

Técnicas de análisis petrofísico para definición coherente de contactos de fluidos con impacto en la estimación de volumen original de aceite

Juan Gerardo del Ángel Morales

juan.gerardo.delangel@pemex.com

María de Jesús Correa López

maria.jesus.correa@pemex.com

Activo de Producción Ku Maloob Zaap, Pemex

Información del artículo: recibido: octubre de 2015-aceptado: noviembre de 2015

Resumen

El presente trabajo describe las técnicas implementadas en el APKMZ para determinar los contactos de fluidos.

Para la determinación del CAA se han aplicado técnicas de análisis de resistividad-porosidad que nos han permitido determinar con buena precisión el contacto, éstas se agrupan en una metodología que ha sido registrada con el nombre de MAR-DP. Para este trabajo mencionaremos las cuatro principales:

- Análisis de inversión doble laterolog-micro
- Análisis de factor de formación
- Análisis inducción-laterolog
- Análisis convencionales-especiales

Como una buena práctica se ha implementado correr registros de inducción y laterolog para un mismo pozo debido a que el análisis de ambos nos permite mayor certeza en la marca del contacto.

Otra buena práctica es correr cuando es posible un registro de resonancia magnética pero en modo T1-T2 para aplicar el método de difusión y complementar los análisis resistivos.

Y una última buena práctica es correr un probador de formación en zona de agua o en zona de transición para recuperación de una muestra, así como la toma de presiones para definir el gradiente aceite-agua que permita corroborar lo observado con resistividad-porosidad.

Para la determinación del CGA se ha tenido éxito con la toma de registros basados en el decaimiento de neutrones termal y se ha diseñado una metodología para la interpretación de estos. Se ha visto la confiabilidad del método mediante la implementación de sensores en el pozo.

Los beneficios de una correcta interpretación del CAA y CGA tienen su impacto en el incremento de volumen original de hidrocarburos y en el diseño de los pozos nuevos y reparaciones para dejarlos con el mayor tiempo de vida útil.

Palabras clave: Contacto de fluidos, análisis petrofísico, estimación de volumen.

Definition consistent of fluid contacts with impact on estimated volume original oil used petrophysical technics

Abstract

This paper describes the techniques implemented in the APKMZ to determine fluid contacts. To determine the CAA have been applied analysis techniques resistivity-porosity that allowed us to pinpoint good contact, these are grouped into a methodology that has been registered under the name MAR-DP. For this work we mention the four main ones:

- Microspherical-double laterolog analysis
- Factor formation analysis
- Induction-laterolog analysis
- Conventional-special logs analysis

As a good practice run has been implemented Induction records and Laterolog for the same well because the analysis of both gives us more certainty in the brand contact.

Another good practice is to run magnetic resonance T1-T2 mode to apply difussion method and complement the resistive analysis.

And one last good practice to run a formation tester in water zone or transition zone for recovery of a sample, as well as taking pressure to define the oil-water gradient to corroborate what was observed with resistivity-porosity.

To determine the CGA has had success with making records based on the decay of thermal neutrons and designed a methodology for interpreting these. It has been the reliability of the method by implementing sensors in the well.

The benefits of a correct interpretation of the CAA and CGA have an impact on the increase of the original volume of hydrocarbons and in the design of new wells and repair to let the largest life time.

Palabras clave: Fluid contacts, petrophysical technics, estimated volumen.

Introducción

El yacimiento de estudio corresponde a las dolomías fracturadas de la formación Cretácico, ubicadas en el Golfo

de México, en la Sonda de Campeche, aproximadamente a 100 Km de Ciudad del Carmen, Campeche, **Figura 1.**



Figura 1. Ubicación del yacimiento Cretácico en la Sonda de Campeche.

Las rocas que componen el yacimiento Cretácico son dolomías limpias con 8-10% de porosidad, en un sistema poroso complejo dominado por fracturas y disolución, **Figura 2**.



Figura 2. Rocas dolomitizadas con gran presencia de fracturamiento-disolución de la formación Cretácico, donde se determina CAA y CGA.

Un decremento de resistividad muchas veces se asocia a la presencia de agua de formación, sin embargo, existen otros factores que producen esto, se ha observado que existen zonas arcillosas o zonas cuyo sistema poroso presenta mucho fracturamiento y disolución e inclusive derrumbes que pueden abatir la resistividad. Pero en contraparte, también una roca carbonatada compacta puede tener resistividades altas aún en presencia de acuífero. Esto motivó a desarrollar una metodología más adecuada y coherente para determinar el CAA.

