

Estimación de la presión estática de los yacimientos del Área SBC-8, Campo Santa Bárbara-Pirital, División Punta de Mata

Static pressure estimation of Area SBC-8 reservoirs, Campo Santa Barbara-Pirital, División Punta de Mata

Rendón, Adriana¹; Mottola, Fabiola^{1*}; Castillo Campos, Luis^{1**}; Cabrera, Carlos²

¹Universidad de Oriente Núcleo de Monagas, Escuela de Ingeniería de Petróleo. Maturín-Venezuela.

²Gerencia de Estudios Integrados de Yacimientos, División Punta de Mata. Venezuela.

*fmottola@udo.edu.ve; **lcastillo@udo.edu.ve

Resumen

El objetivo principal de esta investigación fue la generación de una ecuación que permita la estimación de la presión estática de los yacimientos del área SBC-8 del Campo Santa Bárbara-Pirital. Para el logro del mismo se tuvo que realizar previamente una actualización de la base de datos de presiones estáticas manejada por la Gerencia de Estudios Integrados de Yacimientos División Punta de Mata, mediante la validación y reinterpretación de las pruebas de presión realizadas durante el período 2005 – marzo 2012. Posteriormente, se identificaron las variables con mayor influencia sobre el comportamiento de la presión a través del análisis de gráficos de dispersión y matrices de correlación, para luego utilizarlas en la realización de corridas en el paquete estadístico R. Como resultado de las corridas se obtuvieron las ecuaciones para cada yacimiento y para el área en general, cuya validez fue posteriormente verificada con pruebas de hipótesis y análisis de supuestos. Adicionalmente, se comprobó la capacidad predictiva de las ecuaciones generadas y el grado de ajuste de las mismas al comportamiento histórico de presiones. Como resultado final se obtuvo una ecuación para la estimación de la presión estática del área SBC-8, definida por las variables: gas inyectado acumulado (G_i), gas producido total (G_{pt}) y su transformada ($1/\sqrt{G_{pt}}$), con R^2 y R^2_{adj} iguales a 0,96 y un error promedio de 2,881%; la cual permitirá realizar predicciones por un período de 6 años aproximadamente.

Palabras claves: gas condensado, ecuación, modelo, presión estática, regresión lineal múltiple.

Abstract

The main objective of this research was to generate an equation to estimate the static pressure of Santa Barbara-Pirital field area SBC-8 reservoirs. To achieve this objective, an update of the Punta de Mata Division Integrated Reservoir Studies Management's static pressure database was needed. Thus, pressure well tests run since 2005 until March 2012 were validated and reinterpreted. Afterwards, with the analysis of dispersion graphics and correlation matrixes, the variables to estimate the static pressure were identified; which were used in the statistic software R to generate the different models or equations. Those models were validated through the statistical hypothesis and the assumptions of linear regression tests. The predictive capacity of the equation was also verified. A model determined by the variables: accumulated injected gas (G_i), total produced gas (G_{pt}) and its transformation ($1/\sqrt{G_{pt}}$), with R^2 and R^2_{adj} of 0,96 and an average error of 2,881% was obtained as a final result. It was also determined that this equation can be used for a period of time of 6 years without adjustment.

Keywords: gas condensate, equation, static pressure, statistical hypothesis testing, assumptions of linear regression testing.

1 Introducción

El Campo Santa Bárbara-Pirital se ubica en el flanco norte de la Cuenca Oriental de la República Bolivariana de Venezuela, específicamente en la Subcuenca de Maturín, a

unos 55 km aproximadamente de la ciudad de Maturín (capital del estado Monagas). Está asignado al área operacional Distrito Punta de Mata y posee una superficie aproximada de 230 km² (Fernández 2011). Se encuentra dividido actualmente en once áreas, de las cuales se tiene el área SBC-8 ubicada al sur del mismo, la cual está constituida por yacimientos profundos de gas condensado con variación

composicional. Estos yacimientos son: MER SBC-8, SJN SBC-8 y SAT SBC-8 (Fernández 2011).

Debido a la declinación energética observada en dichos yacimientos, fue necesaria la aplicación de una técnica de recuperación secundaria, la cual consistió en la inyección continua de gas seco por el pozo SBC-138. La inyección se inició en julio de 2008 y mantiene actualmente la presión de los yacimientos en un valor aproximadamente igual a 37,23 MPa (5.400 lpc) (Flores 2011).

El estudio de este campo está a cargo de la Gerencia de Estudios Integrados de Yacimientos División Punta de Mata, perteneciente a la Dirección Ejecutiva de Oriente, PDVSA Exploración y Estudios Integrados de Yacimientos. Según lineamientos de dicha Dirección Ejecutiva, se requiere que cada área operacional cuente con modelos o ecuaciones que permitan la estimación de la presión estática de sus yacimientos, de manera que puedan utilizarse para predecir el comportamiento futuro de los mismos y aplicarse en áreas con escasa información de presión, cuyas características entran dentro de los rangos de aplicación de los modelos. Aunado a esto se tiene el hecho de que actualmente se considera poco rentable correr pruebas de presión para determinar la presión del yacimiento y estimar sus propiedades, debido a que requieren del cierre temporal de los pozos para poder ejecutarlas, lo cual puede afectar la productividad original del pozo y poner en riesgo el cumplimiento de la cuota de producción exigida al campo.

