

Modelado numérico de pruebas de presión y RTA para la caracterización dinámica de yacimientos

Ricardo Alcántara Viruete

Pemex Exploración y Producción

Mario Francisco Briones Cabrejos

U. de Oriente

Artículo recibido en junio de 2021-revisado-evaluado-correcto y aceptado en junio de 2022

Resumen

El objetivo de este trabajo es demostrar la utilidad del modelado numérico de pruebas de presión (PTA) y análisis transitorio de producción (RTA) para la caracterización dinámica de yacimientos mediante el acoplamiento de la información del modelo estático y el comportamiento dinámico mostrado por datos de presión-producción para reducir la incertidumbre y lograr un mejor entendimiento del comportamiento de los yacimientos.

Para este análisis se consideraron distintas pruebas de presión y RTA de diferentes campos de México, terrígenos y carbonatos, y diferentes tipos de fluido, a partir de los cuales, se compararon las respuestas obtenidas y se identificaron los diferentes fenómenos asociados, permitiendo a su vez, maximizar el valor agregado de la caracterización dinámica de yacimientos a través de modelos con mayor consistencia con los modelos geológicos, construcción de modelos representativos en menor tiempo (en comparación con los modelos de simulación numérica de yacimientos), mayor certidumbre en el cálculo de volúmenes y estimación de reservas en pozos exploratorios y de desarrollo, identificación de unidades de flujo con potencial y detección de heterogeneidades, diseño óptimo de esquemas de explotación *ad-hoc* a las características y condiciones de los campos, redimensionamiento de los límites de los yacimientos, determinación del número óptimo de pozos, reevaluación de campos maduros y diagnóstico e identificación de problemas, impactando en el incremento del factor de recuperación y una mayor rentabilidad al mitigar riesgos en las inversiones.

Palabras clave: Modelado numérico, pruebas de presión, y RTA, caracterización dinámica de yacimientos.

Pressure and rate transient numerical modeling for reservoir dynamic characterization

Abstract

The objective of this work is to demonstrate the utility of numerical modeling of Pressure transient Analysis (PTA) and Rate Transient Analysis (RTA) for the dynamic characterization of reservoirs when coupling the information from the static model and the dynamic behavior shown by pressure-production data to reduce uncertainty and gain a better understanding of reservoir behavior.

For this analysis, different pressure tests and RTA were considered from different fields in Mexico, terrigenous and carbonates, and different types of fluid, from which the responses obtained were compared and the different associated phenomena were identified, allowing in turn, to maximize the added value of the dynamic characterization of reservoirs through numerical models with greater consistency with geological models, construction of representative models in less

time compared to full reservoir numerical simulation models, greater certainty in the calculation of volumes and reserves estimation in exploratory and development wells, identification of flow units with potential and detection of reservoir heterogeneities, optimal design of exploitation schemes ad-hoc to the characteristics and conditions of the fields, resizing of the limits of the reservoirs, determination of the optimal number of wells, reevaluation of mature fields and diagnostics and identification of problems, impacting positively on the Recovery Factor and resulting in a greater profitability by mitigating investment risks.

Keywords: Numerical modeling, pressure testing, and RTA, dynamic reservoir characterization.

Introducción

En la actualidad existen diferentes herramientas y softwares que brindan una mayor facilidad para la interpretación de pruebas de presión, lo que se traduce en menores tiempos para el análisis y mayor precisión en los resultados. Los modelos numéricos se han vuelto cada vez más populares en el análisis de pruebas de presión y RTA, principalmente debido a su utilidad, la cual, va más allá del alcance de los modelos analíticos y semi-analíticos usados tradicionalmente.

El modelado numérico de pruebas de presión y RTA es una herramienta muy ventajosa para resolver problemas cuya complejidad dinámica dificulta el análisis mediante modelos analíticos. En síntesis, se basa en el uso de una solución no lineal para lidiar con geometrías de yacimiento/pozo complejas (flujo no-Darciano, flujo multifásico, compartimentos con diferentes movilidades, anisotropía, fracturamiento, penetración parcial y pozos horizontales). Los modelos numéricos también pueden emplearse para reemplazar gastos por restricciones de presión cuando la presión de fondo fluyente cae debajo de cierto punto, por lo tanto, se evita así la generación de presiones negativas al ajustar modelos analíticos en este tipo de sistemas complejos.

Cabe mencionar que la solución numérica de las ecuaciones diferenciales parciales que rigen el flujo de fluidos en el medio poroso consiste en la sustitución de éstas por ecuaciones que pueden discretizar el espacio y el tiempo, facilitando así el análisis; es decir, el espacio se logra discretizar en celdas y nodos de mallas, mientras que la discretización del tiempo implica que el simulador no proporcionará una solución continua, sino que en su lugar, aportará una serie de presiones dado un cierto número de etapas a distintos tiempos.

Modelado numérico de pruebas de presión

En años recientes, las mejoras en el área de simulación numérica han sido enormes, desde los tiempos de simulación resolviendo sistemas de ecuaciones no lineales y complejos hasta hardware con cada vez mayor capacidad. Lo anterior, ha permitido a los ingenieros de yacimientos lidiar con configuraciones complejas de límites y la resolución de problemas de difusión. Para lo cual, se requiere de alguna manera un mayor número de celdas en la zona aledaña a los pozos y esto se suele resolver de tres formas: refinamiento local de las mallas, mallas no estructuradas, (tipo Voronoi) o elementos finitos.

El principio del uso de las mallas tipo Voronoi es generar una serie de puntos llamados “nodos de malla”. Cada uno de estos puntos puede especificarse en cualquier ubicación dentro del dominio a pesar de la ubicación de otros nodos. Por lo tanto, es prácticamente imposible identificar una malla por la serie de índices en 2D (i,j) o 3D (i,j,k), siendo ésta la razón por la cual se le denomina malla no estructurada. Una propiedad clave de este tipo de mallas es que el segmento de contacto o superficie de contacto entre dos celdas contiguas es el segmento que une ambos nodos. Las mallas tipo Voronoi están íntimamente relacionadas con la triangulación Delaunay, ya que al unir los nodos de malla, se obtienen los vértices de los triángulos, donde se verifica que cada uno de ellos no interfiere con la circunferencia formada por cualquier otro punto.

A continuación, se presentan diferentes casos reales de aplicación para el análisis numérico de pruebas de presión en sistemas complejos.

El primer caso corresponde a un pozo exploratorio que resultó productor de aceite ligero en areniscas del Mioceno Superior, a una profundidad promedio de 3,500 m bvm, **Figura 1.**

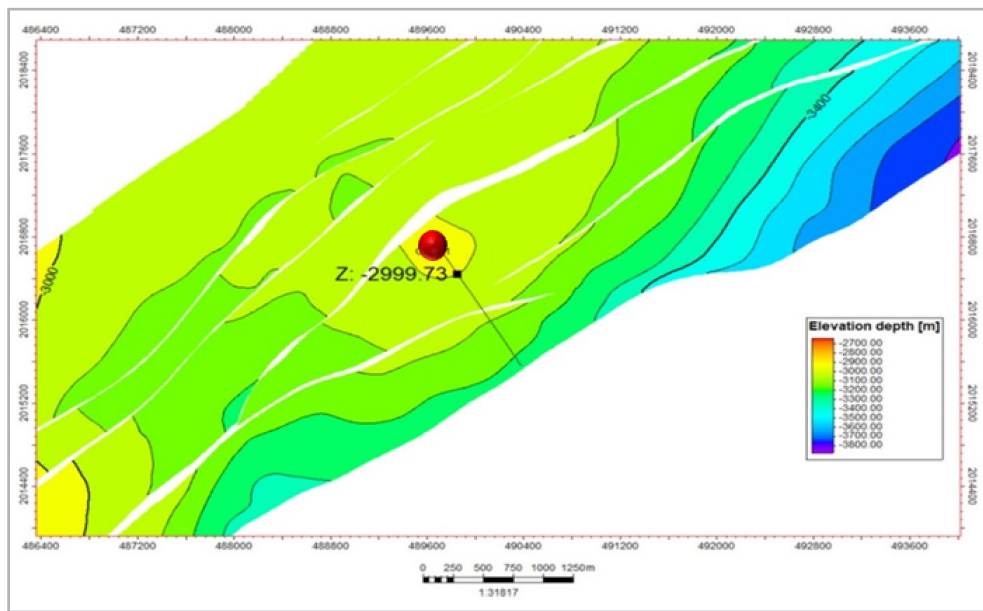


Figura 1. Configuración estructural a nivel de Mioceno Superior mostrando la ubicación del pozo “A”.

