

# Estimación de la saturación de aceite remanente (SOR) empleando mediciones resistivas, dieléctricas y datos de núcleos, para las rocas cretácicas del campo KMZ

*Juan Gerardo del Ángel Morales  
María de Jesús Correa López  
Javier Ángeles Zúñiga  
Pemex, APKMZ*

Información del artículo: recibido: septiembre de 2013-aceptado: agosto de 2014

## Resumen

La determinación de la cantidad y distribución de aceite remanente o residual (Sor) en un yacimiento, es esencial para estimar el volumen de aceite que queda por recuperar, y con esto determinar el mejor proceso de recuperación mejorada.

Esta estimación es muy importante en un proceso de recuperación mejorada, después de que se ha aplicado un proceso de recuperación convencional debido a aspectos económicos y tiempo de vida del proyecto, lo que implica un conocimiento confiable de este valor.

La saturación de aceite residual puede ser estimada por:

- a) Registros geofísicos de varios tipos
- b) Análisis convencionales y no convencionales de muestras de núcleos
- c) Cálculos de ingeniería de yacimientos
- d) Pruebas de presión
- e) Estudios de trazadores

Cada método tiene sus ventajas y limitaciones, pero el objetivo principal de su aplicación es estimar la cantidad y distribución de aceite residual o remanente en el yacimiento. La estimación de SOR mediante registros geofísicos y núcleos, dan como resultado la distribución vertical de SOR en la vecindad inmediata del pozo.

El Activo de Producción KMZ (caracterización de yacimientos) empleó una metodología denominada Mesar\_Sxo<sup>®</sup> (Método de estimación de saturación de aceite remanente mediante saturación de agua en la zona lavada) cuyo propósito fue determinar Sor y distribuirlo en un modelo 3D para calcular el volumen de aceite remanente. (Mayo 2009).

Durante el año 2012 se iniciaron los trabajos para estimar Sor mediante el registro dieléctrico de última generación, del cual se efectuó la toma de información en dos pozos, así como el reprocesamiento de los registros de resonancia magnética para el mismo fin, previo análisis de la información disponible.

Asimismo se tienen un par de núcleos en estudio (que corresponden al pozo donde fue corrido el registro dieléctrico), destinados a soportar las estimaciones de Sor y un par de núcleos más con pruebas de desplazamiento de fluidos que se emplean para corroborar lo observado en los registros geofísicos de pozo.

En este trabajo se mostrará la integración de la información disponible y los resultados en la estimación de SOR para los campos cretácicos del Activo Ku-Maloob-Zaap.

**Palabras clave:** Saturación de aceite remanente, campos cretácicos del Activo Ku-Maloob-Zaap.

## Estimating remaining oil saturation (SOR), using resistive measurements, dielectric and core data for the Cretaceous rocks KMZ field

### Abstract

Evaluating the amount and distribution of the residual oil saturation (ROS) in a reservoir, as well as determining the best enhanced recovery process, are the most important tasks to accurately estimate the remaining oil volume to be recovered.

The accuracy of this volume directly impacts economic aspects and the productive life of a reservoir, therefore it is crucial to count with reliable results.

The residual oil saturation can be estimated using one or multiple sources of information:

- a) Multiple type of well logs
- b) Conventional and nonconventional analysis of core samples
- c) Calculations from reservoir engineering
- d) Pressure tests
- e) Tracer analysis

All sources of information have pros and cons, however if one is looking for the vertical distribution of ROS near the wellbore, core samples and well logs are normally good options.

The reservoir characterization department of the KMZ (Ku-Maloob-Zaap) asset in Pemex, developed a methodology to evaluate ROS using the water saturation in the invaded (flushed) zone. This methodology is known as MESAR\_SXO, and it was used to distribute ROS in a 3D model in May 2009.

Other methodologies based on well logs have been analyzed, such as Dielectric measurements using the latest generation tools and NMR (Nuclear Magnetic Resonance) Enhanced Diffusion Techniques. Additionally, the laboratory results of core samples were used for validation purposes.

This article presents the results of ROS using well logs and core samples in the Cretaceous period of a highly fractured carbonate reservoir. It compares the results of all measurements and it provides best practices for further improvements in the evaluation of this parameter in the KMZ asset.

**Keywords:** Remaining oil saturation, cretaceous fields Active Ku-Maloob-Zaap.

## Introducción

El Activo de producción Ku Maloob Zaap es el más importante productor de hidrocarburos del país, contribuyendo con 33% de la producción nacional de crudo. Está integrado por los campos Ku, Maloob, Zaap, Bacab y Lum, sus yacimientos

están conformados por cuatro horizontes geológicos productores.

Se encuentra aproximadamente a 100 Km al NW de Ciudad del Carmen, Campeche, en aguas territoriales del Golfo de México y cubre un área aproximada de 193 km<sup>2</sup>, **Figura 1**.