Estudios similares han sido realizados para yacimientos de crudo liviano en el Distrito Norte (Arocha 2008) y yacimientos de crudo pesado del Campo Jobo (Zapata 2006), ambos ubicados en el estado Monagas; con la finalidad de minimizar la incertidumbre de los datos de presión estática de los yacimientos, los cuales se han mostrado como débiles en las propuestas de nuevos proyectos de reacondicionamiento, recompletación y optimización de pozos.

Puesto que el área SBC-8 cuenta con información de presión suficiente, se seleccionó para generar una ecuación que permita la estimación de la presión estática de sus yacimientos de gas condensado, mediante la aplicación de regresión lineal múltiple. Con este modelo se podrán corroborar mediciones de presión futuras que se realicen en dicha área, ya sean con fines de actualización o exploratorios, así como predecir el comportamiento del yacimiento para próximos estudios.

2 Metodología

La metodología aplicada consistió en identificar las variables con mayor influencia sobre el comportamiento de la presión estática de los yacimientos del área SBC-8, para luego realizar con las mismas una serie de corridas en el paquete estadístico R con la finalidad de generar el modelo o ecuación. Este modelo fue evaluado mediante pruebas de hipótesis y análisis de supuestos, de manera de validar la representatividad del mismo, la cual se corroboró mediante la comparación gráfica del comportamiento histórico de

presión del área con el calculado a partir de la ecuación; finalizando con el cálculo de predicciones de la presión para un período de diez (10) años (desde marzo de 2012 hasta marzo de 2022).

2.1 Identificación de las Variables

Se realizó la revisión de trabajos previos y bibliografía disponible para determinar las variables que comúnmente influyen en el comportamiento de la presión estática de un yacimiento de gas condensado (Arocha 2008; Zapata 2006; Rojas 2011); luego, se procedió a la elaboración de gráficos de dispersión de cada una de las variables en función de la presión, seleccionando como las variables más influyentes a aquellas que presentaron un patrón de comportamiento con respecto a la presión estática. Adicionalmente, se utilizó una matriz de correlación para corroborar el grado de relación entre las variables y la presión del yacimiento, seleccionando finalmente aquellas cuyo coeficiente de correlación con respecto a la presión fuera mayor que 0,6.

2.2 Construcción de Ecuaciones

Durante la realización de las corridas en el paquete estadístico R, se fueron eliminando variables de acuerdo a la significancia que tenían con respecto a la variable respuesta (la presión); esto en función de los valores de probabilidad arrojados en cada corrida. Los grados de significancia de cada variable están definidos en el programa por asteriscos, mientras más cercano a cero esté el valor de probabilidad mayor es la significancia de la variable: para un valor igual a 0 de probabilidad la significancia es de tres asteriscos (***); para 0,001 igual a dos asteriscos (**); para 0,01 igual a un asterisco (*) e igual a 0,05 igual a un punto (.). Mediante la eliminación de variables con poca significancia se fueron ajustando los modelos hasta que el coeficiente de determinación (R^2) fuera el mejor (preferiblemente mayor que 0,85), es decir, hasta alcanzar el mayor R^2 posible.

Luego de generar el modelo, se revisó si las variables que lo conformaban estaban correlacionadas entre sí; en el caso de estarlo, se evaluó si era necesario transformar dichas variables o prescindir de una de ellas, de manera de minimizar la colinealidad generada en el mismo (Hair 1999).

Se hizo uso de los gráficos de residuos elaborados en R para determinar si el comportamiento de los residuos en función de cada variable estudiada presentaban alguna tendencia; de ser este el caso, se justificaría una transformación matemática de la variable graficada, basada en la tendencia observada: polinómica, exponencial, logarítmica, radical, entre otras (Gutiérrez y col., 2012).

2.3 Evaluación de los Modelos

Consistió en determinar la confiabilidad del modelo generado mediante el estudio de los estadísticos de prueba t

student y F para las pruebas de hipótesis, y del análisis de supuestos.

En total se realizaron dos pruebas de hipótesis, una basada en los valores de la t student de las variables que conforman el modelo y otra basada en el valor de F (distribución de Fisher). Estos valores teóricos se obtuvieron de la corrida arrojada por el programa estadístico R y del análisis de varianza (ANDEVA) generado para cada modelo con el mismo.

La primera prueba de hipótesis se realizó con los valores “t-value” de cada variable, los cuales se debieron comparar con valores tabulados obtenidos a partir de los grados de libertad ($n-k-1$). La hipótesis nula planteada (H_0) suponía que el β_j (coeficiente) de la variable estudiada era igual a cero (0) y la hipótesis alternativa (H_A) suponía que era distinto de cero ($\beta_j \neq 0$). Si el “t-value” era mayor que el valor t tabulado, se rechaza H_0 , demostrándose la significancia de la variable estudiada (Gutiérrez y col., 2012).

