

Pruebas de límite de larga duración en pozos de los campos Bricol y Madrefil, para determinar la extensión de los yacimientos

*MI. Guadalupe Téllez Centeno
Activo Integral Bellota-Jujo, Pemex-Región Sur*

*Dr. Fernando Samaniego Verduzco
Departamento de Ingeniería Petrolera
Secretaría de Posgrado e Investigación
Facultad de Ingeniería, UNAM*

*Ing. Jesús Flores García
Activo Integral Bellota-Jujo, Región Sur*

*Dr. Héber Cinco Ley
Departamento de Ingeniería Petrolera
Secretaría de Posgrado e Investigación
Facultad de Ingeniería, UNAM*

Información del artículo: Recibido enero de 2012, aceptado diciembre de 2012

Resumen

Este trabajo presenta los resultados del análisis de límite extendido (depósito) pruebas en tres pozos en tierra Bricol, 1, 2 dl y 2L, terminado en bloques diferentes, y así en Madrefil-1. Estos pozos producen desde lo más profundo ≈ 19000 ft formaciones carbonatadas naturalmente fracturadas y vuggy. La producción inicial de estos pozos de petróleo ligero (gravidades API alrededor de 38°), osciló desde 7500 hasta 8000 STB / D.

Los resultados obtenidos permiten la comparación y verificación de los límites y las condiciones (compartimentación), determinado a partir de la interpretación sísmica 3D. Un enfoque de sinergia para la caracterización dinámica de estos bloques a través del comportamiento de la presión a largo plazo, combinando toda la información disponible (geofísica [datos sísmicos], la geología, la interpretación y los registros y resultados de los estudios básicos), fue encontrado muy útil en el presente estudio.

Extended Tests Analysis in Wells Bricol 1, 2DL and 2L, and Madrefil-1

Abstract

This paper presents the results of the analysis of extended (reservoir limit) tests in three onshore Bricol wells, 1, 2DL and 2L, completed in different blocks, and in Madrefil-1 well. These wells produce from deep ≈ 19000 ft naturally fractured and vuggy carbonate formations. Initial production of these wells of light oil (API gravities around 38°), ranged from 7500 to 8000 STB/D.

The results obtained allowed the comparison and verification of the limits and its conditions (compartmentalization), determined from the 3D seismic interpretation. A synergy approach for the dynamic characterization of these blocks through the long term pressure behavior, combining all information available (geophysics [seismic data], geology, well logs interpretation and core studies results), was found very useful in the present study.

Antecedentes

Los campos Bricol y Madrefil se ubican geográficamente a 12 km al Oeste de la Ciudad de Comalcalco, Tabasco, **Figura 1**; forman parte del Proyecto de Explotación Bellota del Activo Integral Bellota-Jujo, Región Sur. Los campos fueron descubiertos en 2008 y 2009 respectivamente, con la perforación de los pozos Bricol 1 y Madrefil 1, productores ambos en el Jurásico Superior Kimmeridgiano; el primero con una producción inicial de aceite de 7,630 bpd y el segundo con 8006 bpd. Actualmente se han perforado cuatro pozos en el Campo Bricol (1, 1DL, 21 y 2DL) y

dos en proceso de terminación y definición (3 y 11), **Figura 2**, y dos en Madrefil (1 y 21) y uno en proceso de terminación (3DL), **Figura 3**, los cuales producen actualmente en promedio 18,423 bpd de aceite volátil de 38°API. Las características y comportamiento de los yacimientos es compleja, ya que están formados por rocas calizas y dolomías naturalmente fracturadas, siendo imperativo tomar información con sensores de fondo y superficie. Por medio de los resultados de la interpretación de las pruebas de variación de presión (límite e interferencia), se define la continuidad de los yacimientos para una adecuada caracterización estática y dinámica¹.

