

Análisis dinámico inicial del Campo Tsimin, anomalías del daño, interferencia, flujo no-Darciano y concepciones de yacimiento naturalmente fracturado

M. en I. José María Petríz Munguía

jose.maria.petriz@pemex.com

Dr. Rodolfo Gabriel Camacho Velázquez

rodolfo.gabriel.camacho@pemex.com

Ing. Blanca Estela González Valtierra

blanca.estela.gonzalezv@pemex.com

Pemex

Información del artículo: Recibido: enero 2013-aceptado: octubre 2013.

Resumen

La evaluación de parámetros de yacimiento mediante el análisis de pruebas de variación de presión, es una práctica común para comprender el comportamiento dinámico de un yacimiento. La planeación adecuada de estas pruebas durante la etapa de exploración como la de desarrollo, permite identificar las características del sistema pozo-yacimiento, que permiten establecer criterios para la mejora de la productividad de los pozos, así como para afinar los modelos estáticos y numéricos del yacimiento. El objetivo de este artículo es presentar los avances que se tienen en el análisis dinámico del Campo Tsimin Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK), con base en las pruebas realizadas en sus primeros pozos de desarrollo; se muestran los resultados de las interpretaciones realizadas en los pozos Tsimin-1 y 12, así como la planeación y ejecución de una prueba de interferencia, considerada como fundamental para asegurar la obtención de la compresibilidad de la formación en la etapa temprana de la explotación del campo. Se revisa el comportamiento de presiones estáticas de fondo y mediante el empleo de técnicas como el “superpozo” se estimaron áreas de drene y volúmenes asociados. Finalmente se muestra un panorama de los retos que presenta la formación Cretácico del Campo Tsimin, de acuerdo a lo observado durante la prueba DST, se analizan los conceptos de flujo no-Darciano y yacimiento de doble porosidad, relacionando este último a la concepción de medio poroso naturalmente fracturado en contraste con el comportamiento observado en la formación JSK.

Palabras clave: Análisis dinámico, pruebas de variación de presión, prueba de interferencia, flujo no-Darciano, productividad de pozos, yacimiento naturalmente fracturado.

Initial dynamic analysis of Tsimin Field: damage anomaly, interference, non-darcy flow and concepts of naturally fractured reservoir

Abstract

Reservoir evaluation through well test analysis is a common practice to understand the dynamic behavior of a reservoir. A right design of data acquisition program in exploration and development wells, allow us to identify features of the well-reservoir system to establish criteria for well productivity enhancement as well as static and numerical models improvement. The focus of this article is to review the dynamic analysis of Tsimin field in an Upper Jurassic formation, based on well test interpretation of the first development wells Tsimin 1 and 12, and an interference test design and interpretation between these wells is analyzed in order to obtain formation compressibility in an early stage of the field development strategy. The behavior of static reservoir pressures is analyzed applying dynamic reservoir characterization technics in order to establish drainage areas and associated volumes. Finally, the challenges of Middle Cretaceous Formation of Tsimin field are presented according to the analysis and results of a drill stem test, non-Darcy flow and double porosity behaviors are analyzed, this last concept is related to the naturally fractured reservoir concept in contrast with the behavior of the Jurassic formation.

Keywords: Dynamic analysis, well test analysis, interference test, non-Darcy flow, well productivity, naturally fractured reservoir.

Introducción

El proyecto de desarrollo Tsimin–Xux, forma parte del plan estratégico y operativo de la Subdirección de Desarrollo de Campos, por lo que su desarrollo contribuirá con el cumplimiento de las metas planteadas en el programa estratégico 2013–2048 de Pemex Exploración y Producción. El yacimiento principal que contempla este proyecto se clasifica como de gas y condensado (Tsimin JSK) y de aceite volátil (Tsimin Cretácico), con una densidad que varía de 39–45 °API, a una profundidad de 5500–6300 mvbnm. De las características más importantes de estos campos se destacan las altas presiones (820–840 kg/cm²) y temperaturas (165–180°C) típicas de la zona, las cuales demandan tecnología especial para soportar condiciones hostiles de trabajo; por otro lado, se encuentra el alto rendimiento de condensado de gran valor comercial.

Los resultados obtenidos durante la evaluación del pozo Tsimin–1 en la fase exploratoria, presentó pruebas no concluyentes derivado de tiempos de espera por barco de proceso y el agotamiento consecuente de la batería de los sensores de memoria del aparejo DST, situación que impidió evaluar las características del sistema pozo yacimiento;

únicamente fue posible obtener observaciones cualitativas en función del tiempo de recuperación de presión y los aforos realizados establecieron la noción de un pozo con alto potencial productor.

Durante la etapa de desarrollo del campo y la recuperación del pozo Tsimin–1, las metodologías y prácticas empleadas en la terminación de pozos y programas de toma de información, han contribuido a optimizar los tiempos de cierre en curvas de incremento, evitando así, el diferimiento consecuente de producción, así como la programación de actividades adicionales como es el caso de la prueba de interferencia entre los primeros pozos productores del Campo Tsimin JSK, obteniendo con esto parámetros de importancia como son: la capacidad de flujo promedio entre la zona de estudio y la compresibilidad de la formación.

Los resultados puntuales de cada prueba de presión realizada, sugieren efectos de daño por invasión de fluidos así como efectos de penetración parcial como principales componentes en la caída de presión de la formación al pozo; sin embargo, se detectan valores anormales de daño que sugieren efectos relacionados a presencia de fluidos ajenos a la formación y que únicamente muestran efecto durante

el cierre del pozo y no durante las etapas de flujo, tal como se ha revisado en literatura especializada sobre el tema de daño a la formación.

El empleo de técnicas de análisis de pruebas a diferentes gastos en régimen pseudo-estacionario ha servido de soporte para corroborar los efectos de la penetración parcial y poder optimizar los esquemas de terminación y la disminución de la caída de presión por este efecto; en el caso de la formación del Cretácico el uso de estas técnicas permite estimar que aproximadamente el 50% de la caída de presión en fondo está asociada a efectos de flujo no-Darciano, consistente con la naturaleza fracturada del medio con flujo predominante a través del sistema de fracturas. Estudios de caracterización dinámica han sido factibles mediante la adquisición de la información durante el tiempo de explotación del Campo Tsimin JSK, aprovechando los elementos disponibles para realizar una mejor descripción del yacimiento y que servirá de base para futura información que se integre al proyecto.

Generalidades del Campo Tsimin

El **Proyecto Tsimin-Xux** comprende los campos Tsimin, Xux y Kab bloque Kinbe; se localiza en aguas territoriales del Golfo de México frente a las costas de Tabasco y Campeche, en un tirante de 15 a 25 m. Está limitado al Norte por la isobata de 500 m, al Sur por las costas de los Estados de Campeche, Tabasco y Veracruz, al Este por los Activos de Producción Litoral de Tabasco y Abkatun-Pol-Chuc y al Oeste por la Región Norte. El Campo Tsimin se encuentra ubicado en aguas territoriales del Golfo de México, aproximadamente a 62 km de la terminal marítima de Dos Bocas, Paraíso, Tabasco, en tirantes de agua de 14 metros. Los yacimientos del proyecto se ubican principalmente en carbonatos fracturados (cuenca) del Cretácico Medio-Inferior, con

características petrofísicas de porosidad del orden de 3 a 7% y saturaciones de agua de 26 a 30 %, así como rocas carbonatadas dolomitizadas (bancos oolíticos) del Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK), con porosidades de 8 a 12% y saturaciones de agua del orden del 11%. La formación JSK tiene una relación condensado-gas de 888 m³/m³, el yacimiento Cretácico de aceite volátil presenta una RGA de 450-650 m³/m³.

