

Estudio del Máximo Condesado Retrógrado en los Yacimientos de Gas del Oriente de Venezuela y su impacto sobre las reservas de líquido

Valladares, C., PDVSA y Rojas, G., Universidad de Oriente

Resumen

Este estudio fue realizado para obtener el volumen de condensado retrógrado máximo que se genera durante la depleción de presión de un yacimiento de gas condensado, a partir de parámetros de producción de fácil obtención en el campo durante el inicio de la explotación. Para su elaboración se recopilieron 147 informes de análisis PVT de gases condensados del Oriente de Venezuela; 88 resultaron consistentes en su validación y solo 71 reportaban el volumen MCR (Máximo Condesado Retrógrado), usándose estos para la generación de las correlaciones mediante regresiones lineales. Las características del gas condensado que más influyen en el MCR son: porcentaje del C_7^+ , relación gas- condensado inicial, contenido líquido y la gravedad específica; usándose como variables independientes en las nuevas correlaciones de MCR. Los mejores resultados se obtuvieron con la correlación del %MCR vs $\%C_7^+$ que arrojó un porcentaje de diferencia absoluta promedio de 12,5% cuando el $\%C_7^+$ del gas condensado es mayor a 5,5%. Otras correlaciones obtenidas con la RGCi, R_v y γ_{gc} arrojaron un porcentaje de diferencia absoluta promedio de 21,1%, 15,3% y 25,4% respectivamente. Las nuevas correlaciones mejoran ostensiblemente los resultados obtenidos por la aplicación de la ecuación de Cho Civan y Starling (Cho, J., Civan, F. y Starling, K. 2001) a los datos de los yacimientos del Oriente de Venezuela. Las nuevas correlaciones mejorarán la caracterización del comportamiento de los yacimientos de gas condensado que no dispongan de información PVT, optimar los planes de explotación y mejorar los cálculos de reservas de condensado.

Introducción

El estudio fue realizado en el Oriente de Venezuela, que es una de las más importantes áreas de explotación gasífera, un gran número de sus yacimientos son de gas condensado, con reservas primarias de condensado estimadas en 10×10^9 BN, convirtiendo esta región en un foco de atención por su importancia energética y comercial.

El conocimiento del MCR formado durante el agotamiento primario de presión de los yacimientos de gas condensado es de vital importancia, ya que tiene relación directa con la máxima saturación de condensado que se forma en el espacio poroso y en gran parte no alcanza movilidad, además el fluido

que se continúa extrayendo se empobrece en tales fracciones, convirtiéndolo en un parámetro trascendente que afecta la recuperación del volumen líquido generado durante el agotamiento primario de las reservas.

Su conocimiento es limitado, ya que solo se obtiene por medio de los estudios de depleción de presión en pruebas PVT, las cuales no se justifican económicamente en yacimientos pequeños, siendo aceptable la predicción a partir de correlaciones.

Descripción de las muestras de fluidos

Para el estudio fueron recopilados 147 informes PVT de yacimientos de gas condensado del Oriente de Venezuela, los cuales luego de un proceso de análisis, selección y validación, se redujeron a 88 pruebas consistentes y posteriormente se disminuirían a 71 que presentaban los resultados de la formación del volumen de condensado retrógrado, a partir de los cuales se desarrolló el proceso estadístico.

Rangos de las características de los PVT de gas condensado del Oriente de Venezuela usados:

- $RGCi = 2771 - 253130$ PCN/BN
- $C_7^+ = 0,31\% - 15,15\%$
- $MCR = 0,05\% - 48,3\%$
- $Proc = 1800 - 5688$ psia.

Correlaciones de γ_{C7+} y γ_{C6+}

Nueve pruebas PVT no reportaban ciertas propiedades del componente pesado, por lo cual generaron correlación que permitiesen calcular la propiedad ausente, obteniéndose correlaciones de la gravedad específica del C_7^+ y C_6^+ con sus pesos moleculares.

La correlación de γ_{C7+} fue desarrollada a partir de 314 datos pertenecientes a 117 pruebas PVT del estudio, obteniéndose un coeficiente de determinación R^2 igual a 0,6756 y un coeficiente de correlación entre variables R igual a 0,8219. Ver tendencia de datos en figura 1 del apéndice.

$$\gamma_{C7+} = 0,0009 * M_{C7+} + 0,6646 \dots \dots \dots (1)$$

Al comparar los valores experimentales de la gravedad específica del C_7^+ a la presión de rocío con respecto al valor calculado mediante las correlaciones obtenidas, se obtuvo un porcentaje de diferencia máximo de 1,54%. Los rangos de aplicación pueden observarse en la tabla 1 del apéndice.

Así también se obtuvo una correlación general para la gravedad específica del C_6^+ con un R^2 igual a 0,9309. Ver tendencia de datos en figura 2 del apéndice.

$$\gamma_{C6+} = 0,0016 * M_{C6+} + 0,5572 \dots \dots \dots (2)$$

Influencia de la RGCi, Rv, C_7^+ sobre el MCR

De cada PVT se extrajo propiedades tales como: la relación gas condensado inicial a condiciones normales (RGCi), la relación gas condensado inicial de separador (RGCisep), porcentaje del componente pesado (C_7^+), la gravedad específica del gas de separador (γ_{gassep}), la gravedad API del condensado de tanque, la temperatura de la prueba y la composición del gas condensado (Z_i) para calcular el peso molecular y la riqueza (Rv) del gas condensado. Estas propiedades fueron representadas mediante un gráfico de dispersión en MS Excel manteniendo como variable dependiente al porcentaje máximo de condensado retrógrado en cada caso, lo cual permitió establecer tendencias de datos y el R^2 .

Para el cálculo de la riqueza del gas condensado (Rv) fue usada la ecuación de Walsh y Lake (Walsh, M. y Lake, L. 2003), la cual tiene como variable independiente al peso molecular del gas condensado (Mgc), por lo cual fue necesario extraer de cada prueba PVT la composición del gas condensado a la presión de rocío.

La influencia de la relación gas condensado inicial (RGCi) sobre el %MCR se ilustra en la figura 3, generando un valor de coeficiente de correlación de variables (R) igual a 0,9186 con un comportamiento de tipo potencial inverso, debido a que mayor RGCi es indicativo de menor formación de líquido por condensación retrógrada. Igual tendencia se obtuvo con la RGCi de separador (figura 4, apéndice) con un valor de R igual a 0,9011.