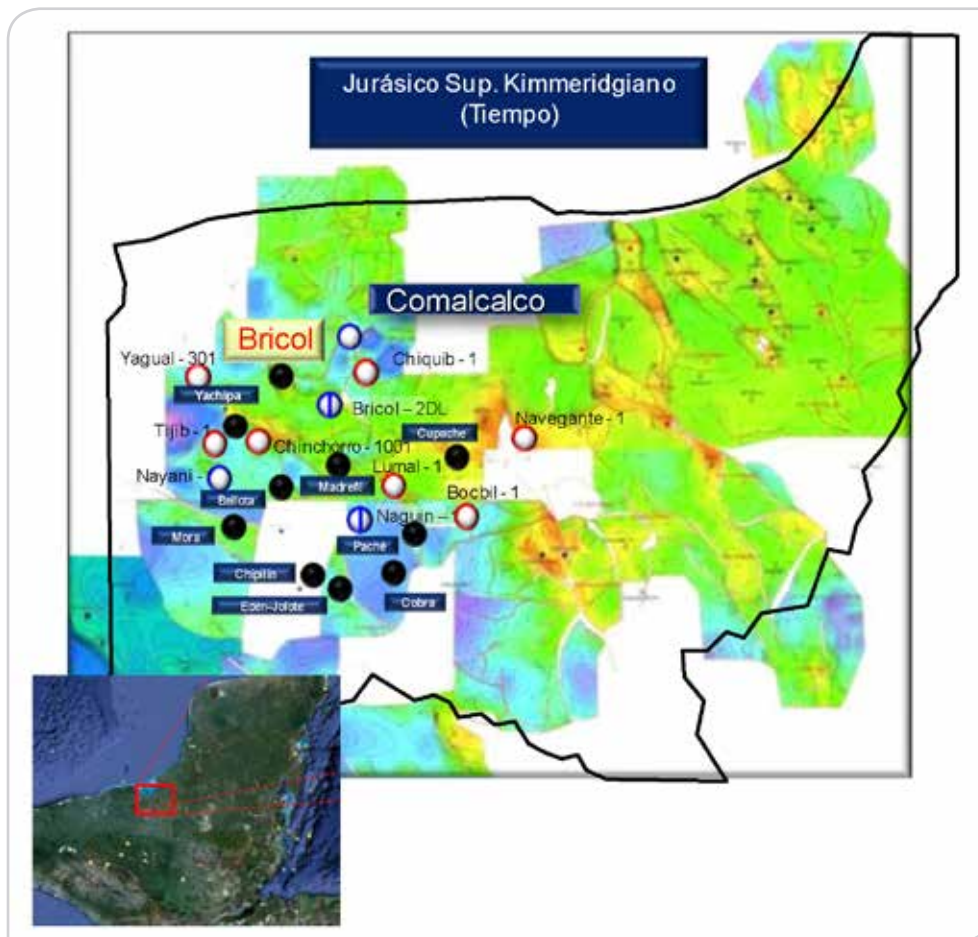


Figura 1. Ubicación geográfica de los campos Bricol y Madrefil.

Objetivo

Presentar el análisis y los resultados de las pruebas de límite de larga duración registradas con sensores de fondo y superficie en los pozos Bricol 1, 2DL y 21 y Madrefil 1, los cuales se han registrado por varios días, obteniendo del análisis parámetros del yacimiento, tales como el producto kh , el daño y la heterogeneidad del yacimiento; los resultados anteriores conjuntados con la actualización de los estudios de sísmica y geología, definirá la continuidad de los yacimientos para lograr una caracterización estática y dinámica adecuada, con el fin de reducir la incertidumbre en la selección de nuevas localizaciones.

Interpretación de las pruebas

Campo Bricol

A través del análisis de las pruebas de límite de los pozos Bricol 1, 2DL y 21, **Figura 2**, se determinó a partir de la FDP para cada uno sus periodos de flujo y pendientes respectivas, indicando efectos de fallas cercanas compuestas de diferentes tipos, determinando el tipo de frontera al final de cada periodo, la distancia del pozo a las fallas y los tiempos a los cuales se presentan las heterogeneidades y las fronteras.

