

# Evaluación petrofísica, volumétrica y especial del modelo dinámico de un yacimiento naturalmente fracturado para determinar y mejorar su consistencia

**Oscar Orozco Aguilar**

*Gerencia de Servicios de Intervenciones a Pozos, Subdirección de Servicios a la Explotación, Pemex Exploración y Producción*

[oscar.orozco@pemex.com](mailto:oscar.orozco@pemex.com)

**Agustín P. Galindo Nava**

*Gerencia de Ingeniería de Yacimientos y de Explotación Primaria, Subdirección de Investigación en Exploración y Producción, Dirección Corporativa de Investigación y Desarrollo Tecnológico*

[agustin.patricio.galindo@pemex.com](mailto:agustin.patricio.galindo@pemex.com)

**Sergio García Reyes**

*Activo de Producción Abkatun-Pol-Chuc, Subdirección de Aguas Someras, Pemex Exploración y Producción.*

[sergio.garciare@pemex.com](mailto:sergio.garciare@pemex.com)

Información del artículo: recibido: agosto de 2016-aceptado: febrero de 2017

## Resumen

La simulación numérica de yacimientos es parte fundamental para las estrategias de optimización en la explotación de los yacimientos petroleros. En México, la mayoría de los yacimientos de las regiones marinas son naturalmente fracturados, mayormente complejos de modelar dinámicamente conforme se avanza en su vida productiva, ya que están constituidos con sistemas de porosidades múltiples, los simuladores comerciales sólo tienen opciones para modelar sistemas de doble porosidad, donde una de ellas está asociada a los bloques de matriz y la otra a las fracturas. Por consiguiente, la consumación de este trabajo resáltese la importancia de determinar y mejorar la consistencia del modelado dinámico de sus propiedades petrofísicas, volumétricas y especiales, con el objetivo de garantizar una mayor certidumbre del flujo de sus fluidos a través del medio poroso, para la planeación y ejecución adecuada de proyectos de recuperación primaria, secundaria y mejorada, que generen mayor valor económico a la empresa.

**Palabras clave:** Simulación numérica de yacimientos, evaluación volumétrica de yacimientos naturalmente fracturados, modelo de transferencia matriz-fractura y saturaciones de fluidos, (aceite, agua y gas).

## Petrophysical, volumetric and special evaluation of the dynamic model of a naturally fractured reservoir for determining and improving its consistency

## Abstract

Numerical reservoir simulation plays a key role in the strategies optimization process performed during the exploitation of petroleum reservoirs. The offshore oil and gas fields in Mexico mostly correspond to naturally fractured formations, which are complex to dynamically model as they go on production since they are characterized by multiple porosity systems. However, current commercial simulators can only handle up to two porosity systems: matrix and fractures. This

is the reason as to why this work highlights the importance of determining and improving the consistency of the dynamic modeling of reservoir petrophysical, volumetric and special properties. The main purpose of this study is to provide a better representation of the fluid flow through porous media by reducing the uncertainty associated with it. This leads to a proper planning and execution of primary, secondary, and enhanced oil recovery projects, which maximize the cash flow of the company, PEMEX Exploration and Production.

**Keywords:** Numerical reservoir simulation, volumetric evaluation of naturally fractured reservoirs, matrix-fracture transfer modeling and fluid saturation, (gas, oil and water).

## Introducción

Mediante una metodología desarrollada en Matlab por ingenieros de PEP<sup>1</sup>, denominada EVolFRAC, en la cual se cargan los códigos binarios directamente desde los archivos de salida de Eclipse, ya sea para aceite negro (E100) o composicional (E300), que permite discretizar y analizar el comportamiento en matriz y fractura, (**Galindo, A. P., 2013**). En otras palabras, se traduce en una herramienta que sirve para evaluar la consistencia de los resultados del comportamiento dinámico del modelo de simulación numérica del yacimiento naturalmente fracturado, de forma práctica y rápida, como:

Partición de la porosidad total, propiedades de porosidad y de permeabilidad en los pseudomedios matriz-fractura, factor de forma y tamaño de bloque del modelo de transferencia matriz-fractura contra profundidad, donde se estableció el comportamiento típico de estas propiedades en las formaciones Brecha y Cretácico que conforman al yacimiento, el impacto en la definición de tipos de roca y el grado de heterogeneidad en el yacimiento. Se considera que el pseudomedio matriz engloba la porosidad intercrystalina, microfracturas y un cierto porcentaje de porosidad vular que interactúa con el medio matriz y el pseudomedio fractura está conformado por porosidad de fractura y un porcentaje de la porosidad vular que interactúa con el medio fractura.

Volumen poroso, aceite, gas y agua contra profundidad y contra tiempo de simulación, para los pseudomedios matriz-fractura; fracción matriz-fractura del volumen poroso, aceite, gas y agua contra profundidad y contra tiempo de simulación; saturación de aceite, gas y agua promedio contra profundidad y contra tiempo de simulación; factor de recuperación de aceite en matriz, fractura y total contra tiempo de simulación.

Avance de los contactos gas-aceite y agua-aceite del

<sup>1</sup>M. I. Agustín P. Galindo Nava y M.I. KuyHunKoh

pseudomedio fractura de forma continua; aporte del pseudomedio matriz por imbibición y/o drene gravitacional; aporte del pseudomedio fractura por avance del agua y/o del gas.

## Aplicación

Para la certidumbre de cualquier modelo de simulación de un yacimiento naturalmente fracturado, es de importancia vital cuantificar su interacción entre los pseudomedios matriz-fractura (modelo de transferencia matriz-fractura a través de los parámetros del factor de forma ( $\sigma$ ) y del tamaño de bloque ( $Lz$ ), los factores de recuperación, los gastos de aceite aportados por cada pseudomedio, el aporte del pseudomedio matriz por drene gravitacional, por re-infiltración y por imbibición, así como darle seguimiento al avance de los contactos gas-aceite y agua-aceite.

Se evaluó el modelo de simulación de un yacimiento naturalmente fracturado de la región marina, en su etapa de desarrollo, con aproximadamente más de cuatro años de historia de producción. Los resultados obtenidos coadyuvaron a determinar la consistencia y áreas de mejora en cuanto a su distribución en las propiedades petrofísicas, modelo de transferencia matriz-fractura y fracción de aceite de los pseudomedios, matriz-fractura. Con el fin de disminuir la incertidumbre en las estrategias óptimas de explotación del campo y/o yacimiento, mediante la recuperación primaria, más algún proceso de recuperación secundaria y/o mejorada.

A continuación, en la **Figura 1** se presentan las características generales del Campo Kuil perteneciente a la actual administración del Activo Integral de Producción Aguas Someras AS02-03, anteriormente llamado Abkatun Pol Chuc.

Se describen las características principales del modelo de simulación evaluado: doble porosidad, composicional, Formación Brecha-Cretácico, dominio de la malla de

simulación de 36x145x23(IMP, 2014). La **Figura 2** presenta el plano de saturación de fluidos del modelo dinámico.

Con la aplicación de la metodología, se obtuvieron, de las corridas del modelo de simulación, las gráficas siguientes:

Propiedades petrofísicas

1. Partición de la porosidad total, propiedades de porosidad y de permeabilidad en los pseudomedios matriz-fractura contra profundidad, así como el factor de forma ( $\sigma$ ) y el tamaño de bloque ( $L_z$ ) del modelo de transferencia matriz-fractura contra profundidad para determinar la consistencia de las formaciones Brecha y Cretácico que conforman al yacimiento, y/o el impacto en la definición de tipos de roca y el grado de heterogeneidad en el yacimiento.

Propiedades volumétricas

2. Volumen poroso, volumen de aceite, gas y agua contra profundidad, para cuantificar el volumen de fluidos que se encuentra en los pseudomedios matriz y fractura.

3. Saturación promedio de aceite, gas y agua contra profundidad para diferentes tiempos de simulación, para comprender e interpretar el comportamiento del drene gravitacional en condiciones saturadas (zona del casquete), de la imbibición en la zona del acuífero, la saturación de aceite remanente tanto de la zona del casquete como de la zona del acuífero.
4. Comportamiento del volumen de aceite, gas y agua "in-situ" y factores de recuperación a través del tiempo de simulación.

