

Avances en la caracterización integral de un yacimiento naturalmente fracturado vugular, el caso Ayatsil-Tekel

Rodolfo Camacho Velázquez

Norma Fuenleal Martínez

Tomás Castillo Rodríguez

Petróleos Mexicanos- Exploración y Producción

Susana Gómez Gómez

Gustavo Ramos

Carlos Minutti Martínez

IIMAS- Universidad Nacional Autónoma de México

Mario Vásquez Cruz

Petróleos Mexicanos-Exploración y Producción

Instituto Politécnico Nacional –

Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura,

Unidad Ticomán

Alejandro Mesejo

MatCom-UH

Gorgonio Fuentes Cruz

Texas A&M University e IMP

Información del artículo: Recibido: junio de 2014-aceptado: octubre de 2014

Resumen

En este trabajo se presentan los avances enfocados a la caracterización de los yacimientos que constituyen el campo Ayatsil-Tekel, específicamente en cuanto al sistema de fracturas naturales y vugulos. Se discuten resultados del análisis de registros geofísicos y de imágenes de pozo, así como de pruebas de variación de presión. Mediante el análisis de registros de imágenes se determinó que existen intervalos productores dominados por alta porosidad vugular, de manera que los datos de presión se analizaron mediante modelos de triple porosidad-doble permeabilidad ($3\phi-2k$), considerando penetración total y parcial del pozo. Dichos modelos presentados recientemente, involucran la determinación de 9 y 13 parámetros, respectivamente, lo cual implica retos en cuanto a la unicidad de los resultados. De esta forma, se sugiere abordar el problema a partir de información proveniente de otras fuentes de información como núcleos, registros geofísicos y de imágenes, con el fin de asignar valores característicos para algunos de los parámetros del modelo de interpretación, específicamente para los cocientes de almacenamiento de vugulos y fracturas (ω_v y ω_f). Sin embargo, todos los parámetros asociados al yacimiento pueden variar dentro del área de drene y por ende no necesariamente coincidir con los valores determinados por registros. Por tanto, se establece la conveniencia de considerar los valores de ω_v y ω_f únicamente como referencia, con el fin de seleccionar la solución más representativa del yacimiento cuando existen múltiples soluciones.

Aunado a lo anterior, se presentan resultados de los análisis de las pruebas mediante el modelo clásico de Warren y Root, lo cual se realizó con la intención de investigar si a partir de dichos análisis se obtendrían valores “equivalentes” a los estimados utilizando el modelo de $3\phi-2k$. Sin embargo, los resultados muestran que la suma de parámetros de almacenamiento (ω_v y ω_f) no es igual al parámetro de almacenamiento w obtenido con el modelo de doble-porosidad.

En base a los análisis de las pruebas considerando un yacimiento isótropo, se determinó la inconveniencia de esta situación, tomando en cuenta que en la literatura se indica que la permeabilidad vertical de las zonas vugulares es relevante para el comportamiento dinámico del yacimiento, e incluso puede ser mayor que la permeabilidad horizontal de acuerdo a la génesis de estas zonas. En el caso del campo Ayatsil, la determinación de la permeabilidad vertical de las zonas vugulares es muy importante dado que comparte un acuífero regional, de manera que estas zonas pueden establecer rutas preferenciales para el avance del agua, adicionales a las asociadas a fracturas y fallas verticales.

En el presente trabajo se demuestra la relevancia de integrar los esfuerzos de caracterización estática y dinámica para lograr una descripción más realista de las formaciones fracturadas vugulares y para lo cual el modelo de triple porosidad-doble permeabilidad brinda una alternativa para realizar dicha integración de manera más adecuada.

Palabras clave: Análisis de pruebas de presión, yacimientos naturalmente fracturados, yacimientos vugulares, triple-porosidad, doble permeabilidad, penetración parcial.

Advances in the integral characterization of a naturally fractured vuggy reservoir, Ayatsil-Tekel case

Abstract

This paper presents advances focused on the characterization of the reservoirs that constitute the field Ayatsil-Tekel, specifically with regard to the system of natural fractures and vugs. Results analysis of geophysical and images well logs are discussed, as well as pressure transient well test. Through the analysis image well logs was determined that there are producing intervals dominated by high vuggy porosity, so the pressure transient data were analyzed using triple porosity-dual permeability ($3\phi-2k$), considering total and partial penetration. These models recently presented involve the determination of 9 and 13 parameters, for total and partial penetration, respectively, which implies challenges in terms of the uniqueness of the results. In this way, it is suggested to take into account information from other sources as cores, geophysical and image well logs, in order to assign characteristic values for some of the parameters of the model, specifically for vugs and fractures storativity ratios (ω_v and ω_f). However, all parameters associated with the reservoir can vary within the drainage area and therefore do not necessarily coincide with the values determined by well logs. Therefore, the use of this information is only convenient to establish reference values for ω_v and ω_f , in order to select the most representative solution when there are multiple solutions.

In addition to the above, results of the analysis of the build-up tests with the classical model of Warren and Root are also presented. This analysis was carried out to investigate if equivalent values were obtained to those obtained with the $3\phi-2k$ model. However, the results show that the sum of the storativity parameters (ω_v and ω_f) is not equal to the storativity ratio, ω , obtained with the dual-porosity model.

Based on the analysis of the well tests, considering an isotropic reservoir, it was determined that this assumption is not convenient, taking into account that the literature indicates that the vertical permeability of vuggy areas is relevant for the dynamic behavior of the reservoir, and it may even be greater than the horizontal permeability according to the genesis of vuggy areas. In the case of the Ayatsil-Tekel field, the determination of the vertical permeability of vuggy areas is very important since it shares a regional aquifer, so that these vuggy areas can establish preferential routes for water advancement, additional to those associated to fractures and vertical faults.

The present work demonstrates the importance of integrating static and dynamic characterization efforts to achieve a more realistic description of fractured vuggy formations and for which the triple porosity-dual permeability model provides an alternative for performing such integration in a more appropriate way.

Keywords: Well test analysis, naturally fractured reservoirs, vuggy reservoirs, triple porosity, dual permeability, partial penetration.

Introducción

Los principales campos productores de hidrocarburos del mundo se asocian a yacimientos de carbonatos naturalmente fracturados vugulares (YNFV), involucrando un sistema poroso heterogéneo y anisótropo, debido principalmente a que las rocas carbonatadas son particularmente sensitivas a la diagénesis post-deposicional, e incluyendo procesos de disolución, dolomitización y fracturamiento. Además, la lixiviación completa de los granos por fluidos meteóricos puede ocasionar cambios texturales de la roca, lo cual puede mejorar la calidad del yacimiento a través de disolución u obstruirla por cementación¹.

Para propósitos de este trabajo no se hace distinción entre vóculos, cavernas y canales, de manera que todos ellos serán denotados solamente con el término *vóculo*. De este modo, el diámetro de estas heterogeneidades puede variar desde milímetros a metros.

Los vóculos son resultado de la disolución de carbonato y/o sulfato. De observaciones en núcleos, se ha determinado que los tipos de porosidad matricial adyacente a las zonas de vóculos son móldica, microfracturas alargadas por disolución e intercrystalina alargada por disolución. Así, es posible tener un incremento de permeabilidad en las zonas adyacentes a los vóculos.

La porosidad vugular es común en yacimientos carbonatados y su importancia sobre las características productivas y petrofísicas del medio poroso ha sido reconocida en varios trabajos. Esta porosidad puede asociarse a vóculos conectados y desconectados. De esta forma, el efecto de los vóculos sobre la permeabilidad está relacionado con su conectividad². Además, se puede presentar alta permeabilidad en zonas vugulares por el incremento en la disolución de las gargantas de los poros, creando un sistema interconectado de vóculos.

Generalmente las porosidades de matriz, fracturas y vóculos se presentan en yacimientos carbonatados vugulares naturalmente fracturados. La determinación de la porosidad y permeabilidad en zonas vugulares a partir de mediciones en núcleos frecuentemente resultan pesimistas debido a problemas de muestreo. En áreas carentes de núcleos, los registros de agujero abierto pueden ser utilizados para ayudar a identificar las zonas vugulares, sin embargo, los vóculos no siempre son reconocidos por los

registros convencionales debido a su limitada resolución vertical³. Cavidades de disolución y fracturas son difíciles de caracterizar debido a su irregularidad natural a lo largo de las rocas de carbonato. Un enfoque para determinar estas características es analizar imágenes digitales de los núcleos y estudiar los registros FMI para las distribuciones de tamaño y área de cavidades de disolución.

En la Ref. 4, se mencionan algunas condiciones para la conducción de fluidos a través de las cavidades de disolución en experimentos de laboratorio en núcleos y usando la teoría de percolación; asimismo, en la literatura se ha reportado que las zonas vugulares influyen fuertemente el comportamiento de la producción^{2,5}. Por esta razón, es crítico determinar las características de las redes de fracturas y vóculos en etapas tempranas del desarrollo de campos.

Este trabajo aborda los retos inherentes a la caracterización de algunos yacimientos fracturados vugulares de los campos del Proyecto de Desarrollo Ayatsil-Tekel, considerando la posible existencia de flujo primario a través de los vóculos. También se desarrolla un método para identificar yacimientos vugulares mediante pruebas de variación de presión, registros geofísicos, y registros de imágenes, evaluando la porosidad asociada a vóculos y fracturas, y determinando la conectividad vugular.

