

Caracterización de los fluidos de un yacimiento de gas y condensado, cercano al punto crítico

Ana Belén Cruz Barrera

PEP – SPEE

Alfredo León García

UNAM

José Luis Bashbush Bauza

Schlumberger

Fernando Samaniego Verduzco

UNAM

Información del artículo recibido en 2022-revisado-evaluado-correcto y aceptado en abril 2023

Resumen

Clasificar adecuadamente los fluidos como aceite volátil o gas y condensado tiene una implicación importante en el desarrollo de los campos, diseño de instalaciones, cuantificación de reservas y, por ende, el valor económico del hidrocarburo.

Se analiza el caso de un yacimiento cercano al punto crítico al que se le aplicó la metodología para caracterizar los fluidos de los yacimientos petroleros, que consiste en los pasos siguientes: 1. Revisar el acondicionamiento del pozo y el muestreo de los fluidos, 2. Definir la calidad de las muestras, 3. Clasificación de los fluidos, 4. Validación del análisis PVT, 5. Ajuste de los fluidos con la ecuación de estado (EDE) y 6. Revisión de los análisis PVT del campo A y existencia de un gradiente composicional.

En este trabajo se propone una clasificación de los fluidos cercanos al punto crítico, la cual emplea gráficas especializadas; el valor máximo que se tenía para la fracción C_{7+} era de 12.5 % mol, ampliándose a 13 % mol, lo que permite una clasificación más apropiada a las características de estas mezclas.

El valor experimental de la fracción mole del C_{7+} para el caso de aplicación es de 12.74 % mol, por lo que, con la propuesta anterior, este fluido queda dentro de la clasificación para los yacimientos de México, (León 2012). Finalmente, la composición global promedio calculada clasifica a la mezcla PVT como gas y condensado cercano al punto crítico.

Palabras clave: Fluidos de un yacimiento, gas y condensado, aceite volátil.

Characterization of the fluids of a gas and condensate reservoir, close to the critical point

Summary

The adequate classification of hydrocarbon fluids as volatile oil or gas and condensate has a strong implication in the development of the fields, facility design, quantification of reserves, and therefore the economic value of the hydrocarbon.

The present case of a reservoir close to the critical point was used to test the available classification scheme for compositional fluids; a procedure to which the methodology was applied to characterize the fluids of oil reservoirs is analyzed, in addition, a classification of fluids close to the critical point is proposed, which uses specialized graphics; the maximum value for the C7+ fraction was 12.5 %mol, expanding to 13 %mol, which allows a more appropriate classification for the characteristics of these fluids.

Keywords: Fluids of a gas and condensate reservoir, volatile oil.

Introducción

Los estudios PVT del fluido del yacimiento deben tomarse en cuenta para cualquier análisis del comportamiento del yacimiento, porque influyen en los cálculos del volumen original del campo.

El trabajo presente tiene como objetivo proporcionar pautas y un proceso de flujo que engloba de manera robusta los elementos a considerar; la discusión se ajustará a medida que se tenga un mayor número de muestras del yacimiento.

Se revisó el período del acondicionamiento del pozo, determinándose el comportamiento de: a) gasto de gas, b) gasto de condensado, c) gasto de agua, d) presión en la cabeza y e) presión de fondo fluyendo; las tendencias en todas las variables fueron consistentes y se recuperaron muestras de condensado y gas de superficie para realizar un recombinado y efectuar el análisis PVT.

Las muestras de los fluidos se recibieron en el laboratorio en buenas condiciones; se analizaron y seleccionaron las mejores para realizar el recombinado a partir de los valores medidos en el campo; se realizaron los experimentos siguientes: a) composición original de los fluidos hasta la fracción C₃₆₊, b) expansión a composición constante, c) agotamiento a volumen constante y d) separación en etapas en superficie. Se llevó a cabo la validación de los procedimientos empleados en laboratorio y de los valores reportados de los experimentos, encontrándose consistentes de acuerdo con los criterios reportados en la literatura^{3, 17}.

Se aplicó el procedimiento de validación de las muestras aplicando las técnicas de balance molar a los datos del experimento de agotamiento a volumen constante y la composición original, se calcularon las variables siguientes: a) composición original del condensado, b) la densidad del gas y del condensado, c) el peso molecular del condensado, del gas y de la fracción C₇₊, y d) el comportamiento de las

constantes de equilibrio contra la presión². Los resultados indicaron buenas tendencias en todas las variables indicando consistencia en el análisis PVT.

Para realizar el ajuste del experimento PVT con la EDE, se utilizó la EDE de Peng Robinson de tres parámetros, los cuales fueron presión (Pc), temperatura (Tc) del componente C₁, la fracción C₃₆₊ y los coeficientes de interacción binaria entre el componente C₁ y la fracción C₃₆₊. Debido a que el fluido está muy cercano al punto crítico, se utilizó la composición original lo más detallada posible, por lo que el ajuste se realizó con la composición original hasta C₃₆₊. Se utilizaron los parámetros más representativos de los experimentos de expansión a composición constante, agotamiento a volumen constante y separación en etapas en superficie.

El diagrama de fases simulado corrobora que la temperatura del yacimiento es muy cercana a la temperatura crítica, confirmando que es un fluido muy cercano al punto crítico. El ajuste de los datos simulados y los datos experimentales fue razonablemente bueno, confirmando que se tiene un análisis PVT de buena calidad.

Acondicionamiento de pozo y muestreo de fluidos

Se realizó la toma de las muestras de superficie de condensado y gas para realizar un recombinado y efectuar el análisis PVT, cuando el pozo estaba fluyendo por estrangulador de 3/16 pg, y estaba produciendo con una relación gas-condensado de 574 m³/m³.

Se efectuó una prueba de presión – producción en el pozo A-1EXP en agujero descubierto, con objeto de evaluar la formación JSK. Como parte de la revisión del acondicionamiento del pozo, en la **Tabla 1** se muestra la variación de los parámetros evaluados durante la prueba de presión – producción, como son: gasto de condensado, gasto de gas, gasto de agua, presión de fondo fluyendo,

presión de fondo estática, presión en la cabeza, temperatura de yacimiento, temperatura de superficie y relación gas - condensado, contra el diámetro del estrangulador. Además, se presenta la presión de fondo fluyendo y la presión de

fondo estática a la profundidad del sensor de presión y a la profundidad del plano de referencia para el pozo A-1EXP, **Figura 1.**

Condiciones de Medición		Producción de condensado y gas					Condiciones				Parámetros medidos					
Pozo	Est. fijo, [pg]	Producción bruta [bcd]	Producción neta [bcd]	Qw [bd]	% agua	Qg total [mmpcd]	RGC total [m ³ /m ³]	Qg total [mmpcd]	RGC total [m ³ /m ³]	°API @ 60 °F	P _{wf} sensor [kg/cm ²]	T sensor [°C]	P sup [kg/cm ²]	T sup [°C]	S GYC [adim]	S AL [adim]
A-1EXP	3/8"	3293	3265	28	0.85%	11.41	623	11.99	654	40.1	760.49	146.33	475.73	84.84	105.00	32.07
	3/16"	935	927	8	0.81%	2.85	547	2.99	574	44.5	783.31	138.57	528.95	48.97	55.00	14.97
	1/4"	1541	1530	11	0.71%	5.23	609	5.49	639	41.4	780.58	144.06	520.12	72.35	58.00	12.76
	5/16"	2193	2184	8	0.38%	7.60	620	7.98	651	39.6	775.17	147.16	510.75	86.85	70.00	21.00
	1/2"	4478	4478	0	0.00%	16.67	663	17.50	696	37.2	751.12	150.37	427.68	110.67	109.00	32.00

Tabla 1. Prueba de presión producción pozo A-1EXP.

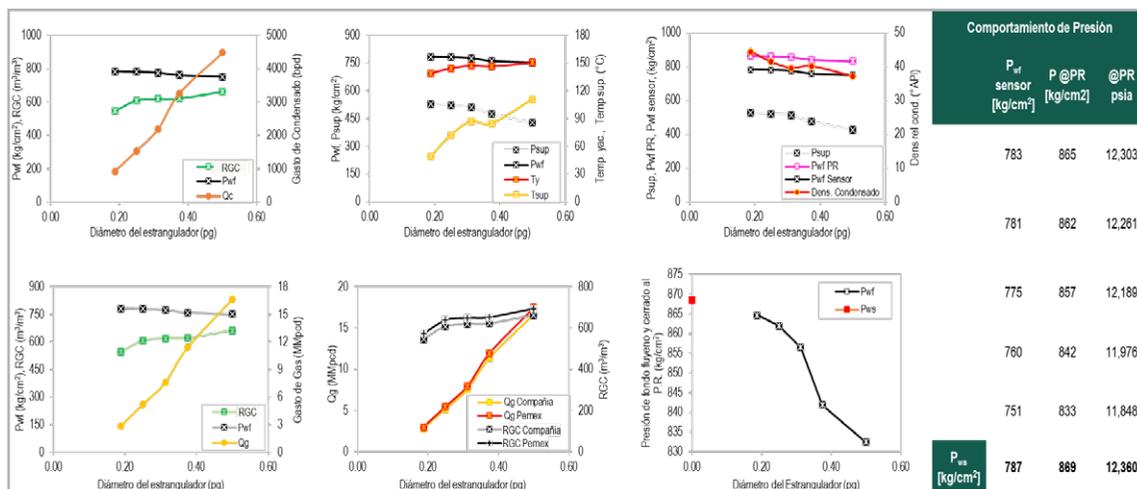


Figura 1. Acondicionamiento del pozo A-1EXP, variación de los parámetros evaluados en la prueba de presión - producción.