Tsimin-1, evaluación y recuperación del JSK

Inicialmente, el pozo exploratorio Tsimin-1, localizado al suroeste del Campo May, se perforó hasta la profundidad de 5728m, su objetivo consistía en evaluar producción comercial de hidrocarburos en los horizontes de la formación JSK pertenecientes a las facies de laguna y el banco oolítico; así mismo evaluar la formación cretácico, al final de las pruebas únicamente se evaluó JSK, sin embargo, la información obtenida del sensor de memoria del aparejo DST no se obtuvo en la primera prueba y fue escasa en la segunda, imposibilitando evaluar características del sistema pozo-yacimiento en términos de la función derivada, con el cierre efectuado posterior a un periodo de limpieza al término de una estimulación parcial al intervalo 5282-5340m.

En la **Figura 1**, en las imágenes a y b se observa una recuperación rápida de presión, lo que sugiere una formación de buenas propiedades petrofísicas, sin embargo, las caídas de presión durante el flujo hacen referencia a la presencia de daño en la formación. Mediciones realizadas por diferentes estranguladores presentaron un gasto máximo de 4,354 bpd de condensado y 13.80 MMpcd de gas, por estrangulador de ½", con presiones en superficie de 383 kg/cm².

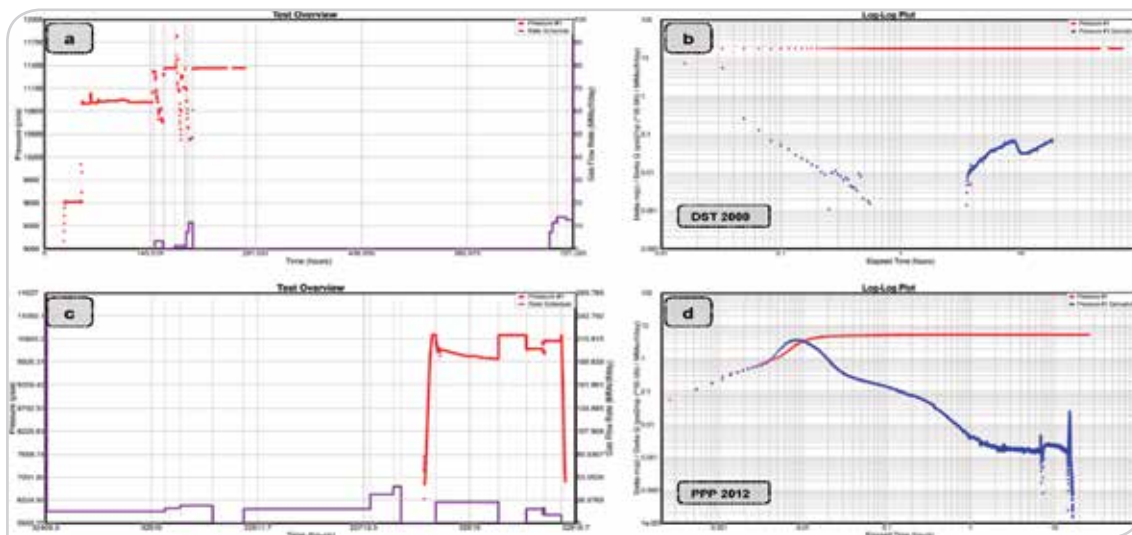


Figura 1. Eventos y evaluación en tiempo, pozo Tsimin-1 (5282-5340m).

Durante la recuperación del pozo, se planifica la toma de información en función de determinar la presencia de daño a la formación haciendo uso de los modelos de flujo multifásico, realizar estimulación en caso de requerirse y posteriormente llevar a cabo una adquisición de información de fondo mediante sonda de presión y temperatura; la Figura 1 en las imágenes c y d, presentan la respuesta de presión y función derivada con una mejor definición.

Es importante señalar que en ambos eventos de la evaluación del pozo, las respuestas observadas son posteriores a tratamientos de estimulación, la cual durante la recuperación presentó beneficios al incrementar la presión en superficie de 238 a 420 kg/cm² por estrangulador de ¾", con gastos mayores de 4,433 bpd y 20.53 MMpcd, de 6,470 bpd y 33.78 MMpcd. La programación de 60 horas de curva de decremento previo al cierre, se establece para tener una mejor respuesta del yacimiento, evitando tener afectaciones por el tiempo de producción dado que es un yacimiento nuevo, el cierre se programó de 26 horas

evitando diferir producción como lo harían los cierres tradicionales de 80 horas.

La estrategia de análisis consistió en definir los periodos de flujo observados en la función derivada; en la Figura 2a se determina efecto de almacenamiento hasta aproximadamente 0.03 horas, un efecto de transición que se puede relacionar a flujo esférico de 0.05 a 0.08 horas; sin embargo, éste se puede ver enmascarado por el efecto de almacenamiento precedente; la Figura 2b presenta el segundo cierre realizado en comparación al primero con el objetivo de disminuir el efecto de almacenamiento y evidenciar el flujo esférico. Posteriormente se observa una transición entre 0.1 y 2 horas llegando finalmente a un periodo de flujo radial de 2 a 6.6 horas, lo cual es suficiente para definir propiedades del yacimiento sin riesgo de distorsiones por el tiempo de producción previo al cierre. La Figura 2c y 2d muestra el análisis semilogarítmico y la reproducción de los eventos de presión durante la prueba.

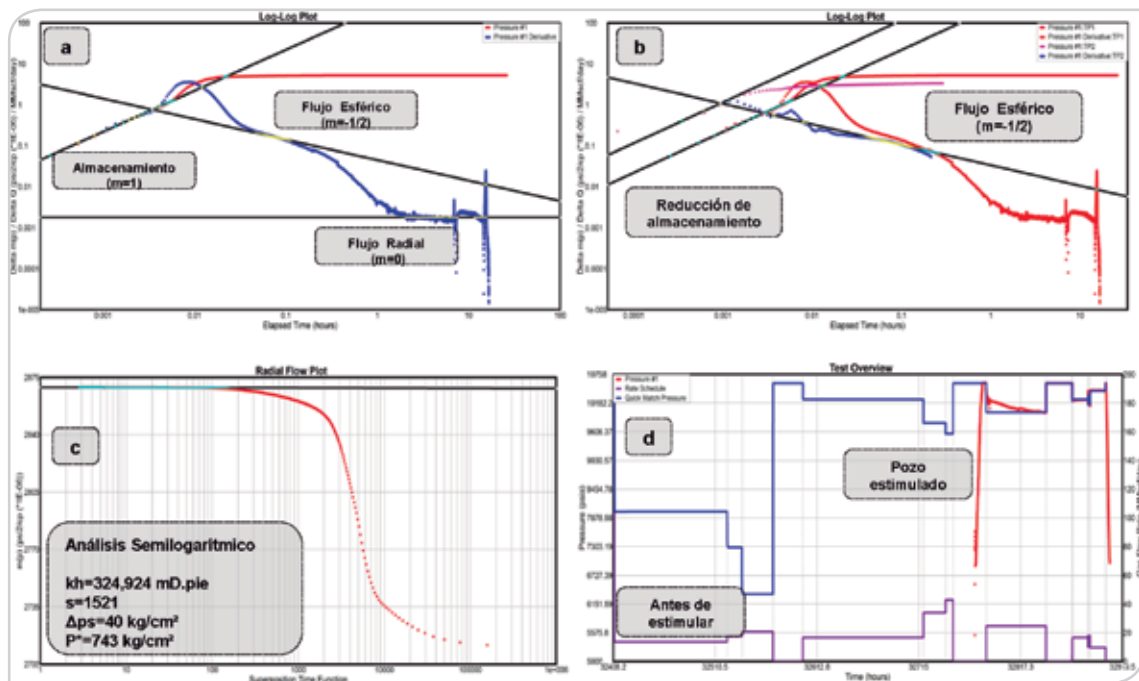


Figura 2. Análisis del Incremento de presión, Tsimin 1, 5282-5340m (JSK).