En la Ref. 6 se hace una descripción de las diferentes facies diagenéticas existentes en los campos del Proyecto Ayatsil-Tekel. A nivel Cretácico, la roca almacén principal es la Brecha, la cual está constituida por fragmentos de mudstone-wackestone y en ocasiones packstone, con porosidad secundaria en fracturas y cavidades de disolución. En particular, el pozo Tekel-1 perforó el paquete Cretácico con un espesor total de 580 m, de los cuales 150 m pertenecen al BTP-KS, 130 m son rocas del KM y 300 m de KI. En la cima del KS se depositaron las brechas dolomitizadas con porosidad intercrystalina y vugular. La presencia de vóculos es común en la mayor parte de los núcleos cortados en Brecha. La **Figura 1** presenta el núcleo 1 del pozo Tekel-1, evidenciando lo anterior.

En las facies diagenéticas BTPKS B, la porosidad es básicamente clastomóldica y biomóldica, y evoluciona por disolución a porosidad vugular. Se presenta también porosidad remanente asociada a fracturas, la cual es una porosidad que se preserva cuando una fractura está cementada parcialmente. También es importante la porosidad en fracturas ensanchadas por disolución

1 Referencias al final del trabajo

y porosidad asociada a intersección de fracturas, que pueden generar vúgulos. Asimismo, se presenta porosidad intercrystalina restringida a halos de disolución alrededor de vúgulos impregnados por hidrocarburos.

En la facies BTPKS-C, las características diagenéticas son la dolomitización penetrante, porosidad heredada y/o biomórdica, fracturamiento moderado, disolución y porosidad vugular, así como porosidad intercrystalina. Estas facies se presentan hacia la parte inferior de la brecha BTPKS. A este nivel, la zonificación de propiedades diagenéticas es principalmente vertical. La tendencia en BTPKS naturalmente presenta mejores características hacia la zona dolomitizada, pero también es importante el comportamiento vertical, ya que como resultado de este estudio se observó que las mejores condiciones almacenadoras en BTPKS se presentan hacia la parte media e inferior de esta unidad representada por las facies BTPKS B y BTPKS C.

La facies diagenética KMA está definida por dolomitización de reemplazamiento penetrante, porosidad de fractura,

materia orgánica y porosidad intercrystalina. En la facies KMB, las características diagenéticas representativas son la dolomitización por reemplazamiento penetrante, porosidad remanente de fractura y fracturas abiertas. La porosidad en la facies KMA es básicamente intercrystalina, conteniendo escasas fracturas abiertas. La facies KMB presenta básicamente porosidad remanente de fractura aunque es evidente también la porosidad vugular asociada a fracturas y fracturas abiertas, **Figura 2**.

El KI tiene una abundante porosidad vugular y algunas zonas de brechas producto del flujo de detritos del borde de talud. Adicionalmente se pueden observar algunas cavernas de disolución, lo que puede en algún momento provocar que su porosidad sea mayor dándole características de buena roca almacén⁶. El KM se caracteriza por tener rocas que van desde mudstone hasta wackestone, fracturados, así como mudstone-wackestone arcilloso con intercalaciones de lutita arenosa y limosa. El KS está constituido por brechas calcáreas, dolomitizadas y fracturadas, con potentes espesores y con porosidades que varían entre 6 y 12 %.

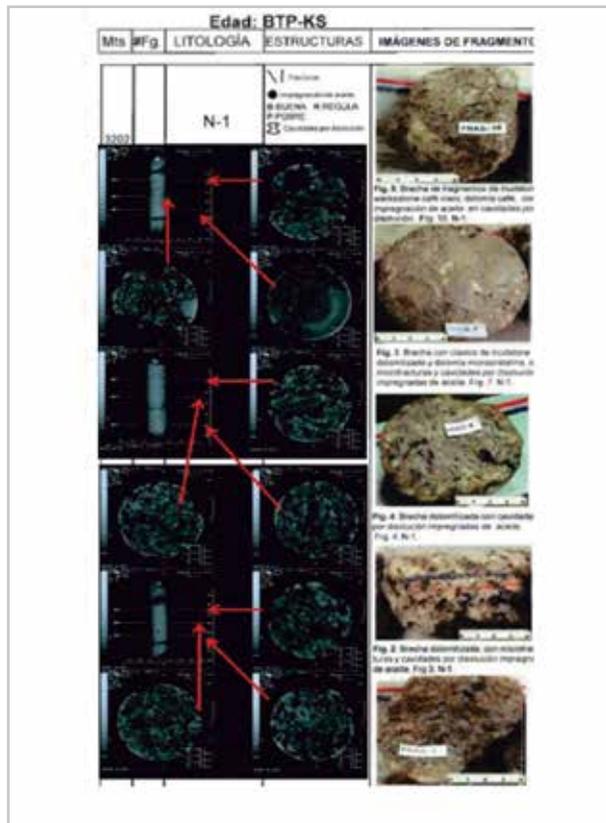


Figura 1. Tekel-1, núcleo 1, intervalo: 3202-3207 m, longitud recuperada 1.45 m (29%), BTP-KS, según Ref. 6.

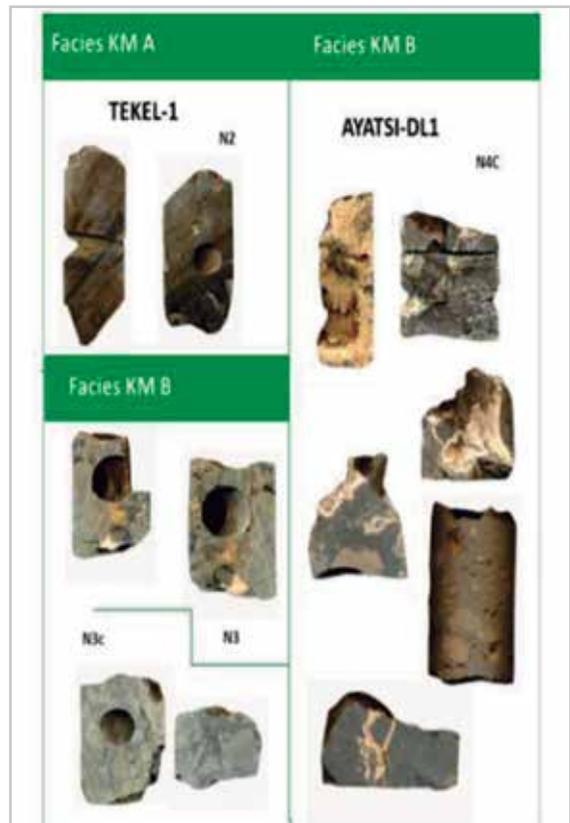


Figura 2. Facies diagenéticas KM A y B, campos Ayatsil-Tekel⁶.

Antecedentes

La porosidad y permeabilidad de los vóculos y las fracturas pueden ser contrastantes y llegar a dominar la respuesta global del sistema por los procesos que ocurren en los dos sistemas a diferentes tiempos. Asimismo, las fracturas siempre ocupan una pequeña porción del volumen del yacimiento, mientras que valores de porosidad del orden de 28% corresponden a intervalos que exhiben porosidad vugular⁵.

La permeabilidad de las fracturas, y vóculos en rocas carbonatadas está relacionada al espacio poroso interpartícula, la cantidad de vóculos separados, la presencia o ausencia de fracturas y de vóculos conectados². Estos últimos contribuyen tanto a la porosidad efectiva como a la permeabilidad. Quintero *et al.*⁷ explican que en algunos yacimientos la permeabilidad vugular puede ser incluso más importante que la permeabilidad de las fracturas.

Utilizando tomografía, la Ref. 8 determinó que el incremento de porosidad y permeabilidad puede deberse a los vóculos directamente conectados y a los vóculos conectados a través de zonas de matriz alrededor de ellos con porosidad y permeabilidad mejoradas². Estos halos son concéntricos a

los vóculos⁸. Así, los vóculos están interconectados en algún grado a través de sus halos. Así se tienen en algunos casos medios porosos vugulares con diferentes porcentajes de porosidad en matriz, halos porosos, y vóculos. En la **Figura 3** se observan láminas delgadas de segmentos de núcleos a diferentes profundidades, donde se observa la presencia de halos. Así, en algunos casos aun cuando las fracturas pueden estar presentes, se considera que tienen un efecto secundario sobre la permeabilidad en las zonas vugulares.

Con el fin de utilizar un modelo de doble porosidad⁹ para estudiar el comportamiento de yacimientos naturalmente fracturados vugulares, se requiere que las porosidades de la matriz, fracturas y vóculos sean particionadas en porosidades primaria y secundaria. Los vóculos conectados tienen que ser tratados como fracturas en el modelo numérico, mientras que el resto de los vóculos pueden ser tratados como vóculos aislados e incluidos en la porosidad de matriz como una porosidad adicional¹⁰. Por supuesto que uno de los retos de modelar este tipo de yacimientos en esta forma es determinar los porcentajes de vóculos conectados a la red de fracturas y a la matriz, respectivamente. Desde luego, no se describe como se combinan los parámetros de flujo interporoso: λ_{mf} , λ_{mv} , y λ_{vf} , para generar el parámetro λ del modelo de doble porosidad.

