



Obtención de permeabilidades y la evaluación de formaciones arenosas mediante la herramienta CMR utilizadas en el golfo de México

Obtaining permeabilities and evaluating sand formations using the CMR tool in the Gulf of Mexico

Rosalino Del-Ángel-Avilés¹, Neify-Patricia Robles-Hernández¹, Betsabé-Nataly Escudero-Díaz¹

¹ Tecnológico Nacional de México – ITS Tantoyuca, Veracruz, México.

Recibido: 22-08-2022

Aceptado: 21-10-2022

Autor correspondal: rosalino.delangel@itsta.edu.mx

Resumen

El conocimiento general, oportuno y eficiente de la herramienta de resonancia magnética para registro en pozos petroleros en formaciones arenosas, es motivo de sumo interés para la caracterización del yacimiento en las etapas de perforación, terminación y producción. Ya que con los datos proporcionados con este registro se logra complementar la información de las cualidades y características del pozo, así como a su vez identificar las características del fluido para el mejor diseño de su extracción de acuerdo con la planeación, exploración y explotación de yacimientos de hidrocarburos en formaciones arenosas. Esta herramienta está compuesta por un imán permanente que produce un campo magnético y realiza la función de magnetizar los fluidos de formación, con la alineación de los átomos de hidrógeno y la aplicación de estas técnicas, se mide la porosidad, permeabilidad y también proporciona la cantidad y propiedad de los fluidos dentro de la formación. Así como los tamaños de los poros que contienen.

Palabras clave: CMR, herramientas de resonancia magnética, golfo de México, formaciones arenosas

Abstract

The general, timely and efficient knowledge of the magnetic resonance tool for oil well logging in sandy formations is of great interest for the characterization of the reservoir in the stages of drilling, completion and production. Since with the data provided with this log it is possible to complement the information of the qualities and characteristics of the well, as well as to identify the characteristics of the fluid for the best design of its extraction according to the planning, exploration and exploitation of hydrocarbon reservoirs in sandy formations. This tool is composed of a permanent magnet that produces a magnetic field and performs the function of magnetizing the formation fluids, with the alignment of the hydrogens and the application of techniques to measure the porosity, permeability and also provides the quantity and property of the fluids within the formation. As well as the sizes of the pores they contain.

Keywords: CMR. MRI Tools, gulf of Mexico, sand formations

Introducción

La ingeniería petrolera es reconocida por su importancia en la industria. Los hidrocarburos son de importancia para el desarrollo y mantenimiento de la sociedad actual. Existen una serie de herramientas para registros geológicos como resistivos, sínicos, radioactivos, con las cuales se planea obtener información para conocer las características de la formación, en este caso particular, se abordará la herramienta de resonancia magnética (RMN), la cual se emplea en diferentes formaciones, siendo este

trabajo enfocado a formaciones arenosas de los campos de aguas profundas del golfo de México y en el mar del norte.

Actualmente, el uso de la herramienta de resonancia magnética en formaciones arenosas puede ser de gran utilidad para el conocimiento de las características del yacimiento, planeando una explotación adecuada del mismo.

La investigación sobre los métodos para caracterizar las formaciones de fluidos en las formaciones arenosas empleando los registros RMN, han mostrado interés en la investigación en los últimos años.

Muchos de los primeros métodos se basaban en suposiciones demasiado simplistas que limitaban su fiabilidad y rango de aplicación. Estos métodos han sido sustituidos por técnicas más robustas (Slijkerman et al., 1999; Freedman et al., 2001) que incorporan modelos realistas de las respuestas de RMN de los fluidos de formación.

La introducción de las herramientas de registro de RMN fue impulsada a principios de la década de 1990, ha proporcionado a la industria del petróleo y el gas nuevos y potentes métodos para evaluar los yacimientos de petróleo. Las aplicaciones iniciales de las herramientas de registro de RMN estaban destinadas a proporcionar propiedades importantes de la calidad de las formaciones y de las rocas, como son la porosidad total independiente de la litología, la porosidad de fluidos libres y ligados, y la permeabilidad. (Schlumberger oilfield services, 2004)

Akkurt et al. (1996) demostraron que las mediciones aplicando la resonancia magnética nuclear por difusión se podría utilizarse para cuantificar las saturaciones de gas en la región cercana al pozo, investigada por las herramientas de registro de RMN.

Con la presente investigación se pretende recopilar las combinaciones más modernas y utilizadas en los últimos años y de los métodos avanzados de caracterización de fluidos por RMN que proporcionan la tipificación de los fluidos (petróleo, gas y salmuera), las saturaciones de las zonas de lavado y las viscosidades del petróleo, además de las respuestas sobre la calidad de la roca mencionadas anteriormente. También se presenta la aplicación de la RMN para inferir el estado de mojabilidad de los yacimientos de petróleo (Freedman et al., 2003).

