

Control de calidad y criterios de selección para evaluar la confiabilidad de un estudio PVT

Jorge Enrique Paredes Enciso
jorge.enrique.paredes@pemex.com

Rafael Pérez Herrera
rafael.perez@pemex.com

Luis Manuel Perera Pérez
luis.manuel.perera@pemex.com

Pemex E&P

Carlos Javier Larez Campos
ccampos3@slb.com
Schlumberger

Información del artículo: recibido: marzo de 2016-aceptado: abril de 2016

Resumen

En la actualidad no existe una metodología o un criterio de selección cuantitativo que permita definir si un estudio PVT presenta consistencia. Existen autores que proponen validaciones para experimentos o propiedades y no necesariamente engloba la consistencia global de un estudio PVT. En ocasiones, un estudio PVT puede presentar consistencia en sus experimentos después de validarlo y no precisamente reproducir el fluido presente en el yacimiento. Lo anterior no se logra identificar por las metodologías de validación conocidas, ya que éstas verifican la consistencia del experimento realizado en el laboratorio y la mayoría de los estudios PVT no reportan las condiciones o métodos utilizados para tomar la muestra de fluidos, que es en donde se podría localizar la inconsistencia del estudio.

Este tipo de inconsistencias pueden ocasionar errores: en la estimación de volúmenes originales, reservas de hidrocarburos, en un sobredimensionamiento de las instalaciones superficiales, entre otros, afectando directamente la estrategia de explotación de un proyecto. Esta es la razón por la cual es fundamental contar con un estudio PVT representativo y confiable que disminuya la incertidumbre asociada al comportamiento del fluido en el medio poroso.

El presente trabajo propone una metodología de control de calidad que incluye desde la toma de las muestras del fluido hasta la validación del estudio, logrando establecer Índice de Calidad (IC) e Índice de Validación (IV), quedando plasmados en un gráfico de control que permite establecer de forma práctica si existe buena, mala o regular consistencia. Adicionalmente, se presentan los resultados después de aplicar la metodología a 50 estudios PVT de diferentes tipos de fluido, logrando establecer diferentes niveles de calidad.

Las primeras cuatro categorías cubren las características y condiciones principales que deben considerarse durante la toma de muestras de fluidos, las condiciones de yacimientos al momento de la toma de la muestra, experimentos realizados de acuerdo al tipo de fluido presente y qué propiedades fueron calculadas o medidas en estos experimentos.

El objetivo del trabajo es contar con una metodología práctica que nos entregue una “calificación” del estudio PVT de acuerdo a los índices calculados y un nivel de calidad, el cual nos indicará la incertidumbre y el grado de confiabilidad que pudiera existir en el estudio PVT para su posterior aplicación en estudios de yacimientos.

Palabras clave: Validación, PVT, selección, yacimientos.

Screening criteria and methodology for quality check and PVT selection for reservoir studies

Abstract

In the literature, there isn't a unified criterion to establish a methodology for quality assessment of PVT analysis. Worldwide, engineers have proposed the use of well-known validation methodologies but these validation methodologies not necessarily encompasses the whole consistency of a PVT study or its representativeness of the reservoir fluids. It is well known that a PVT study might have a great consistency after it's validated but when it's used in a reservoir characterization it didn't reproduce the measured behavior of the fluid present in the reservoir. These types of inconsistencies are common and could cause very important errors in analysis such as: Original volume, reserves estimation, surface facilities planning and exploitation strategies. The impact on the results and decisions taken based on the information present in a PVT study can be crucial and therefore every PVT analysis should include a level of uncertainty index that could allow to know beforehand the cost of using such information.

The versatility and complexity of most the experiments conducted during a PVT study makes the task of creating a unique methodology of quality quantification difficult. The present paper proposes a methodology for quality control and uncertainty assessment. This methodology considers each of the stages involved in the process of obtaining a PVT analysis: from the fluid sampling to the experiments results. According to previous work and field experience, the most important parameters or conditions were selected at each stage. These parameters are called Critical Points; each Critical Point has and associated impact level (high, medium and low.) and weight that reflects directly in the overall quality index of the PVT study.

Critical points were subsequently grouped into 6 Control Categories: Sampling conditions, reservoir conditions, experiments control, measured properties control, fluid type validation and validation of experiment consistency. An ideal value of 10.0 was established for a report PVT that has excellent condition, very low uncertainty and meets all the conditions proposed in this paper. Additionally, a Quality Index (QI) and Validation Index (VI) were proposed as two indicative values of the level of uncertainty of any PVT study. Using a proposed Nomograph, engineers can evaluate and categorize the quality results from any PVT study. The results from applying this methodology to 50 PVT studies are presented and a Material Balance and numerical simulation study were carried out to exemplify the impact of using for the same reservoir, PVT from different level of quality.

The goal of this work is to have a practical methodology that can give engineers a "Quality Index" of any PVT study. This quality index could be an indicative of the level of uncertainty and the degree of reliability of the PVT study before it's subsequently used in any reservoir or well analysis. This methodology could be used worldwide without limitations.

Keywords: Validation, PVT, screening criteria, reservoirs.

Introducción

La información contenida en los estudios de Presión-Volumen-Temperatura (PVT) es de vital importancia para cualquier estudio de ingeniería de yacimientos, desde balance de materia hasta modelos complejos de simulación numérica. Debido a la versatilidad de uso de los estudios PVT, la calidad de los mismos es de crítica importancia.

El impacto en los resultados y decisiones que se tomen basados en la información utilizada de los estudios PVT pueden ser cruciales. Debe incluirse un nivel de incertidumbre con cada estudio, que permita conocer previamente el costo de utilizar información con un alto nivel de incertidumbre en cualquier análisis efectuado. Para garantizar la toma de decisiones robustas, la incertidumbre asociada a cada dato también debe ser evaluada previamente.

En la actualidad no existe una metodología o criterios cuantitativos de selección que permitan medir el grado de confiabilidad y consistencia de cualquier estudio PVT. Algunos autores han propuesto metodologías para la validación de los experimentos o algunas propiedades reportadas en estudios PVT, pero no necesariamente reflejan la consistencia global de los mismos.

Una de las maneras de asignar incertidumbre o nivel de calidad a los estudios PVT es la de “confiar” en los procedimientos de calidad de los laboratorios, pero en muchos casos no son suficientes o no son reportados, debido a que la calidad del estudio puede ser afectada por procesos fuera del control del laboratorio. Otra de las maneras de asignar un nivel de calidad es el utilizar las metodologías de validación propuestas en la literatura, para evaluar la consistencia de los experimentos y propiedades reportadas en los estudios PVT, sin embargo, que un estudio pase las pruebas de validación no necesariamente refleja la consistencia o representatividad respecto al fluido del yacimiento.

Es difícil establecer una metodología de cuantificación de la calidad de los análisis PVT, debido a que existen muchas variables y procesos no necesariamente vinculados con el estudio. Por lo tanto, siempre es importante realizar una planificación y supervisión que incluya desde la toma de la muestra, la selección del laboratorio y qué experimentos se deben realizar para minimizar la incertidumbre de los resultados.

El presente trabajo propone una metodología para el control de calidad de los estudios PVT que utiliza índices cuantificables para cada una de las principales etapas en el desarrollo de un estudio: la toma de muestras de fluidos, las condiciones del yacimiento, los experimentos y propiedades realizadas y la validación de los experimentos. Los índices propuestos al graficarlos en un nomograma permiten identificar la consistencia global del estudio PVT.

