

ACIPET

Desafíos en el modelamiento de sistemas de hidrocarburos con contenidos inusuales naturalmente disueltos de CO₂: Caso de estudio de una cuenca sedimentaria en Colombia.

N. Avendaño, L. F. Gutiérrez, *Fundación Universidad de América-Meridian Consulting Ltda.-Ecopetrol S.A.*, R. Osorio, *Ecopetrol S.A.*, J. E. Arturo, *Fundación Universidad de América.*

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 cuenca del Putumayo es una cuenca sedimentaria ubicada en Colombia que se caracteriza por presentar una gran variedad de sistemas de hidrocarburos en presencia de una variación inusualmente amplia de CO₂, la cual se encuentra en un rango del 10 al 90% molar en la composición del fluido vivo o en su condición inicial en el yacimiento. Por tanto, en el proceso de caracterización y entendimiento de estos sistemas de hidrocarburos se requiere de un modelo de fluidos composicional, robusto y representativo que permita caracterizar la totalidad de sus propiedades PVT en toda la cuenca.

En este artículo se presentará la construcción del modelo termodinámico para un conjunto de fluidos presentes en esta cuenca, los cuales están caracterizados por el contenido CO₂ disuelto mencionado. Para el desarrollo de este estudio se implementó una metodología de 7 pasos, que permitió ajustar los parámetros de la PREOS, para generar un modelo predictivo con regresión mínima o nula. El modelo final se utiliza en simulación numérica de yacimientos para evaluar planes de desarrollo de campos, procesos de recuperación y respaldando modelos de cuenca destinados a comprender tanto la fuente de estos sistemas de hidrocarburos como los procesos detrás de este CO₂. El principal hallazgo del análisis de los gradientes composicionales es la relación entre la distribución vertical con la difusión por presión, especialmente para aquellos con una mayor cantidad de componentes pesados dentro del fluido. Además, se encontró que el CO₂ es significativamente sensible a la difusión térmica, ya que se identificó una relación directa entre el efecto térmico y la aceleración del gradiente composicional. De acuerdo con los autores, es la primera vez que se presentan tanto los datos PVT como los gradientes composicionales reales asociados a una diversidad tan amplia de sistemas de hidrocarburos con contenidos naturalmente disueltos de CO₂.

Introducción

La cuenca del Putumayo en su extensión contiene campos como Orito, Sucumbios, Caribe, San Antonio, Churuyaco, Quriyana, Sucio, Loro, Puerto Colon y Caiman Alqamari, Caimán, Caribe, Churuyaco, Loro, Puerto Colón, Orito, Quriyana, San Antonio, Sucio y Sucumbios, contando con más de 60 años de producción de las formaciones Caballos, Villeta y Pepino; la cuenca inicio su producción con el descubrimiento del campo Orito en el año 1963 por la empresa Texas Oil Company y desde la fecha ha producido mediante recobro primario, esta cuenca se caracteriza por presentar un factor de recobro bajo y por presentar altos contenidos de CO₂.

Este artículo presenta un análisis riguroso a los diferentes y variados sistemas de fluidos presentes en la cuenca del Putumayo desde aceite negro/aceite volátil hasta gas condensado de alto/bajo rendimiento, con transiciones gas-líquido del sistema que exhiben un comportamiento cercano al punto crítico o que no lo exhiben, enfatizando en los contenidos inusualmente variables de CO₂. El CO₂ al ser un compuesto que a el cual a condiciones de yacimiento de alta temperatura y presión exhibe un comportamiento de fluido supercrítico y al estar dentro de una mezcla compleja, como lo es el hidrocarburo, exhibe un comportamiento de fluido cuyo, genera que su modelamiento termodinámico es sea más complejo. Se presenta la metodología implementada para el análisis de consistencias de datos PVT y su representatividad obtenidos de los primeros estudios y de los análisis hechos más recientemente. Se muestra el modelamiento de los datos PVT usando buenas prácticas de la industria petrolera. Finalmente se muestran las predicciones de las propiedades PVT de los fluidos para cada una de las condiciones del yacimiento.

El enfoque de modelamiento usado corresponde al de la calibración de una ecuación cubica de estado posterior al manejo riguroso de la caracterización de la fracción C₇₊. Se presentan inicializaciones preliminares haciendo énfasis en las variables que afectan la existencia o no de un GOC, su naturaleza, así como su profundidad.

El modelo de cuenca funciona como un modelo PVT madre a partir del cual se pueden obtener propiedades de fluidos para cada activo con el propósito de optimizar planes de desarrollo y realizar estudios de pre factibilidad CCUS. Adicionalmente el modelo PVT de cuenca es utilizado para la estimación de propiedades de fluidos en prospectos exploratorios del área, tal como Alqamari, incluso permite proponer escenarios de incertidumbre según el tipo de fluido que se espera descubrir.

Descripción de la Cuenca

La cuenca del Putumayo es una de las 13 cuencas sedimentarias en que se encuentra dividida Colombia, la cual se encuentra ubicada al suroriente del país a 20 Km del municipio de Orito entre los departamentos de Putumayo y Nariño (Figura 1) comprende una extensión de 48000 Km² y se encuentra dividida en 4 áreas, el área nororiente, área occidente, área sur y el área Orito. Geológicamente la cuenca se encuentra ubicada entre el Escudo de la Guyana y la cordillera de los Andes y se caracteriza por tener presencia de sedimentos Cretáceos y Terciarios, en un ambiente de depositación Mareal-Litoral.