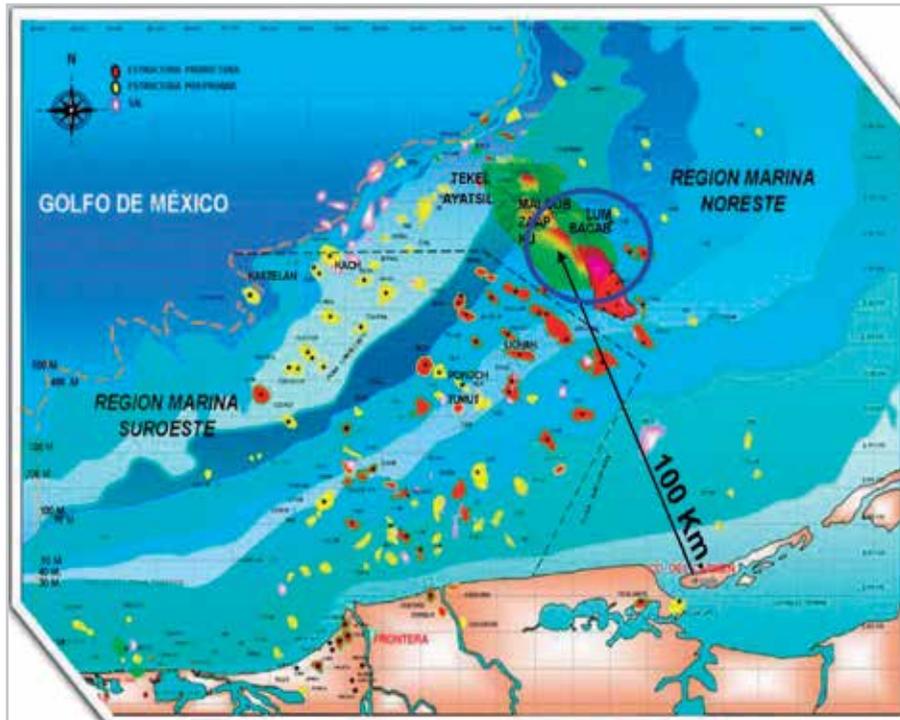


Figura 1. Plano de ubicación.

Fisiográficamente forma parte de la plataforma continental entre las isobatas 50 y 90 metros y estructuralmente se encuentra dentro de la provincia geológica del Pilar Reforma-Akal.

### Campo Ku

El descubrimiento del campo Ku fue con la perforación del pozo Ha-1A, perforado en 1980, sin embargo, la producción del campo se inició con el pozo Ku-89 de la plataforma Ku-I en 1981.

### Campo Maloob

El campo Maloob se descubrió en 1979 con la perforación del pozo Maloob-1, su explotación inició en 1988 con la producción de seis pozos en la plataforma Ku-H.

### Campo Zaap

Descubierto en 1990 con la perforación del pozo Zaap-1, inicia su explotación en noviembre de 1992 con la entrada a producción del pozo Zaap-2051 de la plataforma Ku-M.

### A) Antecedentes

El presente estudio considera un total de 100 pozos que fueron evaluados con la metodología Mesar\_Sxo® (2009), que incluye a los campos Ku-Maloob-Zaap, un par de pozos con mediciones dieléctricas en Maloob-Zaap (2012), cuatro pozos con mediciones de resonancia magnética nuclear en Maloob-Zaap y datos de dos núcleos del campo Zaap que fueron empleados para estimar información.

Las mediciones fueron hechas en rocas que contienen aceite, agua y gas para considerar todas las fases que componen el yacimiento.

## B) Objetivo

Mostrar los resultados de la estimación de aceite remanente mediante registros geofísicos de pozo, registros de última generación y datos de núcleos, mostrar la correlación existente entre ellos, así como los siguientes pasos en la caracterización de este parámetro.

## Desarrollo

La saturación de aceite remanente se puede referir a:

- La saturación de aceite irreducible que se encuentra en estado inmóvil dentro de la porosidad.
- La saturación de aceite después de un tiempo de producción primaria o posterior a la aplicación de un proceso de inyección, el cual no está distribuido en forma homogénea en las rocas del yacimiento y es de gran interés para la consideración de los procesos secundarios o terciarios de recuperación.

## Consideraciones

Debido a que las estimaciones de aceite remanente son el resultado de la evaluación y análisis de los registros geofísicos de pozo y estudio de núcleos, en forma práctica se puede decir que tienen un componente de aceite remanente

irreducible y un componente de aceite remanente móvil, de tal manera que la separación de estos componentes no está considerada en este estudio y por lo tanto los resultados se mostrarán como estimaciones de aceite remanente total.

Existen diversas herramientas y/o técnicas de registros geofísicos de pozo para estimar el aceite remanente (Sor), las cuales se mencionan a continuación:

- Metodología de estimación de aceite remanente mediante el análisis de las saturaciones de agua en la zona lavada (Mesar\_Sxo®).
- Mediciones mediante la herramienta dieléctrica.
- Mediciones con herramienta de resonancia magnética.
- Estimaciones mediante estudios de núcleos.

El principio que rige todas las mediciones de registros geofísicos de pozo (para la estimación de aceite remanente) indica que durante las operaciones de perforación generalmente el peso de la columna de lodo es mayor que la presión del yacimiento. Esta diferencial de presión origina que parte del lodo o filtrado de lodo se filtre hacia la formación. Este fenómeno causa que toda, o parte del agua de formación y algo de hidrocarburo sea desplazado, así parte de la formación que queda, total o parcialmente saturada con filtrado de lodo, y de aquí se origina el término saturación de la zona barrida o lavada. El grado de invasión disminuye con la distancia y es proporcional a la permeabilidad. Es aquí en esta zona barrida por el filtrado de lodo donde se determina la saturación de aceite remanente, **Figura 2**.

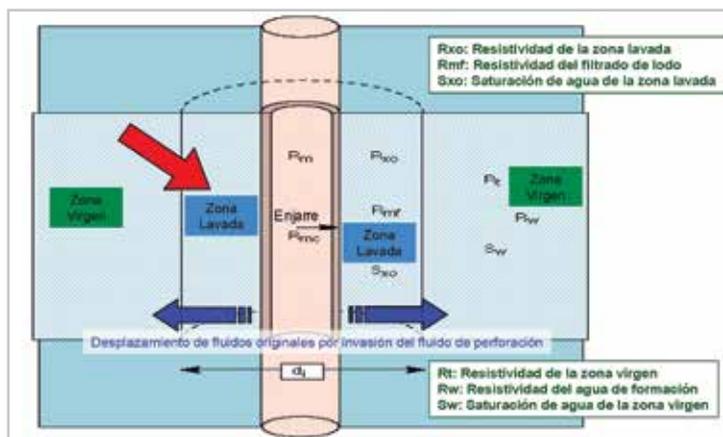


Figura 2. Diagrama que muestra la zona barrida por el filtrado de lodo, (zona lavada).