Se realizó una prueba de incremento de presión de 100 hrs, el modelo ajustado de forma analítica fue de un yacimiento homogéneo y fallas intersecantes con una presión promedio del yacimiento de 319 kg/cm² (a nivel de sensor), una capacidad de flujo de 24,300 md-ft, una

permeabilidad efectiva de 617 md, daño de 8.2, la caída de presión registrada es de 3.9 kg/cm², las distancias a las fallas detectadas fueron 395 y 419 m, respectivamente, y un coeficiente de almacenamiento de 0.0217 bbl/psi, **Figura 2.**

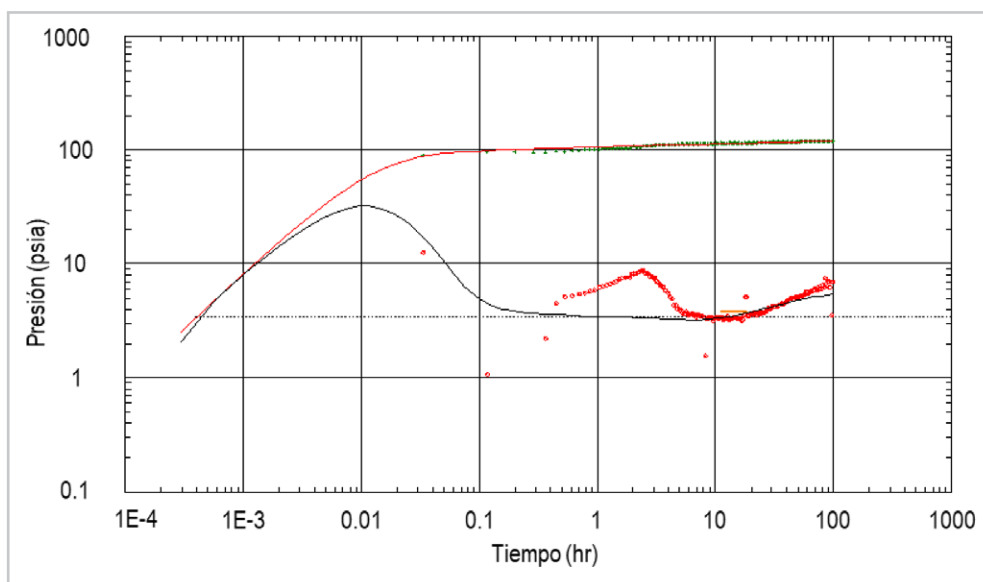


Figura 2. Función derivada de presión de la prueba de incremento de 100 hrs del pozo “A”.

El radio de investigación aproximado de la prueba es de 642 m. La prueba de presión presentó ruido y la sonda no registró la totalidad de datos de presión, lo que impidió parcialmente el ajuste de la derivada de la presión a tiempos tempranos. Debido a lo anterior, se estima que el daño sea todavía menor.

Al ajustar la respuesta de la prueba de presión con la reproducción del modelo numérico considerando las fallas

y sus respectivas distancias al pozo, el comportamiento obtenido indica un radio de investigación aproximado de 642 a 700 m. El modelo numérico ajustado resultó en valores prácticamente similares a los obtenidos de forma analítica, no obstante, se propuso el diseño de una prueba de presión de alcance extendido con un cierre de 500 hrs. El comportamiento simulado numéricamente considerando la configuración estructural y la posición del pozo indica un radio de investigación aproximado de 2,700 m, **Figuras 3 y 4.**

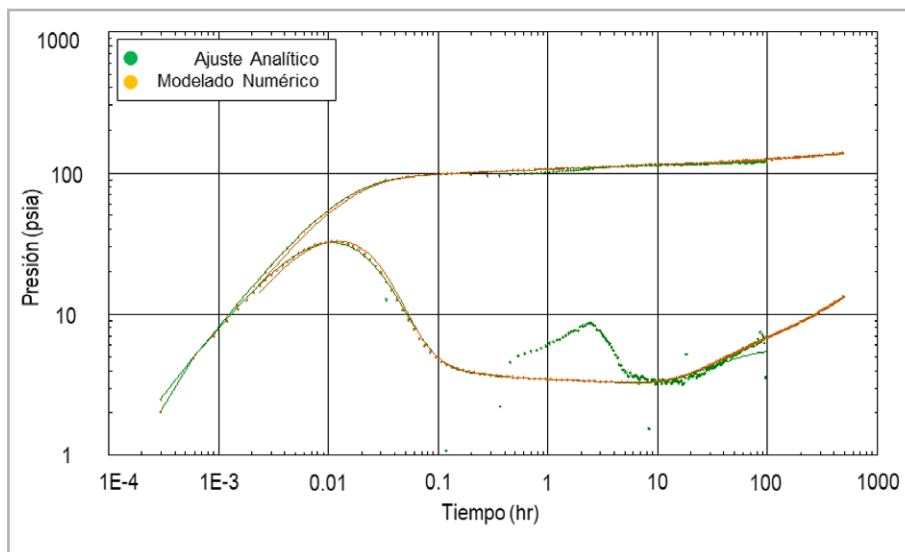


Figura 3. Comparativo de la función derivada de presión real y la simulada numéricamente del diseño propuesto.

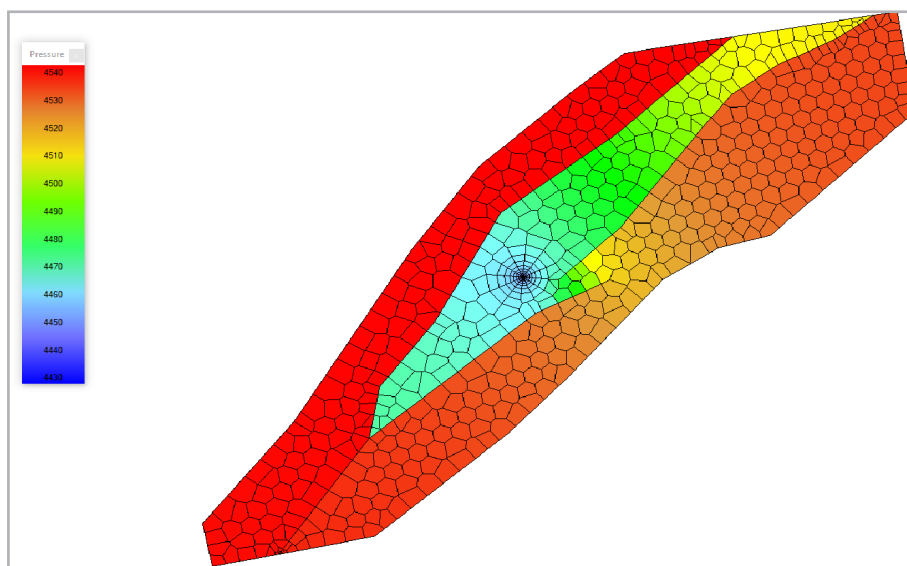


Figura 4. Modelado numérico de la prueba de presión del pozo "A" y distribución de la presión en el yacimiento.

El diseño de la prueba de presión de alcance extendido sugerida muestra que los resultados guiados por un modelo numérico basado en la configuración estructural se ajustan muy bien a la respuesta real obtenida previamente.

El segundo caso de estudio se centra en un campo productor de aceite ligero en rocas carbonatadas del Mesozoico (Jurásico Superior Kimmeridgiano y Titoniano), a una profundidad promedio de 5,300 mvbnnm. Existe evidencia sólida de que el pozo descubridor y hasta la

fecha, el campeón del campo, está drenando en una zona con mayor volumen que el resto de los pozos, ya que la caída de presión registrada es muy baja con relación al resto de los pozos, asimismo, la producción acumulada del pozo representa el 53% de la producción acumulada total del campo. Razón por la cual, se esperaría una mayor área, la cual puede tratarse de la parte Este del campo, donde la falla que delimita dicha zona podría ser conductiva o semipermeable. Además, la zona Sur del campo podría poseer un mayor volumen.

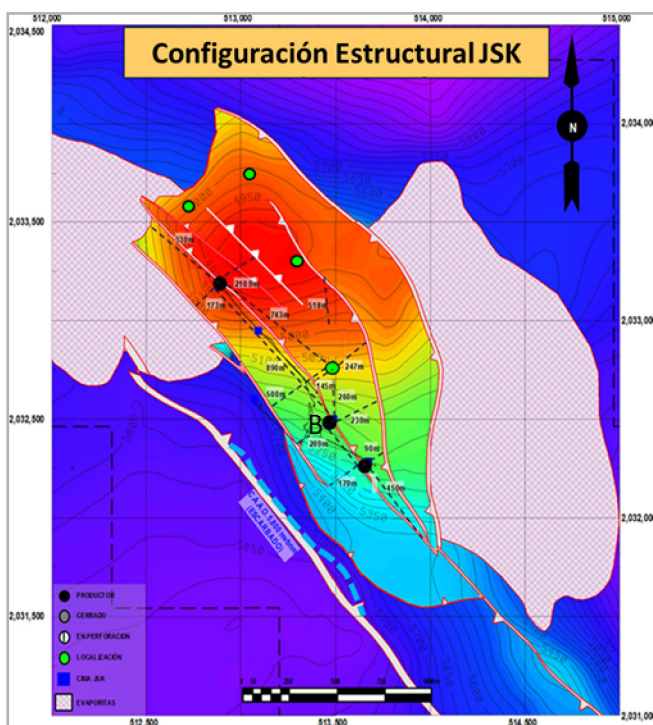


Figura 5. Configuración estructural a nivel de JSK.

El pozo “B” fue el descubridor del campo y es el único que cuenta con información de pruebas de presión y registros de producción. En la **Figura 6** se muestra el comportamiento de la función derivada de presión de una prueba de decremento de 12 hrs, la cual se modeló como un yacimiento homogéneo con un pozo con almacenamiento variable y una falla sellante y otro modelo con una falla semipermeable, cuyos

resultados fueron una presión promedio de 501.5 kg/cm² (a nivel de sensor), una capacidad de flujo de 571 md-ft, una permeabilidad efectiva de 6.44 md, un daño de 4.6, la caída de presión registrada es de 5.3 kg/cm², la distancia a la falla detectada fue de 126 m y un coeficiente de almacenamiento de 0.00976 bbl/psi.