Con respecto a la presión de fondo fluyendo (P_{wf}), también se observa una tendencia de estabilización del pozo con valores de P_{wf} entre 751 y 783 kg/cm². La densidad del condensado varía entre 37.2 a 44.5 °API. Es importante comentar que existió una diferencia entre los valores de RGC reportados por la compañía que realizó la medición y los valores reportados en campo por el activo; la compañía reporta una variación de la RGC entre 547 a 663 m³/m³, y en campo se presenta una variación entre 574 a 696 m³/m³ como se observa en la Tabla 1 y en la Figura 1.

Revisión de la calidad de las muestras y del análisis PVT

El análisis PVT del pozo A-1EXP, se obtuvo con muestras de condensado y gas tomadas en superficie, ver **Tabla 2.** Se obtuvieron seis muestras de superficie para análisis composicionales y estudios PVT de comportamiento de fases: tres muestras de gas y tres muestras de líquido del separador primario.

Las pruebas efectuadas en las muestras de superficie para validar las muestras de gas y de condensado tomadas en la superficie fueron las siguientes: a) presión de apertura, b) restauración de la muestra, y c) control de calidad.

Número de Muestra	Tipo de Muestra	Condiciones de Muestreo		Recipiente de Muestra	
		Presión kg/cm ² (a)	Temperatura °C	Tipo de Cilindro	Presión Nominal kg/cm ² (man)
1.1	Condensado de Separador (Primario)	25.1	29.6	600 cc, Cil. de Líquido	1055
2.1	Gas de Separador (Primario)			20 lit., Cil. de Gas	211
3.1	Condensado de Separador (Primario)	25.2	30.0	600 cc, Cil. de Líquido	1055
4.1	Gas de Separador (Primario)			20 lit., Cil. de Gas	211
5.1	Condensado de Separador (Primario)	25.2	30.4	600 cc, Cil. de Líquido	1055
6.1	Gas de Separador (Primario)			20 lit., Cil. de Gas	211
7.1	Muestra Recombinada	1054.6	153.0	600 cc, Cil. de Líquido	1055

Tabla 2. Resumen de muestras recuperadas.

A las muestras de condensado se les verificaron las propiedades a las condiciones de presión y temperatura de separador, realizándose una prueba de separación flash y se midió la composición del condensado a las condiciones de separación. Las muestras de gas se verificaron registrando la presión de apertura de las botellas porta-muestras y se midió su composición.

Las Tablas 3 y 4 presentan las condiciones de las muestras de gas y de condensado recibidas en el laboratorio; se observa que tanto las muestras de gas como las de condensado se recibieron en buenas condiciones.

Muestras de Gas Presurizado								
Número de Muestra	Tipo de Muestra	Volumen de Cilindro	Condiciones de Muestreo		Condiciones de Apertura		Líquido Contenido cm ³	Contenido de Aire %
			Presión kg/cm ² (a)	Temperatura °C	Presión kg/cm ² (a)	Temperatura °C		
2.1	Gas de Separador (Primario)	20 lit., Cil. de Gas	25.1	29.6	22.83	24.2	0	0.516
4.1		20 lit., Cil. de Gas	25.2	30	22.83	24.2	0	0.437
6.1		20 lit., Cil. de Gas	25.2	30.4	22.83	24.2	0	0.475

Tabla 3. Pruebas de calidad de las muestras de gas recibidas en el laboratorio, pozo A-1EXP.

Muestras de Líquido								
Número de Muestra	Tipo de Muestra	Volumen de Cilindro	Condiciones de Muestreo		Condiciones de Apertura		Volumen de Muestra cm ³	Contenido de Agua cm ³
			Presión kg/cm ² (a)	Temperatura °C	Presión kg/cm ² (a)	Temperatura °C		
1.1	Condensado de Separador (Primario)	600 cc, Cil. de Líquido	25.1	29.6	22.8	23.8	600	0
3.1		600 cc, Cil. de Líquido	25.2	30	22.8	24.4	600	Trazas
5.1		600 cc, Cil. de Líquido	25.2	30.4	22.8	24.4	600	0
7.1	Muestra Recombinada	600 cc, Cil. de Líquido	1054.6	153	na	na	300	0

Tabla 2 Pruebas de calidad de las muestras de condensado recibidas en el laboratorio, pozo A-1EXP.

La **Figura 2** muestra el comportamiento de la composición original de los fluidos contra el peso molecular de cada componente y la composición original de los fluidos contra

su componente respectivo, el cual es un indicativo de la huella de los fluidos de un yacimiento de gas y condensado.

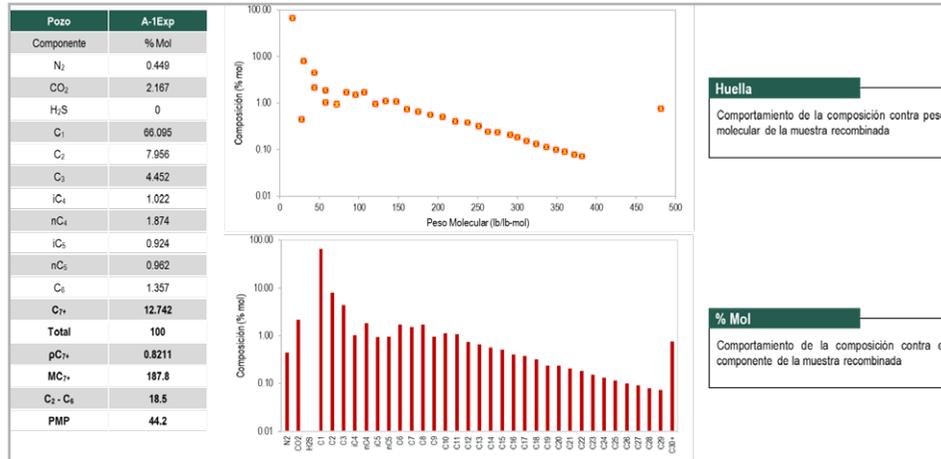


Figura 2. Comportamiento de la huella y % mol respecto al PM y a los componentes del fluido recombinada del pozo A-1EXP.

Adicionalmente se empleó el nomograma de calidad, (Paredes, 2014); esta metodología de control de calidad incluye desde la toma de las muestras del fluido hasta la validación de las pruebas realizadas en laboratorio, logrando establecer los Índices de Calidad (IC) y de Validación (IV), quedando plasmados en un gráfico de control que permite establecer de forma práctica si existe consistencia buena, mala o regular.

Aplicar esta metodología sirve como apoyo para verificar el nivel de calidad de cualquier estudio PVT en función de sus índices, para este caso, se obtienen índices de calidad (IC) de 9.14/10 y de Validación (IV) de 4/4, lo que corrobora que las muestras se tomaron adecuadamente y que los experimentos de laboratorio son consistentes, **Figura 3**.

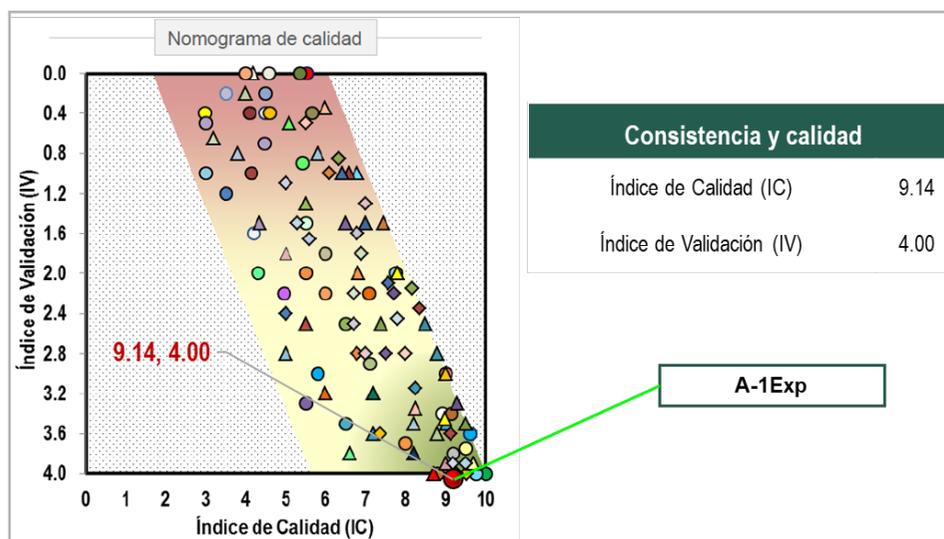


Figura 3. Control de calidad y consistencia de las muestras y pruebas PVT, pozo A-1EXP.