Selección de criterios principales

Los datos PVT utilizados en este trabajo fueron recopilados de diferentes yacimientos de México y algunas regiones de Latinoamérica. Los estudios recopilados corresponden a yacimientos de aceite negro, aceite volátil y gas y condensado. Dentro del análisis no se incluyeron los yacimientos de gas húmedo y gas seco, debido a que son los fluidos más fáciles de caracterizar; esto se debe a que en el yacimiento, nunca caen dentro de la región de dos fases, lo que origina que la

composición de la mezcla de hidrocarburos en el yacimiento permanece constante en toda su vida productiva.

Estadísticamente estos estudios no presentan inconsistencias severas que influyan en el comportamiento termodinámico del fluido presente en este tipo de yacimientos¹. Lo anterior no limita la aplicación de la presente metodología para este tipo de fluidos, únicamente se deben adecuar los índices para las categorías que apliquen.

La versatilidad y complejidad de los experimentos efectuados en cualquier estudio PVT hace que la tarea de crear una metodología única de cuantificación de la calidad sea difícil. En muchos casos utilizar un solo criterio de cuantificación es imposible. En este trabajo se analizaron cada una de las etapas involucradas en el proceso de obtener un análisis PTV; desde el muestreo hasta la entrega del reporte final. En cada etapa se seleccionaron los puntos críticos (que afectan el resultado final), acorde a trabajos previos y experiencias de campo.

Cada punto crítico fue asociado con un nivel de impacto en el resultado final:

- Alto: la variable o proceso impacta directamente en el resultado del estudio
- Medio: el resultado del estudio es afectado de forma mínima.
- Bajo: la variable o proceso no afecta el resultado, pero adiciona confiabilidad al estudio.

Posteriormente los puntos críticos se agruparon en secciones de control y se estableció un valor ideal de 10.0 para un reporte PVT en excelentes condiciones. Este puntaje fue dividido entre cada una de las secciones de acuerdo a la criticidad de la misma y el impacto en el resultado final dentro de cada sección; de la misma manera el puntaje asociado a cada sección fue dividido entre cada uno de los puntos críticos, utilizando el mismo criterio de criticidad sobre el resultado final del estudio.

Desarrollo de la metodología

Esta metodología puede ser aplicada a cualquier estudio PVT y permite de manera clara y sencilla evaluar la consistencia de un estudio PVT, así como generar un valor cuantitativo que permite compararlo con otros estudios PVT del mismo

campo o mismo tipo de fluido. La metodología consiste en la evaluación cualitativa de varios puntos específicos, llamados

puntos críticos, los cuales se encuentran agrupados en seis categorías de control:

1.	Condiciones del Muestreo.	1.6 puntos
2.	Condiciones del Yacimiento.	1.0 puntos
3.	Control de Experimentos.	1.4 puntos
4.	Control de Propiedades Medidas.	1.0 puntos
5.	Validación del Tipo de Fluido.	1.0 puntos
6.	Validación de la Consistencia de los Experimentos.	4.0 puntos
		10.0

Una vez evaluadas todas las categorías de control se puede establecer un nivel de calidad del análisis PVT, lo que representa una medida de la incertidumbre asociada al mismo. Es importante mencionar que los resultados obtenidos de las dos primeras categorías de control, no dependen directamente del laboratorio que efectúa el estudio. Esto se debe a que el laboratorio sólo recibe las muestras y reportes de lo que se realizó en el campo. El resto de las categorías de control depende directamente de los equipos y personal del laboratorio utilizados en la generación del estudio.

A continuación se detalla cada una de las categorías de control y sus respectivos puntos críticos. Se presenta el impacto y peso asociado a cada punto crítico, así como ciertas consideraciones a la hora de evaluar los estudios.

Condiciones de muestreo

Los estudios PVT se generan con una o varias muestras tomadas de pozos productores. Estas muestras pueden provenir del fondo del pozo o ser recombinada a partir de una muestra extraída en superficie; cada una con sus ventajas y desventajas. Esta categoría de control califica si la muestra utilizada para generar el estudio PVT es de fondo o de superficie principalmente. Posteriormente se evalúan las condiciones presentes durante el muestreo. Se debe indicar afirmativa o negativamente si se cumple cada uno de los puntos críticos (sólo la sección correspondiente al tipo de muestra mencionado en el estudio PVT). La **Tabla 1**, presenta los diferentes puntos críticos evaluados, el impacto y peso que se le asignó a cada uno.

Tabla 1. Elementos evaluados en sección para condiciones de muestreo.

	Parámetros a evaluar	¿Realizado?	Impacto	Peso	Puntuación	Subtotal
Condiciones de Muestreo	¿Muestra de fondo?	No	Alto	0.480	0.00	
	¿Muestra de superficie?	No	Alto	0.373	0.00	
	Para muestras de fondo:					
	Estabilización del pozo durante el muestreo	No	Medio	0.320	0.00	
	Registro de gradientes previo al muestreo	No	Alto	0.480	0.00	
	Corte de agua menor a 5%	No	Medio	0.320	0.00	
	Para muestras de superficie tomadas en el separador					
	Estabilización del pozo durante el muestreo	No	Alto	0.373	0.00	
	Medición previa al muestreo	No	Alto	0.373	0.00	
	Para muestras de superficie tomadas en el cabezal					
Estabilización del pozo durante el muestreo	No	Alto	0.215	0.00		
PTP mayor a presión de saturación	No	Alto	0.215	0.00		0.00 / 1.60

Esta categoría junto con las condiciones del yacimiento, impactan casi en un 30% la evaluación final del estudio. La importancia en los procedimientos de muestreo de fluidos ha sido discutida por diferentes autores²⁻⁶, los cuales mencionan las principales problemáticas que se presentan en campo durante el muestreo de fluidos y proponen diferentes procedimientos para que una muestra de fluidos sea lo más representativa posible. El impacto y peso de cada uno de los parámetros a evaluar se basó en la importancia y en dónde se presentan la mayoría de problemas durante el proceso del muestreo de fluidos.

Condiciones del yacimiento

Una de las condiciones que normalmente son pasadas por alto a la hora de estimar la calidad y validez de un estudio PVT, son las condiciones del yacimiento durante la fecha en que se tomó la muestra de fluidos.

Una condición ideal sería disponer de una muestra obtenida con la presión original del yacimiento o cuando ésta se encuentra muy por encima de la presión de saturación ($P_y > 1.5P_s$), lo que garantiza que en la mayoría de los puntos posibles para el muestreo el fluido se encuentra en una sola fase. Si el yacimiento se encuentra cercano a la presión de saturación existe, la posibilidad que en el punto de muestreo haya separación de fases y por lo tanto la muestra no sería del fluido monofásico original. Generalmente este tipo de problemáticas es muy común en yacimientos cercanos al punto crítico como lo son los de aceite volátil y gas y condensado^{3,4}. Éste es un parámetro de alto impacto ya que afecta directamente la representatividad de la muestra en un estudio PVT.

En esta categoría de control sólo es necesario especificar la condición de presión que había durante la toma de muestras de fluidos. La **Tabla 2** contiene los puntos críticos a evaluar.

Tabla 2. Parámetros evaluados en la sección de condiciones del yacimiento.