Del periodo de flujo radial, se estimaron los parámetros del sistema pozo-yacimiento, con base en un modelo de flujo radial homogéneo, pozo con daño y frontera infinita, se estimó una **kh de 324,924 mD·pie**, **daño (s) de 1521.30**, caída de presión por daño (**Δps**) de **40 kg/cm²** y una presión inicial (**Pi**) de **743 kg/cm²**. Del análisis se establece una capacidad excelente de flujo; sin embargo, el valor de daño determinado se considera anormal y sugiere la posibilidad de discretizar efectos que contribuyen al valor de daño total, los principales pseudodaños por mencionar: mecánico, penetración

parcial y flujo no laminar (turbulencia), este último debido a la naturaleza del fluido producido.

Para discretizar los efectos de daño por turbulencia, se aplicó la metodología de **Camacho et al. (SPE 26180)**, la cual sugiere que la ordenada al origen de una gráfica de la función derivada vs el inverso de la raíz cuadrada del tiempo permitirá obtener el valor de la capacidad de flujo de la formación (kh), así mismo, se puede estimar el daño total haciendo una analogía al número de Reynolds, la **Figura 3a y 3b** muestran las gráficas especializadas.

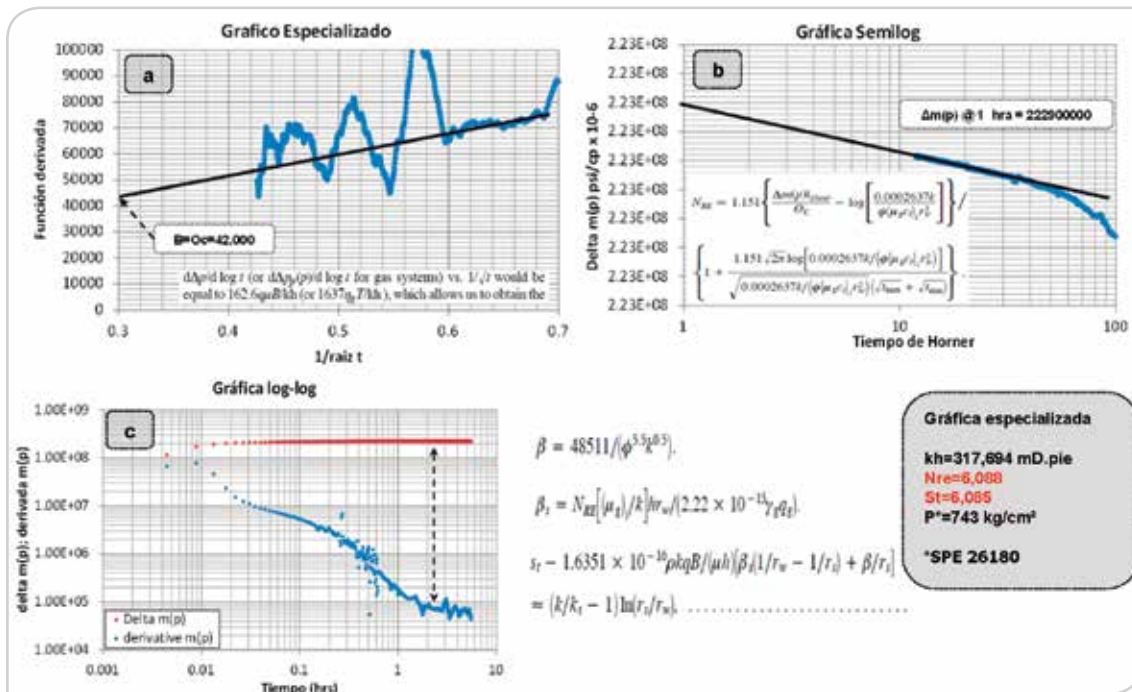


Figura 3. Gráficas especializadas, Tsimin-1, 5282-5340m (JSK).

Aplicando las ecuaciones correspondientes se determinó una capacidad de flujo (**kh**) de **317,694 mD*pie**, el cual es muy similar al valor obtenido del análisis semilogarítmico, así mismo, se estimó un **número de Reynolds (NRe) de 6088**, siendo este valor en órdenes de magnitud muy elevado, lo cual, tiene sentido en términos del valor estimado del análisis semilogarítmico y es razonable, tomando en consideración, que la separación entre la función derivada y la delta $m(p)$ es superior a tres ciclos logarítmicos.

Se aplicaron las ecuaciones mostradas en la **Figura 3c**, estimando valores de daño total (**St**) del **orden de 6085** (aplicando la fórmula de Hawkins), lo anterior hace referencia a que la contribución del efecto de flujo no laminar a la caída de presión por daño no es el pseudocomponente de mayor impacto; sin embargo, los resultados obtenidos son del tipo cualitativo. Los eventos relacionados con el periodo de almacenamiento del pozo, entre 0.004 y 0.010 horas, se presenta una “joroba”, característica de segregación de fases en el pozo, **Figura 4**.

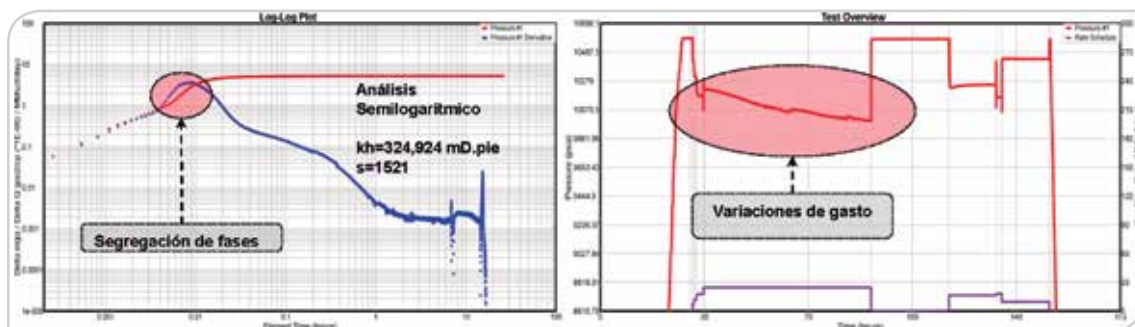


Figura 4. Efectos de pozo, Tsimin-1, 5282-5340m (JSK).

Yeager (SPE 39466), mediante un estudio intensivo sobre diagnósticos para la determinación de los mecanismos del daño, establece que si se tiene presencia de fluidos por debajo del intervalo e incluso este nivel cubre cierta porción de los disparos, durante el decremento se puede tener un patrón de flujo tipo anular y cubrir completamente el intervalo productor, situación que durante el cierre del pozo genera un retorno de fluidos a la formación, generando zonas de bloqueo y por consiguiente valores muy altos de daño; lo anterior puede ser una opción para justificar

la segregación de fases y los altos valores de daño total obtenidos. Con base en los parámetros de yacimiento calculados de la interpretación de la prueba de presión, se realizó el ajuste de la curva de afluencia del pozo, así mismo, se efectuó la estimación de parámetros mediante el método de **Jones-Blount-Glaze**, estableciendo un buen ajuste de las condiciones medidas. La **Figura 5** muestra el gráfico especializado, así como las condiciones de flujo antes y después de la estimulación.

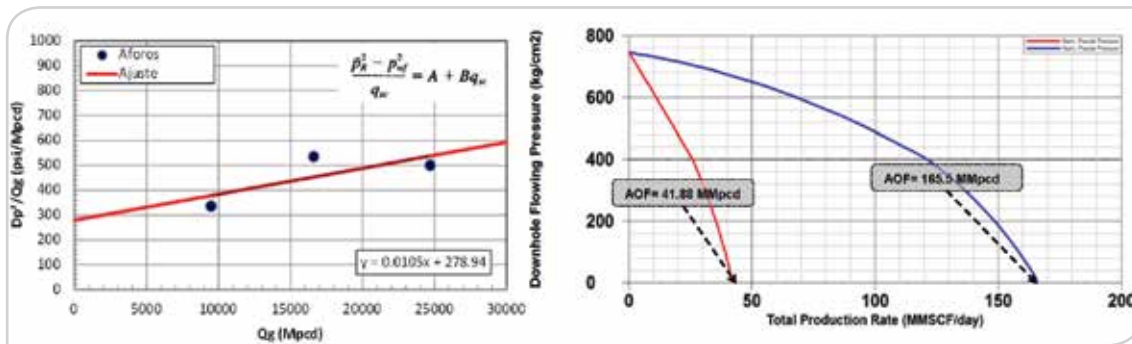


Figura 5. Método de Jones-Blount-Glaze, Tsimin-1, 5282-5340m (JSK).

