

Modelo teórico para el diagnóstico de flujo en formaciones del Mesozoico tipo “Tight Oil”

Jorge Enrique Paredes Enciso
jorge.enrique.paredes@pemex.com

Rafael Pérez Herrera
rafael.perez@pemex.com

Luis Manuel Perera Pérez
luis.manuel.perera@pemex.com
Pemex Exploración y Producción

Información del artículo: recibido: octubre de 2016 - aceptado: noviembre de 2016

Resumen

En los últimos años durante la perforación de localizaciones a nivel Mesozoico se han presentado comportamientos atípicos, a pesar de mostrar un potencial de producción durante su perforación:

Buena producción inicial de los pozos, acompañada con una declinación rápida en periodos extremadamente cortos (días), llegando incluso al cierre de los mismos.

La presión estática del yacimiento no se logra restablecer a los niveles originales después de cerrar el pozo, aun cuando el volumen drenado del yacimiento es muy poco.

Entre las teorías que se manejan para explicar el comportamiento dinámico de estos yacimientos, se encuentran las siguientes: baja permeabilidad, formación compacta, daño en el pozo y yacimiento muy pequeño; sin embargo, es complicado demostrar estas hipótesis con la poca información que proviene del pozo en evaluación.

El presente trabajo se desarrolló con la finalidad de mostrar una respuesta al comportamiento expuesto por estos yacimientos, utilizando la información de los sensores de fondo presión-temperatura y con el desarrollo de un modelo numérico pseudoradial¹ (a nivel de pozo).

Palabras clave: Tight Oil, modelo teórico, diagnóstico de flujo.

Theoretical model for diagnosing flow in Mesozoic formations with a Tight Oil behavior

Abstract

In recent years during drilling locations at Level Mesozoic they were presented atypical behaviors, despite showing production potential during drilling:

Good initial production wells, accompanied with a rapid decline in extremely short periods (days), even to close them.

The static pressure of the reservoir is not reset to the original levels after closing the well, even though the drained volume is very low.

The theories used to explain the dynamic behavior of these reservoirs include: low permeability, compact formations, high skin factor and very small reservoir; however it is difficult to prove these hypotheses with low information coming from the well in evaluation.

The present work was developed in order to present a response to the behavior exhibited in these reservoirs, using the information from pressure-temperature downhole sensors and with the development of a numerical pseudo-radial model (at the level of well).

Keywords: Tight Oil, theoretical model, diagnosing flow.

Antecedentes

El campo Madrefil cubre un área de 33.3 km² y está geográficamente localizado en la parte Suroeste del estado de Tabasco, aproximadamente a 17 km al Oeste franco del municipio de Comalcalco, dentro del área que cubre el Activo de Producción Bellota Jujo, **Figura 1.1**. Geológicamente el yacimiento se encuentra en la Llanura Costera del Golfo de México, al Noreste del alineamiento estructural Yagual-Chinchorro-Palangre y se trata de una trampa de tipo estructural.

El campo se descubrió en 2009 con la perforación del pozo exploratorio Madrefil 1, que alcanzó la profundidad de 6,462 m, quedando como productor en calizas y dolomías fracturadas de edad Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK). La producción inicial del campo Madrefil fue de 7,962 bd de aceite, con una RGA de 236 m³/m³, una presión inicial de 1,070 kg/cm² a una temperatura de yacimiento de 159° C, alcanzando una producción máxima de 23,209 bd de aceite y 36.4 MMpcd de gas, en junio de 2015 con cinco pozos operando.

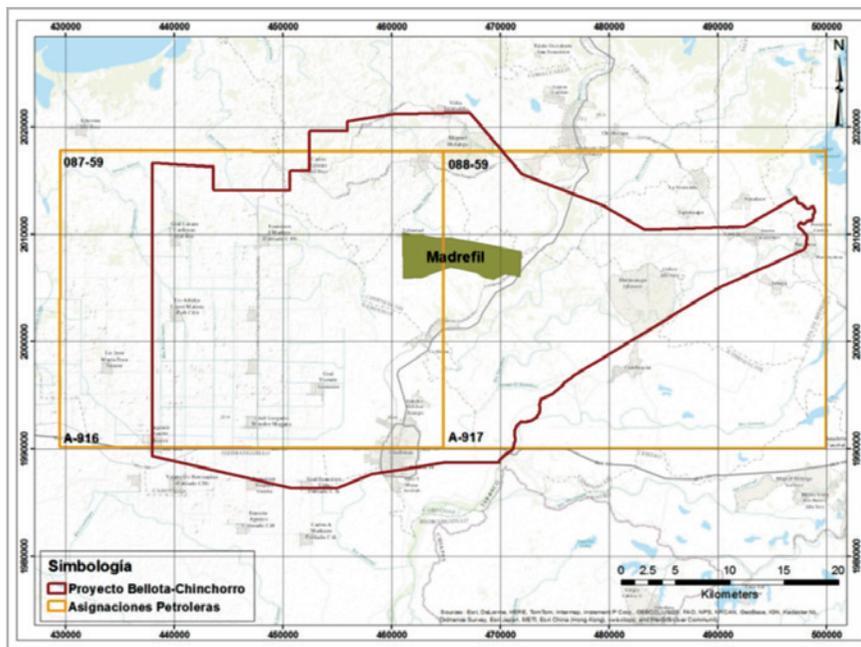


Figura. 1.1. Plano de ubicación, campo Madrefil.

A partir de la información sísmica y de los pozos de correlación, se realizaron las interpretaciones estructurales a nivel Jurásico Superior Kimmeridgiano y Cretácico Medio, donde el JSK se extiende en un área de 33.3 km² y el KM de 12.2 km², aproximadamente. Este último presenta características petrofísicas atractivas, que se confirmaron con las manifestaciones y pérdidas que se presentaron durante la perforación de los pozos que operan en JSK.