Propiedades especiales

5. Volúmenes de aceite de los pseudomedios matriz y fractura contra profundidad,
6. Ritmos de producción de aceite a condiciones de yacimiento, para ambos pseudomedios, matriz y fractura contra tiempo de simulación,
7. Ritmo de aceite que aporta cada pseudomedio matriz-fractura, para cuantificar y definir cuanto proviene por drene gravitacional como

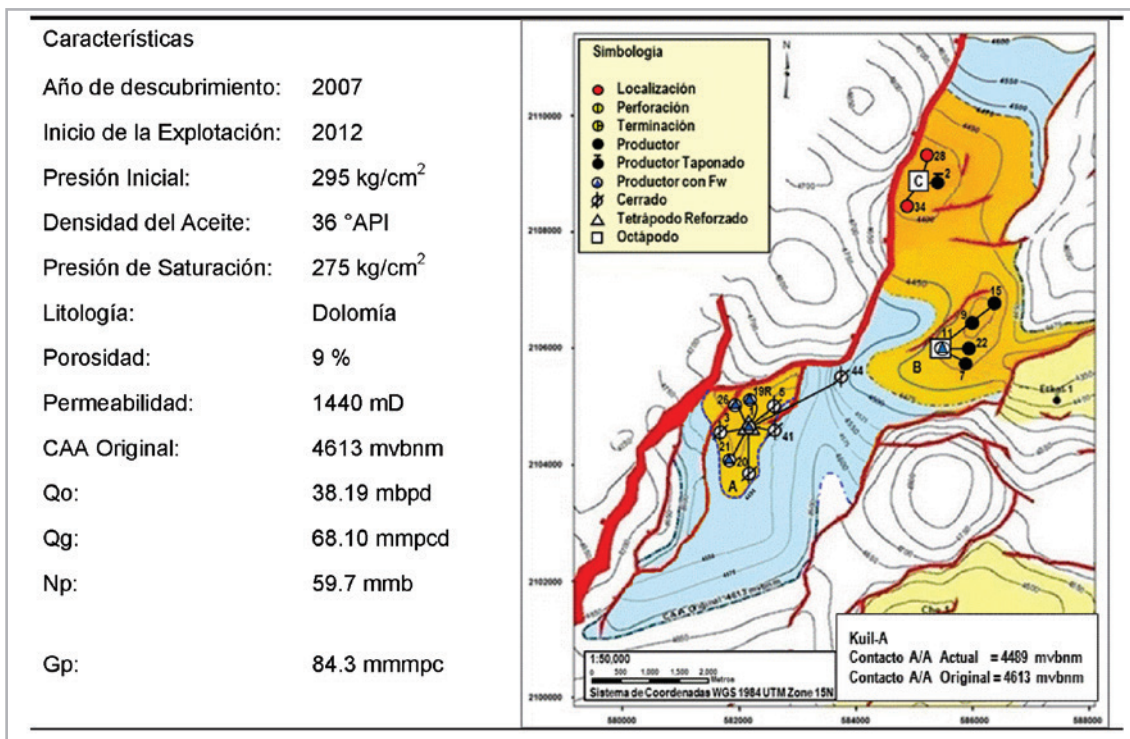


Figura 1. Características del campo Kuil a junio de 2016.

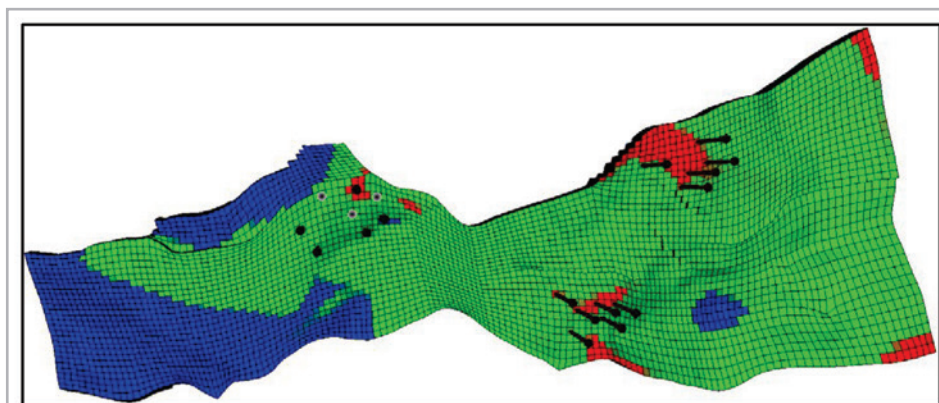


Figura 2. Plano de saturación de fluidos en el pseudomedio fractura del modelo de simulación de un yacimiento naturalmente fracturado.

por imbibición en forma global, por bloques y por formación. En otras palabras, evidenciar el comportamiento del pseudomedio matriz referente a su aporte por drene gravitacional, por imbibición y cuánto aceite se re-infiltra (cantidad de aceite que entra a la matriz por algún proceso de inyección de agua o gas),

8. Avance de los contactos gas-aceite y agua-aceite promedios dados para el pseudomedio fractura.

## Resultados

Se presenta el análisis obtenido mediante gráficas al aplicar la metodología para yacimientos naturalmente fracturados.

Propiedades petrofísicas:

Dentro de las propiedades petrofísicas se graficaron promedios ponderados contra la profundidad, como lo son, la porosidad y la permeabilidad para cada pseudomedio matriz-fractura, el factor de forma ( $\sigma$ ) y el tamaño vertical del bloque de matriz ( $L_z$ ), como se muestra en las Figuras 3 a la 6.

En la Figura 3, se observa que la porosidad en fractura presenta una tendencia de menor a mayor desde la cima de la brecha al contacto agua aceite y para la porosidad de matriz se puede notar que en la parte de la cima tiene una porosidad en promedio de 8% e incremento notable a partir del contacto agua aceite.

De la Figura 4, se observa que la permeabilidad de matriz en la dirección X y Y es exactamente la misma y en relación con la permeabilidad en dirección Z, esta última es menor.

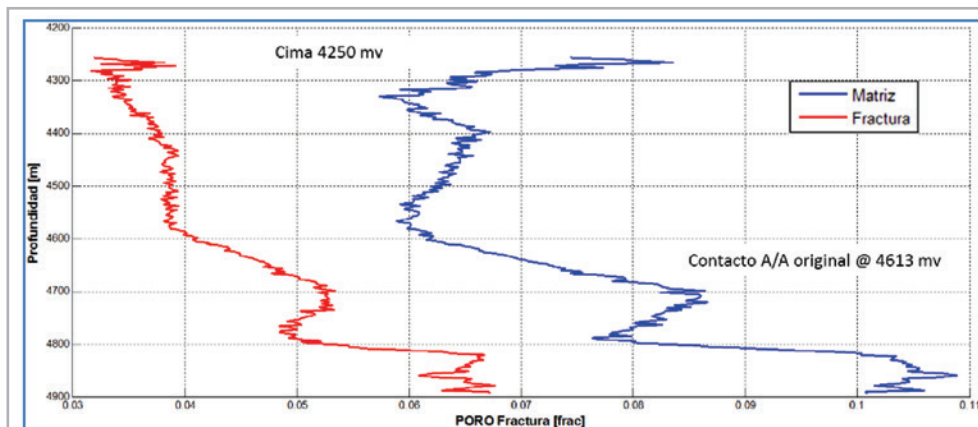


Figura 3. Porosidad promedio para los pseudomedios matriz-fractura contra profundidad.