	Parámetros a evaluar	¿Se cumple?	Impacto	Peso	Puntuación	Subtotal
Condiciones del yacimiento	Bajo saturado ($P_y > 1.5*P_s$)	No	Alto	1.00	0.00	
	Bajo saturado ($P_y < 1.5*P_s$)	No	Alto	0.75	0.00	
	Saturado ($P_y < P_s$)	No	Alto	0.50	0.00	0.00 / 1.00

Control de experimentos

En la literatura se habla de los experimentos mínimos o ideales por cada tipo de fluido posible⁷. En los análisis PVT para aceites es normal encontrar la composición original y experimentos como CCE, DL y Separación multietapa. Se asume que con estos experimentos podremos ilustrar todos los cambios termodinámicos que sufriría el fluido durante su explotación y disponer de propiedades claves tales como presión de burbuja, FVF del aceite y Rs.

Para los yacimientos de aceite volátil, es indispensable efectuar el experimento CVD debido a la cantidad de gas disuelto presente en este tipo de fluidos y por las propiedades que se pueden obtener del mismo.

En años anteriores, dependiendo de los laboratorios y de las operadoras, los estudios PVT realizados a los fluidos con comportamiento de aceite negro eran convencionales, es decir, sólo se realizaban los experimentos CCE, DL y el

experimento de los separadores. En años más recientes, con el incremento de procesos EOR y avances en la caracterización de las fracciones pesadas, se han comenzado a incluir análisis composicionales en los yacimientos de aceite negro.

De acuerdo a lo anterior, en esta categoría de control para los yacimientos de aceite negro se indica que sería ideal contar con un análisis composicional pero no imprescindible, por lo cual no afecta la confiabilidad del estudio.

Existen autores⁸, que han documentado la importancia de incluir el experimento CVD para los yacimientos de aceite negro ligero. Los yacimientos de aceite negro ligero se encuentran en los límites superiores de esta clasificación de acuerdo a su comportamiento de la RGA, densidad específica y FVF del aceite. Un yacimiento con una RGA 130-200 m^3/m^3 o un porcentaje molar de C_{7+} entre 25-35% puede ser incluido dentro de esta categoría y ser tratado como un yacimiento de aceite volátil.

Para el caso de yacimientos de gas los experimentos que comúnmente se efectúan son composición original, CCE y CVD. Para los yacimientos de gas se obtienen parámetros importantes tales como presión de rocío, factor Z y FVF del gas.

Los parámetros evaluados en esta categoría de control se presentan en **Tabla 3**, sólo uno de los puntos críticos debe ser evaluado afirmativamente. Posteriormente, con apoyo de la **Tabla 4** y la **Tabla 12** se obtiene la puntuación de esta categoría de control.

Tabla 3. Parámetros evaluados en la sección control de experimentos.

	Parámetros a evaluar	¿Realizado?	Impacto	Peso	Puntuación	Subtotal
Experimentos Realizados Por Tipo de Fluido	Experimentos para aceite negro	No	Medio		0.00	
	Experimentos para aceite negro ligero	No	Medio		0.00	
	Experimentos para aceite volátil	No	Alto	Usar Tabla de Experimentos (Apéndice)	0.00	
	Experimentos para gas y condensado	No	Alto		0.00	
	Experimentos para gas húmedo	No	Bajo		0.00	
	Experimentos para gas seco	No	Bajo		0.00	0.00 / 1.40

La **Tabla 4** muestra los diferentes experimentos que deberían realizarse a cada tipo de fluido de acuerdo a la literatura y experiencia técnica. La **Tabla 12** presenta el peso asignado a cada experimento de acuerdo a la metodología

propuesta en este trabajo; sólo es necesario indicar cuales experimentos fueron efectuados en el estudio PVT y el puntaje total de la categoría de control se obtiene al sumar el puntaje indicado para cada uno de estos experimentos.

Tabla 4. Experimentos requeridos por tipo de fluido.

	C.O	CCE	DL	CVD	Viscosidad	Sep.
Aceite Negro	1*	1	1		1	1
Aceite ligero	1	1	1	1	1	1
Aceite volátil	1	1	1	1	1	1
Gas condensado	1	1		1	1	1
Gas Húmedo	1			1	1	1
Gas Seco	1			1	1	1

* Ideal pero no imprescindible

Tabla 12. Pesos de los experimentos realizados para cada tipo de fluido.

	C.O	CCE	DL	CVD	Viscosidad	Sep.	Peso total
Aceite negro		0.21	0.49		0.42	0.28	1.40
Aceite negro ligero	0.40	0.15	0.10	0.40	0.07	0.28	1.40
Aceite volátil	0.40	0.15	0.10	0.40	0.07	0.28	1.40
Gas y condensado	0.42	0.21		0.42	0.07	0.28	1.40
Gas húmedo	0.63			0.35	0.14	0.28	1.40
Gas seco	0.70			0.28	0.14	0.28	1.40

La importancia de evaluar los experimentos realizados en un estudio PVT radica en las propiedades e información que se puede obtener de cada uno de ellos y el impacto del no contar con dicha información. Un estudio PVT de gas y condensado sin haber realizado un análisis de la composición original y del experimento CVD impacta directamente en los resultados en donde se desee aplicar este estudio. De acuerdo a lo anterior, estos dos experimentos representan el 60% del peso total asignado.

Control de las propiedades medidas

En un análisis PVT la existencia de uno o varios experimentos no garantizan su utilidad a la hora de hacer análisis de

yacimientos. Es necesario conocer si en cada uno de los experimentos se realizaron todas las mediciones de las propiedades que permitirán efectuar cualquier tipo de análisis en un futuro.

En esta categoría de control se seleccionaron las propiedades que más impactan en los estudios de yacimientos, no necesariamente todas las propiedades que se pueden obtener de cada uno de los experimentos. La **Tabla 5** aplica para los yacimientos de aceite negro y aceite volátil y la **Tabla 6** para yacimientos de gas y condensado, gas húmedo y seco.

Tabla 5. Propiedades ideales para yacimientos de aceite.

C.O	CCE	DL	CVD	Viscosidad	Sep.
Gas sep.	Volumen relativo	FVF aceite	FVF aceite	Aceite	Presión
Líquido sep.	Compresibilidad	Rs	Densidad aceite	Gas	Temperatura
Fluido yac.	Presión de saturación	Densidad aceite	Saturación de líquido		RGA (sep/tanque)
PM Fracción pesada		FVF gas	Moles producidas		RGA (sep/sep)
		Factor Z	FVF gas		Densidad aceite
		Densidad relativa	Factor Z		FVF aceite / Sh Factor
			Densidad relativa		Densidad relativa
			Comp. gas liberado		Comp. gas liberado

Tabla 6. Propiedades ideales para yacimientos de gas.

C.O	CCE	CVD	Viscosidad	Sep.
Gas sep.	Volumen relativo	Saturación de líquido	Gas	Presión
Líquido sep.	Compresibilidad	Moles producidas		Temperatura
Fluido yac.	Presión de saturación	FVF gas		RGA (sep/tanque)
PM Fracción pesada		Factor Z		RGA (sep/sep)
		Densidad relativa		FVF aceite / Sh Factor
		Comp. gas liberado		Densidad relativa
				Comp. gas liberado

De la misma forma que en la categoría de control de los experimentos, se asignó un peso a cada una de las propiedades. Es importante destacar que una misma propiedad posee diferente peso dependiendo del tipo de fluido que se esté analizando y del impacto que pudiera tener al no contar con la propiedad.

La suma de los pesos de cada propiedad reportada corresponde al puntaje obtenido en esta categoría de control, **Tablas 13 a 16**. Este puntaje se puede colocar en la **Tabla 7** para obtener el subtotal correspondiente a esta categoría de control.

Tabla 13. Pesos para evaluación experimentos para aceite negro.