La segunda prueba de hipótesis se realizó con el valor de F del modelo, el cual igualmente se debió comparar con un valor de tabla obtenido con los grados de libertad del numerador (k) y del denominador ($n-k-1$). La hipótesis nula planteada (H_0) suponía que todos los β_j del modelo eran iguales a cero (0) y la hipótesis alternativa (H_A) suponía que eran distintos de cero ($\beta_j \neq 0$). Si el valor de F era mayor que el F de tabla, se rechaza H_0 , demostrándose la significancia del modelo (Gutiérrez y col., 2012).

El análisis de supuestos consistió en elaborar los gráficos de varianza constante u homocedasticidad, independencia, normalidad y linealidad para cada uno de los modelos. Según la teoría, un modelo o ecuación debe cumplir con todos los supuestos para poder validarse y aplicarse (Hair1999).

2.4 Comparación entre las presiones calculadas y medidas

Utilizando la base de datos de presión y producción elaborada para la realización de las corridas, se calcularon las presiones con el modelo generado, graficándolas en conjunto con las presiones medidas para determinar su representatividad. Se calculó igualmente el porcentaje de error promedio resultante de la implementación de la ecuación para la estimación de la presión.

2.5 Cálculo de predicciones

Para poder predecir el comportamiento futuro de la presión, calculado a partir del modelo generado para el área, se debieron estimar los valores futuros de las variables que lo conforman a partir de la tasa de declinación de producción del área (determinada utilizando la herramienta Oil Field Manager - OFM). Luego de elaborar una base de datos de valores predichos, se calcularon las presiones estáticas, graficándolas en conjunto con las determinadas anteriormente para la comparación, de manera de observar todo el com-

portamiento.

3 Resultados y Discusión

De la revisión bibliográfica se logró identificar que las variables comúnmente utilizadas para el estudio del comportamiento de la presión estática de un yacimiento son: gravedad API, volúmenes originales en sitio (POES, GOES o GCOES), datum, producciones acumuladas de fluidos (N_p , G_p y W_p), relaciones gas-petróleo acumulada y mensual (RGPa y RGPm), inyección acumulada de fluidos (en este caso gas, G_i), gravedad específica, presión inicial del yacimiento y temperatura del yacimiento. Como el área en estudio es productora de gas condensado, se decidió incluir el gas producido total (Gpt), el cual se define como la producción de gas de los separadores más la producción de líquido (condensado y agua) convertida en gas (Rojas 2011).

Luego de analizar los gráficos de dispersión y la matriz de correlación elaborados, se seleccionaron como las variables más influyentes en el comportamiento de la presión estática a las siguientes: N_p , G_p , RGPa, W_p , RGPm, APIc, M_c , G_i , γ_c y Gpt. Es importante resaltar que la variable gas inyectado acumulado (G_i), aunque no presentó un alto grado de correlación con la presión, se escogió como significativa debido al comportamiento de mantenimiento de presión observado en la declinación energética del área SBC-8; es decir, se tomó como uno de los parámetros que explican dicho comportamiento.

De la evaluación del grado de correlación entre las variables seleccionadas, se determinó que N_p , G_p , RGPa, W_p , G_i , APIc, M_c , γ_c y Gpt están altamente correlacionadas; por lo tanto, de resultar significativas en las corridas que se realicen para la obtención de los modelos o ecuaciones, deberán transformarse o descartar una de las variables correlacionadas para reducir la colinealidad que generan en el modelo. La correlación es principalmente significativa entre las variables de producción de fluidos (con coeficientes mayores a 0,90), debido a que el comportamiento de la producción, indistintamente del tipo de fluido (gas, petróleo/condensado o agua), es de aumentar en el tiempo.

Con la finalidad de estudiar la declinación energética del área SBC-8, se graficaron los valores de presión en función al gas producido total (figura 1).

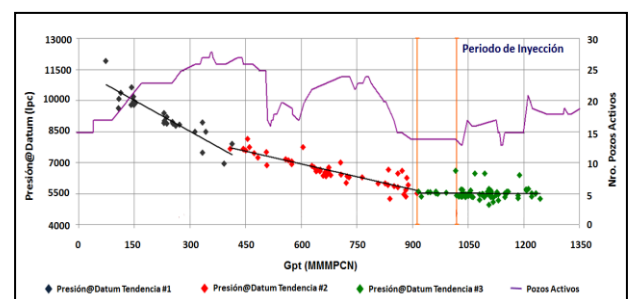


Fig. 1. Tendencias de declinación energética del área SBC-8
En la figura 1 se observa que existen tres tendencias di-

ferentes de declinación, las cuales se ajustaron a líneas rectas para definir las tasas de declinación de presión: la primera tendencia definida fue la del comportamiento de la presión del yacimiento en estado subsaturado ($P_{yac} > P_{rocío}$, tasa de declinación de -9,9117 lpc/MMPCN), la segunda correspondiente al comportamiento en estado saturado ($P_{yac} < P_{rocío}$, tasa de declinación de -4,136 lpc/MMPCN) y la tercera (declinación energética leve con una tasa de -0,1022 lpc/MMPCN) la del mantenimiento de presión generado por la inyección continua de gas.

Es importante resaltar que el mantenimiento de presión se comienza a observar antes del inicio de la inyección en julio de 2008; esto se debe a la estrategia de cierre de sartas productoras activas (iniciado a finales del año 2005), aplicada para mantener la presión del yacimiento hasta que culminaran los preparativos necesarios para iniciar el proceso de inyección.