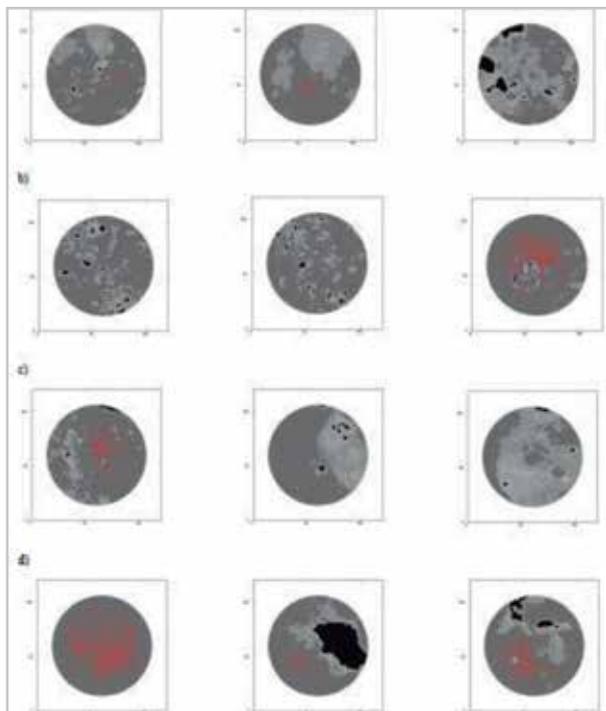


Figura 3. Láminas delgadas de diferentes segmentos del núcleo a diferentes profundidades, donde se observa la presencia de halos alrededor de los vóculos⁸.

Tkhostov *et al.*¹¹ reportan que la compresibilidad de los vugulos es aproximadamente tres veces la correspondiente a la matriz. De acuerdo a Reiss¹², la compresibilidad de las fracturas se encuentra en un rango de 1 a 20 veces la compresibilidad de la matriz. Considerando que la compresibilidad del volumen poroso es una de las fuentes principales de energía para yacimientos naturalmente fracturados vugulares¹³, es necesario distinguir entre vugulos y matriz como sistemas separados pero interactuando entre sí.

En suma, la naturaleza del flujo de fluidos en YNFV depende de las características asociadas a las fracturas y cavidades de disolución (tamaño, orientación, densidad, y conectividad de las redes de fracturas y vugulos) y de la matriz rocosa (permeabilidad y porosidad).

El efecto de cavidades de disolución en la permeabilidad se relaciona con su conectividad². Por lo tanto, la permeabilidad elevada puede presentarse en zonas vugulares, dominando cualquier flujo en el yacimiento. Además, la permeabilidad direccional es importante en YNFV, los cuales generalmente exhiben permeabilidades verticales importantes, de manera que su comportamiento a menudo es controlado más por el flujo a lo largo de la dirección vertical que en sentido horizontal¹⁴. Las zonas del yacimiento que contienen fracturas y vugulos proporcionan caminos de alta permeabilidad, que contribuyen con altas producciones; sin embargo, estas zonas generalmente no son beneficiosas para procesos de recuperación secundaria o mejorada, porque constituyen zonas que capturan los fluidos inyectados, alterando así la eficiencia de barrido.

Con base en las ideas anteriores, es evidente que la caracterización de YNFV con el objetivo de optimizar su productividad y la recuperación de hidrocarburos, es un reto tanto desde el punto de vista estático como dinámico. Por lo que, los resultados obtenidos del análisis de las pruebas de presión-producción deben combinarse con resultados de otras fuentes, tales como la interpretación geológica y sísmica, análisis de núcleos, registros geofísicos y de imágenes y datos de la perforación de los pozos.

Por lo anterior y en cuanto a caracterización dinámica, es evidente la necesidad de disponer de un modelo de interpretación de triple porosidad que considere la interacción entre la matriz rocosa, fracturas y vugulos, incluyendo la posibilidad de modelar flujo primario tanto a través del sistema de vugulos, además del existente a través de la red de fracturas. De esta manera, el modelo resulta de triple porosidad-doble permeabilidad (3 ϕ -2k).

En este trabajo se usa el modelo de 3 ϕ -2k propuesto por Camacho-V. *et al.*¹⁵ en 2005, el cual considera que la transferencia de fluidos entre la matriz, vugulos y fracturas es directamente proporcional a la diferencia en la presión promedio volumétrica en estos tres medios, involucrando flujo primario a través de las redes de fracturas y las cavidades de disolución. De esta forma, considerando una simetría cilíndrica, la ecuación diferencial para las fracturas, en términos de variables adimensionales está dada en la forma siguiente:

$$\kappa \frac{1}{r_D} \frac{\partial}{\partial r_D} \left(r_D \frac{\partial p_{Df}}{\partial r_D} \right) + \lambda_{mf} (p_{Dm} - p_{Df}) + \lambda_{vf} (p_{Dv} - p_{Df}) = \omega_f \frac{\partial p_{Df}}{\partial t_D} \quad (1)$$

Para los bloques de matriz rocosa la ecuación es:

$$-\lambda_{mv} (p_{Dm} - p_{Dv}) - \lambda_{mf} (p_{Dm} - p_{Df}) = (1 - \omega_f - \omega_v) \frac{\partial p_{Dm}}{\partial t_D} \quad (2)$$

Y para los vugulos la ecuación está dada en la siguiente forma:

$$(1 - \kappa) \frac{1}{r_D} \frac{\partial}{\partial r_D} \left(r_D \frac{\partial p_{Dv}}{\partial r_D} \right) + \lambda_{mv} (p_{Dm} - p_{Dv}) - \lambda_{vf} (p_{Dv} - p_{Df}) = \omega_v \frac{\partial p_{Dv}}{\partial t_D} \quad (3)$$

donde las variables adimensionales están dadas por:

$$p_{Dj} = 2\pi(k_f + k_v)h(p_i - p_j)[q\mu B] \quad (4)$$

con j = fracturas o vóculos, y

$$t_D = (k_f + k_v)t / [\phi_f c_f + \phi_m c_m + \phi_v c_v] r_w^2 \quad (5)$$

$$\kappa = k_f / [k_f + k_v] \quad (6)$$

$$\lambda_{mf} = \sigma_{mf} k_m r_w^2 / [k_f + k_v] \quad (7)$$

$$\lambda_{mv} = \sigma_{mv} k_m r_w^2 / [k_f + k_v] \quad (8)$$

$$\lambda_{vf} = \sigma_{vf} k_v r_w^2 / [k_f + k_v] \quad (9)$$

Con $k_{vf} = k_v$ si $p_v > p_f$, y $k_{vf} = k_f$ de otro modo. σ_{ij} es el factor de forma de flujo interporoso entre el medio i y el medio j . El parámetro κ toma valores entre cero y uno; cero, cuando solo tiene flujo primario en la red de vóculos (pueden existir

fracturas aisladas), y uno, cuando solo existe flujo primario a través de la red de fracturas (pueden existir sólo vóculos aislados). Los cocientes de almacenamiento para fracturas y vóculos están dados, respectivamente, por:

$$\omega_f = \phi_f c_f / [\phi_f c_f + \phi_m c_m + \phi_v c_v] \quad (10)$$

$$\omega_v = \phi_v c_v / [\phi_f c_f + \phi_m c_m + \phi_v c_v] \quad (11)$$

En este modelo se encuentran implicados seis parámetros en lugar de dos para el modelo Warren y Root⁹. Estos parámetros son un cociente de flujo primario, tres parámetros de interacción y dos cocientes de almacenamiento. Un enfoque similar se ha utilizado para modelar YNFV en China¹⁶⁻¹⁸.

Fuentes-C. *et al.*¹⁹ presentaron una extensión del modelo anterior para un pozo parcialmente penetrante produciendo de un YNFV, teniendo en cuenta varias condiciones de frontera.

El objetivo de este trabajo es discutir los primeros avances enfocados a la caracterización de los yacimientos del Proyecto Ayatsil-Tekel, específicamente en lo que concierne a su matriz rocosa y heterogeneidades tales como fracturas y vóculos, mediante el análisis de los registros geofísicos y de imágenes de pozo, así como de pruebas de variación de presión.

Resultados

Esta sección se divide en dos partes, la primera presenta información de registros geofísicos y registros de imágenes. En la segunda parte se presenta el análisis del comportamiento de pruebas de presión de los pozos Tekel- 1, Formaciones KS y KM, y Tson- 201 Formación JSK, usando el modelo clásico de Warren y Root⁹ ($2\phi-1k$), con penetración total, el modelo de Camacho-V. *et al.*¹⁵ ($3\phi-2k$), con penetración total, sin establecer los valores de ω_v y ω_f y fijando estos valores estimados mediante registros geofísicos, y el modelo de Fuentes-C. *et al.*¹⁹, y su modificación en Gómez *et al.*²⁰, (considerando el radio de pozo), con penetración parcial usando los valores de ω_v y ω_f de registros geofísicos únicamente como indicadores. Los resultados de los ajustes de los modelos presentados por Camacho-V. *et al.*¹⁵ y Fuentes-C. *et al.*¹⁹ y Gómez *et al.*²⁰, fueron obtenidos mediante un software desarrollado por Gómez *et al.*²¹⁻²².