De los resultados de la interpretación del gráfico especializado y la curva de afluencia se determinó un potencial del pozo (**AOF**) de **165.5 MMpcd**, coeficiente de flujo Darciano (**B**) de **0.6218 (kg/cm²)²/cp/(m³/d)** y un coeficiente de flujo no-Darciano (**F**) de **1.1482 E-07 (kg/cm²)²/cp/(m³/d)²**. Se observa que la estimulación fue exitosa al disminuir la caída de presión de 217 kg/cm² a 48 kg/cm² por estrangulador de 5/8".

Con la metodología de **Jones-Blount-Glaze**, se establece que si la relación de A' con A, siendo A' estimada de la expresión: $A' = A+B(AOF)$, es mayor a dos o tres, entonces existe restricción al flujo. En el caso de los cálculos realizados con los datos de Tsimin1, se estableció la relación $A'/A = 4.4$,

lo que corrobora nuevamente el efecto de la penetración parcial comentada en párrafos anteriores.

Tsimin-12, lecciones aprendidas

Como estrategia de terminación, con base en los resultados mostrados por el pozo Tsimin-1, se programó terminar el pozo Tsimin-12 con mayor área de exposición al flujo a través de un liner ranurado de 94 metros, con la finalidad de reducir el efecto de la penetración parcial en la caída de presión total por daño, la **Figura 6** muestra los periodos de flujo observados.

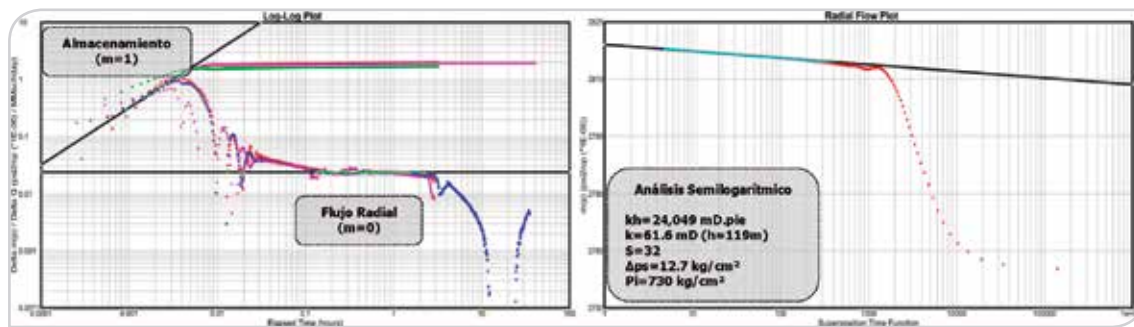


Figura 6. Diagnóstico de flujo, Tsimin-12, 5692-5786m (JSK).

La estrategia de análisis consistió, en definir los periodos de flujo observados en la función derivada, se determina efecto de almacenamiento hasta aproximadamente 0.003 horas, posteriormente se presentan fluctuaciones que se pueden atribuir a efectos inerciales y un efecto de transición de 0.03 a 0.2 horas; finalmente se aprecia un periodo de flujo radial de 0.3 a 1.2 horas, lo cual es suficiente para definir propiedades del yacimiento sin riesgo de distorsiones por el tiempo de producción previo al cierre.

Con base en un modelo de flujo **radial homogéneo, pozo con daño y frontera a presión constante (referido a**

presencia de fallas conductivas a +/-300m), se estimó una capacidad de flujo (kh), de **24,049 mD*pie**, permeabilidad (k), de **61.6 mD ($h=119m$)**, así como un daño total (s), de **32 unidades**, caída de presión por daño (Δps), de **12 kg/cm²** y una presión inicial (Pi), de **729.8 kg/cm²** a la profundidad de 5669m, valor que referenciado a nivel medio del intervalo productor (**5739m**), es de **735 kg/cm²**. La **Figura 7** muestra el ajuste del modelo y el ajuste integral; se observa que con la nueva información sísmica adquirida existen fallas cercanas al pozo Tsimin-12, lo que puede soportar al modelo analítico utilizado.

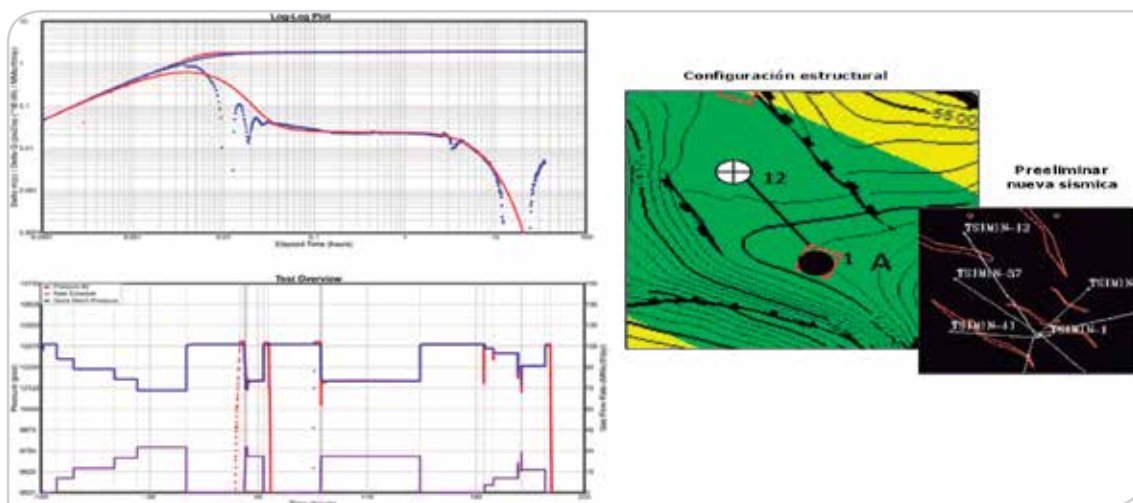


Figura 7. Ajuste del modelo analítico, Tsimin-12, 5692-5786m, (JSK).

Diseño y análisis de una prueba de interferencia

Con la finalidad de conocer parámetros dinámicos de capacidad de flujo (kh) y el producto ϕC_i de la formación, se programó realizar una prueba de interferencia entre los

pozos Tsimin-1 y Tsimin-12; se realizaron los diseños para determinar la magnitud del pulso y el tiempo de atraso del mismo, considerando las propiedades obtenidas de la prueba de presión del pozo Tsimin-1; las sensibilidades se muestran en la **Figura 8**.

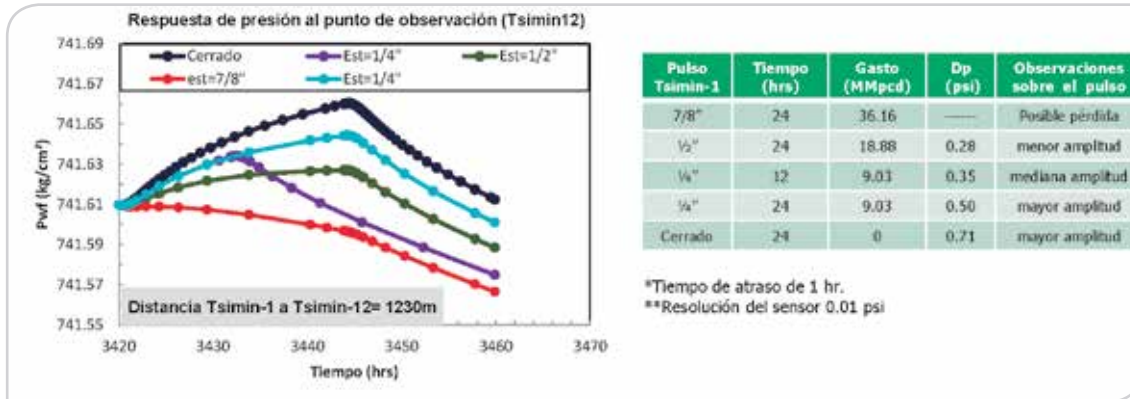


Figura 8. Sensibilidades a la interferencia, Tsimin-1 a Tsimin-12.