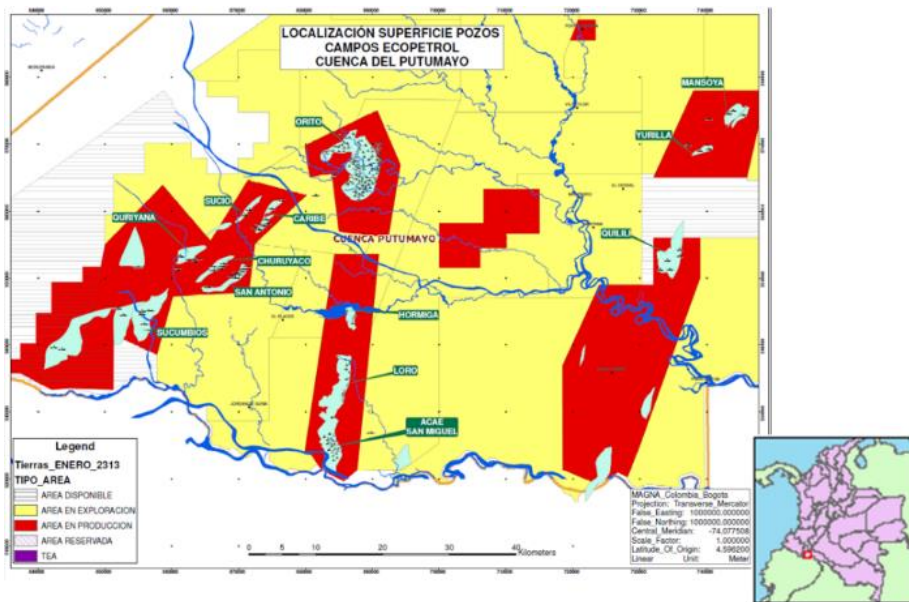


Figura 1. Ubicación Cuenca del Putumayo. Fuente: ANH – Agencia Nacional de Hidrocarburos. “Geovisor – Mapa de tierra”¹.

Litológicamente la formación Caballos describe el inicio de la transgresión marina en la cuenca del Putumayo y se encuentra constituida por 4 subunidades con características petrofísicas distintas U1, U2, U3 y U4 en las que se encuentra una secuencia de areniscas con espesores variables que se encuentran entre los 10 y 32 pies y con presencia de delgadas intercalaciones de lutitas negras. En la Figura 2 se presenta la columna estratigráfica generalizada de la cuenca del Putumayo con la litología de cada una de las unidades presentes.

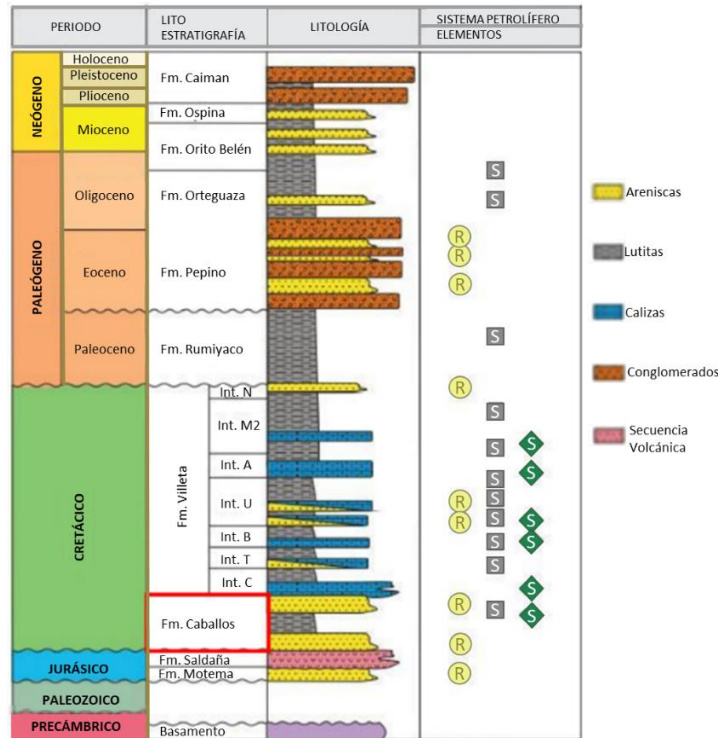


Figura 2. Ubicación Cuenca del Putumayo. Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos. “Open Round Colombia 2010. Cuenca Caguán-Putumayo”. Modificado por los autores².

Metodología Análisis Integrado de Fluidos

Como se mencionó anteriormente para el desarrollo del estudio se estableció una metodología que permite entender y agrupar cada uno de los factores que tienen influencia sobre el comportamiento PVT de los fluidos a condiciones iniciales y a lo largo de la vida productiva de un yacimiento, esta metodología consta de 7 pasos, la cual inicia con la recopilación y revisión de la información disponible, desarrollo del QA/QC y validación de la representatividad in situ de la data PVT, seguido se realizó el análisis composicional del aceite muerto implementando la función gamma para la fracción C_{7+} , posteriormente se identificaron los diferentes sistemas de fluidos presentes en la cuenca, a continuación en modo predictivo se calcularon los resultados obtenidos con el modelo EOS y de viscosidad pudiendo así comparar estos resultados con la data experimental, seguido se realizó la agrupación de la fracción pesada ($C_7 - C_{30+}$) en pseudocomponentes basados en las curvas de destilación para poder estimar las propiedades físicas críticas, luego se hizo uso de la regresión multivariable en los pseudocomponentes con mayor incertidumbre, posteriormente se verificó la consistencia del modelo EOS propuesto y por último se realizó los gradientes de composición que permitían evaluar los efectos de difusión presentes en los sistemas de hidrocarburos a condiciones de yacimiento. Esta metodología se ilustra adicionalmente en la Figura 3.

