]
H ₂ S	1,87
N ₂	0,31
CO ₂	3,37
C1	43,586
C2	8,579
C3	6,269
iC4	1,64
nC4	4,89
iC5	2,2
nC5	2,49
C6	1,91
C7	0,89
C8	3,01
C9	2,05
C10	1,84
C11	1,39
C12+	13,709
MW de C12+ [g/mol]	355,452
Densidad de C12+ [g/cm ³]	0,874

Tabla 4: Características del petróleo Crudo-2

P _b a una temperatura de 400 ° F [psia]	3997
Análisis SARA (% , p/p de STO)	
Saturados	52,49
Aromáticos	41,04
Resinas	5,48
Asfaltenos	0,99
Datos de precipitación de asfaltenos	
Presión [psia)	Masa observada [% en peso]
5000	0,379668
4500	0,454697
4000	0,492078
3000	0,342419
2000	0,240119

4. Resultados y discusión

El Crudo-1 se caracterizó mediante análisis SARA para respaldar la definición de pseudocomponentes en el marco PC-SAFT. La muestra caracterizada, así como los parámetros PC-SAFT tras la caracterización, se muestran en la tabla 5.

Tabla 5. Crudo-1 caracterizado para el modelado del comportamiento de la fase asfaltena utilizando PC-SAFT

Componente	Mol [%]	m	σ [° A]	ε/k [K]
N2	0,4712	1,694	3,021	227
CO2	11,3300	1,205	3,313	91
H2S	3,1606	2,073	2,785	169
CH4	27,2000	1,000	3,704	150,03
Gas pesado	20,8635	1,980	3,636	213,0485
Saturado	28,1525	5,167	3,901	249,7054
Aromático + Resina	8,7579	8,234	4,174	367,6121
Asfalteno	0,0642	33,507	4,296	383,8957

Los modelos PC-SAFT implementados en el software desarrollado, el software comercial 1 y el software comercial 2 se calibraron de forma independiente utilizando el mismo conjunto de datos experimentales para el Crudo-1: concretamente, la presión del punto de burbuja (P_b) y la presión superior de inicio del asfalteno (P_{onset}) medidas en un rango de temperaturas (190-300 °F). Esta calibración multitemperatura garantiza que los

modelos ajustados capturen no solo los efectos dependientes de la presión, sino también los efectos térmicos sobre la estabilidad del asfalto, lo cual es fundamental para aplicaciones de campo que implican temperaturas variables del yacimiento o de inyección. Los parámetros (m , σ , ε/k) de aromáticos + resina y asfalto se utilizaron como parámetros de regresión para ajustar el modelo PC-SAFT en todo el software. Tras el ajuste, se evaluó el rendimiento predictivo de cada modelo calculando la Desviación Absoluta Media Relativa (DAMR) entre los valores previstos y los experimentales tanto para P_b como para P_{onset} . Los resultados de los valores P_b y P_{onset} obtenidos por diferentes programas informáticos se indican en la tabla 6 y la tabla 7, respectivamente.

Tabla 6: Comparación entre los resultados de coincidencia (presión del punto de burbuja) del software comercial (Crudo-1)

Temperatura (°F)	Burbujas observadas (psia)	Punto de burbuja Nuevo software (psia)	Punto de burbuja Software-1 (psia)	Punto de burbuja Software-2 (psia)
190	2500	2595	2556	2604
230	2700	2773	2738	2775
260	2900	2890,3	2834	2888,4
300	3000	3005,59	2961	3066

Tabla 7: Comparación entre los resultados de coincidencia (presión de inicio superior) del software comercial (Crudo-1)

Temperatura [°F]	Inicio superior, observado [psia]	Inicio superior, nuevo software [psia]	Inicio superior, Software-1 [psia]	Inicio superior, Software-2 [psia]
190	5400	5479,99	5208,4	5401,3
230	4050	3908,2	3915,67	3913,57
260	3650	3732,47	3795,4	3787
300	3800	3885,73	3932,17	3893