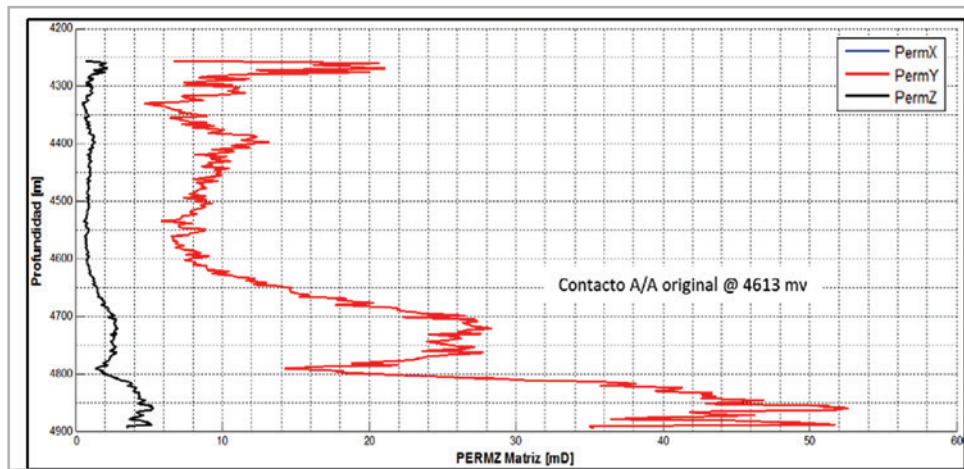


Figura 4. Permeabilidad promedio para los pseudomedios matriz-fractura contra profundidad.

Para las permeabilidades de fractura se observa una relación bastante prominente entre los valores de las direcciones X, Y con respecto a la dirección Z, como se muestra en la Figura 5.

La conceptualización de la Formación Brecha, es que tiene mejores propiedades petrofísicas debido al alto índice de fracturamiento y al alto contenido de porosidad vugular, y conforme se va profundizando a las formaciones Cretácicas Medio e Inferior; se van degradando. Esta conceptualización debe verse reflejada en estas gráficas para entender que tan consistente es el modelo de yacimiento.

De acuerdo al comportamiento típico del factor de forma para los yacimientos naturalmente fracturados vugulares, se espera una tendencia en donde los valores mayores se tengan en la

formación con el mayor índice de fracturamiento y el mayor contenido de porosidad vugular, y valores menores en las formaciones más compactas, que traducidos en longitud, son las que tienen la mayor dimensión.

De la Figura 6, el comportamiento de factor de forma o sigma, se puede decir que tiene una pendiente negativa de la cima del yacimiento hasta el contacto agua-aceite; es decir, los valores van de menor a mayor de la cima a la base, esto quiere decir que las propiedades van mejorando en dirección al contacto agua-aceite. Este hecho resulta un tanto incongruente, ya que los valores mayores se esperan en la cima de la brecha, por características típicas de la roca, zona con mayor índice de fracturamiento y que va degradándose hacia el Cretácico.

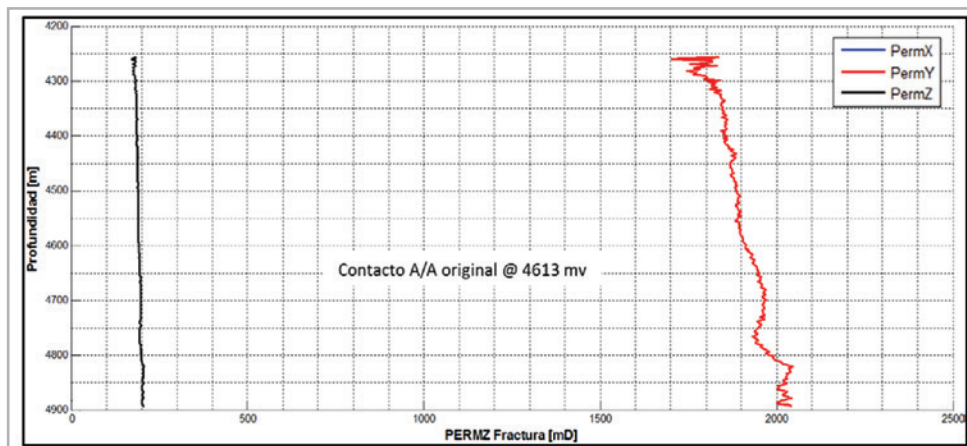


Figura 5. Permeabilidad promedio del pseudomedio fractura contra profundidad.

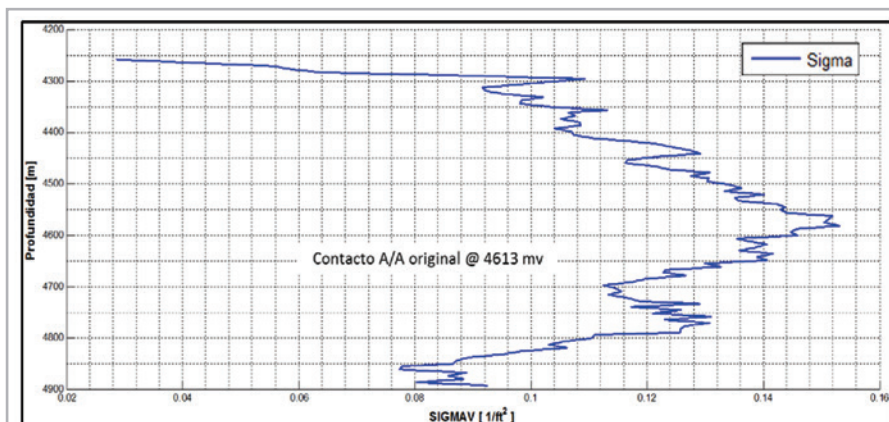


Figura 6. Factor de forma ( $\sigma$ ) contra profundidad, del modelo de transferencia matriz-fractura.

En la **Figura 7**, se observa que los valores van de más a menos en dirección a la base del yacimiento (4613 m), esto indica menor tamaño de bloque, que es sinónimo de mayor índice de fracturamiento, que la inconsistencia que presenta el modelo de simulación y representa un área de oportunidad para establecer su congruencia. De acuerdo a los núcleos cortados en los pozos del campo, la Formación Brecha presenta visiblemente un alto contenido de fracturas y huecos en disolución, (Weatherford, 2013).

### Propiedades volumétricas

Se presentan en dos grupos; primero las propiedades estáticas y posteriormente las propiedades dinámicas, sólo para la fase aceite. Las **Figuras 8 y 9** muestran el comportamiento del volumen poroso y sus fracciones volumétricas matriz-fractura contra profundidad en forma global.

En la **Figura 8** muestra como está distribución del medio poroso para la matriz, fractura y total.

En la **Figura 9** se observan las relaciones del volumen poroso matriz-fractura de la cima hasta 4,345 m, en promedio de 34% – 66%, y un tanto uniforme a partir de los 4,350 m, en donde el 60% le corresponde al pseudomedio matriz y el 40% al pseudomedio fractura.

Las **Figuras 10 a la 17** muestran el comportamiento de las propiedades dinámicas: volumen de aceite y saturación de aceite promedio contra profundidad y tiempo de simulación, fracción volumétrica matriz-fractura de aceite, volumen de aceite in-situ y el factor de recuperación contra tiempo de simulación en forma global.