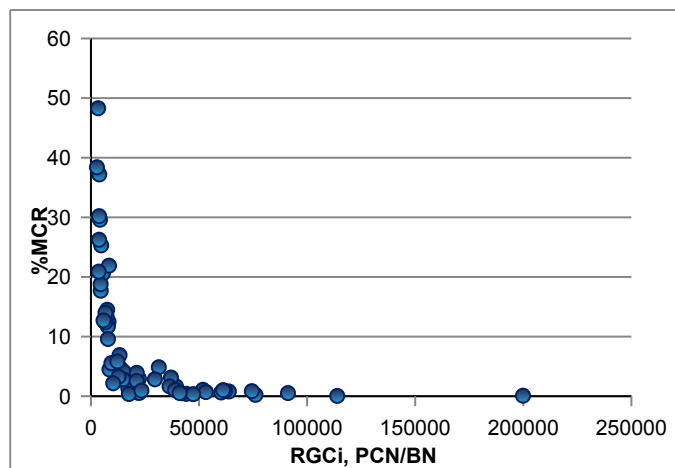


Figura 3—Relación entre el porcentaje máximo de condensado retrógrado y la relación gas condensado inicial.

El porcentaje o fracción molar del componente pesado (C_7^+) en el gas condensado, representa el componente de mayor preponderancia para indicar el contenido o riqueza de líquidos que se formaran de la condensación retrógrada de ese gas.

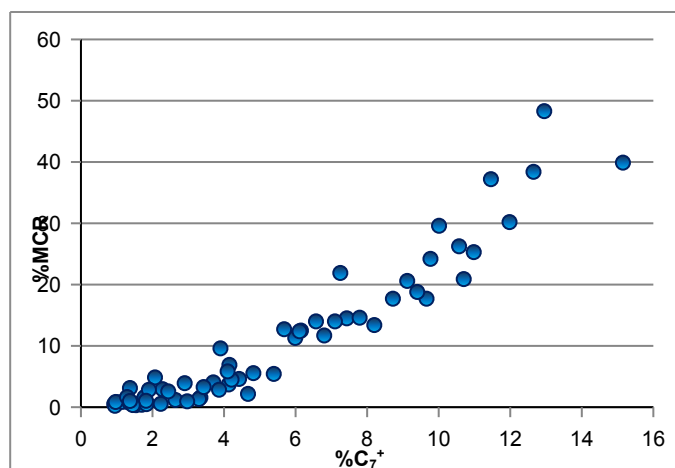


Figura 5—Relación entre el porcentaje máximo de condensado retrógrado y el porcentaje molar del componente pesado (C_7^+)

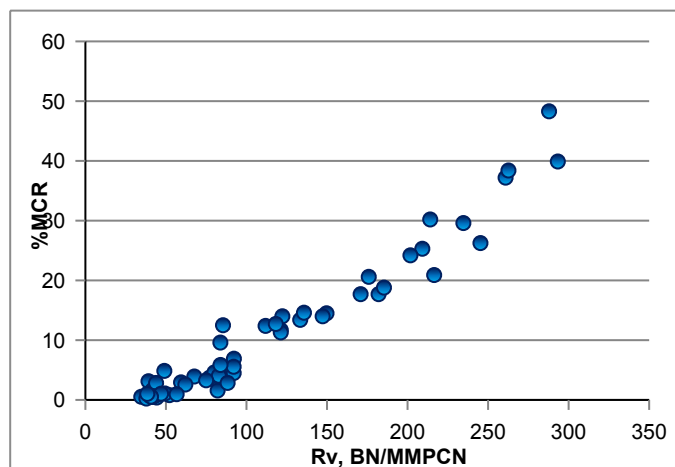


Figura 6—Relación entre el porcentaje máximo de condensado retrógrado y la riqueza del gas condensado (Rv)

Lo anterior quedó demostrado durante la generación de las figuras 5 y 6, donde el porcentaje máximo de condensado retrógrado resultó ser directamente proporcional tanto a la riqueza (Rv) del gas condensado como al porcentaje molar del componente pesado (C_7^+). La figura 5 con un coeficiente de correlación de variables (R) de 0,9647 y la figura 6 con un R igual a 0,9799.

Otras posibles variables de influencia sobre el porcentaje máximo de condensado retrógrado fueron evaluadas: la gravedad específica del gas de separador, la gravedad API y la temperatura de yacimiento, las cuales presentaron R^2 de 0,3785, 0,2269 y 0,0728 respectivamente. Ninguna de las tres variables anteriormente mencionadas mostraron relación aceptable con el porcentaje máximo de condensado retrógrado, (observar figuras 7, 8 y 9 del apéndice).

Desarrollo de correlaciones de MCR

Se realizaron nuevas reagrupaciones de datos en cada una de las variables (RGCi, $\%C_7^+$ y Rv) tomando en consideración el comportamiento observado en las primeras gráficas generadas con el fin de optimizar los resultados, es decir, obtener el mejor valor de R^2 y la menor diferencia absoluta promedio entre los datos experimentales y los calculados.

La primera correlación, resultó de una relación potencial inversa entre el %MCR y la RGCi, ambas variables son inversamente proporcionales entre sí (ver figura 10 del apéndice). Tal correlación se muestra a continuación,

$$\%MCR = 4,5654 \times 10^6 * (RGCi)^{-1,4482} \dots\dots\dots(3)$$

Fue generada a partir de 29 datos de pruebas PVT, con valores de R^2 y R de 0,8830 y 0,9397 respectivamente. Además se logró un porcentaje de diferencia absoluta promedio de 21,1% entre datos experimentales y calculados.

La segunda correlación, resultó de una relación potencial normal entre el %MCR y el $\%C_7^+$, ambas variables son directamente proporcionales entre sí (ver figura 11 del apéndice), como se muestra a continuación,

$$\%MCR = 0,7616 * (C_{7+})^{1,4939} \dots\dots\dots(4)$$

Fue generada a partir de 24 datos de pruebas PVT, con valores R^2 y R de 0,8724 y 0,9340 respectivamente. Además se logró un porcentaje de diferencia absoluta promedio de 12,5% entre datos experimentales y calculados.