**Mesar\_Sxo®**

Técnica que emplea la evaluación y el análisis de los registros convencionales para obtener la saturación de agua Sxo y a partir de allí se estima la Sor.

Para este método la saturación de la zona lavada se expresa en función de la resistividad de la zona barrida por el filtrado de lodo y la porosidad (considerando el sistema poroso) de acuerdo con la siguiente ecuación 1.

$$S_{xo} = \left[ \frac{R_{mf}}{\phi^m R_{xo}} \right]^n \quad (1)$$

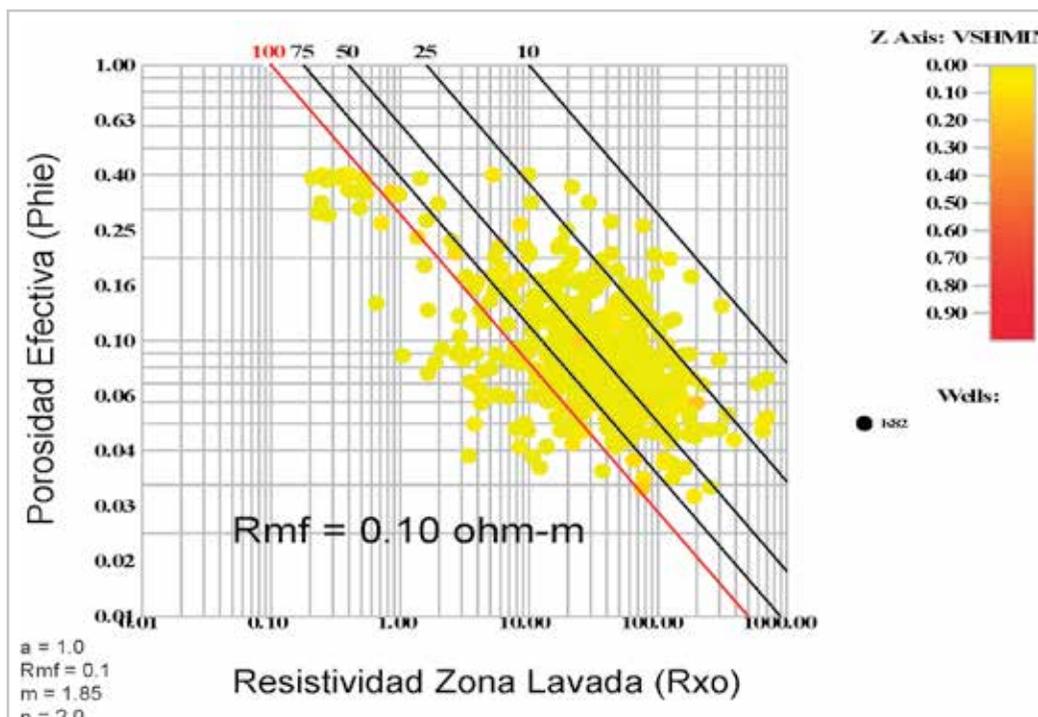
Donde:

- $S_{xo}$  = Saturación de agua de la zona lavada o barrida, adimensional
- $\phi$  = Porosidad, fracción
- $R_{mf}$  = Resistividad del filtrado de lodo, ohm-m

- $R_{xo}$  = Resistividad de la zona lavada o barrida, ohm-m
- $m$  = Exponente de cementación, adimensional, entre 1.7-1.85
- $n$  = Exponente de saturación, adimensional: 2.0

La resistividad de la zona barrida, Rxo, se obtiene directamente de registros eléctricos con profundidad de investigación muy somera, como es el caso del registro microesférico enfocado, MSFL.

El parámetro de resistividad del filtrado de lodo, Rmf, es el de mayor influencia e incertidumbre. Este parámetro puede ser obtenido de los datos del lodo de perforación del encabezado del registro corrigiéndolo a las condiciones de temperatura del fondo del pozo. Esta corrección sería suficiente en el caso de que el filtrado de lodo desplazara toda el agua de formación, sin embargo, generalmente, no toda el agua de formación es desplazada, por lo tanto, es necesario utilizar un valor de resistividad entre el filtrado de lodo, Rmf, y del agua de formación, Rw, lo cual puede evaluarse con las gráficas del método de Pickett, **Figura 3**.

