

PVT semi-Sintético con muestras de boca de pozo.

Lic. Marcelo A. Crotti (mcrotti@inlab.com.ar) y Lic. Diego Moglia (dmoglia@inlab.com.ar) - Inlab S.A.,
Gustavo A. Fica (Gustavo_Fica@sinopecarg.com.ar) – Sinopec Argentina

Se presenta una técnica operativa y de cálculo que permite estimar el comportamiento termodinámico de petróleos negros en reservorio, a partir de muestras simples obtenidas en boca de pozo.

Utilizando un recipiente especialmente diseñado para ese fin, es posible obtener una muestra que contiene petróleo atmosférico y parte del gas asociado, durante los ensayos de producción, sin interferir con las operaciones habituales.

En el laboratorio se determinan cromatográficamente las composiciones del petróleo atmosférico y del gas atrapado en el recipiente y se realizan todas las mediciones experimentales de rutina sobre el petróleo atmosférico (densidad, peso molecular, curva de viscosidad vs. temperatura, tensión interfacial, etc.).

Utilizando una extensa base de datos de estudios PVT experimentales, se ajustó una metodología de cálculo que, mediante un simulador termodinámico basado en constantes de equilibrio, permite estimar con un grado de exactitud adecuado, el comportamiento termodinámico para reservorios de petróleo negro con una RGP moderada (no mayor a 150 m³/m³).

En este trabajo se presenta la comparación entre los resultados obtenidos en estudios PVT convencionales y los generados mediante esta nueva técnica simplificada. Se presenta también el análisis estadístico previo con el que se realizó el ajuste del simulador termodinámico para esta técnica.

Gracias a la simplicidad de esta metodología se abre la posibilidad de contar con datos termodinámicos razonablemente confiables, en escenarios en los que habitualmente no se realizarían estudios PVT.

Aunque la técnica fue diseñada especialmente para caracterizar niveles productivos individuales, en sistemas multicapa de la cuenca del Golfo San Jorge, y resulta más representativa con petróleos viscosos, también se incluye una adaptación para sistemas de petróleo liviano.

Introducción

La realización de un estudio PVT experimental de un fluido de reservorio suele ser una tarea de cierta complejidad. Este tipo de estudios implica, en primera instancia, la extracción de una muestra representativa del fluido de reservorio (muestra de fondo o de superficie). Muchas veces, dicho procedimiento requiere que se detenga o disminuya notablemente la producción del pozo para acondicionarlo adecuadamente antes de realizar la extracción de la muestra a analizar.

Debido a estas circunstancias los estudios de ingeniería de reservorios suelen realizarse con un número reducido, e incluso con un único estudio PVT por reservorio asumiendo la homogeneidad de los fluidos en el mismo.

En este contexto surgió la necesidad de desarrollar una técnica para predecir el comportamiento termodinámico del fluido de reservorio de manera más simple y económica. El objetivo básico fue el de posibilitar un mayor número de muestreos independientes y generar datos PVT comparativos para distintas zonas, capas individuales o diferentes profundidades de un mismo reservorio.

Para alcanzar estos objetivos, se desarrolló una técnica que permite obtener parámetros PVT aceptablemente representativos a partir de:

- Una muestra de petróleo (incluyendo la espuma que acompaña la despresurización hasta condiciones atmosféricas) extraída en el manifold durante un ensayo de pistoneo en la terminación de pozo o en boca de pozo, en el caso de pozos ya en producción.
- Información simple complementaria, incluyendo la temperatura de reservorio, y la RGP (relación gas petróleo) inicial (posiblemente registradas durante el inicio de la producción) o la presión de burbuja del fluido. Estos datos pueden provenir de un estudio PVT relacionado o, más comúnmente, a partir de información vinculante, tal como la existencia de casquetes de gas o comportamientos típicos de la zona a caracterizar.

El muestreo se realiza en un recipiente hermético, cerrando el mismo inmediatamente luego de capturar la muestra de petróleo con su espuma asociada. Posteriormente, al permanecer la muestra en reposo dentro del recipiente, se estabilizan las fases y el gas atrapado en la espuma se libera. Como resultado se obtienen dentro del recipiente dos fases separadas, gas y líquido. Cuanto más viscoso es el petróleo muestreado, menor es la cantidad de componentes del gas que logran escapar de la espuma antes del muestreo y más representativa es la muestra obtenida de esta forma.

En el laboratorio se determinan las composiciones de gas y líquido por cromatografía y se realizan todas las mediciones de rutina sobre el petróleo atmosférico (densidad, peso molecular, % molar de C₂₀+, curva de viscosidad vs. temperatura, tensión interfacial, etc.). Luego, utilizando un simulador termodinámico pre-

ajustado, se calculan los volúmenes de gas y líquido a recombinar numéricamente para obtener la condición de presión de burbuja o RGP especificada. Una vez estimada la composición del fluido de reservorio, se simula el comportamiento termodinámico utilizando el mismo pre-ajuste del simulador y se obtienen todos los parámetros incluidos en un estudio PVT experimental estándar.

Desarrollo

Las constantes de equilibrio y la herramienta de cálculo utilizada.

La constante de equilibrio líquido-vapor K_i asociada al componente “i” de un hidrocarburo se define como $K_i = y_i/x_i$ en donde y_i es la fracción molar de dicho componente en la fase vapor y x_i es la fracción molar del mismo componente en la fase líquida.

Ante cambios en la presión o la temperatura, las fases en equilibrio cambian su composición molecular (algunos componentes son más “volátiles” que otros). Por lo tanto, pese a su nombre, las constantes de equilibrio líquido-vapor K_i son en realidad función de la presión y la temperatura a la que se establece el equilibrio (y naturalmente de la composición del hidrocarburo), y están definidas en todo el rango de presiones y temperaturas en el que ambas fases puedan coexistir en equilibrio. El conjunto de curvas de constantes de equilibrio K_i asociadas a los componentes de un hidrocarburo, para una temperatura fija, puede graficarse en función de la presión y típicamente adquiere la forma de la **Figura 1**. Como se puede observar, todas las curvas convergen a la unidad para una determinada presión. Este valor se define como Presión de Convergencia y coincide con la Presión Crítica cuando trabajamos a Temperatura Crítica. La presión de convergencia de un hidrocarburo depende de su composición molecular y de la temperatura a la que está sometido (temperatura a la que se establecen los equilibrios de fases).

Si para una temperatura dada se conoce la forma del conjunto de curvas de constantes de equilibrio en función de la presión para todos los componentes de una mezcla de hidrocarburos, es posible predecir el comportamiento termodinámico (PVT) del mismo. Los simuladores termodinámicos basados en constantes de equilibrio utilizan este concepto en el cálculo y ajuste de las propiedades termodinámicas.

La mayoría de los simuladores termodinámicos de uso comercial funcionan en base a ecuaciones de estado (del tipo Peng-Robinson, SRK, etc.). Para que estos simuladores describan de manera adecuada el comportamiento termodinámico de un hidrocarburo en particular, es necesario ajustar los coeficientes de la ecuación de estado utilizada. Análogamente, los simuladores en base a constantes de equilibrio se “ajustan” modificando la forma del conjunto de curvas de constantes de equilibrio de los componentes del hidrocarburo. En este estudio se utilizó un simulador composicional en base a constantes de equilibrio desarrollado en Inlab S.A. (www.inlab.com.ar). El mismo se basa en una parametrización del conjunto de curvas de constantes de equilibrio publicadas por la NGAA² corregidas a partir de un gran número de resultados experimentales obtenidos en el laboratorio. El parámetro de control fundamental de dicha parametrización es la presión de convergencia. De manera que el simulador utilizado, se ajusta al comportamiento termodinámico experimental, encontrando el valor de la presión de convergencia que corresponde a la muestra bajo estudio, a la temperatura del ensayo.