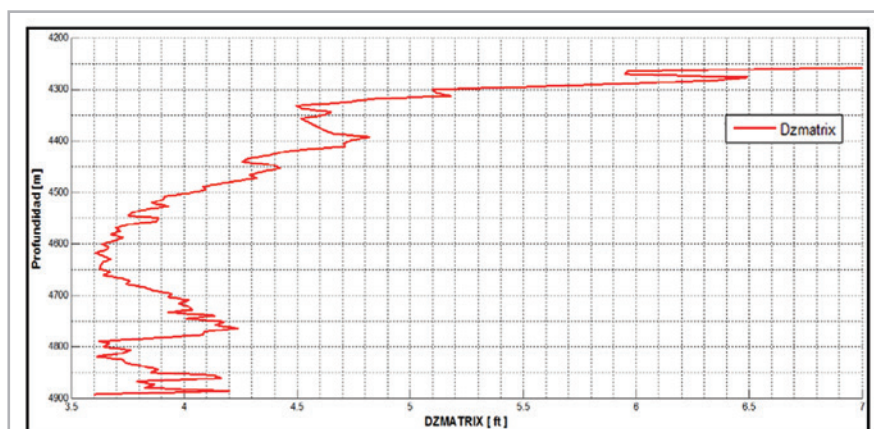
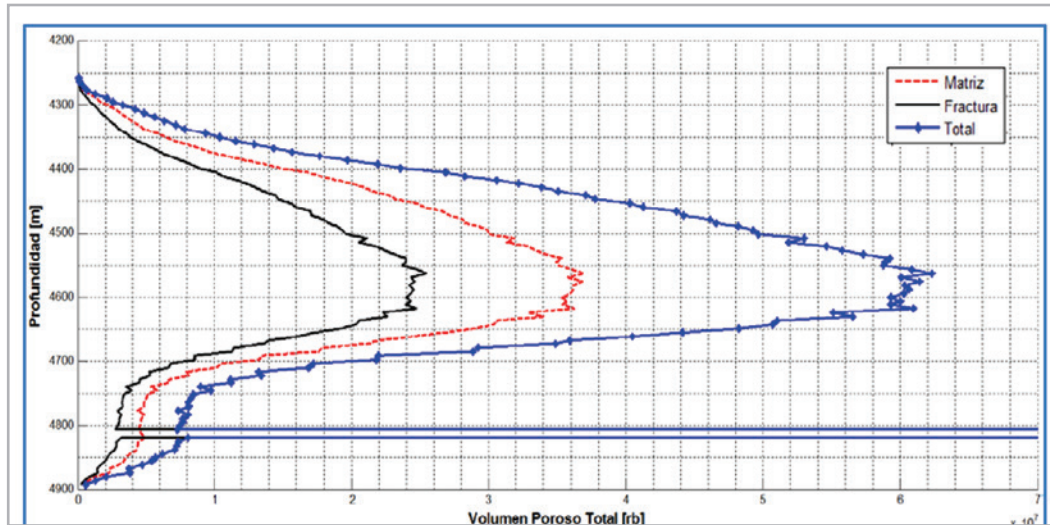


Figura 7. Tamaño de bloque promedio (LZ) contra profundidad, del modelo de transferencia matriz-fractura.

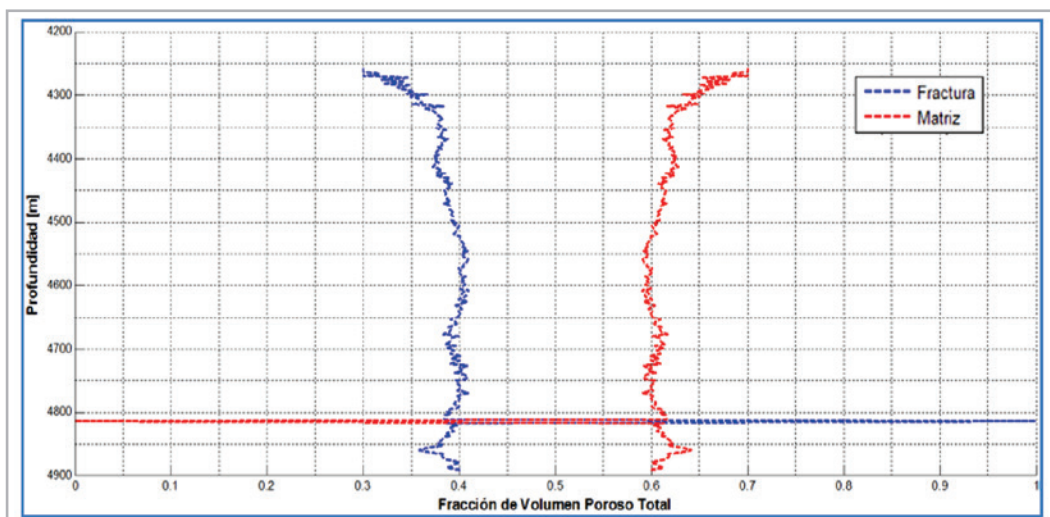
En la **Figura 10** se observa el comportamiento del volumen de aceite a tres diferentes pasos de tiempo, en donde las líneas continuas en azul, verde y roja representan el pseudomedio fractura; las líneas discontinuas con los mismos colores representan el pseudomedio matriz y las líneas continuas con puntos, al volumen total. Se puede observar un comportamiento de vaciamiento típico en yacimientos naturalmente fracturados, mucho mayor en el

pseudomedio fractura con respecto al pseudomedio matriz al final del tiempo de simulación, (diciembre de 2025).

Por otra parte, se puede notar que el volumen restante contenido en el pseudomedio fractura es bastante considerable aún por explotar. Y que el aporte del pseudomedio matriz podría ser significativo para algún proceso de recuperación mejorada.



**Figura 8.** Volumen poroso de los pseudomedios matriz, fractura y total contra profundidad.



**Figura 9.** Relación de los volúmenes porosos o fracciones volumétricas del volumen poroso matriz-fractura, contra profundidad.

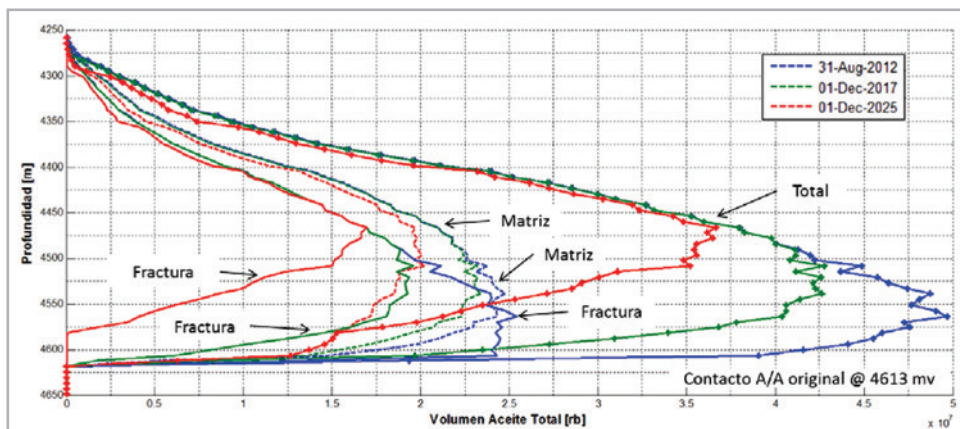


Figura 10. Comportamiento de los volúmenes aceite en matriz, fractura y total contra profundidad a través del tiempo de simulación.

En la **Figura 11** se observa que la saturación de aceite en el pseudomedio fractura (líneas continuas), hasta antes del inicio de la explotación del yacimiento, tiene una distribución uniforme, debido a que los puntos extremos (*endpoint*) de las tablas de saturación son de cero. En cambio, para la saturación de aceite para el pseudomedio matriz (líneas discontinuas), **Figura 12**, se contempla una zona de transición, que depende de la forma de la curva de presión capilar.

En la Figura 12 se visualiza una representación de la huella que va dejando el comportamiento de saturación de aceite del pseudomedio matriz en el periodo de simulación comprendido del 2012 al 2025 y se observa que se tiene una saturación promedio de aceite remanente en el casquete de gas del orden del 34%, mientras que para la zona de

agua esta saturación promedio remanente de aceite, en promedio es de 55%.

Al igual que en la Figura 12, en la **Figura 13** se visualiza el comportamiento de saturación de aceite en el pseudomedio fractura, en donde se puede apreciar una reducción mayor de la saturación de aceite por el avance del agua que por el gas.