La nueva herramienta diseñada logra el error global más bajo, con DAMR del 2,37 % y del 1,76 % para las presiones de inicio y de punto de burbuja, respectivamente. Cabe destacar que, si bien el Software-2 se aproxima mucho al analizador desarrollado en la predicción de inicio (2,39 % frente a 2,37 %), su error en el punto de burbuja es un 35 % mayor (2,38 % frente a 1,76 %). El Software-1, aunque ligeramente mejor que el Software-2 en la predicción del punto de burbuja (1,81 %), presenta la mayor desviación en la presión de inicio (3,58 %). La figura 4 ilustra los modelos de comportamiento de fase calibrados, mostrando las curvas de inicio de asfaltos previstas (presión de inicio frente a temperatura) y las curvas de punto de burbuja junto con los puntos de datos experimentales. Los modelos ajustados son los que mejor se adaptan a los diferentes programas informáticos. Los tres modelos captan la tendencia general de las presiones de inicio y del punto de burbuja al

aumentar la temperatura. Sin embargo, las curvas de la herramienta diseñada muestran la envolvente más ajustada en torno a los marcadores experimentales. La estrecha concordancia entre el programa informático desarrollado y el experimento, consistentemente por debajo del 2,5 % de DAMR en todas las temperaturas, confirma que su implementación PC-SAFT, junto con un flujo de trabajo de calibración inteligente, ofrece predicciones termodinámicamente consistentes y fiables en el campo.

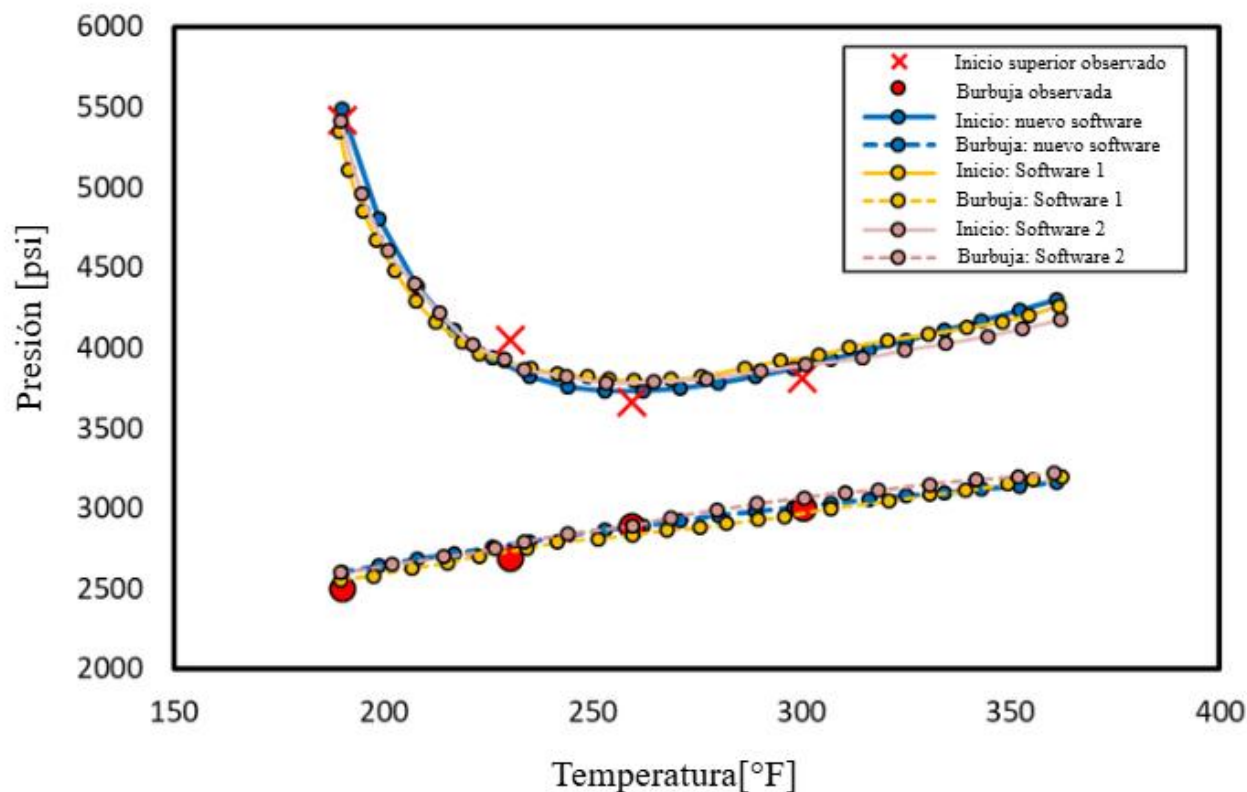


Fig. 4: Resultados de los modelos PC-SAFT ajustados obtenidos por diferentes programas informáticos (Crudo-1)

Tras la calibración del modelo, se utilizaron los modelos PC-SAFT ajustados en el nuevo software, el software comercial-1 y el software comercial-2 para predecir el impacto de la inyección de nitrógeno (N_2) en el comportamiento de fase del Crudo-1. En concreto, los modelos simularon cómo el aumento de la fracción molar de N_2 (0-20 mol%) afecta tanto a la presión de inicio del asfalteno como a la presión del punto de burbuja a una temperatura de 180 °F. Estas predicciones son fundamentales para evaluar los riesgos de garantía de flujo durante los procesos de recuperación mejorada de petróleo (EOR) por inyección de gas.