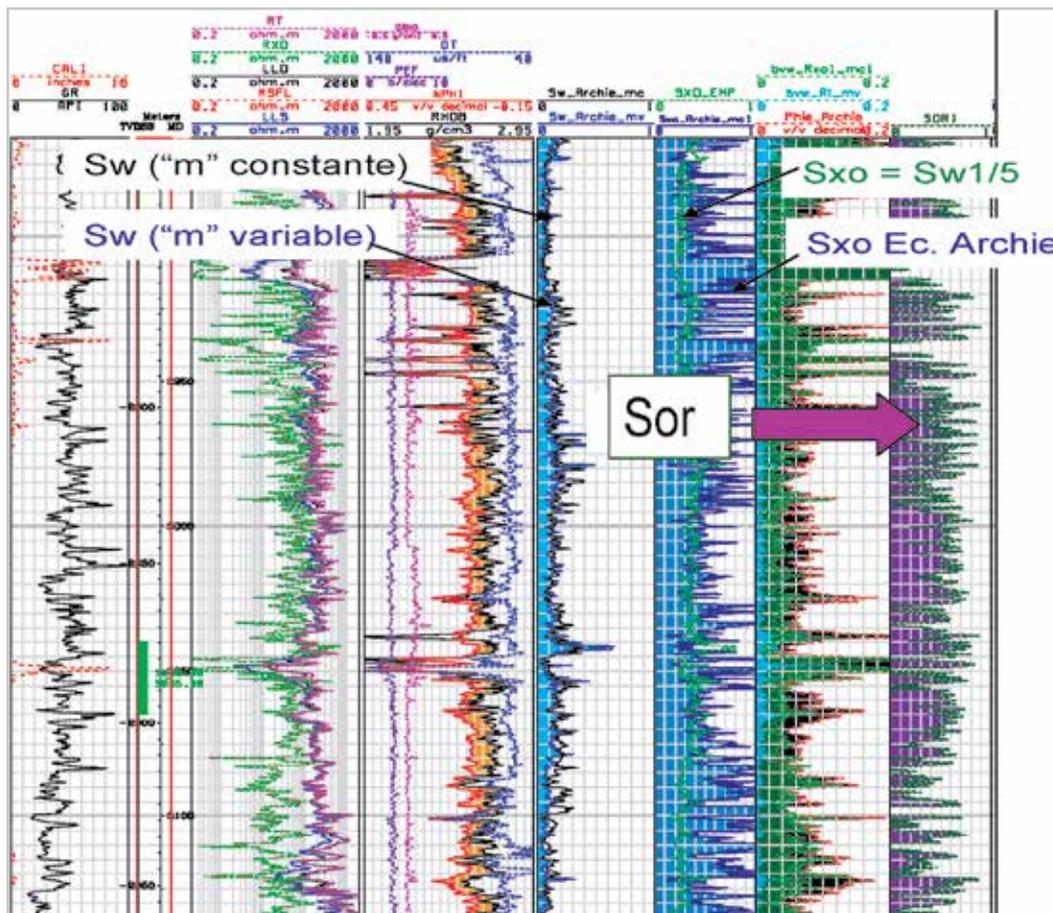


**Figura 3.** Gráfica tipo “Pickett” para determinar Rmf a condiciones de formación.

La saturación de aceite remanente se determina con la ecuación 2.

$$S_{or} = 1 - S_{xo} \quad (2)$$

Todo debe de comportarse de acuerdo a la ley física de que a una mayor permeabilidad debe de existir una mayor invasión de filtrado de lodo, una mayor movilidad y por lo tanto, una mayor cantidad de aceite desplazado. Lo cual se corrobora con los resultados obtenidos en los pozos, **Figura 4.**



**Figura 4.** Estimación de aceite remanente Sor mediante aplicación de metodología Mesar\_Sxo®.

### Registros dieléctricos

Registro de última generación que basado en ciertas condiciones de lodo, estima la Sor a una profundidad de investigación de cuatro pulgadas mediante la inducción de un impulso eléctrico.

Los registros dieléctricos se introdujeron a finales de los 70's para medir la porosidad llena de agua en la zona lavada, independiente de la salinidad del agua de formación y de los exponentes *m, n de Archie*. La tecnología genero interés pero desapareció debido a ciertos factores

que complicaban la interpretación, durante el año 2012 reapareció en México la misma tecnología pero con una mejora en su hardware que permitió la medición confiable de la porosidad llena de agua con una forma de interpretación más consistente.

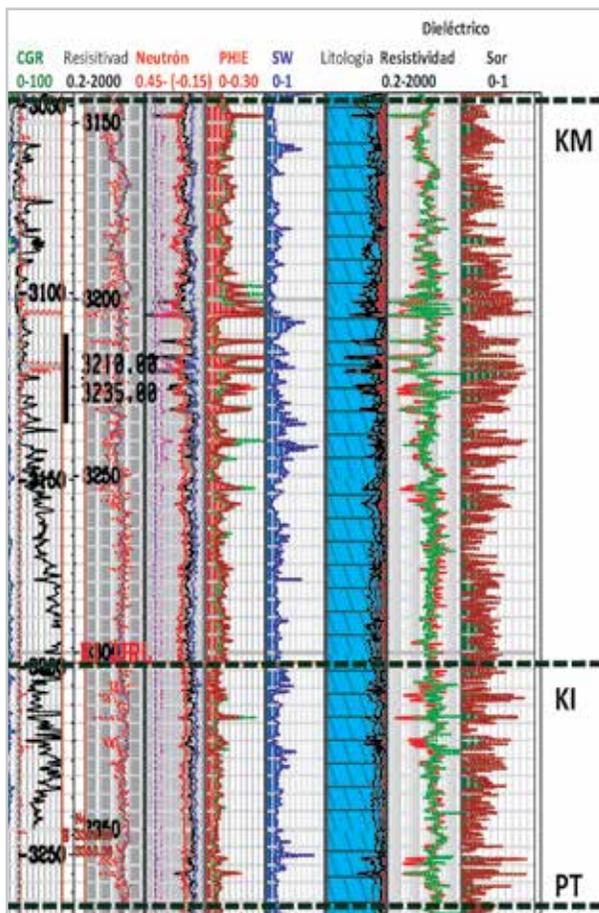
Las herramientas dieléctricas determinan la constante dieléctrica y la conductividad de la formación en el agujero, desde la parte real e imaginaria de la constante de propagación compleja de ondas electromagnéticas viajando a través de la formación (Calvert et al., 1977 Daev, 1970; Meador and Cox, 1975). (Efecto como de microondas).

El principio de medición radica en que el agua es una sustancia dipolar muy susceptible a la polarización, y de ese modo tiene permitividades dieléctricas muy altas, **Figura 5**, es por esa razón que el lodo de perforación a emplear debe ser agua de mar y en consecuencia al

efectuar la resta del volumen total poroso menos el volumen de agua identificado, el volumen restante será el aceite remanente contenido en los poros de la formación, **Figura 6**.

Valores típicos de permitividad de fluidos y rocas	
Agua Dulce	80.0
Agua Dulce	70.0
Agua Dulce	1.0
Agua Dulce	2.0
Agua Dulce	6.8
Agua Dulce	7.5-8.0

**Figura 5.** Gráfica que muestra el gran contraste de permitividades del agua respecto del aceite. Principio fundamental para la medición de Sor con dieléctrico.



**Figura 6.** Gráfica que muestra los resultados de aceite remanente Sor mediante registro dieléctrico. (Ver último track).