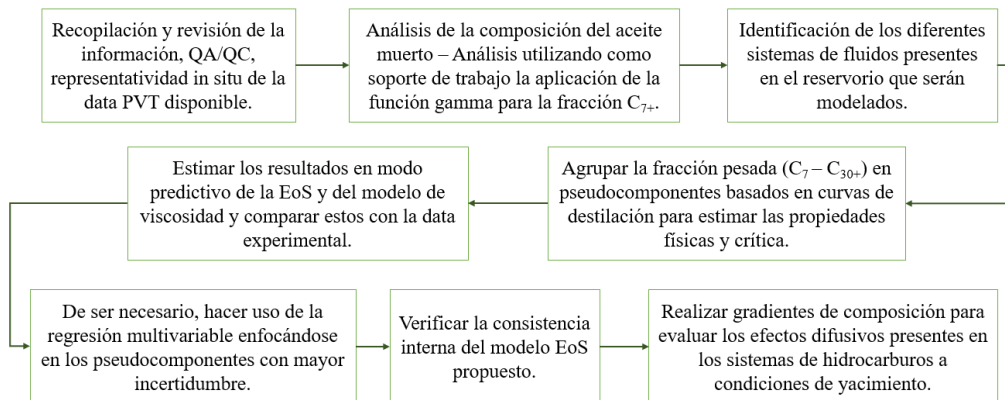


Figura 3. Metodología implementada en el desarrollo del estudio.

Datos de producción, presión y temperatura

La producción petrolera en la cuenca del Putumayo cuenta con alrededor de 60 años, donde se ha adquirido diferente información PVT y de caracterización de fluidos que permite identificar y realizar un entendimiento de los diferentes sistemas de hidrocarburos del área y de su característica particular, los contenidos inusuales de CO₂ originalmente disuelto.

Dentro de la recopilación de información, se identificó data proveniente de informes PVT con variedad de pruebas (CCE, DL, CVD, pruebas de viscosidad y separador) realizadas de acuerdo con los diferentes tipos de fluido (aceite negro, aceite volátil, gas condensado de bajo a medio rendimiento y fluidos hipercríticos), se analizó información de caracterización de fluidos (cromatografías de gas y aceite, destilaciones de crudo y caracterizaciones básicas de aceite). La data tomada a condiciones iniciales es clave para conocer el comportamiento de los fluidos en el inicio del desarrollo del activo.

Datos de producción. Durante las etapas tempranas, la mayor parte del desarrollo petrolero en la cuenca del Putumayo está asociado a la formación Caballos y a lo largo de la vida productiva se han completado pozos en más de 10 campos, que cuentan con un buen número de pruebas iniciales de producción realizadas, permitiendo observar comportamientos diferentes y característicos de diversos sistemas de fluidos del área. Amanera de ejemplo en la Figura 4, Figura 5 y Figura 6 se encuentra una recopilación de información PVT proveniente de las pruebas producción de uno de los campos del área, denominado campo C.

El campo C es el yacimiento de hidrocarburos más grande descubierto a la fecha en la cuenca del Putumayo y cuenta con uno de los sistemas de fluidos y sistemas PVT de mayor complejidad en Colombia de acuerdo con la información recopilada a la fecha. Tal como se observa en la Figura 3 el campo tiene un sistema de fluidos con gravedades API que van desde los 33° en el flanco de la estructura hasta más de 50° en el tope de esta, con una transición particularmente acelerada en la zona cercana del yacimiento cercana al punto crítico.

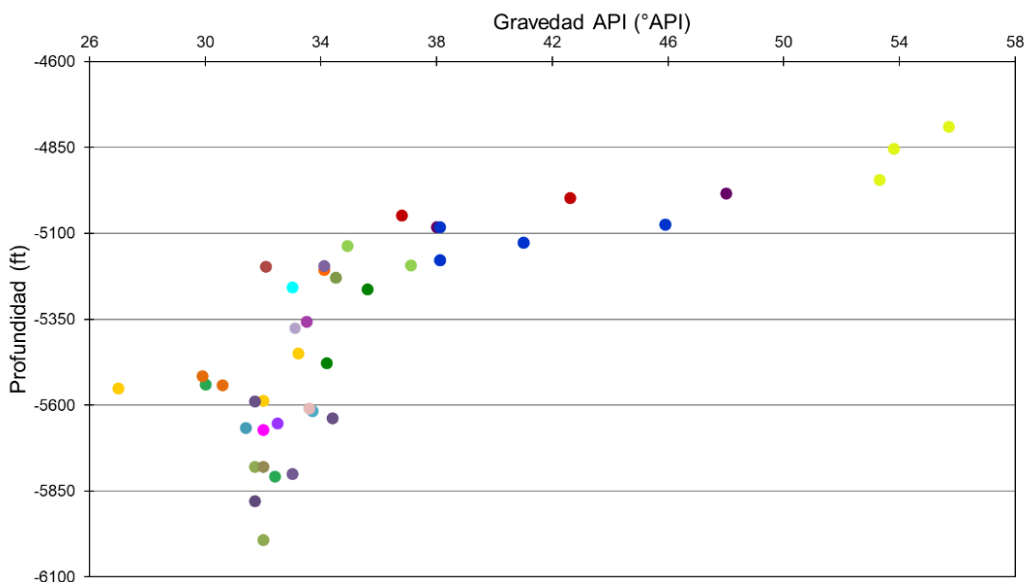


Figura 4. Perfil Gravedad API con profundidad.

En la Figura 5 es posible observar que la relación gas-aceite, GOR, presenta un comportamiento característico de los sistemas de hidrocarburos que se encuentran cercanos al punto crítico con variaciones aceleradas en intervalos de profundidad no muy amplios y que para este campo oscila entre 200 scf/stb a más de 8000 scf/stb. En otros campos de la cuenca, al igual que para el campo C, se realizaron pruebas de producción de manera minuciosa y ordenada que permitieron identificar sistemas de fluidos de diferente naturaleza (aceite negro, gas condensado de bajo rendimiento y aceites volátiles cercanos a la presión de saturación a las condiciones iniciales del yacimiento).