La tercera correlación, resultó de una relación polinómica entre el %MCR y la Rv. Ambas variables son directamente proporcionales entre sí (ver figura 12 del apéndice), como se muestra en la ecuación siguiente,

$$\%MCR = 0,0004 * (Rv)^2 + 0,0410 * (Rv) + 0,5907 \dots\dots(5)$$

Fue generada a partir de 27 datos de pruebas PVT, con valores R^2 y R de 0,9419 y 0,9795 respectivamente. Además se logró un porcentaje de diferencia absoluta promedio de 15,3% entre datos experimentales y calculados. La tabla 2 muestra los rangos de aplicación de las correlaciones generadas.

	Variable Independiente	Valor Máximo	Valor Mínimo
Primera correlación del MCR	Relación gas condensado inicial, RGCi (PCN/BN)	15500	2771
Segunda correlación del MCR	Porcentaje del componente pesado, $\%C_7^+$	15,15	5,5
Tercera correlación del MCR	Riqueza Líquida, Rv (BN/MMPCN)	293,29	90

Tabla 2—Rango de aplicación de las correlaciones generadas

La riqueza del gas condensado (ec.6) fue obtenida calculando el peso molecular del gas condensado extraído de la composición de las pruebas PVT (ec. 7), se procedió a realizar el mismo calculo pero con datos de campo (ec. 8) (Rojas, G. 2011), para posteriormente calcular el porcentaje de diferencia, que arrojó valores menores a 3% (tabla 3 del apéndice). Este procedimiento permitió observar que para la correlación número cinco (5), los datos de campo pueden ser usados cuando no se tenga datos de laboratorio o pruebas PVT.

$$Rv = 0,023 * (Mgc)^{2,444} \dots\dots\dots(6)$$

$$Mgc = \sum_{i=1}^n Mi * Zi \dots\dots\dots(7)$$

$$Mgc = \frac{0,07636 RGCi \gamma_g + 350 \gamma_c}{0,002636 RGCi + 350 \gamma_c / Mc} \dots\dots\dots(8)$$

Donde, γ_c y Mc pueden ser calculadas por las siguientes ecuaciones (Cragoe, C. 1926):

$$Mc = \frac{44,29 \gamma_c}{1,03 - \gamma_c} = \frac{6084}{^\circ API - 5,9} \dots\dots\dots(9)$$

$$\gamma_c = \frac{141,5}{131,5 + ^\circ API} \dots\dots\dots(10)$$

Influencia del MCR en las reservas de líquido de los yacimientos de gas condensado del Oriente de Venezuela

Se calculó el porcentaje de recobro de condensado a las condiciones de abandono (último nivel de presión de la prueba CVD) a través de un procedimiento basado en datos de laboratorio (PVT) mostrado en el apéndice.

Este método de predicción (Craft, B. y Hawkins, M. 1991) se fundamenta en resultados de pruebas PVT de gas condensado de separación diferencial isovolumétrica (CVD) donde la fase líquida (condensado retrógrado) permanece inmóvil en el fondo de la celda y la fase gaseosa se expande durante el agotamiento de presión. Este proceso es similar al que ocurre durante el agotamiento natural de presión (depleción) de un yacimiento volumétrico de gas condensado, del cual se produce únicamente la fase gaseosa y el líquido retrógrado queda retenido en los canales porosos más pequeños de la formación. Cuando el yacimiento es volumétrico, este método simula aproximadamente su comportamiento real.

Se escogieron 4 yacimientos que serían sometidos al estudio con la premisa de que las pruebas de consistencia hayan resultado positivas, en especial el balance molar. Seguidamente fueron introducidos en el programa generado en MS Excel (figura 13 y 14 del apéndice), obteniéndose lo siguiente:

El recobro de condensado para yacimientos con media a baja riqueza líquida (indicativo de los más altos porcentaje máximo de condensado retrógrado en este estudio) fue menor en comparación con aquellos yacimientos con riqueza pobre (tabla 4). Por lo tanto mayor Rv será indicativo de mayor condensación durante la depleción de presión luego de alcanzar la presión de rocío y por ende mayor volumen de condensado queda retenido en yacimiento. Ver tabla 5 del apéndice con valores típicos de Rv.

Yacimiento	Rv (BN/MMPCN)	%MCR	%Rc @ Pab
MEC RPN54	82,84	4,05	62,1
VEE3 RM1	111,86	12,39	50,4
MET3 RPN55	214,07	30,2	41,1
F5 AGV310	287,85	48,3	31,5

Tabla 4—Recobro de condensado a la presión de abandono para los yacimientos del Oriente de Venezuela.

Este método puede ser usado para el cálculo de reservas cuando aún no se tienen datos de producción.

Es necesario destacar que la suposición de que el condensado es inmóvil se justifica en yacimientos de riqueza media a pobre (< 300 BN/MMPCN) y permeabilidad menores a 300 mD, debido a que en la mayoría de los casos la saturación de líquido

(Sc) en el yacimiento por condensación retrógrada solo alcanza 10-15% (Fussell, D. 1972) y la saturación crítica de condensado (Scc) para areniscas es del orden de 30% (Ham, J., Brill, J. y Eilerts, C. 1972).

Solo en los alrededores de los pozos de producción donde ocurre una elevada caída de presión puede aumentar la saturación de condensado a valores (30-40%) mayores que la saturación crítica y por tanto puede ocurrir flujo bifásico: gas-líquido. Pero debido a que esto sólo ocurre en una pequeña porción del yacimiento, el volumen de condensado móvil es muy pequeño en comparación al inmóvil que queda retenido en los poros. (Rojas, G. 2011)

Aproximación del momento en el cual ocurre la condensación retrógrada máxima en los yacimientos de gas condensado del Oriente de Venezuela

El estudio anterior permitió observar otros resultados que son de gran importancia para la contribución y enriquecimiento en el análisis de los yacimientos de gas condensado, donde se pudo determinar el momento aproximado con respecto a la presión de rocío donde ocurre la condensación retrógrada máxima.

Se transcribieron en MS Excel los estudios de porcentaje de condensado retrógrado obtenidos en cada nivel de presión para todas las pruebas PVT que contenían estos datos (ver el procedimiento en la figura 15 del apéndice). Posteriormente se calculó la relación Pmax/Proc para cada nivel de presión y en el punto donde se obtenía %MCR fue obtenida la fracción de disminución de la presión con respecto a la presión de rocío:

$$f_{Proc} = 1 - Pmax/Proc(11)$$

Todas las fracciones de disminución fueron agrupadas y se les aplicó el método de distribución de frecuencia para obtener la relación entre cantidad de estudios de laboratorio (PVT) y rangos de $f_{Proc}@MCR$. Además, mediante la verificación de otros datos, se encontró la relación de esta distribución de frecuencia con las características de riqueza del gas condensado (Rv) en los yacimientos de gas condensado del Oriente de Venezuela. Este estudio fue generado con 128 PVT que mostraban el estudio completo de depleción de presión con su respectivo porcentaje de condensado retrógrado, ver figura 16.