La metodología de análisis fue definida en el 2008 y registrada en derechos de autor en el 2009, el desarrollo de los campos nos ha dado la oportunidad de continuar empleándola en la determinación del CAA.

Técnicas para determinar CAA

Inversión resistiva doblelaterolog-microesférico

Técnica básica de análisis que consiste en observar si se presenta la inversión de resistividad entre las curvas profunda y somera, esto como se sabe, se debe a que si el fluido nativo es agua, entonces es mayor la resistividad en la zona lavada que en la zona virgen, por supuesto esto depende del proceso de invasión del filtrado de lodo y la porosidad, **Figura 3**.

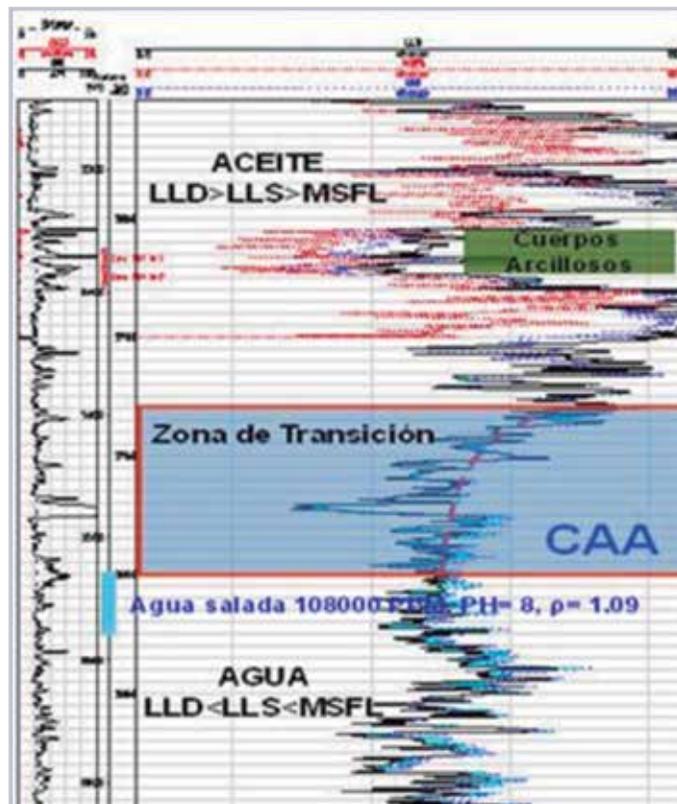


Figura 3. Análisis de inversión de curvas resistivas.

Análisis de factor de formación

En esta técnica se calcula en tres modos el factor de formación aparente, en función de la porosidad, en función de la resistividad somera y en función de la resistividad

profunda, se efectúa la correlación gráfica y de acuerdo a la relación que guardan estas curvas podemos determinar el CAA, **Figura 4**. A continuación se muestran las ecuaciones y las consideraciones:

$$F\phi = \frac{1}{\phi^m}$$

$$FR_{xo} = \frac{R_{xo}}{R_{mf}}$$

$$FR_t = \frac{R_t}{R_w}$$

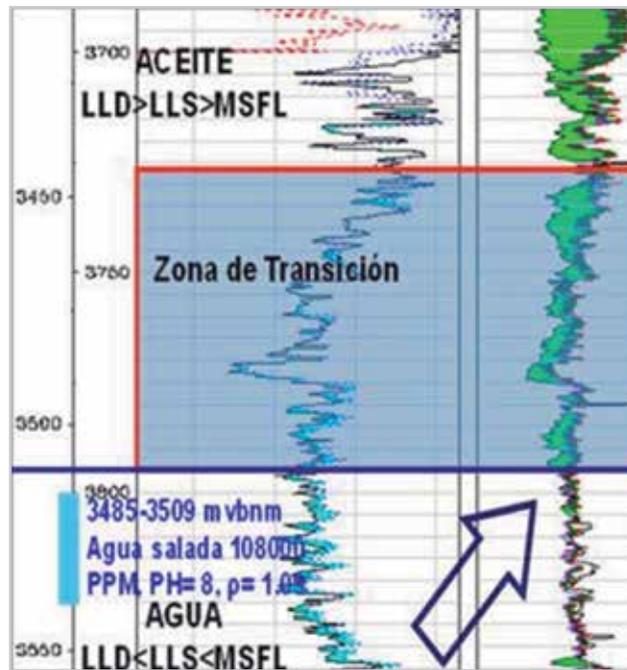


Figura 4. Análisis de factor de formación aparente.