Caracterización con registros geofísicos y registros de imágenes

Los registros geofísicos del pozo Ayatsil-1 se consideran de regular a buena calidad, debido a que se encuentran afectados por la rugosidad del agujero (derrumbes). Los registros geofísicos de los pozos Ayatsil-DL1 y Tekel-1 son de buena calidad, lo que permitió definir características del yacimiento. Así, para el caso de Ayatsil-DL1 se determinó el contacto agua-aceite a una profundidad de 4228 mvbnm. Respecto al pozo Tekel-1, éste resultó productor de aceite de 13°API y terminó en dos intervalos, con gastos de 3,591 bpd en el intervalo I y 5996 bpd en el segundo. Los valores promedio obtenidos de los registros fueron: $\phi_f = 0.00413$ y $\phi_v = 0.0645$ para KS y $\phi_f = 0.00104$ y $\phi_v = 0.0504$ ²³.

Por otra parte, dado que los registros de imágenes son clave para resolver la heterogeneidad de pequeña escala en sistemas complejos de carbonatos, en este trabajo se utilizó un flujo de trabajo para discretizar la porosidad de los tres medios existentes en YNFV, matriz-fracturas-vúgulos o matriz-halos-vúgulos, mediante la integración de registros geofísicos, registros de imágenes y pruebas de variación de presión. De manera que una vez determinada la porosidad de cada medio es factible obtener otros parámetros dinámicos correspondientes a dichos medios a través de pruebas de presión.

En la **Figura 4** se presenta el registro de imágenes del pozo Tekel 1, donde para en el intervalo 3220-3228 m se observa una brecha sedimentaria con zonas vugulares conectadas en el primer intervalo productor. Además, se observa buena comunicación en la dirección vertical a través de los vúgulos. En el intervalo 3276-3283 m se identifica una caverna de 1 a 1.5 m de longitud vertical; la zona café dentro de la caverna se asocia a fluido de perforación. También se observan estilolitas, microfracturas y una zona brechoide conectando con la caverna de disolución²⁴. De esta forma, y de acuerdo a lo mencionado en la descripción de las facies diagenéticas de la brecha a nivel KS y las facies del KM, en algunos intervalos dentro de la brecha no se detecta la presencia de fracturas, por lo que en estos casos los tres medios predominantes son matriz, halos y vúgulos; mientras que a nivel KM los tres medios son matriz, fracturas, y vúgulos.

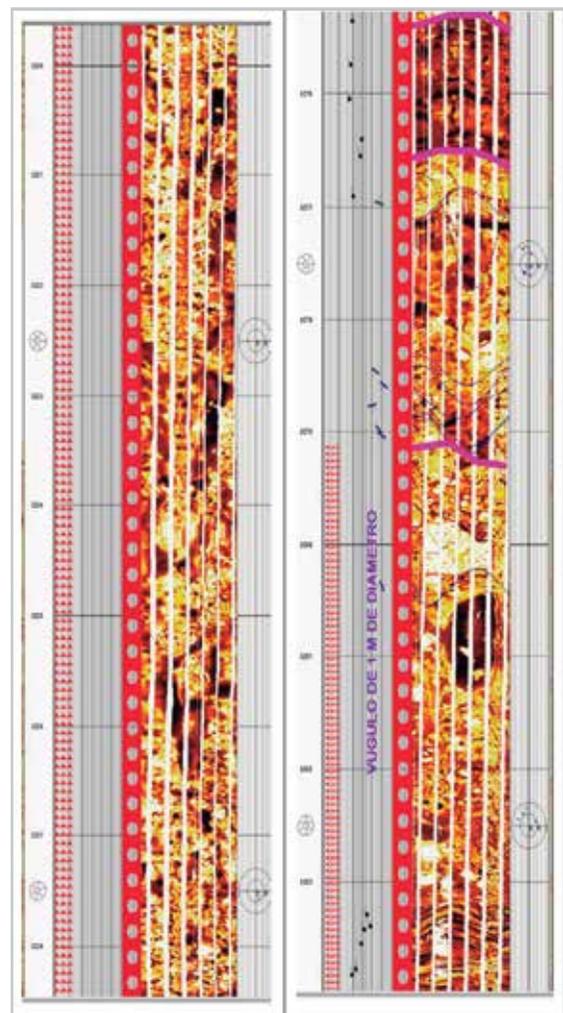


Figura 4. Registro de imágenes, pozo Tekel 1, donde se observa buena comunicación en la dirección vertical a través de los vúgulos y una caverna de 1 a 1.5 m de longitud vertical.

Caracterización dinámica a través de pruebas de variación de presión

A continuación se presentan los resultados de los análisis de las pruebas de presión realizadas en los pozos Tekel-1,

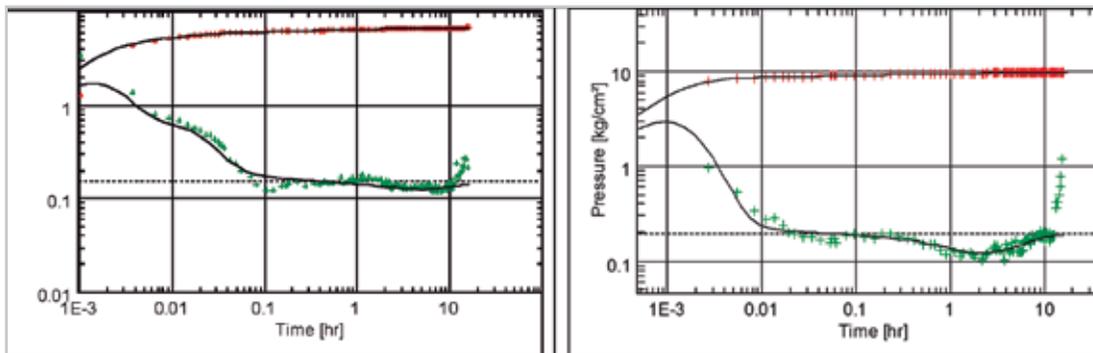
Formación KS, intervalo 3200- 3285 m, y Tekel-1, Formación KM, intervalo 3340-3425 m. En la **Tabla 1** se muestran los valores de los parámetros usados para el análisis.

Tabla 1. Propiedades usadas en el análisis de pruebas de presión.

Parámetros	Tekel-1 KS	Tekel-1 KM
Espesor, h, pie	440.61	413.38
Gasto, q, bpd	6,500	3,800
Viscosidad, μ , cp	49.8	49.8

Las **Figuras 5 y 6** muestran los resultados obtenidos con el modelo de 2ϕ - $1k$, es decir, la solución típica de Warren y Root⁹ con penetración total. Asimismo, la **Tabla 2** presenta el

resumen de los parámetros estimados, resaltando en color rojo el valor calculado del parámetro de almacenamiento (ω) del sistema poroso secundario.



Figuras 5 y 6. Ajustes con modelo de Warren y Root⁹ con penetración total, almacenamiento de pozo variable y fijo, respectivamente. Pozo Tekel-1, formaciones KS y KM.

Tabla 2. Resultados de ajustes con modelo de Warren y Root⁹, penetración total.

Parámetros obtenidos	Tekel-1 KS	Tekel-1 KM
Coficiente de almacenamiento C (STB/psi)	0.0278	0.00134
Daño total, S	14.5	18.8
Permeabilidad radial, k (md)	13900	6500
Coficiente de flujo interporoso (λ)	4.87×10^{-7}	2.88×10^{-6}
Relación de almacenamiento (ω)	0.615	0.402

Tomando en cuenta que en las formaciones KS, KM, y JSK se identificó la presencia de tres medios interactuando entre sí, matriz-halos-vúgulos o matriz-fracturas-vúgulos, en las **Figuras 7 y 8** se presentan los ajustes obtenidos con el modelo propuesto por Camacho-V. *et al.*¹⁵ (3ϕ -2k), para las

pruebas del pozo Tekel-1 a nivel KS y KM, respectivamente, considerando penetración total del pozo. De esta forma, se obtuvieron tres ajustes posibles en cada caso, mediante el software desarrollado por Gómez *et al.*²¹⁻²².

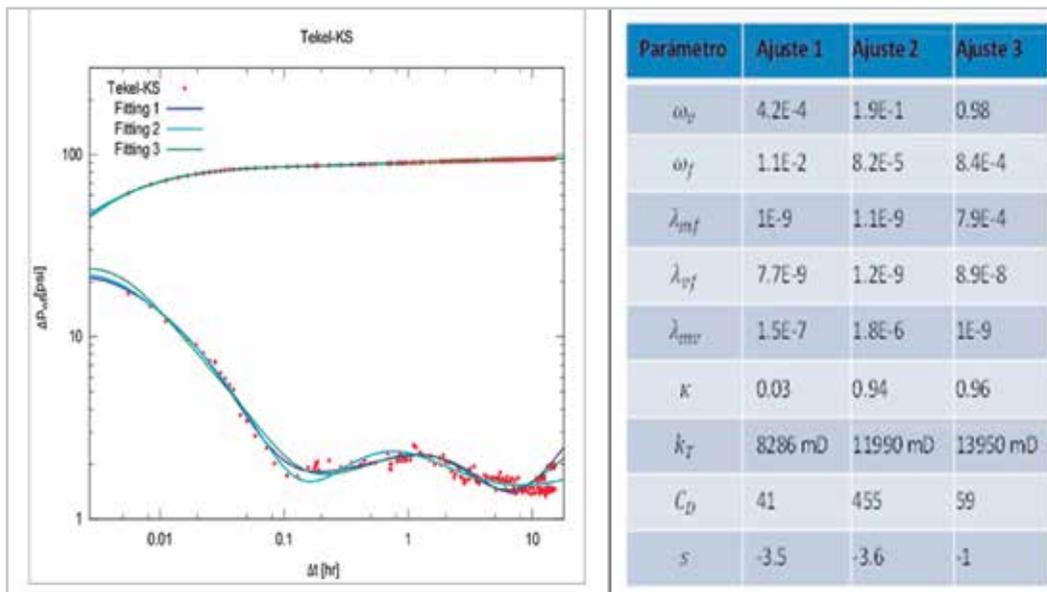


Figura 7. Ajustes múltiples con modelo de Camacho *et al.*¹⁵, con penetración total para el pozo Tekel-1, formación KS, obtenidos por Gómez *et al.*²¹⁻²²