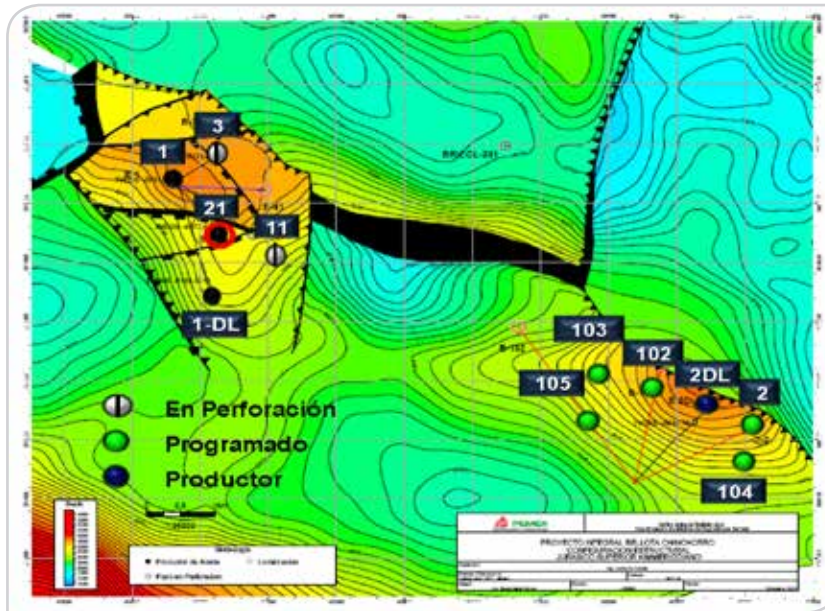


Figura 2. Plano estructural del Campo Bricol.

Con respecto al pozo Bricol 1, se efectuó la caracterización dinámica del comportamiento histórico de presión con datos del sensor de superficie y de producción con aforos y estimados, dado que el pozo no cuenta con un cierre, se ajusta a un modelo de yacimiento cerrado con una fractura de conductividad infinita y compresibilidad constante. Se estimó una conductividad kh de 373 md-pie, un daño en la fractura de cero y distancia del pozo a las fronteras de 1524 y 3780 m, **Figura 3**, en el cual se determina un V_p de 57.1bls de aceite; sin embargo, se observa que la tendencia de presión final no se ajusta cercanamente con lo real, debido a que se considera que los aforos no son suficientemente consistentes, por lo que se requiere en un futuro efectuar mediciones convencionales exactas para obtener datos más precisos.

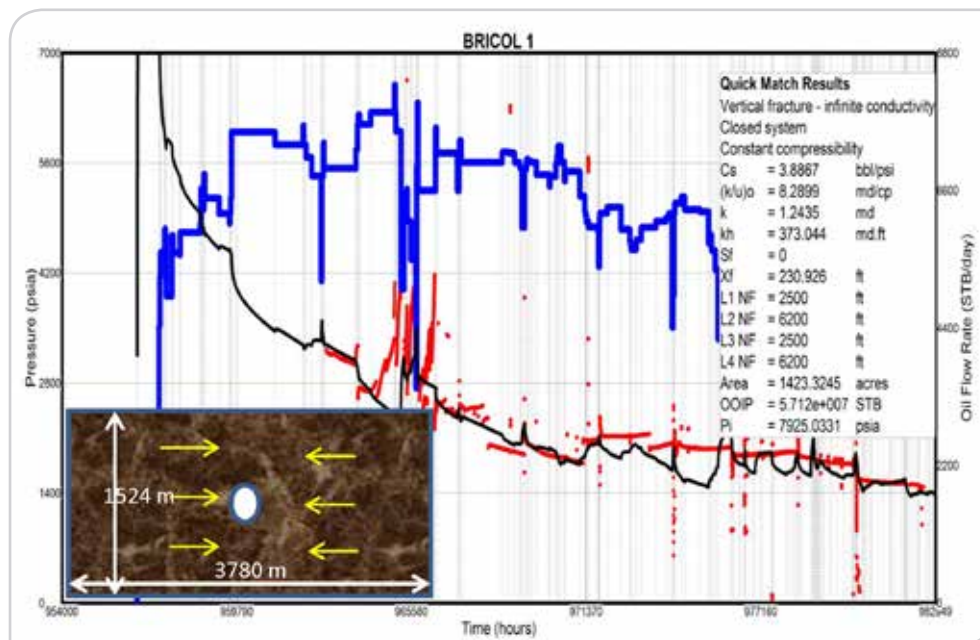


Figura 3. Comportamiento histórico de producción y ajuste de presión Pozo Bricol 1.

Para el caso del pozo Bricol 21 se presentó ya en detalle su análisis en la referencia 2, donde se describe que la prueba se validó con la discusión teórica que presenta Bourdet (2001)³, para describir el comportamiento de la presión de fondo por medio de un modelo con fallas intersectantes $t \cong 1000$ hrs, inicia la transición hacia una pendiente unitaria indicativa de una frontera cerrada; como en los paquetes comerciales para la interpretación de las pruebas de presión no existe un modelo de tipo “cuña cerrada”, para efectos prácticos de calcular el volumen poroso y la extensión del bloque, la prueba se ajustó a un modelo rectangular que define la distancia aparente del pozo a la falla de 3048 m, **Figura 4**, obteniéndose un volumen de hidrocarburo de 17.8 mmbls mayor al valor de 13.3 mmbls asignados con base en la información petrofísica estática al simulador numérico.