La precisión de cada simulador se cuantificó utilizando la Desviación Absoluta Media Relativa (DAMR) entre las presiones previstas y las experimentales en todo el rango de concentración de N_2 . Como se muestra en la figura 5, la estrategia desarrollada utilizada en la nueva herramienta de análisis logró una concordancia excepcional con los datos de laboratorio, con DAMR del 2,13 % para P_{onset} y del 1,32 % para P_b . Por el

contrario, el software comercial 1 arrojó desviaciones significativamente mayores, del 6,73 % y el 5,07 %, respectivamente, mientras que el software comercial 2 presentó los errores más grandes, con DAMR del 10,11 % para la presión de inicio y del 10,93 % para la presión del punto de burbuja.

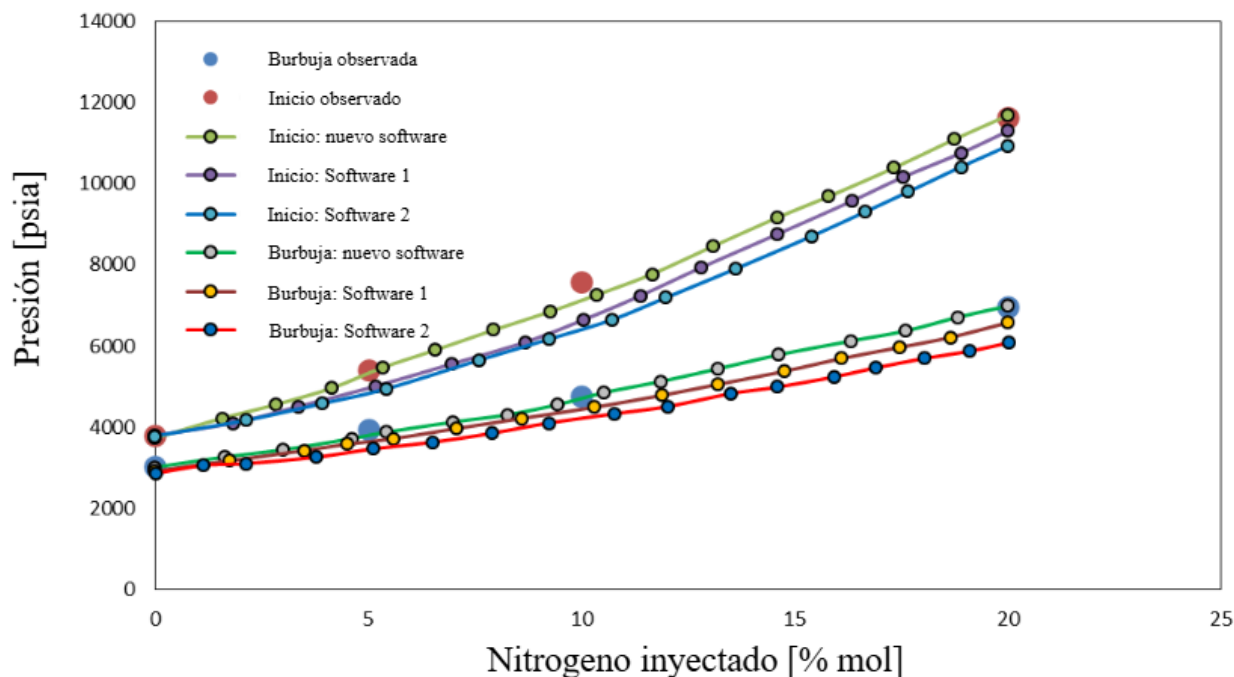


Fig. 5: Comparación de diferentes programas comerciales en la predicción del efecto de la inyección de N_2 sobre la presión del punto de burbuja y la presión de inicio superior del asfalto para el crudo 1