A finales del año 2015, el pozo Madrefil 31 se probó en el Cretácico Medio para confirmar el potencial de este nivel estratigráfico. Durante su evaluación en la etapa de terminación, fue posible registrar la presión y temperatura de fondo a través de un sensor en tiempo real. Los resultados no fueron los esperados, ya que inicialmente el pozo aportó hasta 2,280 bd de aceite y en 48 horas el pozo dejó de aportar, igualándose las presiones en superficie, **Figura 1.2.**

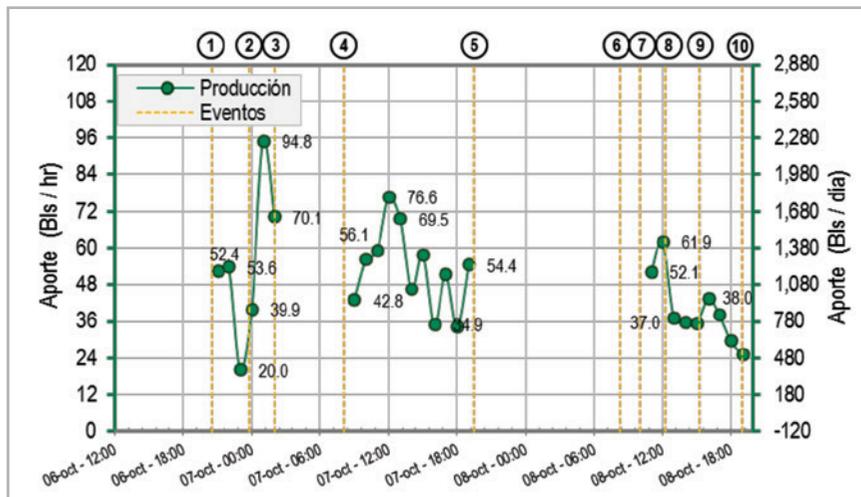


Figura 1.2. Gráfico del aporte inicial del pozo Madrefil 31.

Preliminarmente se concluyó que el pozo se había dañado durante la perforación y que requería de un tratamiento de estimulación para volver a conectar la mayor cantidad de fracturas; sin embargo, el pozo continuaba con bajo aporte y no se logró restablecer el nivel original de presión estática.

Desarrollo del trabajo

Planteamiento del problema

La característica más sobresaliente durante el comportamiento del pozo durante su terminación fue

el comportamiento de la presión registrada durante los cierres. Aparentemente la presión estática al nivel del sensor no lograba restaurar sus niveles originales después de los diferentes cierres del pozo, **Figura 1.3**. Por la geometría vertical del pozo y el tiempo que tarda en restaurar la presión de fondo, es probable que sólo se haya comunicado su vecindad y no el medio fracturado.

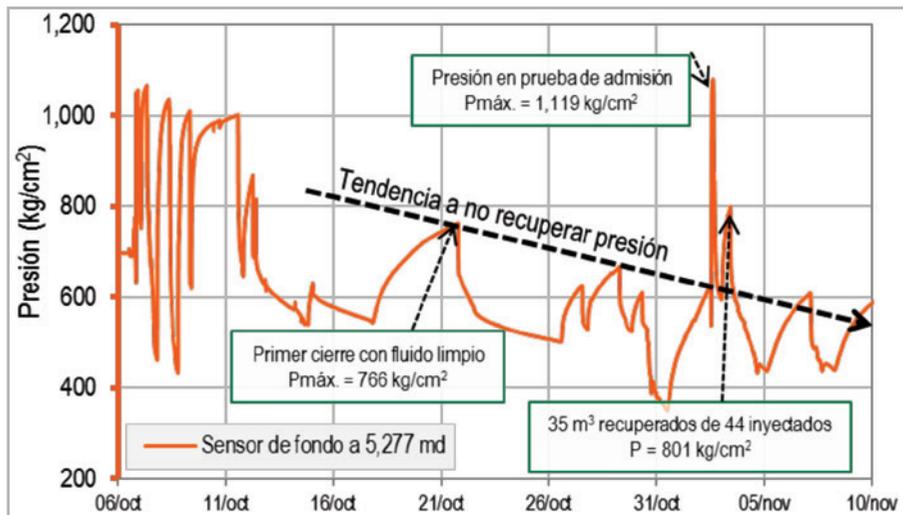


Figura 1.3. Comportamiento de la presión del sensor fondo durante el periodo de terminación del pozo.

Este comportamiento es característico de un yacimiento de aceite ligero tipo “Tight Oil” o “Yacimiento compacto de aceite ligero”, (LTO. Light Tight Oil)

Los yacimientos LTO son acumulaciones convencionales de aceite o petróleo que se depositaron en un yacimiento de muy baja permeabilidad². El aceite de este tipo de

yacimientos típicamente no fluye a gastos económicamente atractivos sin la aplicación de tecnología avanzada de perforación y terminación de pozos. Comúnmente, la perforación horizontal acompañada de un tratamiento de estimulación o fracturamiento hidráulico se utiliza para explotar estos yacimientos, **Figura 1.4**.

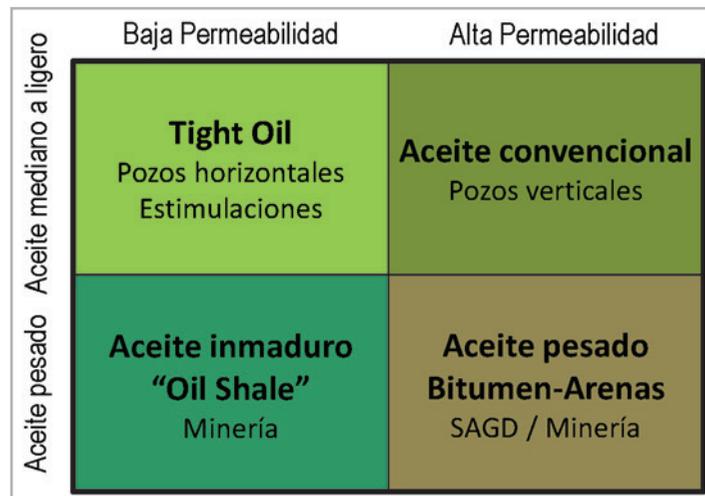


Figura 1.4. Clasificación de los yacimientos en función del tipo de fluido y permeabilidad mostrando sus técnicas de explotación.

Construcción del modelo pseudoradial

Los modelos pseudoradiales (PRM) son modelos de simulación numérica correspondientes a un área en específico del yacimiento, con el objetivo de analizar las condiciones dinámicas de un pozo, bloque o área en estudio. Los análisis de los PRM pueden incluir: conificaciones, irrupciones de agua o gas, monitoreo de los contactos, gasto óptimo de explotación, ajustar pruebas de producción, entre otros.