Para la asociación mexicana de geólogos petroleros (2019) los registros de Resonancia Magnética Nuclear (RMN) permiten adquirir nuevos datos petrofísicos que contribuyen a la interpretación, en especial de las zonas complejas. Es una herramienta que se basa en la medición de momentos magnéticos que se producen en los hidrógenos que contiene la formación cuando se induce sobre ellos un campo magnético. Utiliza dos campos magnéticos con la finalidad de polarizar los átomos de hidrógeno (dipolos naturales), y conseguir una medida del tiempo de relajación T_2 .

La medición de RMN en sondeos no se ve afectada por los materiales sólidos, por lo que la medición no es sensible al tipo de matriz y, por lo tanto, es independiente de la litología. La porosidad total puede dividirse en el espectro de tamaños de poros presentes, lo que proporciona información sobre la saturación de agua irreducible. La permeabilidad puede estimarse a partir de la relación entre fluido libre y fluido ligado y la forma de la distribución del tamaño de los poros. Los datos de RMN pueden procesarse para obtener las propiedades del fluido de formación, como la saturación de gas y petróleo y la viscosidad del petróleo (Schlumberger Oilfield Review 2014).

La información de este registro es complemento, con otros registros de información de tal manera que nos permita conocer el mecanismo de operación y el comportamiento de los parámetros petrofísicos del yacimiento. Dentro de las formaciones arenosas se puede decir que son yacimientos dominantes de arenas y calizas, por lo que las acumulaciones de hidrocarburo a lo largo del mundo se encuentran divididas de una forma similar entre esos dos tipos, por lo que este tipo de yacimientos o formaciones tienen buenas características de porosidades y estas pueden encontrarse cerca de la roca madre.

En este artículo se analiza una herramienta utilizada en la industria, la cual es Resonancia Magnética Combinable (CMR). Esta es mayormente usada en la exploración y caracterización de yacimientos y en la optimización de la producción de pozos petroleros ya que permiten identificar, evaluar e incorporar reservas de hidrocarburos. También es importante mencionar que es una de las herramientas con mayor utilidad de interpretación en arenas y de las más aplicadas en el golfo de México por Pemex con buenos resultados en este tipo de formaciones. Por sus características ha garantizado un lugar de preferencia para medir porosidad efectiva y permeabilidad con la alineación de hidrógeno.

La utilidad de esta herramienta es usada para analizar la distribución de la porosidad y para estimar la permeabilidad, donde los protones actúan como diminutos imanes, en un campo magnético generando una señal con la frecuencia de Larmor. Se toma en cuenta el estudio de formaciones arenosas porque estas tienden a tener mayor porosidad que en otro tipo de formaciones y es aún más reflejado en la utilización de la herramienta, por otro lado, la herramienta de resonancia magnética no solo es empleada para formaciones arenosas, por lo que el uso de esta en diferentes localizaciones puede ser de gran ayuda para identificación de fluidos.

Materiales y métodos

Se utiliza la herramienta de resonancia magnética (RMA), que se localiza en la zona del golfo de México para la evaluación de las formaciones y para la obtención de datos cuantitativos en la evaluación de formaciones arenosas, dicha herramienta tiene las siguientes especificaciones:

Herramienta CMR PLUS

Descripción	Valor
Longitud	14 ft
Peso	300 lb
Diámetro mínimo del agujero	6.5"
Velocidad de registro en (arenas)	600 ft/h
Intervalo de medición	6.0
Combinable:	Yes
Resistividad del lodo	Unlimited
Temperatura máxima	350° F

Fuente: los autores.

La metodología empleada en la evaluación de las formaciones arenosas mediante la herramienta RMN presentada, es de tipo análisis comparativo y de forma cuantitativa, ya que se realiza en la comparativa con otras tecnologías y presentar resultados obtenidos en la utilización de la herramienta en la zona del golfo de México

El conocer las propiedades geológicas y geofísicas cuando se perforan pozos petroleros para determinar los tipos de fluidos que se almacenan en las rocas y la litología que los alberga, aumenta la certeza en el éxito en la prospección, perforación y la extracción de hidrocarburos. (Zúñiga, 2007)

Para observar una señal de RMN, el primer paso es magnetizar los fluidos de la formación mediante la aplicación de un campo magnético estático. Las herramientas de registro de RMN están equipadas con potentes imanes permanentes que crean campos magnéticos en la roca para formaciones que rodean el pozo (Brown et al, 1956)