C.O	CCE	DL	CVD	Viscosidad	Sep.
	0.08	0.10		0.20	
	0.02	0.10		0.05	
	0.10	0.10			0.05
		0.03			0.05
		0.03			
		0.03			0.05
	0.20	0.40		0.25	0.15

Tabla 14. Pesos para evaluación experimentos para aceite volátil.

C.O	CCE	DL	CVD	Viscosidad	Sep.
0.03	0.05		0.03	0.1	
0.03		0.05	0.05	0.05	
0.10	0.1		0.08		0.05
0.03			0.05		0.05
			0.03		
			0.03		0.05
			0.03		
			0.10		
0.20	0.15	0.05	0.40	0.05	0.15

Tabla 15. Pesos para evaluación experimentos para gas y condensado.

C.O	CCE	CVD	Viscosidad	Sep.
0.03	0.05	0.1	0.1	
0.03		0.05		
0.15	0.1	0.05		0.03
0.03		0.05		0.02
		0.1		0.10
0.25	0.15	0.35	0.10	0.15

Tabla 7. Parámetros evaluados en la sección del control propiedades.

	Parámetros a evaluar	Realizado?	Impacto	Peso	Puntuación	Subtotal
Propiedades Medidas Por Experimento	Aceite Negro	No	Medio		0.00	
	Aceite Negro Ligero	No	Medio		0.00	
	Aceite Volátil	No	Alto	Usar Tabla de Propiedades (Apéndice)	0.00	
	Gas y Condensado	No	Alto		0.00	
	Gas Húmedo	No	Bajo		0.00	
	Gas Seco	No	Bajo		0.00	0.00 / 1.00

Validación del tipo de fluido

La categoría de control correspondiente a la validación del tipo de fluido utiliza los trabajos propuestos por algunos autores como: McCain³, Cronquist⁹, Moses¹⁰, Mendez¹, Leon⁸ y Pérez¹¹. En cada uno de estos trabajos se proponen un rango específico para catalogar el tipo de fluido acorde al % mol de C_{7+} , % mol de C_1 , MW, RGA, saturación de líquido, FVF del aceite, entre otros. Se tomaron en cuenta los criterios de clasificación más usados en la actualidad y éstos se basan fundamentalmente en rangos para cada tipo de fluido.

Esta sección consiste en evaluar si el tipo de fluido reportado en el estudio PVT corresponde al mismo tipo de fluido según cada uno de los autores. Para completar esta sección es necesario apoyarse en los trabajos publicados previamente o utilizar la **Tabla 16** y la **Figura 3**. La **Tabla 8**, presenta las diferentes metodologías a evaluar, sólo es necesario indicar si el tipo de fluido reportado en el análisis PVT es igual o no al calculado según los rangos propuestos por cada autor.

Tabla 16. Pesos para evaluación experimentos para gas seco y húmedo.

OC	CCE	CVD	Viscosidad	Sep.
0.10		0.05	0.10	
0.10		0.10		
0.30		0.05		0.05
		0.05		0.05
				0.05
0.5		0.25	0.1	0.15

Tabla 8. Parámetros evaluados para la validación del tipo de fluido.

Parámetros a evaluar	¿Mismo tipo de fluido?	Impacto	Peso	Puntuación	Subtotal
Validación del Tipo de Fluido	McCain	No	Alto	0.25	0.00
	Cronquist	No	Alto	0.25	0.00
	Moses	No	Medio	0.20	0.00
	Méndez	No	Bajo	0.10	0.00
	León	No	Bajo	0.10	0.00
	Pérez	No	Bajo	0.10	0.00

En la **Tabla 16** se presentan los rangos establecidos por estos autores para estimar el tipo de fluido en función de algunas propiedades reportadas estudios PVT. Para el caso de León, Méndez y Pérez, también existen soluciones gráficas que permiten estimar el tipo de fluido, éstas se presentan en la **Figura 3**.

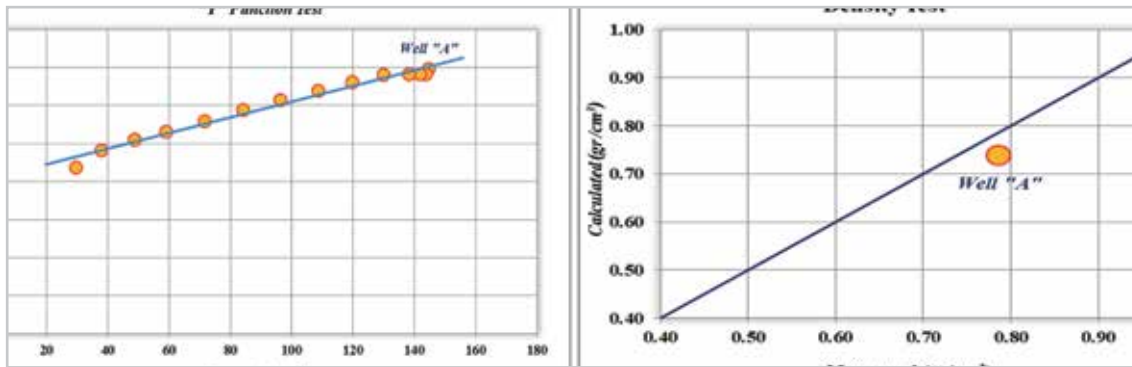


Figura 3. Ejemplo de la función “Y”, (izquierda) y de la prueba de la densidad, (derecha).

Esta categoría nos permite controlar de forma general, si las características del fluido reportado en el estudio PVT se comportan dentro las características esperadas para la clasificación del tipo de fluido, **Tabla 17**. Es importante mencionar que los autores previamente mencionados no

parten de un principio termodinámico y sólo se basan en tendencias y comportamientos estadísticos. Razón por la que esta categoría sólo tiene un peso del 10% respecto a la evaluación total.

Tabla 17. Rangos para la clasificación del tipo de fluido.

		FVF Aceite (Bo, m ³ /m ³)	Relación Gas-Aceite (RGA, m ³ /m ³)	Densidad del aceite (gr/m ³)	Densidad del aceite (API)	Fracción C ₇₊ (%)	Fracción C ₁ (%)	Fracción C ₂ -C ₆ (%)
McCain	Aceite negro	< 2.0	< 356	> 0.80	< 45	> 20		
	Aceite volátil	> 2.0	356 - 587	< 0.83	> 40	12.5 - 20		
	Gas y condensado		356 - 587	0.74 - 0.83	40 - 60	1 - 12.5		
Cronquist	Aceite negro							
	Aceite volátil	> 1.75	267 - 623	< 0.83	> 40	> 11		
	Gas y condensado		> 623			< 11		
Moses	Aceite negro	< 2.0	< 356	> 0.80	< 45			
	Aceite volátil*	> 2.0	356 - 534	< 0.80	> 40	12.5 - 22	> 35	
	Gas y condensado		356 - 26,716	0.74 - 0.83	40 - 60	< 12.5		
Méndez	Aceite negro	< 2.0	< 200	> 0.85	< 34.9	> 25		
	Aceite volátil	> 2.0	200 - 1,000	0.75 - 0.85	35 - 49.9	12.5 - 25.0		
	Gas y condensado		500 - 15,000	0.75 - 0.80	45 - 57.1	3 - 12.5		
León	Aceite negro	< 1.5	< 130	> 0.86	< 32	> 35	< 44	16 - 28
	Aceite negro ligero	1.5 - 2.0	130 - 200	0.83 - 0.86	32 - 38	25 - 35	32 - 44	22 - 32
	Aceite volátil	> 2.0	200 - 550	< 0.83	> 38	12.7 - 25	44 - 64	20 - 28
	Gas y condensado		550 - 10,000	0.73 - 0.82	42 - 62	1 - 12.7	> 64	< 20
Pérez H.	Aceite negro		20 - 150			36 - 48	13 - 34	17 - 34
	Aceite volátil		150 - 600			12 - 21	38 - 62	11 - 32
	Gas y condensado		500 - 9000			0 - 14	62 - 88	10 - 24