Una observación clave de la figura 5 es que ambos simuladores comerciales (software 1 y 2) subestiman sistemáticamente las presiones de inicio de los asfaltenos y del punto de burbuja a medida que aumenta la concentración de N_2 . Este sesgo negativo constante indica que estas herramientas subestiman el efecto desestabilizador del nitrógeno sobre el crudo, prediciendo que la precipitación de asfaltenos y la evolución de gas se producen a presiones más bajas que las observadas experimentalmente. Esta subestimación de la inestabilidad de fase supone un riesgo operativo significativo: puede llevar a los ingenieros a asumir que existen condiciones de producción seguras por debajo del umbral de inicio real, lo que da lugar a un depósito imprevisto de asfaltenos en la región cercana al pozo. Contrariamente al diseño conservador, este error no conservador puede causar graves daños en la formación, pérdida de productividad y costosas medidas de remediación, lo que pone de relieve la necesidad crítica de herramientas de modelización de alta fidelidad, como el nuevo analizador desarrollado, que captura con precisión el cambio inducido por el N_2 en el comportamiento de la fase.

El crudo 2 también se caracterizó mediante el análisis SARA. La muestra caracterizada, así como los parámetros PC-SAFT iniciales tras la caracterización, se muestran en la tabla 8.

Tabla 8: Crudo-2 caracterizado para el modelado del comportamiento de la fase asfaltena utilizando PC-SAFT

Componente	Mol [%]	m	σ [° A]	ε/k [K]
N2	1,8233	1,694	3,021	227
CO2	0,3091	1,205	3,313	91
H2S	3,3274	2,073	2,785	169
CH4	43,3904	1,000	3,704	150,03
Gas pesado	23,5155	2,066	3,657	216,2812
Saturado	20,5261	4,989	3,896	249,1007
Aromático + Resina	7,0734	8,712	4,184	369,2721
Asfalteno	0,0347	33,507	4,296	383,8957

Para el Crudo-2, los modelos PC-SAFT del software diseñado, el software comercial-1 y el software comercial-2 se calibraron con respecto a la masa de precipitación de asfaltenos experimental medida durante el agotamiento de presión isotérmica a 400 °F. Los parámetros (m, σ , ε/k) de aromáticos + resina y asfaltenos se utilizaron como parámetros de regresión para ajustar el modelo PC-SAFT en todos los programas. A diferencia del petróleo crudo-1 (calibrado en presiones de inicio y punto de burbuja), este caso representa un escenario más complejo en el que el modelo debe reproducir todo el perfil cuantitativo de precipitación, no solo el umbral de inicio. La correspondencia precisa de la masa precipitada es esencial para una evaluación fiable del daño de la formación, ya que la magnitud de la deposición de sólidos influye directamente en la reducción de la permeabilidad.

Como se muestra en la figura 6, el modelo ajustado por el módulo desarrollado logra una excelente concordancia con los datos experimentales de precipitación en todo el rango de presión. La curva prevista sigue de cerca la tendencia medida. Además, los otros programas comerciales (software-1 y 2) también pudieron captar con éxito la tendencia de las cantidades de precipitación a diferentes presiones. Los modelos obtenidos son los modelos PC-SAFT que mejor se ajustan a los distintos programas.