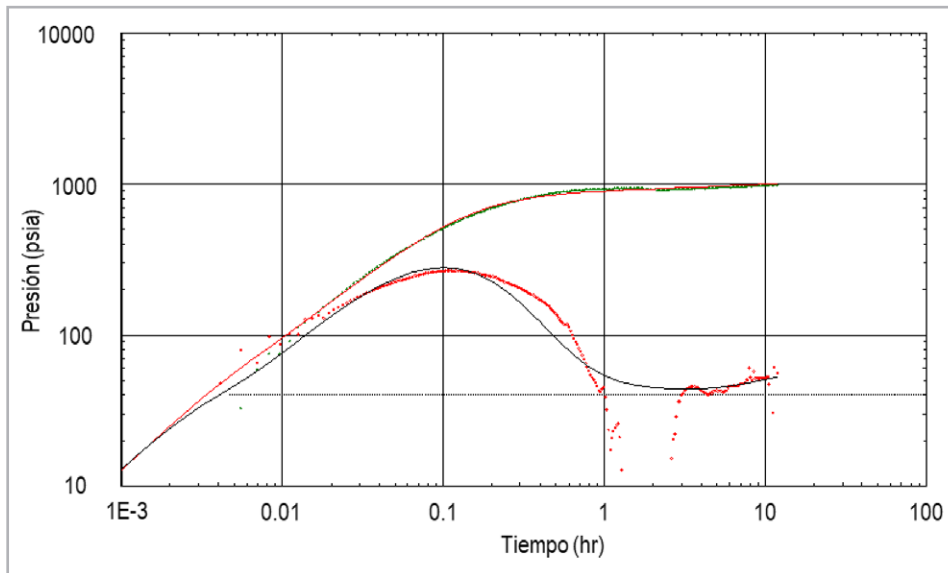


Figura 6. Función derivada de presión de la prueba de decremento de 12 hrs del pozo “B”.

Posteriormente, se realizó un cierre de 11 hrs y se analizó la prueba de incremento de presión, misma que tuvo que ser corregida por tiempo equivalente de producción. El modelo ajustado fue de doble permeabilidad o doble capa (tomando en cuenta la información adicional con la que se sustenta que el principal aporte de fluidos proviene de JST, dados los resultados obtenidos mediante el registro de producción) y un yacimiento infinito con un pozo con almacenamiento variable. Los resultados fueron los siguientes: una presión

promedio de 513.8 kg/cm², (a nivel de sensor), una capacidad de flujo de 1,300 md-ft, una permeabilidad efectiva de 14.6 md, una relación de almacenamiento de 0.275, el parámetro de flujo cruzado entre capas es de 9.6E-07, la relación de capacidad de flujo de la capa 1 respecto a la capa 2 es de 0.925, el daño de la capa 1 es de 0.572 y de la capa 2 es de 0.279, la caída de presión registrada es de 7.8 kg/cm² y un coeficiente de almacenamiento de 0.0146 bbl/psi, **Figura 7**.

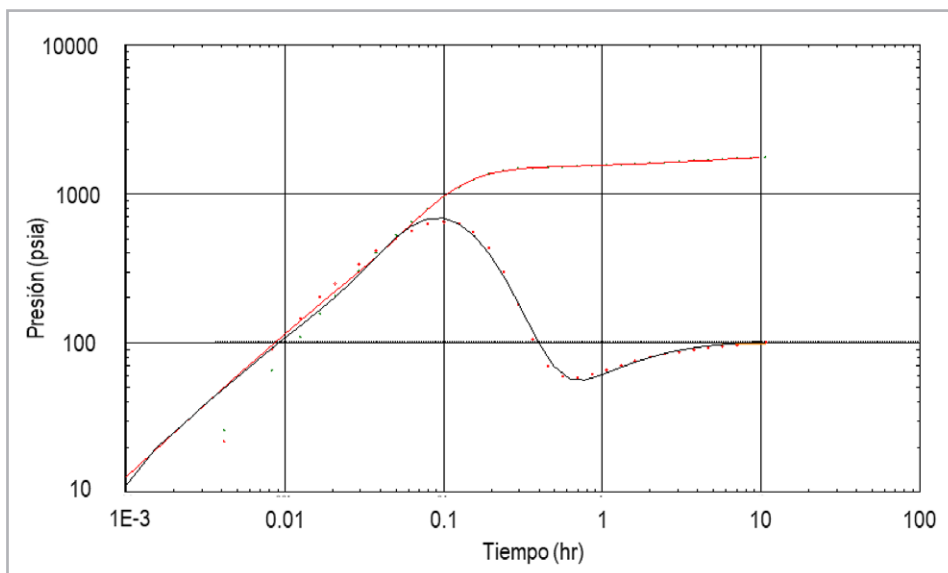


Figura 7. Función derivada de presión de la prueba de incremento de 11 hrs del pozo “B”.

Subsiguientemente, se realizó otra prueba de decremento de presión con una duración de 37 hrs. La prueba de presión fue modelada como un yacimiento homogéneo con un pozo con almacenamiento variable y fallas paralelas. Los resultados que arrojó la prueba de presión fueron una presión promedio de 513.8 kg/cm² (a nivel de sensor),

una capacidad de flujo de 2,800 md-ft, una permeabilidad efectiva de 31.6 md, un daño de 9.72, la caída de presión registrada es de 63.8 kg/cm² y un coeficiente de almacenamiento de 0.0245 bbl/psi, el radio de drene del pozo calculado es de 1,279 m, con un volumen poroso de 11.84 MMb y un área drenada de 5.14 km², **Figura 8**.

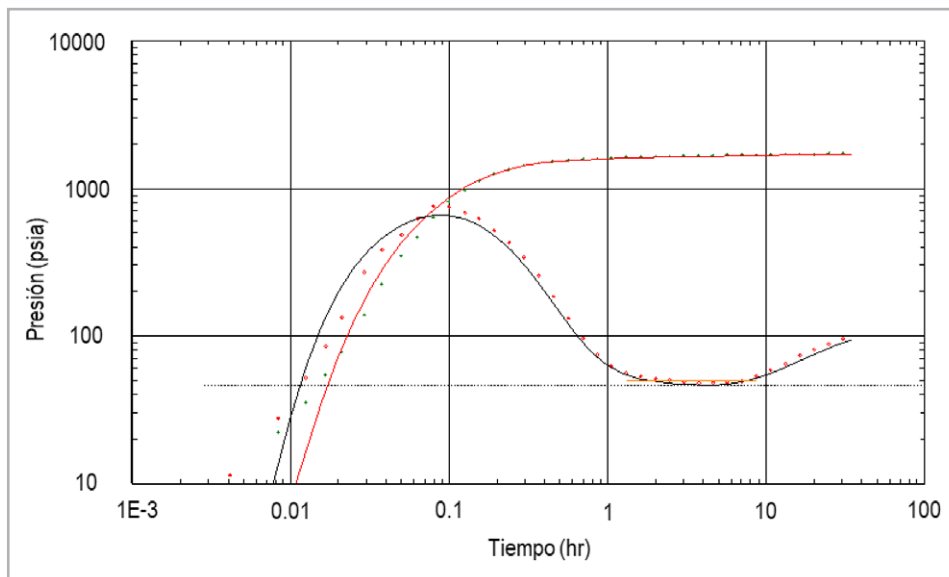


Figura 8. Función derivada de presión de la prueba de decremento de 37 hrs del pozo "B".

Esta prueba de presión fue clave para determinar que el volumen considerado originalmente no es representativo del comportamiento de presión-producción mostrado por el pozo "B". El modelado numérico de la prueba de presión logra reproducir de forma aceptable la respuesta de la derivada de presión (hasta el flujo radial) mostrada en el decremento de presión, al considerar los otros pozos productores y la distancia a las fallas presentes acorde al modelo estructural, considerando la falla central del campo (al Este de los pozos productores) como conductiva o semipermeable. Se realizaron

diferentes escenarios considerando distintos elementos como que la falla central del campo fuese totalmente conductiva, colocando un compartimento con diferentes propiedades en la zona noroeste del campo y una porción de la falla central del campo siendo semipermeable y otro considerando sólo el corredor principal delimitado por la falla central siendo sellante, concluyendo que en todas ellas no se logra reproducir el período pseudo-estacionario (distancia a los límites o fallas en este caso), lo cual es indicativo de un mayor volumen (mayor área y/o espesor), ver **Figura 9**.