Finalmente para el pozo Bricol 21, se efectuó la caracterización dinámica del comportamiento histórico de presión con datos del sensor de fondo y producción con datos de aforos y estimados; debido a que no se dispone de la información de presión del pozo cerrado, el comportamiento se ajustó a un modelo de yacimiento homogéneo cerrado con compresibilidad constante, estimándose una k_h conductividad de 3721 md-pie, un daño en la fractura de -0.8, **Figura 5**, indicando que el

pozo presenta condiciones favorables y distancia del pozo a las fronteras es de 372 y 1743 m, **Figura 5**, en el cual se determina un V_p de 13.8 mmbls de aceite **Figura 6**, ajustándose perfectamente su comportamiento histórico, lo que indica consistencia de los aforos con la respuesta de presión observada.

Con respecto al pozo Bricol 2DL, la prueba de límite se analizó para tiempos máximos de 125 y 182 días, **Figura 7**, al tiempo de 125 días se ajustó a un modelo rectangular abierto en un extremo; se determina un k_h de 3102 md-pie, un daño s de 45 y un v_p de 15.1 mmbls. Para el tiempo de 185 días después de efectuar limpiezas y estimulaciones, la prueba se ajusta de nuevo a un modelo de bloque rectangular tipo “U” abierto en un extremo por su comportamiento en la FDP, tal como se indica en la **Figura 6**, se determinó un k_h de 602 md-pie, un daño s de 7 y un v_p de 17.6 mmbls, se refleja un flujo lineal con pendiente de $1/2$ ” y una tendencia hacia un flujo radial indicativo de una frontera abierta y con distancias a las fronteras cerradas de 155, 179 y 2128 m, el cual representa un volumen de 17.6 mmbls, bastante menor al reporte oficial de reservas que es de 120 mmbls (en revisión actual de reservas), implicando la necesidad de una revisión de la caracterización actual del yacimiento.

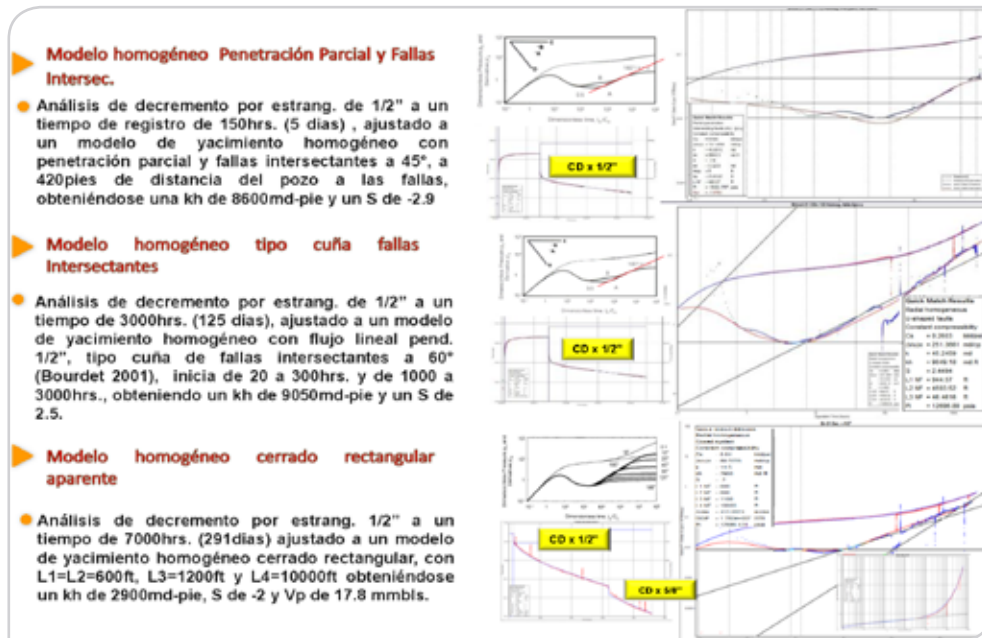


Figura 4. Gráfica log-log de la caída de presión ΔP_{wf} ($= p_i - p_{wf}$) y de la función derivada, dp_{wf}/dt , pozo Bricol 21 a diferentes tiempos de análisis.