*Los denomina aceites cercanos al punto crítico

Consistencia en los experimentos

La categoría de validación de la consistencia de los experimentos está dividida en tres subsecciones:

1. *Aceite negro*¹²: Función Y¹³, prueba de la densidad, relación de solubilidad y prueba de desigualdad.
2. *Aceite volátil*: Función Y, Bashbush¹⁴, Whitson¹⁵ and Hoffman Crump¹⁶
3. *Gas condensado*: Función Y, Bashbush, Whitson, Hoffman Crump, Dindoruk¹⁷ y Paredes¹⁸

Para completar esta sección es necesario aplicar cada una de las metodologías descritas en la **Tabla 9** de acuerdo al tipo de fluido reportado en el estudio PVT. Si la metodología de validación es consistente, se debe indicar con un Si y en caso contrario con un No. Sólo es necesario completar la sección correspondiente al tipo de fluido reportado en el análisis PVT y la suma de todos los pesos asociados a cada punto crítico corresponderán al puntaje obtenido en esta categoría de control.

Tabla 9. Parámetros evaluados en la sección consistencia de los experimentos.

	Parámetros a evaluar	¿Pasa la validación?	Impacto	Peso	Puntuación	Subtotal
Consistencia de los Experimentos	Consistencia para aceite negro					
	Función Y	No	Alto	1.00	0.00	
	Prueba de la densidad	No	Alto	1.00	0.00	
	Validación de Rs con balance molares	No	Alto	1.00	0.00	
	Prueba de la desigualdad	No	Alto	1.00	0.00	
	Consistencia para aceite volátil					
	Función Y	No	Medio	0.40	0.00	
	Bashbush	No	Alto	1.20	0.00	
	Whitson	No	Alto	1.20	0.00	
	Hoffman Crump	No	Alto	1.20	0.00	
	Consistencia para gas y condensado					
	Función Y	No	Medio	0.40	0.00	
	Bashbush	No	Alto	1.00	0.00	
	Whitson	No	Alto	1.00	0.00	
	Hoffman Crump	No	Alto	1.00	0.00	
	Dindoruk	No	Bajo	0.30	0.00	
	Paredes	No	Bajo	0.30	0.00	
						0.00 14.00

En la **Figura 4** se presenta un ejemplo de la validación utilizando la función “Y” y la prueba de densidad, y en la **Figura 5** la validación de la Rs y prueba de la desigualdad, validaciones típicas para el caso de un aceite negro.

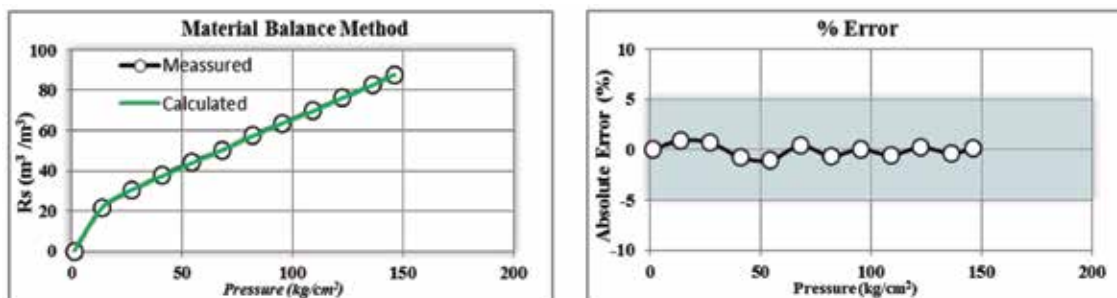


Figura 4. Ejemplo de la validación de Rs.

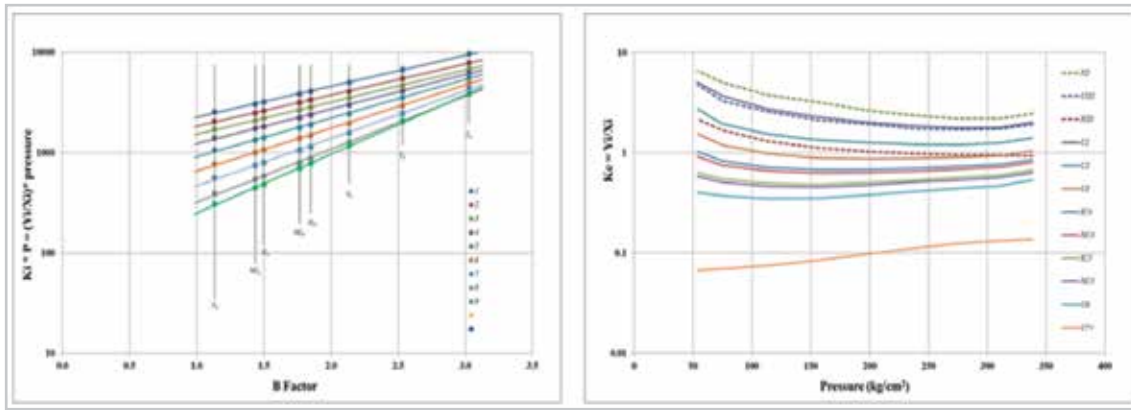


Figura 5. Ejemplo de las metodologías de validación por Hoffmann-Crump, (izquierda) y Bashbush, (derecha).

Para el caso de un aceite volátil y/o gas y condensado, se presenta un ejemplo de la validación utilizando las metodologías de Hoffmann-Crump y Bashbush en la Figura 6 y de Whitson en la Figura 7.

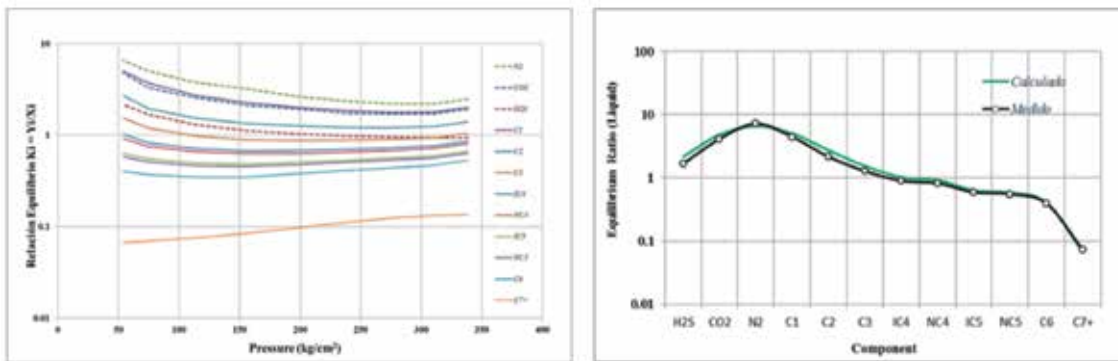


Figura 6. Ejemplo de la metodología de validación propuesta por Whitson.