Cabe mencionar que para este desarrollo específico se empleó una versión simplificada del simulador multi-paramétrico que usamos en nuestros estudios de simulación, con el objetivo de generar ajustes sólo dependientes de la presión de convergencia. Esta simplificación permitió obtener una herramienta menos “flexible” pero mucho más robusta y reproducible para cálculos genéricos. Durante los estudios de sensibilidad se comprobó que esta herramienta simple introducía mucho menos dispersión de resultados que los asociados a la incerteza de la información complementaria (RGP o P de saturación).

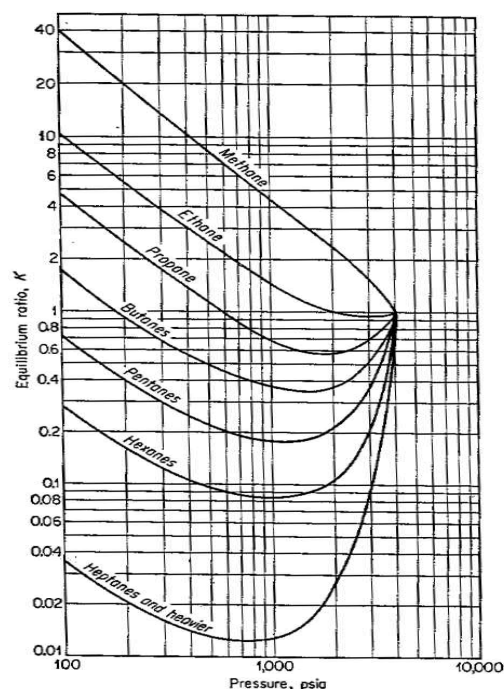


Figura 1: Constantes de equilibrio de un hidrocarburo¹

Fundamentos

Cuando se realizan estudios PVT sobre muestras de petróleo negro, en especial cuando se estudian muestras con bajo contenido de gas, la presión de burbuja del fluido de reservorio a temperatura de reservorio suele ser marcadamente inferior a la presión de convergencia de la muestra. Por lo tanto, en estos casos, todos los equilibrios líquido-vapor que intervienen en los ensayos PVT y se estudian en el simulador mediante constantes de equilibrio, se establecen a presiones bajas comparadas con la presión de convergencia.

Como se puede observar en la **Figura 2**, para presiones bajas con respecto a la presión de convergencia, la forma de las constantes de equilibrio es poco dependiente del valor de la presión de convergencia. En estas condiciones el comportamiento termodinámico de la muestra resulta “poco dependiente” del valor de la presión de convergencia y es posible predecir aceptablemente el comportamiento termodinámico utilizando un único valor fijo para la presión de convergencia. En el presente desarrollo hemos comprobado que una presión de convergencia cercana a 5,000 psia resultó adecuada para caracterizar la extensa base de datos con que se trabajó.

Por lo tanto, en los casos en los que el fluido a estudiar posee las características ya detalladas, el simulador “pre-ajustado” con esta presión de convergencia resulta adecuado para predecir su comportamiento termodinámico. En otras palabras, podemos predecir aceptablemente el comportamiento termodinámico sin necesidad de ajustar el simulador para cada caso particular.

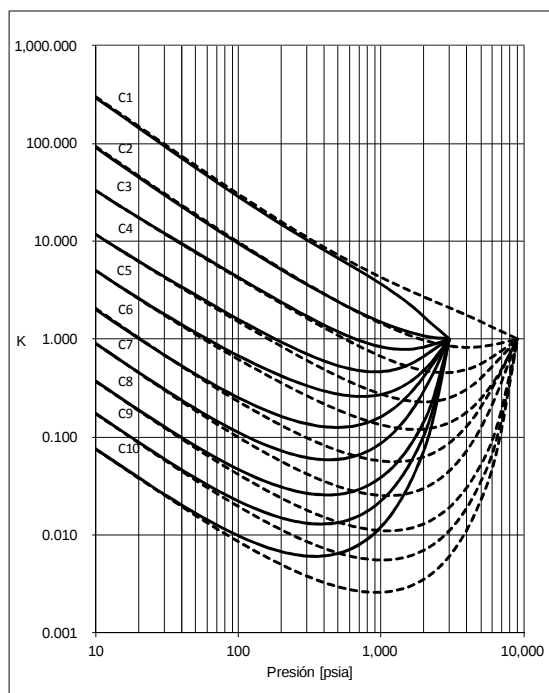


Figura 2: Comparación de constantes de equilibrio para $P_{conv} = 3,000$ psia y $P_{conv} = 9,000$ psia (generadas con el simulador desarrollado en Inlab S.A.)

Pre-Ajuste de la herramienta de cálculo.

Como mencionamos anteriormente, para aplicar esta técnica es necesario conocer de manera aproximada la presión de burbuja del fluido en el reservorio o la RGP del mismo. De hecho, es esta la variable que nos permite estimar qué volumen de gas es necesario recombinar con el petróleo atmosférico para predecir el comportamiento termodinámico del fluido original de reservorio.

También es necesario contar con un simulador termodinámico pre-ajustado. El pre-ajuste del simulador es una pieza fundamental en la técnica, dado que es éste el que establece una correspondencia biunívoca entre: fracción molar de gas/líquido a recombinar (composición molecular del fluido de reservorio), y presión de burbuja a temperatura de reservorio, o RGP en separador, especificada.

Con el objetivo de obtener el pre-ajuste del simulador se trabajó sobre 35 estudios PVT experimentales convencionales realizados sobre muestras petróleo negro, de fondo o de superficie, con RGP inferiores a 150 m3/m3.

Para cada una de las 35 muestras:

- Se cargó en el simulador termodinámico toda la información de los parámetros termodinámicos informados en los reportes PVT experimentales.
- Se ajustó el simulador termodinámico empleando el mejor criterio de ajuste a fin de reproducir los resultados experimentales.
- Se registró el valor de la presión de convergencia correspondiente.

Luego se calculó la presión de convergencia promedio con los 35 valores obtenidos de los ajustes de cada estudio PVT experimental, dando lugar a un valor que, posteriormente, permanece fijo para todas las simulaciones involucradas en la técnica. En resumen, ese valor promedio es el que permite usar un simulador que ya no requiere ajustes adicionales para cada caso particular.

A manera de análisis preliminar, y con el objetivo de analizar la representatividad de los resultados obtenidos con la técnica, aplicamos la misma a las 35 muestras, procediendo en cada caso de la siguiente manera:

- Se tomó de cada reporte PVT la composición molecular del gas y el petróleo atmosféricos obtenidos en el flash para composición. A pesar de que estos fluidos no son formalmente equivalentes a los que

obtendremos en los muestreos en manifold o boca de pozo, son una buena representación de los mismos.