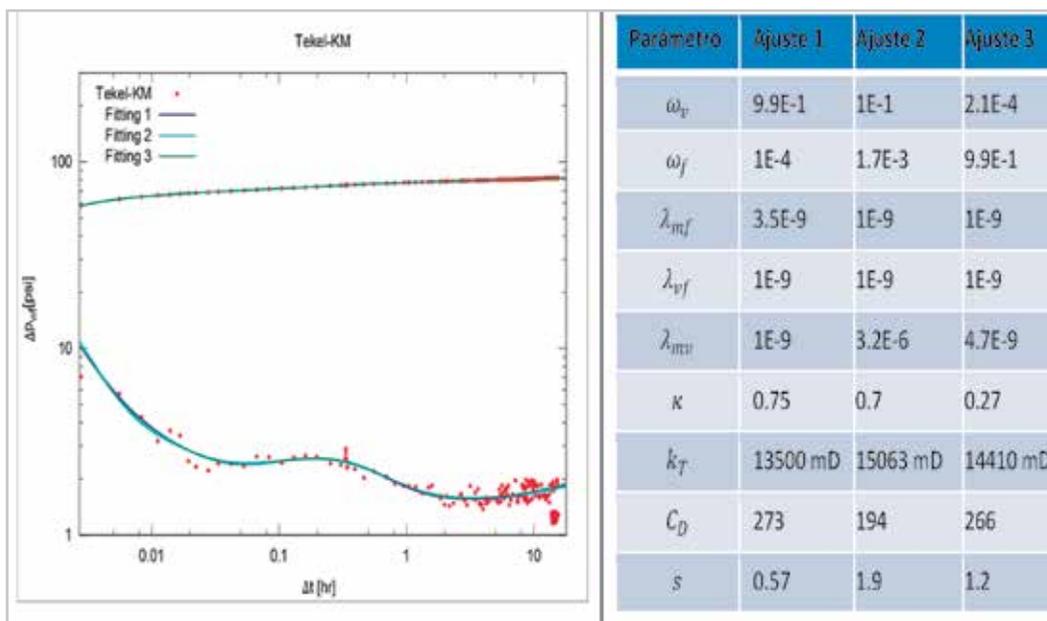


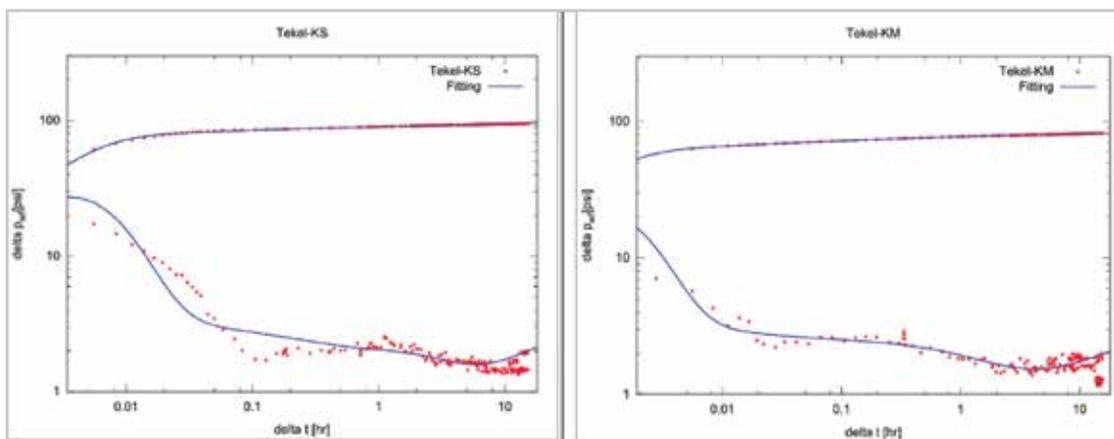
Figura 8. Ajustes múltiples con modelo de Camacho *et al.*¹⁵, con penetración total para pozo Tekel-1, formación KM, obtenidos por Gómez *et al.*²¹⁻²²

Es importante notar que en ningún caso la suma de los parámetros ω_v y ω_f es igual al parámetro de almacenamiento en el sistema poroso secundario determinado mediante el modelo de Warren y Root⁹. Además de que no hay forma de conjuntar los parámetros λ_{mf} , λ_{mv} y λ_{vf} hacia el parámetro de flujo interporoso λ del mismo modelo. Aunado a lo anterior, el modelo de Warren y Root⁹ sólo considera un valor de permeabilidad, por lo que el uso de simuladores de doble porosidad para modelar el comportamiento de YNFV no es viable²⁵.

Con el fin de eliminar la incertidumbre de ajustes múltiples en las pruebas mostradas se decidió fijar los valores de los parámetros $\omega_v=0.64$ y $\omega_f=0.041$ para el KS y $\omega_v=0.63$ y $\omega_f=0.013$ para el KM, determinados únicamente de las porosidades obtenidas de registros geofísicos, considerando que los valores de compresibilidad de los tres medios eran iguales. Los resultados se muestran en las **Figuras 9 y 10** para

el caso de las pruebas del pozo Tekel-1 en las formaciones KS y KM, respectivamente.

Como se puede observar en las **Figuras 9 y 10**, los ajustes resultantes, cuando se fijan los valores ω_v y ω_f obtenidos de registros geofísicos, son únicos aunque no son tan buenos como los obtenidos cuando estos parámetros no son fijados, (ver **Figuras 7 y 8**). Esto se puede deber a dos posibles razones. Primero, a que valores de ω_v y ω_f fueron obtenidos con los valores de porosidades determinadas de registros geofísicos, los cuales no necesariamente se mantienen constantes en el área de drene observada en las pruebas de presión. La segunda razón es que se consideró que en los parámetros ω_v y ω_f las compresibilidades de los tres medios eran iguales, lo cual tampoco es cierto, ya que es de esperarse que las compresibilidades de vóculos, halos, y fracturas sean diferentes a la compresibilidad de la matriz.



Figuras 9 y 10. Ajustes con modelo de Camacho *et al*¹⁵ con penetración total para pozo Tekel-1, formaciones KS y KM, respectivamente, obtenidos por Gómez *et al*²¹⁻²², fijando ω_v y ω_f obtenidos de registros geofísicos.

Observando las **Figuras 7 y 8**, se aprecia la presencia de flujo esférico en las pruebas del pozo Tekel-1 en las formaciones KS y KM, por lo cual se procedió a analizar de nuevo estas pruebas con el modelo de 3 ϕ -2k presentado por Fuentes-C. *et al*.¹⁹, y modificado por Gómez *et al*.²⁰, para un radio de pozo diferente de cero y la posibilidad de que κ_r y κ_z sean diferentes de uno, considerando penetración parcial del pozo y usando el software propuesto por Gómez *et al*.²¹⁻²². De esta forma, las **Figuras 11 y 12** muestran los ajustes logrados, obteniéndose nuevamente soluciones múltiples.

Sin embargo, usando como indicadores los valores de ω_v y ω_{hf} , obtenidos de las porosidades de registros, es posible estimar los valores apropiados de estas variables y así decidir la solución correcta. Otros parámetros relevantes obtenidos del análisis de las pruebas de presión son κ_r y κ_z , ya que permiten determinar el porcentaje de flujo primario que ocurre a través de los vóculos y fracturas o halos, la anisotropía existente en el área de drene del yacimiento, así como los parámetros de flujo interporoso entre los tres medios existentes.