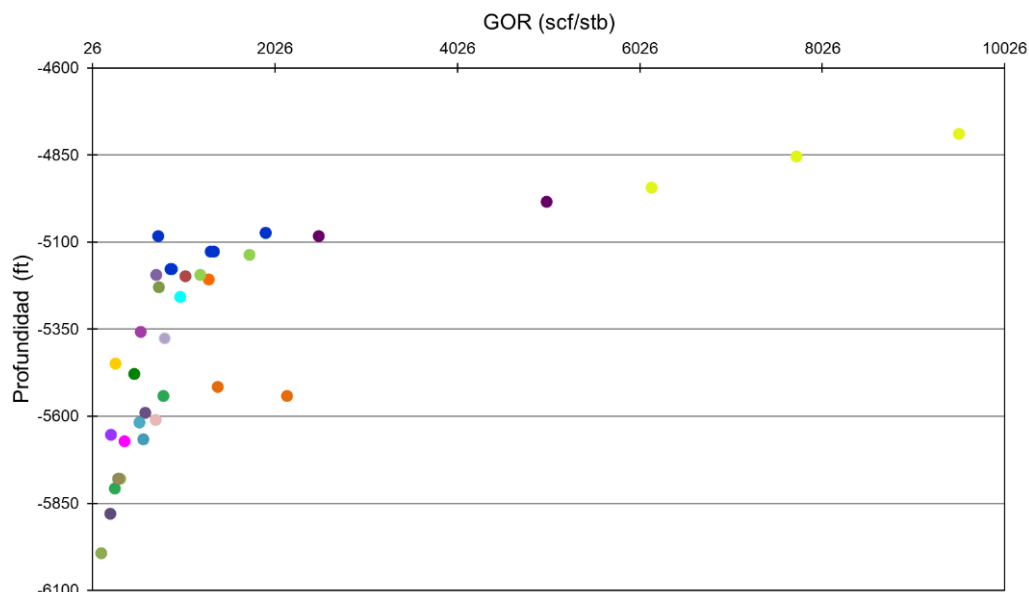


Figura 5. Perfil GOR con profundidad.

En la Figura 6 se muestra la variación del contenido de CO₂ con profundidad en los sistemas de hidrocarburos en el yacimiento a condiciones iniciales o en su momento de descubrimiento del campo C. En la cuenca existen otros activos con fluidos que incluso exhiben contenidos tan bajos como 10% mol y tan altos como 90% mol, no existentes en el campo C.

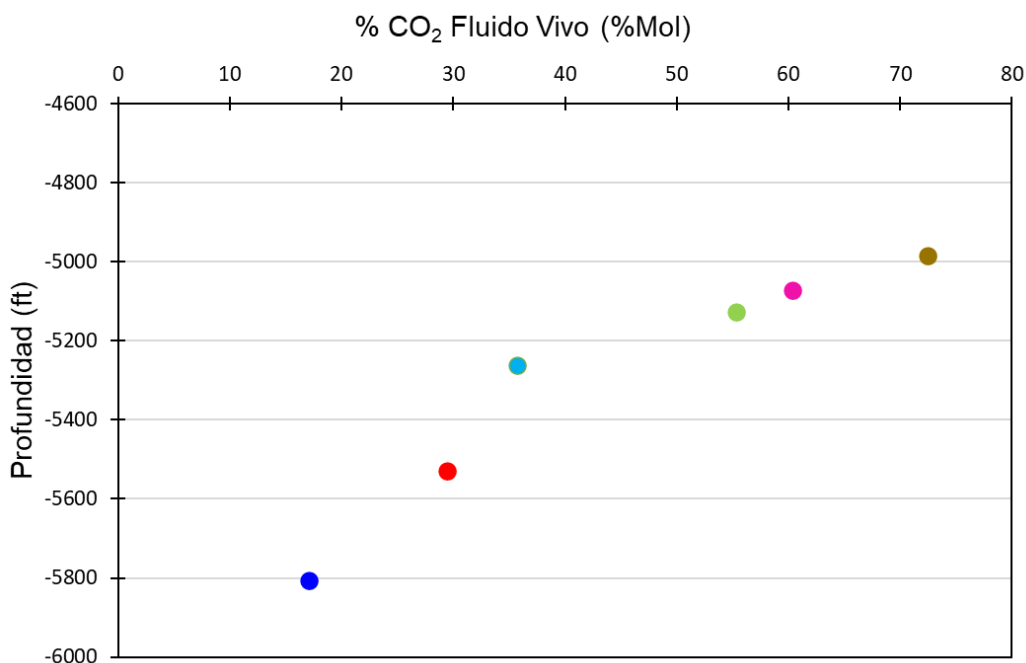


Figura 6. Perfil %CO₂ Fluido Vivo con profundidad.

Datos de Presión. Al igual que con las pruebas iniciales de producción, el seguimiento sobre la presión inicial de los diferentes yacimientos se realizó de manera rigurosa y se cuenta con data robusta que permite identificar tendencias claras a lo largo de la cuenca. Para mayor facilidad se separaron los yacimientos de la cuenca del Putumayo en tres áreas de desarrollo distintas producto de la localización geográfica en superficie de los campos. Las áreas A y B condensan la mayor cantidad de campos pequeños, mientras que el área C, esta denominada de esta manera por el yacimiento de mayor extensión del área, el campo C. La presión inicial de los

yacimientos se encuentra entre -3090 psia para los yacimientos más someros (-4900 ft TVDss) y puede ir hasta los 4615 psia en las partes más profundas del área (-9590 ft TVDss).

Datos de Temperatura. Se cuentan con diferentes mediciones de temperatura tomadas la mayoría con probadores de formación durante las pruebas de presión y con valores que oscilan entre los 170°F y 230°F. Los datos de temperatura a las condiciones iniciales del yacimiento cuentan con un mayor grado de incertidumbre a diferencia del comportamiento de la presión, las mediciones de temperatura dentro de un yacimiento requieren de un mayor tiempo de contacto entre la roca y el sensor, esto con el objetivo de que se logre alcanzar el equilibrio térmico necesario para una medición precisa. Para la medición de la temperatura también es necesario tener en cuenta la dirección en la que se hacen las lecturas cuando se usan probadores de formación. Lo recomendable es realizar las mediciones de arriba hacia abajo esto con el fin de evitar al máximo que se presente un fenómeno de histéresis del sensor debido al corto tiempo de contacto con la formación.¹⁰ Los datos de temperatura juegan un papel crucial en los sistemas de fluidos cercanos al punto crítico o con un grado de subsaturación pequeño y se requiere realizar un análisis más exhaustivo recopilando una mayor cantidad de información, buscando encontrar mediciones de temperatura de otras fuentes de mayor precisión y que permitan generar un punto de amarre de toda la data disponible.