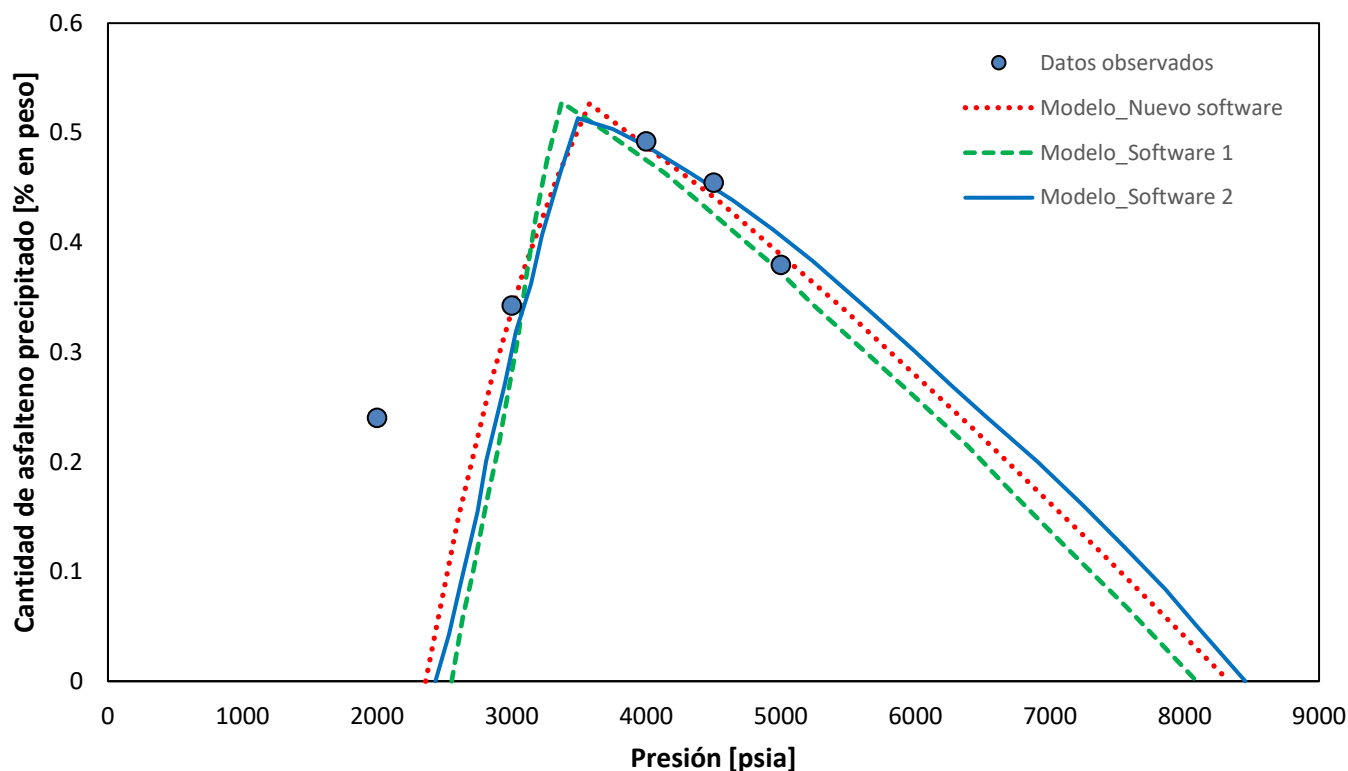


Fig. 6: Comparación de la nueva herramienta y los simuladores comerciales en la coincidencia de los datos experimentales de precipitación de asfaltos para Crudo-2

Tras la calibración, se utilizaron los tres modelos para predecir la presión del punto de burbuja a una temperatura de 400 °F, una condición relevante para yacimientos de alta temperatura o escenarios de recuperación térmica. Esto constituye una verdadera prueba predictiva, ya que no se utilizaron datos del punto de burbuja a 400 °F en la regresión. Los resultados, resumidos en la tabla 9, demuestran una clara ventaja de la herramienta desarrollada.

Tabla 9: Comparación del rendimiento de los modelos PC-SAFT (ajustados en diferentes programas informáticos) en la predicción de la presión del punto de burbuja (Crudo-2)

	Observado	Nuevo software	Software-1	Software-2
Presión del punto de burbuja (psia)	3997	3873	3699	3457
DAM [%]	-	3,10	7,46	13,51

Esta degradación progresiva de la precisión, desde la herramienta introducida hasta el Software-2, pone de relieve una limitación clave de los enfoques de ajuste convencionales. Cuando los modelos se optimizan únicamente en función del comportamiento de los compuestos pesados (precipitación), a menudo pierden

fidelidad en las predicciones de los compuestos ligeros o del equilibrio vapor-líquido (VLE), especialmente en condiciones extrapoladas como las altas temperaturas. El analizador propuesto evita este inconveniente gracias a su marco de regresión equilibrado, que impone la coherencia termodinámica entre la fase sólida/líquida del asfalto y el equilibrio entre el petróleo y el gas a granel.

Además, la figura 7 presenta la envolvente de fase completa generada por el modelo PCSAFT ajustado en el módulo presentado, que incluye: la curva de saturación vapor-líquido, la curva superior de inicio del asfalto (inicio de la precipitación tras el agotamiento de la presión) y la curva inferior de inicio del asfalto (límite de redisolución tras la presurización).