En la **Figura 14** se observa una relación inicial del volumen de aceite matriz-fractura, en la cima del 33% - 67%, y conforme se profundiza la relación aumenta para el pseudomedio fractura y disminuye para el pseudomedio matriz. Este comportamiento resulta incongruente si se considera que en la parte superior del yacimiento se tiene una mayor porosidad vugular y mayor índice de fracturamiento, características típicas de la Formación Brecha y que estas

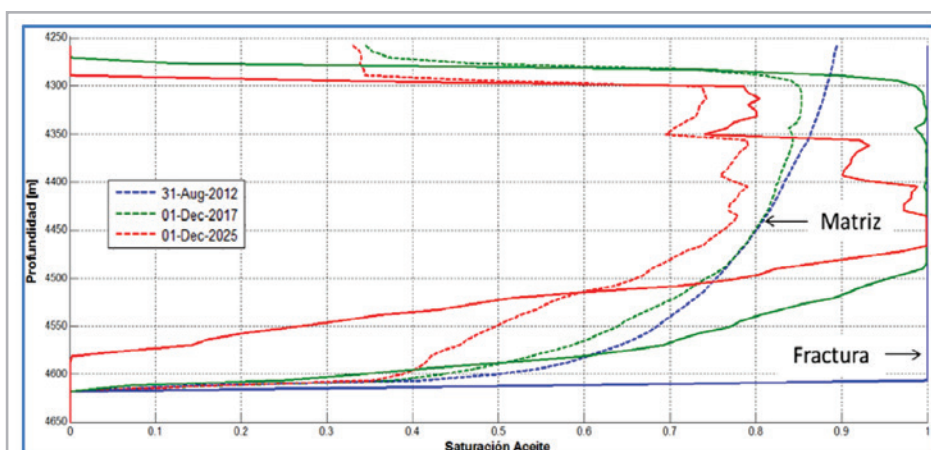


Figura 11. Comportamiento de la saturación de aceite de los pseudomedios matriz y fractura contra profundidad a través del tiempo de simulación.



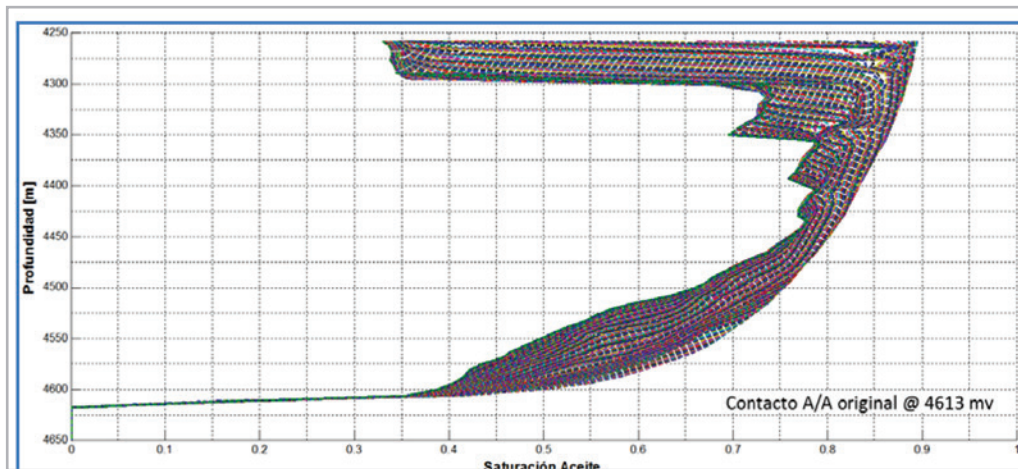


Figura 12. Comportamiento de la saturación de aceite del pseudomedio matriz contra profundidad y tiempo de simulación, (2012 - 2025).

propiedades disminuyen hacia la parte posterior de la formación del Cretácico. Lo anterior se demuestra en la Figura 15, en donde se puede notar una mayor porosidad secundaria por disolución y fractura en la Formación Brecha.

La fracción del volumen de aceite se puede utilizar como un parámetro de ajuste, en la simulación numérica, para el avance de los contactos gas-aceite y agua-aceite, dado que a menor volumen en el pseudomedio fractura, el avance del contacto es mayor. No es el único parámetro de ajuste del avance de los contactos, pero sí el que tiene mayor impacto. Los otros parámetros que ayudan a afinar este ajuste del avance de los contactos son el factor de forma ( $\sigma$ ), el tamaño de bloque ( $L_2$ ), la presión capilar mínima de entrada y el grado de mojabilidad.

En la Figura 16, se puede observar el comportamiento de los volúmenes de aceite a condiciones de yacimiento de los pseudomedios matriz-fractura, al inicio de la explotación del yacimiento de 820 mmb y 751 mmb, respectivamente, obteniéndose un total de 1,571 mmb, y al final del tiempo de simulación un volumen de 688 mmb de aceite para el pseudomedio matriz y 403 mmb aceite para el pseudomedio fractura, resultando un total remanente de 1,091 mmb. En términos de vaciamiento, el pseudomedio matriz aporta 133 mmb y el pseudomedio fractura 348 mmb, lo que equivale a un factor de recuperación de 16 y 46%, respectivamente. Este último representa una aportación de 2.6 veces respecto al primer pseudomedio mencionado.

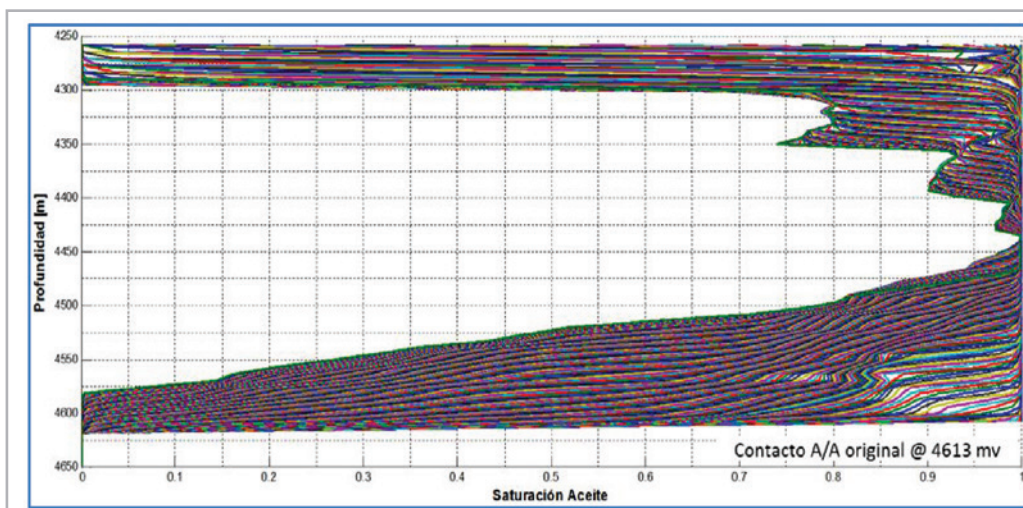


Figura 13. Comportamiento de la saturación de aceite del pseudomedio matriz contra profundidad y tiempo de simulación, (2012 - 2025).

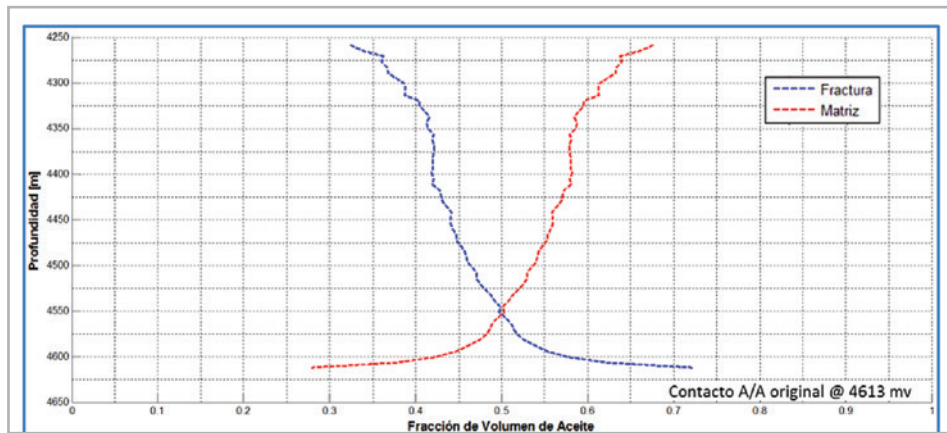


Figura 14. Fracción de volumen de aceite contra profundidad.