Como resultado de las corridas iniciales en R para la construcción de la ecuación, se obtuvo un modelo cuyas variables significativas fueron las producciones acumuladas de petróleo y gas (N_p y G_p) y el gas inyectado acumulado (G_i), con un coeficiente de determinación (R^2) igual a 0,9654 y un coeficiente de determinación ajustado (R^2_{aj}) igual a 0,964. La semejanza entre los valores de R^2 y R^2_{aj} es importante para saber que el modelo es bueno, demostrándose que existe equilibrio entre el aporte que tiene cada variable independiente para describir el comportamiento histórico de presión (Gutiérrez y col., 2012). Presentó también un error residual estándar igual a 279,7; el cual representa en cuántas unidades de presión (1 Pa = 1,4503E-04 lpc) puede ser mayor o menor un valor de presión calculado con el modelo con respecto al valor real, siendo éste un error bajo.

Como se mencionó anteriormente, N_p , G_p y G_i están altamente correlacionadas; esto indica que el modelo generado tiene multicolinealidad, reduciéndose la capacidad predictiva del mismo. Es por ello que se debió considerar una transformación de las variables para realizar nuevas corridas.

Debido a que la base de datos contaba con la historia de relación gas-petróleo acumulada (RGPa) y gas producido total (Gpt), posibles transformaciones de las variables N_p y G_p , se decidió eliminar de las corridas las producciones acumuladas de fluidos con la finalidad de que las variables RGPa y Gpt fueran las que representarían la producción del área. Como resultado de esto se obtuvo un modelo con R^2 igual a 0,955; R^2_{aj} igual a 0,9531 y error residual estándar de 296,4. Sin embargo, al igual que para el caso anterior, las variables estaban altamente correlacionadas y por tanto el modelo tenía multicolinealidad.

Puesto que ya no se podían hacer más transformaciones con sentido teórico de las variables que conformaban el modelo, se elaboraron los gráficos de residuos en función de G_i , RGPa y Gpt (figura 2). Teóricamente, los gráficos de residuos no deberían presentar ninguna tendencia o patrón de comportamiento, sino una dispersión simétrica de

los puntos, para demostrar la representatividad del modelo generado.

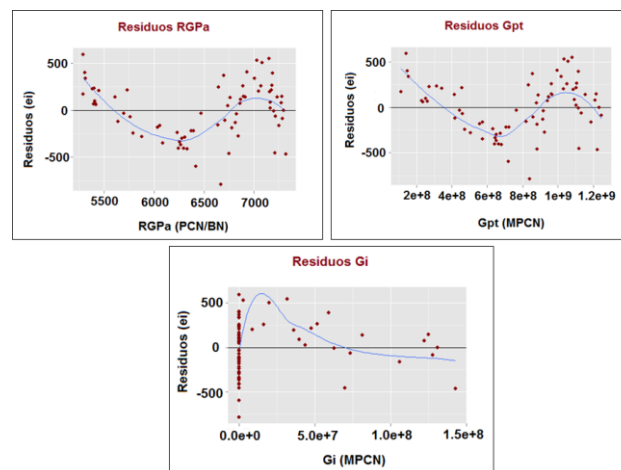


Fig. 2. Gráficos de residuos de las variables RGPa, Gpt y G_i

Se observa en la figura 2 que el comportamiento de los residuos con respecto al Gpt y la RGPa mostraba una tendencia polinómica (cuadrática o cúbica), lo cual sugería que transformando estas variables a su valor cuadrático o cúbico eliminaría dicha tendencia.

Luego de probar estas transformaciones, el mejor modelo se obtuvo con el Gpt y su transformación cuadrática (Gpt^2), siendo ambas las únicas variables significativas tomadas para la ecuación, que tuvo un R^2 igual a 0,9831; R^2_{aj} igual a 0,9826 y error residual estándar de 180,4.

Sin embargo, este modelo probó no ser representativo para realizar predicciones de la presión estática, debido a que al ser una ecuación cuadrática positiva, en las predicciones se obtuvo un incremento inmediato de la presión estática en el tiempo. Por esta razón, se tuvo que reconsiderar la transformación de la variable gas producido total (Gpt).

Se logró identificar que el modelo requería la transformación cuadrática debido a que se estaban considerando todos los datos históricos de presión, es decir, el modelo fue generado de manera que se pudiera ajustar a las tres tendencias de declinación energética del área (véase figura 1). Tomando en cuenta esto, se decidió considerar el grupo de datos de presión a partir de la segunda tendencia de declinación (comportamiento después de haber alcanzado la presión de rocío).

Luego de probar varias transformaciones como: $1/Gpt^2$, $\ln(Gpt)$, $\sqrt{Gpt}$ y $1/\sqrt{Gpt}$; se encontró que el mejor ajuste del comportamiento histórico de presiones estáticas se logra con el inverso de la raíz cuadrada del gas producido total ($1/\sqrt{Gpt}$). Se generó entonces un modelo definido por las variables: gas inyectado acumulado (G_i), gas producido total (Gpt) y la transformada de este último, obteniéndose un R^2 y R^2_{aj} iguales a 0,96. Posteriormente, se elaboraron los gráficos de residuos (figura 3), con los que se logró comprobar que la transformación de la variable Gpt era eficaz

para eliminar la tendencia polinomial previamente identificada.