La dificultad que se encontró en la toma de esta información es de nivel operativo, debido a que el lodo solicitado para la toma es agua de mar y normalmente se emplea lodo de baja densidad (70% aceite, 30% agua) para controlar el pozo, lo que estamos haciendo para reducir esta desventaja es intentar probar las mediciones dieléctricas con este tipo de lodo (baja densidad) y empleando los registros de resonancia y convencionales intentar obtener una buena correlación, tomar la información dieléctrica en pozos distribuidos a lo largo de los campos y validar la correlación con el método Mesar\_Sxo® para obtener datos basados en resistividad y validados con dieléctrico.

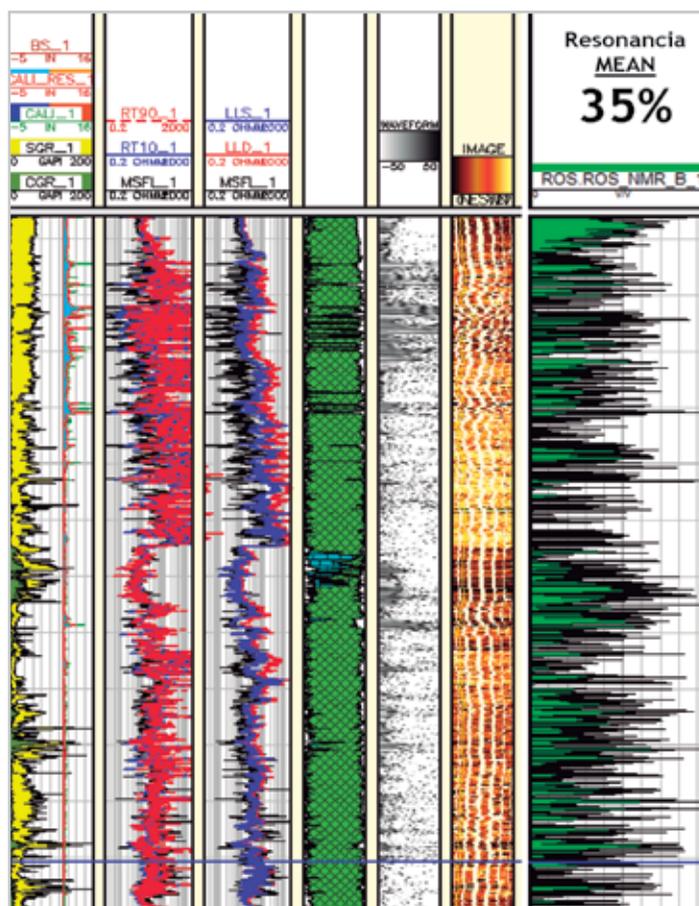
### Resonancia magnética nuclear

Este es un registro que lee un poco más de cuatro pulgadas en la formación y con el cual podemos inferir la porosidad total de la roca y el volumen del fluido dentro de la misma, y si las condiciones de la formación y el lodo

son adecuadas se puede estimar el volumen del aceite remanente en ese medio.

Los registros de resonancia magnética nuclear son empleados básicamente para la obtención de una porosidad sin influencia de la matriz, basados en la polarización magnética del medio (donde el hidrógeno juega el papel más importante) y la medición de su tiempo de relajación; por ejemplo, para poros pequeños se tienen tiempos de relajación pequeños y viceversa. También la distribución de los tiempos de relajación pueden permitir la interpretación de otros parámetros como la permeabilidad, la saturación de agua irreducible, la identificación de hidrocarburos mediante procesos de difusión y en cierta forma la saturación de aceite remanente.

La saturación de aceite remanente depende entonces de la identificación del hidrocarburo y de su presencia volumétrica dentro de la porosidad estimada, **Figura 7**.