Suponiendo que la formación esta saturada de agua.

Caso I: En formaciones limpias acuíferas los tres valores son idénticos e iguales al factor de formación verdadero ($F\emptyset$).

Caso II: En formaciones con hidrocarburos móviles $FR_t > FR_{xo} > F\emptyset$

Caso III: En zonas impermeables $FR_{xo} < FR_t$

Análisis de inducción-laterolog

No es común correr estas dos herramientas en un mismo pozo. Sin embargo, por su principio físico, es decir, la manera en que leen en la formación es muy bueno hacerlo, se ha observado que la comparación directa de las lecturas que arroja cada herramienta ha sido fundamental para marcar el CAA en zonas complejas. La **Figura 5** ilustra claramente lo dicho.

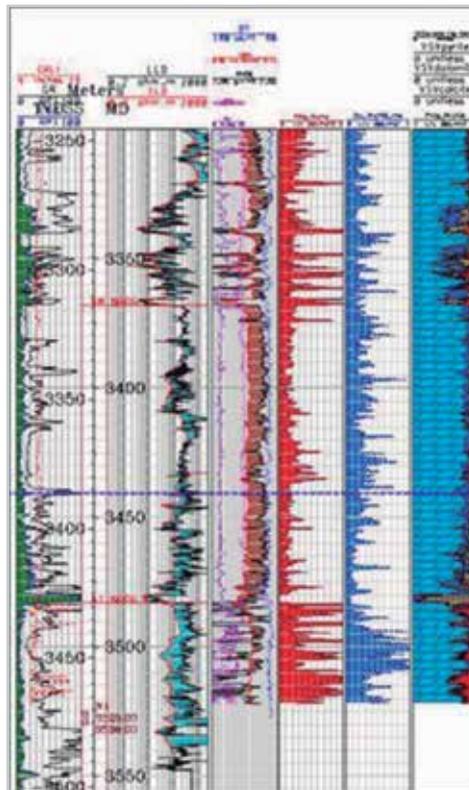


Figura 5. La separación en las curvas profundas de inducción y doble laterolog mostraron el CAA.

Análisis convencionales-especiales

Por la importancia que tiene marcar con mayor certidumbre el CAA, se ha empleado no solamente los registros convencionales sino que se han complementado con registros especiales en pozos clave. Se han manejado tres tipos de combinaciones que han dado buenos resultados:

1. Combinación de registros convencionales con probadores de formación para identificar el gradiente de presiones y asociarlo con las técnicas descritas previamente.

2. Combinación de registros convencionales con resonancia magnética pero en modo T1-T2 para efectuar análisis de difusión y correlacionar con los análisis resistivos.
3. Combinación de registros convencionales con probadores de formación (incluyendo recuperación de muestra en zona de agua), resonancia magnética (T1-T2) y registros de imágenes. Para efectuar análisis resistivos y de sistema poroso, **Figura 6**.

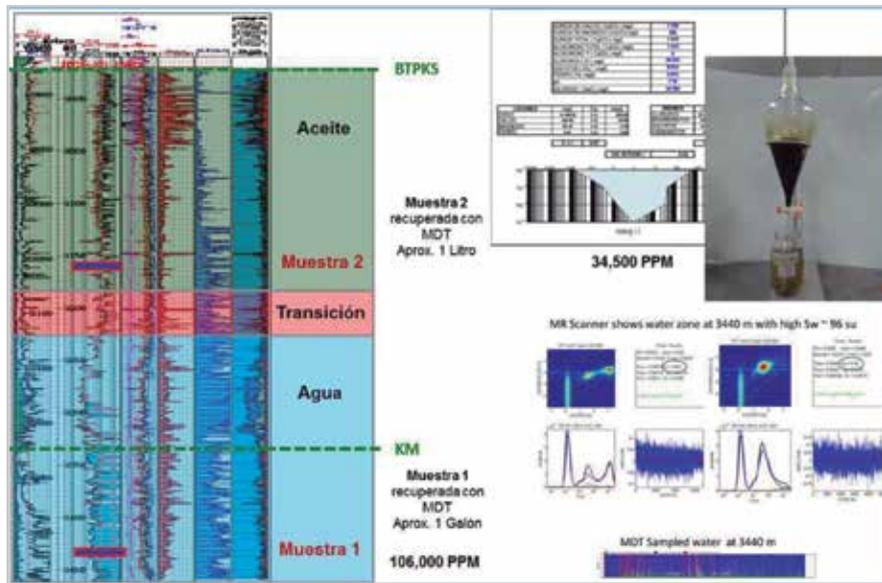


Figura 6. Integración de registros convencionales + probador de formación + resonancia magnética, para determinación de CAA.