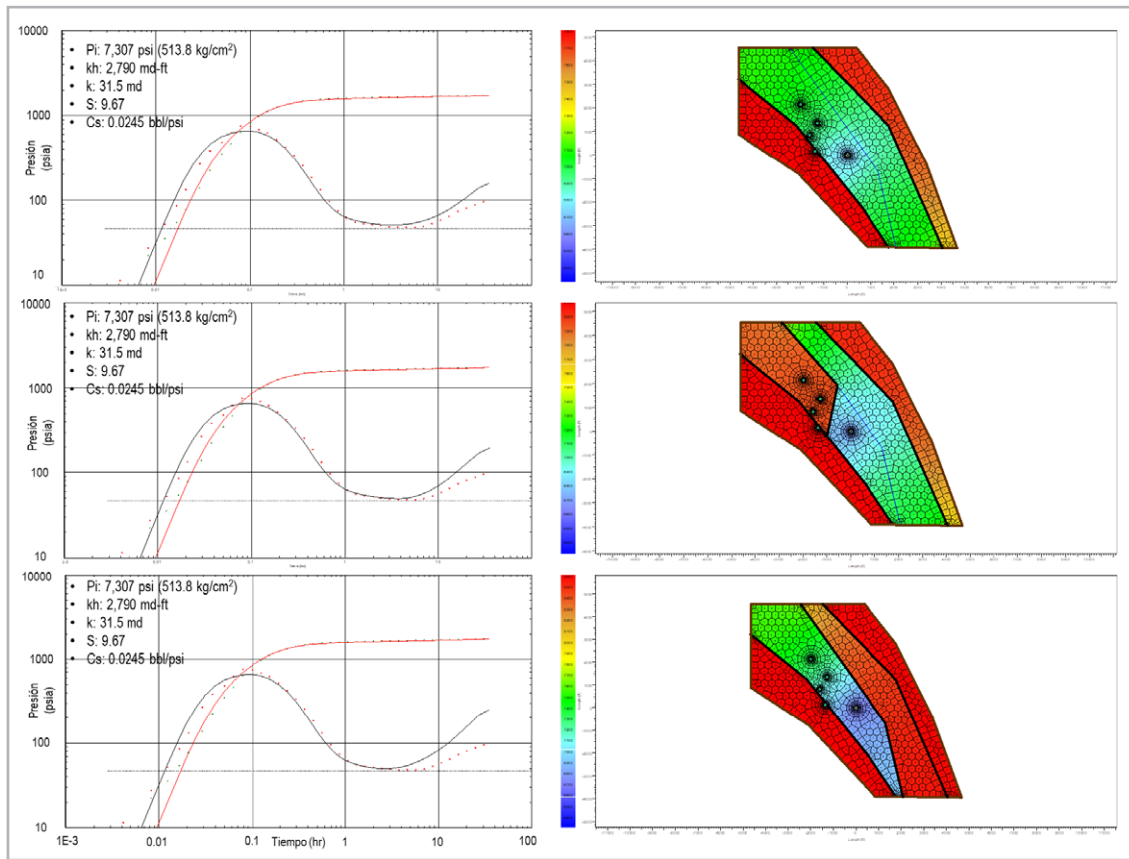


Figura 9. Modelado numérico con diferentes escenarios estructurales de la prueba de decremento de presión del pozo “B”.

Al considerar una mayor área se puede observar un mejor ajuste en el comportamiento de la derivada de presión a tiempos tardíos, (límites). Esto es indicativo de que el yacimiento es más grande y que el modelo estático requiere actualizarse **Figura 10**. Adicionalmente, se llevó a cabo una

revisión de los datos de compresibilidad de la formación para determinar un valor promedio confiable a través de distintas correlaciones reportadas en la literatura en función de la porosidad, saturación de agua, profundidad y textura de la roca.

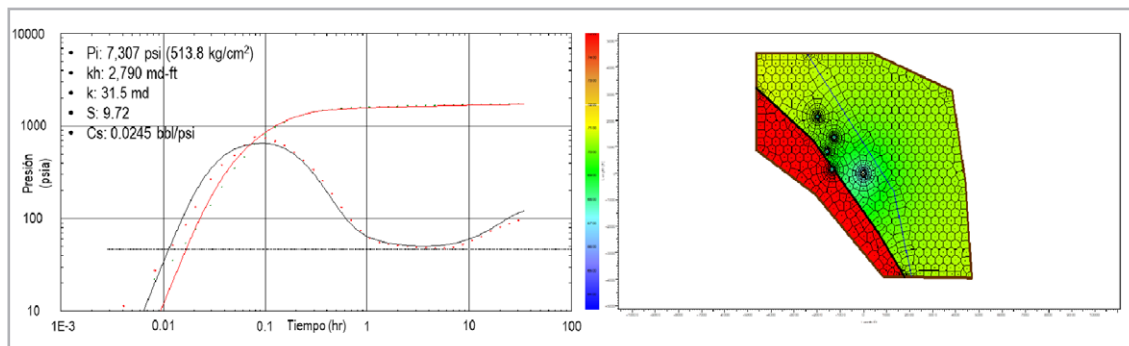


Figura 10. Modelado numérico con falla conductiva o semipermeable con mayor área de la prueba de decremento de presión del pozo “B”.

También es importante mencionar que se realizó el análisis transitorio de producción (RTA), el cual, al considerar una mayor área se puede observar un mejor ajuste en el comportamiento de la derivada de presión a tiempos tardíos (límites). El ajuste histórico del comportamiento de presión-producción del período de declinación seleccionado se realizó modelando un sistema cerrado de doble porosidad con un radio aproximado de 5,240 m.

El volumen original se estima en 166 MMb, un volumen poroso de 381 MMb con una permeabilidad efectiva promedio de 31.6 md, una capacidad de flujo de 2,800 md-ft, un daño de -1.45, el coeficiente de almacenamiento en las fracturas es de 0.237 y el valor del coeficiente de flujo interporoso es de 1.17E-06. Las reservas remanentes se estiman entre 10 y 75 MMb, **Figura 11**.

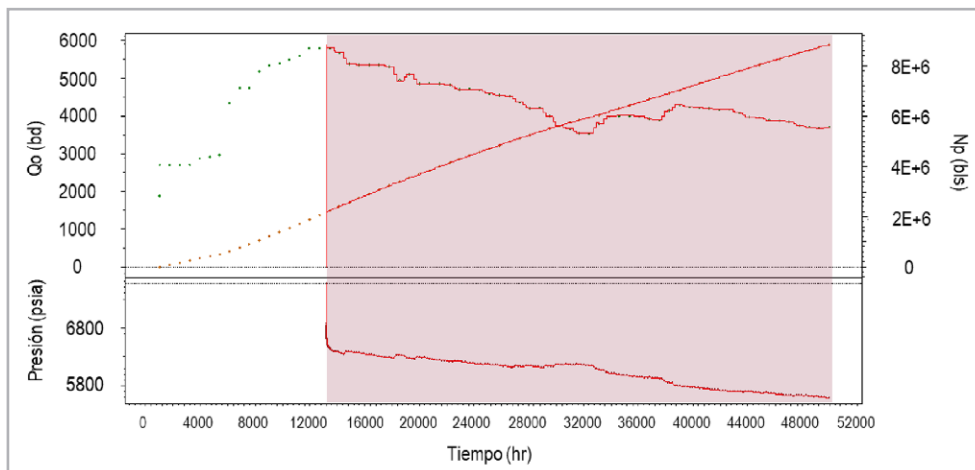


Figura 11. Análisis transitorio de producción (RTA).

Al tratar de realizar el ajuste histórico del comportamiento de presión-producción del período de declinación seleccionado con un modelo numérico considerando la configuración estructural anterior del campo, es

prácticamente imposible reproducir su comportamiento histórico. Esto es indicativo de que el yacimiento es más grande y que el modelo estático requiere actualizarse, **Figura 12**.

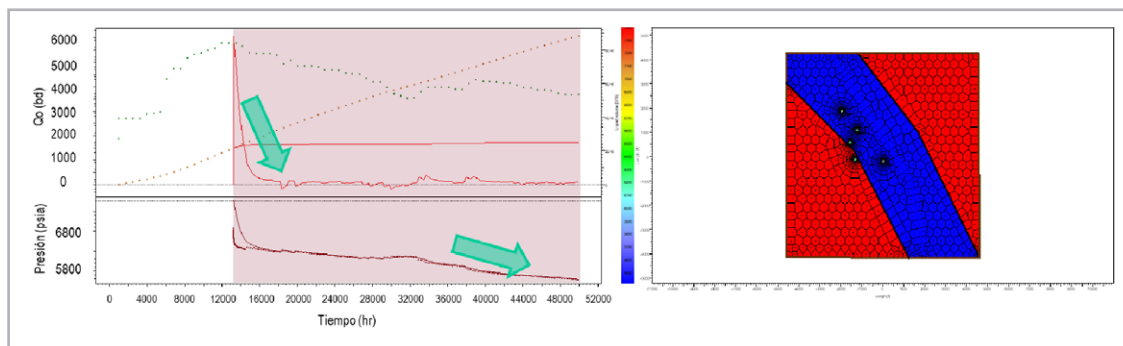


Figura 12. Modelado numérico de RTA del campo.

Como resultado del análisis previo, se actualizó el modelo estático, por lo que se propone tomar más información para caracterizar mejor el yacimiento, recalcular la volumetría, detectar los límites e identificar nuevas oportunidades en el campo, ya que gracias al análisis antes expuesto, se propusieron varias localizaciones para continuar con el desarrollo hacia el Noreste del campo dadas las evidencias anteriormente expuestas. Dicho programa consiste en tomar pruebas de presión convencionales en todos los pozos del campo con una duración lo suficientemente útil de acuerdo con el diseño de éstas en función de su posición estructural, así como pruebas de interferencia para

establecer si existe comunicación hidráulica entre pozos, determinar la dirección de flujo preferencial y obtener un valor de compresibilidad total representativo del campo para calcular con mayor precisión el volumen original.

El modelado numérico del diseño de la prueba de presión indica que en el tiempo de duración de los decrementos e incrementos de presión sugerido se alcanzarían a detectar los límites estructurales y volumetrías, por lo que se lograría una mejor caracterización y entendimiento del comportamiento del yacimiento, **Figura 13**.