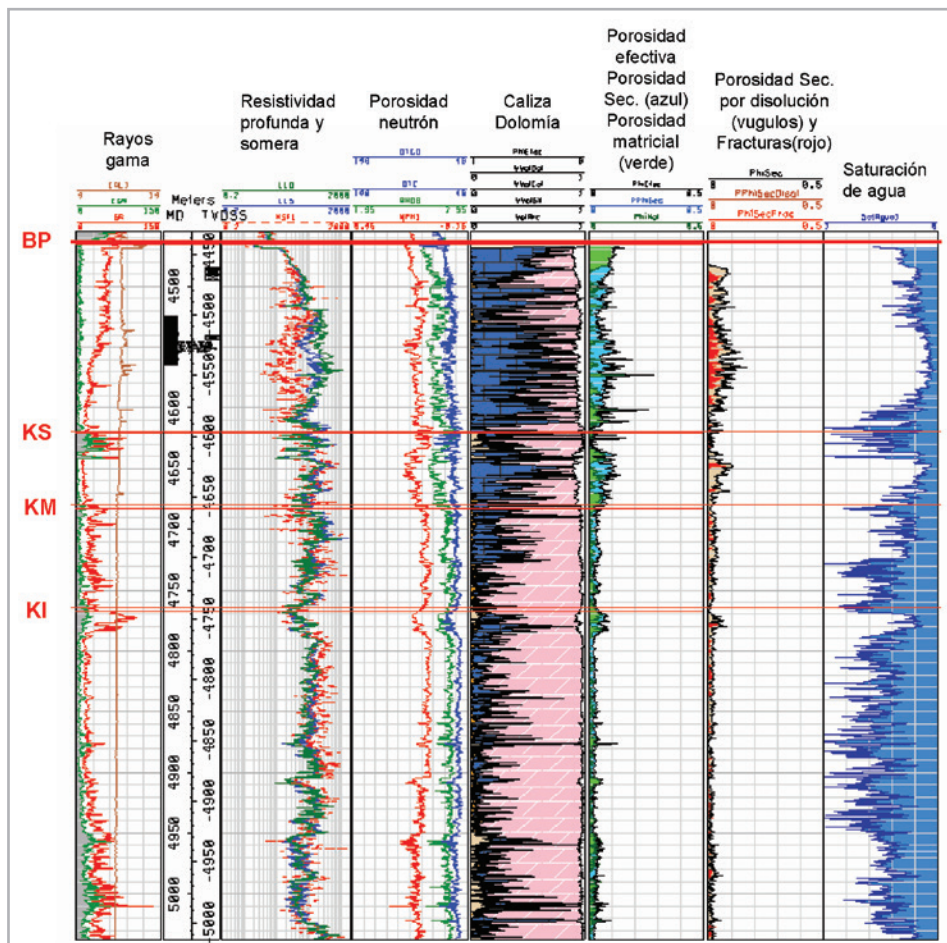
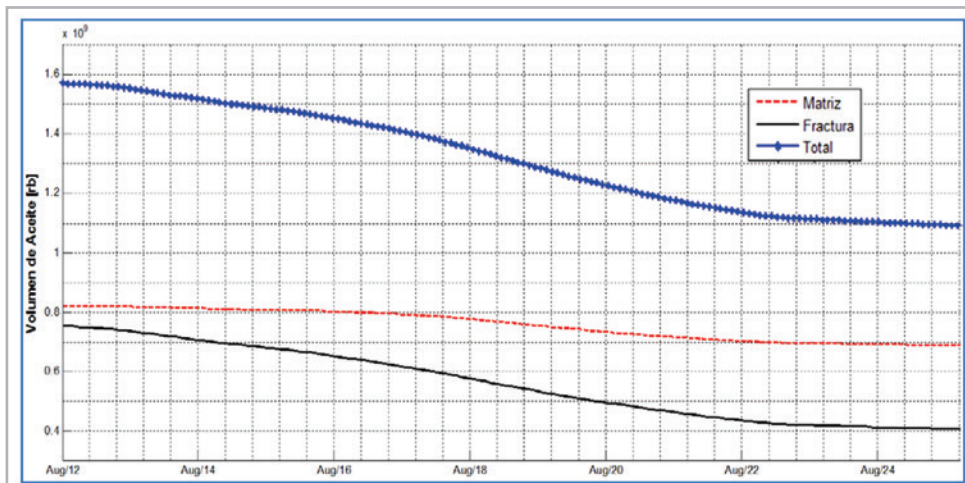


Figura 15. Registro geofísico procesado del pozo Kuil-1, el cual muestra litológicamente una matriz de caliza dolomitizada fracturada y vugular con porosidades de matriz promedio de 7% y saturación de agua de 20 %.

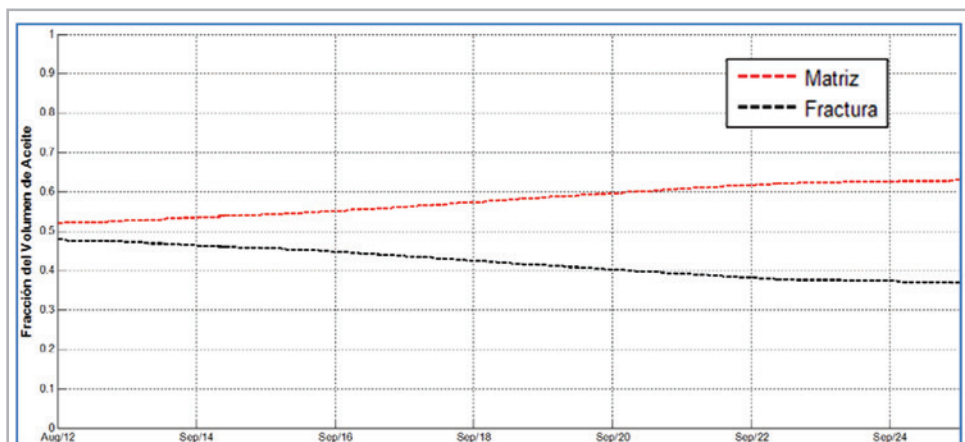
En la **Figura 17** se descifra la fracción volumétrica de aceite al inicio de la explotación de 52% en matriz y 48% en fractura, y conforme avanza el proceso de explotación, la relación se va haciendo más pequeña para la fractura, quedando al final de la simulación en 63% para la matriz y 37% para la fractura. Significa que el aceite remanente, quedó mayormente concentrado en el pseudomedio de baja permeabilidad que es el de la matriz, lo que representa una menor movilidad

de los fluidos. Por otra parte, el aceite concentrado en el pseudomedio fractura, aún tiene un porcentaje considerable que se podría producir por recuperación primaria.

En la **Figura 18** se presentan los factores de recuperación de aceite, en donde el pseudomedio matriz aporta con un 8% y el pseudomedio fractura con un 22%, respecto al volumen de aceite total, haciendo un total de 31%.



**Figura 16.** Comportamiento del volumen de aceite en el yacimiento contra tiempo de simulación para cada pseudomedio: matriz-fractura y total.



**Figura 17.** Comportamiento de la fracción de volumen de aceite in-situ contra tiempo de simulación para cada pseudomedio: matriz-fractura.

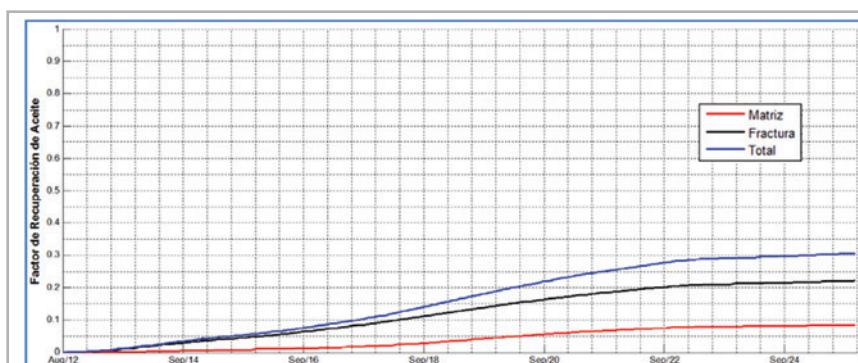


Figura 18. Comportamiento del factor de recuperación de aceite in-situ contra tiempo de simulación para cada pseudomedio: matriz-fractura y total.

### Propiedades especiales

En las Figuras 19 a la 21 se presenta el comportamiento del aceite mediante las diferencias de volumen de aceite de los pseudomedios matriz-fractura contra profundidad, en todo el lapso del tiempo de simulación, gasto de aceite de matriz, fractura y total contra tiempo de simulación y el avance de los contactos gas - aceite y agua - aceite contra tiempo de simulación.