Los núcleos de hidrógeno contenidos en el petróleo, el gas y la salmuera que llenan los espacios porosos de la roca se comportan como imanes microscópicos. Los momentos magnéticos de los núcleos de hidrógeno se alinean a lo largo de la dirección del campo magnético aplicado, creando así una magnetización o polarización neta en la formación. El tiempo necesario para alinear los núcleos de hidrógeno a lo largo de la dirección del campo magnético aplicado, denominado dirección longitudinal, se caracteriza por un tiempo de relajación longitudinal denominado T_1 . En la práctica, se requiere una distribución de T_1 s para describir el proceso de magnetización. Las distribuciones reflejan la composición compleja de los petróleos crudos y la distribución del tamaño de los poros en las rocas sedimentarias. Para los petróleos crudos, la media logarítmica de la distribución de T_1 es inversamente proporcional a la viscosidad y puede variar desde unos pocos milisegundos o menos para los petróleos pesados hasta varios segundos para los petróleos de baja viscosidad. En las rocas del yacimiento, las T_1 de los fluidos de la fase no humectante son iguales a sus valores de fluido en masa. Para la fase húmeda, la T_1 del fluido puede acortarse por las interacciones de las moléculas del fluido con las superficies de los poros. En el

caso de las rocas saturadas de agua, la interacción con la superficie suele ser dominante y proporciona un mecanismo para estimar las distribuciones del tamaño de los poros a partir de las distribuciones de T_1 (Allen et al., 1997).

En el centro de un CMR, un imán permanente produce un campo magnético que magnetiza los materiales de formación. Una antena rodea esta transmisión magnética dentro de la formación de tiempo preciso de estallido de radiofrecuencia energía en la formación de un campo de oscilación magnética. Entre esas pulsaciones, la antena es usada en lista para el decaimiento “eco” señal de protones de hidrógeno que son de resonancia cuando el campo permanece magnetizado.

Porque una relación linear existente entre la frecuencia de la resonancia de protón y la fuerza del campo magnético permanente, la frecuencia de la transmisión y energía recibida puede sincronizarse a investigaciones de regiones cilíndricas con diferentes diámetros ya en la herramienta. Esta sincronización de un CMR prueba una sensibilidad a una frecuencia específica permite CMR instrumentos de imagen estrecha de cualquier paciente de hospital o roca de formación. (Coates, 1999)

La herramienta de resonancia magnética se conforma por núcleos de hidrógeno que son partículas eléctricamente cargadas que rotan sobre su propio eje, esta rotación le proporciona al núcleo tanto un momento angular como uno magnético. Por lo tanto, los núcleos de hidrógeno actúan como millones de barras magnéticas delgadas dentro de fluidos contenidos en los poros de la formación y pueden ser manipulados al aplicárseles campos magnéticos. La medición del registro de resonancia magnética CMR se obtiene manipulando los núcleos de hidrógeno con campos magnéticos.

En la Resonancia Magnética, los núcleos de Hidrógeno son partículas eléctricamente cargadas que rotan sobre su propio eje, esta rotación le proporciona al núcleo tanto un momento angular como uno magnético. Por lo tanto, los núcleos de Hidrógeno actúan como millones de barras magnéticas delgadas dentro de los fluidos contenidos en los poros de la formación y pueden ser manipulados al aplicárseles campos magnéticos. La medición del registro de resonancia magnética CMR se obtiene manipulando los núcleos de Hidrógeno con campos magnéticos. (Schulmberger, CMR-PLUS, 2014)

El tamaño del grano determina la permeabilidad de una roca y la distribución de los fluidos determina la calidad del yacimiento. Ninguna de estas mediciones se puede hacer con cualquier otra herramienta de registro, en condiciones normales, la única manera de encontrar estos datos es mediante el análisis de núcleos.

Para (Pemex, 2011) en su trabajo de Registros Geofísicos señala que, en el registro de resonancia magnética nuclear, los átomos de todos los elementos tienen un movimiento o “SPIN” asociado, lo cual implica que, ante la presencia de un campo magnético estático, los átomos se orientan en el campo

aplicado, tal como lo haría un imán. Si se aplica energía y girar un ángulo con respecto al campo estático aplicado, al desaparecer la energía electromagnética, el átomo en cuestión iniciará un movimiento de precesión alrededor de las líneas del campo magnético estático, emitiendo durante su precesión una serie de pulsos electromagnéticos de frecuencia característica que son captados por una antena.

