

Valoración de presiones de formación partiendo de niveles estáticos en el campo Guafita área sur *

Yandry Marina Urdaneta Sánchez

yandry@hotmail.com

Instituto Superior Minero Metalúrgico (Cuba).

Resumen: Se actualizó la data de presiones de los yacimientos del campo Guafita área sur, lo cual proporcionó una propuesta de explotación de los pozos ya perforados en el área, permitiendo precisar el comportamiento los parámetros necesarios para la ingeniería de yacimientos: estratigrafía, presencia de fallas, definición de mecanismo de empuje hidráulico. La información validada de las condiciones en el yacimiento Guafita permite precisar el comportamiento los parámetros necesarios para la ingeniería de yacimientos: estratigrafía, presencia de fallas, definición de mecanismo de empuje, actualización de las presiones en el yacimiento y definir zonas de interés o prospectivas.

Palabras clave: prueba de presión; pozo petrolero; explotación de pozos.

* Trabajo tutorado por el Dr. Rafael Guardado Lacaba.

Recibido: 28 abril 2017 / Aceptado: 30 noviembre 2017.

Valuation of training pressures starting from static levels in the Guafita area south area

Abstract: The pressure data of the reservoirs of the Guafita area south area was updated, which provided a proposal of exploitation of the wells already drilled in the area, allowing to specify the behavior parameters necessary for reservoir engineering: stratigraphy, presence of faults, definition of hydraulic thrust mechanism. The validated information of the conditions in the Guafita reservoir allows us to specify the behavior of the necessary parameters for reservoir engineering: stratigraphy, presence of faults, definition of thrust mechanism, updating reservoir pressures and defining areas of interest or prospects.

Key words: pressure test; oil well; well exploitation.

Introducción

Las pruebas de presión han sido utilizadas en la industria petrolera para la evaluación de los yacimientos (Arango & Naranjo, 2009; Flatern, 2013; Bravo & Carrillo, 2011). Por tanto, se han desarrollado avances tecnológicos que permiten determinar información valiosa de los yacimientos de manera confiable. Sin embargo, ciertas mediciones de los sensores de fondo, alteraciones de los datos de presión, análisis incorrectos de los cambios de presión y flujo, dan lugar a falsos parámetros del yacimiento. El comportamiento de presión es tomado en pozos exploratorios o de ubicación estratégica en el campo. Las pruebas de presión DST (*Drill Steam Test*) forman parte del proceso de evaluación exploratoria; los datos obtenidos a partir de dichas pruebas permiten confirmar las expectativas de hidrocarburos (Gómez, 2011; Escobar, 2009).

En el campo petrolífero de Guafita, ubicado al sur del estado Apure, en el municipio Páez, Venezuela, se dispuso de una base de datos de presión hasta el año 2006, razón por la cual surge la necesidad de monitorear la declinación o mantenimiento de presión en el campo a través de otra fuente, usando para ello información de niveles estáticos, con la finalidad de tener disponible una data de presión actualizada y mantener un monitoreo de las presiones de los diferentes yacimientos productores del campo Guafita área sur.

En la superintendencia de yacimientos del distrito Apure no se cuenta con una base de datos de los pozos con niveles estáticos completados en el campo Guafita, por lo que surge la necesidad de recopilar esta información en una base de datos y, adicionalmente, generar mapas de presiones partiendo de niveles estáticos. Es por ello que en este trabajo se valora el estado tensional a través de los mapas de presión para generar nuevas propuestas de rehabilitación del campo Guafita área sur.

Materiales y métodos

Los métodos de investigación utilizados para el desarrollo de la investigación son: el inductivo-deductivo y la interpretación cuantitativa. Con la información recopilada, a partir de la búsqueda de antecedentes y conocimientos sobre los pozos y campos relacionados al campo Guafita, se particularizó en los campos de la cuenca Barinas-Apure.

Para el cálculo de presiones estáticas se reunió toda la información referente a parámetros de producción, tales como: fecha de pruebas, BFPD, %AyS, °API, RGP; se revisaron los historiales de instalación de EBES de donde se obtuvo: fecha de instalación del equipo BES, niveles estáticos, fecha en que se registró dicho nivel y fecha de parada de la bomba. A través de carpetas y fichas de pozos se encontraron diagramas mecánicos donde se visualizan intervalos de cañoneos y, finalmente, se revisó la base de datos donde reposan los puntos de presión históricos de los pozos completados en el campo Guafita tomados a través de probadores de formación.

De los 134 pozos en estudio del campo Guafita 95 fueron descartados al no disponer de la información requerida para el cálculo de presión estática. El 29 % restante, representado por 39 pozos, se consideraron representativos.

Se realizó una base de datos para el cálculo de presión estática de los 39 pozos representativos con datos, reflejando: yacimiento productor, intervalo cañoneado, tipo de prueba, empacado con grava, tipo de bomba, fechas de nivel estático, pruebas de producción, de instalación y paro de la bomba, días transcurridos desde el paro de la bomba hasta la toma de nivel estático y barriles totales por día.