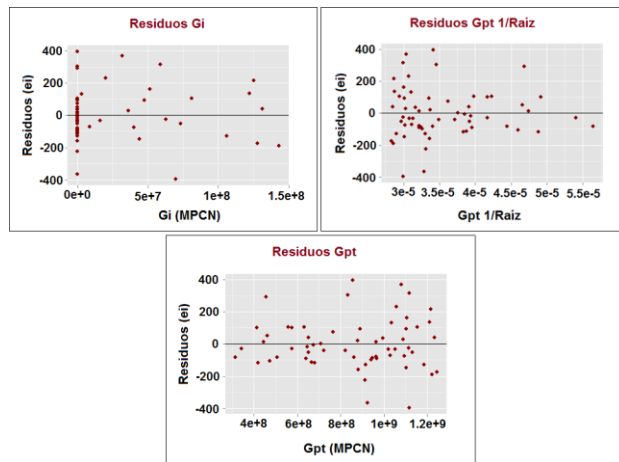


Fig. 3. Gráficos de residuos de las variables G_i , $1/\sqrt{G_{pt}}$ y G_{pt}

De acuerdo a lo anterior, el modelo generado para la estimación de la presión estática del área SBC-8 quedó definido como se muestra en la ecuación 1:

$$P = 4.080 + 4.181 \times 10^{-6}(G_i) - 1.343 \times 10^{-6}(G_{pt}) + 8.734 \times 10^{-7} \left(\frac{1}{\sqrt{G_{pt}}} \right) \quad (1)$$

$$R^2 = 0,9673; R^2_{aj} = 0,9656$$

La primera parte de la evaluación del modelo consistió en la realización de las pruebas de hipótesis basadas en los valores de los estadísticos t student y F . Para obtener el estadístico F de la regresión se elaboró el análisis de varianza (ANDEVA) con el paquete estadístico R (tabla 1), mientras que los “ t -value” (valores de la t student) de cada variable y el intercepto se tomaron de la corrida arrojada por el paquete estadístico R (figura 4).

Se puede observar en la tabla 2 que el valor absoluto de los “ t -value” de cada variable que conforma el modelo son mayores que los de la tabla, por lo que se rechazó la hipótesis nula (H_0), demostrándose la significancia de las variables en el modelo al confirmar que $\beta_j \neq 0$ para cada una.

También se observa que el valor absoluto del estadístico F de la regresión es mayor que el valor de tabla, por lo cual se rechazó la hipótesis nula (H_0) planteada, demostrándose la significancia del modelo al confirmar que todos los $\beta_j \neq 0$.

El rechazo de las hipótesis nulas en las dos pruebas realizadas indica que tanto los coeficientes de las variables (prueba del estadístico t student), como la ecuación (prueba del estadístico F) representan el comportamiento de presión estática del área SBC-8. Igualmente demuestra que los datos se tomaron al azar y no fueron manipulados para obtener dicho

resultado, lo cual es lo que se supondría si la hipótesis nula fuera verdadera (Gutiérrez y col., 2012).

Tabla 1. ANDEVA del modelo generado

	GI	SC	PC	F	VC
Regresión	3	4,28E7	1,43E7	561,85	2,8E-42
Residuos	57	1,44E6	2,54E4		
Total	60	4,42E7			

```

Residuals:
    Min       1Q   Median       3Q      Max
-397.08  -90.78  -27.17   93.72  396.96

Coefficients:
            Estimate Std. Error t value Pr(>|t|)
(Intercept)  4.080e+03  9.369e+02  4.354 5.62e-05 ***
Gi..MPCN.    4.181e-06  9.242e-07  4.524 3.13e-05 ***
Gpt..MPCN.   -1.343e-06  4.699e-07 -2.859 0.00593 **
Gpt.1.Raiz...MPCN.  8.734e-07  1.556e-07  5.613 6.13e-07 ***

Signif. codes:  0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

Residual standard error: 159.3 on 57 degrees of freedom
Multiple R-squared:  0.9673,    Adjusted R-squared:  0.9656
F-statistic: 561.8 on 3 and 57 DF,  p-value: < 2.2e-16

```

Fig. 4. Resultado de la corrida realizada en R

En la tabla 2 se muestran las comparaciones entre los estadísticos de prueba y los valores de tabla calculados con funciones de Microsoft Excel para la realización de las pruebas de hipótesis.

Tabla 2. Comparación entre los estadísticos de prueba

Variable	t value	t tabla	F	F tabla
Intercepto	4,354 >	2,303	561,85 >	2,769
G_i	4,524 >	2,303		
G_{pt}	-2,859 >	2,303		
$1/\sqrt{G_{pt}}$	5,613 >	2,303		

La segunda parte de la evaluación consistió en el análisis de los supuestos de varianza constante, independencia, linealidad y normalidad. En la figura 5 se presentan los cuatro gráficos elaborados con el paquete estadístico R correspondientes a cada supuesto.