De los resultados mostrados se determinó estrangular por 1/4" por 20 horas. La **Figura 9a** muestra el resultado obtenido en Tsimin-12, y la sincronización de gastos con el pozo Tsimin-1 para generar el pulso de presión. La **Figura 9b**, muestra el efecto de tendencia de presión del campo por la producción del pozo Tsimin-1, seguido del

incremento en la presión por el cambio de estrangulador del 1" a 1/4", este cambio generó un ΔQ_g de 41.23 MMpcd, la **Figura 9c** y **9d** presenta la corrección por tendencia de presión, resultando en 0.8 psi y con un tiempo de atraso de dos hrs, así como la respuesta de presión en gráfica log-log.

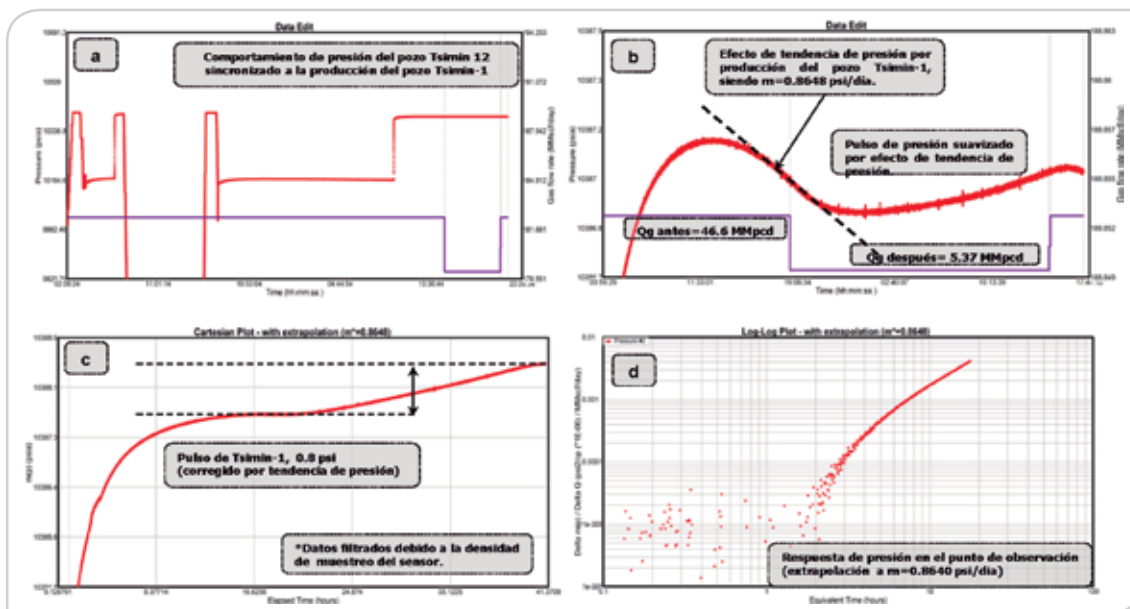


Figura 9. Generación y análisis del pulso de presión.

Una vez realizada la corrección, se analizó la respuesta de presión mediante el ajuste de curva tipo para flujo radial, los resultados obtenidos fueron: capacidad de flujo (k_h) de **117,740 md*pie** y el producto ϕC_t de **3.08 x 10⁻⁶ psi⁻¹**, la **Figura 10** presenta la respuesta de presión y el ajuste de la curva, así

mismo se estableció la determinación de la compresibilidad de la formación en función de la saturación de agua y de la porosidad; como ejemplo, para una saturación de agua del 15% y una porosidad de 12.5%, se tiene una compresibilidad de la formación de $6.6 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$.

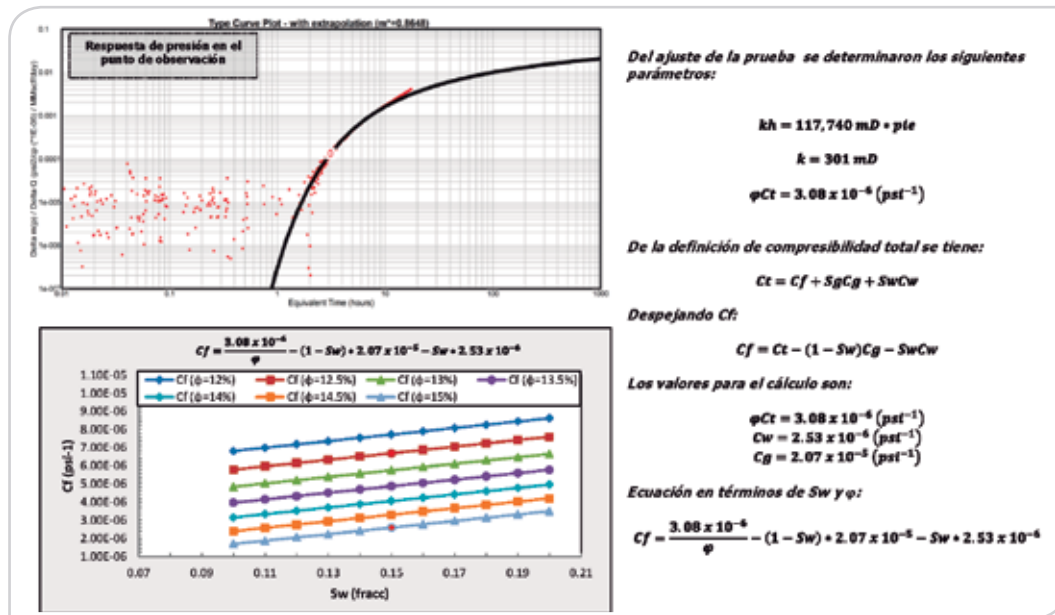


Figura 10. Análisis del pulso en flujo radial.

Se realizó un segundo análisis en geometría de flujo lineal; se observa en la **Figura 11** un buen ajuste, sin embargo los valores obtenidos estiman permeabilidades promedio de **3.4 Darcys** y producto ϕC_t de **2.76 x 10⁻⁵ psi⁻¹**.

la geometría de flujo es lineal, generada por las fallas de la estructura con un ancho de 1,500m entre las mismas. Los valores tan altos de compresibilidad y permeabilidad se pueden considerar como un promedio de las propiedades de la formación, en el cual, se incluyen medios altamente conductivos en la formación.

Lo anterior sugiere que a nivel local se observan geometrías de flujo radiales; sin embargo, entre los pozos de estudio

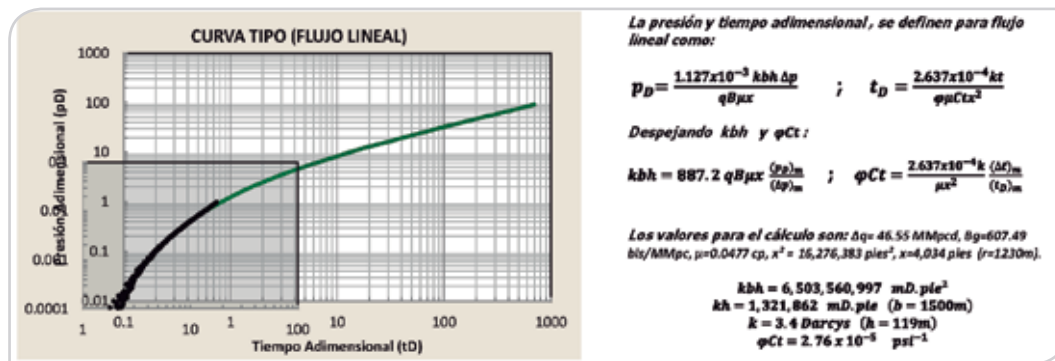


Figura 11. Análisis del pulso en flujo lineal.