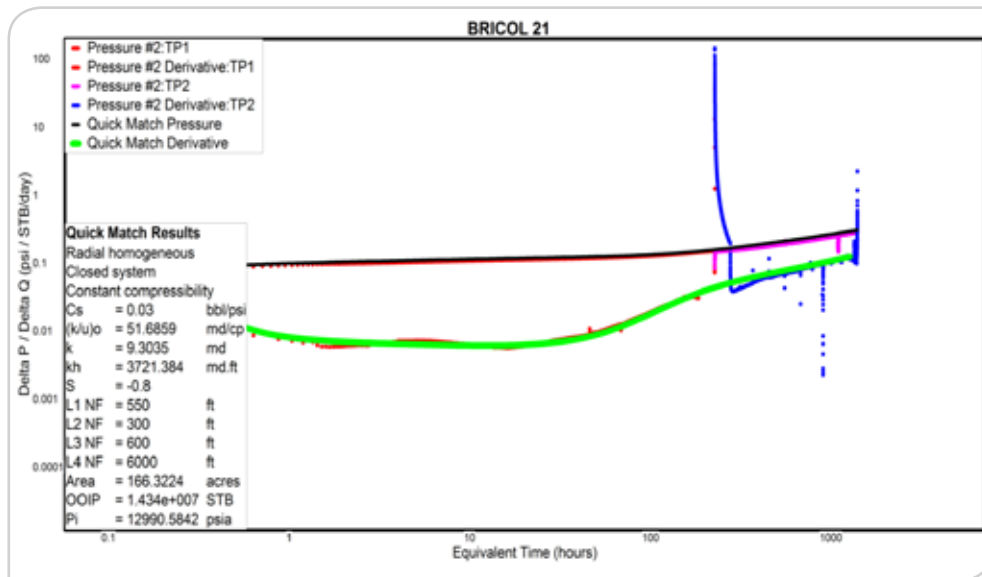


Figura 5. Gráfica log-log de la caída de presión ΔP_{wf} ($= p_i - p_{wf}$) y de la función derivada, dp_{wf}/dt , pozo Bricol 21.

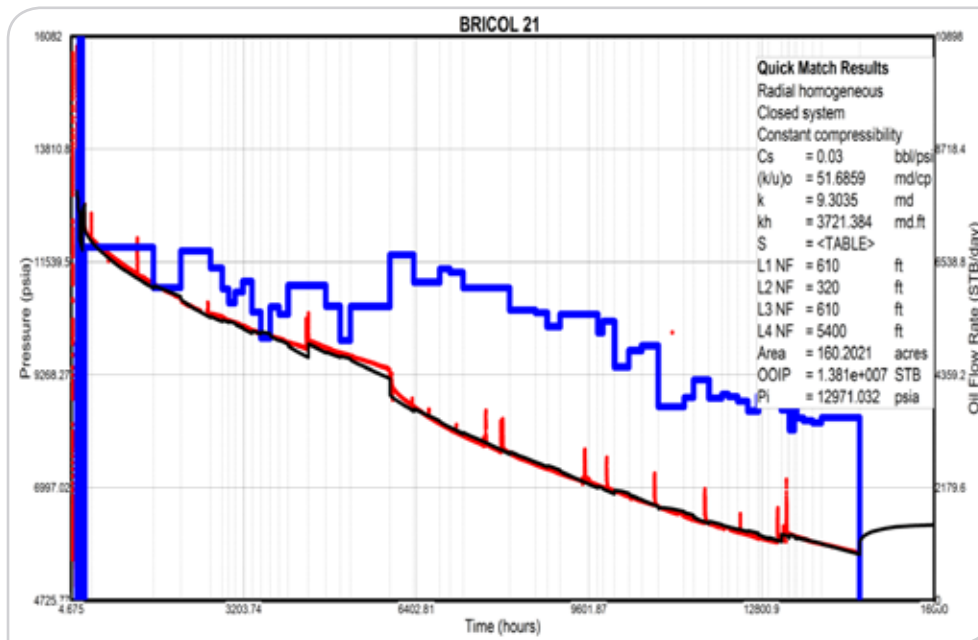


Figura 6. Gráfica log-log de la caída de presión Δp_{wf} ($= p_i - p_{wf}$) y de la función derivada, tdp_{wf}/dt , pozo Bricol 21 a diferentes tiempos de análisis.