Clasificación del fluido

Para realizar la clasificación de los fluidos del pozo A-1EXP, se aplicaron varios criterios propuestos en la literatura: McCain (1990), Méndez (1979), Moses (1986) y Tarek, (2007) como se muestra en la **Tabla 5**, incluyendo la clasificación propuesta para los campos de México (León, 2012), el único parámetro que sale de la clasificación es la fracción C_{7+} con un valor de 12.74 %; la mayoría de los autores han establecido un límite máximo de 12.5 % mol; el único autor que fijó un límite máximo de 13 % es Cronquist, (1973).

En la base de datos de los autores de este trabajo, el único yacimiento de gas y condensado con mayor porcentaje de la fracción C_{7+} es el campo Fénix con 12.68 % mol, por lo cual, resulta conveniente ajustar el valor máximo de 13 % para la fracción C_{7+} , como se muestra en la Tabla 5. Este valor resulta congruente con el valor de C_{7+} más bajo registrado en la base de datos para los yacimientos de aceite volátil, el cual es de 14.49 % mol para el pozo Paredon-11.

Criterios de Clasificación de los Yacimientos de Gas y Condensado						Datos Laboratorio
Gas y Condensado						
Autor	McCain	Méndez	Moses	Tarek	León	A-1DL
RGA (p ³ /bl)	3,300 - 50,000	3,088 - 112,292	3,000 - 150,000	8,000 - 70,000	3,088 - 112,292	3,685
RGA (m ³ /m ³)	587 - 8,905	500 - 10,000	534 - 26,716	1,424 - 4,922	550 - 20,000	656
Densidad relativa (°API)	40 - 60	45 - 57	40 - 60	> 50	40 - 65	43.8
Componente C_1 (% mol)					64.0 - 90.0	66.1
Componentes $C_2 - C_6$ (% mol)					8.0 - 20.0	18.5
Componente C_{7+} (% mol)	< 12.5		< 12.5	< 12.5	1.0 - 13.0	12.74

Tabla 5. Criterios de clasificación de los yacimientos de gas y condensado.

En la **Figura 4** (izquierda superior) se muestra el comportamiento de la presión de rocío contra la fracción C_{7+} , observándose que se marcan las regiones de gas y condensado, petróleo volátil, petróleo ligero y petróleo negro. El fluido del pozo A-1EXP se encuentra en la zona de gas y condensado en el límite con la zona de petróleo, muy cercano al punto crítico.

La Figura 4 (derecha superior) presenta el comportamiento de la presión de rocío contra la fracción C_2-C_6 , se indican las regiones de gas y condensado, petróleo volátil y petróleo ligero. El fluido del pozo A-1EXP se encuentra en la región de gas y condensado, en la cercanía de la frontera con la zona de petróleo volátil.

Se realizó una clasificación de los yacimientos de gas seco, gas y condensado y gas húmedo (León, 2018), con base en el comportamiento de la relación gas –condensado contra la fracción C_{7+} , Figura 4, (izquierda inferior) se marcan las regiones de gas húmedo, gas seco y gas y condensado, se puede observar que los fluidos del pozo A-1EXP, se encuentran en la zona de gas y condensado.

En la Figura 4 (derecha inferior) se incluye el comportamiento de la relación gas –condensado con respecto a la fracción C_1 , observándose las regiones de gas húmedo gas seco y gas y condensado, se puede observar que los fluidos del pozo A-1EXP, se encuentran en la frontera de la zona de gas y condensado.

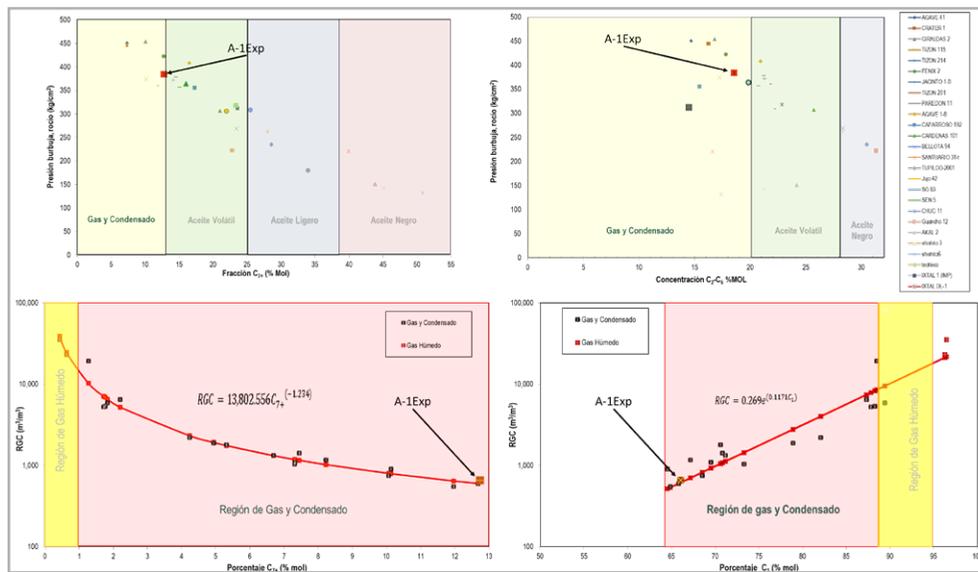


Figura 4. Clasificaciones con base en la fracción pesada, intermedios y metano respecto a la presión de rocío y a la RGC.

Para definir las fronteras entre el gas y condensado y petróleo volátil, es común utilizar el comportamiento de la relación gas – condensado contra el componente C₁ (Pérez, 2006) como se muestra en la **Figura 5** (izquierda). Se observa que, en la zona de transición la frontera no está bien definida y se cruzan el C₁ de ambos tipos de fluidos gas y condensado y petróleo volátil.

El comportamiento de la zona de gas y condensado y la de petróleo volátil se muestra más definida en la **Figura 5** (derecha), la cual representa la relación gas-condensado contra la fracción C_{7+.}

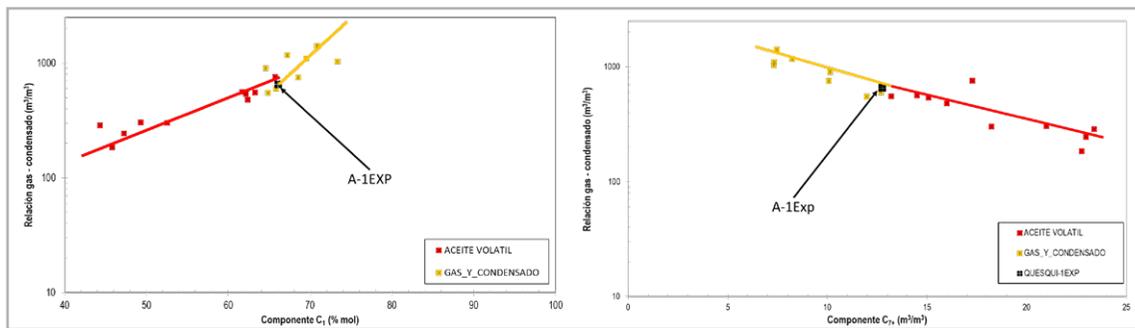


Figura 5. Fronteras entre gas y condensado y aceite volátil, relación gas - condensado contra el componente C₁.

También para comparar la variación de la saturación de condensado contra la presión en los yacimientos de gas y condensado, es común utilizar la relación de la saturación de condensado retrógrado contra presión, en la **Figura 6**, se ilustra este comportamiento y se compara con otros yacimientos de gas y condensado. El fluido del campo A es de los que presentan una mayor saturación de condensado, corroborando que es un fluido de tipo crítico.

Otro método para clasificar el tipo de fluido es el diagrama ternario, el cual muestra el espectro de fluidos en términos de la composición molar. Para este caso se observa un comportamiento tipo gas y condensado, con la composición molar en la frontera con el petróleo volátil, **Figura 7**.

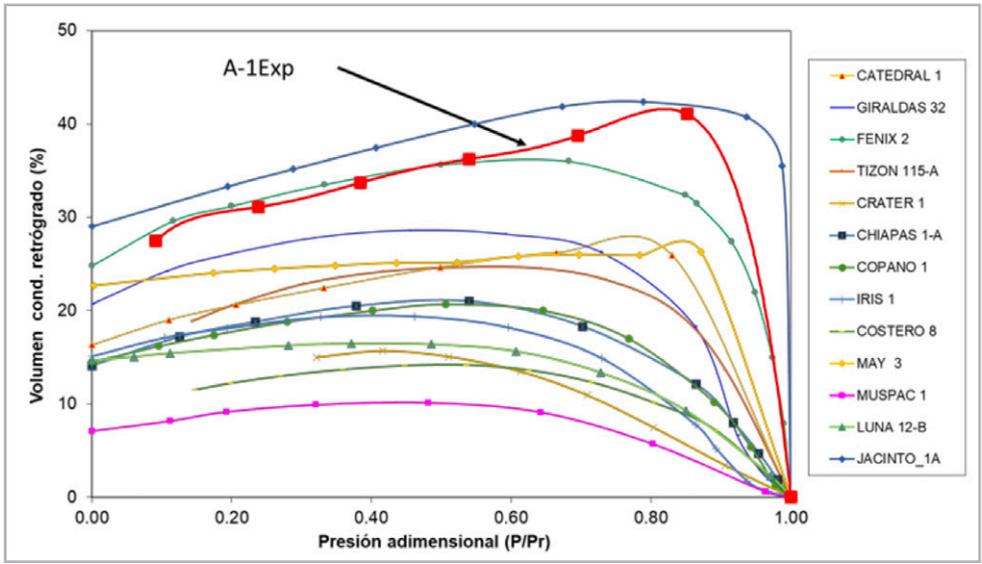


Figura 6. Comportamiento de la saturación de condensado retrógrado contra la presión, pozo A-1EXP.

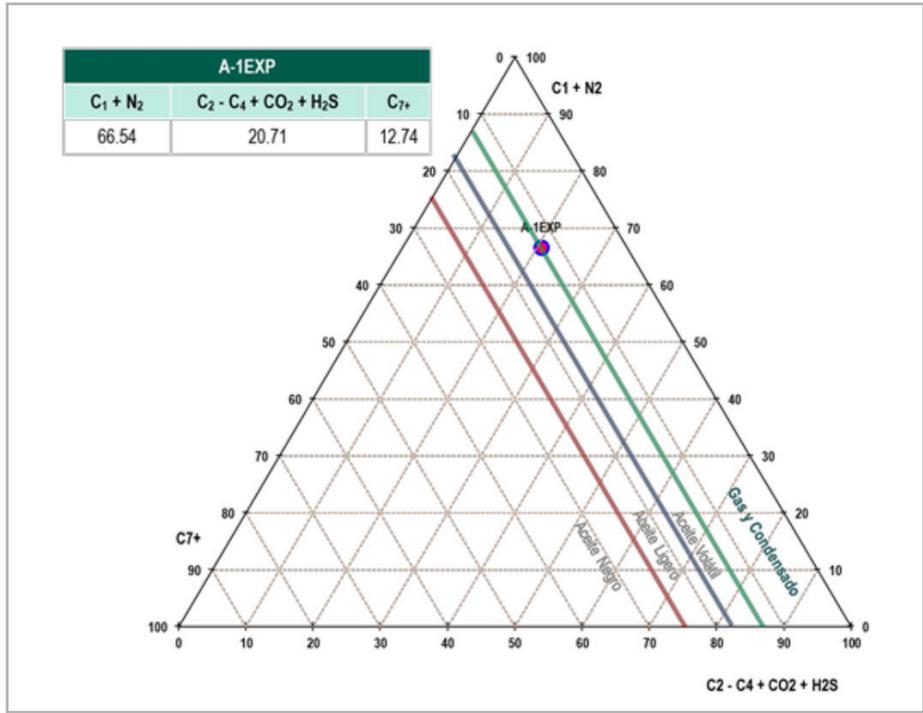


Figura 7. Diagrama ternario del fluido A-1EXP, comportamiento tipo gas y condensado cercano al punto crítico.

El fluido corresponde a un yacimiento de gas y condensado cercano al punto crítico, por lo cual fue adecuado que se tomaran muestras de superficie para realizar un recombinado para efectuar el análisis PVT.

Validación del análisis PVT

Validación del recombinedo. Es conveniente revisar y validar el cálculo del recombinedo realizado en el laboratorio para verificar su calidad requerida; se utilizó la técnica de

recombinación matemática, (León, 2016). En la **Tabla 6** se tienen los resultados de la composición original calculada y la experimental; se puede observar que en general se tiene un error menor al 5%; los componentes más importantes el C_1 y el C_{36+} presentan errores menores al 1 %.

Componentes	Experimental		F= 0.87514				
	Zi	Gas		Aceite		Recombinedo Matemático	
		% mol	% Peso * PM	Yi Calculado	% Peso * PM	Xi Calculado	Zi
N ₂	0.449	0.022	0.512	0.000	0.000	0.448	0.223
CO ₂	2.167	0.104	2.473	0.000	0.000	2.165	0.092
H ₂ S	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
C ₁	66.095	3.177	75.417	0.000	0.000	66.001	0.142
C ₂	7.956	0.382	9.073	0.000	0.050	7.946	0.126
C ₃	4.452	0.213	5.049	0.001	0.228	4.447	0.112
IC ₄	1.022	0.048	1.135	0.001	0.221	1.021	0.098
NC ₄	1.874	0.086	2.045	0.003	0.648	1.871	0.160
IC ₅	0.924	0.040	0.951	0.004	0.723	0.923	0.108
NC ₅	0.962	0.039	0.931	0.006	1.163	0.960	0.208
C ₆	1.357	0.047	1.107	0.018	3.280	1.378	1.548
C ₇	1.495	0.030	0.717	0.038	7.078	1.511	1.070
C ₈	1.641	0.016	0.388	0.057	10.585	1.661	1.219
C ₉	1.425	0.006	0.147	0.056	10.519	1.442	1.193
C ₁₀	1.123	0.002	0.045	0.047	8.795	1.138	1.336
C ₁₁	1.085	0.000	0.010	0.047	8.687	1.093	0.737
C ₁₂	0.750	0.000	0.001	0.033	6.078	0.759	1.200
C ₁₃	0.659	0.000	0.000	0.029	5.332	0.666	1.062
C ₁₄	0.563	0.000	0.000	0.024	4.545	0.567	0.710
C ₁₅	0.512	0.000	0.000	0.022	4.114	0.514	0.391
C ₁₆	0.405	0.000	0.000	0.017	3.248	0.406	0.247
C ₁₇	0.382	0.000	0.000	0.016	3.062	0.382	0.000
C ₁₈	0.323	0.000	0.000	0.014	2.586	0.323	0.000
C ₁₉	0.241	0.000	0.000	0.010	1.934	0.241	0.000
C ₂₀	0.238	0.000	0.000	0.010	1.914	0.239	0.420
C ₂₁	0.209	0.000	0.000	0.009	1.681	0.210	0.478
C ₂₂	0.183	0.000	0.000	0.008	1.465	0.183	0.000
C ₂₃	0.155	0.000	0.000	0.007	1.241	0.155	0.000
C ₂₄	0.133	0.000	0.000	0.006	1.063	0.133	0.000
C ₂₅	0.115	0.000	0.000	0.005	0.923	0.115	0.000
C ₂₆	0.101	0.000	0.000	0.004	0.805	0.100	0.990
C ₂₇	0.092	0.000	0.000	0.004	0.735	0.092	0.000
C ₂₈	0.079	0.000	0.000	0.003	0.640	0.080	1.266
C ₂₉	0.073	0.000	0.000	0.003	0.590	0.074	1.370
C ₃₀	0.064	0.000	0.000	0.003	0.516	0.064	0.000
C ₃₁	0.056	0.000	0.000	0.002	0.449	0.056	0.000
C ₃₂	0.049	0.000	0.000	0.002	0.391	0.049	0.000
C ₃₃	0.043	0.000	0.000	0.002	0.345	0.043	0.000
C ₃₄	0.038	0.000	0.000	0.002	0.304	0.038	0.000
C ₃₅	0.034	0.000	0.000	0.001	0.268	0.034	0.000
C ₃₆₊	0.476	0.000	0.000	0.020	3.793	0.474	0.420

Tabla 6. Revisión del recombinedo matemático.

Validación del experimento de agotamiento a volumen constante. Para validar el experimento de agotamiento a volumen constante se aplicaron las técnicas de balance molar. Existen dos métodos que proporcionan resultados similares (Bashbush,1981), (Whitson, 1983); pero es preferible usar el método de Bashbush por que discute los lineamientos para validar y corregir los análisis PVT.

Para la aplicación del método de Bashbush, primero se revisó que los datos de laboratorio utilizados fueran

consistentes, por lo que se verificó que no hubiera datos anómalos o fuera de tendencia; posteriormente se revisaron la saturación de condensado contra la presión y moles producidas acumuladas contra presión, **Figura 8**, posteriormente como se muestra en la **Figura 9**, se validaron el factor z del gas y de las dos fases contra presión y la composición del gas contra presión; todos los parámetros analizados se observaron consistentes.

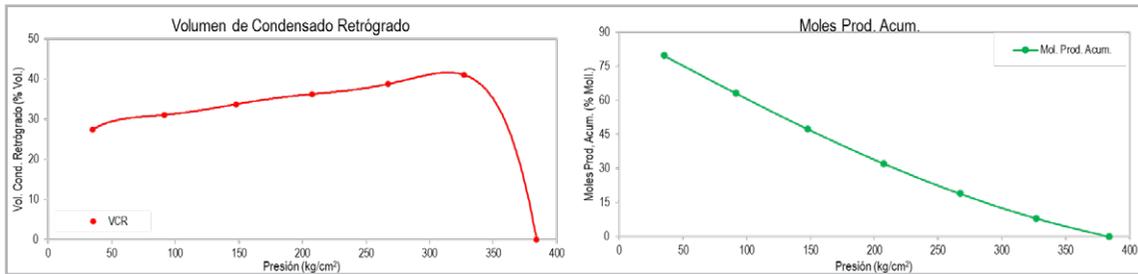


Figura 8. Saturación del condensado y moles producidos, pozo A-1EXP.

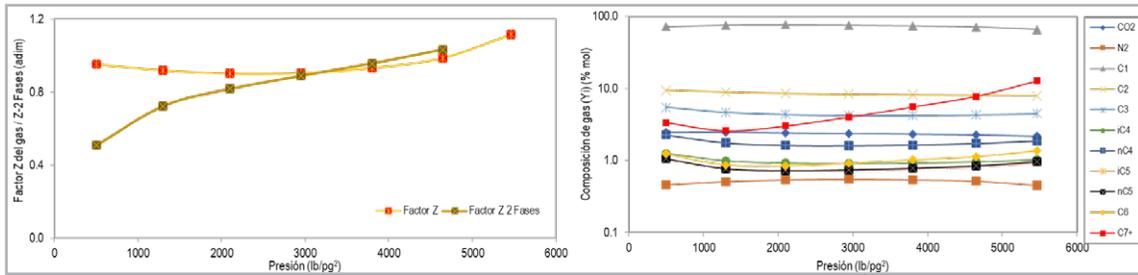


Figura 9. Factores de desviación Z y composición del gas.

Los resultados de la validación del experimento de agotamiento a volumen constante se encuentran en la **Figura 10**; se muestra el comportamiento de la densidad del gas calculada con balance molar y con la ecuación de estado y la densidad calculada del condensado, comportamiento del factor Z de las 2 fases experimental

y calculado, comportamiento del peso molecular del gas, pesos moleculares del condensado y de la fracción C_{7+} , comportamiento de la composición calculada del condensado y el comportamiento de las constantes de equilibrio contra la presión.

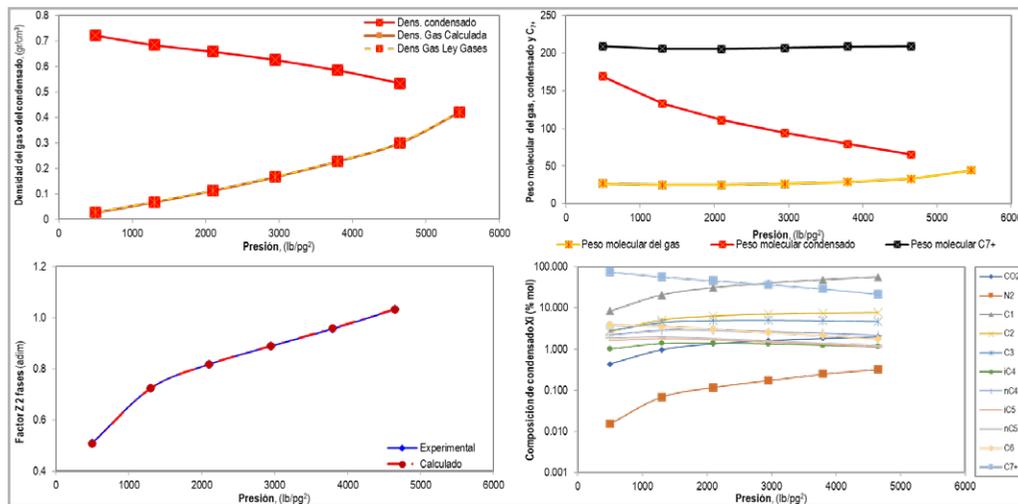


Figura 10. Verificación del comportamiento de la prueba de agotamiento a volumen constante.

Como se observa en todas las gráficas y en especial en el comportamiento de la composición del condensado, **Figura 11**, la cual muestra consistencia en los valores de

las constantes de equilibrio calculadas, el experimento de agotamiento a volumen constante resultó consistente.

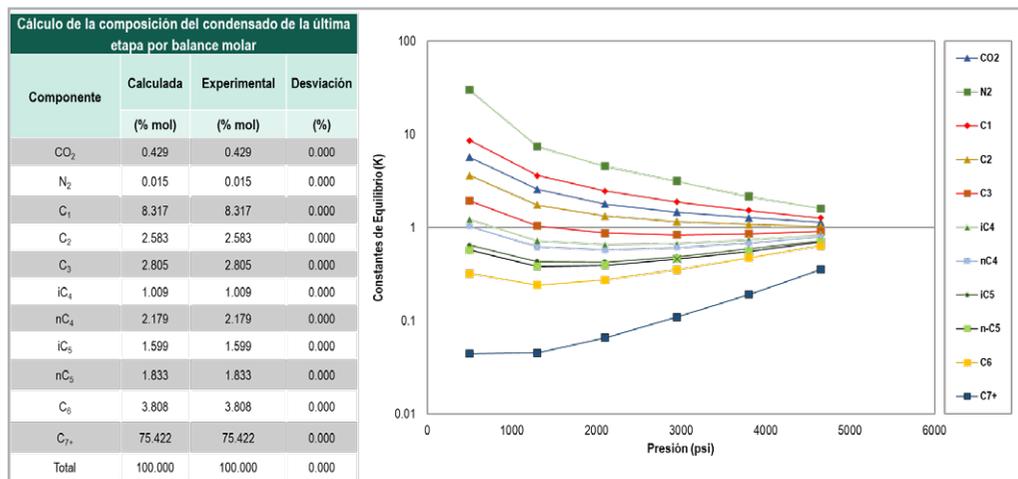


Figura 11. Cálculo de la composición de la última etapa por balance molar y comportamiento de las constantes de equilibrio, K.

Un punto adicional para evaluar el experimento de agotamiento a volumen constante es comparar la composición del condensado calculada y experimental en la última etapa del experimento de agotamiento a volumen

constante contra la presión; los resultados obtenidos se muestran en la tabla de la Figura 11, en la cual, la composición calculada y experimental resultaron sin desviación.

Ajuste de la ecuación de estado

Cuando se tiene un yacimiento de gas y condensado o petróleo volátil cercano al punto crítico, se debe utilizar la composición original del fluido lo más detallada posible. Por lo tanto, el ajuste de los fluidos se realizó con la composición original del fluido hasta C₃₆₊ (ver Tabla 6), y los experimentos de expansión a composición constante, agotamiento a volumen constante y separación en etapas en superficie. Se utilizó la EDE de Peng Robinson de 3 parámetros; los parámetros de regresión fueron presión crítica (Pc) y temperatura crítica (Tc) del componente C₁ y de la fracción C₃₆₊ y los coeficientes de interacción binaria entre el componente C₁ y la fracción C₃₆₊.

Se obtuvo un ajuste razonablemente aceptable, en la **Figura 12** se muestra el diagrama de fases en la cual se puede notar la cercanía del fluido al punto crítico, y la huella (fingerprint) que caracteriza al fluido se mostró previamente en la Figura 2; en este caso es típica de un gas y condensado de carácter crítico. En la **Tabla 7** se incluyen los resultados del ajuste mostrando los valores medidos y simulados de la presión de rocío, densidad del gas a la presión de rocío, relación gas – condensado y densidad del condensado a condiciones estándar.

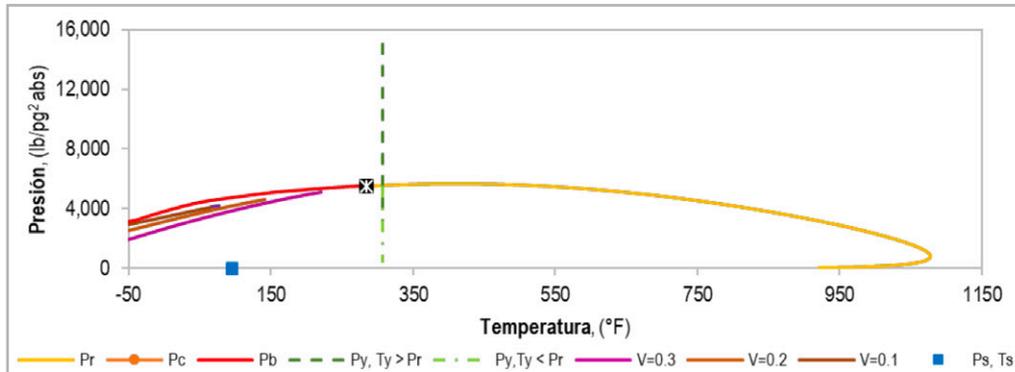


Figura 12. Diagrama de fase de presión contra temperatura, pozo A-1EXP.

Variable	Presión de Rocío		Desviación (%)
	Simulada	Experimental	
Presión de Rocío (kg/cm ²)	390.9	384.1	1.7
Factor Z (adim)@ Pr	1.1896	1.1767	1.1
Viscosidad del gas @ Pr (cp)	0.0513	0.0486	5.3
Densidad del gas @ Pr (gr/cm ³)	0.4193	0.4054	3.3
Relación condensado gas (m ³ /m ³) **	656	613	6.6
Densidad del condensado en superficie**(gr/cm ³)	0.8066	0.7939	1.6
Densidad del condensado en superficie** (°API)	43.9	46.7	-6.4
*Temperatura del yacimiento=153 °C			
** Separación en etapas en superficie			

Tabla 7. Resultados del ajuste de la EdE, fluido A-1EXP.

Revisión de los análisis PVT del Campo A y existencia de un gradiente composicional

Adicionalmente se tomaron dos análisis PVT más en el campo A, dos en el pozo A-1EXP, los cuales son recombinados y uno realizado empleando muestras de fondo tomadas en el pozo A-1DEL un año después de la segunda muestra; en la **Tabla 8**, se observa que los análisis PVT no indican diferencias importantes en los datos más relevantes, como

son: a) presión de rocío, b) relación gas - condensado, y c) densidad del condensado en superficie, se tienen diferencias del orden del 2 % o menores. Es conveniente mencionar que estas diferencias se miden con respecto al primer análisis PVT de muestras de superficie del pozo A-1EXP, al cual se revisó su consistencia de una manera muy detallada. Se considera que las diferencias entre los PVTs no deberían ser notables y deberían estar comprendidas dentro del margen experimental o de medición.

Analista	Compañía A	Compañía B	Compañía A	Desviación		
Pozo	A-1EXP	A-1EXP	A-1DEL			
Fecha muestreo	23-abr-19	07-may-19	05-jul-20			
Tipo muestreo	Superficie	Superficie	Fondo			
Tipo de análisis	PVT recombinado composicional		PVT composicional			
Intervalo, mvbnm	6,021 - 6,976	6,021 - 6,976	6,295 - 7,490			
NMIP, mvbnm	6498.5	6498.5	6892.5			
Plano de referencia, PR, mvbnm	6955					
Temperatura @ PR (°C)	171					
Presión inicial @ PR (kg/cm ²)	901.3					
Prof. muestreo, mvbnm	Separador	Separador	6,100			
T _{muestreo} , °C	29.6 - 30.4	49.7 - 51.3	156.74			
P _{muestreo} , kg/cm ²	25.1	25.07	840.70			
Py, kg/cm ²	884.32	884.32	896.21	0.00	0.00	-1.34
Ty, °C	153	153	156.745	0.00	0.00	-2.45
Presión de rocío, kg/cm ²	384.1	392.28	385.1	0.00	-2.13	-0.26
RGC, m ³ /m ³	656.40	651.00	663.60	0.00	0.82	-1.10
Densidad °API	43.8	44	43.9	0.00	-0.46	-0.23
Densidad, g/cc	0.8066	0.8055	0.806	0.00	0.14	0.07

Tabla 8. Comparación de los análisis PVT del campo A.

En la **Tabla 9** se muestra una comparación más amplia de los resultados de los análisis PVT, incluyendo la composición hasta C₇₊; al confrontar los resultados de los análisis PVT del pozo A-1EXP, donde se tienen dos recombinados, uno realizado por la compañía A y otro por la compañía B, se observan diferencias mayores del 3 % en los componentes N₂, C₂ y C₆, los cuales se comparan con el primer análisis PVT recombinado realizado. Asimismo, en la comparación de ambos PVT del pozo A-1EXP, se observan diferencias

mayores del 3 % en el peso molecular de la fracción C₇₊, del contenido de intermedios C₂-C₆, en el valor de Z_g a la presión de rocío, en el volumen de condensado a la presión de rocío, y en la viscosidad del gas a la presión de saturación. Parte de estas diferencias podrían ser por procedimientos experimentales, pero más significativamente por las diferentes temperaturas de muestreo reportadas en los separadores al tiempo del muestreo.

Pozo	A-1EXP	A-1EXP	A-1DEL	Desviación		
Formación	JSK	JSK	JSK	(%)	(%)	(%)
Componente	Componente	Componente	Componente	(%)	(%)	(%)
	(% Mol)	(% Mol)	(% Mol)	(%)	(%)	(%)
H ₂ S	0.00	0.00	0.00	0.000	0.000	0.000
CO ₂	2.17	2.22	2.18	0.000	-2.446	-0.461
N ₂	0.45	0.49	0.40	0.000	-9.131	12.027
C ₁	66.10	65.66	66.08	0.000	0.658	0.029
C ₂	7.96	8.29	8.46	0.000	-4.198	-6.272
C ₃	4.45	4.53	4.60	0.000	-1.752	-3.212
iC ₄	1.02	1.04	1.05	0.000	-1.761	-2.544
nC ₄	1.87	1.92	1.97	0.000	-2.455	-5.016
iC ₅	0.92	0.91	0.98	0.000	1.515	-6.385
nC ₅	0.96	0.97	0.91	0.000	-0.832	5.094
C ₆	1.36	1.49	1.27	0.000	-9.801	6.116
C ₇₊	12.74	12.48	12.12	0.000	2.056	4.913
Total	100.00	100.00	100.00			
Densidad C ₇₊ , ρ _{C₇₊}	0.821	0.831	0.824	0.000	-1.251	-0.350
P _{MC₇₊}	187.8	182.0	189.1	0.000	3.089	-0.670
C ₂ -C ₆	18.547	19.150	19.236	0.000	-3.251	-3.715
PMP, g/gmol	44.2	43.2	43.4	0.000	2.224	1.749
Pi (kg/cm ²)	884.3	884.3	840.7	0.000	0.000	4.933
Ty (°C)	153	153	165.26	0.000	0.000	-8.013
Pr (kg/cm ²)	384.1	392.3	385.1	0.000	-2.126	-0.257
Zg @ Pr	1.1189	1.0825	1.0943	0.000	3.255	2.201
Condensado Máximo (%)	41.0	38.1	35.3	0.000	7.000	13.902
Densidad, ρ _g @ Pr (gr/cm ³)	0.4210	0.4332	0.4105	0.000	-2.898	2.494
μ _g @ Pr (cp)	0.0373	0.0680	0.0355	0.000	-82.306	4.826
RGC (m ³ /m ³)	656.4	651.0	663.6	0.000	0.823	-1.097
RCG (bl/mmpc)	271.3	273.6	268.4	0.000	-0.829	1.085
Densidad, ρ _c @ ce (gr/cm ³)	0.8066	0.8055	0.8060	0.000	0.136	0.074
Gravedad esp. @ c.s. (°API)	43.9	44.0	43.9	0.000	-0.165	0.063

Tabla 9. Resumen comparativo de los análisis PVT del campo A.

La información mostrada en la Tabla 8, presenta una diferencia – de 20°- 21° C. – para las temperaturas del separador para las dos muestras obtenidas en el Pozo A-1EXP (30° vs. 50°), ambas muestras recuperadas en superficie. Parte de la explicación de ese contraste de composición mostrada en la Tabla 9, podría ser efecto de la temperatura, pues las muestras se obtuvieron con 14 días de diferencia, aunque en ambas ocasiones la presión de muestreo fue ~ 25 kg/cm².

El yacimiento del campo A es profundo, de altas temperaturas e inicialmente sobre-presionado. Los pozos muestran una alta productividad inicial tanto de gas, como de condensado, la profundidad al plano de referencia es de 6,955 mvbnm, con un espesor neto de 185 metros y un relieve estructural de más de 1000 metros.

Las muestras recuperadas se analizaron a las condiciones correspondientes de cada pozo según la profundidad del nivel medio del intervalo productor, NMIP, para lo que se tiene un gradiente geotérmico de 0.019 °C/m con el que se estimaron las temperaturas.

Por buenas prácticas, no se debe asignar una temperatura única a yacimientos de más de 30 metros de relieve estructural. La temperatura debe estar relacionada a una profundidad, con un gradiente determinado. En este yacimiento se considera que hay una variación significativa de la composición y de la temperatura con la profundidad; esta variación es relevante y debe ser considerada en todos los efectos termodinámicos que afectan la explotación de este yacimiento.

Estas características (composición y temperatura) inciden en forma importante en el comportamiento PVT del fluido del yacimiento al aumentar la profundidad; deben tomarse en cuenta para cualquier análisis del comportamiento del yacimiento porque afectan los cálculos del volumen original de condensado y de gas.

El procedimiento de incorporar las variaciones de la composición y la temperatura contra la profundidad es rutinario en los estudios de simulación composicional de este tipo de yacimientos desde hace más de cuatro décadas, cuando presentan un relieve estructural o espesores

superiores a 30 metros. Es importante adquirir suficiente información para su consideración.

Basado en que el flujo del Pozo A se tomó de un agujero abierto de varios cientos de metros y por lo tanto, es una mezcla de varias partes del yacimiento, hay una alta probabilidad que en la parte “inferior” del yacimiento el fluido sea un condensado más rico en componentes C_7 a C_{36+} que la composición global promedio obtenida en el PVT combinado. De ahí la importancia de tomar en el futuro varias muestras con empacadores a profundidades discretas con sus respectivas temperaturas. El yacimiento A tiene un fluido crítico que va de gas y condensado en

la parte superior a un condensado en la parte inferior, probablemente sin contacto claro gas-condensado, sino más bien una transición suave de gas a líquido. O sea, un verdadero fluido crítico.

En las **Figuras 13 y 14** se presenta la variación de la presión de rocío, relación gas condensado, densidad relativa, variación de la fracción C_1 , variación de la fracción C_7 y la variación de la fracción C_{30+} de las muestras obtenidas en agujero abierto y en todos los casos a presiones de yacimiento arriba de la presión de saturación (384.1 kg/cm^2). En la **Figura 15** se observan la saturación de condensado y las huellas de los tres análisis PVT.

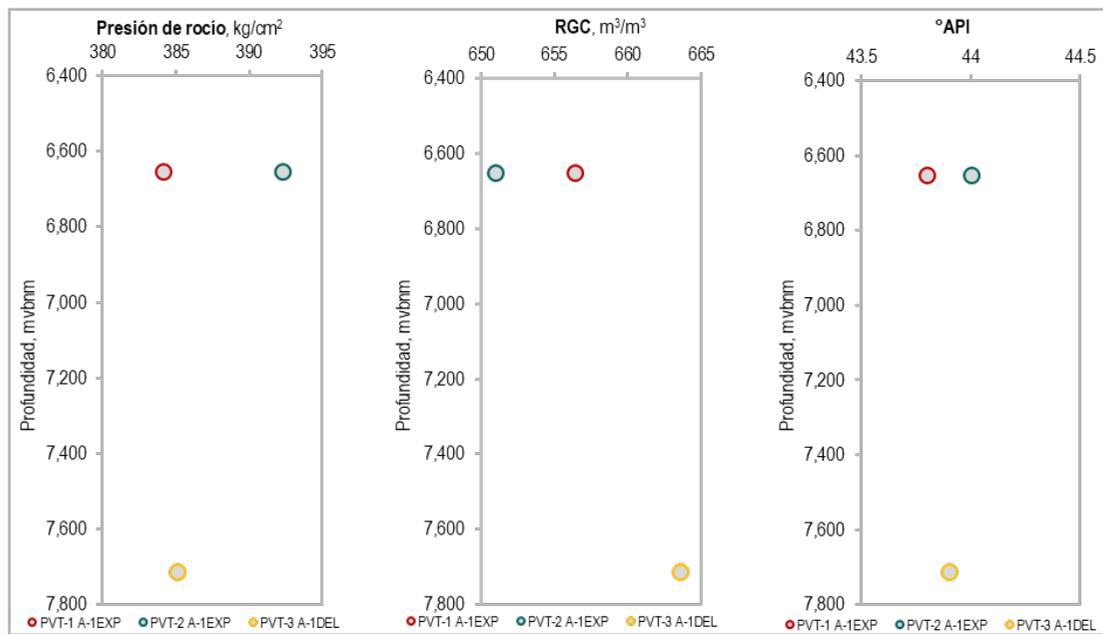


Figura 13. Variación de la presión de rocío, RGC y densidad relativa respecto a la profundidad, campo A.

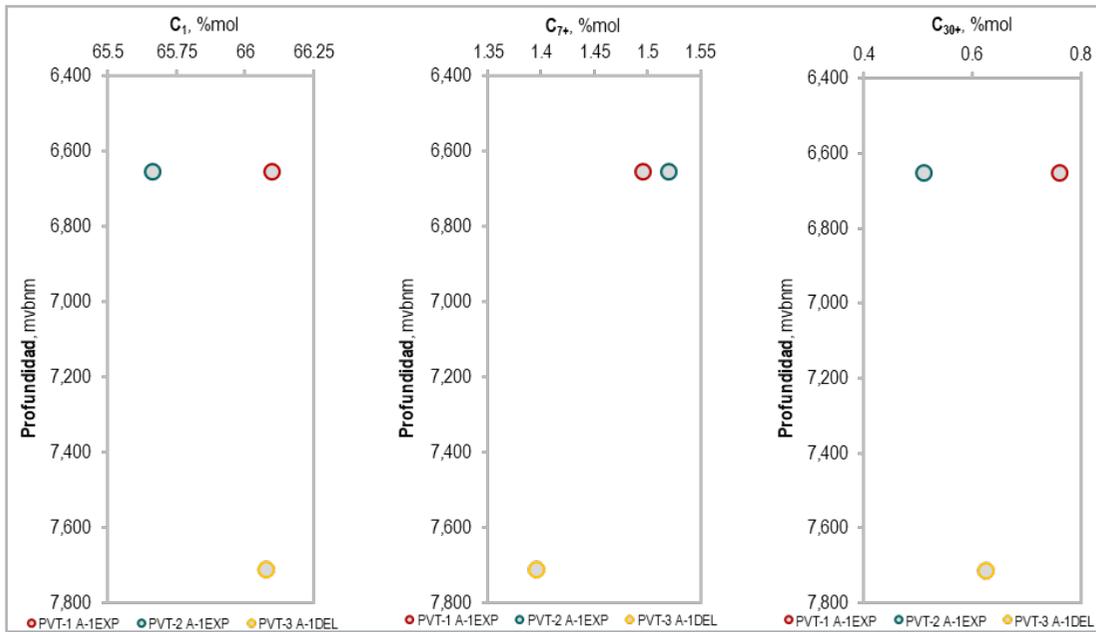


Figura 14. Variación del C₁, C₇₊ y C₃₀₊ respecto a la profundidad, campo A

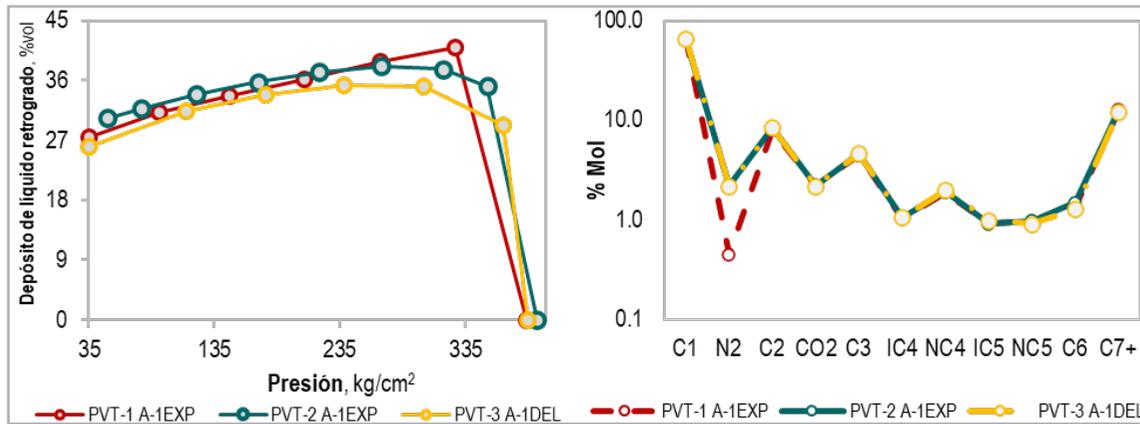


Figura 15. Comparación de la saturación de condensado y de las huellas composicionales, campo A

Debido a que solo se tiene información de tres muestras de dos pozos diferentes, estas gráficas tienen una representatividad limitada; resaltan la necesidad de incrementar considerablemente la recuperación de muestras en este yacimiento y realizar sus análisis PVT.