La diferencia principal entre los modelos radiales convencionales y los PRM, se observa en la geometría de las celdas y por consecuencia el flujo de fluidos en el medio poroso. Los modelos radiales, como su nombre indica, el avance de los fluidos en la malla de simulación es de manera radial, ya que los cálculos se efectúan en el sistema de coordenadas $r-\phi-z$ (radio, ángulo y altura). En los PRM, la simulación se realiza en una malla cartesiana en coordenadas x,y,z (celdas en forma de cubo), por lo cual es necesario que el tamaño de celdas sea muy pequeño

para minimizar el movimiento en “zigzag” del fluido en su camino hacia el pozo.

La construcción del PRM para el pozo Madrefil 31 se enfocó en la simplicidad del modelo, debido a la disponibilidad limitada de la información. El modelo construido presentaba las características siguientes, **Figuras 1.5 y 1.6:**

- Yacimiento volumétrico, (sin influencia del acuífero)
- Porosidad de matriz, (un medio poroso)
- Permeabilidad relativa “lineales”
- Presión capilar = 0
- Modelo discreto de fracturas, (DFN)
- Dos zonas de análisis, (frontera y área de estudio)
- Número de celdas, $(48*50*25 = 60M)$
- Seis pseudocomponentes basados en el estudio PVT del pozo Madrefil 1
- Modelo de fluido: aceite negro

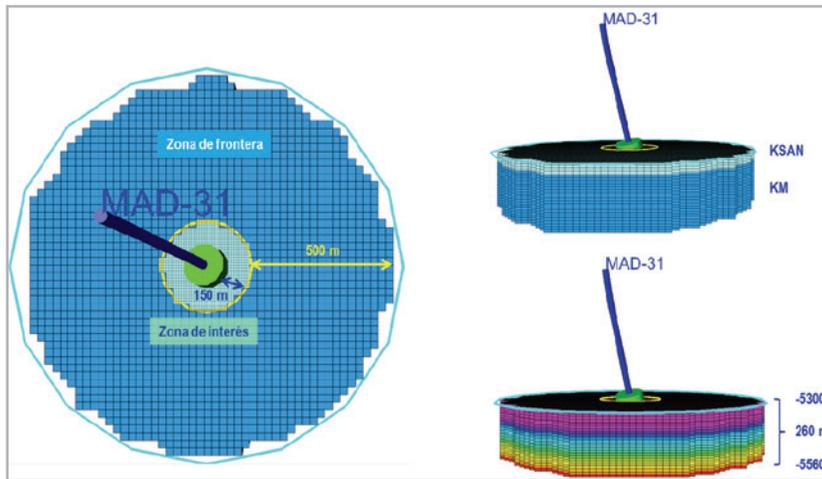


Figura 1.5. Características del modelo pseudoradial del pozo Madrefil 31.

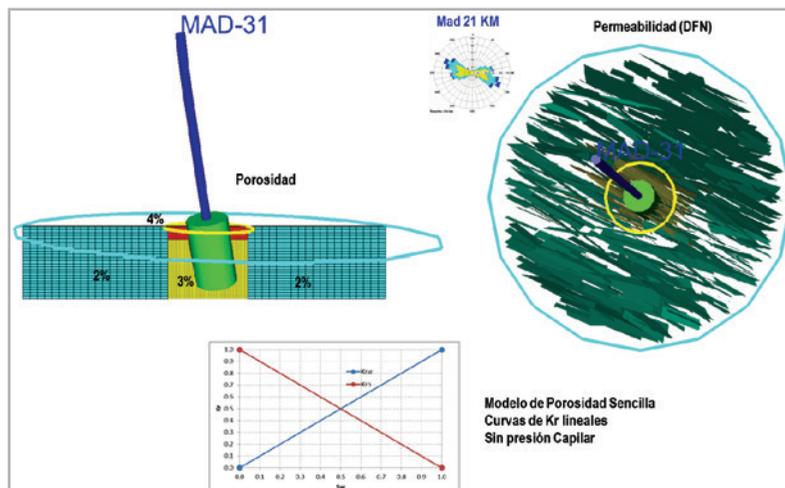


Figura 1.6. Modelo DFN y curvas de kr utilizadas en el PRM del pozo Madrefil 31.

Las permeabilidades relativas “lineales” o ideales fueron utilizadas debido a que se asume que en el tiempo corto de evaluación del pozo (dos meses), sólo existe flujo en el medio fracturado que se logró conectar.

Utilizando el método propuesto por Park Jones³, donde se puede estimar el volumen de aceite o gas conectado al pozo, fue posible estimar preliminarmente un volumen y un área conectada con el pozo como punto de partida para el proceso, de ajuste histórico, **Figura 1.7**. Es importante mencionar que es poco probable que se haya alcanzado un régimen de flujo pseudoestacionario durante los

decrementos de presión, no obstante el ejercicio se realizó para partir de una referencia volumétrica, ya que este volumen sufrió variaciones durante el proceso de ajuste histórico.

El proceso de ajuste histórico (HM), tiene como finalidad reproducir el comportamiento observado con el sensor de fondo durante la terminación del pozo, efectuando sensibilidades a la permeabilidad en las tres direcciones (i, j, k), volumen original y transmisibilidad entre la zona de estudio y de frontera.

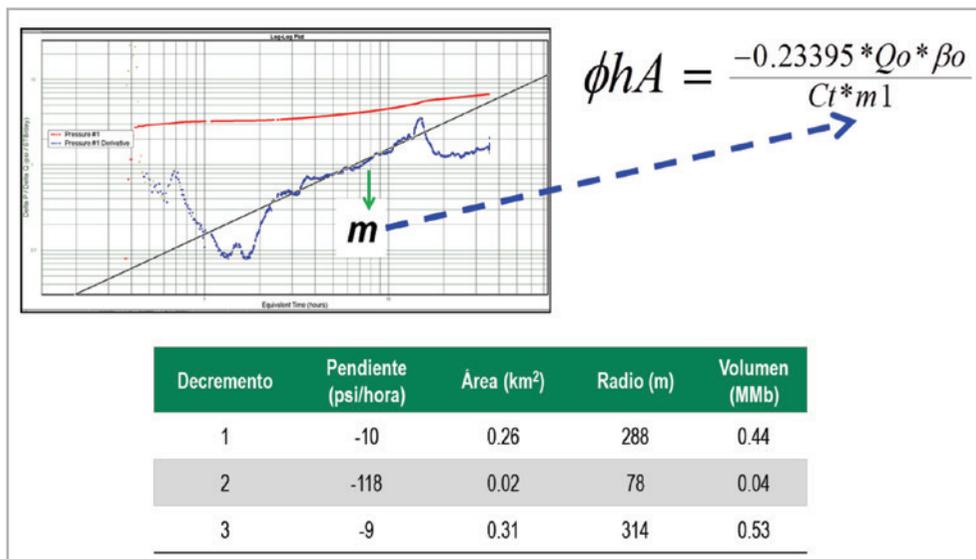


Figura 1.7. Área determinada y volumen inicial (conectado al pozo), estimados por el método de Park Jones.