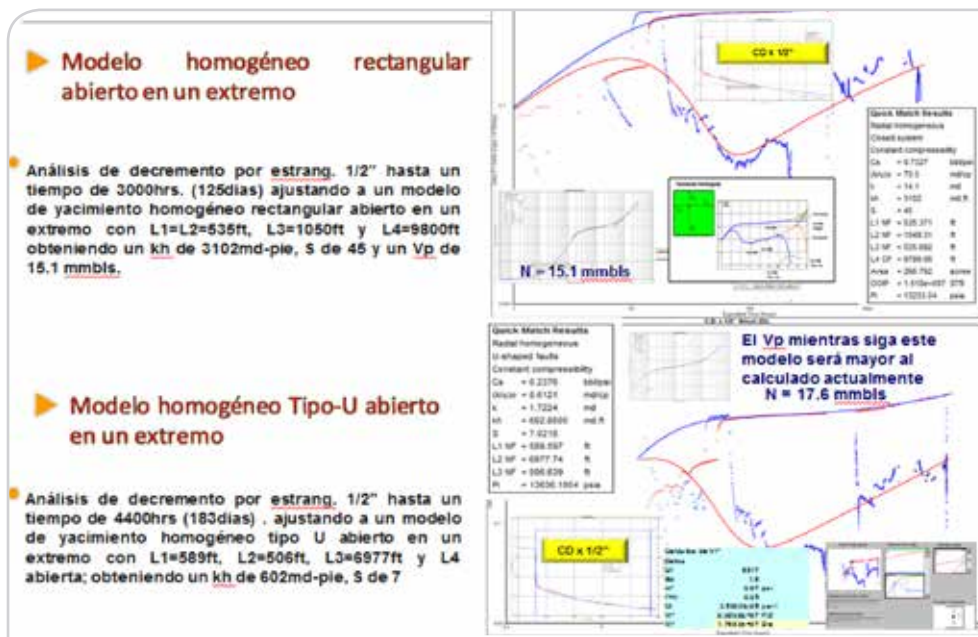


Figura 7. Gráfica log-log de la caída de presión Δp_{wf} ($= p_i - p_{wf}$) y de la función derivada, tdp_{wf}/dt , pozo Bricol 2DL a diferentes tiempos de análisis.

Finalmente se trató de efectuar una caracterización dinámica final considerando el comportamiento histórico de presión con datos del sensor de fondo y producción con aforos y estimados; dado que el pozo también no cuenta con información de una prueba de incremento; se trató de ajustar su comportamiento sin lograr resultados satisfactorios, por lo que el análisis no es concluyente, ya que se observa que la tendencia de presión final no se ajusta con la real debido a que los aforos no son consistentes con la realidad, por lo que se requiere en un futuro efectuar mediciones convencionales para obtener datos más precisos.

De acuerdo al análisis de los tres pozos, se concluye que el sistema está compuesto por bloques compartimentalizados, **Figura 8**, con diferentes características petrofísicas y

de fracturamiento, lo que hace suponer que el modelo estructural es complejo y será difícil de ajustar un buen modelo de simulación numérica. Debido a esta problemática es necesario disponer de buena información sísmica con atributos excelentes que definan la extensión de los bloques y del sistema de fracturas, además de contar con información suficiente por pozo, como son registros de imágenes resistivas o acústicas, sónicos bipolares y núcleos orientados, que ayuden a definir la geometría de las fallas y fracturas, para complementar integralmente, reducir el riesgo y determinar las mejores zonas para perforar en forma perpendicular al plano de fracturas, que es lo que puede contribuir principalmente al aporte de producción en pozos nuevos.