El 50% de los PVT del Oriente de Venezuela (64) presentan una riqueza baja (Rv: 100-200 BN/MMPCN) y alcanzan el porcentaje máximo de condensado retrógrado cuando la presión ha disminuido entre 49% y 72% ($%f_{Proc}$) con respecto a la presión de rocío. Por ejemplo en el caso del PVT del pozo LCV22 con una riqueza de 147,29 BN/MMPCN alcanza su porcentaje máximo de condensado retrógrado (14%) cuando la

presión ha disminuido 60% (1900 psig) con respecto a la presión de rocío (4733 psig).

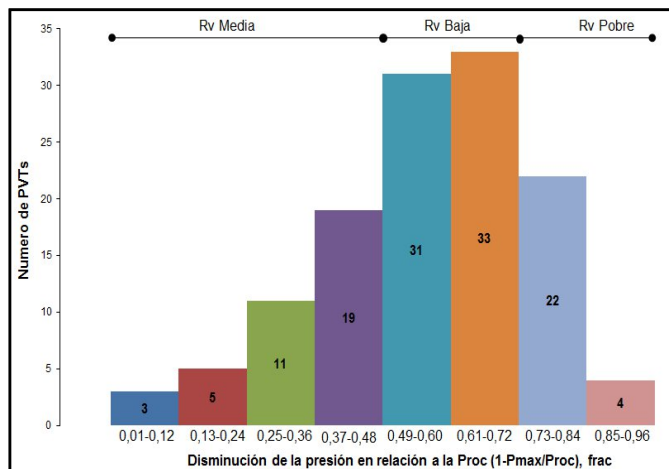


Figura 16—Distribución del estudio del MCR (datos PVT) en relación a la presión donde alcanzan el porcentaje máximo de condensado retrógrado.

Por su parte en el extremo izquierdo, datos PVT de yacimientos con riqueza media (Rv: 200-300 BN/MMPCN), por ejemplo el PVT del pozo RG171 (Rv 293,29 BN/MMPCN) alcanza su porcentaje máximo de condensado retrógrado (39,90%) cuando la presión ha disminuido 7% (3225 psig) con respecto a la presión de rocío (3465 psig), quedando demostrado que mientras mayor sea la riqueza de un gas condensado, menor será el tiempo que transcurra con respecto a la presión de rocío para alcanzar la presión a la cual se obtiene el porcentaje máximo de condensado retrógrado en el agotamiento natural de las reservas.

Conclusiones

1. El porcentaje máximo de condensado retrógrado es inversamente proporcional a la relación gas-condensado inicial y su comportamiento numérico es de tipo potencial inverso con un coeficiente de determinación de 0,8349 (%MCR vs RGCi) y 0,8119 (%MCR vs RGCisep).
2. La fracción molar del pseudocomponente pesado (C_7^+) es el más importante indicador del volumen de condensación retrógrado de un gas, resultando ser directamente proporcional al porcentaje máximo de condensado, con un coeficiente de determinación de 0,9307 (%MCR vs $\%C_7^+$) y de 0,9602 (%MCR vs Rv).
3. Correlaciones del %MCR vs RGCi, $\%C_7^+$, y Rv, con rangos de valores que predicen un porcentaje máximo de condensado retrógrado alto (>4,0%) presentaron los menores %DAP entre los valores calculados y los experimentales de 21,1%, 12,5% y 15,3% respectivamente.
4. El recobro de condensado es menor para yacimientos con media a baja riqueza y alta condensación retrógrada máxima,

en comparación con aquellos yacimientos con riqueza pobre y baja condensación retrógrada máxima.

5. Mientras mayor sea la riqueza de un gas condensado, menor será el tiempo que transcurra con respecto a la presión de rocío para alcanzar la presión a la cual se obtiene el porcentaje máximo de condensado retrógrado en el agotamiento natural de las reservas.

Nomenclatura

- $\%C_7^+$ = porcentaje de la fracción pesada del gas
 RGCi = relación gas-condensado inicial, (PCN/BN)
 Rv = riqueza o contenido líquido (BN/MMPCN)
 γ_{gc} = gravedad específica del gas condensado
 $\gamma_{gsep} = \gamma_g$ = gravedad específica del gas de separador
 %MCR = porcentaje máximo de condensado retrógrado
 %DAP = porcentaje de diferencia absoluta
 Proc = presión de rocío, (psia, psig)
 API = gravedad API del líquido de tanque
 Tyac = temperatura de yacimiento, (°F)
 PVT = presión, volumen, temperatura
 CVD = depleción a volumen constante
 $\gamma_{C_7^+}$ = gravedad específica del C_7^+
 $\gamma_{C_6^+}$ = gravedad específica del C_6^+
 $M_{C_7^+}$ = peso molecular del C_7^+ , (lbm/lbmol)
 $M_{C_6^+}$ = peso molecular del C_6^+ , (lbm/lbmol)
 R^2 = coeficiente de determinación entre variables
 R = coeficiente de correlación entre variables
 Z2f = factor de compresibilidad bifásico
 Zi = fracción molar del componente i en el gas condensado
 Mgc = peso molecular del gas condensado, (lbm/lbmol)
 Mi = peso molecular del componente i en la mezcla, (lbm/lbmol)
 γ_c = gravedad específica del condensado
 Mc = peso molecular del condensado, (lbm/lbmol)
 %Rc = porcentaje de recobro de condensado
 Pab = presión de abandono, (lpca)
 Sc = saturación de condensado, %
 Sc = saturación crítica de condensado, %
 Pmax = presión en donde se obtiene el MCR, (psia, psig)
 f_{Proc} = fracción de disminución de la Pmax con respecto a la presión de rocío
 $\%f_{Proc}$ = porcentaje de disminución de la Pmax con respecto a la presión de rocío

Referencias Bibliográficas

1. Cagroe, C. 1926. *Thermodynamic Properties of Petroleum Products*. Bureau of Standardsm U.S. Department of Commerce.
2. Cho, J., Civan, F. and Starling, K. 2001 A Correlation to Predict Maximun Condensation for Retrograde Condensation

Fluids and its use Pressure Depletion Calculations. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Las Vegas, 22-26 September. SPE-14268-MS. <https://doi.org/10.2118/14268-MS>

3. Craft, B. C. and Hawkins, M. 1991. *Applied Petroleum Reservoir Engineering*. Second Edition. Englewood Cliffs, New Jersey: Prentice Hall.