Datos PVT de crudo vivo. La formación Caballos cuenta con un amplio desarrollo y durante la vida productiva de la misma se han realizado 30 análisis PVT de muestras de fondo y de superficie recombinadas en diferentes épocas y con diferentes tecnologías, pero siempre intentando reproducir las condiciones originales del fluido. Los PVT más antiguos datan del año 1963 en los pozos C-1 y C-2, y con la información allí reportada se generó una recombinación en el año 2019 a las mismas condiciones obteniendo repetibilidad de los PVT de la década de los 60. Dentro de la data PVT recopilada es importante destacar las pruebas realizadas sobre los 3 DST tomadas en el pozo C-15, donde fue posible observar el comportamiento cercano al punto crítico del sistema de fluidos, un cambio de más de 1000 scf/stb y alrededor de 6 °API en menos de 100 ft y donde en la descripción cualitativa mencionan la coloración roja en presiones cercanas a la presión de yacimiento. También es importante mencionar el PVT del pozo F-2 donde se realizó un muestreo bastante riguroso en el que se logró muestrear con una caída de presión baja, procurando tomar una muestra representativa en una sola fase, debido a que la presión de saturación del yacimiento estaba cercana a las condiciones iniciales de presión de este. Fue posible mediante el análisis de los PVT de crudo vivo identificar los diferentes sistemas de fluidos de la cuenca y en especial se identificó la cantidad de CO₂ inusualmente disuelto y variable.

Los datos de viscosidad de crudo vivo de las décadas 60 y 70 fueron recopilados, analizados y comparados con las reproducciones más recientes, producto del avance en la tecnología de las herramientas utilizadas para la medición de la viscosidad, en las décadas de los 60 y 70 se utilizaban los viscosímetros de bola o esfera, mientras que la data actual de viscosidad fue obtenida con viscosímetros electromagnéticos. En la Figura 7 se presenta la comparación de viscosidad para dos muestras del mismo pozo, la primera muestra de fondo tomada en el año 1964 y la segunda muestra recombinada en el año 2019 realizando una reproducción del fluido original tomado a condiciones iniciales del campo.

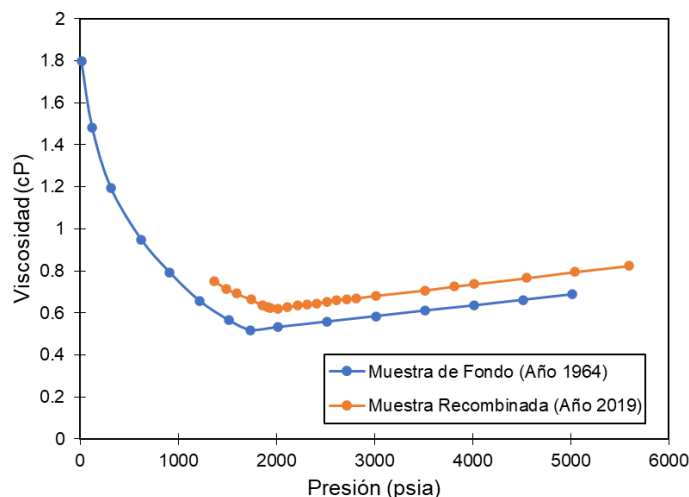


Figura 7. Perfil de viscosidad con presión.

Resultados

El proyecto generó un modelo de fluidos basado en la ecuación cubica de estado de Peng-Robinson con un riguroso manejo composicional y de las propiedades físicas primarias de aceite muerto, logrando un modelo con mínima regresión que permite realizar una predicción de las propiedades volumétricas con un grado de precisión razonable y que mediante la aplicación de diferentes

algoritmos de gradiente composicional evaluó los efectos de difusión presentes en los sistemas de hidrocarburos de la cuenca del Putumayo.

Análisis composicional. El correcto manejo composicional de crudo, gas y la recombinación de para generar los diferentes escenarios de fluido vivo son parte fundamental en el adecuado desarrollo de los modelos de fluidos. Los componentes utilizados para la caracterización de los sistemas de hidrocarburos se dividen en componentes puros, fracción liviana y fracción pesada C_{7+} , tal como se reporta en la mayor parte de los PVT disponibles, sin embargo, las técnicas cromatográficas actuales permiten caracterizar hasta C_{36+} .

Como parte de la metodología aplicada, la distribución de los componentes de la fracción pesada C_{7+} se realiza mediante la aplicación de la función gamma de probabilidad propuesta por Whitson et. al.¹⁴. Por medio de la distribución molar y de peso molecular generada a partir de la función gamma de 3 parámetros, se obtiene un perfil composicional expandido de la fracción pesada C_{7+} y que para el caso de estudio fue hecho hasta el C_{30+} . La función gamma de probabilidad está dada por la Ecuación 1.

$$p(M) = \frac{(M - \eta)^{\alpha-1} \exp\{-(M - \eta)/\beta\}}{\beta^\alpha \Gamma(\alpha)} \quad \dots\dots(1)$$

Donde $\Gamma(\alpha)$ es la función gamma y β está dado por la Ecuación 2.

$$\beta = \frac{(M_{C7+} - \eta)}{\alpha} \quad \dots\dots(2)$$

En donde los 3 parámetros de la función gamma se representan como α , η y M_{C7+} ; el parámetro α define la forma de la distribución de los componentes, así como el parámetro η físicamente es definido con el menor peso molecular encontrado en la fracción C_{7+} . Para este proyecto se realizaron diferentes expansiones composicionales con valores de α entre un rango de 0.7 a 0.8, donde 0.7 modela el comportamiento de los gases condensados y el valor de 0.8 modela los aceites negros, aceites volátiles y los fluidos cercanos al punto crítico como puede observarse en la Figura 8.