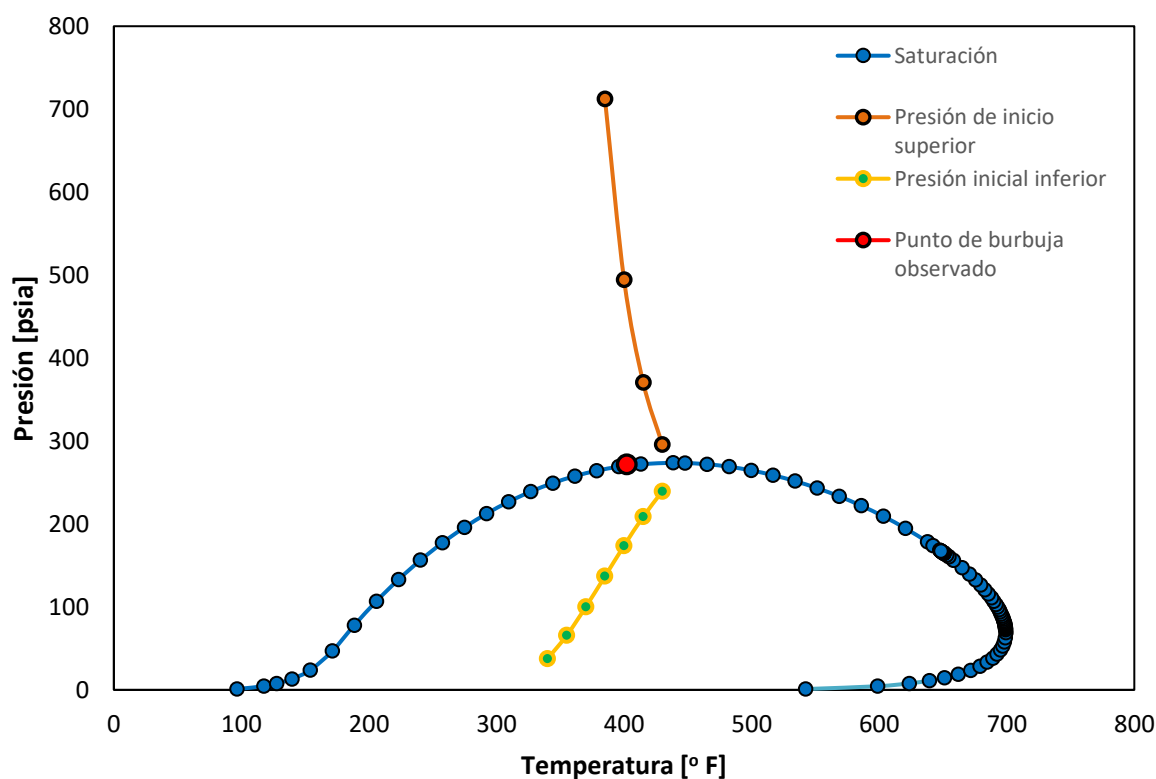


Fig. 7: Envolvente de fase del Crudo-2 generada utilizando el modelo PC-SAFT calibrado por la nueva herramienta de software desarrollada.

La capacidad de la herramienta desarrollada para respetar simultáneamente los datos cuantitativos de precipitación y predecir con precisión el VLE a alta temperatura subraya su doble función como herramienta de garantía de flujo y simulador PVT general. En aplicaciones de campo, esto significa que los ingenieros pueden confiar en un único modelo de fluido coherente para 1) Diseñar estrategias de producción que eviten la zona de inestabilidad del asfalto, 2) Predecir el rendimiento de los pozos ante cambios térmicos o composicionales, y 3) Estimar el riesgo de deposición sin tener que cambiar entre distintos programas especializados. Por el contrario, los errores más grandes de las herramientas comerciales podrían dar lugar a errores de cálculo

significativos en la simulación de yacimientos, el diseño de separadores o la capacidad de manejo de gas, lo que agravaría los riesgos operativos en los desarrollos a alta temperatura.

Nuevas predicciones de la herramienta para la identificación de daños en la formación

Aunque la herramienta desarrollada no calcula internamente la reducción de la permeabilidad ni la cinética de deposición, su predicción de alta fidelidad del comportamiento de la fase de asfaltenos proporciona la base termodinámica esencial para el análisis cuantitativo del daño de la formación. El daño de la formación debido a la deposición de asfaltenos no es solo una función de si se produce precipitación, sino que depende fundamentalmente de la cantidad de sólido que se forma, a qué presión/temperatura y a qué distancia del pozo se dan estas condiciones durante la producción. El analizador diseñado aborda directamente estos factores a través de tres capacidades clave:

1. Predicción precisa de la presión de inicio (detección temprana de riesgos)

Como se ha demostrado para el Crudo-1, la herramienta presentada predice la presión de inicio del asfalteno con un DAMR del 2,13 % bajo inyección de N₂, superando significativamente a las herramientas comerciales. Esta precisión permite a los ingenieros definir una envolvente de estabilidad confiable e identificar la presión de caída (*drawdown*) crítica por debajo de la cual se inicia la precipitación. Operar por encima de este umbral, especialmente en la región cercana al pozo (*near-wellbore*) donde los gradientes de presión son más pronunciados, puede prevenir el daño antes de que ocurra.