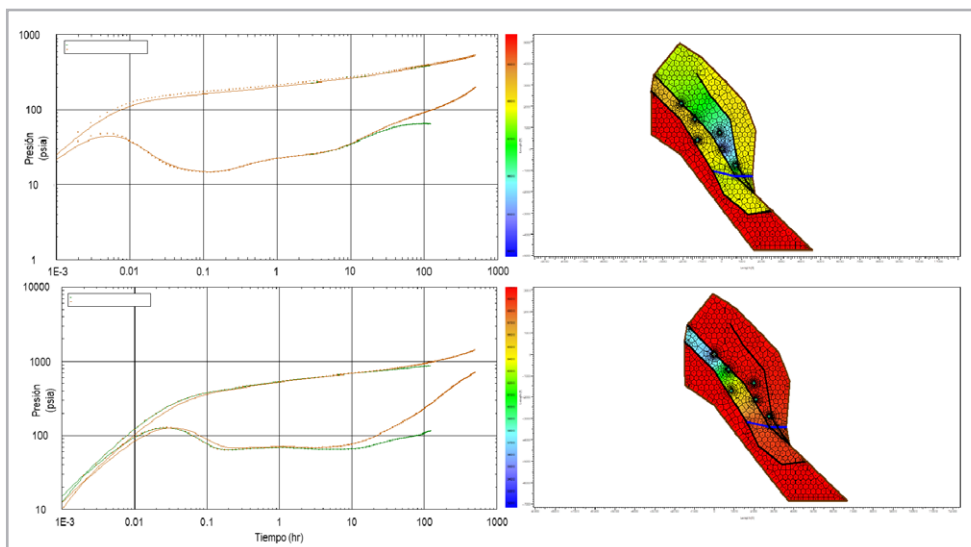


Figura 13. Diseño numérico de prueba de presión para el campo.

Otro caso de estudio es el que se muestra a continuación, se trata de un pozo exploratorio (Pozo "C") a nivel del Cretácico Superior, productor de aceite ligero a una profundidad de 5,336 mvbnmm. La evaluación petrofísica arrojó una porosidad de 8%, una saturación de agua inicial de 26% con una RGA de $120 \text{ m}^3/\text{m}^3$ a una temperatura de yacimiento de 140.5°C . La presión original se estimó en $987 \text{ kg}/\text{cm}^2$ y la presión de saturación es de $185 \text{ kg}/\text{cm}^2$. Durante el primer cierre efectuado después de terminar y limpiar el pozo para conocer el potencial del yacimiento mediante una prueba de presión con herramienta DST (prueba de incremento

de presión de 217 hrs), donde se puede observar que la respuesta obtenida fue modelada como un sistema de doble porosidad semi-cerrado con 3 límites al flujo (52, 148 y 2,075 m, respectivamente) la presión promedio del yacimiento fue de $955.5 \text{ kg}/\text{cm}^2$ (a nivel de sensor), la capacidad de flujo es de 10,800 md-ft, la permeabilidad efectiva calculada es de 67.9 md, el coeficiente de almacenamiento de las fracturas es de 0.0232, el coeficiente de flujo interporoso es de $2.34\text{E-}06$ con un daño de -1.87 y un coeficiente de almacenamiento de $0.000206 \text{ bbl}/\text{psi}$.

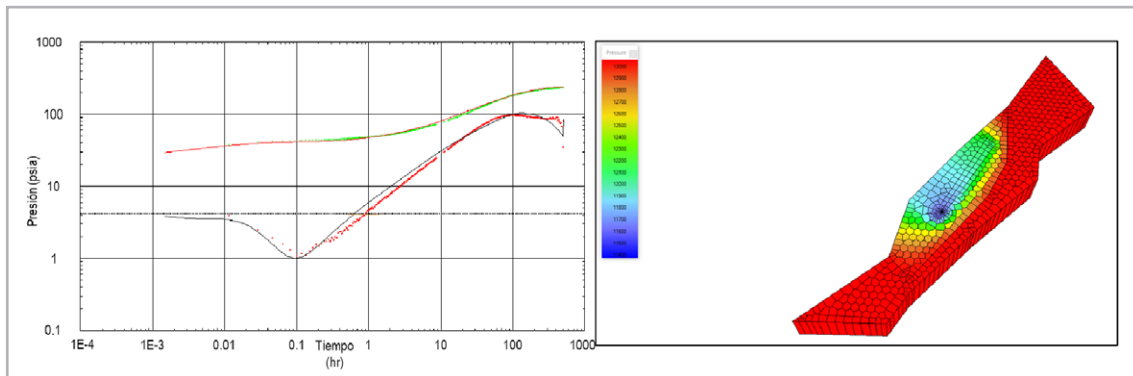


Figura 14. Prueba de incremento de presión del pozo “C”.

Enseguida se presenta un caso de estudio de un pozo productor en un bloque nuevo recién descubierto en un campo conformado por rocas carbonatadas del Mesozoico (Cretácico Superior) a una profundidad de 5,100 mvbnmm, resultando productor de gas y condensados. La porosidad efectiva promedio es de 9% y la saturación de agua promedio es de 18%.

El pozo “D” fue probado inicialmente a través de una prueba de incremento de presión de 12 hrs, cuya respuesta fue modelada como un yacimiento homogéneo e infinito con un pozo con almacenamiento variable. La presión promedio del yacimiento es de 283 kg/cm², la capacidad de flujo de la formación es de 267 md-ft, la permeabilidad efectiva es de 2.33 md, el daño calculado es de 21.2 y el coeficiente de almacenamiento es de 0.0259 bbl/psi, **Figura 15**.

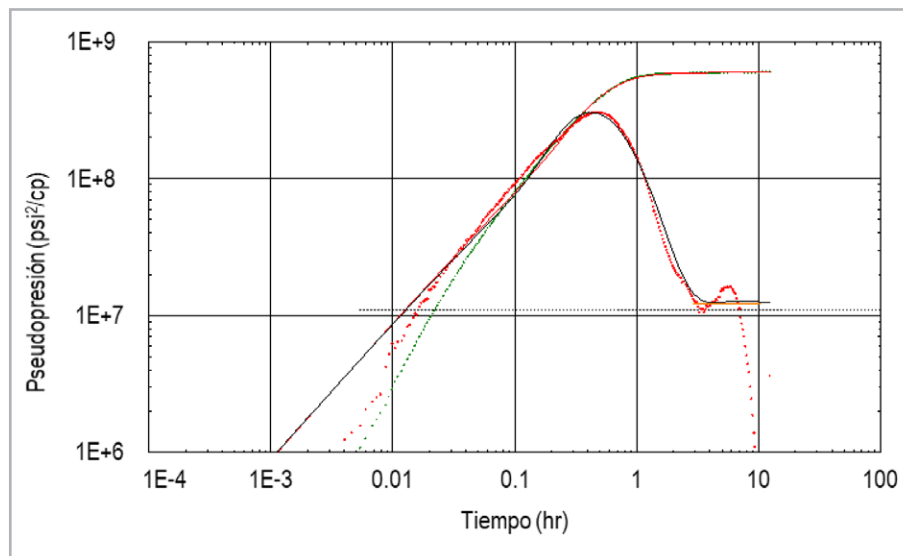


Figura 15. Función derivada de presión de la prueba de incremento de 12 hrs del pozo “D”.

La prueba de incremento de presión alcanzó a detectar flujo radial (se comprueba con las gráficas semilogarítmicas y de Horner). Sin embargo, el comportamiento inmediato mostrado por la derivada de presión se debe a ruido o efectos tipo “*humping*” (no se debe a la detección de posibles límites).

Posteriormente, debido al alto daño registrado durante la primera prueba de presión, se optó por estimular el pozo

y después efectuar una segunda prueba de incremento de presión de 10 hrs. La respuesta obtenida se modeló como un yacimiento homogéneo e infinito con un pozo con almacenamiento variable. La presión promedio del yacimiento es de 282 kg/cm², la capacidad de flujo de la formación es de 6,040 md-ft, la permeabilidad efectiva es de 52.6 md, el daño calculado es de 5.2 y el coeficiente de almacenamiento es de 1.88 bbl/psi, **Figura 16**.

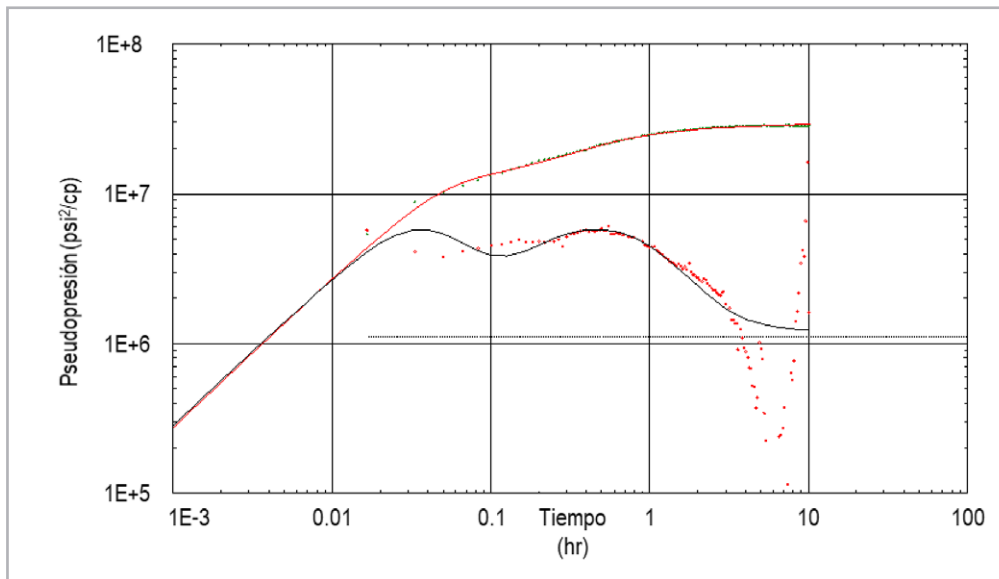


Figura 16. Función derivada de presión de la prueba de incremento de 10 hrs del pozo “D”.