Los parámetros de producción requeridos para el cálculo de presión estática a través de niveles estáticos, tales como: porcentaje de agua y sedimento, relación gas petróleo, grados API y nivel estático medido fueron corroborados mediante el software centinela donde se cotejaron los datos tomados los niveles estáticos.

Pruebas de presión

El objetivo de análisis de las pruebas de presión es obtener, dependiendo del diseño de la misma:

- Permeabilidad del yacimiento
- Presión promedio o inicial del yacimiento
- Condición del pozo (estimulado, daño)
- Comunicación entre pozos.

Funcionamiento de la herramienta de toma de presión de formación

Durante la bajada de la herramienta en el pozo es recomendable monitorear el registro de presión y realizar una prueba en casing que permita verificar que los sellos mantienen integridad (sello) antes de iniciar el registro de los puntos.

El conjunto se combina con un sensor Gamma Ray o SP que permite correlacionar con los registros iniciales, lo que garantiza el posicionamiento de la herramienta a la profundidad deseada de cada ensayo. Una vez que se coloca la herramienta en profundidad se puede iniciar la operación con el probador de presión. El caliper permite identificar condiciones no apropiadas del hoyo (como los derrumbes) donde la herramienta no podría registrar información confiable por falta de integridad o sello con la formación.

La operación de llenado de la cámara de pretest genera una caída de presión (periodo de flujo). A continuación, se presenta un periodo de recuperación de presión (periodo de cierre) que en condiciones ideales de registro tiende a la presión de reservorio. En caso de existir incertidumbre en el registro del punto se puede incrementar a un segundo volumen la cámara de pretest, a fin de generar una segunda caída de presión y restauración, que permita corroborar la información del primer ensayo. Es importante considerar para el caso de múltiples *drawdown* el volumen máximo de la cámara de pretest (37 cc). Es posible registrar cualquier número de lecturas o puntos en una bajada de la herramienta, siempre que los elementos garanticen el sello efectivo con la formación.

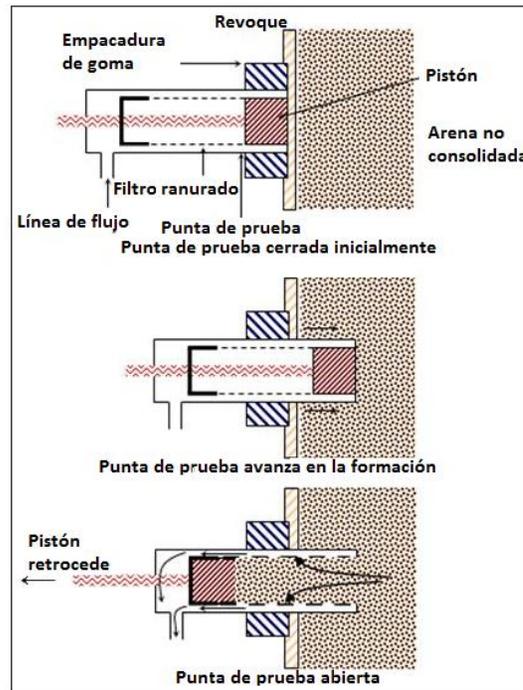


Figura 1. Funcionamiento de la herramienta de probador de formación.

Discusión de los resultados

De la muestra seleccionada se realizó una comparación objetiva en 15 pozos, los cuales poseen registro de presión tomados a través de medidores de formación DST, MDT, RFT, restauración, declinación de presión, entre otros.

Tabla 1. Pozos con pruebas de presión vs. pozos con PE mediante NE

Puntos de presión	No. de pozos
Probadores de formación	15
Nivel estático	39

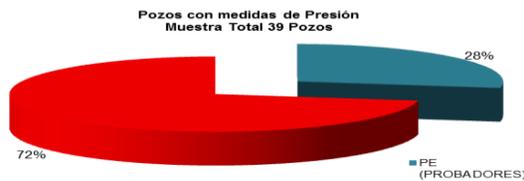


Figura 2. Pozos con puntos de presión que pueden ser comparados.

La Tabla 2 muestra la comparación realizada a los 15 pozos del campo Guafita que poseen información de presión medida tanto por probadores de formación como las calculadas a través de niveles estáticos. Esta información fue agrupada por yacimiento, y da un indicio de las caídas de presión por yacimiento. La mayor caída de presión se observa en el pozo GF-14X, de aproximadamente 1 870 lpc.