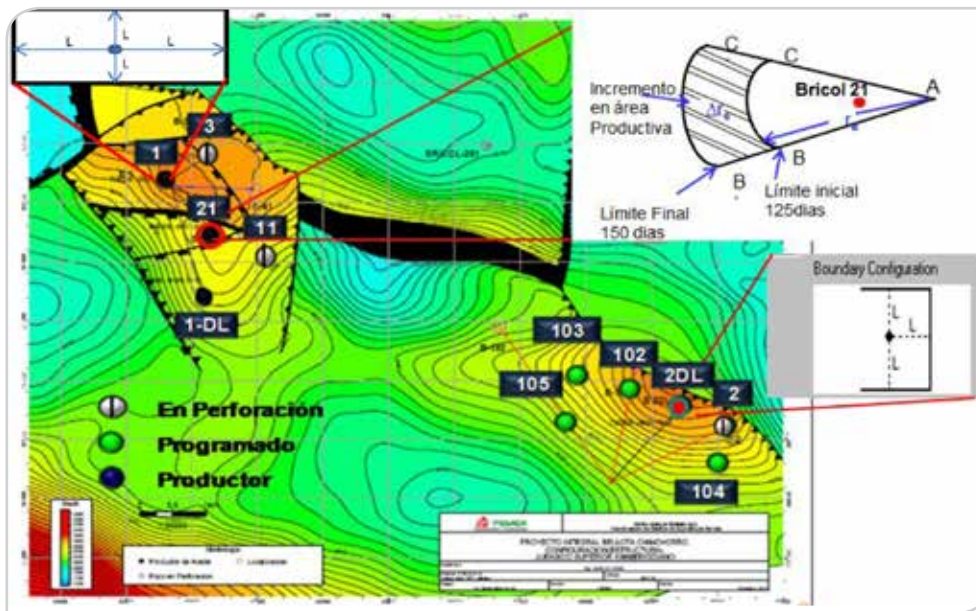


Figura 8. Plano estructural del Campo Bricol caracterizado con el resultado de las pruebas de límite.

Campo Madrefil

Para el caso del pozo Madrefil 1, **Figura 9**, se toma en cuenta la información del sensor de superficie, considerando efectos multifásicos despreciables dentro del pozo, de tal forma que la presión de superficie sea paralela a la del fondo; con el análisis de la prueba de límite de 625 días, se efectuó una interpretación del comportamiento de presión empleando los aforos y gastos reportados de producción, tomando los resultados obtenidos como aproximados de apoyo a la caracterización del yacimiento. La suposición anterior se considera apropiada con base en lo observado en pozos con características mecánicas y de flujo similares, que cuentan con sensores de fondo y superficie, como es el caso de los pozos del Campo Bricol, donde se han observado tendencias de paralelismo entre la presión de fondo y superficie².

Sección Técnica

De acuerdo al análisis anterior, el comportamiento de la FDP se ajustó a un modelo de fallas paralelas distantes del pozo 462 y 1511 m, un k_h de 7115 md-pie, que es buena de acuerdo a la productividad elevada del pozo Madrefil-1, un daño de 35, y aparentemente la frontera se ajusta a un modelo de celdas o bloques compartidos con un volumen poroso estimado de 148 MMbbls de aceite, el cual es superior al reportado oficial de reservas

al 1º de enero de 2012, que fue de 45 MMbbls, el modelo estima un bloque adyacente con buen potencial, que se refleja en el comportamiento actual de la presión-producción del pozo, **Figura 10**, lo cual representa un reto para los geocientíficos con la información sísmica, geológica y petrofísica con la que se cuenta, así como el poder determinar dónde desarrollar el campo con el fin de incrementar la producción.

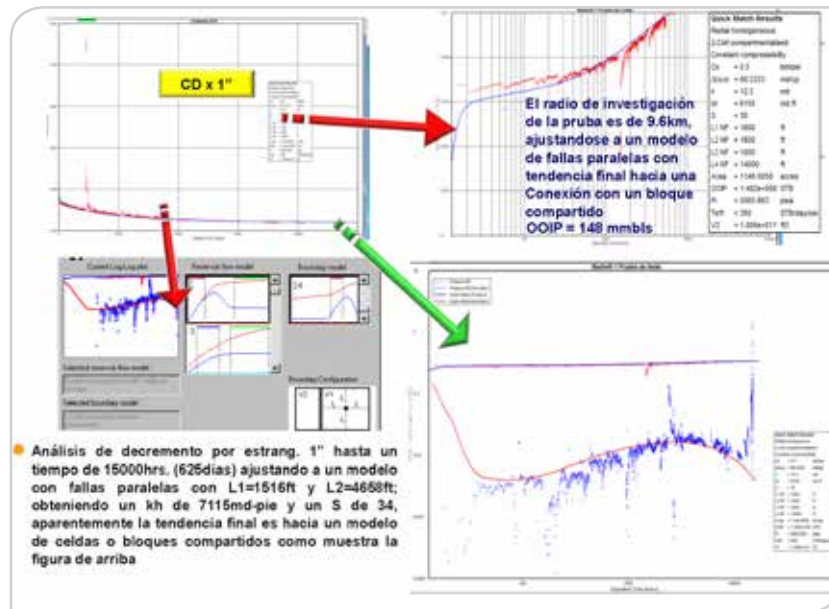


Figura 9. Plano estructural del Campo Madrefil.