La prueba de incremento de presión realizada después de la estimulación, no alcanzó a detectar flujo radial (se comprueba con las gráficas semilogarítmicas y de Horner), además presentó un coeficiente de almacenamiento mayor al cierre anterior, que, aunado a la duración de la prueba, no permitió que se detectara flujo radial para poder calcular las

propiedades del yacimiento correctamente. En la parte final de la derivada de presión, se logra observar ruido, mismo que afectó a los resultados. Luego, se procedió a realizar una simulación del comportamiento histórico mostrado por la prueba y se compararon las diferentes respuestas (real, analítica y simulación), ver **Figura 17**.

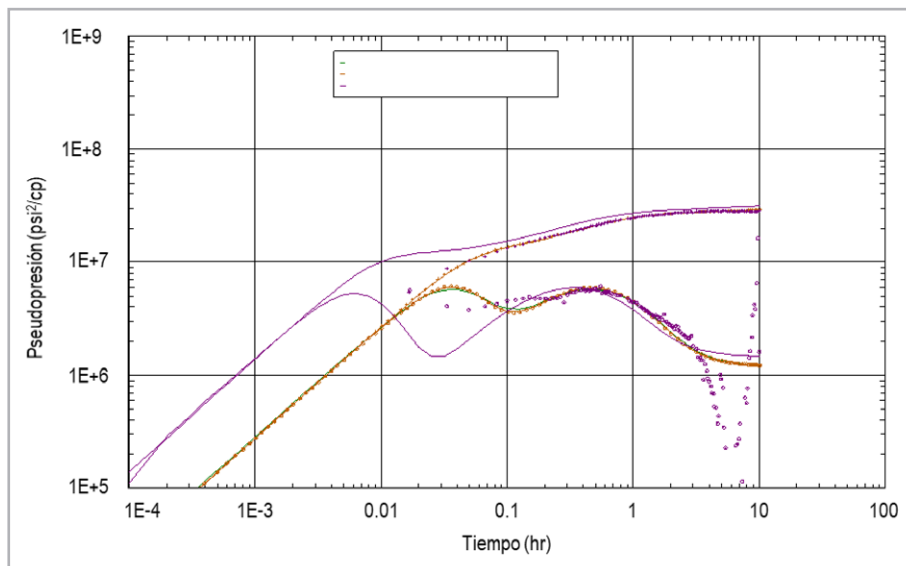


Figura 17. Comparativo de la función derivada de presión de la prueba de incremento de 10 hrs del pozo “D”.

Subsecuentemente se realizó un diseño numérico de toma de información con base en los datos recabados al momento, para aprovechar al máximo la información a obtener para caracterizar el yacimiento y estimar un volumen de hidrocarburos para determinar un número óptimo de pozos

en el Bloque. El diseño propuesto consta de un período de flujo de 192 hrs que preceda un cierre de igual duración, para finalmente dejar fluyendo el pozo con por lo menos 336 hrs. Lo anterior, está en función de las propiedades del sistema y del modelo geológico-estructural, **Figura 18**.

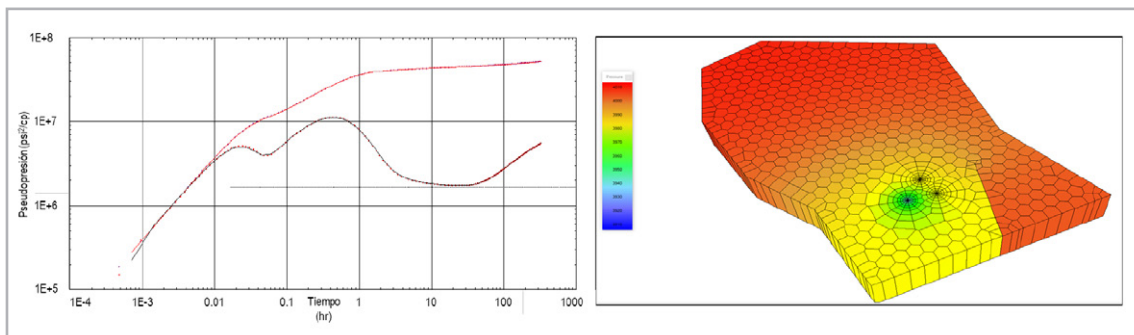


Figura 18. Diseño numérico de prueba de presión en el pozo “D”.

El siguiente caso de estudio se centra en un campo costafuera productor de aceite ligero en rocas carbonatadas del Jurásico Superior Kimmeridgiano, donde la porosidad efectiva promedio es de 9.9%, la saturación de agua promedio es de 17.8% y la RGA es de 249 m³/m³. De acuerdo con la información disponible para el análisis de pruebas de presión, son pocos los cierres efectivos donde se logran identificar ciertas geometrías de flujo que permitan detectar diversos fenómenos como la presencia de empuje

hidráulico o cambios de litología, sin embargo, la duración y calidad de la mayoría de las pruebas no permite caracterizar de buena forma el yacimiento.

Una de las pruebas de presión rescatables es la primera tomada con aparato DST llevado a cabo en el pozo “E” durante su terminación cuando éste aún era exploratorio. El modelo ajustado fue de un yacimiento homogéneo con un pozo con penetración parcial y almacenamiento variable

y la detección de un límite a presión constante (acuífero asociado). La prueba de incremento de presión de 178 hrs arrojó una presión promedio del yacimiento de 534 kg/cm² (a nivel de sensor), la capacidad de flujo es de 9,590 md-ft,

la permeabilidad efectiva calculada es de 43 md, la relación K_2/K_1 es de 0.0987, el daño fue de 37.2 y un coeficiente de almacenamiento de 0.00259 bbl/psi, mientras que el radio de investigación resultó ser de 415 m, **Figura 19**.

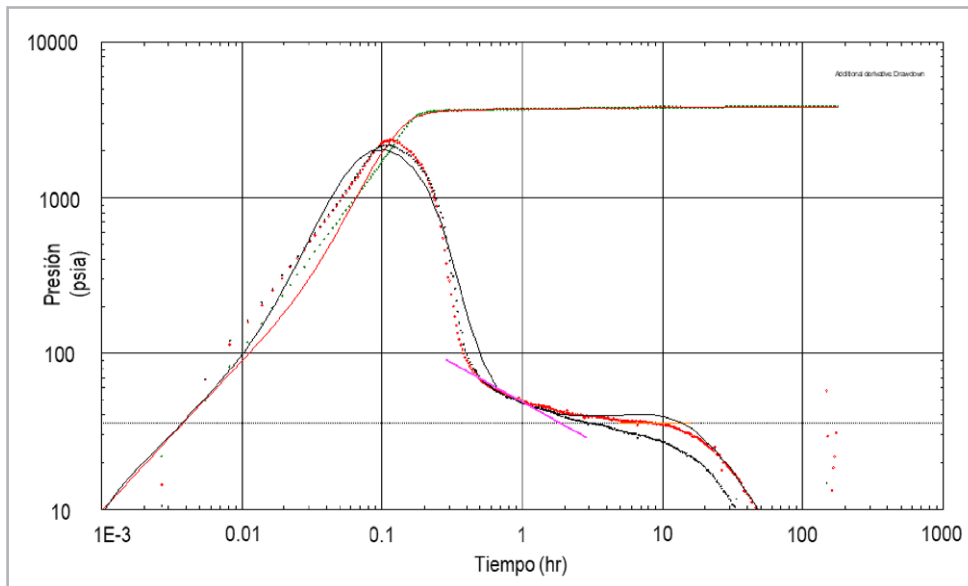


Figura 19. Prueba de incremento de presión de 178 hrs en el pozo “E”.

Debido a la falta de información y dada la necesidad de caracterizar bien el yacimiento porque se encontró un bloque prospectivo al Sureste de la estructura, se propuso tomar información en el campo para mejorar la caracterización y detectar áreas de oportunidad a través del diseño y ejecución de una prueba de presión de alcance

extendido con un pozo estratégico (se sugiere el pozo más cercano al área de interés) y una duración mayor a 2,000 hrs de cierre, dada la transmisibilidad del sistema, para evaluar si existe continuidad hacia el alto estructural o bloque adyacente ubicado al Sureste, **Figura 20**.

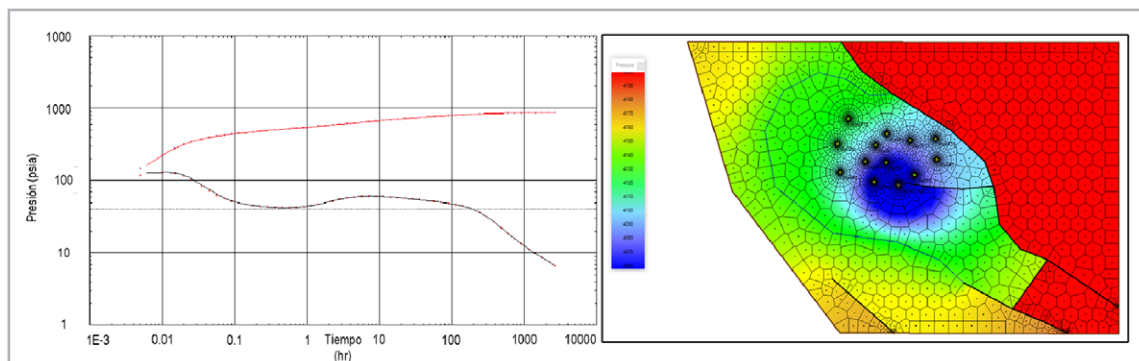


Figura 20. Diseño numérico de prueba de presión de alcance extendido.