Los objetivos con la construcción del modelo pseudoradial son:

- Efectuar diagnóstico preliminar del comportamiento del pozo
- Confirmar hipótesis de un modelo posible cerrado, doble permeabilidad, etc.
- Ajustar valores aproximados para la permeabilidad
- Evaluar la geometría del pozo
- Comparación de escenarios

Ajuste histórico

Los parámetros que más impactaron el proceso de HM son las permeabilidades en las tres direcciones y la transmisibilidad entre la zona de estudio y la zona de frontera.

Inicialmente la zona de estudio presentaba valores que oscilaban entre 1.5 - 3.0 md y la zona de frontera valores que se aproximaban a 0.1 md en las tres direcciones. Con ello se buscaba reducir la transmisibilidad entre las zonas para que se conectara sólo la vecindad del pozo con una parte del yacimiento. Los resultados mostraron que a pesar de disminuir la interacción pozo-yacimiento los niveles de presión seguían restituyendo a sus niveles originales. La **Figura 1.8** presenta el flujo en dirección "x" entre la zona de frontera y la zona de estudio, mostrando cómo existe transmisibilidad entre ambas áreas del yacimiento.

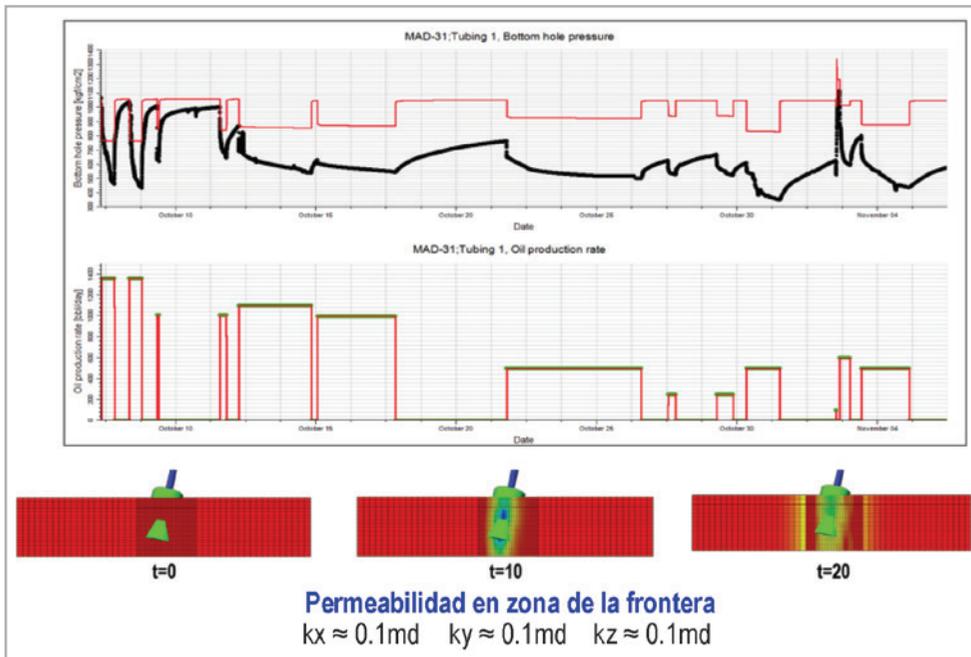


Figura 1.8. Escenario del proceso de HM, en el que la presión simulada (rojo) restituye sus niveles originales.

Después de una serie de sensibilidades entre las permeabilidades de la zona de interés y la de frontera, fue posible obtener un escenario que logra reproducir toda la prueba, **Figura 1.9**.

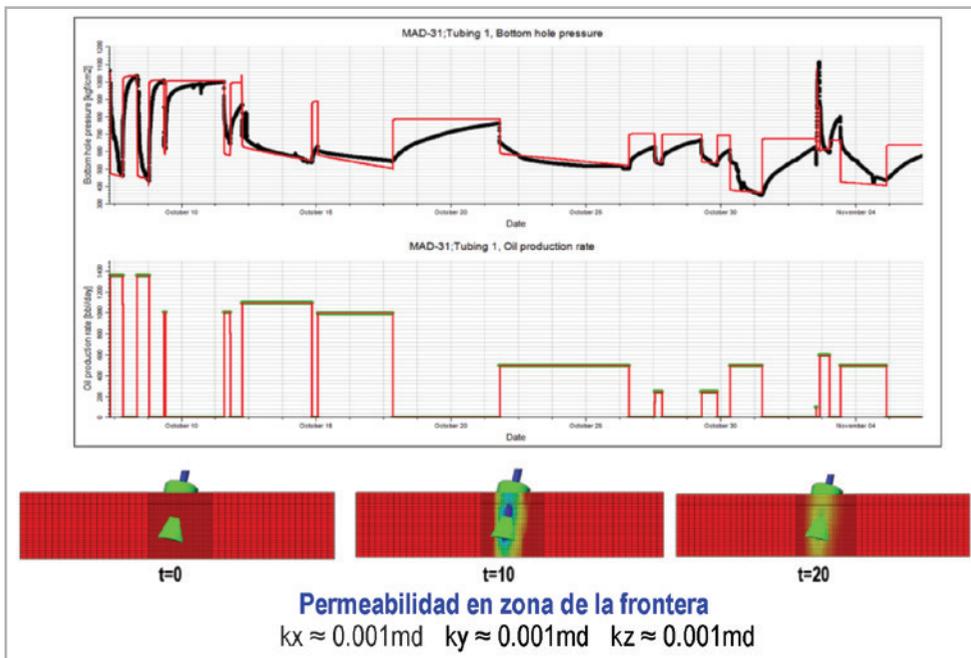


Figura 1.9. Escenario final del proceso de ajuste histórico.

Del ajuste histórico final se estima una permeabilidad en la zona de frontera ≈ 0.001 md y en la zona de interés de 0.9, 0.3 y 1.2 md respecto a sus tres direcciones (x, y, z), **Figura 1.10**.