2. Perfiles cuantitativos de precipitación (evaluación de la gravedad)

Para el Crudo-2, la herramienta presentada coincidió con precisión con la masa de asfalteno precipitado experimental a lo largo de toda la trayectoria de agotamiento (*depletion path*). La magnitud de los sólidos precipitados es una entrada primaria para los modelos de daño a la formación empíricos o mecanísticos (por ejemplo, basados en datos de desplazamiento en núcleos o teoría de filtración). Una sobrepredicción podría activar una inhibición química innecesaria, mientras que una subpredicción pone en riesgo una deposición sin mitigar. La fidelidad del software diseñado garantiza que la severidad del daño no sea exagerada ni pasada por alto.

3. Extrapolación robusta a las condiciones del yacimiento (mitigación proactiva)

La predicción precisa de la presión del punto de burbuja y las envolventes de fase fiables, incluidos los límites superior e inferior del asfalteno, demuestran la capacidad de la herramienta propuesta para funcionar en condiciones realistas del yacimiento, incluyendo la recuperación mejorada de petróleo (EOR) térmica o los yacimientos profundos y calientes. Esto permite a los ingenieros trazar un mapa de la extensión espacial de la zona de inestabilidad del asfalteno utilizando perfiles de presión de simulación del yacimiento, diseñar

tratamientos de inyección de inhibidores dirigidos a intervalos de alto riesgo y optimizar las tasas de inyección de gas para equilibrar la recuperación y la estabilidad.

Así, aunque el módulo desarrollado se centra en el factor termodinámico del daño, proporciona la información cuantitativa y de alta resolución que necesitan los modelos de ingeniería downstream para identificar, cuantificar y mitigar el riesgo de daño a la formación, transformando la gestión del asfalteno de una disciplina reactiva a una proactiva y basada en datos.

Conclusiones

1. Se desarrolló y validó un nuevo módulo de precipitación de asfaltenos dentro de un software PVT de nueva generación utilizando un EOS PC-SAFT optimizado y algoritmos numéricos eficientes.
2. La precisión superó significativamente a la de dos simuladores comerciales, con valores DAMR/DAM más bajos para predecir la presión de inicio, la presión del punto de burbuja y la masa de precipitación para dos crudos asfaltenos.
 - Crudol-1: La herramienta predijo el inicio del asfalteno y las presiones del punto de burbuja con DAMR del 2,13 % y el 1,32 %, superando con creces al software comercial 1 (6,73 % y 5,07 %) y al software 2 (10,11 % y 10,93 %).
 - Crudo-2: El módulo coincidió estrechamente con la masa de precipitación y predijo la presión del punto de burbuja a 400 °F con un DAM del 3,1 %, de nuevo superior a las alternativas comerciales (7,46 % y 13,51 %).
3. Las mejoras en el rendimiento se deben a una parametrización físicamente coherente, un análisis robusto de la estabilidad de fase y una regresión equilibrada que reduce el ruido numérico y el sobreajuste.
4. El software proporciona perfiles de precipitación y envolventes de fase de alta fidelidad, lo que permite una entrada termodinámica fiable para la evaluación de los daños en la formación.
5. Si bien no calcula la reducción de la permeabilidad internamente, sus predicciones pueden acoplarse directamente con modelos de daño a la formación, ya sean empíricos o mecánicos, para apoyar la evaluación y mitigación de riesgos.
6. En general, la herramienta ofrece una solución rápida, precisa y aplicable sobre el terreno que vincula el análisis PVT con la ingeniería de garantía de flujo. El módulo transforma el modelado de asfaltenos en una herramienta de diseño proactiva, que ayuda a los operadores a prevenir el daño a la formación, mejorar la productividad, reducir el riesgo y mejorar la economía del proyecto.