El cumplimiento de estos supuestos se logra cuando una distribución específica de los datos es observada; en el caso de la varianza constante, independencia y linealidad, los datos deben estar completamente dispersos (sin patrones de comportamiento), mientras que en la normalidad los datos deben ajustarse al comportamiento de una línea recta.

Cada supuesto tiene su propio significado en cuanto a la representatividad del modelo (Hair 1999):

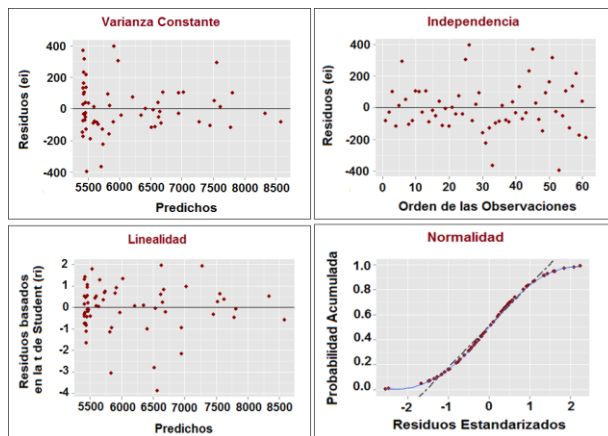


Fig. 5. Gráficos de supuestos

- ✓ Con el de varianza constante u homocedasticidad se garantiza que la varianza utilizada en la explicación (valores calculados) y su predicción a futuro se encuentra repartida equitativamente a través del rango de valores.
- ✓ Con el de independencia se corrobora que los datos se comportan aleatoriamente y que no existe correlación entre las variables independientes ni los errores que éstas generan en el modelo.
- ✓ Con el de linealidad se asegura que el cambio de la variable dependiente (presión) está asociado con la variación de las variables independientes, así como también indica que el modelo posee las propiedades de aditividad y homogeneidad.
- ✓ Con el de normalidad se verifica que los análisis realizados con los estadísticos de prueba t student y F son válidos y que el cálculo de los valores de tabla son correctos.

La tercera parte de la evaluación consistió en el cálculo de las presiones con la ecuación 1 y graficarlas con las presiones medidas referidas al datum (utilizadas para la generación del modelo), en función del gas producido total (Gpt). Se observó un excelente ajuste de la curva de presiones calculadas con la curva de presiones medidas (figura 6), presentando un error promedio igual a 2,881%. Debido a que el error promedio es menor al 5%, se considera que la ecuación replica con precisión el comportamiento histórico de presión del área.

Como paso final del proceso de evaluación, se realizaron predicciones de la presión estática para un período de 10 años (desde julio de 2012 hasta julio de 2022). La tasa de declinación de producción anual efectiva del área SBC-8 determinada con ayuda de la herramienta OFM fue igual a 7,092%.

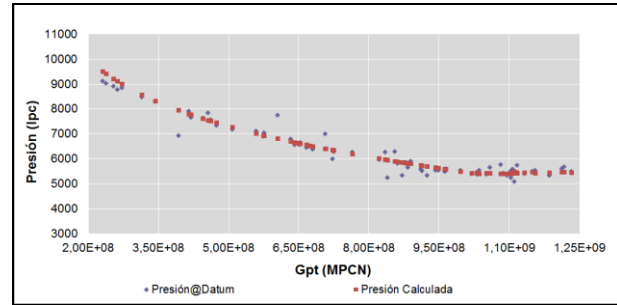


Fig. 6. Comparación entre las presiones calculadas y las medidas al datum

Utilizando esta tasa se estimaron las producciones acumuladas de fluidos necesarias en la estimación del gas producido total (Gpt), mientras que la gravedad API del condensado (utilizada igualmente en el cálculo del Gpt) se estimó con una ecuación generada a partir del comportamiento de esta variable en función a la producción acumulada de petróleo en barriles normales (ecuación 2).

$$API_c = 8E - 08 * Np + 29,993 \quad (2)$$

En la figura 7 se muestra el gráfico de las predicciones calculadas, apreciándose un mantenimiento de la presión en el tiempo correspondiente a los efectos de la inyección continua de gas.

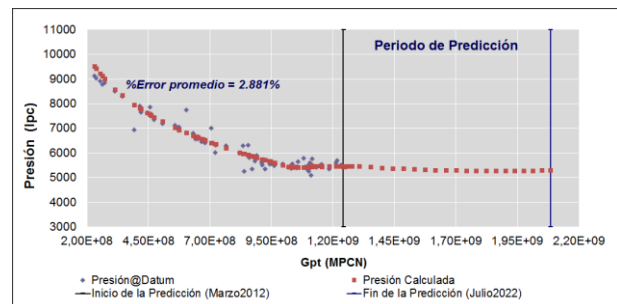


Fig. 7. Gráfico de predicciones de la presión estática en un período de 10 años

Al momento de calcular las predicciones, se realizaron adicionalmente sensibilidades del valor de la tasa de inyección de gas (Q_i), con la finalidad de evaluar el efecto que tiene la variable gas inyectado acumulado (G_i) en el cálculo de las presiones. Las tasas consideradas fueron: 0MMPCND, 30MMPCND, 60MMPCND, 97,5MMPCND, 102,55MMPCND, 125MMPCND y 200MMPCND; siendo la tasa igual a 97,5MMPCND la última registrada para el área SBC-8 (julio de 2012) y la de 102,55MMPCND la utilizada en el modelo de simulación manejado por la gerencia.