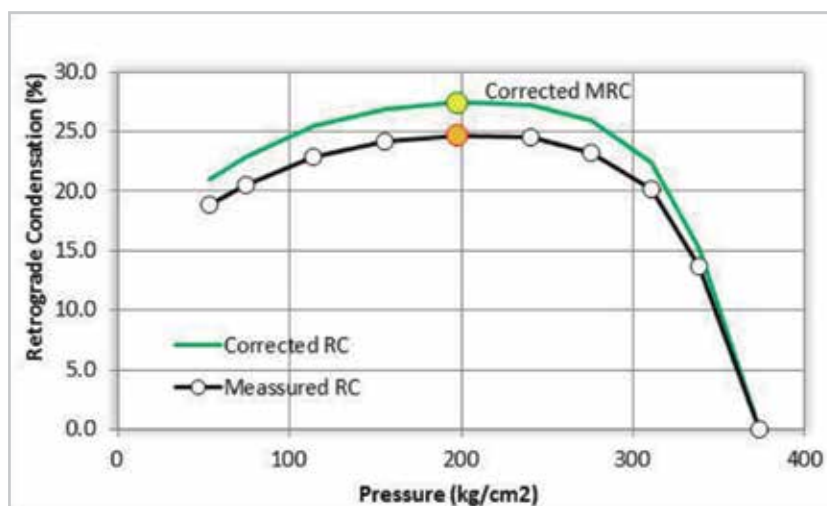


Figura 7. Ejemplo de la validación de la MRC por la correlación de Paredes.

Adicionalmente para la validación de los yacimientos de gas y condensado, se incluyó dentro de la metodología dos trabajos basados en correlaciones para verificar si el valor de la CGR y la MRC se encuentra dentro del comportamiento esperado, ya que en ocasiones los balances molares no logran identificar y estas correlaciones identifican si existen fuertes variaciones en las propiedades; en la Figura 9 se muestra un ejemplo de la correlación propuesta por Paredes para validar la MRC.

Esta categoría de control presenta el mayor porcentaje en peso respecto al global, dado que cada una de las validaciones son un indicativo del nivel de representatividad de los fenómenos termodinámicos y de la consistencia de los experimentos realizados en el laboratorio. Esta sección es la que regularmente presenta mayores inconsistencias, principalmente en los yacimientos de aceite volátil y gas y condensado, en donde existe una fuerte variación composicional por debajo de la presión de saturación. Samaniego¹⁹ publica un trabajo en donde explica la importancia de validar estudios composicionales y los errores que se pueden presentar en cuando se utilizan estudios inconsistentes.

Una vez finalizado el llenado de cada una de las secciones, se suman los subtotales individuales y el valor resultante corresponde al **Índice de Calidad (IC)** del estudio PVT. El puntaje correspondiente a la sección 6 (Consistencia de los experimentos) se denomina **Índice de Validación (IV)**. Estos puntajes pueden utilizarse como un aproximado del nivel de incertidumbre que podría tener un estudio PVT, así como para procesos de jerarquización.

Desarrollo del nomograma de calidad

Utilizando el IC e IV definidos previamente y en conjunto con los resultados obtenidos de aplicar la metodología presentada en este trabajo a más de 50 análisis PVT se desarrolló un nomograma de calidad, el cual permite visualizar el nivel de calidad de cualquier estudio PVT en función de sus valores de IC e IV, **Figura 1**.

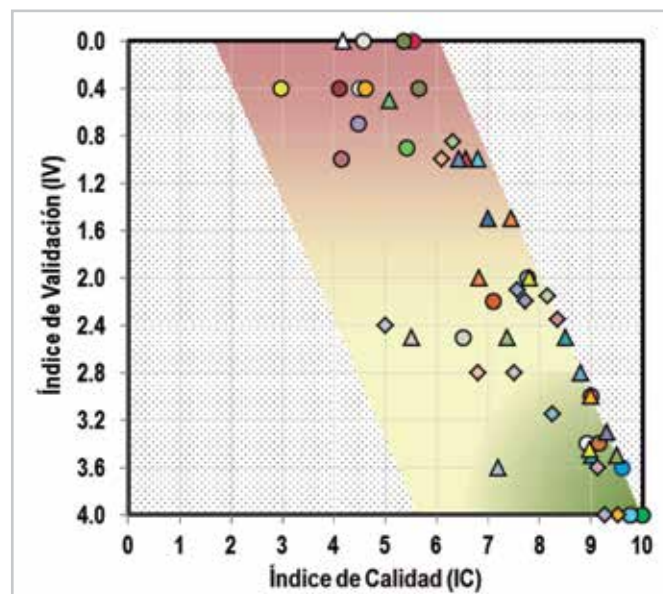


Figura 1. Nomograma de calidad.

El nomograma está clasificado en tres secciones:

- Roja para estudios PVT con mala calidad.
- Amarilla para estudios con calidad regular.
- Verde para estudios con una buena calidad.

En la misma **Figura 1** se presentan los resultados obtenidos al aplicar la metodología propuesta, a diferentes estudios PVT recopilados de varios yacimientos en México y Latinoamérica. En la mayoría de estos estudios PVT se conocía su nivel de calidad de forma cualitativa, ya sea por errores durante el muestreo o desarrollo de los experimentos, dificultad para reproducir los experimentos mediante EOS, no pasan la validación propuesta en la literatura e inconsistencias con mediciones a nivel de campo en propiedades como RGA; lo cual nos ayudó a establecer los rangos para cada nivel de calidad. Los rangos de calidad presentados en el nomograma sirven de guía en la selección de los mejores estudios PVT disponibles.

Finalmente, es importante resaltar que la presente metodología se desarrolló con la finalidad de establecer de forma cuantitativa la calidad de un estudio PVT. Las categorías y pesos establecidos se propusieron de acuerdo al nivel de incertidumbre e impacto de los procesos o variables involucradas en el desarrollo de un estudio PVT. Lo anterior permite que la metodología presentada sea flexible a la adecuación de los pesos y/o categorías, dependiendo del intérprete y de la región en donde se realicen estos estudios.

Aplicación práctica en estudios de yacimientos

La metodología fue aplicada a tres estudios PVT pertenecientes al mismo yacimiento. El objetivo del ejercicio era evaluar la calidad de los estudios y el impacto al utilizarlos en un modelo de balance de materia (BM). Después de aplicar la metodología se obtuvieron los resultados mostrados en la **Tabla 10**.

Tabla 10. Resultados de la metodología aplicada a tres estudios PVT.

Estudio PVT	IV	IC
#1	4.0	10.0
#2	2.2	7.1
#3	0.0	4.6

El siguiente paso consistió en generar un modelo de BM para el yacimiento en cuestión (aceite volátil), modificando únicamente el modelo de fluido, para evaluar el impacto al estimar el volumen original de hidrocarburos. Los resultados se muestran en la **Figura 8**, donde se observa el nivel de calidad de los estudios PVT en cuestión.

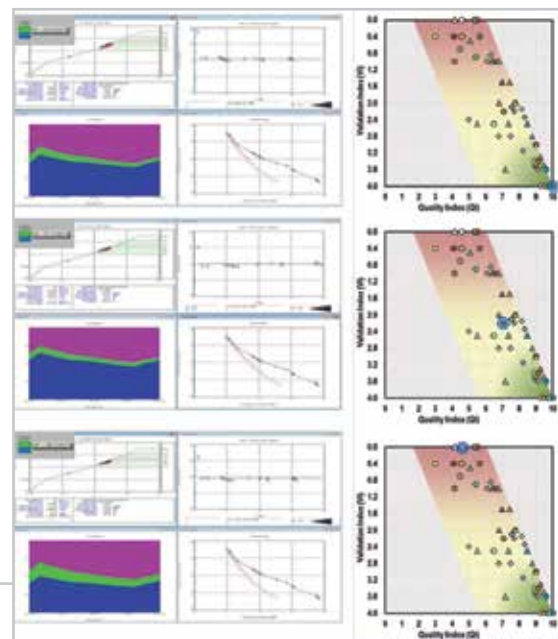


Figura 8. Ejemplo de aplicación de la metodología propuesta y los resultados del BM.