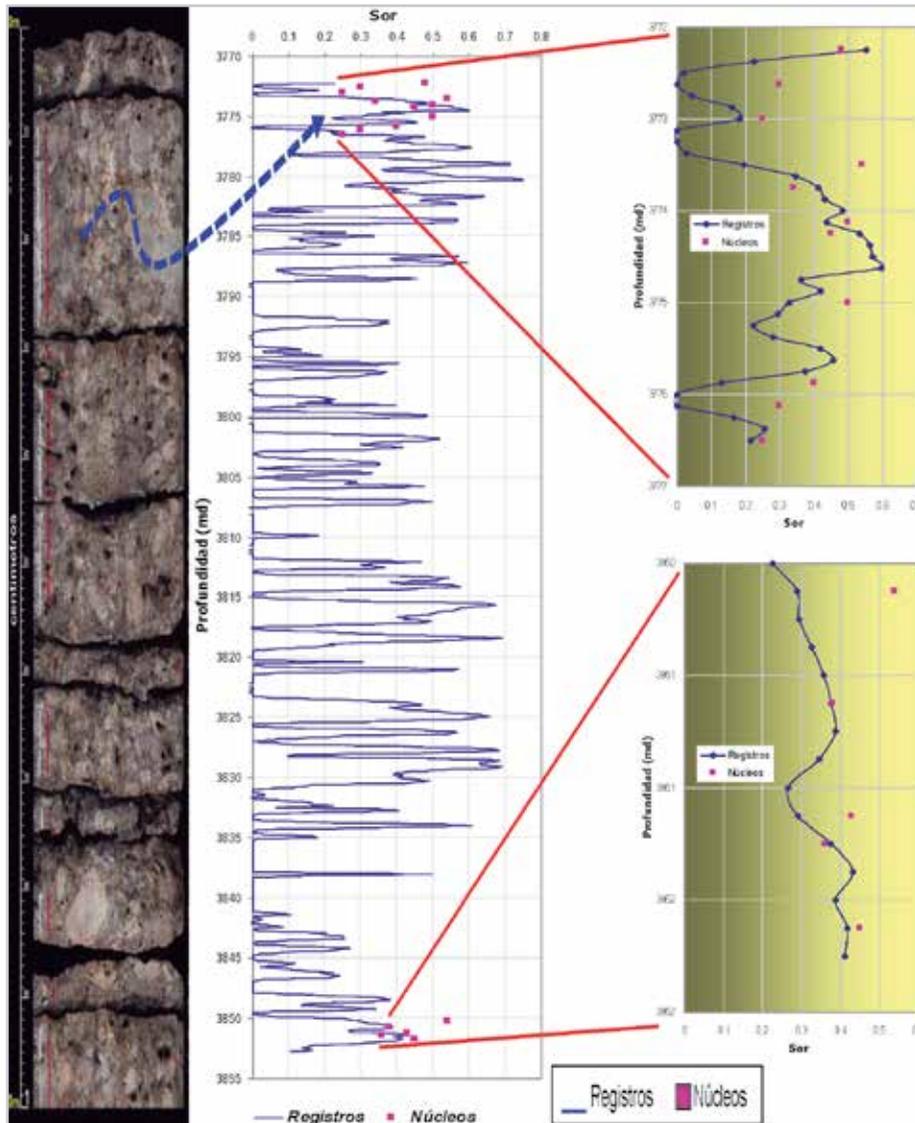


**Figura 7.** Gráfica que muestra los resultados de aceite remanente Sor mediante reprocesamiento del registro de resonancia magnética nuclear. (Ver último track).

## Estudios de núcleos

En dos pozos de Zaap se efectuó el corte de núcleos preservados desde plataforma y llevados inmediatamente al laboratorio para su análisis; la técnica empleada en laboratorio fue Dean Stark, cuyo principal propósito es obtener la saturación de aceite remanente para la

correlación con los registros geofísicos de pozo y en uno de esos dos pozos se empleó también la técnica de desplazamiento de fluidos para corroborar los resultados obtenidos con Dean Stark. Los resultados mostraron valores muy cercanos a lo obtenido con los registros de pozo, **Figura 8**.



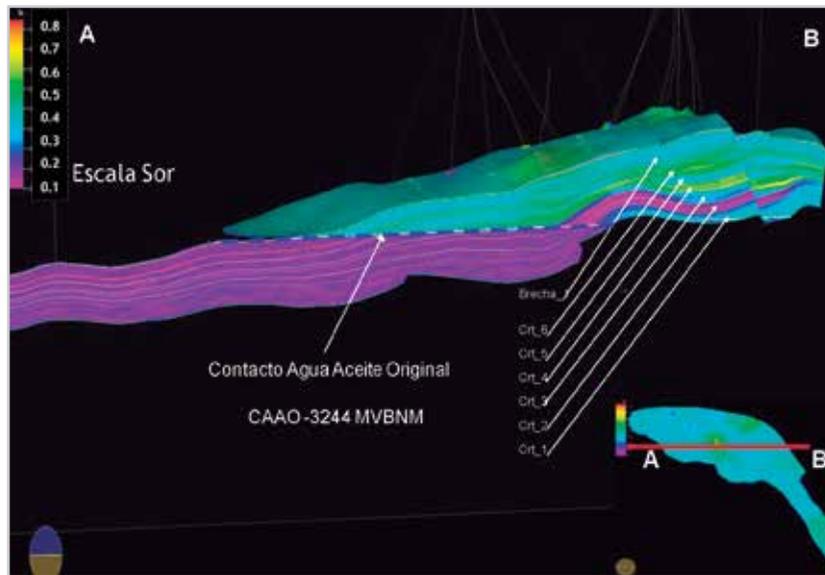
**Figura 8.** Gráfica que muestra la buena correlación entre las pruebas de núcleos y registros geofísicos de pozo, respecto del aceite remanente Sor.

### Integración de resultados

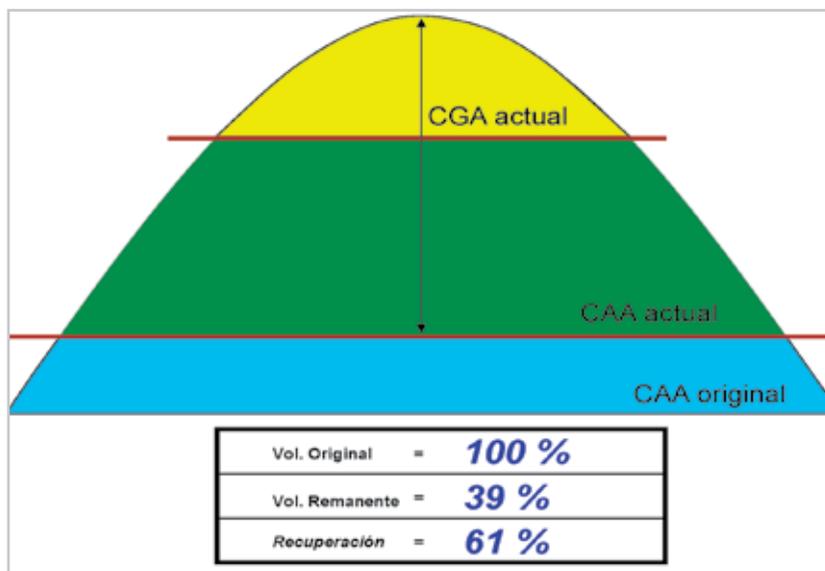
La información fue integrada hallando resultados interesantes.

La estimación de aceite remanente empleando Mesar\_Sxo<sup>®</sup> fue terminada e integrada a un modelo estático

3D, **Figura 9**, a nivel de pozo encontró valores que varían de acuerdo al sistema poroso de la rocas entre 15-35%. Y a nivel volumétrico se halló, por ejemplo, que el campo Ku tiene un 37% de aceite remanente cuyo valor es muy cercano al estimado por el modelo de simulación, **Figura 10**.