La Figura 19, muestra la distribución de los volúmenes de aceite contra profundidad a lo largo del tiempo de simulación. Se interpreta que la curva de color azul discontinua demuestra la aportación de aceite del pseudomedio matriz, en donde el comportamiento por imbibición (del contacto agua aceite a 4500 mv) es mayor que el de drene gravitacional (de la cima a 4400 mv aproximadamente). Por otra parte, se puede ver una mayor aportación del pseudomedio fractura (línea roja discontinua), por el avance del agua.

En la Figura 20, se observa a primera instancia que el mayor aporte de aceite lo tiene el pseudomedio fractura. Se puede ver al principio de la explotación del yacimiento, un aporte ascendente de producción de aceite del pseudomedio fractura, y en el caso del pseudomedio matriz su aporte es lento y mínimo; posteriormente alcanza su máxima producción en el 2018 con 180 mbpd, derivado a su plan de desarrollo. Por otra parte, que aunque la declinación del campo inicia a partir del 2018, la declinación franca se presenta hasta inicios del 2022, para posteriormente estabilizarse en una cuota aproximadamente constante, periodo en donde se han invadido de agua de la mayoría de los pozos.

La Figura 21, muestra en los tres primeros años una irrupción más rápida del agua, hecho derivado del desarrollo del yacimiento, posteriormente el avance del contacto se mantiene prácticamente uniforme por el cierre de pozos y por último se observa un desplazamiento del contacto agua aceite, posiblemente derivado de la poca actividad de pozos y por el incremento del gas liberado en la cima del yacimiento.

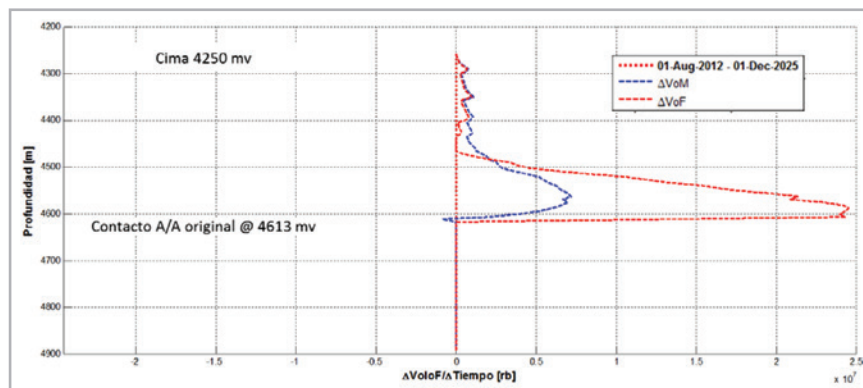


Figura 19. Comportamiento de la diferencia de volumen de aceite de los pseudomedios matriz-fractura contra profundidad a lo largo del tiempo de simulación, (2012 - 2015).

## Conclusiones

- Las herramientas tradicionales de pre y post procesado con las que cuentan los simuladores comerciales, como por ejemplo ECLIPSE, no tienen el alcance deseado; solamente muestran el comportamiento de las propiedades dinámicas contra tiempo.
- Los tiempos de lectura y procesado de datos se optimizaron de manera exponencial y elimina la dependencia de programas de post-procesamiento comerciales, que incurren en altos gastos de licenciamiento.
- Se evaluó la consistencia del modelo dinámico de forma práctica y rápida de acuerdo al comportamiento de sus propiedades petrofísicas, volumétricas y especiales.
- Mejor comprensión del modelo de transferencia matriz–fractura.
- El comportamiento de la permeabilidad de fractura, en la dirección vertical es prácticamente un orden de magnitud inferior que en la dirección areal, por lo que se plantea realizar un modelo de fractura, (DFN) tomando en cuenta también la porosidad vugular y los tipos de roca.
- Los valores del comportamiento del factor de forma, sigma, van de menor a mayor de la cima a la base del yacimiento; esto quiere decir que las propiedades van mejorando en dirección al contacto agua–aceite. Este hecho resulta un tanto incongruente, ya que los valores mayores se esperan en la cima de la brecha, por características típicas de la roca, zona con mayor índice de fracturamiento y que va degradándose hacia el Cretácico.
- El volumen de aceite original está mayormente concentrado en el pseudomedio matriz.

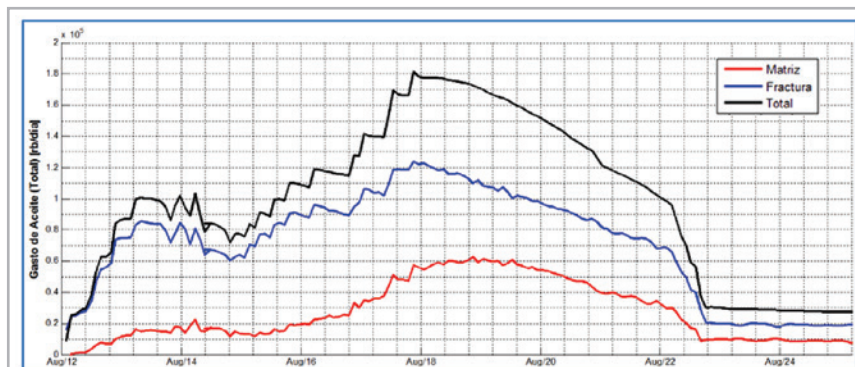


Figura 20. Comportamiento del gasto de aceite anualizado contra tiempo de simulación, de los pseudomedios matriz-fractura y el total.

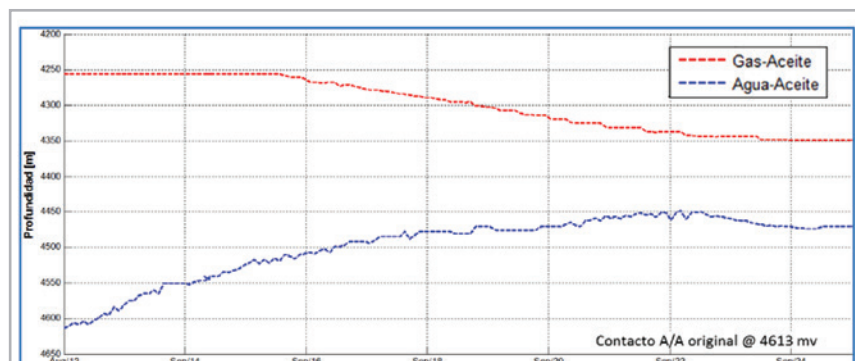


Figura 21. Comportamiento del avance de los contactos gas-aceite y agua-aceite contra tiempo de simulación, del pseudomedio fractura.

- La partición inicial del volumen de aceite matriz-fractura, en la cima del yacimiento es de 33% - 67%, y conforme se profundiza la relación, aumenta para el pseudomedio fractura y disminuye para el pseudomedio matriz. Este comportamiento representa un área de oportunidad en su mejora, ya que en la parte superior del yacimiento se tiene una mayor porosidad vugular y mayor índice de fracturamiento, características típicas de la formación Brecha y que estas propiedades disminuyen hacia la parte posterior de la formación del Cretácico.
- El mayor aporte de aceite lo tiene el pseudomedio fractura con un 22%, respecto a la matriz con un 8%.
- El aporte de aceite en el pseudomedio matriz es mayor por el comportamiento de imbibición que por el de drene gravitacional.
- Se manifiesta que tanto sigma como el tamaño de bloque, en conjunto con las curvas de permeabilidades relativas y de presión capilar, tanto en drene como en imbibición, la presión capilar mínima de entrada y el grado de mojabilidad al aceite, tienen un papel muy importante en el comportamiento de la pseudomedio matriz; influyendo en la recuperación de este medio por efecto del drene gravitacional y de imbibición.
- Seguimiento de los contactos gas-aceite y agua-aceite de forma continua.
- Plantear escenarios de explotación con el objetivo de aumentar el factor de recuperación en el medio continuo o pseudomedio fractura, ya que aún se cuenta con un volumen considerable de aceite, correspondiente a un 46% de recuperación respecto a su volumen original.
- Dentro de los escenarios de explotación primaria, determinar el número de pozos adicionales para su perforación y terminación para acelerar la recuperación de hidrocarburos que represente el mayor beneficio económico.
- Plantear escenarios de explotación de recuperación secundaria y/o mejorada para aumentar el factor de recuperación en el pseudomedio matriz.
- Contar con un análisis de balance de materia para determinar el volumen original consistente a la historia de presión-producción y sea representado en el modelo dinámico.