4. Fussel, D. 1973. Single Well Performance Predictions for Gas Condensate Reservoirs. *SPE J Pet Technol* 25 (07): 15-18. SPE-4072-PA. <https://doi.org/10.2118/4072-PA>

5. Ham, J., Brill, J. and Eilerts, C. 1974. Parameters for Computing Pressure Gradients and the Equilibrium Saturation of Gas Condensate Fluids Flowing in Sandstones. *SPE J.* 14 (03): 20-23. SPE-4037-PA. <https://doi.org/10.2118/4037-PA>

6. Rojas, G. 2011. *Ingeniería de yacimientos de gas condensado*. Third Edition. Venezuela, Puerto La Cruz.

7. Walsh, M. and Lake, L. 2003. *A Generalized Approach to Primary Hydrocarbon Recovery*. Amsterdam: Elsevier Science.

Apéndice A

Ecuación	MC ₇ ⁺	%C ₇ ⁺	API	RGCi
Y _{C7+}	100-206	0,35-13,45	32,2-60,8	2771-253130
Y _{C6+}	134-177	0,78-8,75	45,0-63,0	5430-16474

Tabla A.1--Rangos de aplicación de la correlación de la Y_{C7+} y Y_{C6+}

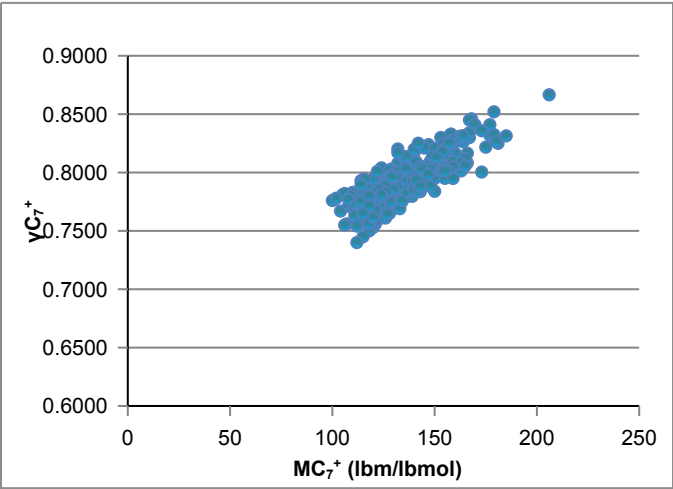


Figura 1—Tendencia de datos para la correlación de la gravedad específica del C₇⁺

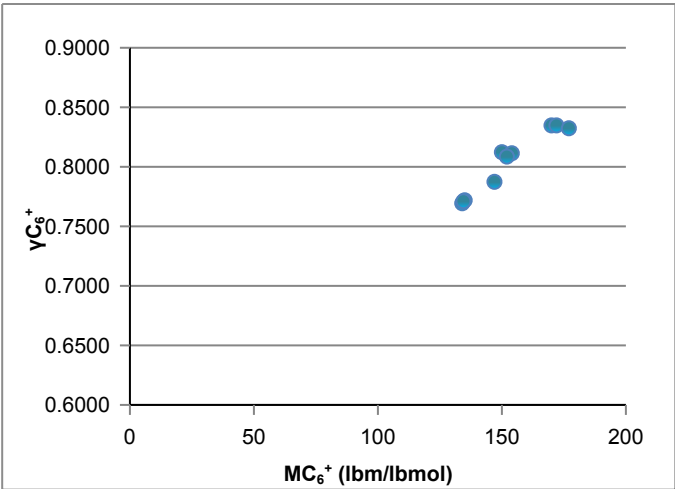


Figura 2—Tendencia de datos para la correlación de la gravedad específica del C₆⁺

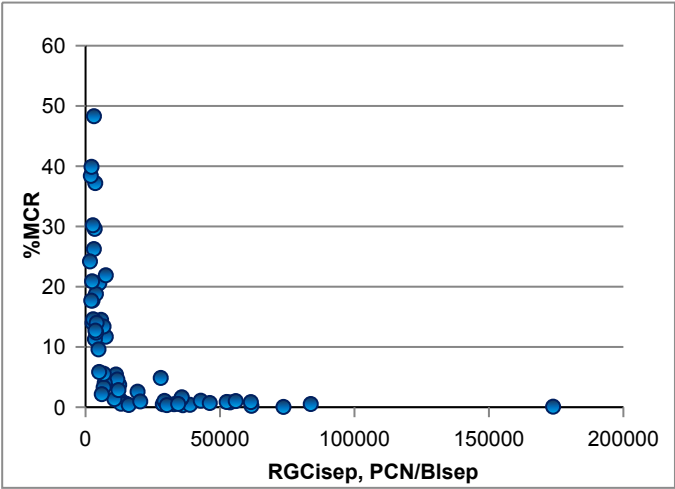


Figura 4—Relación entre el porcentaje máximo de condensado retrógrado y la relación gas condensado inicial de separador.

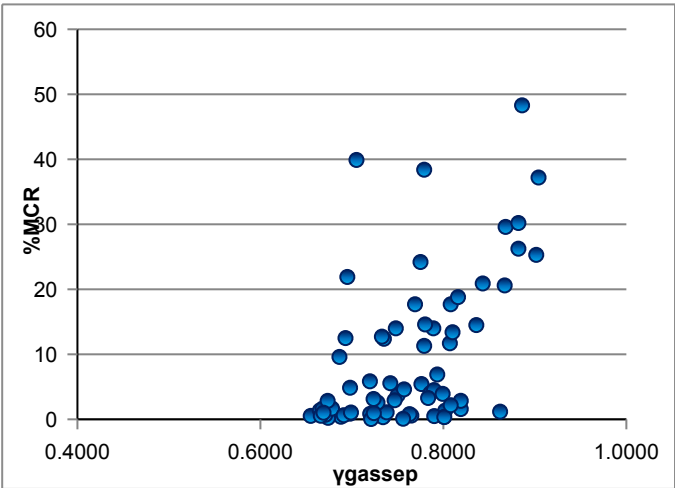


Figura 7—Relación entre el porcentaje máximo de condensado retrógrado y la gravedad específica del gas de separador.