Aplicación del método de superpozo

Con la información obtenida de la prueba de interferencia, se realizó la integración de las presiones registradas en fondo y en superficie, así como las producciones de ambos pozos.

La **Figura 12** presenta la sincronización de datos, en la cual, se aprecia una caída de presión de aproximadamente 44 kg/cm² en el periodo comprendido de agosto de 2012 a marzo de 2013; lo anterior permite establecer el área de drene de los pozos del campo, así como el volumen asociado.

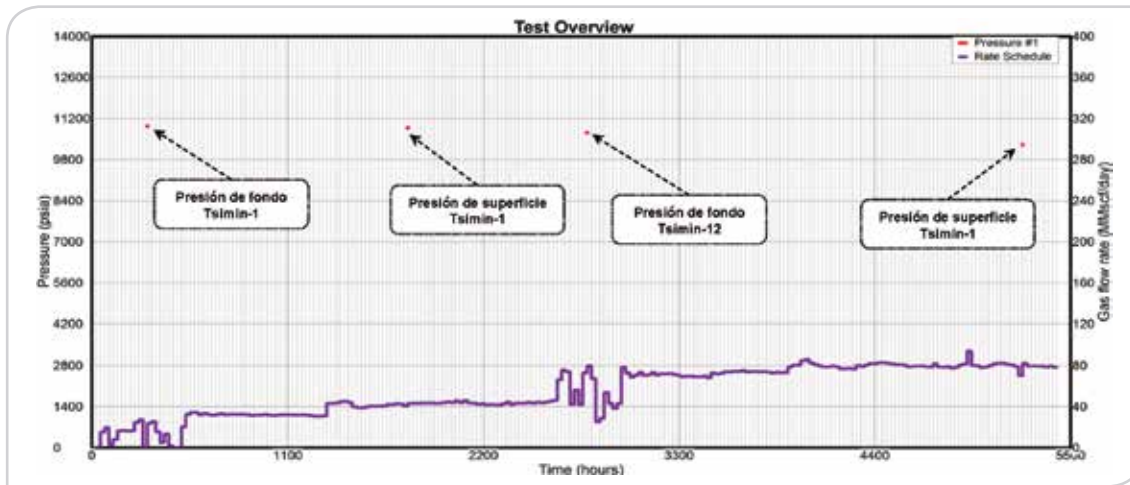


Figura 12. Sincronización de presión-producción, Tsimin JSK.

Los valores de entrada considerados para el análisis son: **capacidad de flujo = 117,125 md*pie**, **radio del pozo = 1,200 pg**, **daño = -4**, **espesor = 119m (banco oolítico)**, **porosidad = 12.5 %** y **compresibilidad total de $2.4 \times 10^{-5} \text{ psi}^{-1}$** .

Los resultados obtenidos presentan un **área de drene de 6.05 km²** y una **presión promedio de 719 kg/cm²**; el ajuste del comportamiento de presión se muestra en la **Figura 13**.

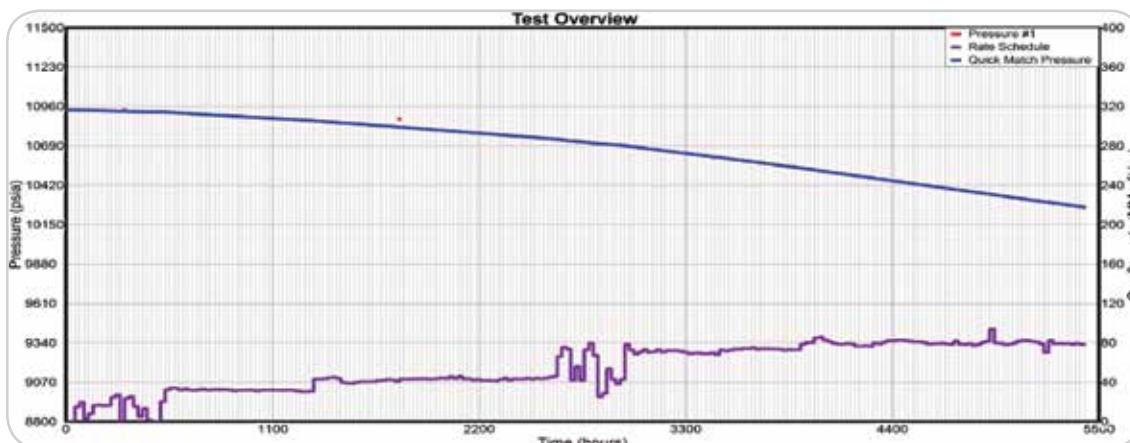


Figura 13. Ajuste de presión, Tsimin JSK.

Finalmente, una vez establecida el área de drene se realizó la simulación considerando un periodo de tiempo de dos meses, a un gasto promedio de 80 MMpcd, periodo comprendido entre enero y marzo del 2013; la **Figura 14**

presenta la gráfica log-log estableciéndose el régimen de flujo pseudoestacionario, así como la gráfica cartesiana que determina un **volumen de gas de 551.663 bscf**.

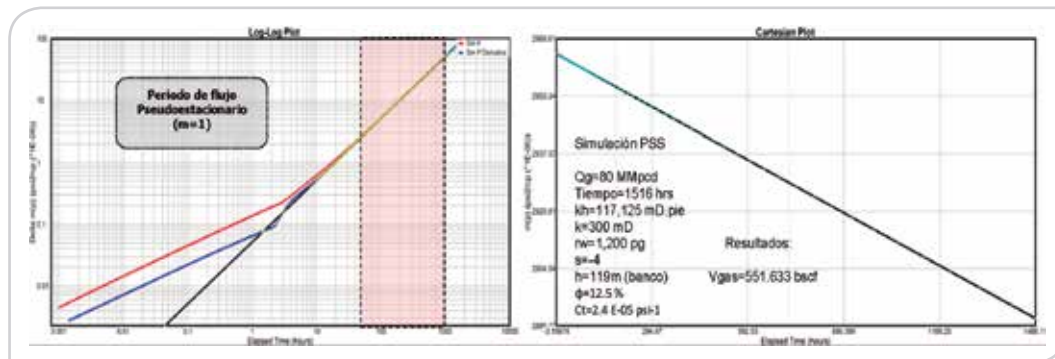


Figura 14. Determinación del periodo pseudoestacionario, Tsimin JSK.

Los resultados obtenidos en esta etapa de la explotación del Campo Tsimin-JSK mediante el análisis dinámico de la información obtenida, abre la posibilidad de tener un yacimiento con diferentes bloques productores y respalda la nueva información sísmica obtenida para el desarrollo del campo.

la información obtenida es útil para la caracterización de este horizonte productor.

Panorámica de la formación Tsimin Cretácico

La información disponible acerca del comportamiento de la formación Cretácico del Campo Tsimin, se centra en la prueba DST realizada en el pozo Tsimin-1DL (exploratorio). Como es común en pruebas efectuadas en pozos exploratorios en la región marina, la disponibilidad y capacidad de barcos de proceso no permite realizar flujos de larga duración; sin embargo,

Dentro de las ventajas de realizar una prueba DST, está el poder realizar el cierre en fondo, el cual, particularmente en este caso, es la base para la obtención de propiedades características del sistema matriz-fractura. Campos análogos a Tsimin, han demostrado la importancia y la necesidad de identificar la distribución de la red de fracturas, información que permite mejorar la estrategia de desarrollo; no obstante, aún se realizan estudios para poder aproximarse más al entendimiento de este tipo de yacimientos. La **Figura 15** presenta los eventos realizados, así como, los cierres sobrepuestos durante la prueba; se observa que el uso del cierre en fondo es esencial para permitir visualizar la forma característica de un yacimiento de doble porosidad.