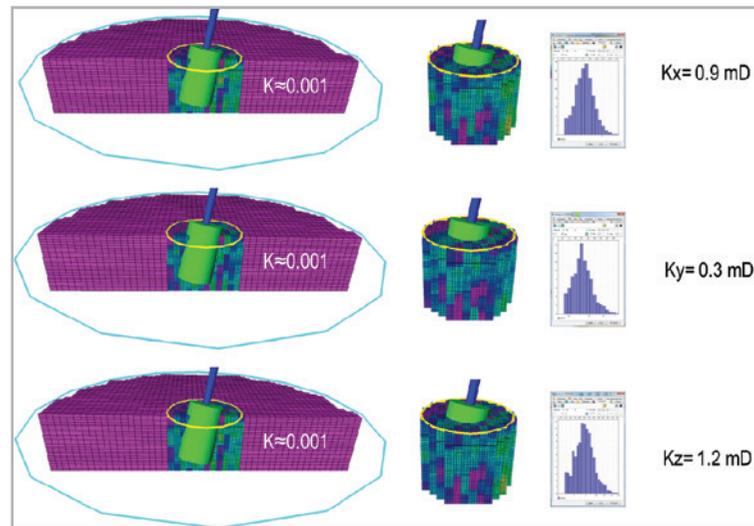


Figura 1.10. Escenario final del proceso de ajuste histórico.

Interpretación de los resultados

Con el modelo ajustado se procedió a simular una curva de incremento por 2,000 horas, con la finalidad de evaluar qué modelo lograba representar la respuesta de presión, **Figura 1.11**.

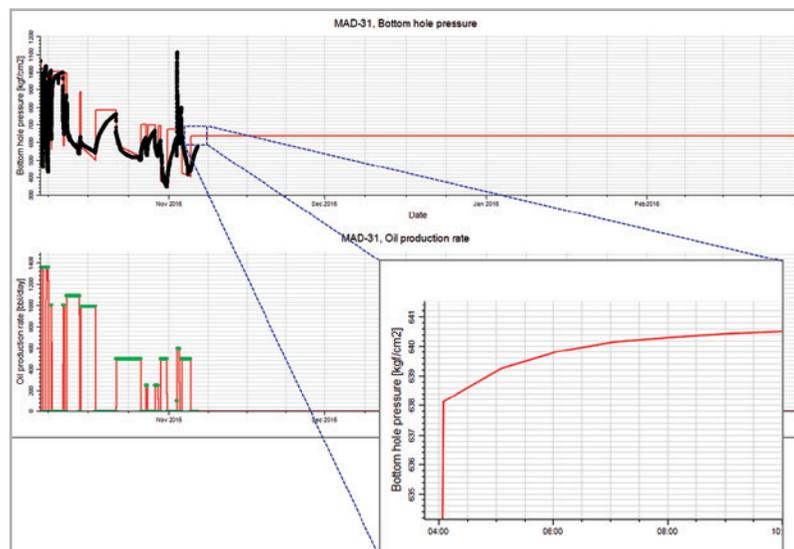


Figura 1.11. Simulación de una curva de incremento por 2,000 horas con el modelo ajustado.

Los modelos interpretados se describen a continuación:

1. Modelo homogéneo con frontera circular cerrada, **Figura 1.12.**

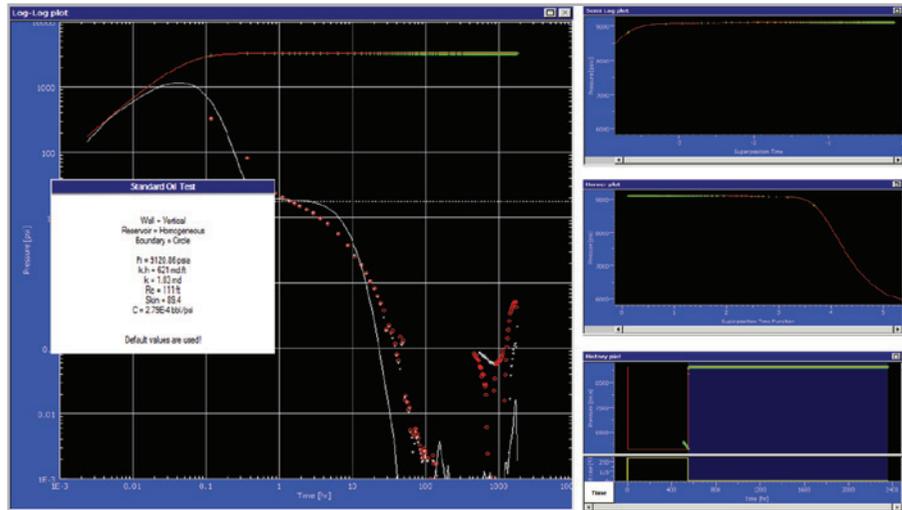


Figura 1.12. Ajuste de la curva de incremento simulada a un modelo homogéneo con frontera circular cerrada.

Por medio del modelo homogéneo considerando un sistema circular cerrado, se logra un ajuste regular para el comportamiento de la función derivada de la presión. Aparentemente existe más de una zona de movilidad, sin embargo, el radio de investigación es muy bajo para

afirmarlo. La permeabilidad efectiva estimada con este modelo es de 1.03 md.

2. Modelo radial compuesto con frontera circular cerrada, **Figura 1.13.**

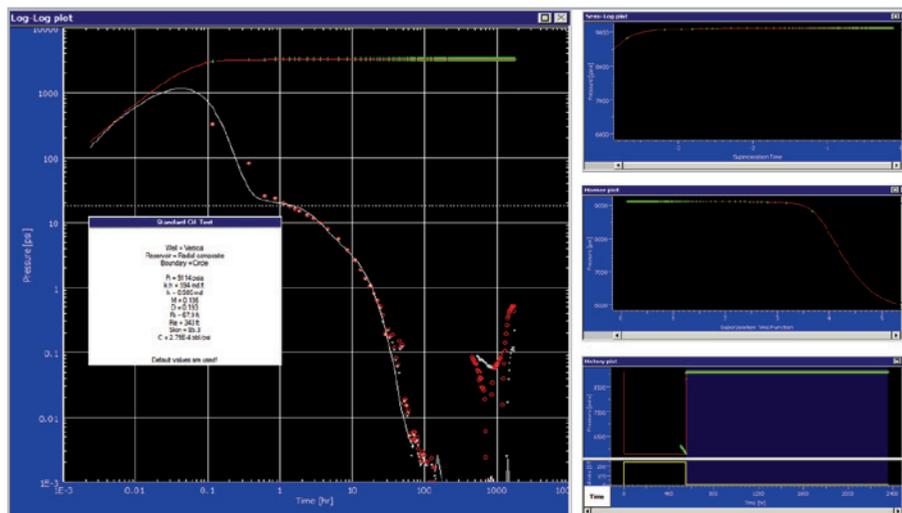


Figura 1.13. Ajuste de la curva de incremento simulada a un modelo homogéneo con frontera circular cerrada.