Como resultado de las sensibilidades de la tasa de inyección (figura 8), se determinó que la variable gas inyectado acumulado (G_i) es clave para el cálculo de la presión con el modelo generado, puesto que el comportamiento de las

predicciones cambia significativamente con respecto a la misma. Esta variable es la que genera el equilibrio necesario para representar el mantenimiento de presión registrado desde el año 2006.

Se puede apreciar en la figura 8 cómo la presión declina con mayor rapidez, a medida que se inyecta un menor volumen de gas, disminuyendo casi con la misma tasa de declinación observada antes del inicio de la inyección cuando $Q_i = 0$ MMPCND (color verde). Con esto se demuestra la aplicabilidad del modelo para el cálculo de presiones a futuro, con la salvedad que su aplicabilidad es de aproximadamente 6 años, debido a que después de este período de tiempo las presiones estimadas comienzan a aumentar, por lo cual se requeriría de un ajuste de los coeficientes de la ecuación con la incorporación de nuevos datos.

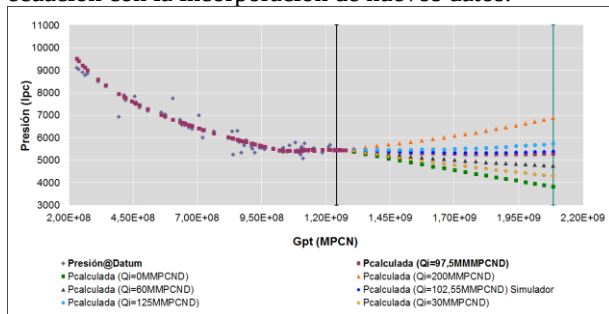


Fig. 8. Gráfico de predicciones realizando sensibilidades a la tasa de inyección de gas

Es importante resaltar que los valores de presión estimados, considerando tasas de inyección de gas superiores a 100 MMPCND, aumentan en el transcurso del tiempo; siendo este incremento directamente proporcional a la tasa de inyección (Q_i). Esto se debe a que la ecuación depende completamente de valores de producción e inyección de fluidos, razón por la cual su aplicabilidad está limitada a una tasa de inyección máxima de 102,55 MMPCND para las condiciones del área estudiada; puesto que a tasas mayores se observa un comportamiento que no corresponde a la respuesta real de un yacimiento sometido a inyección continua de gas.

Basado en estos comportamientos, se consideró recomendable comparar las presiones estimadas por el modelo de simulación del área SBC-8 manejado por la gerencia, con las calculadas utilizando la ecuación 1.

En el modelo de simulación las tasas de inyección de gas consideradas son las siguientes: 102,5 MMPCND desde enero de 2012 hasta enero de 2013, 60 MMPCND para enero de 2014 y 0 MMPCND desde enero de 2015 hasta enero de 2022.

Tomando en cuenta dichas tasas, se estimaron las presiones, obteniéndose un ajuste con 2,18% de error (figura 9).

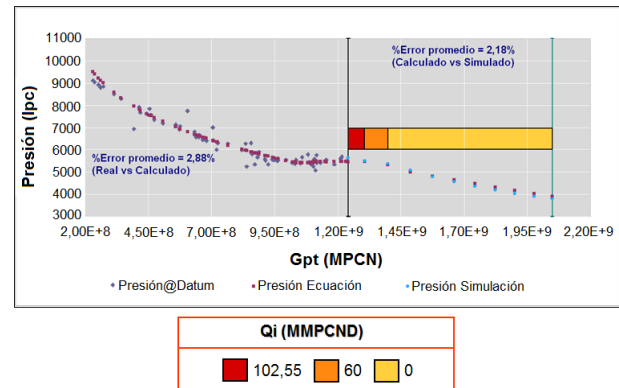


Fig. 9. Comparación entre presiones calculadas con la ecuación 1 y las del modelo de simulación del área SBC-8

Con lo observado en la figura 9, se demuestra la representatividad del modelo generado para la estimación de la presión, ahorrando tiempo de corridas de simulación cuando se desee corroborar alguna medición de presión estática reciente.

4 Conclusiones

- ✓ Las variables con mayor influencia sobre el comportamiento de presión del área SBC-8 y sus yacimientos son: las producciones acumuladas de petróleo/condensado, gas y agua (N_p , G_p y W_p), las relaciones gas/petróleo (R_{Gp} y R_{Gpm}), gravedad API, gravedad específica del condensado (γ_c), peso molecular aparente del condensado (M_c) y el gas producido total (G_{pt}).
- ✓ El gas inyectado acumulado (G_i) se incluyó como una variable significativa en el comportamiento de presión debido al mantenimiento de presión observado en los yacimientos del área SBC-8.
- ✓ El modelo generado para estimar la presión estática del área SBC-8, definido por las variables G_{pt} y G_{pt}^2 , se ajusta muy bien al comportamiento histórico de presiones, pero no permite realizar predicciones.
- ✓ La ecuación definitiva generada para la estimación de la presión estática del área SBC-8 quedó definida por las variables: gas inyectado acumulado (G_i), gas producido total (G_{pt}) y su transformación ($1/\sqrt{G_{pt}}$), con un R^2 y R^2_{aj} iguales a 0,96.
- ✓ El cumplimiento de los supuestos y rechazo de las hipótesis nulas demostraron que el modelo seleccionado es representativo del comportamiento de presión estática del área en estudio.
- ✓ El modelo definitivo se ajustó al comportamiento de presión histórico del área SBC-8 con un error pro-

medio igual a 2,881%, permitiendo la estimación de presiones a futuro por un período de 6 años.