Tabla 2. Comparativo de puntos de presión

Pozo	Yacimiento	Punto de presión		
		PE (Probadores)	PE (NE)	PE (NE AL DATUM)
GF-30	G-7-2 SUP	2 989	1 357	1 258
GF-22	G-7-2 MED	2 987	1 724	1 684
GF-13X	G-7-2 INF	3 069	1 534	1 461
GF-14X		3 279	1 606	1 409
GF-17	G-7-3/4	3 204	3 094	2 867
GF-146		2 816	2 354	2 242
GF-184		2 682	2 048	1 824
GF-18	G-8	3 040	1 672	1 515
GF-19		2 994	2 087	1 942
GF-28		2 892	2 051	1 947
GF-53		2 665	2 691	2 433
GF-166D		2 738	2 440	2 108
GF-163		G-10-SUP	2 911	2 901
GF-94	G-10-INF	3 000	2 836	2 622
GF-212	Q-2	3 981	2 164	1 885

En el gráfico de la Figura 3 se puede observar la presión medida en lpc en los 15 pozos del campo Guafita que cuentan con información de presión a través de diferentes métodos (PE a través de probadores de formación y PE a través de niveles estáticos).

La mayor diferencia de presión se observa en el pozo GF-14X, perteneciente al yacimiento G-7-2 inferior. Esta diferencia de presión, de aproximadamente 1 870 lpc, se debe a que el principal mecanismo natural de producción, según el modelo de simulación numérica vigente, es en un 80 % por compresibilidad de la roca y un 20 % por empuje hidráulico. En este mecanismo los fluidos son desplazados a zonas de menor presión, por lo que empiezan a manifestarse caídas bruscas de presión en el tiempo.

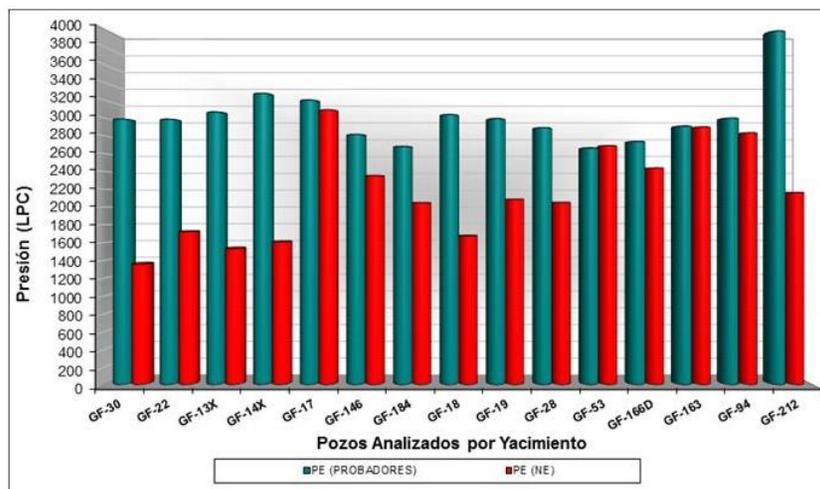


Figura 3. Gráfico comparativo de puntos de presión obtenida por diferentes métodos.

Los últimos datos de presión tomados en el área datan del año 2009, razón por la cual surgió la necesidad de monitorear la declinación o mantenimiento de presión en el campo a través de otra fuente. Para ello se usó la información de niveles estáticos, cuyo objetivo principal era representar los cambios de presión en el tiempo producto del drenaje de pozos productores completados en los yacimientos de interés. Estos resultados fueron comparados con los puntos de presión tomados a través de probadores de formación, cuyos valores estaban representados en mapas de presiones promedio disponibles por el departamento. A continuación se presentan las tablas de los datos de presión y cada uno de los mapas de distribución de presión por yacimiento:

Yacimiento G-7-2 superior

Tabla 3. Datos de presión del yacimiento G-7-2 superior

Pozo	PE (Probadores)	PE (NE)	PE (NE AL DATUM)
GF-30	2 989	1 357	1 258

GF-31	-	1 097	997
GF-179	-	1 883	1 762
GF-196	-	931	878

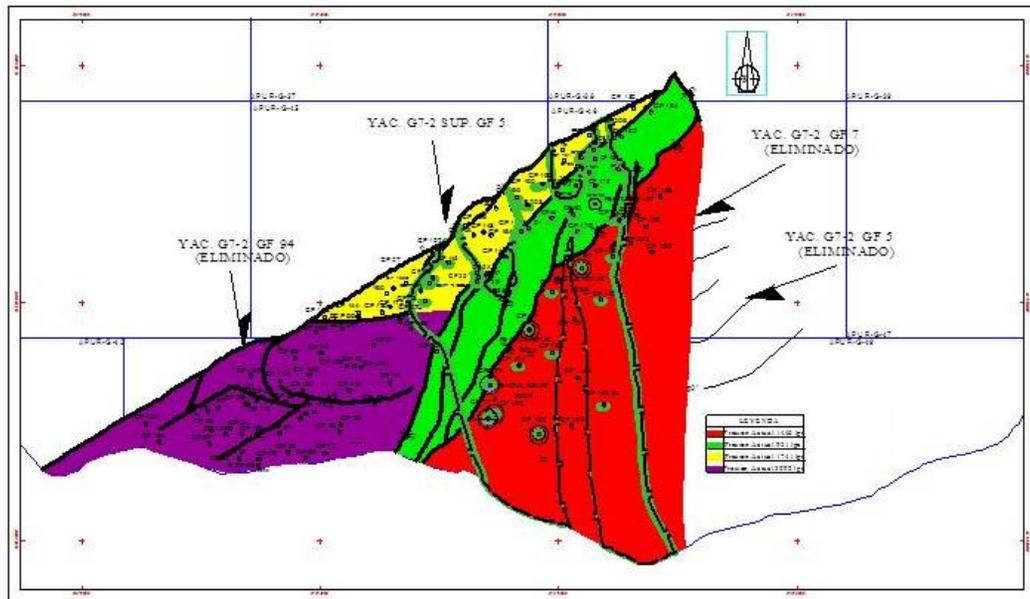


Figura 4. Mapa de distribución de presión del yacimiento G-7-2 superior.

En el yacimiento G-7-2 superior se dispone de un solo punto de presión que puede ser comparado, es decir, presión estática a través de probadores de formación y presión estática a través de niveles en el pozo GF-30, donde se observa una caída de presión de aproximadamente 1 700 lpc. Este yacimiento está compartimentalizado en cuatro zonas; en dos de ellas fueron actualizadas los datos de presión. En la zona norte se observa una caída de presión alrededor de 2 200 Lpc, mientras que en la zona sureste se aprecia una caída de presión de 1 700 lpc, asociado a que el principal mecanismo natural de producción en este yacimiento es por compresibilidad de la roca.

Yacimiento G-7-2 medio

Tabla 4. Datos de presión del yacimiento G-7-2 medio

Pozo	PE (Probadores)	PE (NE)	PE (NE AL DATUM)
GF-22	2 987	1 724	1 684

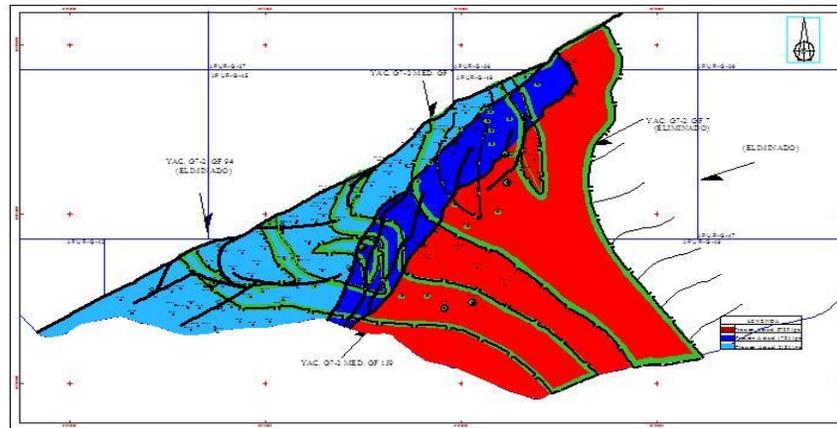


Figura 5. Mapa de distribución de presión del yacimiento G-7-2 medio.

En el yacimiento G-7-2 medio se cuenta con un solo punto de presión que puede ser comparado en el pozo GF-22, donde se observa una caída de presión de aproximadamente 1 300 lpc. Este yacimiento está compartimentalizado en tres zonas; una de ellas fue actualizada. La declinación de presión hacia la zona suroeste del yacimiento, específicamente donde se observan tonalidades azul oscuro y se ubica el pozo GF-22, se debe a que en este yacimiento, el principal mecanismo natural de producción es compresibilidad roca-fluido, como consecuencia del drenaje de pozos vecinos en el tiempo.

Yacimiento G-7-2 inferior

Tabla 5. Datos de presión del yacimiento G-7-2 inferior

Pozo	PE (Probadores)	PE (NE)	PE (NE AL DATUM)
GF-13X	3 069	1 534	1 461
GF-14X	3 279	1 606	1 409
GF-189	No tiene	2 045	1 973
GF-137R	No tiene	1 392	1 384

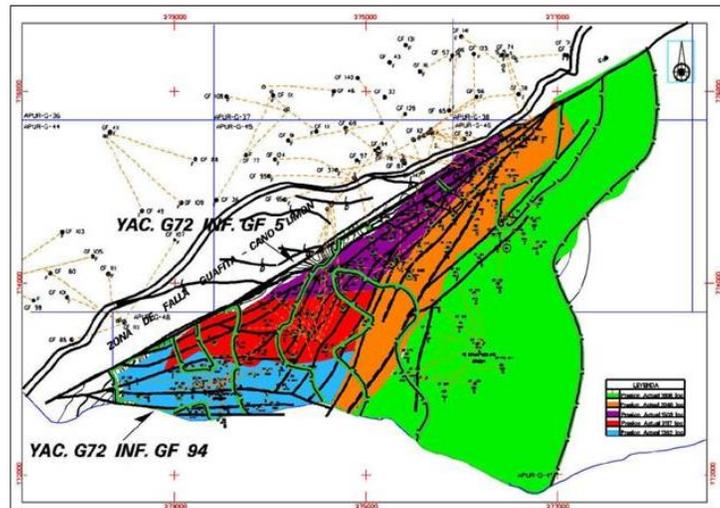


Figura 6. Mapa de distribución de presión del yacimiento G-7-2 inferior.