Asimismo, diseñar y efectuar una prueba de interferencia en el campo a nivel de JSK, para determinar la interferencia entre pozos, la dirección preferencial de flujo, orientación de fracturas y la obtención de un valor representativo de la compresibilidad total del sistema. Además de llevar a cabo una campaña de registros de producción en los pozos que producen agua para determinar con exactitud la zona de aporte.

Modelado numérico del análisis de producción transitoria, (RTA)

El primer caso de estudio de modelado numérico del análisis de producción transitoria (RTA) que se presenta es en el campo “A”, productor de aceite ligero en areniscas constituidas por un sistema de barras de desembocadura de frente deltaico del Mioceno Superior a una profundidad promedio de 3,500 mvbnmm con una porosidad efectiva promedio de 23% y la saturación de agua promedio es de 38%.

Se trata de un campo maduro que inició su explotación en 1967 con 75 pozos perforados, cuya principal problemática es la falta de información producto de años de olvido, razón por la cual, se requirió caracterizar el yacimiento para detectar nuevas oportunidades. En este caso, el RTA demostró ser una herramienta muy útil dadas las condiciones anteriormente expuestas donde ni si quiera se contaba con datos de presión de yacimiento, así que se seleccionaron las 3 areniscas más importantes (con mayor volumetría) producto de la actualización del modelo estático, para realizar el RTA con un súper pozo con los siguientes resultados: presiones originales estimadas de 315 a 354 kg/cm², capacidades de flujo promedio que van de 1,010 a 2,150 md-ft, permeabilidades efectivas del orden de 28 a 43 md, el radio de drenaje de los yacimientos es de aproximadamente 1,100 m y volúmenes originales del orden de 55 a 59 MMb, arrojando así factores de recuperación de 18 a 19%, **Figura 21**.

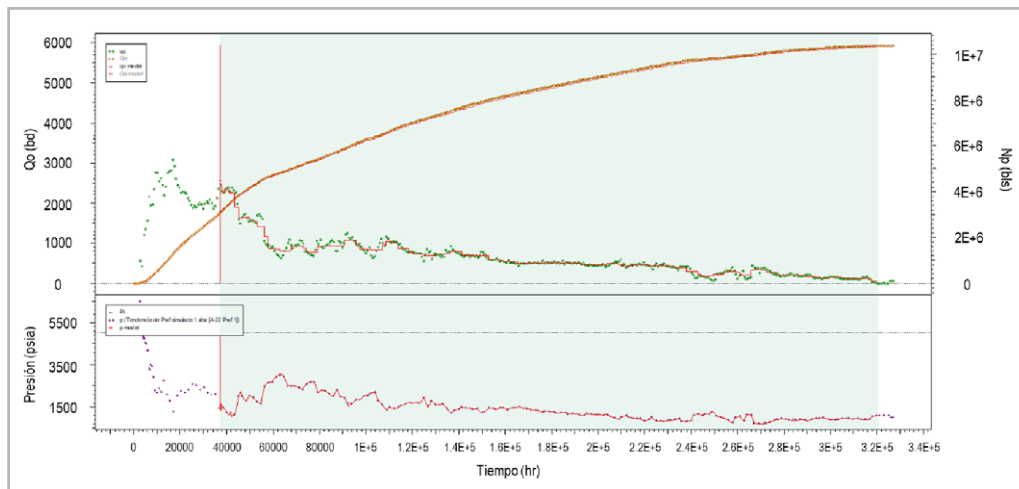


Figura 21. Ajuste histórico de RTA para una de las principales areniscas del campo “A”.

Posteriormente, se realizaron ajustes de RTA con modelos numéricos considerando las configuraciones estructurales actualizadas y los resultados obtenidos fueron prácticamente similares a los adquiridos mediante los modelos analíticos de RTA, **Figura 22**.

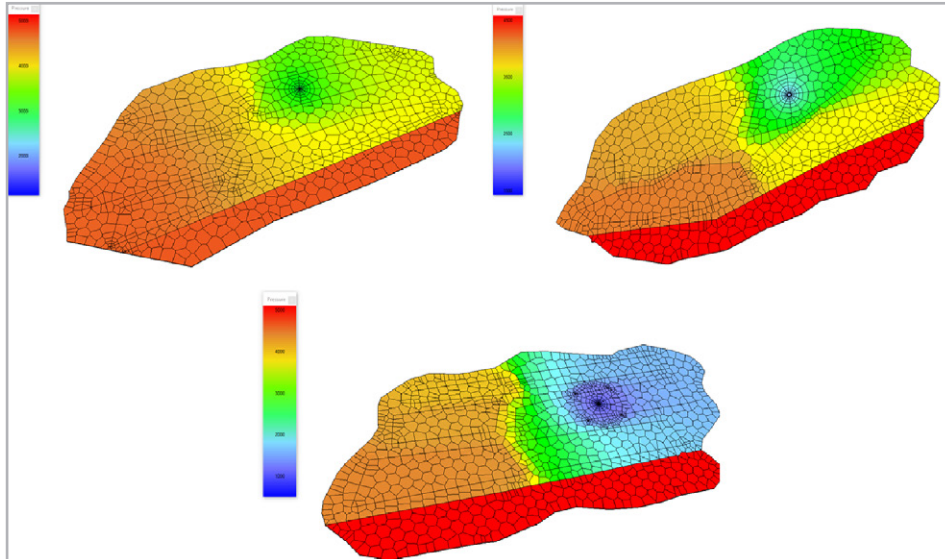


Figura 22. Modelado numérico de RTA considerando un súper pozo del campo “A”.

Otro caso de estudio para demostrar la utilidad del modelado numérico de RTA es el del campo “B”, constituido por un yacimiento naturalmente fracturado de alto grado de complejidad ubicado a una profundidad promedio de 5,300 mvbnmm, productor de aceite ligero en formaciones del Cretácico Medio e Inferior y Jurásico Superior Kimmeridgiano, la porosidad promedio es de 5% y la saturación de agua promedio es de 32%.

El principal mecanismo de empuje en el yacimiento es el empuje hidráulico debido a la presencia de un acuífero activo que ha mantenido el ritmo de agotamiento de la presión del yacimiento en $0.99 \text{ kg/cm}^2/\text{mes}$. La presión original del yacimiento fue de $1,170 \text{ kg/cm}^2$ y la presión actual es de 787 kg/cm^2 ; este es un yacimiento bajosaturado cuya presión de saturación es de 176.8 kg/cm^2 .

Uno de los problemas más polémicos en la historia de la explotación del campo fue la determinación del volumen original; se han realizado muchos cálculos para estimar el volumen de hidrocarburos in situ, sin embargo, la mayoría de ellos sin tener en cuenta la verdadera naturaleza del tipo de YNF y el comportamiento dinámico correspondiente, lo que lleva a sobreestimaciones del volumen original y la correspondiente evaluación errónea del factor de

recuperación. Esa es la razón por la que reevaluamos el volumen original a través de la metodología de caracterización de yacimientos propuesta.

Considerando lo anterior, se analizó todo el campo teniendo en cuenta la historia de producción completa y la generación de la presión de fondo fluyente como una tendencia correlacionada con la producción acumulada total, como si fuera un súper pozo o un pseudo-pozo para intentar reproducir el comportamiento histórico del campo modelándolo de forma analítica y numérica. Los resultados muestran una declinación hiperbólica ($b = 0.3$) de 0.302 año^{-1} , un EUR de 224.9 MMb, un radio de drenaje promedio de 2,270 m, la permeabilidad efectiva varía de 38 a 77.9 md, el factor de daño es de 7.8 y las reservas remanentes se estiman en 29 MMb, **Figura 23**. El ajuste histórico del período de declinación seleccionado del campo es bastante bueno, y tanto la producción acumulada, como la presión de fondo fluyente se reproducen con éxito, destacando que el yacimiento ha alcanzado el estado pseudoestacionario y, en consecuencia, el estado estacionario debido al acuífero. Los resultados indican una permeabilidad efectiva promedio de 77.9 md, un kh de 30,700 md-ft, el factor de daño es 7.81 y el volumen original calculado es de 417 MMb, **Figura 24**.