Los volúmenes originales estimados dependiendo el modelo de fluido utilizado fueron:

- Estudio PVT #1: 840 MMbbls
- Estudio PVT #2: 776 MMbbls
- Estudio PVT #3: 1,357 MMbbls

El volumen original del mismo yacimiento estimado volumétricamente es de 886 MMbbls. Lo anterior representa un error del 5% para el estudio PVT #1, un error del 12% para el estudio PVT #2 y un error del 53% para

el estudio PVT #3 respecto al volumen original estimado volumétricamente. Con los resultados obtenidos se puede confirmar que, de acuerdo a la metodología, la calidad de los estudios impacta directamente en los resultados de un estudio de yacimientos.

Finalmente, se realizó otro ejercicio para evaluar la calidad de dos estudios PVT de un yacimiento de gas y condensado y su impacto en el ajuste histórico en un modelo de simulación numérica. Para este caso, se evaluaron los dos estudios y se obtuvieron los resultados presentados en la **Tabla 11**.

Tabla 11. Resultados de la metodología aplicada a dos estudios PVT.

Estudio PVT	IV	IC
#1	3.1	8.3
#2	1.0	6.1

Los perfiles de producción de aceite y gas del ajuste histórico se presentan en la **Figura 9**. EL estudio PVT#1, de acuerdo a la metodología, cae en la zona de buena calidad mientras el estudio #2 se encuentra en la zona de mala calidad.

Analizando las curvas de producción, la línea azul presenta claramente el desajuste en la producción de aceite en toda la historia de producción, mientras la línea roja presenta un ajuste aceptable de la historia de producción.

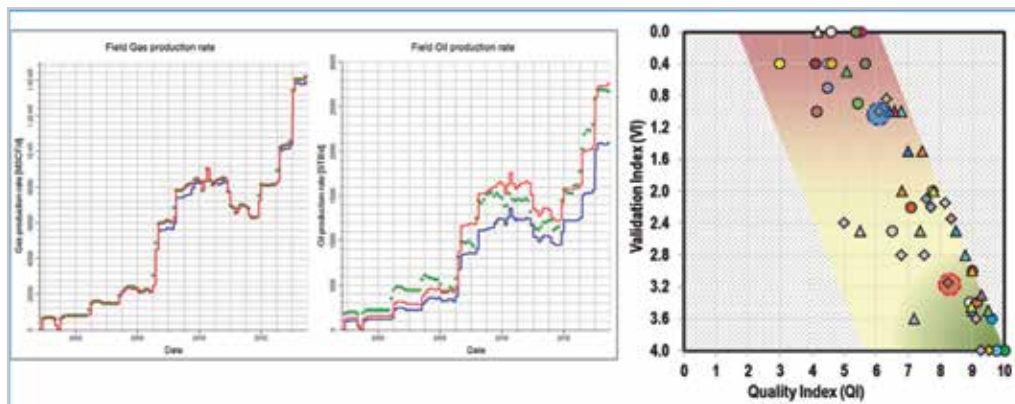


Figura 9. Ejemplo de aplicación de la metodología propuesta y los perfiles de producción del modelo de simulación.

Con la aplicación de la metodología a dos estudios de yacimientos, se puede observar la utilidad e impacto de contar con estudios de buena calidad y se puede confirmar la confiabilidad de la metodología.

Es de vital importancia, dentro de cualquier análisis que involucre el uso de estudios PVT, la validación de los mismos. La presente metodología se desarrolló con la finalidad de cuantificar de forma integral la calidad y consistencia de cualquier estudio PVT.

Conclusiones

La metodología propuesta permite generar un indicador de calidad y la consistencia de los análisis PVT, antes de ser utilizados en cualquier estudio de ingeniería de yacimientos.

La metodología se divide en seis secciones de control que permiten cuantificar la calidad de las condiciones de muestreo, las condiciones del yacimiento durante el muestreo, control de experimentos, control de propiedades medidas, validación del tipo de fluido y la validación de la consistencia de los experimentos.

Se generó un nomograma que permite identificar de manera rápida el grado de calidad de un análisis PVT; utilizando el índice de validación y el índice de calidad que se presentan en esta metodología. Los límites de calidad fueron validados mediante el análisis de más de 50 estudios PVT con previo conocimiento de su calidad.

Se evaluó el impacto de utilizar para un mismo yacimiento estudios PVT de diferentes grados de calidad, observando hasta un error del 53% en el volumen original al utilizar estudios de mala calidad.

Nomenclatura

PVT	Análisis de Presión-Volumen-Temperatura
PTP	Presión en la cabeza del pozo
Py	Presión de yacimiento
Ps	Presión de saturación
CCE	Experimento de Expansión a Composición Constante
DL	Experimento de Liberación Diferencial
CVD	Experimento de Agotamiento a Volumen Constante
FVF	Factor Volumétrico de Formación
Rs	Relación de Solubilidad
EOR	Ecuación de Estado
RGA	Relación Gas Aceite
C7+	Heptanos y más pesados
Sep	Separador
SH Factor	Factor de Encogimiento
PM	Peso Molecular
CGR	Relación Condensado Gas

MRC	Máxima Condensación Retrógrada
IC	Índice de Calidad
IV	Índice de Validación
BM	Balance de Materia

Agradecimientos

A todos los ingenieros de las cuatro regiones de Pemex E&P y a los laboratorios que facilitaron la información de los estudios PVT, sin su ayuda la generación de este artículo no hubiera sido posible.

Referencias

1. Ahmed, T. 2006. *Reservoir Engineering Handbook*, third edition. Burlington, Massachusetts: Elsevier/Gulf Professional Publishing.
2. Bashbush, J. L. 1981. A Method to Determine K-Values From Laboratory Data and Its Applications. Artículo presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, octubre 4-7. SPE-10127-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/10127-MS>.
3. Cronquist, C. H. 2001. *Estimation and Classification of Reserves of Crude Oil, Natural Gas and Condensate*. Richardson, Texas: SPE.
4. Dindoruk, B. 2012. Development of a Correlation for the Estimation of Condensate to Gas Ratio (CGR) and Other Key Gas Properties from Density Data. Artículo presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, octubre 8-10. SPE-160170-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/160170-MS>.
5. El-Banbi, A. H. y McCain Jr., W. D. 2001. Sampling Volatile Oil Wells. Artículo presentado en SPE Production and Operations Symposium, Oklahoma City, Oklahoma, marzo 24-27. SPE-67232-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/67232-MS>.
6. Hoffmann, A. E., Crump, J. S. y Hocott, C. R. 1953. Equilibrium Constants for a Gas-Condensate System. *J Pet Tech* 5 (1): 1-10. SPE-219-G. <http://dx.doi.org/10.2118/219-G>.
7. León García, A., Alamilla Carrillo, N. y García Hernández, F. 2010. Nuevos Criterios para la Clasificación de los