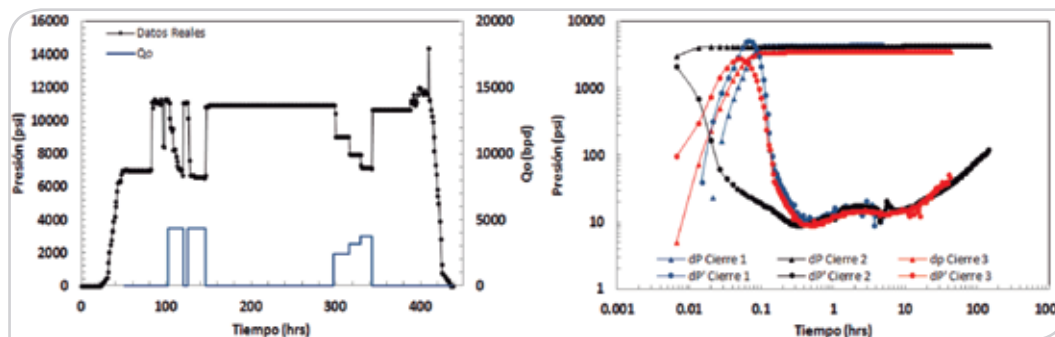


Figura 15. Eventos y cierres del pozo Tsimin 1DL, (Cretácico).

Considerando los tiempos de producción antes de los cierres, los efectos posteriores a dos horas se deben de tomar con cautela, en términos de determinación de efectos del yacimiento, como es el caso de fronteras. Los análisis realizados tanto analítica como numéricamente, se efectuaron debido a que el ajuste integral de los eventos

realizados no alcanza los mismos niveles de presión, lo anterior debido posiblemente a efectos de frontera, compartimentalización, o bien, como lo muestran los resultados de la **Figura 16**, la baja transmisibilidad de la matriz al sistema de fracturas.

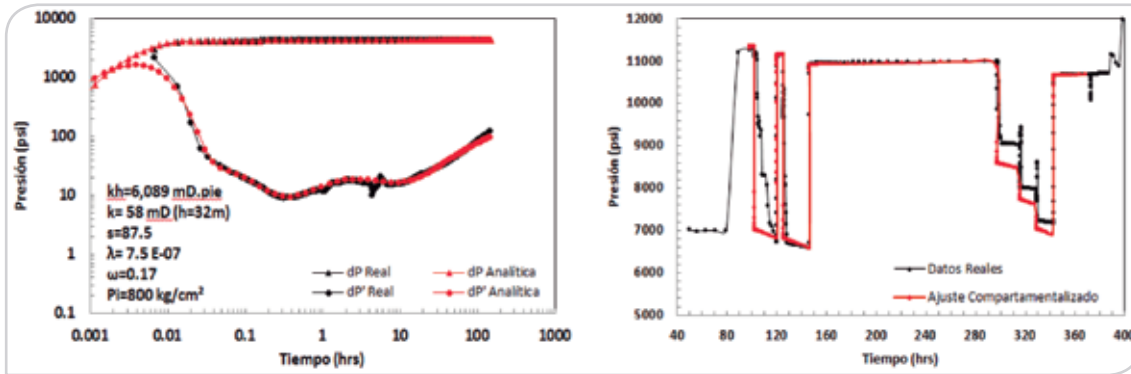


Figura 16. Estimación de parámetros y ajuste de Tsimin 1DL, (Cretácico).

De los resultados obtenidos del ajuste de la curva de incremento, se aprecia que nuevamente se obtiene un factor de daño de gran magnitud; así mismo, el ajuste integral de la presión no aplica a los niveles de los decrementos realizados; de acuerdo al comportamiento de presión, se puede establecer la consideración de que se alcanzó el régimen pseudoestacionario y emplear los métodos de análisis de gastos como el de **Jones et al.**

La **Figura 17** presenta la aplicación de este gráfico especializado en la determinación de parámetros, siendo de interés el efecto de daño dependiente del gasto, factor que permitirá efectuar la corrección correspondiente al factor de daño.

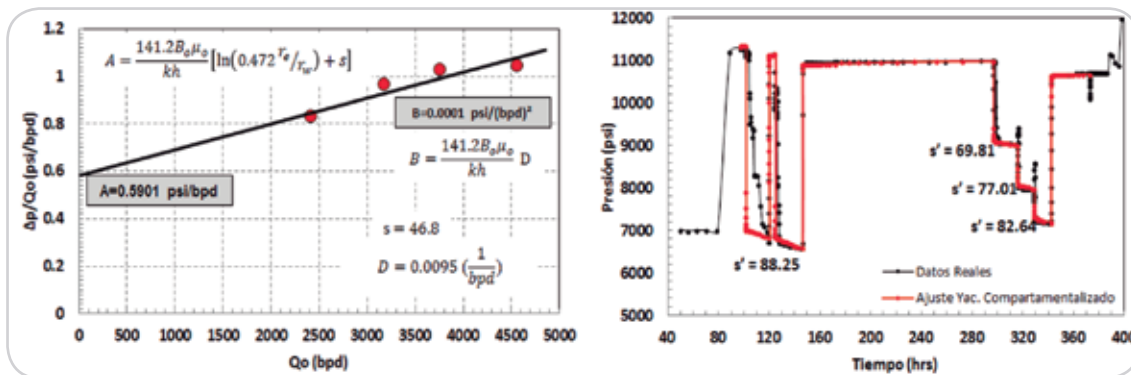


Figura 17. Obtención del parámetro “D” y ajuste final de Tsimin 1DL, (Cretácico).

Realizado el ajuste con las correcciones necesarias, se aprecia que el daño mecánico es alto, sugiriendo otros factores como penetración parcial y daño por invasión de fluidos; sin embargo, es importante resaltar que en el valor de daño total, es causado el 53% efecto de flujo no-Darciano, el cual es un factor a considerar en términos de ritmos de explotación, así como, el efecto de este fenómeno en yacimientos de aceite de alto encogimiento.

Los resultados obtenidos de la interpretación de la prueba de presión-producción en la formación Cretácico, son consistentes con el concepto de yacimiento naturalmente fracturado, en el cual el medio principal de conducción de la formación al pozo son las fracturas; sin embargo, en el caso de la formación JSK, se observa que el comportamiento dinámico de las pruebas de presión e interferencia, sugieren un yacimiento naturalmente fracturado con comportamiento pseudohomogéneo; lo anterior, se debe al microfracturamiento y la buena porosidad que existe en la formación.

Conclusiones

La experiencia obtenida a través de la información tomada durante la etapa de desarrollo del campo Tsimin JSK, así como, la etapa de exploración de Tsimin Cretácico, hacen referencia a concepciones diferentes acerca de un yacimiento naturalmente fracturado, siendo en el primer caso un comportamiento más homogéneo derivado de las buenas propiedades al flujo que presenta la formación, situación contraria en el segundo caso, en el cual se requiere de conectar las zonas con mejor densidad de fracturamiento, relacionado a no tener una continuidad en la distribución de estas redes.

Los casos presentados en ambos horizontes productores, son coincidentes en altos factores de daño, que como se ha comentado, su discretización ha permitido obtener sus componentes principales.

La información adquirida durante el desarrollo del proyecto ha contribuido a la actualización y construcción de modelos de pozo y

yacimiento, permitiendo realizar predicciones más asertivas para el comportamiento dinámico del Campo Tsimin JSK.

En el caso de la formación Cretácico, se realizan estudios enfocados a identificar zonas de mejor fracturamiento, siendo estos, física de rocas, adquisición y procesamiento de nueva información sísmica y análisis de registros de pozo. En la parte dinámica se tiene contemplado realizar pruebas de presión producción y pruebas de interferencia, así como estudios de núcleos que proporcionen compresibilidad y permeabilidad de matriz, para realizar estimaciones del tamaño de bloque de matriz.