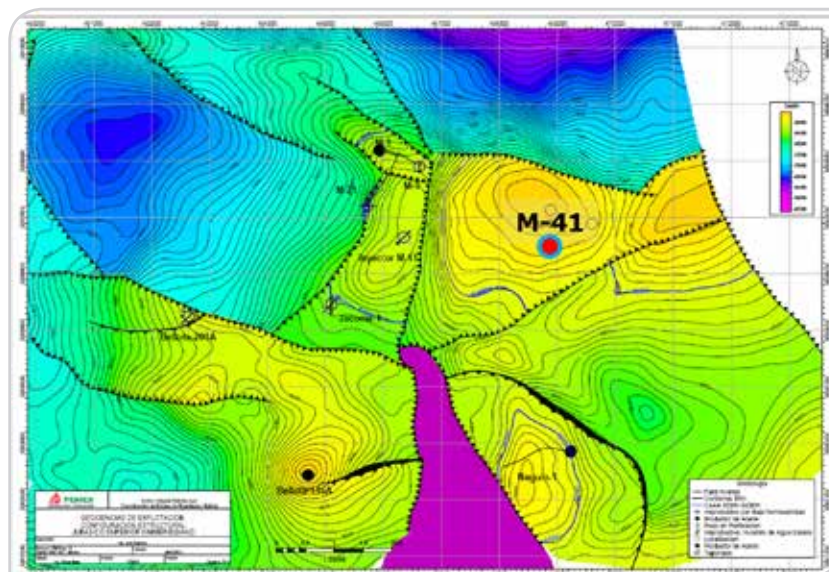


Figura 10. Gráfica log-log de la caída de presión ΔP_{wf} ($= p_i - P_{wf}$) y de la función derivada, $t dp_{wf}/dt$, pozo Madrefil-1.

Observaciones y conclusiones

Con base en el análisis realizado en este trabajo, se pueden establecer las observaciones y conclusiones siguientes:

1. Las pruebas de límite son esenciales para la caracterización de los yacimientos, lo cual permite tener una idea de la geometría de los mismos y sirve de apoyo a los geocientíficos en proponer mejores localizaciones.
2. Con este tipo de pruebas de larga duración en que se emplean sensores de fondo y superficie

que registran datos en tiempo real, se obtienen mejores resultados.

3. Con la información adquirida por medio de los sensores de fondo y superficie, se pueden efectuar análisis a tiempos largos que permiten detectar las fronteras del yacimiento.
4. Es necesario efectuar mediciones convencionales del gasto de los pozos a tanque, para disponer de datos reales que permitan un buen ajuste para la respuesta de presión.

Referencias

Bourdet, D. 2002. *Well Test Analysis: The Use of Advanced Interpretation Models*. Amsterdam: Elsevier.

Cinco Ley, H. Caracterización Dinámica de Yacimientos. Asesoría y Servicios Petroleros, S.A. de C.V. – DEPFI, UNAM.

Earlougher, R.C. Jr. 1977. *Advances in Well Test Analysis, Vol. 5*. Richardson, Texas: Monograph Series, SPE.

Téllez Centeno, G., Flores García, J. y Samaniego Verduzco, F. 2011. Prueba de Límite de Larga Duración en el Pozo Bricol 21, para Determinar la Extensión del Yacimiento. Congreso Mexicano del Petróleo, Puebla, Pue.

Semblanza

Ml. Guadalupe Téllez Centeno

Maestro en Ingeniería Petrolera con opción en Física de Yacimientos, egresado de la Universidad Nacional Autónoma de México y Licenciatura en Ingeniería Petrolera en el Instituto Politécnico Nacional.

Ingresó a Pemex en noviembre de 1987, como Ingeniero de yacimientos en el Distrito de Comalcalco, Tabasco. Laboró en el Departamento de Ingeniería Petrolera, en las áreas de diseño y operación de pozos, posteriormente en el mismo distrito como ingeniero de yacimientos; en las áreas de evaluación de reservas de hidrocarburos, caracterización de yacimientos, en el análisis y evaluación del comportamiento de yacimientos, análisis de pruebas de presión y simulación numérica. Ha participado en diversos proyectos de desarrollo de los campos Caparroso–Escuitle-Pijije, Sen, Luna-Palapa–Tizón. Participó como líder VCD de los proyectos Tizón-Cráter-Kilba y Delta del Grijalva. Encargado del Proyecto Integral Delta del Grijalva, ha participado en los proyectos, Bellota-Chinchorro, Jujo-Tecomocán y actualmente en Golpe-Puerto Ceiba del Activo Integral Bellota-Jujo.

Ha presentado diversos trabajos técnicos en los foros de la AIPM Delegación Comalcalco y Villahermosa y en Congresos de la AIPM. Es socio de la Asociación de Ingenieros Petroleros de México y del Colegio de Ingenieros Petroleros de México.