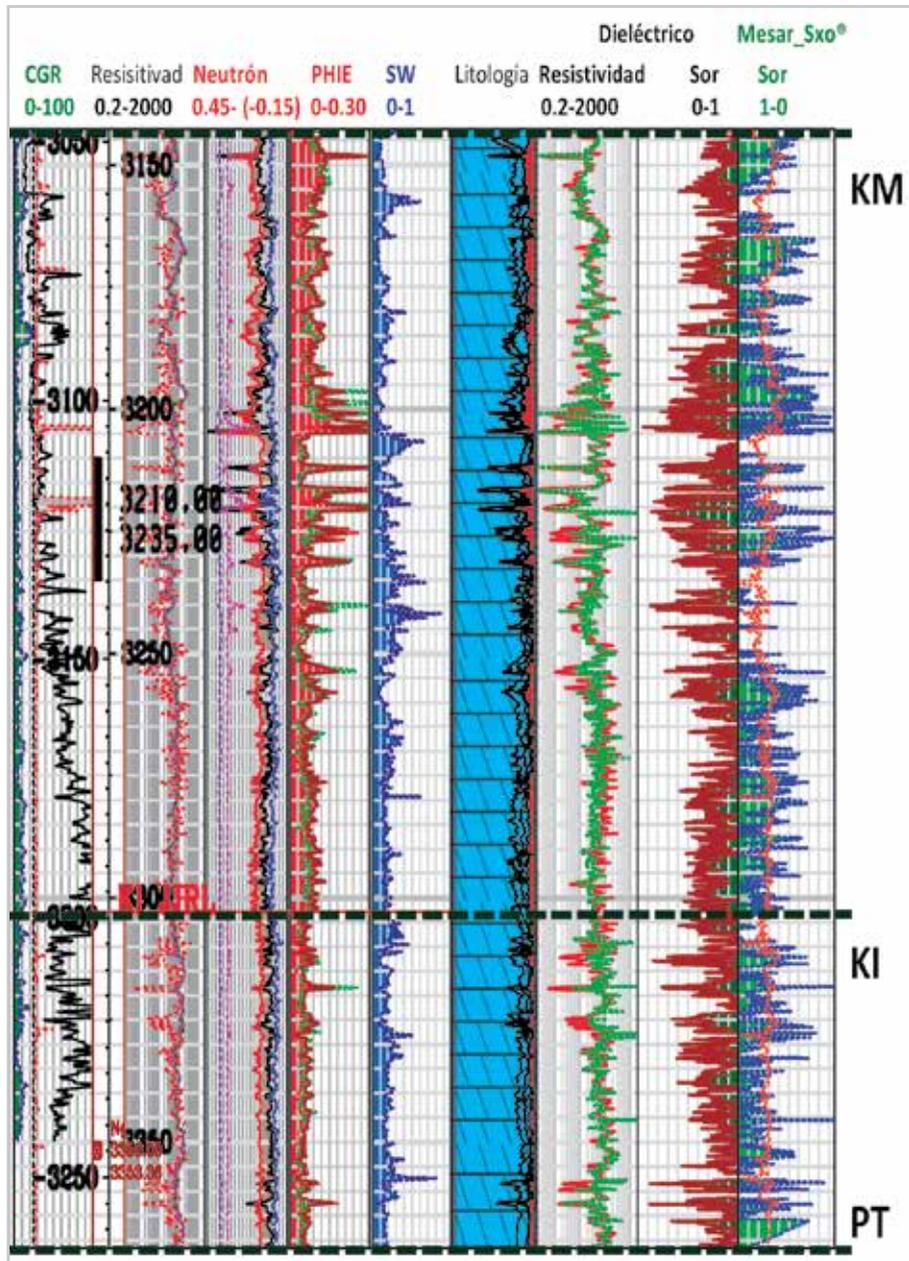


**Figura 9.** Distribución de aceite remanente en el modelo estático 3D del APKMZ. Los valores promedio observados están en el rango de 30-35%.



**Figura 10.** Diagrama de estimación volumétrica empleando el modelo 3D para estimar el aceite remanente. (Sor = 39%).

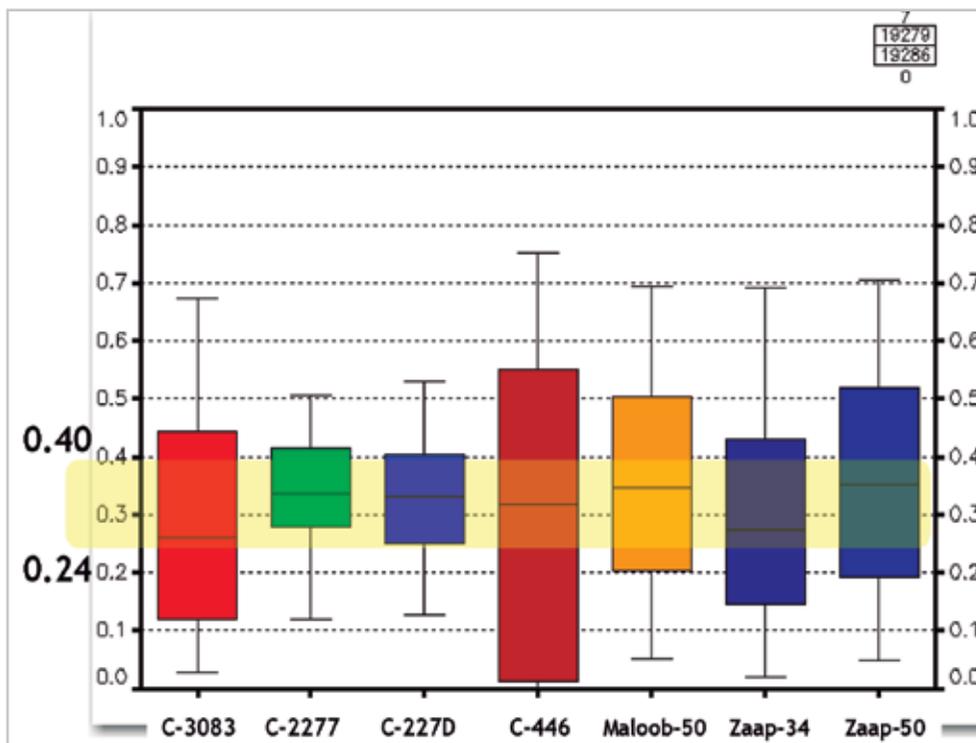
Cuando se graficó lo obtenido con Mesar\_Sxo® respecto de lo obtenido con dieléctrico se observó una gran similitud, lo cual es una buena noticia para la validación de los resultados, sin embargo, aún falta más información de dieléctrico para confirmar las observaciones, **Figura 11**.