- También se consideró conocida la presión de burbuja. En la aplicación práctica de la técnica este dato, o la RGP en superficie, es aportado por el especialista interesado en la caracterización del fluido de reservorio.
- Utilizando el simulador termodinámico pre-ajustado, se calcularon las proporciones de gas y petróleo atmosféricos a recombinar numéricamente para que la presión de burbuja predicha por el mismo ajuste del simulador coincidiera con la presión de burbuja experimental. Se debe notar que la composición del fluido de reservorio estimada de esta manera no es exactamente igual a la composición del fluido de reservorio determinada experimentalmente, dado que las proporciones de gas y líquido recombinadas numéricamente no se determinaron mediante un ensayo de separación flash de la muestra de fluido de reservorio, si no que se estimaron utilizando el simulador termodinámico pre-ajustado.
- Estimada la composición del fluido de reservorio, se simularon todos los parámetros termodinámicos incluidos en un reporte PVT estándar, utilizando el simulador pre-ajustado.
- La curva de viscosidad vs presión a temperatura de reservorio de la liberación diferencial se construyó utilizando las correlaciones de Beal³ para petróleo saturado y subsaturado, y empleando, para la viscosidad del petróleo a presión atmosférica, el valor determinado experimentalmente en cada ensayo PVT. En este proceso hemos extraído este valor de los reportes dado que, al contar con la muestra de petróleo atmosférico obtenida en el recipiente, está contemplada en la técnica la posibilidad de realizar todas las mediciones experimentales estándar sobre el petróleo atmosférico, entre ellas la curva de viscosidad vs temperatura. La otra alternativa era la de correlacionar la densidad con la viscosidad, pero esta técnica es muy poco adecuada para muchos de los petróleos argentinos.

En las **Figuras 3 a 6** se presentan los crossplots comparativos de los valores experimentales reportados en cada estudio PVT vs los valores obtenidos con la técnica PVT semi-Sintético, para los parámetros termodinámicos más representativos a presión de burbuja.

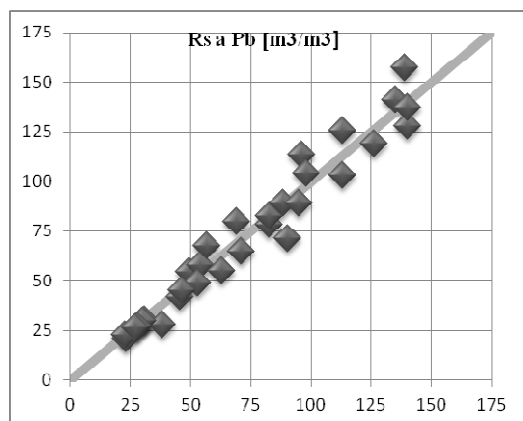


Figura 3: Crossplot del volumen de gas disuelto (Rs) a presión de burbuja obtenido en el ensayo de Liberación Diferencial. Valores experimentales reportados en los informes PVT vs valores obtenidos con la técnica de PVT semi-Sintético.

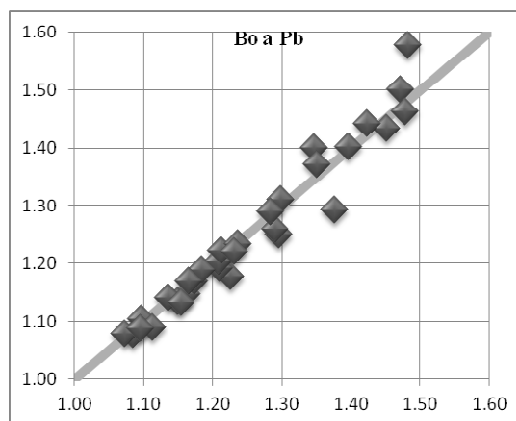


Figura 5: Crossplot del factor de volumen del petróleo (Bo) a presión de burbuja obtenido en el ensayo de Liberación Diferencial. Valores experimentales reportados en los informes PVT vs valores obtenidos con la técnica de PVT semi-Sintético.

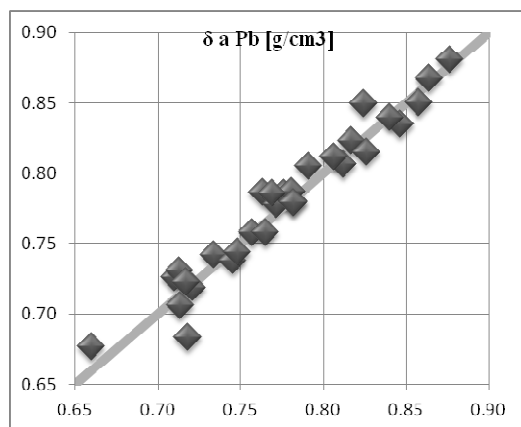


Figura 4: Crossplot de la densidad del petróleo (δ) a presión de burbuja obtenida en el ensayo de Liberación Diferencial. Valores experimentales reportados en los informes PVT vs valores obtenidos con la técnica de PVT semi-Sintético.

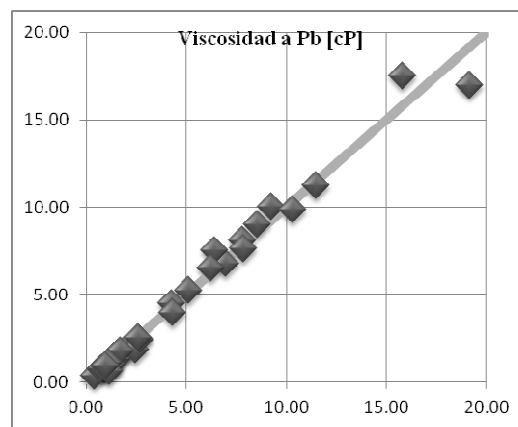


Figura 6: Crossplot de la viscosidad del petróleo a presión de burbuja obtenida en el ensayo de Liberación Diferencial. Valores experimentales reportados en los informes PVT vs valores obtenidos con la técnica de PVT semi-Sintético.

Prueba Piloto.

En el mes de abril de 2012, a raíz de un muestreo a condición de reservorios solicitado por la empresa Sinopec, con quienes venimos trabajado en desarrollos técnicos similares (por ejemplo (4)), se acordó realizar una prueba piloto de la técnica PVT semi-Sintético. La prueba se diseñó con el objetivo de comparar los resultados obtenidos en un estudio PVT convencional de una muestra de fondo con los obtenidos aplicando la técnica PVT semi-Sintético a una muestra obtenida durante un ensayo de pistoneo del mismo petróleo.

Con este objetivo se seleccionó un pozo de la formación Mina del Carmen, ubicado en la cuenca del Golfo de San Jorge, del que se extrajo una muestra de fondo convencional para el estudio PVT experimental. El muestreo para el estudio PVT semi-Sintético se realizó desde el manifold, durante los ensayos de pistoneo de la capa, previos al cierre del pozo para estabilización y posterior toma de muestra de fondo convencional. Es interesante resaltar que dicho muestreo, realizado directamente desde el manifold, no implicó ningún tipo de retraso en las operaciones de terminación del pozo, que siguieron su curso normalmente.

Obtenidas las muestras se trabajó en el laboratorio de la siguiente manera:

Sobre la muestra de fondo:

- Se realizó un estudio PVT experimental convencional.