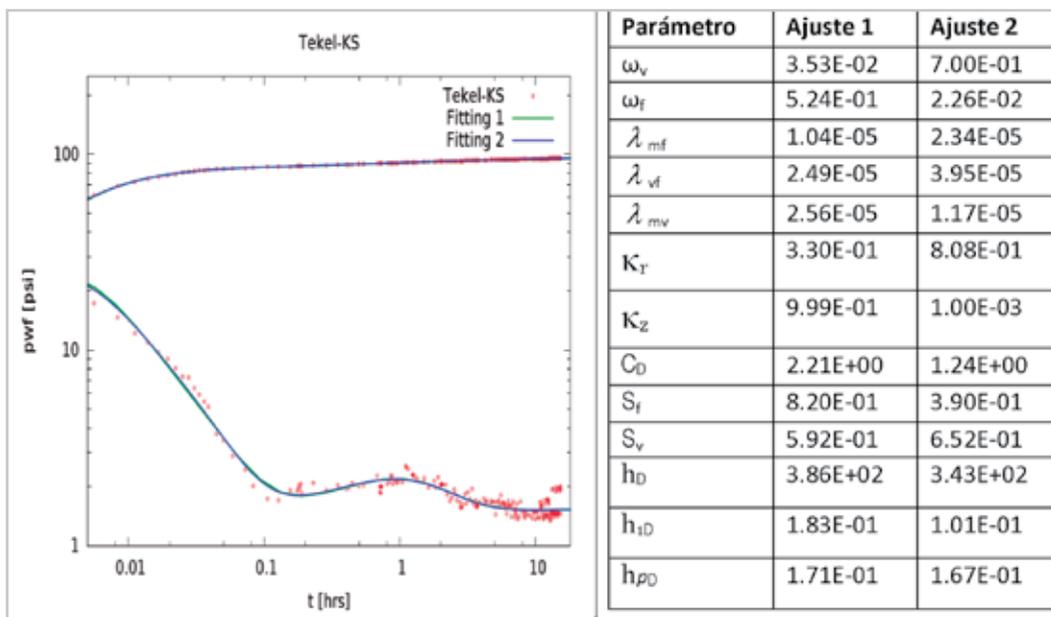


Figura 11. Ajustes múltiples con modelo de Gómez *et al*²⁰, con penetración parcial para pozo Tekel-1, formación KS, obtenidos por Gómez *et al*²¹⁻²²

De esta forma, de acuerdo a los resultados obtenidos y a los valores de ω_v y ω_{hf} a nivel KS y KM estimados, así como a las porosidades promedio calculadas de registros geofísicos

y suponiendo que $c_f = c_v = c_m$, se determinaron cuales son las soluciones apropiadas, se muestran en la **Tabla 3**.

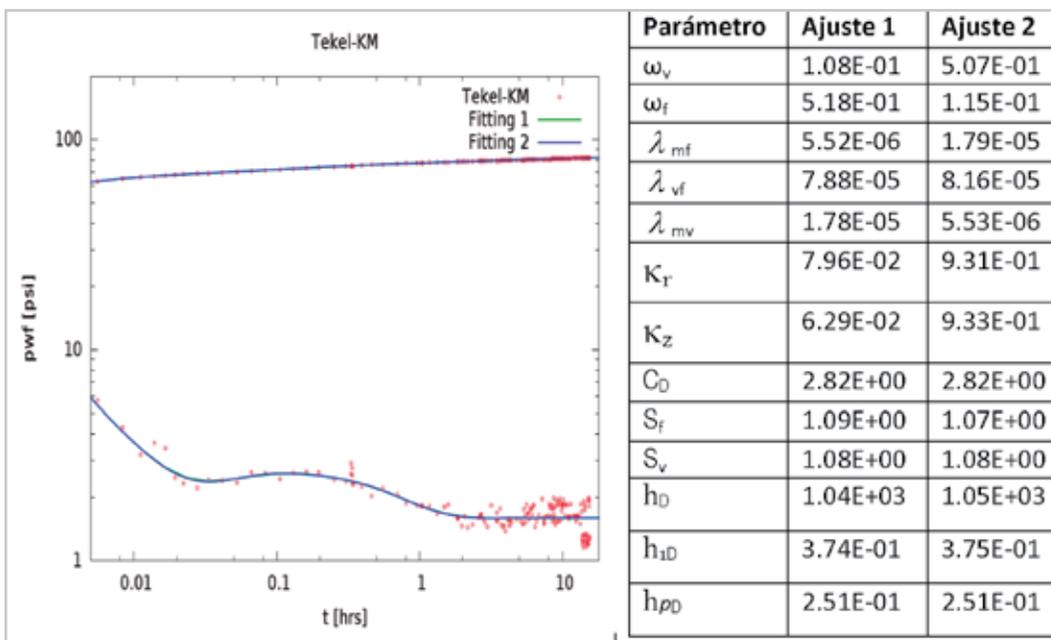


Figura 12. Ajustes múltiples con modelo de Gómez *et al*²⁰, con penetración parcial para el pozo Tekel-1, Formación KM, obtenidos por Gómez *et al*²¹⁻²².

Tabla 3. Resultados de ajustes con modelo de Gómez *et al*²⁰, con penetración parcial para pozo Tekel-1, formaciones KS y KM, obtenidos por Gómez *et al*²⁰⁻²¹.

Formación	ω_v	$\omega_{f,h}$	λ_{mf}	λ_{mv}	λ_{vf}	K_r	K_z	$S_{f,h}$	S_v
KS	0.70	0.023	2.3×10^{-5}	3.9×10^{-5}	1.2×10^{-5}	0.81	0.001	0.39	0.65
KM	0.51	0.12	1.8×10^{-5}	8.2×10^{-5}	5.5×10^{-6}	0.93	0.93	1.07	1.08

Además, usando los valores de ω_v y $\omega_{h,f}$ y las estimaciones de porosidad obtenidas de registros geofísicos, se estimaron los valores de compresibilidad de fractura/halos y vógelos en términos de la compresibilidad de la matriz. Así, para KS: $c_h = 0.63 c_m$ y $c_v = 1.26 c_m$, y para KM: $c_f = 8.35 c_m$ y $c_v = 0.76 c_m$. Los valores de c_v para KS, y c_f para KM parecen coherentes; sin embargo, los valores de c_h y c_v para KM no concuerdan con los valores esperados. Desde luego la forma correcta de determinar la porosidad-compresibilidad total del sistema es usando pruebas de interferencia, y tomando en cuenta este valor se podrán determinar valores más apropiados para los tres medios, por lo tanto, los valores obtenidos se consideran preliminares.

Las zonas de alta permeabilidad, ya sean fracturadas o vugulares, tienen un alto impacto en la producción y son la causa primaria del avance anticipado del agua, lo cual hace necesaria la caracterización de estas heterogeneidades, incluyendo la definición de flujo primario a través de ellas. El incremento abrupto del corte de agua es uno de los rasgos que caracterizan a los YNFV²⁶. Además, la determinación de la anisotropía en estos yacimientos de aceite pesado es muy importante, ya que permite anticipar la llegada de agua, especialmente si las redes de fracturas y/o vógelos están conectadas a un acuífero activo como es el caso de los yacimientos del Proyecto de Ayatsil-Tekel con una imbibición de agua muy limitada, y posibles problemas de formación de emulsiones dentro del yacimiento y a lo largo de todo el sistema de producción.

Conclusiones

El flujo de trabajo propuesto para determinar las propiedades en los tres medios existentes en YNFV, consiste en combinar los resultados del análisis petrofísico de registros geofísicos y núcleos para determinar la porosidad de los tres medios y así estimar valores de los parámetros ω_v y ω_p , los cuales sirven como indicadores para superar el problema de unicidad en el análisis de pruebas de presión mediante el modelo de $3\phi-2k$. Asimismo, las inferencias a partir de registros de imágenes y núcleos,

permiten determinar la situación a resolver con el modelo de $3\phi-2k$, ya sea matriz-fracturas-vógelos o matriz-halos-vógelos. Se espera que esta integración de información, junto con datos de producción y sísmicos, proporcione la base para la predicción de heterogeneidades entre pozos, la anisotropía de los yacimientos y la definición de la estrategia de desarrollo del campo. De esta forma, con base en los resultados mostrados en este trabajo se plantean las conclusiones siguientes.

1. Las facies dolomitizadas del campo cuentan con mejores características diagenéticas para roca almacén, con desarrollo de porosidad vugular y fracturamiento. A nivel de la Brecha KS, se presentan principalmente vógelos y halos, que contribuyen a la comunicación horizontal y vertical, además de la matriz. Además, en el horizonte KM se identifican fracturas y vógelos, además de matriz rocosa.
2. El modelo de $3\phi-2k$ permite realizar análisis de los datos de presión más adecuados que el modelo clásico de Warren y Root ($2\phi-1k$), el cual se dispone normalmente en el software comercial para análisis de pruebas de presión. De esta forma, es factible obtener mayor información del medio poroso en cuanto a las interacciones de los tres diferentes medios (KS: matriz-halos-vógelos o KM: matriz-fracturas-vógelos), y del porcentaje de flujo primario a través de fracturas y vógelos.
3. Se observa que la suma de los cocientes de porosidades de vógelos y fracturas obtenidas mediante el modelo de $3\phi-2k$ no es igual al de la porosidad secundaria del modelo de $2\phi-1k$.
4. Cuando existe penetración parcial del pozo, el análisis de las pruebas de pozo mediante el modelo $3\phi-2k$ considerando esta situación, permite obtener información acerca de la comunicación vertical de vógelos y fracturas, y por tanto confirmar la situación en que la comunicación vertical de los

vúgulos puede ser incluso más importante que la comunicación horizontal, lo cual resulta relevante para yacimientos de aceite pesado que comparten un acuífero común.