Conclusiones

1. Se revisó la información tomada durante el período de acondicionamiento del pozo, y el muestreo de los fluidos, considerando que fueron adecuados, ya que se obtuvieron las muestras de gas y de condensado en superficie como debe de corresponder a un yacimiento de gas y condensado, a través del estrangulador de diámetro menor.
2. Las muestras de gas y de condensado recibidas en el laboratorio fueron de buena calidad, y se siguieron los procedimientos adecuados para realizar el recombinado.
3. Se revisaron los resultados del análisis PVT en los cuales no se encontraron inconsistencias.
4. El fluido se clasificó como de gas y condensado muy cercano al punto crítico y es el fluido de gas y condensado más cercano al punto crítico de acuerdo con la base de datos de los análisis PVT de los fluidos del país, por lo que es lógico esperar un condensado aún más rico en la parte inferior del yacimiento.
5. Se demostró que las muestras del yacimiento A corresponden a un yacimiento de gas y condensado de tipo fluido crítico, como se ha observado en algunos yacimientos de este tipo tanto en México (Agave, Chiapas Copano, etc.), además de en muchas partes del mundo (Bolivia, Colombia, Venezuela, Mar del Norte, Abu Dhabi etc.), que varían de una fase gaseosa (gas y condensado) en la parte superior a un banco de condensado en la parte inferior y. también es muy probable dada su riqueza que no manifieste un contacto claro gas-condensado, sino más bien una transición suave de gas a condensado, es decir un verdadero fluido crítico.
6. Se aplicaron las técnicas de balance molar para revisar la consistencia del análisis PVT, encontrando que los resultados del análisis, en especial el comportamiento de las constantes de equilibrio contra presión, reflejaron un fluido consistente.
7. El ajuste de los fluidos con la EDE, mostraron resultados satisfactorios en las variables involucradas en la regresión la generación del diagrama de estado después de la regresión confirmó el recombinado como un fluido muy rico de gas y condensado, cercano al punto crítico.
8. Se validaron los análisis PVT de los pozos A-1EXP recombinado y A-1DEL muestras de fondo, obteniendo resultados consistentes acordes a las características del fluido.
9. Se encontró que los análisis PVT existentes en el campo no muestran desviaciones importantes en los datos más relevantes, como son: a) presión de saturación, b) relación gas - condensado, y c) densidad del condensado en superficie, se tienen errores del orden del 2 % o menores.
10. En los análisis PVT de los pozos del yacimiento A, se observan desviaciones mayores del 3 % en el peso molecular de la fracción C_{7+} , del contenido de intermedios C_2-C_6 , en el valor de Z_g , en el volumen de condensado y en la viscosidad del gas a la presión de saturación.
11. Se considera que debe determinarse en detalle la variación composicional en el campo A, mediante la obtención cuidadosa de muestras a diferentes profundidades en los pozos futuros, midiendo con precisión las temperaturas correspondientes a la profundidad del intervalo productor de cada muestra, mediante registros de presión de fondo cerrado, para tener mediciones suficientes y determinar correctamente los gradientes composicionales y de temperatura contra profundidad.
12. La alta temperatura del yacimiento A es propicia para ayudar a volatilizar los componentes C_{5+} que se llegasen a depositar en el yacimiento, especialmente en los anillos alrededor del fondo de los pozos productores
13. Es conveniente revisar los procedimientos de los laboratorios, para verificar los resultados proporcionados por las correlaciones utilizadas para calcular las viscosidades del gas.

Agradecimientos

A Pemex por las facilidades otorgadas para la realización de este trabajo en beneficio de la explotación de los yacimientos de composición variable.

Referencias

1. Bashbush J. L.: "Clasificación, diferenciación y condiciones de separación para fluidos de yacimientos de petróleo volátil y yacimientos de gas que muestran condensación retrógrada", PEMEX, mayo 1981.

2. Bashbush J. L.: "A method to Determine K values from Laboratory Data and It's Applications", SPE 10127, octubre 1981. <https://doi.org/10.2118/10127-MS>
3. Cronquist Ch.: "Evaluating and Producing Volatile Oil Reservoirs", World Oil, Abril 1979, p 159 – 166.
4. Cronquist Ch.: "Dimensionless PVT Behavior of Gulf Coast Reservoir Oils", *Journal of Petroleum Technology*, Mayo 1973, p 538 – 542. <https://doi.org/10.2118/4100-PA>
5. León G.A., Alamilla C.N., García H.F.: "Clasificación de los Yacimientos en México: Un Nuevo Enfoque", Congreso Mexicano del Petróleo 2012, Asociación de Ingenieros Petroleros de México, México D.F., septiembre 2012.
6. León G.A.: "Apuntes de Clase Fisicoquímica y Termodinámica de los Hidrocarburos", División de Estudios de Posgrado, Facultad de Ingeniería, UNAM, Ciudad de México, agosto 2016.
7. León G.A., Galvan S. E.E., Samaniego V. F.: "Comportamiento Termodinámico de los Yacimientos de Gas Seco, Gas Húmedo y Gas y Condensado", Congreso Mexicano del Petróleo 2018, Asociación de Ingenieros Petroleros de México, Acapulco Gro., septiembre 2018.
8. McCain W.D: "*The Properties of Petroleum Fluids*", Second Edition, PennWell Books, Tulsa Oklahoma, 1990.
9. Méndez L. T., Teyssier S. J., "Caracterización de Fluidos de Yacimientos Petroleros", *Revista del Instituto Mexicano del Petróleo*, Vol. XI No. 4 octubre 1979, p. 21-33.
10. Moses P.L.: "Engineering Applications of Phase Behavior of Crude Oil and Condensate Systems", *Journal of Petroleum Technology*, Julio 1986, p 715-723. <https://doi.org/10.2118/15835-PA>
11. Paredes, J. E., Perez, R., Perera Perez, L., & Larez, C. J. (2014). "Screening Criteria and Methodology for Quality Check and PVT Selection for Reservoir Studies". SPE Annual Technical Conference and Exhibition. <https://doi.org/10.2118/170695-MS>
12. PEP: "A-1EXP Modelo Geológico Integral Campo A", Activo de Exploración Áreas Terrestres, Coordinación de Caracterización Inicial y Delimitación, Pemex Exploración y Producción, Julio, 2019.
13. PEP: "A-1EXP Ingeniería de Yacimientos", Activo de Exploración Áreas Terrestres, Coordinación de Caracterización Inicial y Delimitación, Pemex Exploración y Producción, junio, 2019.
14. Pérez H. R., Flamenco L. F.: "Análisis de los Estudios PVT Composicionales en Yacimientos de la Región Sur.", Preparado para el XLIV Congreso Nacional de la A.I.P.M., Primer Congreso y Exposición Internacional del Petróleo en México, Cancún 2006.
15. Rubio A.E., Reyna J.C.: "Estudio PVT y Composicional de una Muestra Recombinada, Pozo: A-1EXP, México", Petricore, Stratascan México, Villahermosa Tab. México, mayo 2019.
16. Tarek A.: "*Equations of State and PVT Analysis, Applications for Improved Reservoir Modeling*", Gulf Publishing Company, Houston Tx, 2007.
17. Whitson C. H., Torp S. B., "Evaluating Constant Volume Depletion Data ", *Journal of Petroleum Technology*, marzo 1983, 610 – 620. <https://doi.org/10.2118/10067-PA>

Semblanza de los autores

Ana Belén Cruz Barrera

Egresada de la Facultad de Ingeniería de la UNAM, donde obtuvo el título de Ingeniera Petrolera. Durante el periodo 2012-2017 colaboró en el área de Ingeniería de Yacimientos en la Gerencia del Proyecto de Desarrollo Ayatsil-Tekel, posteriormente en 2017 formó parte de la Coordinación del Grupo Multidisciplinario de Diseño del Proyecto ATU en el Activo Integral de Producción KMZ, desde 2019 y hasta la fecha participa en la Gerencia de Caracterización y Evaluación Dinámica de Proyectos Estratégicos de Explotación. Miembro activo de la SPE y del CIPM, Sección Villahermosa.

Alfredo León García

Es Ingeniero Petrolero egresado de la E.S.I.A. del I.P.N. en 1978, distinguido como el Mejor Estudiante de la carrera de Ingeniería Petrolera. Obtuvo el Grado de Maestro en Ingeniería Petrolera por parte de la DEPMI de la UNAM.

Laboró en el IMP, Pemex, Schlumberger y en Grupo R Petróleo y Gas. Ha sido distinguido con la medalla Juan Hefferan (1997) y galardonado con la medalla Lázaro Cárdenas (2002), ambas preseas fueron otorgadas por la A.I.P.M. Actualmente, es Profesor de Asignatura de la DEPMI de la UNAM. Miembro de AIPM., del CIPM y de la SPE.

José Luis Bashbush Bauza

Consultor internacional con más de 50 años de experiencia en la optimización de yacimientos clásicos y carbonatados en toda la gama de fluidos encontrados en yacimientos alrededor del mundo. Cofundador del doctorado de Ingeniería Petrolera en la UNAM.

Trabajó en el IMP, en Pemex y se jubiló de Schlumberger. Se le han otorgado numerosas distinciones como: Premio IMP, Premio Nacional de Ingeniería Petrolera. Miembro Distinguido y de la Legión de Honor de la SPE. Miembro del CIPM, AIPM y actualmente profesor del posgrado en Ingeniería Petrolera de la UNAM.

Fernando Samaniego Verduzco

Realizó sus estudios en la Especialidad de Ingeniería Petrolera, Licenciatura y Maestría en la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México, y Doctorado en la Universidad de Stanford, EUA.

Fue Investigador en el Instituto Mexicano del Petróleo, Instituto de Investigaciones Eléctricas y Petróleos Mexicanos.

Actualmente es profesor Titular "C" en la División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra de la Facultad de Ingeniería, UNAM.