Sobre la muestra de pistoneo:

- Se determinó cromatográficamente la composición del gas atrapado en la cámara superior del recipiente. Al momento del muestreo este gas formaba parte de la espuma de petróleo, posteriormente se separó de la fase líquida dentro del recipiente permaneciendo como fase gaseosa en equilibrio con el petróleo atmosférico.
- Se determinó la composición del petróleo atmosférico. Por cromatografía y determinando la cantidad y propiedades de la fracción C20+ por destilación.
- Se determinó peso molecular medio y densidad estándar del petróleo atmosférico y del residuo de destilación (fracción C20+).
- Se midió la curva de Viscosidad vs Temperatura del petróleo atmosférico.

Siguiendo los pasos detallados en el análisis estadístico previo, se utilizó el simulador termodinámico pre-ajustado para calcular las proporciones de gas y líquido a recombinar numéricamente a fin de obtener un fluido cuya presión de burbuja (calculada con el mismo ajuste del simulador) coincidiera con la presión de burbuja determinada experimentalmente sobre la muestra de fondo en el estudio PVT experimental. De dicha recombinación numérica se obtuvo la composición del fluido de reservorio estimada por la técnica.

Se simuló todos los ensayos PVT estándar utilizando el simulador termodinámico pre-ajustado y se construyó la curva de viscosidad del ensayo de liberación diferencial partiendo de la viscosidad del petróleo atmosférico a temperatura de reservorio, determinada experimentalmente y utilizando las correlaciones de Beal³ para petróleo saturado y subsaturado (utilizando como parámetro de entrada los volúmenes de gas liberado calculados en la simulación).

Estimados todos los parámetros termodinámicos con la técnica del PVT semi-Sintético, se compararon los mismos con los resultados experimentales de los ensayos realizados sobre la muestra de fondo. En las

Figuras 7 a 11 pueden observarse las comparaciones para los parámetros termodinámicos de mayor relevancia:

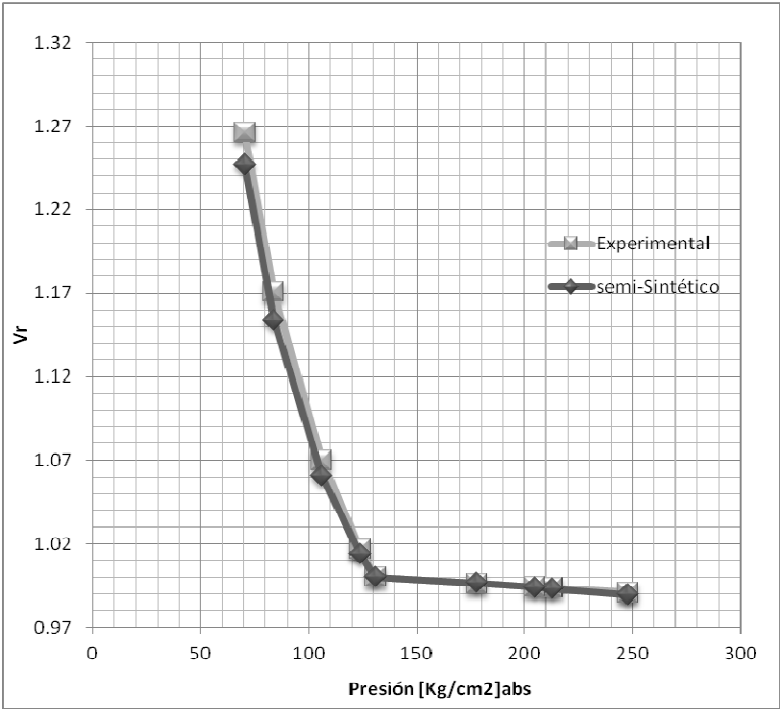


Figura 7: Comparativa del Volumen Relativo en el ensayo de expansión a masa constante. Valores obtenidos experimentalmente sobre la muestra de fondo y estimados con la técnica PVT semi-Sintético sobre la muestra de pistoneo.

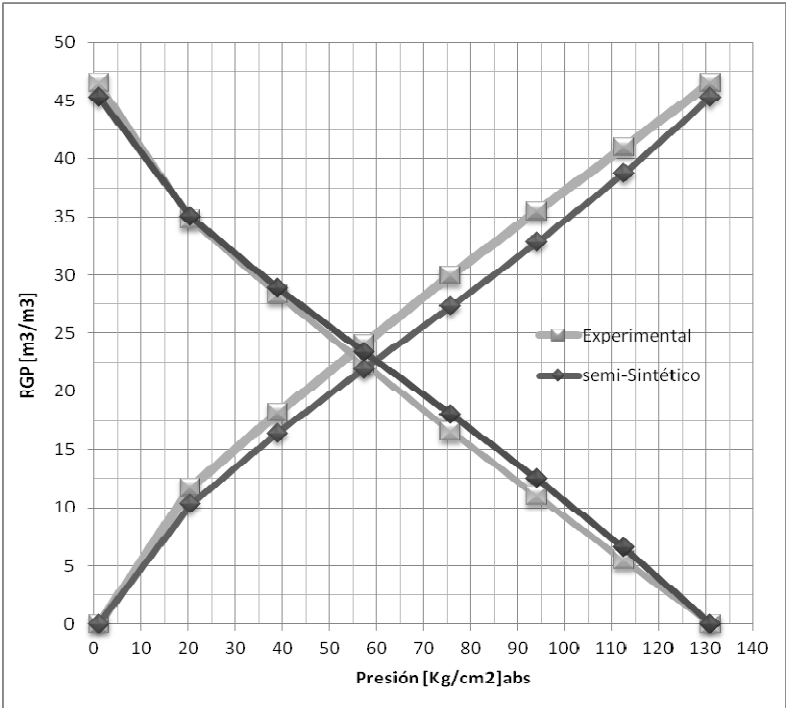


Figura 8: Comparativa de Gas Disuelto y Liberado en el ensayo de Liberación Diferencial. Valores obtenidos experimentalmente sobre la muestra de fondo y estimados con la técnica PVT semi-Sintético sobre la muestra de pistoneo.

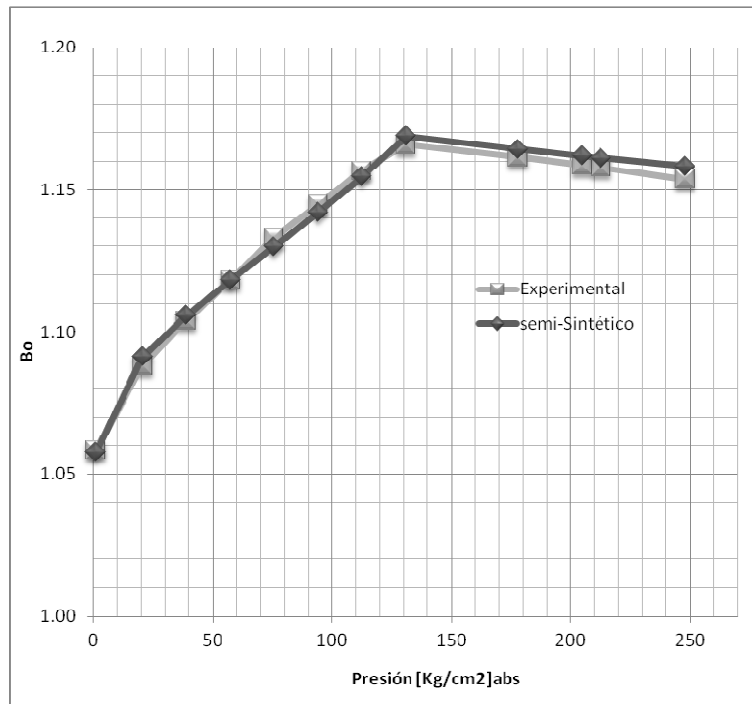


Figura 9: Comparativa del Factor de Volumen del Petróleo en el ensayo de Liberación Diferencial. Valores obtenidos experimentalmente sobre la muestra de fondo y estimados con la técnica PVT semi-Sintético sobre la muestra de pistoneo.

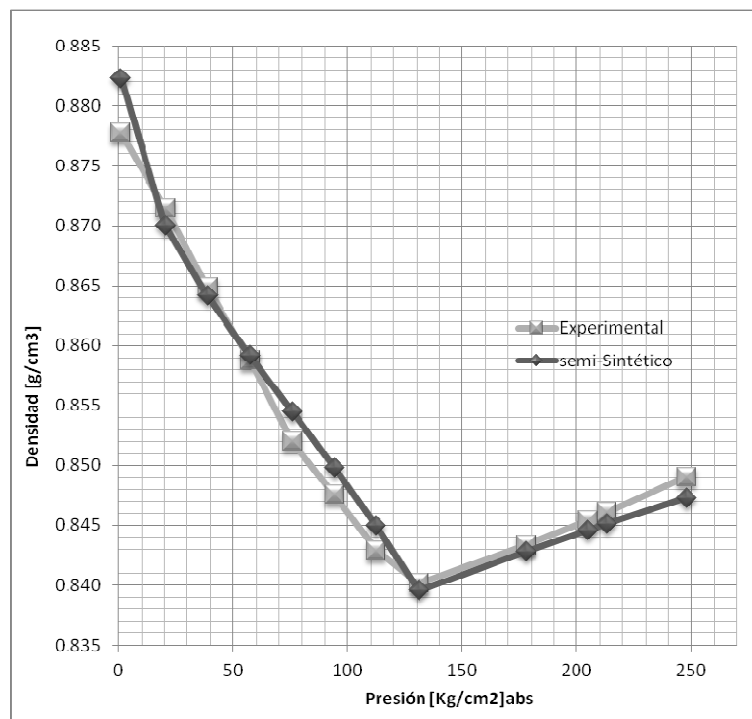


Figura 10: Comparativa de la Densidad del Petróleo en el ensayo de Liberación Diferencial. Valores obtenidos experimentalmente sobre la muestra de fondo y estimados con la técnica PVT semi-Sintético sobre la muestra de pistoneo.

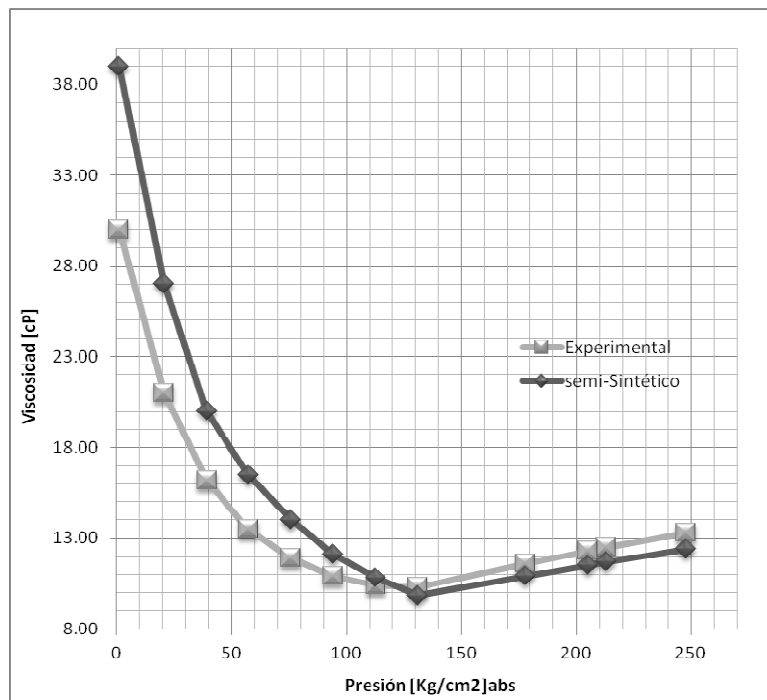


Figura 10: Comparativa de la Viscosidad del Petróleo en el ensayo de Liberación Diferencial. Valores obtenidos experimentalmente sobre la muestra de fondo y estimados con la técnica PVT semi-Sintético sobre la muestra de pistoneo.

Análisis de Sensibilidad.

Tal como hemos mencionado a lo largo del trabajo, para poder estimar el comportamiento termodinámico del fluido de reservorio a partir de una muestra de boca de pozo, aplicando la técnica PVT semi-Sintético, es necesario conocer el valor aproximado de la Presión de Burbuja del fluido de reservorio o, en su defecto, la RGP medida al inicio de la producción. Por lo tanto, resulta necesario determinar cuán sensibles son las estimaciones realizadas respecto de posibles desviaciones de estos parámetros del valor real.

Con el objetivo de realizar el análisis de sensibilidad de los resultados respecto del valor de Presión de Burbuja fijado, se repitió el análisis realizado en la prueba piloto utilizando, para todos los cálculos (recombinación numérica de gas y líquido para estimar la composición del fluido de reservorio, simulación termodinámica de todos los parámetros, construcción de la curva de viscosidad, etc), una presión de burbuja 10, y 20 kg/cm² menor, y 10, y 20 kg/cm² mayor a la determinada en el estudio PVT experimental.

En la **Tabla 1** presentada a continuación se puede ver como varía la composición del fluido de reservorio estimada con la técnica a partir de la muestra de pistonéo utilizando las diferentes presiones de burbuja para el cálculo de recombinación.

		Composición estimada con la Técnica PVT semi-Sintético Utilizando					
		Composición Fluido de Reservorio Experimental	Pb Exp. - 20 kg/cm2	Pb Exp. - 10 kg/cm2	Pb Exp.	Pb Exp. +10 kg/cm2	Pb Exp. + 20 kg/cm2
		[% Molar]	[% Molar]	[% Molar]	[% Molar]	[% Molar]	[% Molar]
N ₂	Nitrógeno	0.291	0.403	0.431	0.459	0.487	0.515
CO ₂	Dióxido de Carbono	0.943	1.372	1.468	1.564	1.659	1.754
C ₁	Metano	30.340	26.530	28.394	30.242	32.080	33.911
C ₂	Etano	5.734	6.059	6.472	6.882	7.289	7.695
C ₃	Propano	3.457	3.143	3.330	3.516	3.700	3.884
iC ₄	i-Butano	0.780	0.622	0.649	0.675	0.701	0.727
nC ₄	n-Butano	2.056	1.385	1.428	1.471	1.513	1.556
iC ₅	i-Pentano	0.898	0.589	0.591	0.593	0.595	0.598
nC ₅	n-Pentano	1.781	1.144	1.139	1.135	1.131	1.126
C ₆	Hexanos	3.103	2.322	2.251	2.182	2.112	2.043
C ₇	Heptanos	3.690	2.611	2.511	2.411	2.312	2.213
C ₈	Octanos	3.389	3.308	3.163	3.019	2.875	2.733
C ₉	Nonanos	2.934	2.787	2.662	2.537	2.413	2.290
C ₁₀	Decanos	2.218	2.229	2.127	2.026	1.925	1.824
C ₁₁	Undecanos	2.006	1.993	1.901	1.809	1.718	1.627
C ₁₂	Dodecanos	1.958	1.934	1.844	1.755	1.667	1.578
C ₁₃	Tridecanos	2.307	2.291	2.185	2.079	1.974	1.870
C ₁₄	Tetradecanos	2.096	2.132	2.033	1.935	1.838	1.740
C ₁₅	Pentadecanos	2.149	2.149	2.049	1.950	1.852	1.754
C ₁₆	Hexadecanos	1.907	1.937	1.847	1.758	1.670	1.581
C ₁₇	Heptadecanos	1.735	1.737	1.656	1.576	1.497	1.417
C ₁₈	Octadecanos	1.783	1.774	1.691	1.610	1.529	1.448
C ₁₉	Nonadecanos	1.703	1.712	1.632	1.554	1.475	1.397
C ₂₀₊	Eicosanos y Sup	20.744	27.836	26.544	25.263	23.989	22.719
Total :		100.000	100.000	100.000	100.000	100.000	100.000