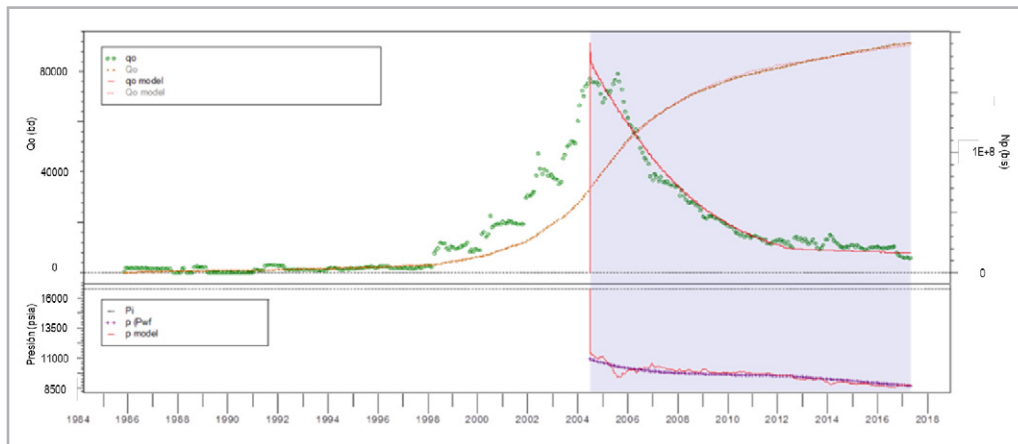


Figura 23. Ajuste histórico de RTA del campo “B”.

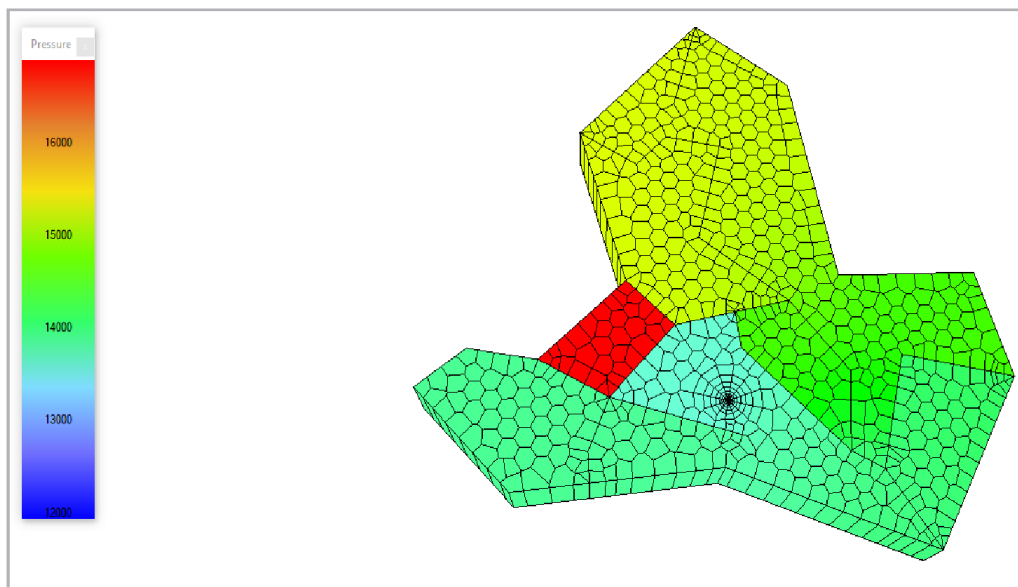


Figura 24. Modelado numérico de RTA considerando un súper pozo del campo “B”.

Conclusiones

Este trabajo demostró la utilidad del modelado numérico de pruebas de presión y análisis transitorio de producción (RTA), aplicado en casos reales para lidiar con problemas complejos para lograr reproducir el comportamiento dinámico basado en el uso de una solución no lineal.

Los análisis de caracterización dinámica se ven beneficiados al experimentar mejoras sustanciales al incluir los principales aspectos geológico-estructurales en el modelado de la disipación de la presión en sistemas heterogéneos mediante el uso de modelos numéricos. Asimismo, el RTA también se puede mejorar de esta forma para obtener resultados más confiables.

Este tipo de análisis permite maximizar el valor agregado de la caracterización dinámica de yacimientos a través de modelos con mayor consistencia con los modelos geológicos y la construcción de modelos representativos en menor tiempo (en comparación con los modelos de simulación numérica de yacimientos).

Otra gran ventaja que ofrecen estos modelos dinámicos es el diseño óptimo de las pruebas de presión, ya que de esta forma se pueden proponer programas de toma de información con eficiencia en cuanto a los tiempos requeridos según el objetivo de éstas.

Todo lo anteriormente expuesto está orientado a obtener una mayor certidumbre en el cálculo de volúmenes y estimación de reservas en pozos exploratorios y de desarrollo, identificación de unidades de flujo con potencial y detección de heterogeneidades, diseño óptimo de esquemas de explotación acorde a las características y condiciones de los campos, redimensionamiento de los límites de los yacimientos, determinación del número óptimo de pozos, reevaluación de campos maduros y diagnóstico e identificación de problemas, impactando así en el incremento del Factor de Recuperación y una mayor rentabilidad al mitigar riesgos en las inversiones.

Nomenclatura

RTA	Rate Transient Analysis
YNF	Yacimiento Naturalmente Fracturado
JSK	Jurásico Superior Kimmeridgiano
JST	Jurásico Superior Titoniano
FR	Factor de Recuperación

Referencias

1. Aguilera, R. 1987. Well Test Analysis of Naturally Fractured Reservoirs. *SPE Form Eval* **2** (03): 239-252. SPE-13663-PA. <https://doi.org/10.2118/13663-PA>.
2. Bourdet, D. 2002. *Well Test Analysis: The Use of Advanced Interpretation Models*. Amsterdam: Elsevier.
3. Crafton, J. W. 1997. Oil and Gas Well Evaluation Using the Reciprocal Productivity Index Method. Artículo presentado en SPE Production Operations Symposium, Oklahoma City, Oklahoma, EUA, marzo 9-11. SPE-37409-MS. <https://doi.org/10.2118/37409-MS>.
4. Earlougher, R. C. 1977. *Advances in Well Test Analysis*, Vol. 5. Richardson, Texas: Monograph Series, Society of Petroleum Engineers.
5. Fetkovich, M. J. 1980. Decline Curve Analysis Using Type Curves. *J Pet Technol* **32** (06): 1065-1077. SPE-4629-PA. <https://doi.org/10.2118/4629-PA>.
6. Houzé, O., Viturat, D., Fjaere, O. S. et al. 1988-2012. *Dynamic Data Analysis: The Theory and Practice of Pressure Transient, Production Analysis, Well Performance Analysis, Production Logging and the Use of Permanent Downhole Gauge Data*, v4.12.03. Paris: Kappa.
7. Palacio, J. C. y Blasingame, T. A. 1993. Decline-Curve Analysis Using Type Curves-Analysis of Gas Well Production Data. Artículo SPE 25909 disponible en: [SPE 25909 - Decline-Curve Analysis Using Type Curveshttps://blasingame.engr.tamu.edu/0_TAB_Public](https://blasingame.engr.tamu.edu/SPE_25909_-_Decline-Curve_Analysis_Using_Type_Curveshttps://blasingame.engr.tamu.edu/0_TAB_Public).

Semblanza de los autores

Ricardo Alcántara Viruete

Ingeniero Petrolero egresado del Instituto Politécnico Nacional. Ingresó a Pemex Exploración y Producción en el año 2013 por medio del programa denominado “Talento PEP”, asignado al Proyecto de Explotación Bellota Chinchorro del Activo de Producción Bellota Jujo, donde ha fungido como ingeniero de yacimientos, ingeniero de productividad de pozos, asistente de petrofísica y ostenta entrenamiento en campo para perforación y reparación de pozos como parte del programa de rotación y capacitación multidisciplinaria antes mencionado. Ha laborado en los Proyectos de Explotación Bellota-Chinchorro, El Golpe-Puerto Ceiba y Jujo-Tecominoacán del Activo Integral de Producción Bellota-Jujo en Comalcalco, Tabasco. Asimismo, ha colaborado con la evaluación y caracterización inicial de pozos exploratorios. Actualmente se desempeña como especialista técnico en caracterización dinámica de yacimientos e intérprete de pruebas de presión (PTA & RTA) en el área de ingeniería de yacimientos de la Gerencia de Planes de Explotación (GPET) de la Subdirección Técnica de Exploración y Producción (STEP) en Villahermosa, Tabasco, donde se encarga de la caracterización dinámica de todos los campos operados por Pemex a nivel nacional (terrestres y costa-afuera, carbonatos y terrígenos y diferentes tipos de fluido). Ha publicado trabajos técnicos en congresos nacionales (CMP) e internacionales (SPE) acerca de Ingeniería de Yacimientos y Caracterización Dinámica. Ostenta la certificación de ingeniería petrolera de la SPE (SPE Petroleum Engineering Certification) y es miembro activo de la Society of Petroleum Engineers, y del Colegio de Ingenieros Petroleros de México.

Mario Francisco Briones Cabrejos

Ingeniero de petróleo egresado de la Universidad de Oriente de Venezuela, especializado en el diseño, análisis e interpretación de pruebas de presión, desarrollo de proyectos modernos de Caracterización Dinámica de Yacimientos, evaluación de pozos exploratorios y de desarrollo, participación activa en el desarrollo de planes de explotación de campos nuevos y campos maduros mediante la realización de estudios integrales de yacimientos, cumplimiento de asignaciones de trabajo de campo participando en la supervisión y análisis de captura de información de yacimientos, ha fungido como mentor de productividad de pozos en los yacimientos del norte de Monagas y áreas tradicionales de Venezuela operados por PDVSA, además cuenta con experiencia en Yacimientos Naturalmente Fracturados muy complejos del Sureste de México y en yacimientos de gas y condensado con trabajos de investigación y publicaciones en la SPE y en el Congreso Mexicano del Petróleo. Paralelamente, realiza actividades académicas en la industria y en la universidad.