## Nomenclatura

A/A	Agua - Aceite
DFN	Modelo de la red de fracturas, (Discrete Fracture Network)
m	Metros
mbspd	Miles de barriles por día
mmb	Millones de barriles
mmpcd	Miles de millones de pies cúbicos diarios
mmpcd	Millones de pies cúbicos diarios
mv	Metros verticales
mvbnm	Metros verticales bajo nivel del mar
rb	Barriles a condiciones de yacimiento, (Reservoir Barrel)
Lz	Tamaño de bloque
$\sigma$	Sigma o Factor de forma
$\Delta VoF$	Distribución volumétrica de aceite en la fractura
$\Delta VoM$	Distribución volumétrica de aceite en la matriz

## Agradecimientos

De manera muy especial al M.I. Agustín P. Galindo Nava por compartirme sus conocimientos, orientación y colaboración en la realización de este proyecto. A mi amigo, M. I. Sergio García Reyes por brindarme su apoyo y colaboración en el desarrollo de este proyecto.

## Referencias

1. Galindo Nava, A.P y KohYoo, K. H. 2013. Evaluación Volumétrica de un Yacimiento Naturalmente Fracturado.EVoIFRAC.
2. Instituto Mexicano del Petróleo. 2014. Construcción del Modelo de Simulación Numérica del Campo Kuil. Informe Técnico.
3. Weatherford. 2013. Reporte de Corte de Núcleos de los Campos del Activo de Producción Abkatún Pol Chuc.

## Semblanza de los autores

### Oscar Orozco Aguilar

Ingeniero Petrolero egresado de la Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura del Instituto Politécnico Nacional. Estudió la Maestría en Ingeniería Petrolera en la División de Estudios de Posgrado de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México, obteniendo el título de Maestro en Ingeniería Petrolera.

Ingresó a Pemex Explotación y Producción en el año de 2002, en la Superintendencia de Ingeniería de Yacimientos del Activo Ku-Maloob-Zaap.

En el año de 2004 se integró a la Superintendencia de Ingeniería de yacimientos del Activo Abkatun-Pol-Chuc.

Es miembro de la Red de Especialistas de Simulación Numérica de Yacimientos en PEP.

### Agustín P. Galindo Nava

Ingeniero Petrolero egresado de la Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura del Instituto Politécnico Nacional. Estudió la Maestría en Ingeniería Petrolera en la División de Estudios de Posgrado de la Facultad de Ingeniería de la UNAM, obteniendo el título de Maestro en Ingeniería Petrolera.

Ingresó a Petróleos Mexicanos en la Gerencia de Administración de Yacimientos en el año de 1998, en el área de simulación numérica de yacimientos, para dar soporte técnico a nivel nacional en el modelado dinámico de yacimientos naturalmente fracturados.

Actualmente es Coordinador de modelado dinámico de la SGRT en apoyo a los activos de la RMNE y en particular, encargado del nuevo modelo dinámico del Campo Akal del Activo de producción Cantarell.

Líder de la Red de Especialistas de Simulación Numérica de Yacimientos en PEP, desde el año 2004.

### Sergio García Reyes

Ingeniero Petrolero egresado de la Universidad Nacional Autónoma de México en el año de 1995, donde también cursó la Maestría en Ingeniería Petrolera, (abril, 2004).

Ingresó a Petróleos Mexicanos el 24 de febrero de 1995, en la Subgerencia de Computación Aplicada para la integración, validación y captura de información del Sistema de Información Técnica de Pozos (SITP).

Actualmente labora como Coordinador de Integración de Programas Operativos de Exploración y Producción en la Subdirección de administración del portafolio de PEP.

Es miembro de la Red de Especialistas en Simulación Numérica de Yacimientos de Pemex Exploración y Producción.

Ha presentado trabajos técnicos en congresos nacionales y jornadas técnicas locales. Es miembro de la Asociación de Ingenieros Petroleros de México A.C., y del Colegio de Ingenieros Petroleros de México.

## Política Editorial

Ingeniería Petrolera es una publicación mensual de investigación científica editada por la Asociación de Ingenieros Petroleros de México, AC (AIPM), que tiene como objetivo difundir investigación original relacionada con el área de la ingeniería petrolera en todas las categorías siguientes:

1. Geología
2. Geofísica
3. Yacimientos
4. Sistemas de Producción y Comercialización de Hidrocarburos
5. Intervención a Pozos
6. Seguridad Industrial, Higiene y Protección Ambiental
7. Administración y Negocios
8. Recursos Humanos y Tecnología de Información
9. Desarrollo y Optimización de la Explotación de Campos

La revista *Ingeniería Petrolera* es un espacio abierto para investigadores y profesionales interesados en dar a conocer sus trabajos e incluye artículos en español e inglés.

La revista *Ingeniería Petrolera* tiene como objetivo contribuir al progreso y la divulgación de la Ingeniería Petrolera en México, promover el estudio y la investigación científica entre sus miembros y fomentar la fraternidad entre los mismos, tiene como misión ser una tribuna técnica para los ingenieros que laboran directa o indirectamente en la industria petrolera y su visión es dar a conocer trabajos inéditos relacionados con el área petrolera en México y en el Mundo en idiomas español e inglés.

### Información para los autores

#### Manuscritos

Los especialistas que colaboren con artículos de investigación deberán integrarlos bajo las siguientes normas editoriales de la publicación:

1. Los manuscritos elaborados en español o en inglés deberán ser enviados a la Comisión Nacional Editorial, [revista\\_aipm@aipmac.org.mx](mailto:revista_aipm@aipmac.org.mx); [lhernandezr@aipmac.org.mx](mailto:lhernandezr@aipmac.org.mx) con una extensión máxima de 20 cuartillas, incluyendo tablas, gráficas, figuras, fotografías, etcétera, las cuales deberán ser colocadas en el lugar correspondiente y enviadas en formato TIFF o JPG con calidad mínima de 300 dpi.
2. Debe ser escrito a una columna con márgenes de 3 cm de lado izquierdo y 2 cm en los lados restantes. El espaciado interlineal debe ser de 1.5, con fuente Arial de 12 puntos para el texto y de 14 puntos para los títulos, utilizando los acentos ortográficos correspondientes en

letras mayúsculas. El procesador de palabras deberá ser Microsoft Word.

3. El encabezado del artículo deberá integrar la siguiente información:
  - Título del trabajo en inglés y español: deberá ser corto y conciso sin que exceda de 15 palabras.
  - Datos de los autores y coautores: nombre completo, institución a la que pertenecen, dirección postal, teléfono(s), direcciones y correo electrónico.
  - Resumen: Elaborar uno en español y otro en inglés, los cuales no excedan de 250 palabras cada uno.
  - Palabras clave en español e inglés: Incluir seis descriptores en inglés y en español para facilitar la recuperación de la información en las bases de datos especializadas.
4. La estructura de los artículos deberá contener:
  - Introducción
  - Desarrollo del tema
  - Conclusiones
  - Nomenclaturas
  - Agradecimientos
  - Apéndices (en su caso)
  - Referencias
  - Trayectoria profesional de cada autor
5. Las expresiones matemáticas deberán ser escritas claramente, cuidando que sean legibles los símbolos y utilizando el Sistema Internacional de Unidades.
6. Las referencias enunciadas en el desarrollo de los trabajos deberán anotarse indicando el apellido del autor y el año de su publicación, por ejemplo: "Recientemente, Gracia (1996)..." o bien "En un trabajo reciente (Gracia, 1996)..." Para tres autores o más: Gracia *et al.* (1996) o (Gracia *et al.*, 1996). Estas referencias se citarán al final del texto y en orden alfabético al final del trabajo, de acuerdo al manual establecido por la SPE Publication Style Guide: