



PRE-PROCESAMIENTO TERMODINÁMICO Y VALIDACIÓN RÁPIDA DE ESTUDIOS PVT Una herramienta simple y didáctica para facilitar el modelado termodinámico

Marcelo A. Crotti, Inlab S.A., mcrotti@inlab.com.ar; Claudio N. Cavasotto, IIMT, CONICET-Universidad Austral, cnc@cavasotto-lab.net; Mario Gatto, Inlab S.A., mgatto@inlab.com.ar

Palabras claves

Modelado termodinámico, PVT, EOS, pre-procesamiento

Resumen

Se presenta un desarrollo en planillas de cálculo, con rutinas en Fortran, para visualizar y pre-ajustar, estudios PVT de Laboratorio.

El desarrollo está destinado a usuarios con poca o mucha experiencia en el manejo de simuladores termodinámicos basados en Ecuaciones de Estado (EOS).

Cada tipo de fluido (Petróleos Negros, Petróleos Volátiles o Sistemas de Gas y Condensado) tiene su propia planilla que procesa automáticamente los datos del estudio PVT, sin necesidad de cargar manualmente la información volumétrica y composicional.

La presentación es directa, mostrando permanentemente los gráficos más representativos para cada clase de fluidos con visualización comparativa de datos experimentales y calculados con los parámetros elegidos para el ajuste termodinámico.

Si bien se trata de un simulador con el mismo potencial de cálculo que los programas más elaborados, la interface es intencionalmente simple, permitiendo modificar sólo los parámetros más significativos del ajuste, dentro de valores que se consideran “aceptables” y dentro de una única pantalla de trabajo. La salida es automática, generando los archivos necesarios para alimentar los paquetes de ajuste termodinámico comerciales, donde se pueden usar los ajustes ya realizados o continuar la tarea de “tunning” con las herramientas que ofrecen los diferentes programas especializados.

El objetivo principal de esta herramienta es el de simplificar la lectura, procesamiento y validación de la información de laboratorio, para que el no –especialista pueda incorporar fácilmente esta información en el modelado de procesos o de estudios de reservorio.

Abstract

We present a spreadsheet-based development, coupled with Fortran routines, for the visualization and pre-adjustment of laboratory PVT studies.

This development is aimed to all users, regardless their experience with thermodynamical simulators based on Equations of State (EOS).

Each type of fluid (black oil, volatile oils, and gas condensate systems) has its own spreadsheet that processes in an automatic fashion the data coming from the PVT study, with no need of manually entering volumetric and compositional information.

Data presentation is direct, always displaying the more representative plots for each type of fluid, and for comparative visualization, on each plot both experimental and calculated data are displayed, the latter using the selected parameters for the thermodynamical adjustment.

Although the simulator engine is similar to those more sophisticated programs, the interface is simplicity itself, allowing to modify only those parameters more relevant to the adjustment and within those values considered as “acceptable”, all inside a single working area.

The output is automatic, also generating the input files for commercial thermodynamical programs, either to perform calculations with the so far adjusted sample, or to proceed with the fine-tuning of the parameters using the tools of the different specialized programs.

The key objective of this tool is to simplify the reading, processing, and validation of laboratory data, such that the non-specialist could easily incorporate this information in the modeling of processes or reservoir studies.

Introducción

El desarrollo está destinado a facilitar la interpretación, validación y uso de los datos PVT de laboratorio.

Como tal, está diseñado para reservoristas que deban incluir datos termodinámicos en sus proyectos y tareas de modelado, sin ser expertos en las mediciones de laboratorio ni en el uso de los diversos simuladores comerciales.

Gracias a la potencia de cálculo actual, estos simuladores comerciales, incluyen un gran número de variables y opciones de ajuste cuya importancia y representatividad pueden resultar confusas para el no especialista. De esta forma, al usuario le suele resultar difícil evaluar cuándo el ajuste obtenido brinda una descripción adecuada del fluido de reservorio.

El desarrollo, que incluye un simulador termodinámico con todas las potencialidades de los productos comerciales actuales, simplifica la operación mediante procesos automáticos que resultan, en su gran mayoría, transparentes para el operador:

1. Un pre-tratamiento de los datos PVT, donde se extraen automáticamente todas las variables significativas provistas por el estudio de laboratorio. Esta etapa se realiza sin necesidad de que el operador deba tomar decisiones respecto a cuáles son los datos a extraer del estudio experimental.
2. Una etapa de ajuste manual, donde el operador interactúa sólo con las 3 ó 4 variables más significativas del cálculo termodinámico.
3. Una etapa de generación de los archivos compatibles con las herramientas comerciales de modelado. Esta etapa también transcurre automáticamente.

El proceso, montado en una planilla de cálculo con todas las funcionalidades que ésta aporta, genera permanentemente una visualización gráfica comparativa entre valores experimentales y simulados.

De esta forma, una vez validado en forma gráfica, el ajuste se almacena en archivos con el formato adecuado para continuar las tareas de caracterización de reservorios con otros paquetes disponibles en el mercado o para usarlo directamente en las tareas de evaluación necesarias.

En resumen, el desarrollo intenta simplificar las tareas de procesamiento que conducen desde los datos completos de un estudio PVT a la generación de archivos para el modelado termodinámico.

Fundamentos y Planteo General

La ingeniería de reservorios emplea multitud de datos de diferente origen, Algunos se obtienen durante las etapas de perforación y terminación de pozos; otros se obtienen mediante ensayos inmediatos de pozo o se derivan de la historia de producción disponible y otros se obtienen en laboratorio sobre muestras de rocas y fluidos extraídas con el objeto de caracterizar, en forma directa, las propiedades del medio poroso, de los fluidos de formación y de las diversas interacciones roca-fluidos.

En principio las mediciones de laboratorio son las que emplean menos suposiciones para obtener valores numéricos adecuados, pero su empleo está limitado por la representatividad de las muestras obtenidas.

Esta limitación suele ser más severa en las muestras de roca que en las muestras de fluidos, por lo que suele asumirse que, aplicando buenas prácticas de muestreo y análisis, los datos termodinámicos

se encuentran entre los más representativos y confiables de todos los que se emplean para la caracterización estática y dinámica de los diferentes niveles productivos.

Sin embargo, un estudio PVT convencional sólo incluye algunas medidas directas y unas pocas etapas de modelado físico. Por esta razón, para modelar situaciones no estudiadas en laboratorio, se emplean herramientas de simulación termodinámicas ajustadas en base a los datos experimentales.

Esta etapa, el “ajuste” del simulador termodinámico, es una tarea cuya complejidad varía de fluido a fluido y, muchas veces, se parece más a un trabajo matemático que a una descripción física de situaciones reales.

A esta situación contribuyen tanto la enorme cantidad de información que incluye un estudio PVT como la dificultad para identificar, por parte del usuario no experto, cuáles son las variables más representativas en cada escenario real y cuál es el “error” o incertidumbre admisible en cada una de ellas.

De por sí los estudios PVT de Petróleos Negros incluye cinco etapas experimentales netamente diferenciadas y con diferente impacto sobre la caracterización de reservorios.

1. Composición de la mezcla
2. Expansión a Composición Constante (CCE) y Presión de Saturación (Pb).
3. Liberación Diferencial (DL)
4. Ensayos de separación Flash
5. Viscosidad

Nota: El software incluye también el procesamiento de Petróleos Volátiles (VO) y de sistemas de Gas y Condensado (G&C). La presente descripción se basa en los fluidos del tipo “Petróleo Negro” sólo por razones didácticas.

Cada una de estas etapas se estudia, regularmente, en forma independiente, y sobre alícuotas diferentes (excepto la CCE y la DL que suelen realizarse sobre la misma alícuota) y los posibles errores, o anomalías. en cada una de ellas no tiene por qué manifestarse en las otras.

A modo de detalle muy simplificado, las siguientes son algunas de las consideraciones, que deben tenerse siempre en cuenta, a la hora de emplear los datos de un estudio PVT.

- La composición de la mezcla es siempre un dato fundamental, porque es en el que se basa el modelado termodinámico. Sin embargo, en caso de discrepancias entre los datos volumétricos experimentales y aquellos calculados en base a la composición, no debe asumirse que el error reside inevitablemente en los valores volumétricos. La composición de una mezcla también puede incluir errores de análisis o cálculo.
- Si bien la Pb está incluida como parte de la CCE, es un valor relevante por sí mismo pues no sólo identifica la presión en que el fluido pasa de monofásico a bifásico (con todas las consecuencias estáticas y dinámicas asociadas) sino que permite identificar el tipo de fluido como saturado o sub-saturado y, muchas veces, permite establecer la representatividad, o no, de la muestra. Es el único valor que tiene importancia como dato cuantitativo y cualitativo.
- La viscosidad puede ser el dato más relevante de todo el estudio PVT, especialmente en aquellos casos en que se realizan procesos de mantenimiento de presión a escala de reservorio.
- Los ensayos de separación en condiciones de superficie pueden ser más o menos relevantes que los estudios de DL, dependiendo también las características del reservorio y de las posibles operaciones de mantenimiento de presión.
- La DL, en sí misma, es un proceso de fácil reproducibilidad a escala de laboratorio pero no representa ningún proceso propio del reservorio, dado que en el estudio experimental se privilegia la producción de todo el gas liberado en cada etapa de presión, dejando el 100% del líquido en condiciones de reservorio. Estas condiciones son exactamente las contrarias a las que se trata de implementar en la explotación regular.

Todas estas características del estudio PVT, sumadas a la posible y frecuente heterogeneidad de fluidos en el subsuelo conducen a que no exista una receta única acerca de cómo “ajustar” un simulador termodinámico para obtener lo que suele identificarse como el “modelo de fluidos de reservorio”.

Este complejo escenario, muchas veces de difícil solución incluso para especialistas, es la razón por la que se decidió desarrollar la herramienta que aquí presentamos.

Para lograr el objetivo se siguieron los siguientes lineamientos globales:

1. La herramienta se hizo compatible con todas las características de los productos comerciales más difundidos. Sin embargo, durante el pre-procesamiento, el acceso a las posibilidades más “finas” de ajuste no están abiertas para el usuario común.
2. La composición se limitó a 11 componentes: los gases inertes (N₂ y CO₂), los hidrocarburos más livianos (C1 a C6) y una única fracción “pesada”, identificada como C7+
 - a. La composición y las propiedades de la fracción C7+ se obtienen en forma automática. Estos valores son “transparentes” para el usuario y se derivan directamente del estudio PVT.
3. No se habilitó el manejo de parámetros cuyo significado físico no sea directamente entendible para el usuario.
4. Sólo se permite la selección, por parte del usuario, de dos familias de coeficientes de interacción binarios (BICs) y el manejo manual del coeficiente de interacción binario entre C1 y C7+ (identificado como “BIC Metano – Pseudo”) por ser los componentes más representativos de casi todas las mezclas naturales de hidrocarburos.
5. Toda la información relevante del modelado se presenta en una única pantalla para que el usuario no deba hacer un rastreo de los gráficos propios de cada variable individual y evitando la selección de pantallas en cascada o en paralelo.
6. Para simplificar la tarea de evaluación, se adoptó sólo la forma gráfica de comparación de resultados experimentales y simulados. En el mismo gráfico se incluye un único valor numérico porcentual, indicativo de la diferencia entre ambas series de valores.

Visualización y Uso del Pre-Procesador

Como ya se mencionó, la herramienta se implementó sobre una planilla de cálculo comercial y, como tal, se presenta con un formato y funcionalidad que son familiares para la casi totalidad de especialistas en Ingeniería de Reservorios.

De todas las hojas de cálculo incluidas en el desarrollo, cuando se abre el archivo principal, sólo se visualiza la parte superior de la primera, que presenta un formato como el que se muestra en la Fig. 1.

Nota: Debido a la cantidad de información que se maneja, esta figura global no permite apreciar los detalles de la imagen con la adecuada resolución. En las figuras siguientes se analiza cada sector de la pantalla y se describe su funcionalidad individualmente.

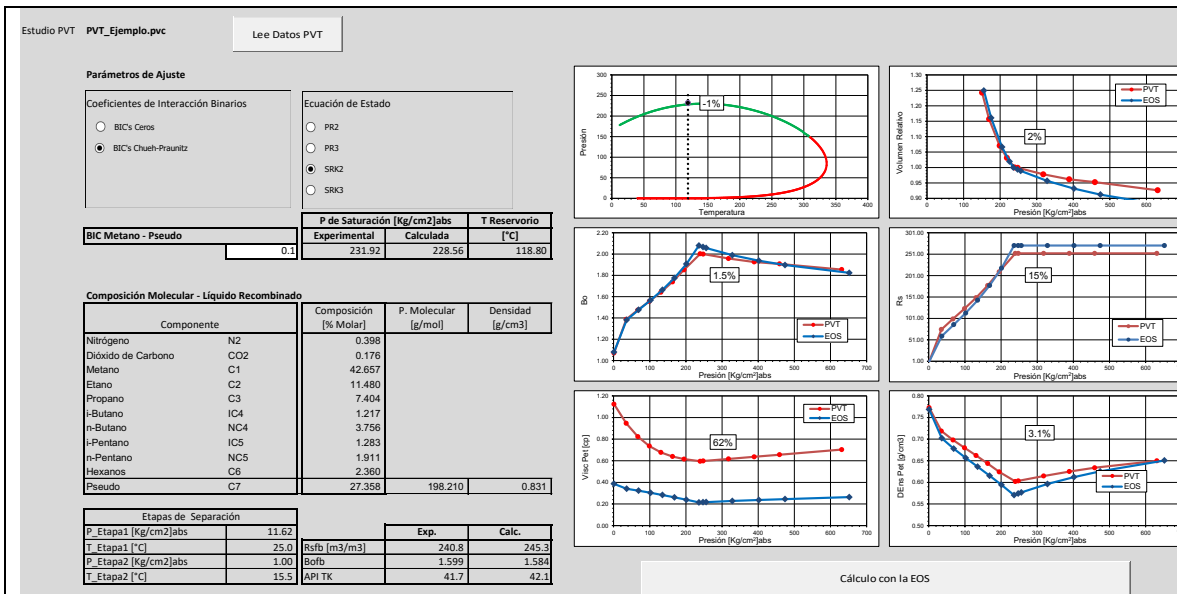


Fig. 1 - Aspecto global que presenta el pre-procesador termodinámico, luego de seleccionar un archivo de trabajo y realizar el cálculo mediante la EOS elegida, con los 3 parámetros fijados manualmente.

La información contenida en el sector superior-izquierdo se muestra ampliada en la Fig.2.

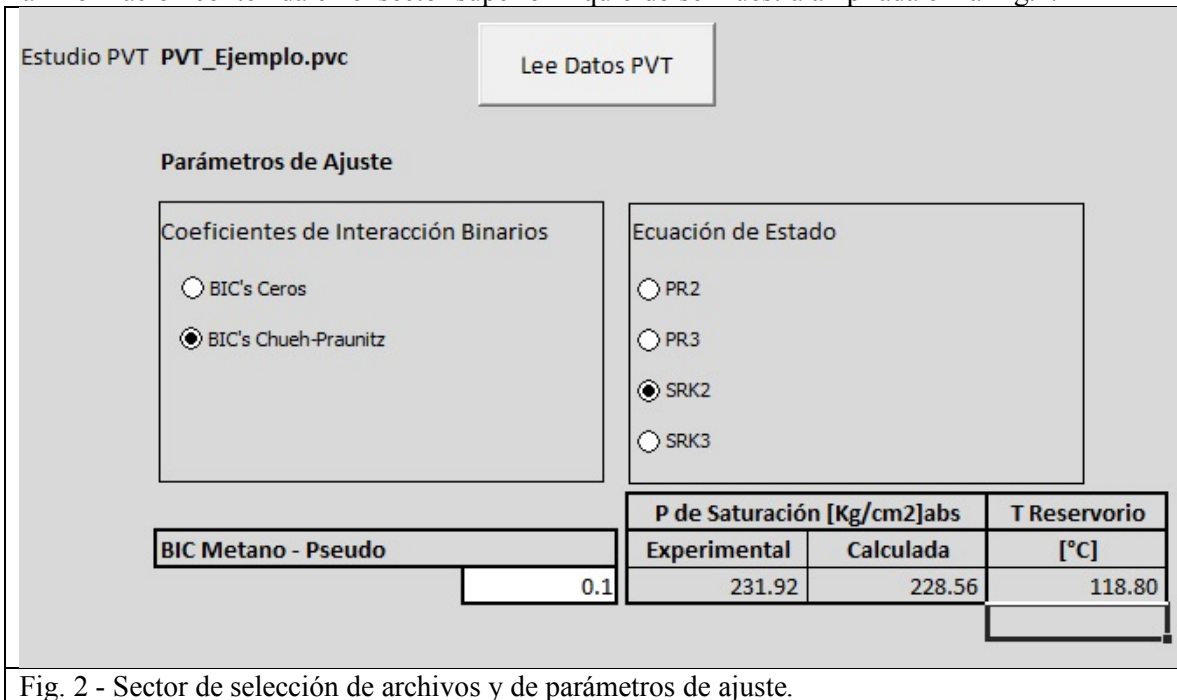


Fig. 2 - Sector de selección de archivos y de parámetros de ajuste.

En esta parte de la pantalla, se integran todos los parámetros que puede cambiar el usuario.

Coefficientes de Interacción Binarios (BIC)

En este caso sólo se permite seleccionar entre dos opciones.

- BICs nulos
- BICs obtenidos mediante la metodología propuesta por Chueh and Prausnitz

Si bien la primera opción no es recomendable porque, sin sustento físico, asume que los coeficientes de sustancias puras pueden adaptarse a mezclas complejas mediante promedios geométricos directos, algunos usuarios prefieren disponer de esta opción en los primeros ajustes.

La segunda opción está basada en el modelo de Chueh and Prausnitz (1967), donde los BICs son expresados como una función de los volúmenes molares críticos de cada componente binario multiplicada por un coeficiente A , que en esta implementación se toma como 0.15.

Ecuación de Estado (EOS)

Por el momento, el desarrollo permite optar entre dos de las ecuaciones más usadas en nuestra industria.

- EOS de Soave, Redlich & Kwong (Soave 1972; Redlich and Kwong 1949) (SRK).
- EOS de Peng & Robinson (1976) (PR).

En ambos casos se puede emplear la aproximación con dos o tres parámetros. Dadas las aproximaciones involucradas en modelar fluidos multi-componente con EOS de dos o tres parámetros, no existe una EOS que pueda considerarse óptima para todos los fluidos y para todas las propiedades. No obstante, se han implementado las de PR y SRK debido a su uso frecuente y a la cantidad de trabajos en las que son usadas.

Interacción Metano-Fracción "Pesada"

Como ya se mencionó, este coeficiente de interacción binario suele ser el dominante en la mayoría de las mezclas, pues describe la interacción entre los dos "componentes" con mayor aporte molar que, al mismo tiempo reflejan comportamientos extremos de volatilidad.

Adicionalmente, la fracción C7+ no puede caracterizarse como un componente puro, dada su enorme variabilidad entre los diferentes fluidos de reservorio que impide asumir un grado de interacción único con el Metano (C1).

En la práctica, una vez seleccionada una EOS, este coeficiente debe emplearse como herramienta de ajuste de la Presión de Saturación de la mezcla. Cuanto mayor es el valor numérico de este coeficiente, menor es la fuerza de atracción entre C1 y C7+ y, por lo tanto, más volátil resulta la mezcla.

Para petróleos negros, una vez hechas las 3 selecciones ya mencionadas, sólo resta verificar, visualmente, la calidad del ajuste obtenido.

Esto se realiza presionando el botón identificado con la leyenda "**Ajuste con la EOS**" en la parte inferior-izquierda de la pantalla.

La Fig. 3 muestra un detalle de zona de visualización del ajuste en la pantalla.

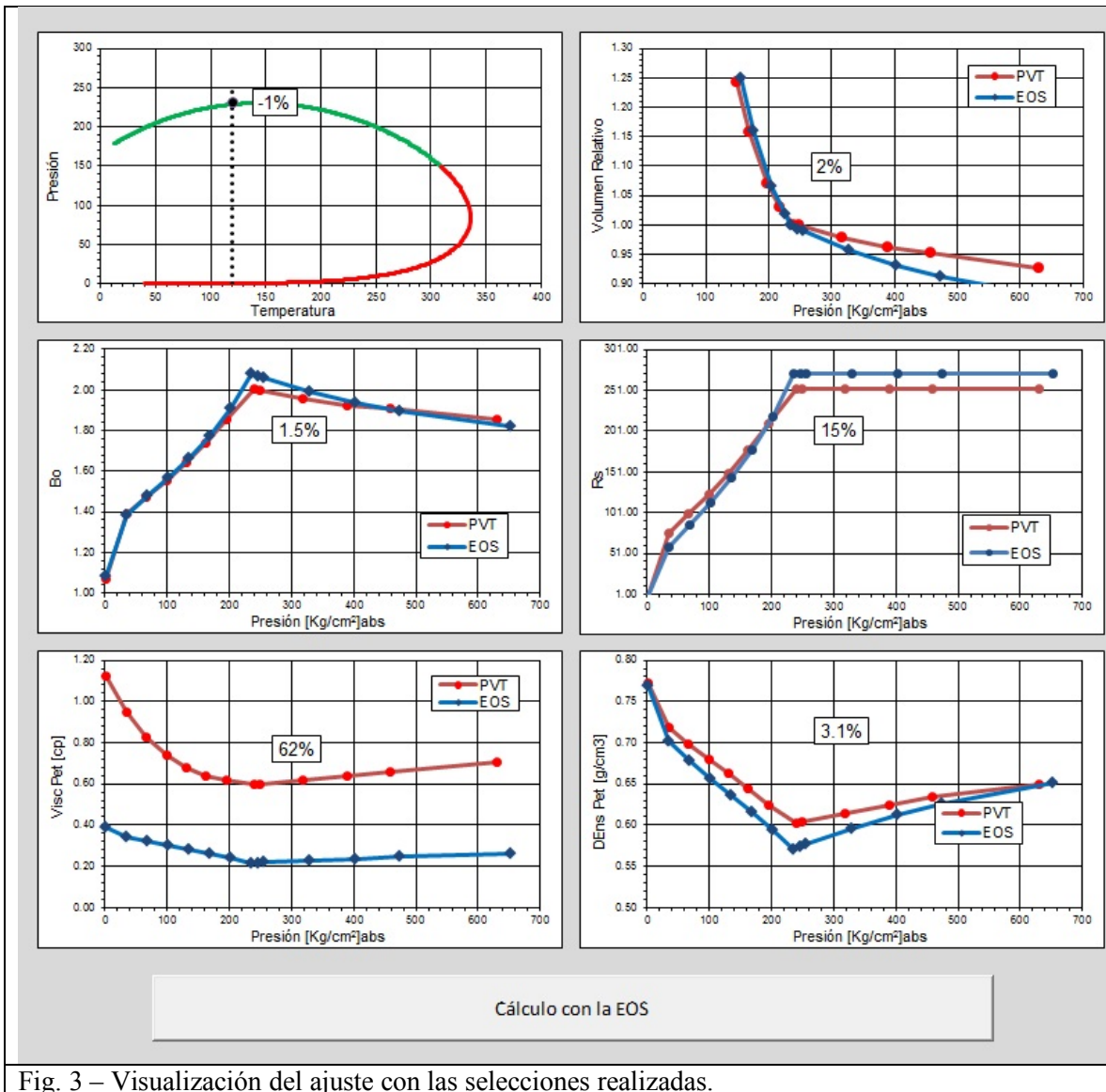


Fig. 3 – Visualización del ajuste con las selecciones realizadas.

En esta figura se muestra una pantalla típica para el caso de Petróleo Negros (BO). En estos ajustes se visualizan los 6 gráficos más representativos de todo estudio PVT.

Envolvente de Fases

Éste no es un gráfico derivado del estudio de laboratorio sino de la propia simulación termodinámica, que permite visualizar el punto de presión de saturación y temperatura de reservorio con relación a toda el área de coexistencia Líquido-Vapor.

Es el gráfico que permite identificar el tipo de fluido con el que estamos trabajando y describe, en una primera aproximación, la calidad de los datos experimentales y del ajuste termodinámico.

El error porcentual, indicado en el propio gráfico indica la diferencia entre el punto de saturación (Presión de Burbuja, en el caso de BO) experimental y calculado.

Expansión a Composición Constante (CCE)

Ésta es la curva que suele identificarse coloquialmente como “Relación Presión-Volumen” de la muestra.

Los puntos más destacados, a tener en cuenta en el ajuste de las propiedades medidas en este ensayo, son la presión de saturación (ya contemplada en el gráfico de la envolvente de fases) y la compresibilidad del fluido en la zona monofásica de la curva (Presiones mayores a la Presión de Saturación)

En este caso, el error porcentual, es el correspondiente al promedio de las diferencias de valores experimentales y calculados de todos los puntos de la curva.

Factor de Volumen de Petróleo(Bo) y Gas Disuelto (Rs)

Las dos curvas siguientes muestran las diferencias visuales y porcentuales en estos dos valores característicos en todo estudio PVT de Petróleos Negros.

Ambas curvas se obtienen durante el ensayo de Liberación Diferencial (DL)

Viscosidad del Petróleo

La quinta curva corresponde a la viscosidad del fluido monofásico, por encima de la Presión de Saturación y la de la fase petróleo en la zona de coexistencia líquido-vapor.

Suele ser la curva donde, como en el caso ilustrado, se obtienen mayores diferencias entre los valores experimentales y los calculados con ayuda del simulador termodinámico. Sin embargo, la baja calidad del ajuste en los valores de viscosidad no dependen de la mayor o menor bondad de las predicciones composicionales o volumétricas.

Densidad del Petróleo

Esta última curva no agrega demasiada información adicional a la que aportan las otras curvas volumétricas, pero es importante como resumen y consolidación del resto de la información generada en el estudio experimental. Esta característica está asociada a que, en muchos estudios PVT, los valores de densidad, durante la DL, no se miden experimentalmente sino que se calculan, por balance de materia, en función de los volúmenes de líquido remanente (asociado al Bo), el volumen de gas liberado (Rs), la densidad de ese gas (calculada regularmente a través de la composición cromatográfica) y un punto de anclaje en la densidad del líquido residual o del fluido monofásico en condiciones de reservorio.

Al momento de seleccionar el estudio PVT a procesar, sólo se muestran las curvas experimentales (en rojo en la Fig. 3) y sólo cuando se presiona el botón rotulado con la leyenda “Ajuste con la EOS” se visualizan las curvas azules.

Por último, en la sección izquierda e inferior de la pantalla se muestran datos numéricos de control (Fig. 4)

Composición Molecular - Líquido Recombinado				
Componente		Composición [% Molar]	P. Molecular [g/mol]	Densidad [g/cm ³]
Nitrógeno	N2	0.398		
Dióxido de Carbono	CO2	0.176		
Metano	C1	42.657		
Etano	C2	11.480		
Propano	C3	7.404		
i-Butano	IC4	1.217		
n-Butano	NC4	3.756		
i-Pentano	IC5	1.283		
n-Pentano	NC5	1.911		
Hexanos	C6	2.360		
Pseudo	C7	27.358	198.210	0.831

Etapas de Separación			Exp.	Calc.
P_Etapa1 [Kg/cm ²]abs	11.62			
T_Etapa1 [°C]	25.0	Rsfb [m ³ /m ³]	240.8	245.3
P_Etapa2 [Kg/cm ²]abs	1.00	Bofb	1.599	1.584
T_Etapa2 [°C]	15.5	API TK	41.7	42.1

Fig. 4 – Composición, propiedades de la fracción C7+ y datos volumétricos de separaciones en condiciones de superficie.

Esta última figura incluye datos documentales (no modificables) como la composición del fluido (resumida en los 11 componentes ya mencionados) y las propiedades medias, de la fracción C7+, calculadas en base a los propios datos del estudio PVT.

Los otros datos corresponden a los estudios de separación flash en condiciones de separador y sirven, con los gráficos detallados en los párrafos previos, para verificar la bondad del ajuste elegido.

Selección del Ajuste

El proceso termina cuando el operador se da por satisfecho con el ajuste obtenido. Para ello no es necesario hacer operaciones adicionales puesto que el almacenamiento de los archivos de trabajo se realiza en forma transparente toda vez que se presiona el botón de simulación con la EOS, con los parámetros elegidos.

Esta característica permite que el operador retome la operación de ajuste toda vez que lo considere necesario, con la seguridad de que la información guardada corresponde a las últimas operaciones realizadas.

Archivos Almacenados

Terminada la operación de ajuste de los datos experimentales, en el directorio de trabajo se genera un subdirectorio con los archivos necesarios para las posteriores tareas de modelado con otras herramientas comerciales.

En el caso del ejemplo usado en este desarrollo, en que los datos PVT estaban almacenados en el archivo "PVT_Ejemplo.pvc", los archivos que se generan automáticamente son

- "PVT_Ejemplo.pvi": Archivo de entrada para el programa PVTi con los parámetros de la muestra ajustada.
- "PVT_Ejemplo.pvo": Modelo de fluido exportado para su uso con Eclipse.

- “PVT_Ejemplo_blackoilcvd.pvo”: Tabla de black-oil generada a partir de un experimento depletación a volumen constante (CVD), para petróleos volátiles y condensados
- “PVT_Ejemplo_blackoildle.pvo”: Tabla de black-oil generada a partir de un experimento de liberación diferencial (DLE) para petróleos negros

Para facilidad de manejo posterior, estos archivos quedan almacenados, en este caso, en la carpeta “PVT_Ejemplo”, creada en el directorio de trabajo.

En el caso de Petróleos Negros, los datos contenidos en el archivo “PVT_Ejemplo_blackoildle.pvo”, se incluyen en una segunda pantalla del preprocesador, donde se muestran en forma gráfica, tal como puede observarse en la Fig. 5.

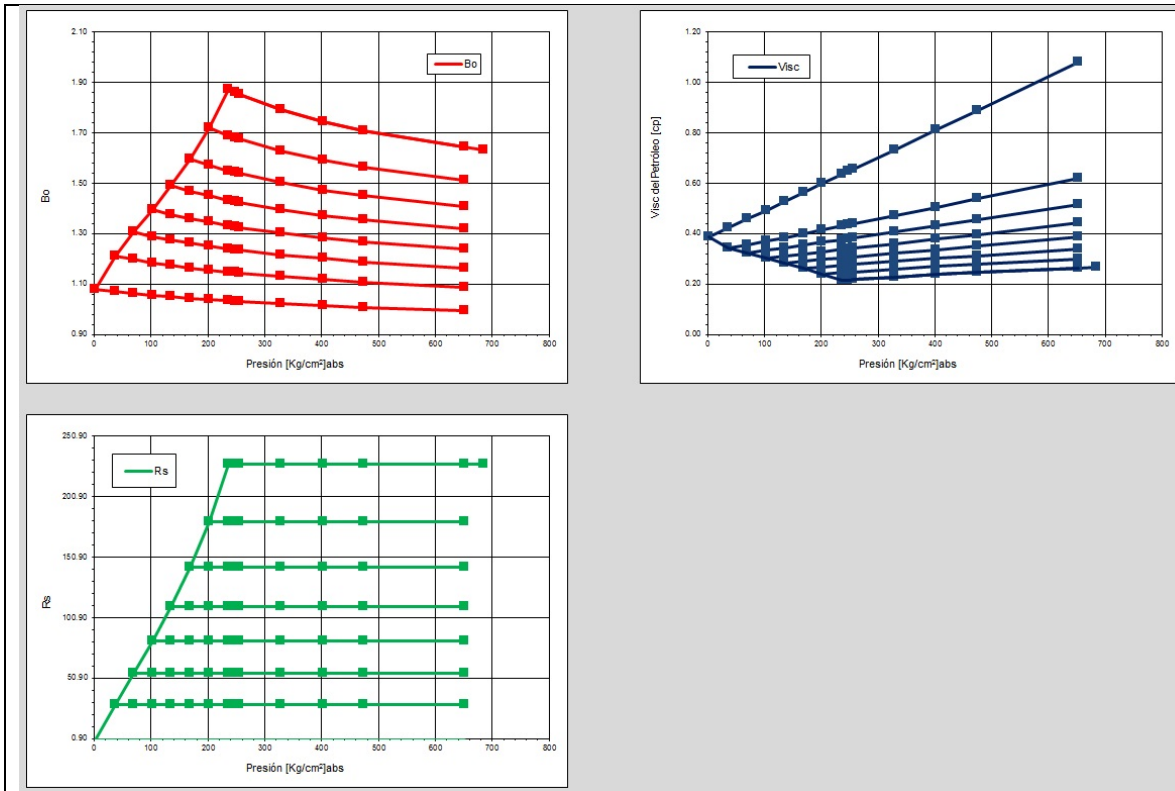


Fig. 5 – Gráficos de “Costillas” generados automáticamente para su uso en los paquetes de modelado numérico de reservorios.

Control de Calidad de los Estudios PVT

El control de calidad de un estudio PVT de Laboratorio requiere una formación bastante especializada. Además, como ya se mencionó, las diferentes partes de un estudio PVT convencional requieren controles independientes y el impacto de las posibles inconsistencias o errores experimentales y/o de muestreo o procesamiento de información es sumamente variable.

Por estas razones, una de las aplicaciones de esta herramienta es que el chequeo visual de la calidad de un ajuste mediante EOS es, automáticamente, un control de calidad del propio PVT.

- Si, por ejemplo, sólo una de las curvas experimentales es de difícil ajuste, esta sola indicación sugiere la necesidad de revisar esa sección del estudio experimental.
- Por otra parte, si con muy poco esfuerzo, se logra un ajuste aceptable de todos los parámetros del estudio experimental, se dispone de una fuerte indicación de la consistencia de los datos de laboratorio.

En esta etapa debe diferenciarse el control de consistencia, del control de representatividad del estudio experimental.

- La consistencia interna del estudio se controla adecuadamente en la comparación con los datos calculados con este pre-procesador pues todo simulador termodinámico es, por diseño, consistente matemáticamente.
- La verificación de la representatividad, o no, del estudio es algo bastante más complejo y requiere comparar los datos experimentales con la información de reservorio y de producción.

En pocas palabras, la consistencia de un estudio no garantiza en absoluto su representatividad. La consistencia sólo sugiere una buena calidad de obtención y procesamiento de datos experimentales, en tanto que la representatividad requiere que la muestra sea representativa y este dato cualitativo presenta muchas aristas diferentes en cada escenario.

Trabajo Posterior

El pre-procesamiento con esta herramienta no impide el empleo de herramientas más elaboradas, dado que los archivos generados pueden abrirse con los diferentes paquetes comerciales con el fin de realizar ajustes más finos.

Como ya se indicó, el único objetivo de esta herramienta es la de dar fácil acceso a una primera simulación termodinámica para quienes no son expertos en el tema, manejando la mayor parte del ajuste en base a comparaciones visuales entre datos experimentales y modelados.

Conclusiones

Esta herramienta, desarrollada para realizar un pre-procesamiento termodinámico de los estudios PVT de laboratorio, resulta adecuada para:

1. Simplificar el esfuerzo de interpretación del estudio de Laboratorio. El operador no debe extraer los datos significativos, ni adaptarlos a los requerimientos de los diferentes paquetes de software comercial. Esta operación es totalmente transparente para el usuario de esta herramienta.
2. Hacer un primer ajuste termodinámico empleado sólo los parámetros de mayor impacto sobre dicho ajuste.
3. Generar archivos de uso directo para otros paquetes de modelado termodinámico o para alimentar los simuladores numéricos de reservorio con tablas del tipo "Black-Oil" o con EOS ya ajustadas.

Referencias

Chueh, P. L. and Prausnitz, J.M., 1967, "*Vapor-Liquid Equilibria at High Pressures: Calculation of Partial Molar-Volume in Non-Polar Liquid Mixtures*". *AICHe J.* 13(6), 1099-1113.

Peng, D.-Y., Robinson, D.B., 1976, "*A New Two-Constant Equation of State*" *Ind. Eng. Chem. Fund.* 15(1), 59-64.

Redlich, O.; Kwong, J. N. S., 1949, "*On The Thermodynamics of Solutions*". *Chem. Rev.* 44(1), 233–244

Soave, G., 1972, "*Equilibrium Constants from a Modified Redlich-Kwong Equation of State*". *Chem. Eng. Sci.* 27(6), 1197-1203.

CV de los autores

Marcelo A. Crotti

Lic. En Ciencias Químicas, 1978, UNLP. Actualmente es Vicepresidente de Inlab S.A., laboratorio y consultoría en Ing de Reservorios de Gas y Petróleo

Su trayectoria incluye tareas en Minería (Norandex S.A., empresa minera en Patagonia), como Jefe de Laboratorio y en energía atómica (CoNEA, Comisión Nacional de Energía Atómica), como profesional de la Planta de Reprocesamiento de combustible nuclear (LPR).

Fue profesor de grado (Ing en Petróleo) y Director de Posgrado en Ing de Reservorios en el ITBA (Instituto Tecnológico de Buenos Aires) y es integrante de las comisiones de Innovación Tecnológica y de Producción y Desarrollo de Reservas del IAPG

Es autor del libro “Movimiento de Fluidos en Reservorios de Hidrocarburos”, 2004, Ed Sigma y recibió un SPE Award, (2009) en “Reservoir Description and Dynamics” – South American & Caribbean Region

Claudio N. Cavasoto

Licenciado y Doctor en Física por la Universidad de Buenos Aires. Realizó estudios postdoctorales en The Scripps Research Institute (La Jolla, California). Se especializó en simulaciones computacionales en sistemas macromoleculares, habiendo publicado más de 80 publicaciones en revistas internacionales, +100 contribuciones a congresos y +40 ponencias orales. De acuerdo al Thompson Reuters Citation Index, está situado en el top 5% de citas en Química. Por muchos años se desempeñó en Inlab SA como jefe del sector Petrofísica y Mecánica de Fluidos, y luego del sector PVT y Cálculo. Ha desarrollado así mismo una fecunda labor docente en distintas universidades nacionales y del exterior. Actualmente es Investigador Principal de CONICET con lugar de trabajo en la Universidad Austral.

Mario Gatto

Ingeniero Químico egresado de la Universidad Tecnológica Nacional (UTN). Cuenta con una Especialización en Producción de Petróleo y Gas, con orientación en Ingeniería de Reservorios, del Instituto Tecnológico de Buenos Aires (ITBA).

Actualmente se desempeña como responsable del laboratorio PVT de Inlab S.A., donde comenzó su carrera profesional como técnico en el Laboratorio de Ensayos Especiales, donde desarrolló experiencia en el armado de ensayos y equipos para estudios de petrofísica básica y recuperación terciaria. Desde 2015 se encuentra abocado a las tareas de caracterización termodinámica y modelado de fluidos de reservorio.

En el ámbito académico, es docente ayudante en la materia de grado de cálculo numérico para ingenieros químicos de la UTN FR Avellaneda.