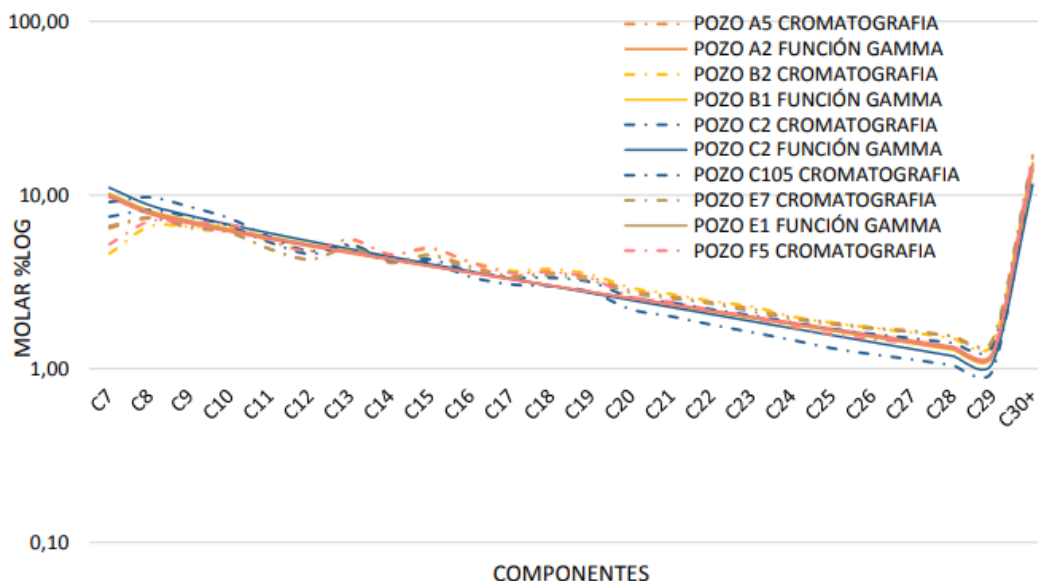


Figura 8. Comparación Molar Cromatografía y Composición Extendida.

Ajuste de la Ecuación de Estado. En el presente estudio se seleccionó la ecuación cubica de estado de Png-Robinson de tres parámetros⁸ debido a su mejor resultado en las predicciones de las propiedades y particularmente en la predicción de los líquidos, la forma general de la ecuación de Peng-Robinson está dada por la Ecuación 3.

$$P = \frac{RT}{V - b} - \frac{a(T)}{(V + c)(V + 2c + b) + (b + c)(V - b)} \quad \dots\dots(3)$$

En donde el parámetro $a(T)$ representa las fuerzas de repulsión de Van der Waals estableciendo la dependencia de la temperatura, el parámetro b representa el cambio de volumen de las moléculas y el parámetro c es una corrección aplicada al cambio en el volumen [9],

mientras que las propiedades críticas fueron obtenidas por medio de las correlaciones de Kesler – Lee y los factores acéntricos mediante la correlación de Edmister¹³. Dentro del desarrollo del trabajo y para verificar la capacidad de predicción del modelo se realizó una comparación de los datos de laboratorio específicamente los principales datos PVT (gravedad API, relación gas-aceite, presión de saturación y gravedad específica del gas) con los obtenidos en el modo predictivo por la EOS desarrollada, logrando obtener predicciones con porcentajes de error menor al 10%. En la Tabla 1 se presenta el ajuste realizado para uno de los pozos analizados.

Pozo F			
	Exp.	EOS	%Error
Presión Sat. (psia)	3575.7	3372	5.72
Gravedad API	26.9	26.1	2.90
Gas SG	1.528	1.502	1.68
GOR	1227	1187	3.19

Pozo F			
	Exp.	EOS	%Error
Presión Sat. (psia)	1595	1687	5.77
Gravedad API	26.4	26.0	1.59
Gas SG	1.5129	1.4977	1.00
GOR	515.9	494.1	4.16

Tabla 1. Predicción Ecuación de Estado.

Modelo de viscosidad. Para el estudio se utilizó el modelo de Lohrenz-Bray-Clark, modelo desarrollado utilizando el concepto de viscosidad residual y la teoría de estados correspondientes. Esta teoría se basa en relacionar una propiedad con una variable conocida en función de las propiedades reducidas. La viscosidad se correlaciona mediante el peso molecular, la fracción molar de C₇₊ y las propiedades críticas de la mezcla, particularmente, el volumen crítico. Este modelo hace uso de la correlación de Jossi, Stiel y Thodos para describir el comportamiento de la viscosidad en función de la densidad reducida y el parámetro de viscosidad. La correlación de viscosidad, volumen crítico de la mezcla y el parámetro de viscosidad se expresan mediante la Ecuación 4, Ecuación 5 y Ecuación 6 respectivamente.

$$[(\mu - \mu^*)\xi + 10^{-4}]^{\frac{1}{4}} = 0.1023 + 0.023364\rho_r + 0.058533\rho_r^2 - 0.40758\rho_r^3 + 0.0093324\rho_r^4 \quad \dots (4)$$

$$V_c^m = \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq C_{7+}}}^n (x_j V_{cj}^m) + C_{7+} V_{cC_{7+}}^m \quad \dots (5)$$

$$\xi = \frac{\sum_{j=1}^n (x_j T_{cj}^{\frac{1}{6}})}{\sum_{j=1}^n (x_j M_j^{\frac{1}{2}}) \sum_{j=1}^n (x_j P_{cj}^{\frac{2}{3}})} \quad \dots (6)$$

Los resultados de predicción del modelo de viscosidad se encuentran dentro de un rango de precisión aceptable. El rango de error en esta propiedad es inferior al 10% en puntos de comparación específicos como lo son la presión inicial de yacimiento, la presión de saturación del sistema y la viscosidad a la menor presión de la prueba, que en algunos casos se aproxima a la presión de superficie.