**Figura 11.** Correlación de estimación de aceite remanente con dieléctrico y Mesar\_Sxo®. (Ver gráfica espejo en los dos últimos tracks). Obsérvese la buena correlación.

El registro de resonancia responde bien al reprocesamiento y arroja valores que se ubican ligeramente por debajo de Mesar\_Sxo®, sin embargo, se observó que si no se tiene experiencia en el registro difícilmente dará un resultado consistente debido al ruido que presenta la señal por causa del sistema poroso y el proceso de invasión.

La observación integrada muestra valores interesantes que se presentan en la **Figura 12**, donde se observó una ventana de aceite remanente promedio de 24-40% que corrobora lo estimado con Mesar\_Sxo®; para enriquecer el análisis se incluyeron algunos resultados del campo Cantarell.



**Figura 12.** Integración de resultados de estimación de aceite remanente, se observa una ventana promedio de 24-40%.

Aún falta tomar más información de registros dieléctricos para dar validez a los datos arrojados por el modelo 3D, y falta observar lo que resulte de otras técnicas, sin embargo, estos resultados son muy buenos y al tenerlos incorporados en un modelo 3D nos pueden ayudar como materia prima para los estudios de recuperación mejorada.

## Conclusiones

- Se encontró una buena correlación entre el método Mesar\_Sxo® y las mediciones dieléctricas, de tal forma que la abundancia de registros convencionales puede ser muy útil debido a la dificultad en la toma dieléctrica.
- La resonancia magnética arroja valores ligeramente menores a los observados con Mesar\_Sxo® pero presenta ciertas dificultades en su reprocesamiento.
- Los núcleos sugieren valores de aceite remanente, muy cercanos a lo obtenido con los registros geofísicos.
- Se tiene un modelo estático con los datos de aceite remanente obtenidos con resistividad (Mesar\_Sxo®) que serán complementados con los datos dieléctricos y de resonancia para darle mayor peso a la población y distribución de Sor.

- Se insistirá en la toma de la información dieléctrica con el lodo adecuado (agua de mar), pero con los pozos bien distribuidos en el campo. Y se documentará una prueba tecnológica para observar la respuesta dieléctrica en el lodo de uso común en nuestros campos, (lodo de baja densidad).

## Agradecimientos

Al Ing. Antonio Rojas Figueroa, Coordinador de diseño de proyectos del Activo de Producción KMZ, por su apoyo en todos los trabajos que se generan desde Caracterización de yacimientos del APKMZ.

Al Ing. Carlos Buenrostro (QRI), por su valioso apoyo en el reprocesamiento de los registros de resonancia magnética nuclear y sus importantes comentarios para la ejecución de este estudio.

A los ingenieros Erick Denogean González y Miguel A. Pérez Martínez por su apoyo en la carga y distribución del aceite remanente Sor en el modelo 3D y por la estimación volumétrica del mismo en apoyo a este trabajo.

## Referencias

- 1 Archie, G. E. The electrical resistivity log as an aid in determining some reservoirs characteristics. Trans. AIME (1942), VOL. 146, PP54.
- 2 Determination of residual oil saturation. Interstate Oil Compact Commission, Oklahoma City, Ok., June 1978.
- 3 Orlando Gómez Rivero. A Practical Method for Determining Cementation Exponents and Some Other Parameters as an Aid in Well Log Analysis. The Log Analyst, U.S.A., 1976.
- 4 Orlando Gómez River. A Conciliatory Porosity Exponent Relationship; Its Application to Practical Well Log Analysis. SPWLA, U.S.A., 1981.
- 5 Pickett, G., R.: A review of current techniques for determination of water saturation from logs. JPT, vol. 18, num. 11, p. 1425-33.

## Semblanza de los autores

### Juan Gerardo del Angel Morales

Actualmente es el principal analista petrofísico para el Activo de Producción Ku-Maloob-Zaap, con más de 18 años de experiencia en la interpretación de registros, análisis de núcleos, e integración núcleo-registro. Anteriormente fue petrofísico en el Instituto Mexicano del Petróleo, responsable de la evaluación de propiedades petrofísicas de los principales yacimientos de la Región Marina Noreste (Cantarell y KMZ). Ha desarrollado técnicas para la evaluación de contactos de fluidos, tipos de roca y la determinación de la saturación de aceite residual. Ha impartido cursos de su especialidad para diversos sectores de Pemex y participado en más de 30 artículos en varios foros.

### **María de Jesús Correa López**

Es Ingeniera de petróleo en Pemex con más de 15 años de experiencia, Superintendente del departamento de caracterización de yacimientos en el Activo de Producción Ku Maloob Zaap. Ha sido responsable del cálculo de los volúmenes de hidrocarburos y de reservas, interpretación sísmica y modelo petrofísico del principal campo de la Región Marina Noreste. Actualmente como líder del equipo es responsable del desarrollo del campo a través de la caracterización integral de yacimientos del APKMZ.

### **Javier Angeles Zuñiga**

Petrofísico experto para el Activo de Producción KMZ hasta el 2013. Siete años de experiencia como analista de registros en carbonatos naturalmente fracturados. Encargado del monitoreo del contacto gas-aceite y aceite-agua en carbonatos fracturados de baja porosidad, tiene experiencia en estudios básicos para la caracterización de yacimientos y como geólogo en las cuencas del norte de México. .