Agradecimientos

Los autores desean expresar su agradecimiento al Ing. Ricardo Villegas Vázquez por el apoyo recibido para la realización de este trabajo, así como a todo el personal involucrado en la planeación, diseño y ejecución del Proyecto de Desarrollo Tsimin-Xux de la Subdirección de Desarrollo Campos.

Referencias

Rodolfo Camacho V., SPE, Pemex/UNAM, Mario Vázquez C., SPE, IMP/IPN, José Roldán C., IMP, Fernando Samaniego V., SPE, Pemex/UNAM, and Luis Macías C., SPE, Pemex/UNAM: "New Results on Transient Well Tests Analysis Considering Nonlaminar Flow in the Reservoir", SPE Formation Evaluation, December 1996.

V. J. Yeager, Halliburton Energy Services, Inc.: "Use of Downhole Diagnostics Enhances Determination of Damage Mechanisms", SPE 39466, (Feb 1998).

Lloyd G. Jones and E. M. Blount, Mobil Research and Development Cor., and O. H. Glaze, Mobil Oil Corp., Members SPE-AIME.: "Use of Short Term Multiple Rate Flow Tests To Predict Performance of Wells Having Turbulence", SPE 6133, (Oct 1976).

Semblanza de los autores

M. en I. José María Petríz Munguía

Ingeniero Petrolero egresado del Instituto Politécnico Nacional en 2004, realizó estudios de posgrado en el Instituto Mexicano del Petróleo egresando en 2007 obteniendo el grado de Maestro en Ingeniería.

En el año 2008 ingresó a Petróleos Mexicanos en el Activo Integral Litoral de Tabasco de la Región Marina Suroeste, asignado a la Coordinación de Prospectos y Caracterización Inicial en el área de Ingeniería de Yacimientos del Proyecto Yaxche-Xanab, realizando actividades de ingeniería básica y pruebas de formación en yacimientos del Terciario.

En 2009 ingresó a la Coordinación de Diseño de Explotación en la Superintendencia de Productividad de Pozos desempeñando actividades de Comportamiento de Afluencia, Generación de Modelos de Flujo Multifásico de Pozos, Estimulaciones y Fracturamientos Ácidos en carbonatos en pozos HP/HT, Análisis de Pruebas de Variación de Presión y Caracterización Dinámica en diversos campos del proyecto Crudo Ligero Marino.

En 2011 se integra a la Subdirección de Desarrollo de Campos en la Gerencia del Proyecto de Desarrollo Tsimin-Xux como Encargado del área de Productividad de Pozos de la Coordinación de Diseño e Ingeniería de Proyectos.

Es miembro del Colegio de Ingenieros Petroleros de México, A.C., sección Dos Bocas e integrante de la Red de Expertos en Caracterización Integral de Yacimientos Naturalmente Fracturados.

Dr. Rodolfo Gabriel Camacho Velázquez

En 1979 obtuvo el grado en la carrera de Ingeniería Geofísica en la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM). En 1983 realizó estudios de Maestría en Ingeniería Petrolera en la Universidad de Tulsa, Oklahoma; y en 1987 obtuvo el grado de Doctor en Ingeniería Petrolera en la misma universidad.

De 1979 a 1981 labora en el Instituto Mexicano del Petróleo. De 1987 a 1988 se desempeñó como Investigador Asociado en el Departamento de Ingeniería Petrolera de la Universidad de Tulsa. En 1988 es Investigador en el Instituto Mexicano del Petróleo, hasta 1991. Durante este periodo forma un grupo de investigación realizando varios proyectos para Pemex.

A partir de 1990, en la División de Estudios de Posgrado de la Facultad de Ingeniería, de la UNAM, impartió cursos a nivel de Maestría de Matemáticas Aplicadas a la Ingeniería Petrolera I y II, Modelos Mecánicos de Flujo Multifásico en Tuberías, Flujo de Fluidos a través de Medios Porosos, Fractales en Ingeniería de Yacimientos, y Seminario de Ingeniería Petrolera. En la Escuela de Ciencias de la Tierra del Instituto Politécnico Nacional en el periodo de 1988-1989, impartió los cursos Explotación Avanzada y Mecánica de Fluidos.

De 1991 hasta 1992 fue Asesor de la Subdirección de Planeación y Coordinación en Petróleos Mexicanos. De 1992 hasta 1999 estuvo comisionado en la División de Estudios de Posgrado de la Facultad de Ingeniería por Pemex Exploración y Producción, PEP, desarrollando actividades docentes y de investigación en el programa de Posgrado en Ingeniería Petrolera. De 2000 a 2002 estuvo a cargo de la Gerencia de Productividad de Pozos de la Subdirección de Tecnología y Desarrollo Profesional. De 2002 a 2005, en la Gerencia de Desarrollo Tecnológico de Exploración y Producción en la Dirección Corporativa de Planeación Estratégica. De 2005 a 2008 en la Gerencia de Información Técnica de Explotación en la Subdirección de la Coordinación Técnica de Explotación en PEP. De 2008 a 2011 en la Gerencia de Tecnología de Explotación en la Subdirección Técnica de Explotación en PEP. Actualmente es Asesor de la Dirección de Pemex Exploración y Producción.

Ha presentado y publicado varios trabajos técnicos en diferentes foros y revistas. La mayoría de las revistas, donde ha publicado, pertenecen a la Society of Petroleum Engineers (SPE), como son: SPE Journal, SPE Formation Evaluation, Journal of Petroleum Technology, SPE Reservoir Engineering, SPE Advanced Technology Series, SPE Production and Facilities, y SPE Reservoir Evaluation and Engineering.. También ha publicado varios artículos en la revista Ingeniería Petrolera de la Asociación de Ingenieros Petroleros de México, (AIPM), y en la revista de Water Resources Research. Ha colaborado en el desarrollo del capítulo VII del libro: Computational Methods for Free and Moving Boundary Problems in Heat and Fluid Flow.

Es miembro de la Academia Nacional de Ingeniería, y de la Academia de la Investigación Científica. En 2008, durante el Congreso Anual de la SPE recibió la distinción Lester Uren Award por sus aportaciones técnicas. Ha sido invitado a participar como Technical Editor en la Society of Petroleum Engineers Editorial Review Committee en 1996, y hasta 1999 fue Review Chairman de la revista SPE Reservoir Evaluation and Engineering. Recibió la Medalla “Juan Hefferan”, otorgada por la AIPM, al mejor trabajo técnico, en 1990 y 1993.

En 1990 recibió el “Premio Nacional de la Administración Pública”, otorgado por el Gobierno Mexicano ; en 1982 la Medalla “Academic Excellence” otorgada por la Atlantic Richfield Company, Tulsa; la Medalla “Gabino Barreda”, otorgada por la UNAM en 1979; y Mención Honorífica otorgada al término de su examen profesional por la Facultad de Ingeniería de la UNAM, en el mismo año.

Ing. Blanca Estela González Valtierra

Egresada de la Facultad de Ingeniería de la UNAM, donde obtuvo el título de Ingeniera Petrolera en 1996. Ingreso a Petróleos Mexicanos en 1997, inicialmente en el área de productividad de pozos del Activo Integral Litoral de Tabasco de la RMSO.

En el periodo de 2000-2002 realizó sus estudios de postgrado en la Universidad Nacional Autónoma de México, con especialidad en Ingeniería de Yacimientos.

De 1999 a 2010 se desempeñó como especialista de yacimientos alcanzando el puesto de superintendente de Ingeniería de Yacimientos y líder de los proyectos Ayin-Alux, Yaxche y Tsimin-Xux.

En 2011 cubre el puesto de Coordinador de Diseño de Proyectos en el Activo Integral Litoral de Tabasco de la RMSO. Posteriormente, en septiembre del mismo año, se integra a la Subdirección de Desarrollo de Campos, en la Gerencia del Proyecto de Desarrollo Tsimin Xux, en donde se desenvuelve como Líder de Proyecto y Coordinador de Diseño e Ingeniería de Proyectos.

Es miembro del Colegio de Ingenieros Petroleros de México, Sección Dos Bocas.