Nomenclatura

c	= compresibilidad inicial, Lt^2/m , (psi^{-1})
h	= espesor de la formación, L, ft
k	= permeabilidad, L^2 , md
p	= presión, m/Lt^2 , psi
p_D	= presión adimensional
p_{wD}	= presión adimensional en el pozo
p_{wf}	= presión de fondo fluyendo, m/Lt^2 , psi
q	= gasto de producción, L^3/t , STB/D
r_D	= radio adimensional
s	= daño mecánico
t	= tiempo, T, hours
t_D	= tiempo adimensional
λ	= parámetro de interacción, adimensional
μ	= viscosidad del aceite, m/Lt , cp
σ	= factor de forma de la interacción
ϕ	= porosidad
ω	= relación de almacenamiento

Subíndices

D	= adimensional
F	= fracturas
H	= halos
m	= matriz
v	= vúgulos
w	= pozo

Referencias

1. Ausbrooks, R., Hurley, N.F., May, A., et al. 1999. Pore-Size Distributions in Vuggy Carbonates From Core Images, NMR, and Capillary Pressure. Artículo SPE 56506, presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, EUA, octubre 3-6. <http://dx.doi.org/10.2118/56506-MS>.
2. Bona, N., Radaelli, F., Ortenzi, A., et al. 2003. Integrated Core Analysis for Fractured Reservoirs: Quantification of the Storage and Flow Capacity of Matrix, Vugs, and Fractures. *SPE Res Eval & Eng* **6** (4). SPE-85636-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/85636-PA>.
3. Camacho Velázquez, R., Vásquez-Cruz, M.A. y Fuentes-Cruz, G. 2012. Recent Advances in Dynamic Modeling of Naturally Fractured Reservoirs. Artículo SPE 153310, presentado en SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Ciudad de México, México, 16-18 de abril. <http://dx.doi.org/10.2118/153310-MS>.
4. Camacho Velázquez, R., Vásquez-Cruz, M.A., Castrejón-Alvar, R., et al. 2005. Pressure Transient and Decline Curve Behavior in Naturally Fractured Vuggy Carbonate Reservoirs. *SPE Res Eval & Eng* **8** (2): 95-111. SPE-77689-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/77689-PA>.
5. Casar-González, R. y Suro-Pérez, V. 2000. Stochastic Imaging of Vuggy Formations. Artículo SPE 58998, presentado en SPE International Petroleum Conference and Exhibition in Mexico, Villahermosa, Tab., México, febrero 1-3. <http://dx.doi.org/10.2118/58998-MS>.
6. Castillo Rodríguez, T. Interpretación de Registros de Imágenes (FMI), Coordinación de Geociencias, Proyecto Ayatsil-Tekel.
7. Chilingarian, G.V., Mazzullo, J. y Rieke, H.H. 1996. *Carbonate Reservoir Characterization: A Geologic – Engineering Analysis, Part II*. Amsterdam: Developments of Petroleum Science, Elsevier.
8. Choquette, P.W. y Pray, L.C. 1970. Geologic Nomenclature and Classification of Porosity in Sedimentary Carbonates. *AAPG Bulletin* **54** (2): 207-244.

9. Dehghani, K., Harris, P.M., Edwards, K.A., et al. 1999. Modeling a Vuggy Carbonate Reservoirs, McElroy Field, West Texas. *AAPG Bulletin* **83** (1): 19-42.
10. Fuentes-Cruz, G., Camacho Velázquez, R. y Vásquez-Cruz, M.A. 2004. Pressure Transient and Decline Curve Behaviors for Partially Penetrating Wells Completed in Naturally Fractured-Vuggy Reservoirs. Artículo SPE 92116, presentado en SPE International Petroleum Conference in Mexico, Puebla, Pue., México, noviembre 8-9. <http://dx.doi.org/10.2118/92116-MS>.
11. Gómez, S., Camacho Velázquez, R., Vásquez-Cruz, M.A., et al. 2014. Well Test Characterization of Naturally Fractured Vuggy Reservoirs, with a Global Optimization Method. En Offshore Technology Conference-Asia, Kuala Lumpur, Malaysia, marzo 25-28. <http://dx.doi.org/10.4043/24762-MS>.
12. Gómez, S., Ramos, G., Mesejo, A., et al. 2014. Well Test Analysis of Naturally Fractured Vuggy Reservoirs with an Analytical Triple Porosity: Double Permeability Model and a Global Optimization Method. *Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP Energies Nouvelles* **69** (4): 653-671. <http://dx.doi.org/10.2516/ogst/2013182>.
13. Gurbinar, O., Kalbus, J. y List, D.F. 2000. Numerical Modeling of a Large, Naturally Fractured Oil Complex. Artículo SPE 59061, presentado en SPE International Petroleum Conference and Exhibition in Mexico, Villahermosa, Tab., México, febrero 1-3. <http://dx.doi.org/10.2118/59061-MS>.
14. Liu, H. 2012. Wellbore Pressure Characteristics in Fractured Cavity Reservoir with Large Scale Cave. Artículo SPE 150502, presentado en SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Ciudad de México, México, abril 16-18.
15. Iwere, F.O., Moreno, J.E., Apaydin, O.G., et al. 2002. Vug Characterization and Pore Volume Compressibility for Numerical Simulation of Vuggy and Fractured Carbonate Reservoirs. Artículo SPE 74341, presentado en SPE International Petroleum Conference and Exhibition in Mexico, Villahermosa, Tab., México, febrero 10-12. <http://dx.doi.org/10.2118/74341-MS>.
16. Jia, Y.-L., Fan, X.-Y., Nie, R.-S., et al. 2013. Flow Modeling of Well Test Analysis for Porous-Vuggy Carbonate Reservoirs. *Transport Porous Media* **97** (2): 253-279. <http://dx.doi.org/10.1007/s11242-012-0121-y>.
17. Li, Y., Lin, T., Li, X., et al. 2008. Oil Production and Water-Cut in Naturally-Fractured Vuggy Reservoirs. Artículo SPE 115042, presentado en SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition, Moscú, Rusia, octubre 28-30. <http://dx.doi.org/10.2118/115042>.
18. Lucia, F.J. 1983. Petrophysical Parameters Estimated from Visual Descriptions: A Field Classification of Carbonate Pore Space. *JPT* **35** (3): 629-637. SPE-10073-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/10073-PA>.
19. Martínez Ibarra, R. Servicios Técnicos Especializados para la Caracterización de Procesos Diagenéticos y Distribución de Facies en los Campos de Aceite Pesado del Proyecto Ayatsil Tekel. Entregable Técnico No.7, Instituto Tecnológico Superior de Comalcalco, Convenio Específico PEP-ITSC No. 422332804.
20. Quintero, L., Boyd, A., Gyllensten, A., et al. 1999. Comparison of Permeability from NMR and Production Analysis in Carbonate Reservoirs. Artículo SPE 56798, presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, EUA, octubre 3-6. <http://dx.doi.org/10.2118/56798-MS>.
21. Reiss, L.H. 1980. *The Reservoir Engineering Aspects of Fractured Formations*. Houston, Texas: Gulf Publishing Company.
22. Tkhostov, B.A., Vezirova, A.D., Vendel'shteyn, B.Y. et al. 1970. *Oil in Fractured Reservoirs*, 173-197. Leningrad: Izd. Nedra.
23. Warren, J.E. y Root, P.J. 1963. The Behavior of Naturally Fractured Reservoirs. *SPE J.* **3** (3): 245-255. <http://dx.doi.org/10.2118/426-PA>.
24. Yu-Shu, W., Ehlig-Economides, C.A., Qin, G., et al. 2007. A Triple-Continuum Pressure-Transient Model for a Naturally Fractured Vuggy Reservoir. Artículo SPE 110044, presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Anaheim, California, EUA, noviembre 11-14. <http://dx.doi.org/10.2118/110044-MS>.

Semblanza de los autores

Rodolfo Camacho Velázquez

En 1979 obtuvo el grado en la carrera de Ingeniería Geofísica en la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM). En 1983 realizó 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 laboró en el Instituto Mexicano del Petróleo. De 1987 a 1988 trabajó como Investigador Asociado en el Departamento de Ingeniería Petrolera de la Universidad de Tulsa. En 1988 se desempeñó como Investigador en el Instituto Mexicano del Petróleo, hasta 1991. Fue Asesor de la Subdirección de Planeación y Coordinación en Petróleos Mexicanos a partir de 1991 hasta 1992. De 1992 y hasta 1999 estuvo comisionado en la División de Estudios de Posgrado de la Facultad de Ingeniería por Pemex Exploración y Producción, desarrollando actividades docentes y de investigación en el programa de Posgrado en Ingeniería Petrolera. De 2000 a 2002 estuvo a cargo en forma interina de la Gerencia de Productividad de Pozos de la Subdirección de Tecnología y Desarrollo Profesional. De 2002 a 2005 fue Gerente de Desarrollo Tecnológico de Exploración y Producción en las Direcciones Corporativas de Planeación Estratégica y Operaciones. De 2005 a 2008 fue Gerente de Información Técnica de Explotación. De 2008 a 2011 estuvo a cargo de 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 a partir de noviembre de 2011.

Ha realizado actividades docentes en la División de Estudios de Posgrado de la Facultad de Ingeniería, en la UNAM y en la Escuela de Ciencias de la Tierra del Instituto Politécnico Nacional.

Ha presentado y publicado varios trabajos técnicos en diferentes foros y revistas, principalmente aquellos patrocinados por la Society of Petroleum Engineers (SPE). 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 Mexicana de Ciencias. Fue Presidente de la SPE-Sección México en el periodo 2004-2006 y Vicepresidente del Programa Técnico de la SPE Sección México en el periodo 2002-2004. También ha participado, entre otros cargos, como Technical Editor en la SPE Editorial Review Committee en 1996, y hasta 1999 fue Review Chairman de la revista SPE Reservoir Evaluation and Engineering.

En 2008, recibió de la SPE la distinción Lester Uren Award. En el año 2000 la AIPM le otorgó el premio "Instituto Mexicano del Petróleo" por logros en investigación y desarrollo tecnológico en Ingeniería Petrolera, y en 1990 y 1993 la misma asociación le entregó el premio "Juan Hefferan", al mejor trabajo técnico.