Técnicas para determinar el CGA

Estas técnicas están basadas en la toma de información con registros de decaimiento de neutrones termales, cuya interpretación ha sido exitosa para el correcto seguimiento del CGA, **Figura 7**.

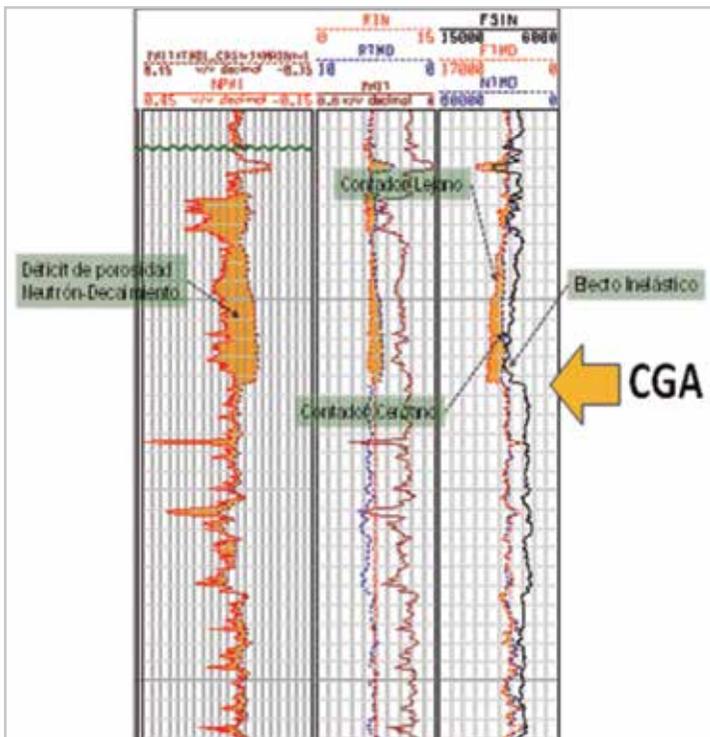


Figura 7. Técnicas para interpretación de CGA mediante registros de decaimiento termal de neutrones.

A continuación se mencionan las cinco técnicas empleadas:

1. Diferencia entre lectura de porosidad neutrón y porosidad de decaimiento.
2. Diferencia entre magnitud de conteo de los contadores lejano-cercano.
3. Efecto de gas en curva inelástica.
4. Efecto de gas entre contador lejano y curva inelástica.
5. Identificación de línea de aceite.

También se ha observado que este tipo de registro está afectado por ciertos factores que pueden llevar a un análisis erróneo, por lo cual se recomienda emplear toda la información disponible y verificar las condiciones de la toma.

Los factores que la afectan son diámetros de agujero mayores a 12", porosidad por debajo de 5%, doble tubería, cementación defectuosa y efectos litológicos por arcilla.

Agradecimientos

Un agradecimiento especial al Ing. Antonio Rojas Figueroa, Coordinador de Diseño de Proyectos del Activo de Producción Ku-Maloob-Zaap, por su apoyo a este tipo de trabajos.

Referencias

1. Del Ángel Morales, J.G. 2009. Guía para la Determinación del Contacto Agua-Aceite (CAA) en Yacimientos Carbonatados Mediante el Método de Análisis de Resistividades y Datos de Presión (MAR-DP). Artículo inédito.
2. Del Ángel Morales, J.G. 2012. Determinación y Monitoreo del Contacto Gas-Aceite (CGA) Mediante la Técnica e Interpretación de los Registros de Decaimiento Termal de Neutrones. Memorias del VII Congreso Mexicano del Petróleo, Ciudad de México, septiembre 9-14.

Semblanza de los autores

Juan Gerardo del Ángel Morales

Actualmente es el principal analista petrofísico para el Activo de Producción Ku-Maloob-Zaap en Pemex. Con más de 20 años de experiencia en la interpretación de registros, análisis de núcleos, e integración núcleo-registro. Anteriormente fue petrofísico en el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), 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

Ingeniera de petróleo en Pemex con más de 20 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.