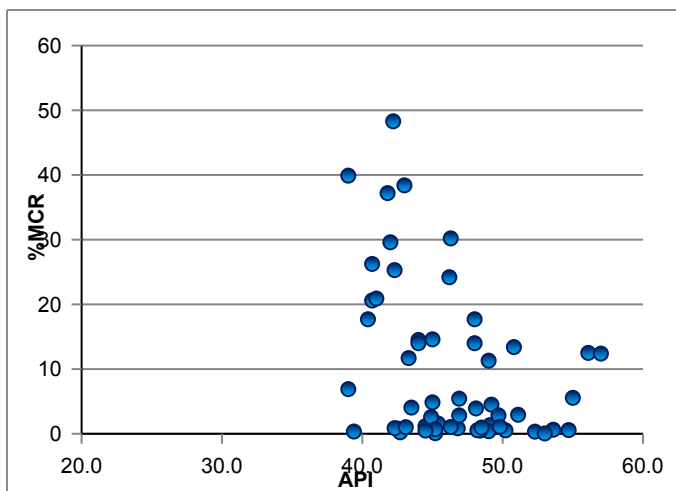


Figura 8—Relación entre el porcentaje máximo de condensado retrógrado y la gravedad API del líquido de tanque.

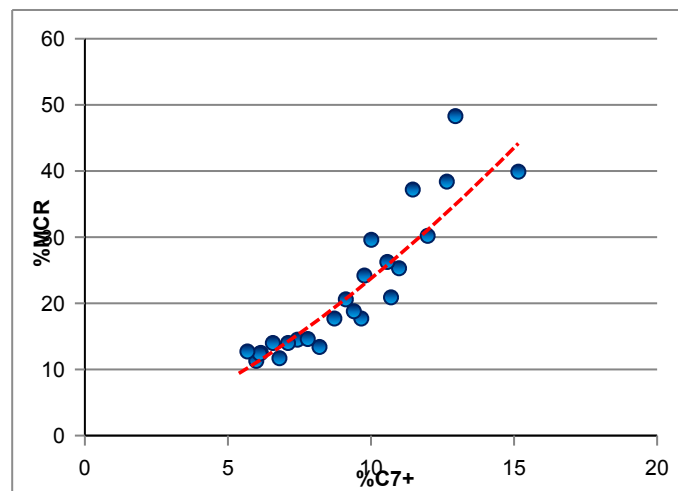


Figura 11—Segunda correlación del porcentaje máximo de condensado retrógrado y porcentaje del componente pesado.

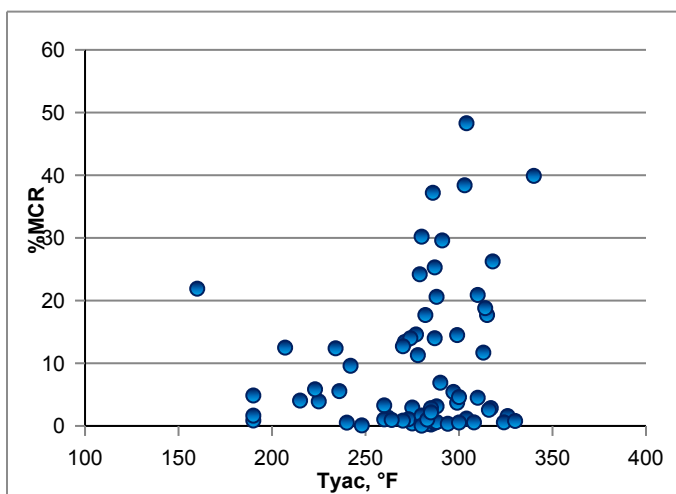


Figura 9—Relación entre el porcentaje máximo de condensado retrógrado y la temperatura de yacimiento.

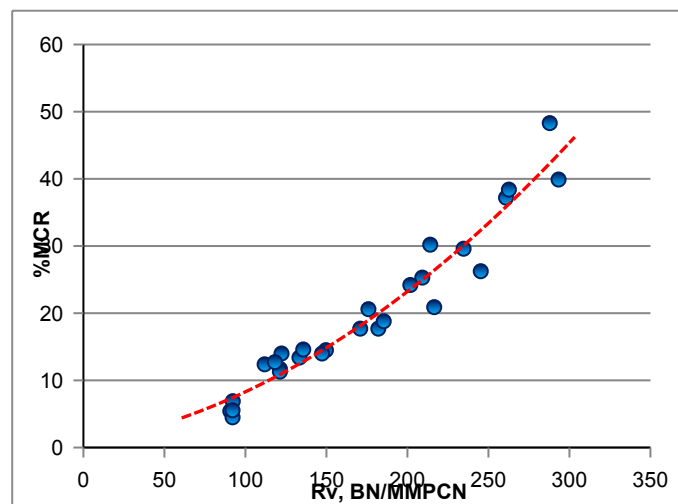


Figura 12—Tercera correlación del porcentaje máximo de condensado retrógrado y la riqueza líquida.

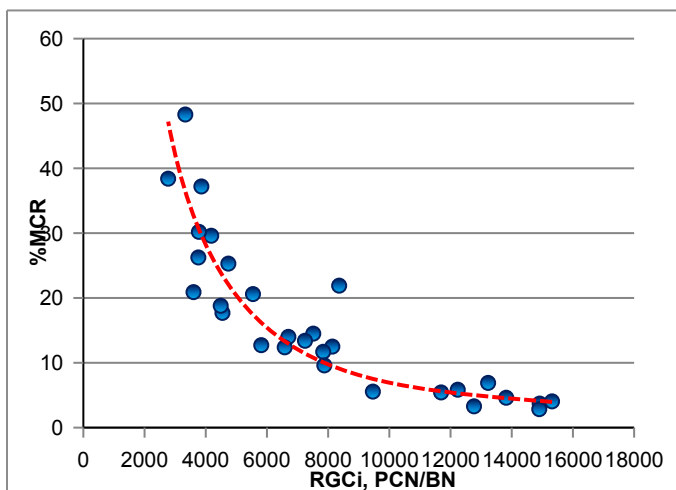


Figura 10—Primera correlación del porcentaje máximo de condensado retrógrado y la relación gas condensado inicial.