Tabla 1: Composiciones moleculares experimental y estimadas con la técnica PVT semi-Sintético para las diferentes presiones de burbuja analizadas.

Por otro lado, en las **Figuras 11 a 14** presentamos la comparación entre los resultados experimentales y los estimados con la técnica PVT semi-Sintético utilizando las diferentes presiones de burbuja. Se presenta la comparativa de los parámetros: Rs (gas disuelto), Bo (factor de volumen del petróleo), δ (densidad del petróleo) y Viscosidad del ensayo de liberación diferencial, en cada caso.

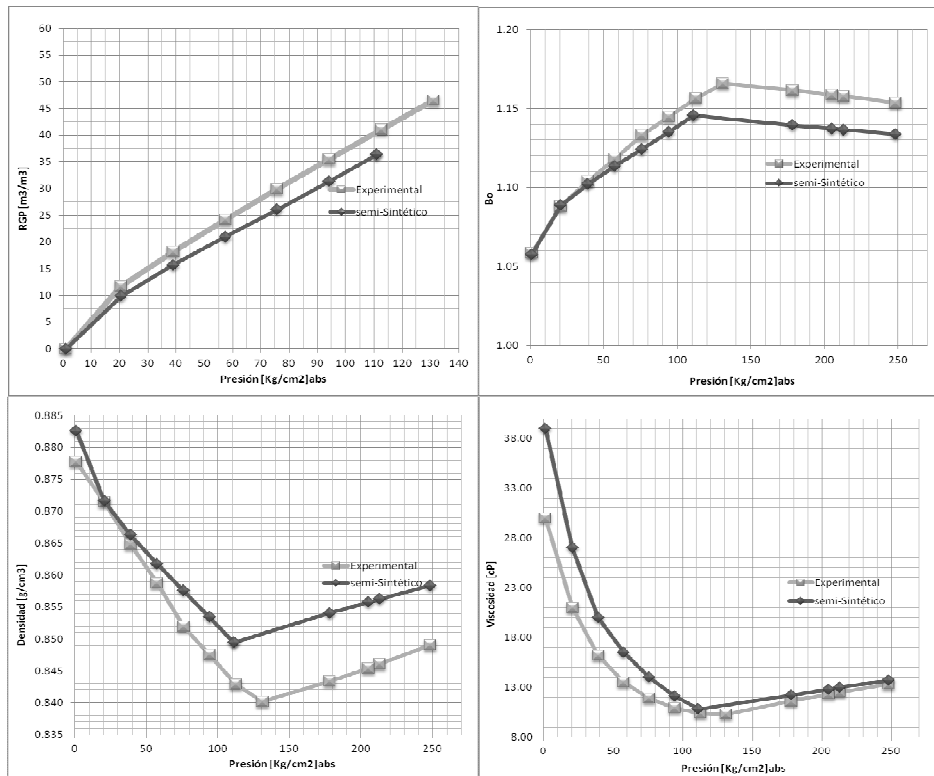


Figura 11: Análisis de sensibilidad. Comparativa de los principales parámetros termodinámicos del ensayo de Liberación Diferencial. Valores obtenidos experimentalmente sobre la muestra de fondo y estimados con la técnica PVT semi-Sintético sobre la muestra de pistoneo con una presión de burbuja 20kg/cm2 menor que la experimental.

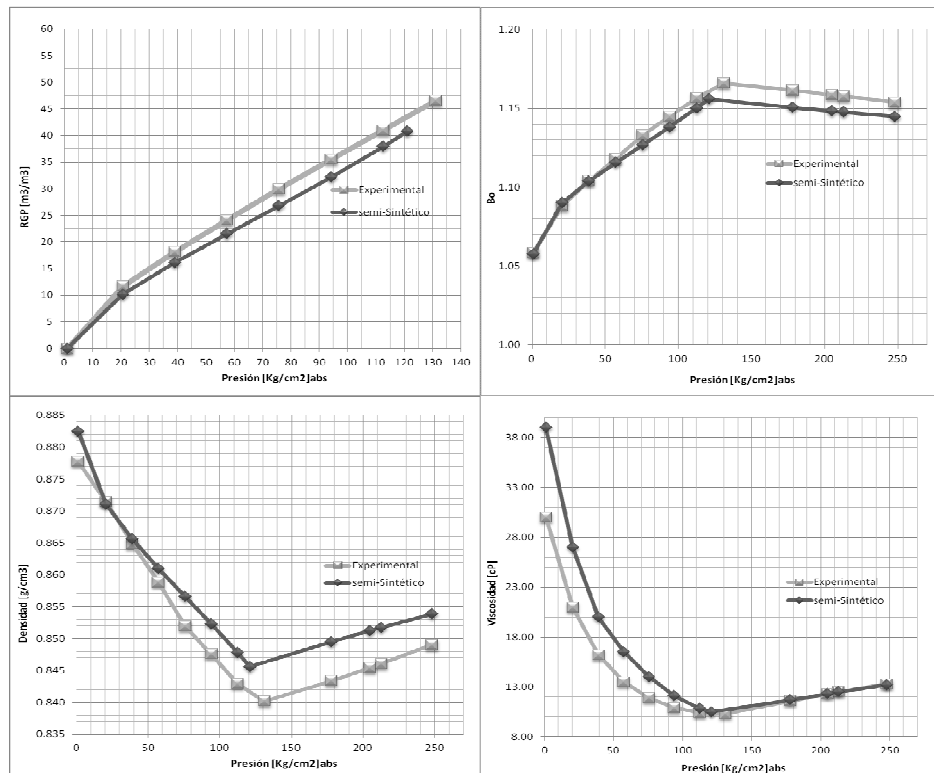


Figura 12: Análisis de sensibilidad. Comparativa de los principales parámetros termodinámicos del ensayo de Liberación Diferencial. Valores obtenidos experimentalmente sobre la muestra de fondo y estimados con la técnica PVT semi-Sintético sobre la muestra de pistoneo con una presión de burbuja 10kg/cm2 menor que la experimental.

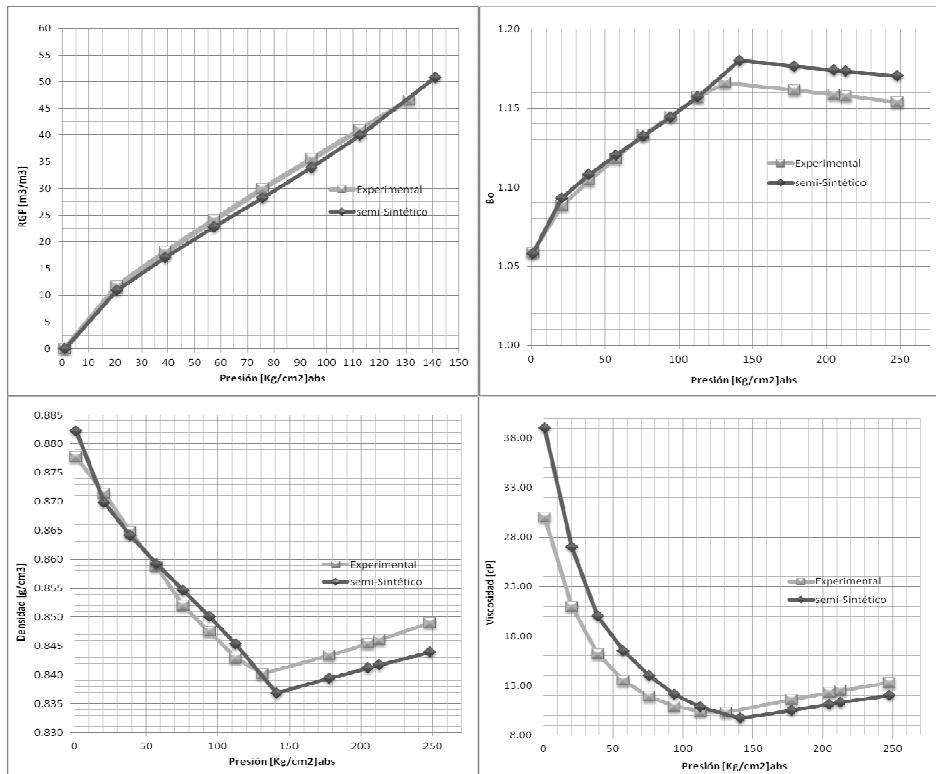


Figura 13: Análisis de sensibilidad. Comparativa de los principales parámetros termodinámicos del ensayo de Liberación Diferencial. Valores obtenidos experimentalmente sobre la muestra de fondo y estimados con la técnica PVT semi-Sintético sobre la muestra de pistoneo con una presión de burbuja 10kg/cm2 mayor que la experimental.

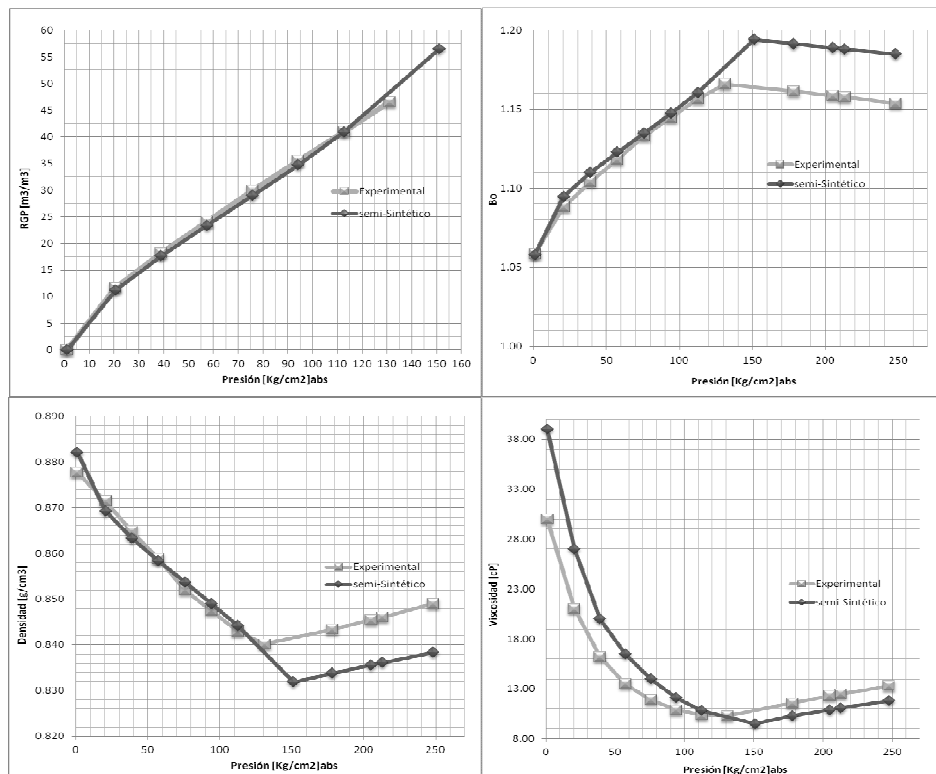


Figura 14: Análisis de sensibilidad. Comparativa de los principales parámetros termodinámicos del ensayo de Liberación Diferencial. Valores obtenidos experimentalmente sobre la muestra de fondo y estimados con la técnica PVT semi-Sintético sobre la muestra de pistoneo con una presión de burbuja 20kg/cm2 mayor que la experimental.

Este estudio de sensibilidad indica que, pese a la obvia dependencia de los parámetros PVT con la Presión de saturación, se mantienen las tendencias generales de las curvas significativas. De esta forma resulta que la capacidad de esta herramienta para modelar las propiedades del fluido de reservorio, depende más de los parámetros auxiliares (Presión de saturación o RGP) que de la toma de muestra y la simulación termodinámica con el simulador pre-ajustado.

Extensión de la técnica a petróleos con mayor RGP.

El límite establecido en la RGP para los petróleos que consideramos aptos para ser tratados con la técnica desarrollada se debe, fundamentalmente, a dos motivos. El primero, y menos importante, es que los petróleos con mayor cantidad de gas disuelto suelen presentar presiones de convergencia mayores, y por lo tanto el pre-ajuste del simulador pierde cierta representatividad a medida que la RGP se incrementa. El segundo motivo es la razón fundamental y está asociado con la viscosidad de los petróleos. A pesar de que existen excepciones, los petróleos con RGP moderada suelen presentar viscosidades mayores que aquellos petróleos más livianos con RGP mayores. La viscosidad del petróleo es un factor extremadamente importante al momento de realizar el muestreo en manifold. Al momento de obtener la muestra durante el pistoneo el petróleo llega al manifold en forma de espuma, con parte del gas asociado retenido en la misma. Cuando dicha espuma permanece un tiempo dentro del recipiente, se rompe la emulsión y el resultado final son dos fases separadas, gas y líquido, en equilibrio dentro del mismo. La representatividad del gas muestreado guarda una estrecha relación con la viscosidad del petróleo. A mayor viscosidad del petróleo, mayor es la estabilidad de la emulsión y menor es el posible fraccionamiento de la fracción gaseosa, derivado del gas que logra escapar de la espuma.

Como resultado, en petróleos más viscosos, dentro del recipiente se obtiene un gas cuya composición es similar a la composición del gas “completo” asociado al petróleo (prácticamente equivalente a la composición del gas que obtendríamos en una separación flash a presión atmosférica del petróleo de reservorio). En petróleos menos viscosos parte de los componentes livianos del petróleo escapan de la espuma antes de llegar a la superficie resultando, el gas de espuma, un gas notablemente más pesado que el gas “completo” asociado al petróleo. Si bien la técnica fue desarrollada específicamente para petróleos con poco gas, generalmente más viscosos, es posible extender su alcance a petróleos más livianos si, además de la muestra de espuma de petróleo, existe la posibilidad de muestrear la corriente de gas “libre” que llega a superficie.