Inicialización del modelo de fluidos dentro del relieve vertical del yacimiento. Al verificar el ajuste de la EOS y verificar el modelo de viscosidad establecidos se procedió a desarrollar la inicialización del modelo de fluidos. Teniendo en cuenta los siguientes aspectos fundamentales para entender el comportamiento de fluidos en el yacimiento:

- Espesor de yacimiento, en el cual el valor de profundidad de referencia es el valor reportado en la data disponible.
- El valor de temperatura utilizado como referencia es el reportado en la data disponible.
- La presión de yacimiento utilizada fue la reportada en la data disponible.
- Las pruebas de producción permitieron seleccionar los informes PVT más representativos de los Campos a analizar.

Resultados del Modelo. Mediante el uso de las metodologías antes descritas se desarrollaron varios escenarios, en donde se pudo encontrar los diferentes tipos de fluidos presentes en la cuenca: fluidos subsaturados, fluidos saturados y fluidos hipercríticos.

Fluidos subsaturados: Dentro de la cuenca del Putumayo fue posible encontrar sistemas con un alto grado de subsaturación, permitiendo establecer que solo el efecto del tirante gravitacional puede describir el comportamiento del yacimiento. La Figura 9 presenta el gradiente composicional generado para un campo con un alto grado de subsaturación.

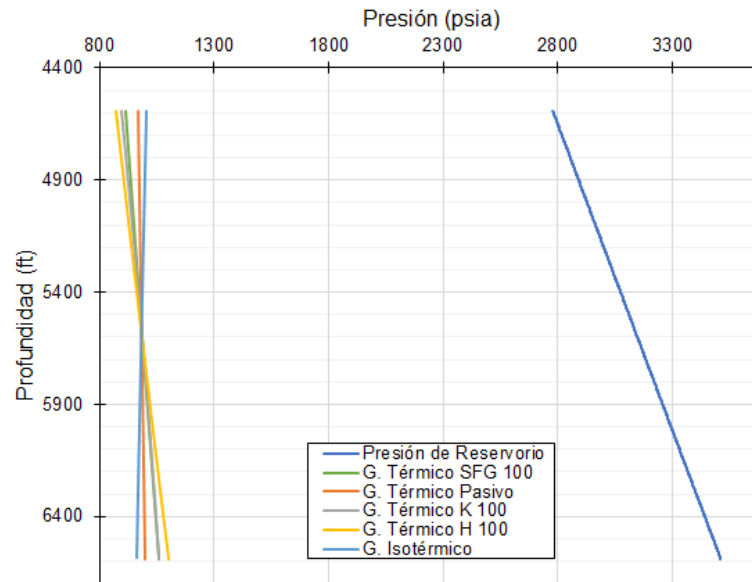


Figura 9. Gradiente composicional Fluido Subsaturado.

Fluido Saturado: Al interior de la cuenca se encontraron sistemas de fluidos bifásicos en los cuales sus fases no se encuentran en equilibrio generando que la transición de las propiedades de los fluidos a la altura del contacto sea abrupta. La Figura 10 presenta el gradiente composicional generado para un campo saturado.

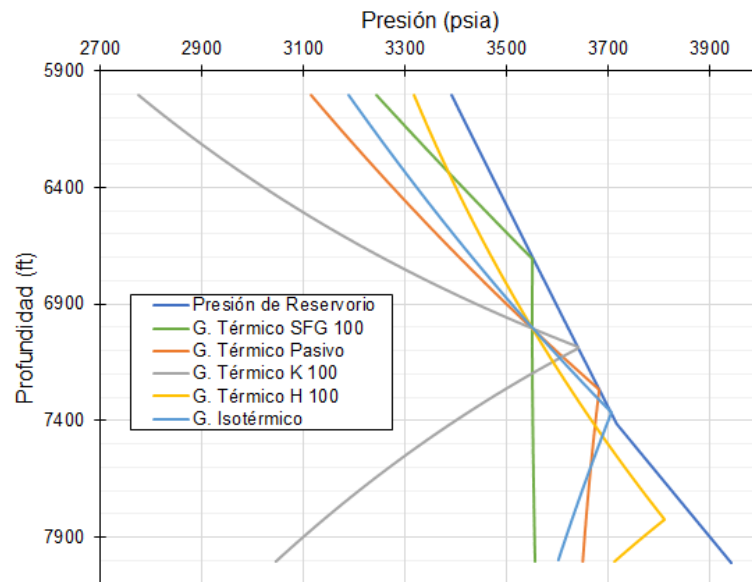


Figura 10. Gradiente composicional Fluido Saturado.

Fluido hipercrítico: En la cuenca del putumayo fue posible encontrar sistemas de fluidos hipercríticos (definidos como sistemas cercanos al punto crítico sub saturados), el cual se encuentra balanceado por mecanismos de equilibrio como el tirante gravitacional (zonas de gas condensado en cresta y aceite en flanco) y dada la presencia de CO₂ pueden existir efectos difusionales que representan más fielmente el comportamiento composicional observado en el yacimiento.

En este caso la zona de transición es subsaturada, por esto el distanciamiento que se presenta entre la presión de saturación y la presión de yacimiento. Esta zona de transición es propia de sistemas no controlados enteramente por un tirante gravitacional y por esta razón se presenta la subsaturación de la misma. La Figura 11 presenta el gradiente composicional generado para un campo con un fluido hipercrítico.