Muestra	Mgc PVT	Mgc Campo	%Diferencia
RC2	28,8851	29,3973	1,8
AGV308	33,3404	34,2081	2,6
AGV310	47,4823	48,6961	2,6
JM106	23,0808	23,0462	0,1
RG200	20,8285	20,9142	0,4

Tabla 3—Porcentaje de diferencia entre el peso molecular del gas condensado obtenido para datos de laboratorio y para datos de campo.

Tyac = ?	Vol. celda = ?	Asumir como 1000 cm ³ si no es reportada por PVT Vol. Arena Neta = ? → No excluyente	Prueba CVD
Swi = ?			
Ø = ?			

Presión	Composición del Gas Producido Fracción Molar									Gas Prod Acumulado	Vol. Cond Retrogrado	Zgc	Mc7+	γC7+
	C1	C2	C3	iC4	nC4	iC5	nC5	C6	C7+					
Proc	Yi	Yi	Yi	Yi	Yi	Yi	Yi	Yi	Yi	0,0	0,0	Zgi	Mi	yi
P1	Gacum 1	VCR 1	.	.	.
.
Pn	Yn	Yn	Yn	Yn	Yn	Yn	Yn	Yn	Yn	Gacum n	VCR n	Zgn	Mn	yn

Figura 13—Esquema de los datos de entrada necesarios para introducirlos en el programa generado para el cálculo de las reservas de gas y condensado basado en datos de laboratorio, prueba PVT (CVD).

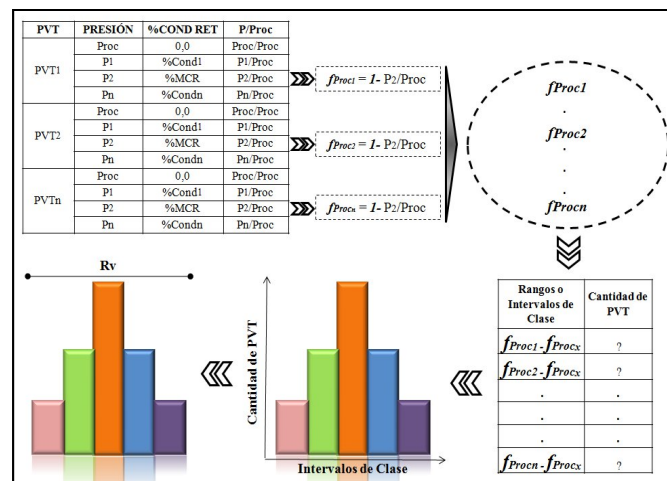


Figura 15—Esquema de procedimiento para determinar/aproximar el momento en el cual ocurre la condensación retrógrada máxima en los yacimientos de gas condensado del Oriente de Venezuela.

Apéndice B

Muestra de cálculo para la predicción de reservas en base a datos de laboratorio, yacimiento F5, AGV310.

Antes de aplicar un método de predicción es necesario comprobar si las suposiciones que se hicieron durante su desarrollo no se alejan significativamente del comportamiento real, ni de las características del yacimiento a ser estudiado. Las más importantes son:

- El volumen poroso ocupado por el gas condensado permanece constante. No existe intrusión de agua.
- El gas condensado no está asociado a una zona de petróleo.

Datos:

Proc (lpca) = 4160

Tyac (°R) = 764

Swc (frac) = 0,20

Ø (frac) = 0,18

V.celda (cm³) = 1000

MC7+ = 177

γC7+ = 0,8318

Volumen Arena Neta (acre-pie) = 42230

En la tabla 6 se presentan los datos de laboratorio de la prueba CVD que fue consistente por balance molar en las pruebas de consistencia de este yacimiento.

Las pruebas CVD generalmente reportan el volumen de condensado retrógrado en porcentaje, pudiéndose convertir en volumen (cm³) en base al volumen de la celda. Por ejemplo para el nivel de presión de 3515 lpca, se reportó un porcentaje de condensado retrógrado de 9,243%, entonces:

$$\%CondRetrog = \frac{Vol.Cond.Retr}{Vol.Celda} \times 100 \dots \dots \dots (1)$$

Presión	ΔGp	GPMc3+	ΔNc	Nc	ΔGps	Gps	RGC
Proc	--	GPMi	--	--	--	--	--
P1	ΔGp1	GPM1	ΔNc1	Nc1	ΔGps1	Gps1	RGC1
.	ΔGp2	GPM2	ΔNc2	Nc1+Nc2	ΔGps2	Gps2	RGC2
.
Pn	ΔGpn	GPMn	ΔNcn	Ncn+Ncn+1	ΔGpsn	Gpsn+Gpsn+1	RGCn

GOES

%Rgs

COES

%Rc

Figura 14—Esquema de los datos de salida o resultados en el programa generado para el cálculo de las reservas de gas y condensado basado en datos de laboratorio, prueba PVT (CVD).

Escala Rv	Rv, BN/MMPCN
Alta	300 - 350
Media	200 -300
Baja	100 - 200
Pobre	< 100

Tabla 5—Valores típicos de riqueza líquida para yacimientos de gas condensado (Craft, B. C. and Hawkins, M. 1991)

$$Vol\ Cond\ Retr\ (cm^3) = 9,243 * Vol.celda/100 = 92,43$$

Luego se calculó el volumen poroso del yacimiento ocupado por hidrocarburos:

$$V_{ph} = 43650 * \phi * (1 - S_{wi}) * Vol.ArenaNeta.....(2)$$

$$V_{ph} (pie^3) = 43560 * 0,18 * (1 - 0,20) * 42230 = 264893587,2$$

El factor de conversión entre V_{ph} y volumen de la celda se calculó por:

$$F = \frac{V_{ph}}{Vol.celda}(3)$$

$$F (pie^3/cm^3) = \frac{264893587,2}{1000} = 264893,59$$

Con este factor se determinó el volumen de gas condensado producido (PCN) en cada intervalo de presión,

$$\Delta G_p = \frac{379,4 \Delta V F P}{Z_{gc} R T_f}(4)$$

Donde,

Z_{gc} = factor de compresibilidad del gas condensado al nivel de presión que se esté evaluando y leído en el análisis PVT.

P = presión del intervalo de declinación evaluado en PVT, lpca.

T_f = temperatura de la formación, °R.

$R = 10,73 \text{ lpca} \cdot \text{pie}^3/\text{lbmol} \cdot ^\circ\text{R}$

ΔV = volumen del gas condensado producido de la celda en el análisis PVT, cm^3 .

$$\Delta G_p (MPCN) = \frac{379,4 * 92,43 * 264893,59 * 3515}{1000 * 0,880 * 10,73 * 764} = 4526174,6$$

Los valores de ΔG_p para los otros intervalos de presión aparecen en la tabla 7 (col.2).