En el yacimiento G-7-2 inferior se cuentan con dos puntos de presión para ser comparados. En los pozos GF-13X y GF-14X se aprecia una declinación de presión de aproximadamente 1 700 lpc. Este yacimiento está dividido en cinco zonas para las cuales se actualizó la presión en cuatro zonas de este yacimiento. En general, la declinación de presión está asociada al mecanismo de producción expansión roca fluido, debido a que una vez que inicia la producción, los fluidos son desplazados a zonas de menor presión, por tal razón empiezan a manifestarse caídas bruscas de presión en el tiempo. Cabe destacar que los pozos GF-13X, GF-14X y GF-137R colindan con la zona fronteriza de Colombia, lo que puede influir en esta caída de presión. Los pozos GF-13X y GF-14X produjeron empacados por lo que esta caída de presión refleja el daño adicional por empaque.

Yacimiento G-7-3/4

Tabla 6. Datos de presión del yacimiento G-7-3/4

Pozo	PE (Probadores)	PE (NE)	PE (NE AL DATUM)
GF-17	3 204	3 094	2 867
GF-139	No tiene	2 536	2 488
GF-146	2 816	2 354	2 242
GF-151	No tiene	2 486	2 347
GF-184	2 682	2 048	1 824
GF-113	No tiene	1 291	1 204

A nivel del yacimiento G-7-3/4 se actualizó la presión en seis zonas del yacimiento. En los pozos GF-17, GF-146 y GF 184 se observa una declinación de presión paulatina en el tiempo. Hacia la zona noreste de este yacimiento se evidencia mayor influencia del

acuífero activo, es por ello que la declinación de presión en los pozos GF-146 y GF-184 no varía en mayor proporción.

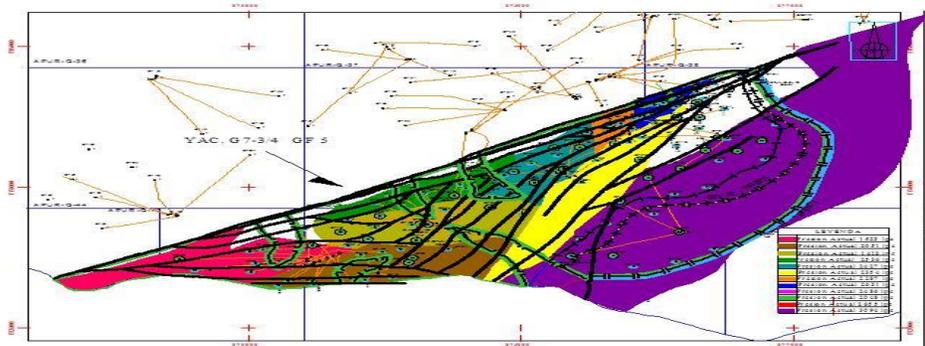


Figura 7. Mapa de distribución de presión del yacimiento G-7-3/4.

El pozo GF-113 presenta una declinación de presión de aproximadamente 1 200 lpc. Cabe destacar que este pozo está ubicado hacia el sur del yacimiento que colinda con la zona fronteriza de los yacimientos productores en Colombia, lo que puede influir en esta caída de presión que sale del promedio de la muestra en los pozos evaluados en este yacimiento.

Yacimiento G-8

Tabla 7. Datos de presión del yacimiento G-8

Pozo	PE (Probadores)	PE (NE)	PE (NE AL DATUM)
GF-18	3 040	1 672	1 515
GF-19	2 994	2 087	1 942
GF-28	2 892	2 051	1 947
GF-53	2 665	2 691	2 433
GF-86	No tiene	493	440
GF-161	No tiene	2 048	2 505
GF-185	No tiene	1 291	2 517
GF-187	No tiene	1 534	2 353
GF-188	No tiene	3 094	2 100
GF-203	No tiene	2 536	2 519
GF-204	No tiene	2 354	2 542
GF-132	No tiene	2 486	1 861
GF-166D	2738	2 440	2 108

El yacimiento G-8 está compartamentalizado en diez zonas donde seis de ellas fueron actualizadas. En los pozos GF-18, GF-19, GF-28, GF-53 y GF-166D se observa una declinación de presión paulatina en el tiempo. Este yacimiento muestra una ligera

caída de presión, de aproximadamente 877 lpc en promedio, característico de yacimientos con un mecanismo de producción primario asociados a empuje hidráulico.