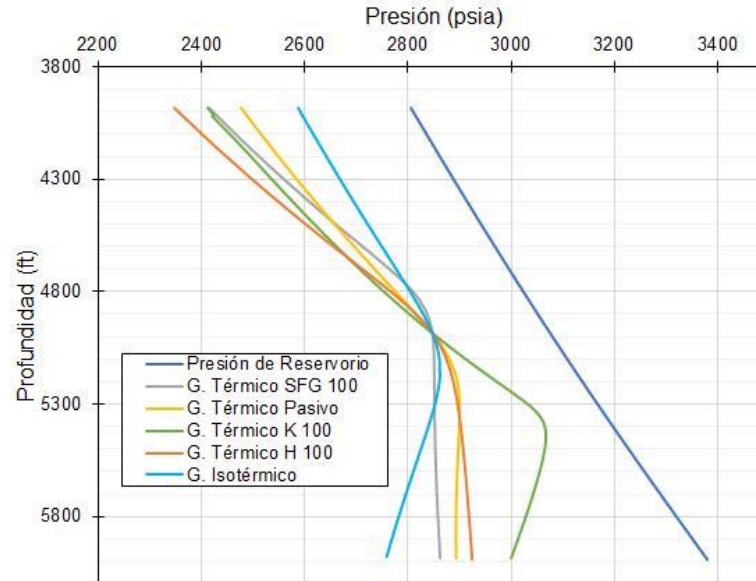


Figura 11. Gradiente composicional Fluido Hipercrítico.

Conclusiones

Se pudo identificar diferentes sistemas de hidrocarburos, compuestos por una amplia variedad de fluidos con contenido variable de CO₂ originalmente disuelto (10-90% de mol sobre la base de composición de aceite o gas condensado vivos) y sus características en las condiciones iniciales en el yacimiento.

Se obtuvo un modelo basado en la ecuación cubica de estado de Peng-Robinson con el que se podían predecir las propiedades de PVT con una precisión porcentual significativamente razonable para el análisis de cuencas menor al 10 %.

Se identificaron mecanismos de equilibrio y no equilibrio, como las zonas de transición gas-aceite saturadas e insaturadas, dentro de los sistemas de hidrocarburos dominados por los efectos gravitacionales y los fenómenos de difusión térmica y molecular, generando diferentes escenarios en cada uno de los yacimientos.

Se determinó que el CO₂ es un componente que responde significativamente y en gran medida a los fenómenos de difusión térmica que se producen dentro de los depósitos de hidrocarburos, ya que el efecto térmico es mayor, aumenta la aceleración compositi va de este componente.

El modelo PVT de cuenca se utiliza actualmente para recalcular volúmenes de hidrocarburos iniciales en el subsuelo, optimizar planes de desarrollo, diseño de pruebas PVT de inyección de CO₂ y estudios de prefactibilidad CCUS para apoyar iniciativas de descarbonización.

De acuerdo con la mejor comprensión del tema por parte de los autores, esta es la primera vez que se publican tanto los datos de PVT como los gradientes composicionales reales asociados con una diversidad tan amplia de tipos de sistemas de hidrocarburos de reservorios con contenido natural de ocurrencia de CO₂ en tan amplios rangos de API, GOR y naturaleza hipercrítica o no de zonas de transición GOC, transiciones gas-liquido saturadas o subsaturadas.

Nomenclatura

- M Peso Molecular (g/mol)
- α, β y η Parámetros de la función gamma.
- a, b y c Parámetros de la ecuación cúbica de estado

Referencias

- [1] Agencia Nacional De Hidrocarburos. Open Roud Colombia 2010 ANH
- [2] Agencia Nacional de Hidrocarburos. “Geovisor – Mapa de tierra”. Disponible en: <https://geovisor.anh.gov.co/tierras/>
- [3] Alavian, S. A., Whitson, C. H., & Martinsen, S. O. (2014). “Global Component Lumping for EOS Calculations”. *SPE ATCE*.
- [4] Avendaño, N., & Gutiérrez, L. (2020). Caracterización de diferentes sistemas de hidrocarburos en presencia de contenidos inusuales de CO₂ mediante la generación de modelos de fluidos para la formación Caballos en la cuenca del Putumayo. Bogotá: Fundación Universidad de América.
- [5] Cundar, C., Osorio, R., Saavedra, C., Rueda, L., & Rodriguez, C. (2017). “Un Modelo de gradiente de propiedades PVT para un yacimiento maduro. Campo La Cira (Arenas C)”, Colombia. *ACIPET Congreso Colombiano de Petróleo*.
- [6] Hoffman, A. E., Crump, J. S., & Hocott, C. R. (1953). “Equilibrium Constants for a Gas-Condensate System”. *Petroleum Transactions, AIME*, 198.

- [7] Lohrenz, J., Bray, B. G., & Clark, C. R. (1964). "Calculating Viscosities of Reservoir Fluids From Their Compositions". *SPE Annual Fall Meeting*, 1171-1176.
- [8] Pedersen, K.S., Fredenslund, A., Christensen, P.L., and Thomassen, P.(1984): "Viscosity of crude oils", *Chem. Eng. Sci.*
- [9] Pedersen, K.S. and Fredenslund, A. (1987): "An improved corresponding states model for the prediction of oil and gas viscosities and thermal conductivities". *Chem. Eng.*
- [10] Pedersen, K. S. and Christensen, P. L. (2007): Phase Behavior of Petroleum reservoir Fluids, *Book by Taylor & Francis Group, LLC.*
- [11] Peneloux, A. et al. (1982): "A consistent correction for Redlich-Kwong-Soave Volumes". *Fluid Phase Equilibria.*
- [12] Potsch, K., Toplack, P., & Gumpenberger, T. (2016). "A Review and Extension of Existing Consistency Tests for PVT Data From a Laboratory". *SPE Reservoir Evaluation & Engineering.*
- [13] Whitson, C. H. (1984). "Effect of C7+ Properties on Equation-of-State Predictions". *SPE Journal*, 685-696.
- [14] Whitson, C. H., & Brule, M. R. (2000). "Phase Behavior". Richardson, Texas, USA:*Monograph Society of Petroleum Engineers Inc.*

Agradecimientos

Agradecemos a Ecopetrol S.A. por permitirnos desarrollar este proyecto y en especial al ingeniero Raúl Osorio Gallego y al ingeniero Jaime Arturo Calvache por depositar su confianza en nosotros, por su apoyo incondicional, paciencia, acompañamiento y conocimiento brindado durante todo el desarrollo del proyecto permitiéndonos culminar con éxito este proyecto.