- Fluidos de los Yacimientos Petroleros. AIPM 2010 Technical Sessions, Villahermosa, Tabasco.
8. McCain, W. D. 1990. *The Properties of Petroleum Fluids*, second edition. Tulsa, Oklahoma: PennWell Publishing Company.
 9. McCain Jr., W. D. y Alexander R. A. 1992. Sampling Gas-Condensate Wells. *SPE Res Eng* **7** (3): 358-362. SPE-19729-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/19729-PA>.
 10. Méndez L., T. y Teyssier S., J. 1979. Caracterización de Fluidos de Yacimientos Petroleros. *Revista del Instituto Mexicano del Petróleo XI* (4): 21-33.
 11. Moses, P. L. 1986. Engineering Applications of Phase Behavior of Crude Oil and Condensate Systems. *J Pet Tech* **38** (7): 715-723. SPE-15835-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/15835-PA>.
 12. Paredes, J. E., Pérez, R. y Larez, C. J. 2012. Correlation to Predict and Validate the Maximum Retrograde Condensation in Gas Condensate Reservoirs. Artículo presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, octubre 8-10. SPE-158494-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/158494-MS>.
 13. Pérez H., R. 2006. Caracterización de Fluidos, Teoría y Aplicación Práctica. Congreso Mexicano del Petróleo, Cancún, Q.R., agosto 30-septiembre 1.
 14. Pestak, M. W., Pande, P. K. y Swanson, G. 1989. Quality Assurance for PVT Sampling and Testing, Endicott Field, Alaska. Artículo presentado en SPE California Regional Meeting, Bakersfield, California, abril 5-7. SPE-18760-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/18760-MS>.
 15. Reudelhuber F. O. 1957. Sampling Procedures for Oil Reservoir Fluids. *SPE J.* **9** (12): 15-18. SPE-816-G. <http://dx.doi.org/10.2118/816-G>.
 16. Samaniego-V., F., Bashbush, J. L., León G., A. et al. On the Validation of PVT Compositional Laboratory Experiments. Artículo presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, septiembre 26-29. SPE-91505-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/91505-MS>.
 17. Towler, B. F. 1989. Reservoir Engineering Aspects of Bottomhole Sampling of Saturated Oils for PVT Analysis. SPE-19438-MS.
 18. Whitson, C. H. y Torp, S. B. 1983. Evaluating Constant-Volume Depletion Data. *J Pet Tech* **35** (3): 610-620. SPE-10067-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/10067-PA>.
 19. Williams, J. M. 2011. Why Y? Artículo presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, octubre 30-noviembre 2. SPE-146394-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/146394-MS>

Semblanza de los autores

Jorge Enrique Paredes Enciso

Ingeniero Petrolero graduado del Instituto Politécnico Nacional. Trabajó en el Instituto Mexicano del Petróleo de 2008-2009. Actualmente trabaja en Pemex como Ingeniero de yacimientos y simulación numérica para el proyecto Delta del Grijalva del Activo de Producción Samaria Luna.

Ha publicado 24 trabajos técnicos en congresos nacionales e internacionales acerca de caracterización de fluidos, ingeniería de yacimientos y simulación numérica. Desarrolló la herramienta PVTVAL (Software para la validación de estudios PVT). Desarrolló la herramienta MIOP "Metodología para Identificar Oportunidades de Productividad".

Miembro de la red de especialistas de Ingeniería de yacimientos en PEP. Miembro activo de la Society of Petroleum Engineer, Asociación de Ingenieros Petroleros de México y Colegio de Ingenieros Petroleros de México. Actualmente funge como YP (Young Professional) Chairperson de la SPE Sección México.

Rafael Pérez Herrera

En 1987 obtuvo la Licenciatura de Ingeniero Petrolero en la Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura del Instituto Politécnico Nacional. Ingresó a Petróleos Mexicanos el 23 de febrero de 1988 y hasta 2003, trabajó como ingeniero de yacimientos, realizando numerosos estudios de comportamiento primario, recuperación secundaria, simulación numérica, desarrollo de campos y caracterización de fluidos de los campos petroleros de la Región Sur.

De 2004 a 2014, laboró como Líder del Proyecto Delta del Grijalva y Coordinador de Diseño de Proyectos en el Activo de Producción Samaria Luna, periodo en el que los logros más importantes fueron:

- Diseño y ejecución exitosa del desarrollo del campo Terra mediante la perforación de pozos horizontales.
- Implantación del primer proceso en México de recuperación mejorada mediante la inyección cíclica de vapor, para la explotación de crudo extra pesado del campo Samaria Terciario.
- Consolidación de la inyección de nitrógeno a yacimientos del Complejo Antonio J. Bermúdez, como proceso de mantenimiento de presión, para disminuir la declinación de producción.
- Reactivación del desarrollo de los campos del Proyecto Delta del Grijalva, incrementando la producción de aceite, de 37 mil bpd en junio de 2004, a 159 mil bpd en febrero de 2011.

A partir de junio de 2014, ocupa el cargo de Administrador del Activo de Producción Bellota Jujo, en la Subdirección de Producción Región Sur.

Ha participado en el desarrollo de más de 40 artículos técnicos presentados en congresos nacionales e internacionales. En abril de 2014, recibió el reconocimiento como Experto Tecnológico Nivel II de Pemex Exploración y Producción, entregado por la Dirección General de Petróleos Mexicanos.

Recibió el Premio Estatal de Ingeniería 2015, otorgado por los Colegios de Profesionales de la Ingeniería y Asociaciones del Estado de Tabasco, por trayectoria y destacada labor profesional en la rama de la Ingeniería Petrolera, entregado por el Gobernador Constitucional del Estado de Tabasco.

Es miembro de número de la Asociación de Ingenieros Petroleros de México, del Colegio de Ingenieros Petroleros de México y de la Society of Petroleum Engineers.

Luis Manuel Perera Pérez

Ingeniero Petrolero egresado de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México en 1995. Ingresó a Petróleos Mexicanos en marzo de 1996, en el grupo interdisciplinario Cactus–Níspero–Río Nuevo, del Distrito Reforma de la Región Sur, en el área de ingeniería de yacimientos. Participó en el estudio integral de los campos Cactus–Níspero–Río Nuevo, en la Ciudad de Denver Colorado, USA en el año de 1997 y en los años 2000 y 2001 en el estudio integral de los mismos campos en la ciudad de Tokio Japón.

Realizó estudios de Maestría en Ingeniería Petrolera y Gas Natural en el Área de Yacimientos del año 2002 al 2004 en la Universidad Nacional Autónoma de México, obteniendo el grado en el año 2005. Es coautor y autor de diversos artículos técnicos relacionados al área de Ingeniería de Yacimientos, presentados en las Jornadas Técnicas y congresos de la AIPM.

Se ha desempeñado como Líder del área de ingeniería de yacimientos, Líder de productividad de pozos y Líder del Proyecto San Manuel del Activo Integral Muspac, Líder del Proyecto Integral Delta del Grijalva del Activo Integral Samaria–Luna de la Región Sur, Líder del Proyecto de Explotación Jujo-Tecominoacán y actualmente tiene el cargo de Líder del Proyecto de Explotación Bellota-Chinchorro del Activo de Producción Bellota-Jujo.

Carlos Javier Larez Campos

Ingeniero Petrolero graduado de la Universidad Central de Venezuela (UCV), con especialización en gerencia integrada de yacimientos en la UCV. Trabajó en el PDVSA durante 2001-2003.

Desde el 2006 trabaja en Schlumberger como ingeniero de yacimientos y simulación para la región sur de México. Ha publicado varios trabajos técnicos en congresos nacionales e internacionales acerca de caracterización de fluidos, ingeniería de yacimientos y simulación numérica.

Participó en el desarrollo de la herramienta PVTVAL, (Software para la validación de estudios PVT). Miembro activo de la SPE (Society of Petroleum Engineer).