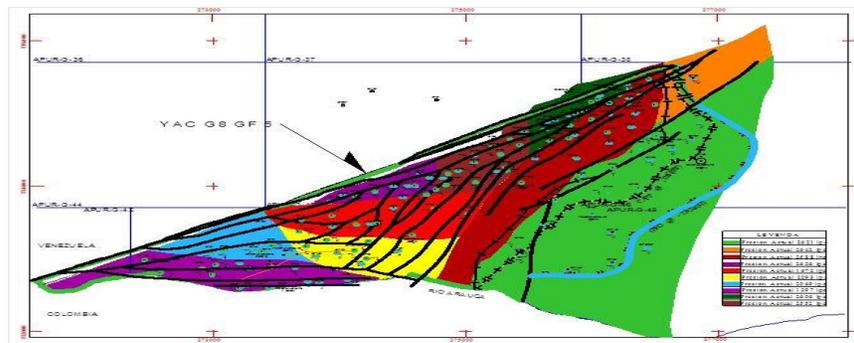


Figura 8. Mapa de distribución de presión del yacimiento G-8.

Cabe destacar que el pozo GF-86 está ubicado hacia la zona sur del yacimiento (mapa de tonalidades morado), muy cerca de la zona fronteriza de Colombia, sin embargo, la presión calculada arroja valores totalmente fuera de la media en comparación a las presiones obtenidas en los otros yacimientos. Por tanto, se recomienda monitorear y planificar una toma de nivel estático en este pozo para poder obtener conclusiones más acertadas. Por lo antes expuesto este punto se descarta de la muestra y se sugiere considerar hacia esta zona las presiones promedios de mapas anteriores.

Yacimiento G-9-1/2

Tabla 8. Datos de presión del yacimiento G-9-1/2

Pozo	PE (Probadores)	PE (NE)	PE (NE AL DATUM)
GF-75	No tiene	849	696
GF-171	No tiene	1 995	1 801
GF-202	No tiene	2 830	2 604

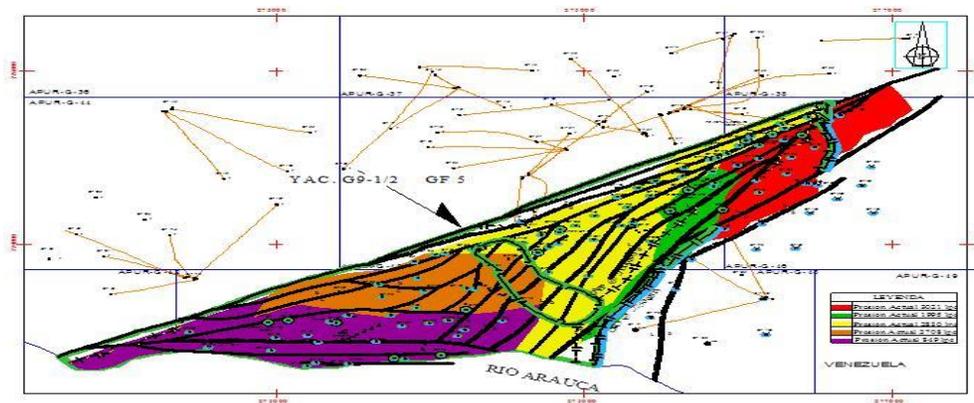


Figura 9. Mapa de distribución de presión del yacimiento G-9-1/2.

El yacimiento G-9-1/2 está compartimentalizado en cinco zonas, donde tres de ellas fueron actualizadas. En este yacimiento no se pudo realizar una comparación objetiva ya que en los pozos donde se logró calcular la PE mediante nivel estático no cuentan con punto de presión mediante probadores de formación. En tal sentido se compararon con los mapas de presión promedio ya existentes en el área y al ubicar los pozos GF-171 y GF-202 en el mapa se aprecia una declinación de presión promedio de dichos pozos de aproximadamente 800 lpc. Este yacimiento muestra una ligera caída de presión, característico de yacimientos con un mecanismo de producción primario asociados a empuje hidráulico.

En el pozo GF-75 se observa una declinación de presión de 1 600 lpc. Este pozo está ubicado hacia el sur del yacimiento que colinda con la zona fronteriza de los yacimientos productores en Colombia, lo que puede influir en la caída de presión o directamente en la fecha que fue tomado el nivel. Se recomienda tomar nuevamente nivel en este pozo para corroborar los datos obtenidos.