- ✓ La variable gas inyectado acumulado (G_i) influye considerablemente en las predicciones que se calculen con el modelo generado.
- ✓ Las presiones estimadas con el modelo se ajustan con un error del 2,18% a las estimadas con el modelo de simulación de la gerencia.

5 Nomenclatura y Símbolos

G_i = gas inyectado acumulado.

G_{pt} = gas producido total.

$1/\sqrt{G_{pt}}$ = transformación de la variable gas producido total.

R^2 = coeficiente de determinación.

R^2_{aj} = coeficiente de determinación ajustado.

MER SBC-8 = Merecure SBC-8.

SJN SBC-8 = San Juan SBC-8.

SAT SBC-8 = San Antonio SBC-8.

PDVSA = Petróleos de Venezuela SA.

F = estadístico F del modelo.

ANDEVA = análisis de varianza.

H_0 = hipótesis nula.

H_A = hipótesis alternativa.

β_j = coeficientes del modelo.

OFM = Oil Field Manager.

API = American Petroleum Institute.

POES = Petróleo Original En Sitio.

GOES = Gas Original En Sitio.

GCOES = Gas Condensado Original En Sitio.

N_p = petróleo producido acumulado.

G_p = gas producido acumulado.

W_p = agua producida acumulada.

RG_{Pa} = relación gas/petróleo acumulada.

RG_{Pm} = relación gas/petróleo mensual.

API_c = gravedad API del condensado.

M_c = peso molecular del condensado.

γ_c = gravedad específica del condensado.

P_{yac} = presión del yacimiento.

P_{roc} = presión de rocío.

GI = grados de libertad.

SC = suma de cuadrados.

PC = promedio de los cuadrados.

VC = valor crítico de F.

P = presión.

Q_i = tasa de inyección de gas.

MMPCND = millones de pies cúbicos normales por día.

Referencias

Arocha A, 2008, Desarrollo de una correlación para el cálculo de la presión actual en los yacimientos de crudo liviano del Distrito Norte. Tesis de Grado no publicada, Universidad de Oriente (UDO), Maturín.

Cabello D, Del Río J, Alfonzo K, Campos L, Gil M, 2005, Modelo de Presiones Campo Santa Bárbara-Pirital. Informe de PDVSA Oriente Gerencia de Yacimientos Distrito Norte Superintendencia de Estudios Integrados, Venezuela. 213pp.

Fernández M, Cesín C, González R, Estracci W, Tovar K, Ysaccis J, 2011, Revisión de reservas de petróleo y gas de los yacimientos del oligoceno y cretáceo de los campos Santa Bárbara y Pirital. Informe Técnico de la Gerencia de Estudios Integrados de Yacimientos División Furril (PDVSA), Venezuela. 104pp.

Flores N, 2011, Zona Sur SBC-8. PDVSA Exploración y Producción, Venezuela.

González E, 1992, Análisis estadístico del comportamiento de presiones en el campo Limón Área Mayor de Oficina. Tesis de Grado no publicada, Universidad de Oriente, Puerto La Cruz.

Gutiérrez H, De La Vara R, 2012, Análisis y diseño de experimentos. McGraw Hill, México. 489pp.

Hair J, Anderson R, Tatham R, 1999, Análisis multivariante. Pearson Prentice Hall, Madrid. 799pp.

Rojas G, 2011, Ingeniería de yacimientos de gas condensado (incluye yacimientos de petróleo volátil). LITOROSAS, Puerto La Cruz, Venezuela. pp. 27-35.

Zapata M, 2006, Estimación de la presión de los yacimientos Jobo-01 y Morichal-01 del Campo Jobo mediante la generación de ecuaciones matemáticas. Tesis de Grado no publicada, Universidad de Oriente (UDO), Maturín.

Recibido: 13 de septiembre de 2016

Aceptado: 12 de marzo de 2017

Mottola, Fabiola: Ingeniero de Petróleo, UDO Anzoátegui, MSc en Gerencia General, profesor agregado de la UDO Monagas.

Castillo Campos, Luis: Ingeniero de Petróleo, UDO Monagas, MSc en Finanzas, profesor agregado de la UDO Monagas,

Rendón, Adriana: Ingeniero de Petróleo Magna Cum Laude, egresada de la Universidad de Oriente, Núcleo de Monagas. Ingeniero de campo (Testing & process) en Schlumberger. Correo electrónico: rendonbolivaraa@gmail.com

Cabrera, Carlos: Ingeniero de Petróleo. Ingeniero de Yacimientos en PDVSA, División Punta de Mata. Correo electrónico: cabreracs@pdvsa.com