Referencias

- AlHammadi, A.A., Vargas, F.M., Chapman, W.G. (2015) Comparison of cubic-plus-association and perturbed-chain statistical associating fluid theory methods for modeling asphaltene phase behavior and pressure–volume–temperature properties, *Energy & Fuels*, **29**, 2864-2875.
- Arya, A., Liang, X., Von Solms, N., Kontogeorgis, G.M. (2016) Modeling of asphaltene onset precipitation conditions with cubic plus association (CPA) and perturbed chain statistical associating fluid theory (PC-SAFT) equations of state, *Energy & Fuels*, **30**, 6835-6852.
- Ashena, R., Bataee, M., Jafarpour, H. *et al.* Significant production improvement using optimization of completion and artificial lift: case studies from South-West Iran (2021). *J Petrol Explor Prod Technol* **11**, 359–384. <https://doi.org/10.1007/s13202-020-01053-6>.
- Dakhelpour-Ghoveifel, J., Naser Khanabadi, P., Rafiei, S., Daryasafar, A. (2024) Phase equilibria calculations of a hydrocarbon system consisting water and asphaltene using association equation of state: A generalized auto-tune procedure, *Fluid Phase Equilibria*, **580**, 114062.
- Daryasafar, A., Helalizadeh, A., Shahbazi, K. (2024) Investigation of nano-confinement effects on asphaltenic crude oil phase behavior in tight and shale reservoirs: Modeling using CPA-EOS, *Fluid Phase Equilibria*, **586**, 114181.
- Daryasafar, A., Masoudi, M., Kord, S., Madani, M. (2020) Evaluation of different thermodynamic models in predicting asphaltene precipitation: A comparative study, *Fluid Phase Equilibria*, **514**, 112557.
- Daryasafar, A., Shahbazi, K., Helalizadeh, A. (2025) Development of a CPA EOS model for studying confinement effects on two- and three-phase behavior of asphaltenic crude oil: Verification and validation, *Chemical Engineering Science*, **304**, 120981.
- Doryani H., Malayeri M.R., Riazi M. (2018) Precipitation and deposition of asphaltene in porous media: Impact of various connate water types, *Journal of Molecular Liquids*, **258**, 124-132.
- Gonzalez, D. L., Hirasaki, G. J., Chapman, W. G. (2007) Modeling of asphaltene precipitation due to changes in composition using the perturbed chain statistical associating fluid theory equation of state. *Energy & Fuels*, **21**, 1231–1242.
- Gross, J., & Sadowski, G. (2001) Perturbed-Chain SAFT: An Equation of State Based on a Perturbation Theory for Chain Molecules. *Industrial and Engineering Chemistry Research*, **40**, 1244–1260.

- Huang, X., Zhang, Y., He, M., Li, X., Yang, W., Lu, J. (2022) Asphaltene precipitation and reservoir damage characteristics of CO₂ flooding in different microscopic structure types in tight light oil reservoirs, *Fuel*, **312**, 122943.
- Jamaluddin, A. K. M., Joshi, N., Iwere, F., Gurpinar, O. (2002) Proceedings of the SPE International Petroleum Conference and Exhibition in Mexico; Villahermosa, Mexico, Feb 10–12, SPE 74393.
- Kontogeorgis, G.M., Folas, G.K. (2009) *Thermodynamic Models for Industrial Applications: from Classical and Advanced Mixing Rules to Association Theories* John Wiley & Sons.
- Kord, S., Soleymanzadeh, A., Miri, R. (2019) A generalized scaling equation to predict asphaltene precipitation during precipitant dilution, natural depletion, water injection and gas injection, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, **182**, 106320.
- Mohammed I., Mahmoud M., Al Shehri D., El-Husseiny A., Alade O. (2021) Asphaltene precipitation and deposition: A critical review, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, **197**, 107956.
- Mousavi Dehghani S.A., Vafaie Sefti M., Mirzayi B., Fasih M. (2007) Experimental investigation on asphaltene deposition in porous media during miscible gas injection, *Iranian Journal of Chemistry and Chemical Engineering*, **26**, 39-48.
- Panuganti, S. R., Tavakkoli, M., Vargas, F. M., Gonzalez, D. L., Chapman, W. G. (2013) SAFT model for upstream asphaltene applications, *Fluid Phase Equilibria*, **359**, 2–16.
- Panuganti, S.R., Vargas, F.M., Gonzalez, D.L., Kurup, A.S., Chapman, W.G. (2012) PC-SAFT characterization of crude oils and modeling of asphaltene phase behavior, *Fuel*, **93**, 658-669.
- Speight, J. (1991) *The Chemistry and Technology of Petroleum* (2nd Edition), Marcel Dekker Inc, New York, 760.
- Tavakkoli, M., Panuganti, S.R., Taghikhani, V., Pishvaie, M.R., Chapman, W.G. (2014) Precipitated Asphaltene Amount at High-Pressure and High-Temperature Conditions, *Energy & Fuels*, **28**, 1596–1610.