Yacimiento G-9-3/4

Tabla 9. Datos de presión del yacimiento G-9-3/4

Pozo	PE (Probadores)	PE (NE)	PE (NE AL DATUM)
GF-51	No tiene	2 920	2 766

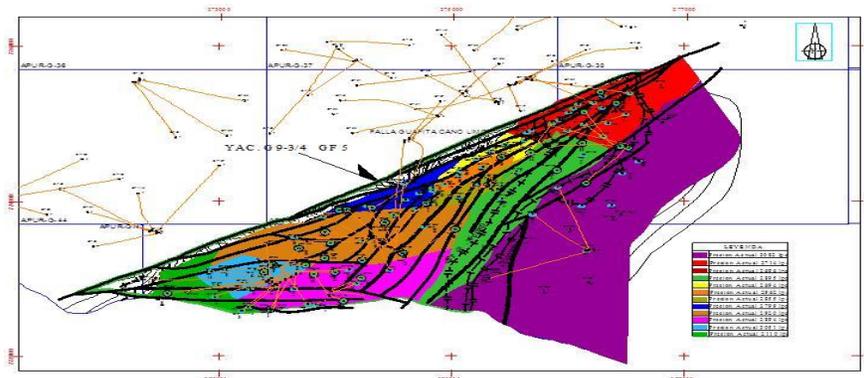


Figura 10. Mapa de distribución de presión del yacimiento G-9-3/4.

A nivel de este yacimiento no se pudo realizar una comparación objetiva pues el único pozo donde se logró calcular la PE, mediante nivel estático, no dispone de punto de presión mediante probadores de formación. Por ello se comparó con los mapas de presión promedio ya existentes en el área y al ubicar el pozo GF-51 en el mapa se observa una declinación de presión de aproximadamente 120 lpc. Este yacimiento muestra una ligera caída de presión, característico de yacimientos con un mecanismo de producción primario asociados a empuje hidráulico.

Yacimiento G-10 superior

Tabla 10. Datos de presión del yacimiento G-10 superior

Pozo	PE (Probadores)	PE (NE)	PE (NE AL DATUM)
GF-48	No tiene	2 897	2 656
GF-163	2 911	2 901	2 668
GF-169	No tiene	2 928	2 715
GF-191	No tiene	2 736	2 550

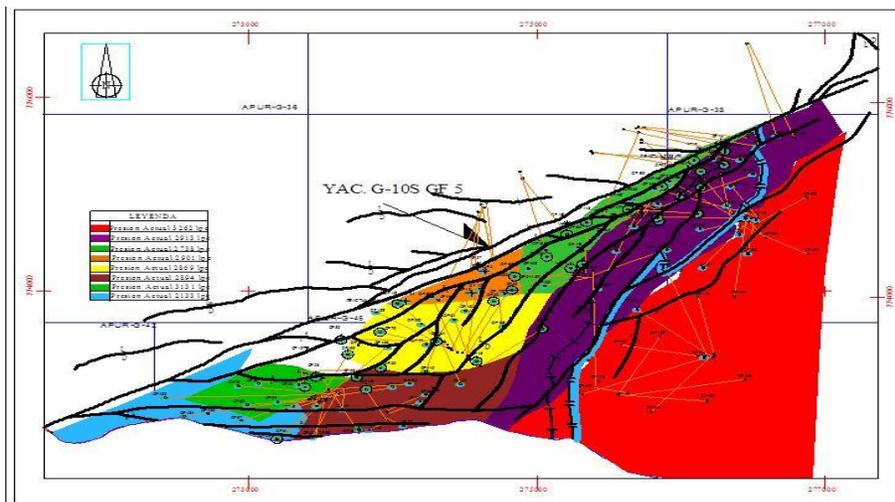


Figura 11. Mapa de distribución de presión del yacimiento G-10 superior.

En el yacimiento G-10 superior se dispone de un solo punto de presión para ser comparado. En el pozo GF-163 se observa una caída de presión de aproximadamente 243 lpc, asociado a la influencia del acuífero activo que rige el movimiento de fluidos en este yacimiento; es por ello que la declinación de presión es paulatina en el tiempo.

Yacimiento G-10 I

Tabla 12. Datos de presión del yacimiento G-10 inferior

Pozo	PE (Probadores)	PE (NE)	PE (NE AL DATUM)
GF-94	3 000	2 836	2 622

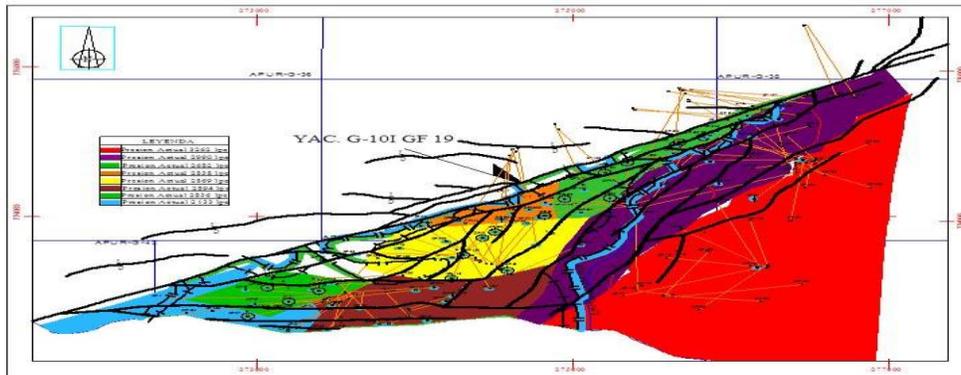


Figura 12. Mapa de distribución de presión del yacimiento G-10 inferior.