Como control de esta posibilidad, hemos realizado una prueba de la técnica muestreando en boca de pozo, en un pozo surgente de un horizonte “shale oil” de Vaca Muerta. En este caso se extrajo una muestra de “espuma” de petróleo en un punto de muestreo previo al orificio y una muestra de la corriente de gas “libre” en otro punto posterior al orificio. Los gases obtenidos en ambos casos presentaron composiciones marcadamente diferentes. Luego, aplicando ciertos criterios, se realizó una recombinación numérica en dos etapas entre el petróleo atmosférico y ambos gases, utilizando el simulador pre-ajustado. Las estimaciones obtenidas resultaron coherentes con los datos de producción, pero los resultados obtenidos no se presentan en el cuerpo del trabajo debido a que aún no se ha realizado el estudio PVT experimental del petróleo de ese horizonte y, por lo tanto, no contamos con resultados comparativos. Sin embargo, esta primera experiencia sugiere que es posible extender la metodología a situaciones no contempladas originalmente.

Como desarrollo futuro se espera trabajar con lo que denominamos “curva de escape selectivo” de componentes de la espuma asociada al petróleo muestreado. En otras palabras, se busca lograr una mejor estimación de la composición del gas “completo” asociado al petróleo a partir del gas muestreado con la espuma, considerando ciertas propiedades del petróleo y el reservorio. El objetivo final es el de extender la técnica a petróleos más livianos sin necesidad de aplicar muestreos diferentes ni recombinaciones compuestas que exigen elegir y aplicar ciertos criterios adicionales.

Conclusiones.

Observando los crossplots obtenidos durante el ajuste de la técnica podemos concluir, en primer lugar, que utilizando un único ajuste del simulador termodinámico es posible estimar razonablemente bien el comportamiento de una gran variedad de petróleos negros con RGP moderada (inferior a 150 m³/m³) a partir de las composiciones de gas y líquido obtenidas en una separación flash a presión atmosférica del fluido de reservorio. Cabe mencionar especialmente el ajuste logrado para los valores de viscosidad a presión de burbuja, teniendo en cuenta que este es un parámetro termodinámico especialmente difícil de correlacionar o simular. Como ya hemos comentado anteriormente, la buena aproximación lograda en la viscosidad se debe a que la técnica contempla la medición experimental de la viscosidad del petróleo

atmosférico. Esto nos exige de utilizar correlaciones para estimar la viscosidad del petróleo muerto, evitando los grandes errores asociados a las mismas.

En cuanto a la prueba piloto hay varios puntos a destacar:

- La muestra para realizar el estudio PVT semi-Sintético a partir del ensayo de pistoneo para la prueba piloto fue obtenida por personal de INLAB. Como hemos mencionado, la muestra se extrajo directamente del manifold durante la última carrera del ensayo de pistoneo de la capa estudiada antes del cierre para estabilización del pozo y posterior toma de muestra de fondo. El procedimiento fue extremadamente sencillo, rápido, económico (bajo costo de los recipientes de muestreo) y completamente independiente de las tareas realizadas por el equipo de workover, para el que prácticamente pasaron desapercibidas nuestras operaciones. Por lo tanto asumimos que, con un mínimo de material instructivo, el propio personal de operaciones puede realizar exitosamente esta operación.
- La representatividad de las estimaciones realizadas con la técnica se aprecia a simple vista en las **Figuras 7 a 10** en las que se las compara con los resultados obtenidos en el estudio PVT experimental. Particularmente, en el caso de la viscosidad (**Figura 10**) notamos cierta desviación en el valor a presión atmosférica (aprox. 9 cp). Esta diferencia no es generada por la metodología de cálculo dado que ambos valores son experimentales (en el PVT semi-Sintético la viscosidad del petróleo atmosférico también es un valor medido experimentalmente). En carreras previas de pistoneo de la misma capa también se realizaron muestreos y las viscosidades atmosféricas variaron de muestra en muestra. Esta variación tan marcada de viscosidad sugiere una cierta heterogeneidad de fluidos en la capa muestreada (escenario ya observado en la cuenca del Golfo San Jorge). En estos casos, la incerteza en el valor representativo de viscosidad se traslada a la propia muestra empleada para el estudio PVT y debe tomarse como una característica de algunas acumulaciones y no como una limitación de la técnica presentada en este estudio.

En cuanto al análisis de sensibilidad realizado podemos destacar los siguientes puntos:

- Con respecto a la dependencia de los parámetros termodinámicos estimados utilizando las diferentes presiones de burbuja, se observa en las **Figuras 11 a 14** que, como era previsible, se presentan cambios en los valores de los parámetros a presión de burbuja y en la zona monofásica siendo mejor el ajuste cuando la presión de burbuja coincide con la “real”. Sin embargo cabe destacar que, en todos los casos, el comportamiento estimado para presiones por debajo de la presión de burbuja varía muy poco con los cambios en la presión de burbuja y se mantiene razonablemente representativo.
- El punto anterior sugiere que es posible aplicar la técnica, incluso en aquellos casos en los que la presión de burbuja (o en su defecto, la RGP del petróleo) no se conoce con demasiada precisión. Es posible realizar todos los cálculos utilizando un valor estimado de la presión de burbuja o RGP, y luego, en caso de que se desee corregir el valor de presión de burbuja, corregir todos los valores extrapolando el comportamiento monofásico de las curvas hasta la nueva presión de burbuja y, a partir del nuevo valor del parámetro a presión de burbuja, manteniendo las tendencias de la zona monofásica para presiones superiores.

A nivel general los estudios realizados muestran que, en el caso de reservorios de petróleo negro con RGP moderada, es posible estimar el comportamiento termodinámico del fluido de reservorio con razonable representatividad a partir de una muestra obtenida durante los ensayos de pistoneo, o en boca de pozo. Dado que el estudio PVT semi-Sintético implica un número menor de ensayos de laboratorio, prácticamente no tiene costos de muestreo asociados ni produce retrasos en la terminación de pozos ni en la producción, la técnica abre la posibilidad de contar con información termodinámica razonablemente confiable en escenarios en los que habitualmente no se realizaría un ensayo PVT convencional.

Bibliografía.

1. James W. Amyx, Daniel M. Bass, Jr. Robert I. Whiting. *Petroleum Reservoir Engineering – Physical Properties*. s.l. : Mc Graw-Hill Book Company , 1960.
2. NGAA. *Equilibrium Ratio Data Book*. Tulsa, Okla : Natural Gasoline Association of America, 1957.
3. Beal, C. *The Viscosity of Air, Water, Natural Gas, Crude Oil and Its Associated Gases at Oil Field Temperatures and Pressures*, AIME Petrol. Trans., vol. 165, 1946.
4. Maiztegui, G., Fica G. *Determinación de CO₂ en petróleo de producción de tanque, para la posterior estimación de CO₂ en fluidos de reservorio, con el objetivo de delimitar las capas y/o formaciones que aportan dichogas en el bloque de desarrollo*, Tesis de grado. Ing. Química, UBA, 2011.