El modelo presenta un radio de investigación de 343 ft (105 m), confirmando que las movilidades aparentes se encuentran en la vecindad del pozo. Sólo se trató de representar lo observado en las primeras 100 horas por el ruido de la información; sin embargo, es posible que exista un límite o una barrera cercana a las 1,000 horas (zona de frontera). La permeabilidad efectiva estimada con este modelo es de 0.989 md.

3. Modelo de doble porosidad con frontera infinita, **Figura 1.14.**

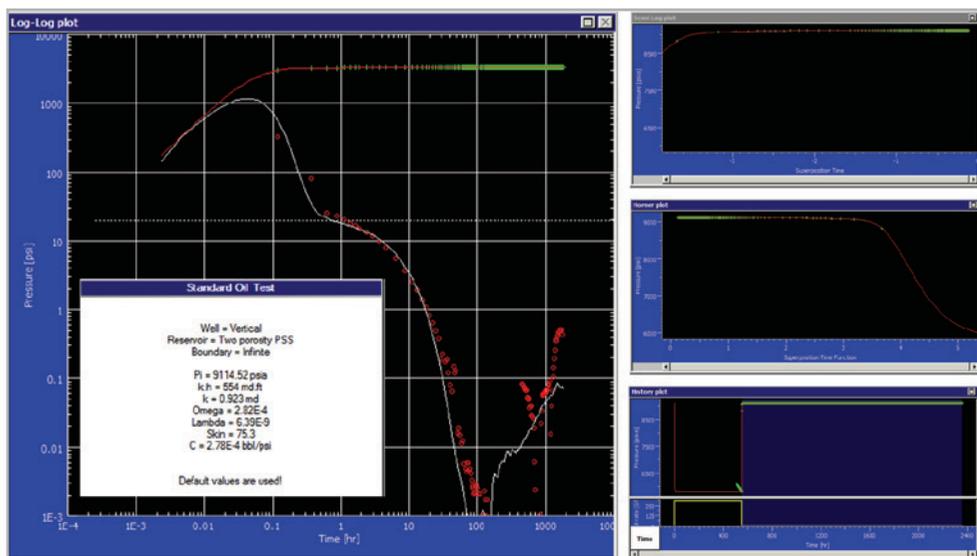


Figura 1.14. Ajuste de la curva de incremento simulada a un modelo de doble porosidad con frontera infinita.

Los parámetros del coeficiente de almacenamiento (ω) y de interacción matriz-fractura (λ) presentan valores muy bajos: $2.82e^{-4}$ y $6.39e^{-9}$ respectivamente. Derivado de los valores anteriores, es probable que se trate de un sistema gobernado por la matriz sin un efecto aparente de las fracturas⁴. La permeabilidad efectiva estimada con este modelo es de 0.923 md.

La información simulada de presión estática (pws) presenta algunas variaciones o "ruido" en la parte final de los datos. Al ser información proveniente de un modelo ideal se esperaría una información "suavizada"; no obstante se identificaron las causas posibles del ruido fuerte en las interpretaciones:

- Eclipse no es un programa diseñado para evaluar pruebas de pozo
- El pozo en estudio al presentar gasto cero para simular la curva de incremento, Eclipse considera que la pwf de igual forma es cero

- Para mitigar esto, se asume que el pozo produce con un gasto muy cercano a cero (0.0001 bd) y simular una pseudo curva de incremento

Predicción y análisis comparativo

La etapa siguiente del análisis consistió en realizar una predicción con el modelo ajustado, en la cual se contempla validar el modelo ajustado históricamente, en su consistencia y predictibilidad.

El periodo a evaluar se estableció en un periodo de un año partiendo del tiempo cero, para observar si el pozo era capaz de reproducir su comportamiento "real" en el que su producción se logró mantener cerca de un mes. El primer escenario de predicción evaluado se puede apreciar en la **Figura 1.15.**

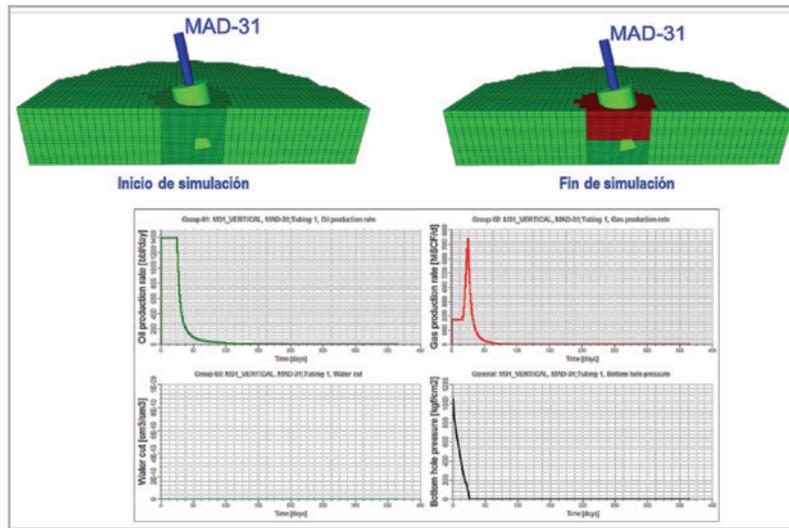


Figura 1.15. Escenario de predicción del pozo Madrefil 31.

Los resultados de la predicción muestran como el pozo se logra mantener con una producción de 1,400 bd por un periodo de 24 días. Como se había conceptualizado anteriormente, en el ajuste histórico la única zona que logró conectar el pozo con el yacimiento es en su vecindad; esto generó que el volumen de drene fuera muy bajo y se alcanzara la presión de saturación, y con ello la producción del gas asociado.

preliminarmente que se trata de un yacimiento tipo “Light Tight Oil”.

El escenario siguiente a evaluar considera un pozo de alto ángulo en el mismo modelo conceptualizado anteriormente con el pozo vertical. Los resultados aparentemente no son satisfactorios, e incluso se simuló un escenario realizando una estimulación a la zona del yacimiento, **Figura 1.16**.

Analizando el comportamiento de producción y las permeabilidades estimadas con el PRM, se puede concluir

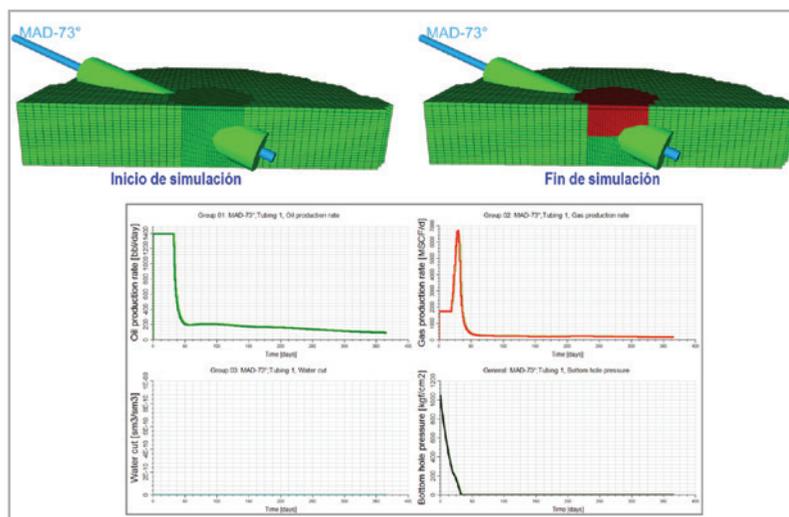


Figura 1.16. Escenario de predicción con un pozo de 73° de inclinación, observando el mismo comportamiento que el obtenido para el pozo vertical.

Los resultados son prácticamente los mismos; no tiene un sentido físico correcto, debido a que la desviación del pozo conduce a un espesor abierto al flujo mayor que el correspondiente a un pozo vertical. Por lo anterior, se

desarrolló un nuevo modelo que incluye las propiedades ajustadas con el pozo vertical, pero en la zona que conectaba este nuevo pozo de alto ángulo, **Figura 1.17**.

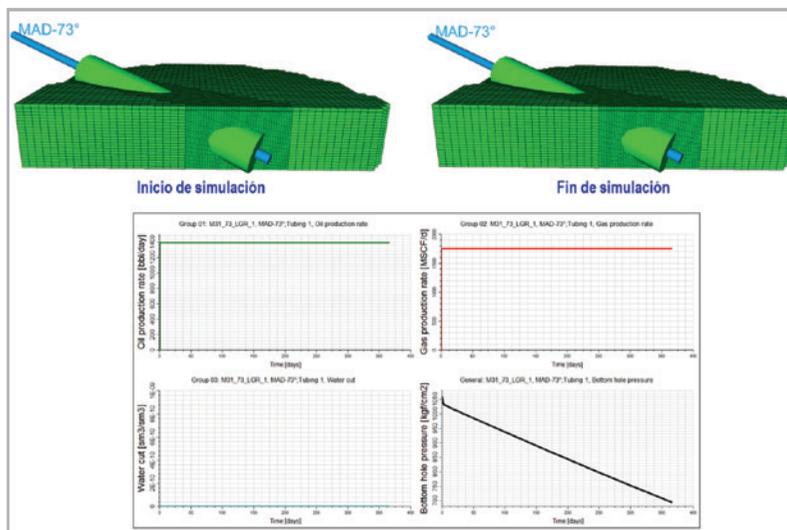


Figura 1.17. Escenario de predicción con un pozo de 73°, observando un incremento sustancial en la producción.

Comparando los resultados obtenidos se puede observar que con el pozo de alto ángulo se logró conectar una mayor cantidad de fracturas, y por ende, un mayor volumen que pudiera sostener la productividad del pozo, **Figura 1.18**.

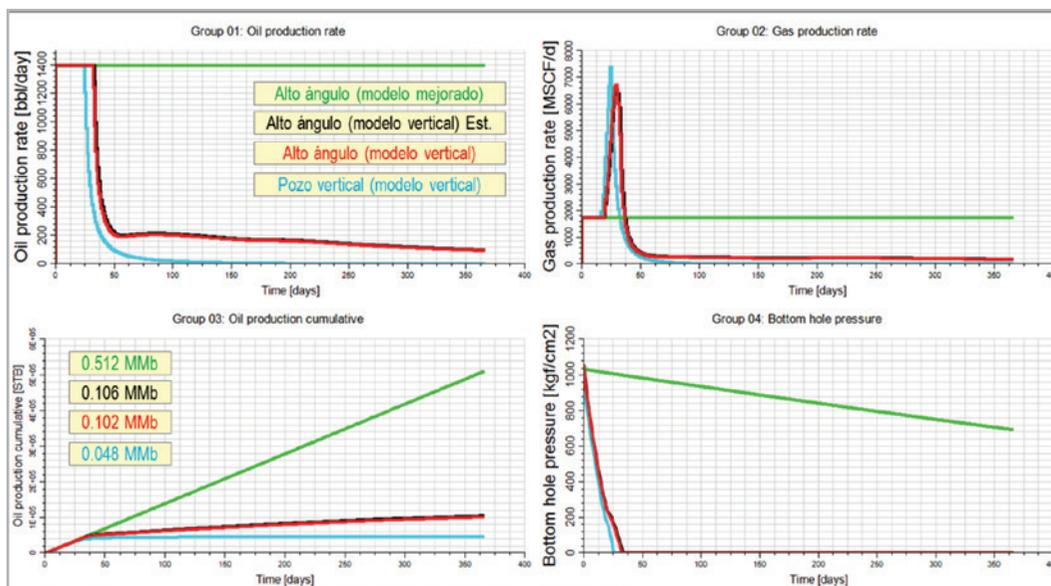


Figura 1.18. Comparación de escenarios de predicción.

Conclusiones

- El campo Madrefil en su formación de Cretácico Medio presenta un comportamiento tipo “Tight Oil” (muy baja permeabilidad) de acuerdo al análisis presentado
- Tomando como base la información de la presión del sensor de fondo se puede observar que no logra restituir su presión a los niveles originales
- El modelo pseudoradial construido logra reproducir el comportamiento de la presión registrada durante la terminación del pozo, logrando concluir preliminarmente que se trata de un sistema cerrado que sólo conectó la vecindad del pozo
- Para confirmar esto, se empleó el ajuste de la presión simulada para determinar un modelo que representara la geometría de flujo y posibles fronteras del yacimiento, ajustando a: modelo homogéneo circular cerrado, modelo radial compuesto circular cerrado y modelo de doble porosidad infinito
- Los modelos anteriores aparentemente son interpretaciones de la vecindad del pozo, que se presume fue lo que conectó el pozo con el yacimiento
- Las predicciones muestran como con un pozo vertical en este tipo de yacimientos no logra obtener producción económicamente rentable
- Conceptualizando una geometría del pozo de alto ángulo, teóricamente se logra demostrar que al incrementar la zona de contacto pozo-yacimiento se incrementa sustancialmente la productividad del pozo en este tipo de formaciones
- Este tipo de comportamiento se ha presentado en otros campos con características similares, como Navegante JSK y Terra KM

Referencias

1. Bai, B., Salehi, S., Nygaard, R. et al. 2014. Optimizing the Development of Tight Oil Formations. Viena, Austria, febrero 25-27. SPE-167742-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/167742-MS>.
2. Kabir, S., Rasdi, F. e Igboalisi, B. 2011. Analyzing Production Data from Tight Oil Wells. *J Can Pet Technol* **50** (5): 48-58. SPE-137414-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/137414-PA>.
3. Larez, C. J., Paredes, J. E., Fong J. L. et al. 2013. Methodology to Estimate the Optimal Production Rate and OWC Advance in Naturally Fractured Reservoir in the South Of Mexico. Artículo presentado en la International Petroleum Technology Conference, Beijing, China, marzo 26-28. IPTC-17128-MS. <http://dx.doi.org/10.2523/IPTC-17128-MS>.
4. Park, J. 1957. Drawdown Exploration Reservoir Limit, Well and Formation Evaluation. Artículo presentado en la Permian Basin Oil Recovery Conference, Midland, Texas, abril 18-19. SPE-824-G. <http://dx.doi.org/10.2118/824-G>.
5. Rodríguez, F., Arana, V. y Cinco-Ley, H. 2004. Well Test Characterization of Small and Large Scale Secondary Porosity in Naturally Fractured Reservoirs. Artículo presentado en la SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, septiembre 26-29. SPE-90287-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/90287-MS>.
6. *Understanding Tight Oil*. 2012. Calgary, Canada: Canadian Society for Unconventional Resources. http://www.csur.com/sites/default/files/Understanding_TightOil_FINAL.pdf (Acceso el 15 de enero de 2016).

Semblanza de los autores

Jorge Enrique Paredes Enciso

Ingeniero Petrolero graduado del Instituto Politécnico Nacional. Trabajó en el Instituto Mexicano del Petróleo de 2008-2009. Actualmente trabaja en Pemex como Ingeniero de yacimientos y simulación para el proyecto Bellota Chinchorro del Activo de Producción Bellota Jujo. Ha publicado 24 trabajos técnicos en congresos nacionales e internacionales acerca de Caracterización de Fluidos, Ingeniería de Yacimientos y Simulación Numérica. Desarrolló la herramienta PVTVAL (Software para la validación de estudios PVT) con Certificado de derechos de autor No. 03-2014-060310231500-01.

Miembro de la red de especialistas de Ingeniería de Yacimientos en PEP. Miembro activo de la SPE (Society of Petroleum Engineer), AIPM (Asociación de Ingenieros Petroleros de México) y CIPM (Colegio de Ingenieros Petroleros de México). Actualmente funge como YP (Young Professional) Chairperson de la SPE, Sección México.

Rafael Pérez Herrera

En 1987 obtuvo la licenciatura de Ingeniero Petrolero en la Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura del Instituto Politécnico Nacional.

Ingresó a Petróleos Mexicanos el 23 de febrero de 1988 y hasta 2003 trabajó como Ingeniero de yacimientos, realizando numerosos estudios de comportamiento primario, recuperación secundaria, simulación numérica, desarrollo de campos y caracterización de fluidos de los campos petroleros de la Región Sur. De 2004 a 2014, laboró como Líder del Proyecto Delta del Grijalva y Coordinador de Diseño de Proyectos en el Activo de Producción Samaria Luna.

A partir de junio de 2014, ocupa el cargo de Administrador del Activo de Producción Bellota Jujo, en la Subdirección de Producción Región Sur.

Ha participado en el desarrollo de más de 40 artículos técnicos presentados en congresos nacionales e internacionales. En abril de 2014 recibió el reconocimiento como Experto Tecnológico Nivel II de Pemex Exploración y Producción, entregado por la Dirección General de Petróleos Mexicanos. Recibió el Premio Estatal de Ingeniería 2015 en julio de 2015, otorgado por los Colegios de Profesionales de la Ingeniería y Asociaciones del Estado de Tabasco, por trayectoria y destacada labor profesional en la rama de la Ingeniería Petrolera, entregado por el Gobernador Constitucional del Estado de Tabasco. Pertenece a la Asociación de Ingenieros Petroleros de México, al Colegio de Ingenieros Petroleros de México y a la Society of Petroleum Engineers.

Luis Manuel Perera Pérez

Ingresó a Petróleos Mexicanos en marzo de 1996, en el grupo interdisciplinario Cactus-Níspero-Río Nuevo, del Distrito Reforma de la Región Sur, en el área de ingeniería de yacimientos. Participó en el estudio integral de los campos Cactus-Níspero-Río Nuevo, en la Ciudad de Denver Colorado, USA, en el año de 1997, y en los años 2000 y 2001 en el estudio integral de los mismos campos en la Ciudad de Tokio Japón.

Del periodo 2002 al 2004 realizó estudios de Maestría en Ingeniería Petrolera y Gas Natural en el Área de Yacimientos en la Universidad Nacional Autónoma de México, obteniendo el grado en el año 2005. Es coautor y autor de diversos artículos técnicos relacionados al área de Ingeniería de Yacimientos, presentados en las jornadas técnicas y congresos de la AIPM. Se ha desempeñado como Líder del área de Ingeniería de Yacimientos, Líder de productividad de pozos y Líder de los Proyectos San Manuel del Activo Integral Muspac, Integral Delta del Grijalva del Activo Integral Samaria-Luna de la Región Sur, Explotación Jujo-Tecominoacán, y actualmente tiene el cargo de Líder del Proyecto de Explotación Bellota-Chinchorro del Activo de Producción Bellota-Jujo.