Luego se determinó el contenido líquido del gas producido $GPM_{C_{3+}}$ para cada nivel de presión,

$$GPM_{C_{3+}} = \frac{1}{379,4} \sum_{i=3}^n \frac{M_i Z_i}{\rho_{li}} (5)$$

Donde,

M_i = peso molecular del componente i , lbm/lbmol

Z_i = fracción molar del componente i en el gas condensado producido, frac.

ρ_{li} = densidad líquida del componente i , lbm/gal. En el caso del componente pesado, multiplicar su gravedad específica por la densidad del agua 8,33 lbm/gal.

$$GPM_{C_{3+}} (gal/MPCN) = (2,4825 + 0,7617 + 1,0265 + 0,5157 + 0,4309 + 0,7316 + 8,5568) = 14,51$$

En la tabla 7 (col.3) se observan los $GPM_{C_{3+}}$ para otras presiones.

En un sistema convencional de separación gas-condensado a temperatura ambiente se puede recuperar como líquido aproximadamente el 50% del $GPM_{C_{3+}}$. Aunque en una forma más precisa, el condensado separado en superficie se puede obtener haciendo cálculos de fases de vaporización instantánea en los separadores. De acuerdo a la suposición anterior el condensado producido ΔN_c en BN correspondiente a un incremento de producción de gas condensado ΔG_p , viene dado por,

$$\begin{aligned} \Delta N_c &= 0,5 * \Delta G_p (MPCN) \\ &* GPM_{C_{3+}} (gal/MPCN) * (1BN/42gal)(6) \end{aligned}$$

$$\Delta N_c (BN) = \frac{0,5 * 4526174,6 * 8,89}{42} = 478969,18$$

En la tabla 7 (col.4) se observan los ΔN_c para otros intervalos de presión.

El condensado producido acumulado N_c , se obtiene sumando los ΔN_c hasta una presión dada (col. 5, tabla 7)

El gas producido separado (seco o residual) se calcula en base a las fracciones molares de C_1 (Y_1) y C_2 (Y_2) y un 50% de los demás componentes (C_{3+}) en la forma siguiente,

$$\Delta G_{ps} = \left(Y_1 + Y_2 + 0,5 \sum_{i=3}^n Y_i \right) \Delta G_p(7)$$

$$\Delta G_{ps} (MPCN) = (0,5956 + 0,1097 + 0,1183) * 4526174,6 = 3727757,38$$

Los otros valores aparecen en la col. 6 de la tabla 7. En la col. 7 se muestra el gas seco producido acumulado G_{ps} hasta una presión de agotamiento dada. La RGC se obtuvo dividiendo ΔG_{ps} por ΔN_c (col.6/col.4). Los cálculos de GOES y COES se realizaron de la siguiente manera,

$$GOES = \frac{379,4 V_{ph} P_i}{1000 Z_{gci} R T_f} \left(Y_1 + Y_2 + 0,5 \sum_{i=3}^n Y_i \right) \text{inic} \dots \dots \dots (8)$$

GOES (MPCN)

$$= \frac{379,4 * 264893587,2 * 4160}{1000 * 0,937 * 10,73 * 764} * (0,5204 + 0,1057 + 0,1597)$$

GOES (MPCN) = 42770217,11

$$COES = \frac{379,4 V_{ph} P_i}{1000 Z_{gci} R T_f} x \frac{0,5 (GPM_{c3+}) \text{inic}}{42} \dots \dots \dots (9)$$

$$COES (BN) = \frac{379,4 * 264893587,2 * 4160}{1000 * 0,937 * 10,73 * 764} * \frac{0,5 * 14,51}{42}$$

$$COES (BN) = 9399443,4$$

Los recobros de gas seco y condensado a una presión de abandono de 645 lpca se obtuvieron de la siguiente forma:

$$\%R_{gs} = \frac{G_{ps@Pab}}{GOES} x 100 \dots \dots \dots (10)$$

$$\%R_{gs} = \frac{34232207,1}{42770217,11} = 68,0 \%$$

$$\%R_c = \frac{N_{c@Pab}}{COES} x 100 \dots \dots \dots (11)$$

$$\%R_c = \frac{3529023,71}{9399443,4} = 31,5 \%$$

Presión (lpca)	Composición del Gas Producido Fracción Molar									Gas Prod. en cm³	Vol. Cond Retrog cm³	Zgc
	C1	C2	C3	iC4	nC4	iC5	nC5	C6	C7+			
4160	0,5204	0,1057	0,0902	0,0233	0,0326	0,0141	0,0119	0,0178	0,1295	0,00	0,00	0,937
3515	0,5956	0,1097	0,0878	0,0228	0,0296	0,0120	0,0107	0,0140	0,0597	92,43	456	0,880
2815	0,6164	0,1116	0,0880	0,0210	0,0294	0,0115	0,0090	0,0114	0,0417	221,47	426	0,845
2015	0,6265	0,1143	0,0900	0,0199	0,0294	0,0100	0,0093	0,0097	0,0296	394,85	372	0,853
1215	0,6161	0,1186	0,0959	0,0222	0,0308	0,0115	0,0090	0,0087	0,0237	585,16	329	0,885
645	0,5788	0,1242	0,1048	0,0266	0,0365	0,0142	0,0118	0,0120	0,0279	728,57	282	0,921

Tabla 6—Datos PVT de laboratorio (prueba CVD), yacimiento F5, AGV310.

(1) Presión (lpca)	(2) ΔGp MPCN	(3) GPM _{c3+} gal/MPCN	(4) ΔNc BN	(5) Nc BN	(6) ΔGps MPCN	(7) Gps MPCN	(8) RGC MPCN/BN
4160	-	14,51	-	-	-	-	-
3515	4526174,6	8,89	478969,18	478969,18	3727757,4	3727757,4	7,8
2815	9045077,4	7,48	805958,99	1284928,17	7543594,5	11271352	9,4
2015	11434939,0	6,64	904350,94	2189279,11	9602490	20873842	10,6
1215	9848800,2	6,57	769947,25	2959226,37	8229657,5	29103499	10,7
645	6255284,4	7,65	569797,35	3529023,71	5128707,7	34232207	9,0

Tabla 7—Resultados del método de cálculo de reservas por datos de laboratorio, yacimiento F5, AGV310