Norma Angélica Fuenleal Martínez

Ingeniera Petrolera egresada de la Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura del Instituto Politécnico Nacional, generación 2002–2006.

Con siete años de experiencia en Ingeniería de yacimientos y producción, realizando estudios integrales mediante la caracterización estática y dinámica del yacimientos.

De marzo del 2007 - octubre del 2010, trabajó en Schlumberger en el segmento Petro Technical Services, dando soporte técnico en el Activo Ku-Maloob-Zaap en el grupo VCD en la perforación y reparación de pozos, interpretación de pruebas presión – producción y apoyando a la utilización de nueva tecnología para el desarrollo del campo considerando cierres en fondo, sensores permanentes y terminaciones selectivas.

De noviembre del 2010 - abril del 2013 trabajó en Schlumberger en el segmento Data Services, como soporte técnico en la Región Marina y Deepwater México en monitoreo en tiempo real de probadores de formación XPT-MDT, interpretación de pruebas presión y PLT.

De mayo del 2013 – junio del 2014 trabajó en Halliburton - Oil Industry Logistics, dando soporte en la caracterización dinámica de los campos pertenecientes a la Gerencia del Proyecto de Desarrollo Ayatsil Tekel, mediante la interpretación de pruebas DST-BEC y DST.

De julio del 2014 a la actualidad trabaja en Pemex Exploración Producción en la Gerencia de Proyecto de desarrollo Ayatsil Tekel, en el área de ingeniería de yacimientos dando soporte en la caracterización dinámica.

Tomás Castillo Rodríguez

Ingeniero Geólogo por la Universidad Autónoma de San Luis Potosí, 1986. Especialista en Estratigrafía por la UNAM, 2002.

De 1997 a 2001, laboró en Pemex en Exploración Región Sur. Sus actividades incluyeron organizar la sísmica 2D del Activo y control de la misma en base de datos, así como su reprocesamiento, y participación en el descubrimiento del campo Saramako Terciario.

2002-2003. Obtuvo la especialización en Estratigrafía, con enfoque en Estratigrafía de secuencias en carbonatos, (sismoestratigrafía).

De 2003 a 2009 estuvo a cargo de la petrofísica en los proyectos de inversión del ARES, en la Coordinación de prospectos. Entre los aciertos se encuentran, como Saramako, Rabasa, Ool, Nelash, Flanco, Terra, Navegante, etc.

Participó en el Grupo de PARES técnicos (2006); en Petrofísica y Estratigrafía, Gerencia de Dictamen de Proyectos de Explotación, Pemex, México, D.F.

2009-2011. Transferido a Ku Maloob Zaap, Región Marina Noreste, en Caracterización de Yacimientos.

2012-2014. Transferido al Proyecto Ayatsil-Tekel. Geociencias. Caracterización de yacimientos de la Gerencia del proyecto de desarrollo Ayatsil-Tekel, (GPDAT), como petrofísico, estratígrafo-sedimentólogo y geomecánico.

Susana Gómez

Estudió la Licenciatura en Ingeniería Química en la Universidad Iberoamericana de la Ciudad de México. Realizó la maestría en Análisis Numérico en el Imperial College of Science and Technology, Universidad de Londres, Inglaterra y recibió el grado de Doctora PH. D. en Matemáticas Aplicadas, de la Universidad de Londres. Habla inglés, francés y tiene conocimientos básicos de italiano.

Es Investigadora Titular "C" de tiempo completo del Instituto de Investigaciones en Matemáticas Aplicadas y en Sistemas IIMAS de la UNAM. Es miembro del SNI Nivel 3.

Ha editado dos libros de investigación y tiene 63 artículos con arbitraje. Es árbitro en 15 revistas de investigación internacionales de alto impacto.

En particular ha trabajado especialmente en problemas inversos de identificación de parámetros, relacionados con la exploración y la explotación racional del agua subterránea y del petróleo. También ha trabajado en la modelación matemática para lograr la aspiración y limpieza de manchas de petróleo en mar abierto.

Desde 1995, ha coordinado proyectos de investigación financiados por NSF National Science Foundation, CONACYT, PAPIIT-UNAM, Secretaría de Relaciones Exteriores proyecto México-Italia y proyectos de colaboración en investigación con la Comunidad Europea (Proyecto ALFA 2006), Universidad de la Habana y el ICIMAF en Cuba desde 1994.

Ha dirigido o participado en proyectos de investigación con las compañías petroleras ELF de Francia y Agip de Italia a través de un consorcio de investigación que creo y dirigió. Asimismo ha colaborado con Pemex, con el Instituto Francés del Petróleo, con el Instituto Mexicano del Petróleo y con el Instituto Mexicano de Tecnología del Agua, IMTA.

Gustavo Ramos

Estudió la Licenciatura en Física en el IPN y Maestría en ciencias de la computación en la UNAM. Ha estado involucrado en diversos proyectos de investigación relacionados con la modelación y simulación computacional de fluidos. Trabajó para General Electric en el área de desarrollo de software numérico para turbinas de propulsión. Actualmente trabaja en el Instituto de Investigación en Matemáticas Aplicadas y Sistemas, en problemas inversos de identificación de parámetros y en el Instituto de Geofísica en el desarrollo de un simulador composicional de yacimientos petroleros.

Carlos Minutti

Formación como Licenciado en Estadística por parte de la Universidad Autónoma Chapingo (2007), con Maestría en Ciencias Matemáticas por parte de la Universidad Nacional Autónoma de México, UNAM (2013), especializado en el área de Probabilidad, Estadística y Cómputo Científico.

Actualmente ayudante de investigador por parte del SNI, y participante en proyecto de investigación con el fin de obtener una Caracterización automática de yacimientos petroleros naturalmente fracturados de triple porosidad.

Mario Alberto Vásquez Cruz

Actualmente labora en Pemex Exploración y Producción, adscrito a la Gerencia de Estrategia y Evaluación de Cartera de la Subdirección de Planeación y Evaluación, en donde participa, entre otras actividades, en la administración del Portafolio de Proyectos de Explotación. En el periodo 2004-2013 en la Gerencia de Recursos y Reservas de la misma Subdirección colaboró en estudios de certificación de reservas, simulación de yacimientos para el mismo propósito y documentación del portafolio de proyectos de inversión.

En septiembre de 1984 ingresó como becario al Instituto Mexicano del Petróleo colaborando en estudios relacionados con evaluación de formaciones. A partir de 1986, contratado en la misma institución, participó durante 18 años en estudios de caracterización de yacimientos y en investigaciones relacionadas con el tema.

Por otra parte, desde 1992 desarrolla actividades docentes en el Departamento de Ingeniería Petrolera de la ESIA-Unidad Ticomán del IPN. Estas mismas actividades también las ha realizado de manera intermitente en la Facultad de Ingeniería de la UNAM.

Ha recibido distinciones del Instituto Mexicano del Petróleo, de la Academia Nacional de Ingeniería, de la Asociación de Ingenieros Petroleros de México, de la Society of Petroleum Engineers (SPE) y de la Academia Mexicana de Ciencias.

Es miembro del Colegio de Ingenieros Petroleros de México en donde ha sido designado Perito en Ingeniería de Yacimientos, de la Asociación de Ingenieros Petroleros de México, de la Sociedad Geológica Mexicana y de la SPE, agrupación en la que se ha desempeñado como responsable de la Secretaría y de los Programas Técnicos de la Sección México. Actualmente, es Editor Técnico de las publicaciones tituladas SPE Reservoir Evaluation and Engineering y Journal of Canadian of Petroleum Technology de la SPE.

Es Ingeniero Petrolero egresado de la Facultad de Ingeniería de la UNAM, y posee los grados de Maestro en Ingeniería por la DEPMI de la UNAM y de Maestro en Ciencias de la Ingeniería por la Universidad de Texas en Austin, EUA.

Alejandro Mesejo-Chiong

Obtuvo su título de Licenciatura en Matemáticas en la Universidad Humboldt de Berlín en 1987 y el doctorado en Informática en la Facultad de Matemática e Informática de la Universidad de Bremen en el 2002. Desde el año 1987 trabaja en la Facultad de Matemática y Computación de la Universidad de La Habana, donde ocupa actualmente la posición de Profesor titular. Sus principales intereses de investigación radican en la aplicación de las ecuaciones diferenciales a la solución de problemas de modelación matemática, el cómputo científico y la matemática numérica.

Gorgonio Fuentes Cruz

Físico egresado de la División Académica de Ciencias Básicas de la Universidad Juárez Autónoma de Tabasco en 1997. En el 2003 obtuvo el grado de Maestro en Ingeniería en la DEPMI-UNAM con Mención Honorífica. Recibió distinciones como mejor promedio en las instituciones mencionadas. Actualmente realiza estudios candidato a Doctor en Ingeniería Petrolera en Texas A&M University.

En septiembre de 1997 ingresó al Instituto Mexicano del Petróleo, donde ha participado en estudios integrales de caracterización de yacimientos, como responsable de la etapa de ingeniería de yacimientos. Además, ha participado en proyectos de investigación y desarrollo en caracterización dinámica de yacimientos.

Ha desarrollado actividades docentes en la División Académica de Ciencias de la UJAT y en la ESIA-Unidad Ticomán del IPN. Asimismo, se desempeñó como líder de proyecto en el Programa de investigación de recuperación de hidrocarburos del IMP.