En el yacimiento G-10I se dispone de un solo punto de presión que puede ser comparado. Este yacimiento está compartimentalizado en ocho zonas donde se actualizó la presión en tres zonas de ese yacimiento. En el pozo GF-94 se aprecia una caída de presión de aproximadamente 378 lpc, incluso cuando se tiene un solo punto de comparación. Esta caída de presión, en 29 años aproximadamente de explotación del yacimiento, es poca en el tiempo, asociado a la influencia del acuífero activo que rige el movimiento de fluidos en este yacimiento.

Yacimiento Quevedo-2

Tabla 13. Datos de presión del yacimiento Q-2

Pozo	PE (Probadores)	PE (NE)	PE (NE AL DATUM)
GF-26	No tiene	2 353	2 096
GF-212	3 981	2 164	1 885

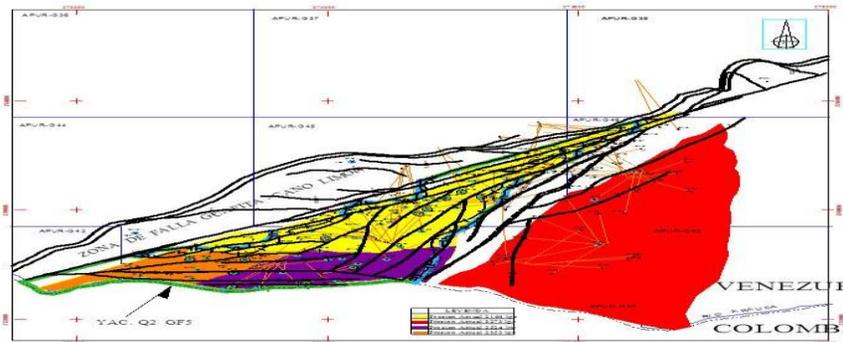


Figura 13. Mapa de distribución de presión del yacimiento Q-2.

El yacimiento Q-2 está compartimentalizado en cuatro zonas, de las cuales dos fueron actualizadas. En este yacimiento se cuenta con un solo punto de presión para ser comparado. En el pozo GF-212 se observa una caída de presión de aproximadamente 2 000 lpc. Es de acotar que el pozo GF-212 está ubicado entre un conjunto de fallas secundarias que restringe la comunicación lateral del acuífero activo, lo que justifica esta caída de presión.

Conclusiones

La información validada de las condiciones en el yacimiento Guafita permitió precisar el comportamiento los parámetros necesarios para la ingeniería de yacimientos: estratigrafía, presencia de fallas, definición de mecanismo de empuje, actualización de las presiones en el yacimiento y zonas de interés o prospectivas.

Los métodos y metodología utilizados permitieron la confección de los mapas de presión de los pozos del yacimiento.

Los métodos más confiables para medir presión en un yacimiento son a través de pruebas de restauración de presión, caída de presión, MDT, entre otros medidores de formación.

En los yacimientos G-7-2, G-7-3/4, G-8, G-9-1/2, G-9-3/4, G-10, Q-2 se observó una caída de presión máxima de 1 500 lpc en promedio. Los yacimientos más prospectos son G-8, G-9-1/2, G-9-3/4 y G-10, ya que el mecanismo de producción está asociado a empuje hidráulico.

Las presiones calculadas a través de niveles estáticos son menores que los datos de presión con la perforación inicial. Están asociados a pseudodaños por el fluido de

completación, empaque con grava (frecuentemente usado en el campo Guafita), cañoneo parcial y factores de completación.

Referencias bibliográficas

ARANGO, M. & NARANJO, A. 2009. Análisis de pruebas de presión en yacimientos naturalmente fracturados y sensibles a esfuerzos. *Dyna* 76(160): 51-61.

BRAVO, O. & CARRILLO, L. 2011. *Análisis comparativo de los modelos de flujo de reservorio y efectos de límite, de pruebas de presión entre pozos verticales y pozos horizontales*. Tesis de grado. Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra. ESPOL. Disponible en: <http://www.dspace.espol.edu.ec/handle/123456789/16322>

ESCOBAR, M. F. 2009. *Análisis moderno de pruebas de presión*. Editorial Universidad Surcolombiana.

FLATERN, R. 2013. Fundamento de las pruebas de pozos. *Rifield Review* 24(4).

GÓMEZ, M. 2011. *Diseño de pruebas de presión en pozos exploratorios del campo Travi, ubicado al noroeste del Estado Monagas*. Tesis doctoral. Universidad de Oriente.