La rapidez con que los átomos regresan a su estado alineado con el campo estático de información referente al tipo de fluido presente, porosidad, permeabilidad, calidad de la roca (tamaño de poro). (Cruz, 2011)

En la figura 1 se muestra la sección transversal del patín de la herramienta CMR. Dos magnetos localizados en el patín crean un campo magnético de la formación como lo indica la “región medida” marcada en rojo. Esta región está entre 0.75” y 1.25” de la superficie de la herramienta y contribuye con el 90% de la señal medida. El punto de 50% de la señal está a 1” de la profundidad y se le conoce como la profundidad de investigación. Las primeras 0.5” inmediatamente al frente de la antena del CMR corresponden a la zona ciega, la cual no contribuye a la señal medida.

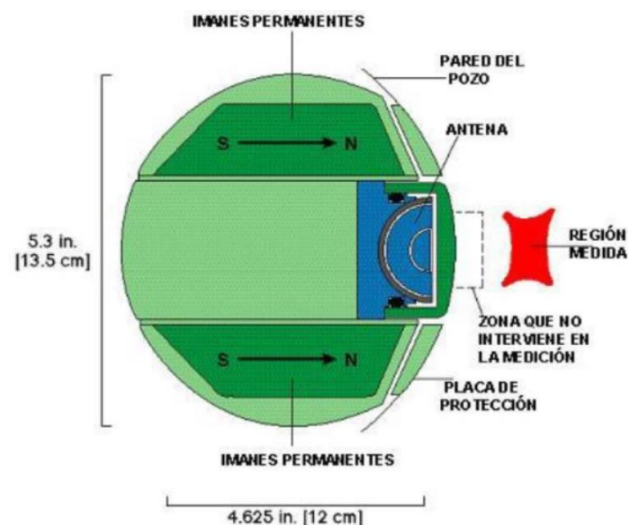


Figura 1 Sección transversal de la sonda CMRT, fuente Servicio a pozos Pemex, Cd. Del Carmen.

Las formaciones arenosas se identifican por cualquier roca sedimentaria compuesta de granos de piedra entre 1/16 mm y 2 mm de diámetro que se cementan juntas es una arenisca. Para identificar la arenisca se forma del lecho de la arena establecida bajo el mar o en áreas bajas en los continentes. A medida que un lecho de arena se hunde en la corteza terrestre, por lo general presionando por los sedimentos sobrecargados, se calienta y se comprime. Estos minerales se cristalizan alrededor de los granos de arena y los cementa juntos en una piedra arenisca. Los espacios permanecen entre los granos dan como resultado una matriz porosa y esponjosa a través de la cual los líquidos pueden fluir.

El petróleo y el gas natural se encuentran a menudo en las areniscas. No se forman allí, sino que buscan flotar a la superficie percolando a través de areniscas saturados de agua. Las capas de areniscas formadas en cúpulas por plegado u otros procesos (y superpuestas por rocas no porosas) actúan como trampas para la migración de petróleo y gas, que ascienden hacia ellas por luego no tienen salida.

Estas trampas son muy buscadas por las compañías petroleras; De hecho, la mayoría de los sedimentólogos de areniscas trabajan para la industria petrolera. (Hirasaki et al, 2002)

En formaciones con características arenosas como es la sonda de Campeche, que es el Eoceno, se presentan secuencias de lutitas bentónicas y en ocasiones brechas con impregnación de hidrocarburos. En donde la porosidad puede alcanzar hasta el 22%. La densidad de hidrocarburos no es conocida con exactitud.

La brecha del Paleoceno es la formación de mayor productividad, proporcionando en ocasiones gastos de producción superiores a los 30,000 BPD por pozo. Es por ello que la herramienta CMR con la facilidad de contacto con la formación del funcionamiento esto hace que la herramienta detectara con mayor facilidad zonas porosas que permitirán encontrar hidrocarburo, este cumple con su principio de funcionamiento

Con la información de la herramienta CMR se comprende mejor las propiedades del yacimiento y estimar las reservas con mayor precisión, para así obtener una mejor evaluación petrofísica de los yacimientos complejos, evaluar las zonas de baja resistividad y, en algunos casos, detectar directamente los hidrocarburos. Esta herramienta determina la presencia y cantidades de diferentes fluidos (agua, aceite y gas), como también algunas propiedades específicas de los fluidos (viscosidad, etc.). Durante el tiempo de relajación T_2 (distribución de relajación) este define la porosidad como saturación del agua. (Schlumberger D. M.-D., 1984, pág. 143).

La herramienta de Resonancia Magnética CMR es una herramienta que ha tenido varias mejoras, esta fue modificada para ser usada en zonas marinas, donde fuera factible la medición y utilizando el menor espacio posible, dando uso para analizar la distribución de la porosidad y estimar la permeabilidad. Que esta mediante el corte de agua cutoff nos dirá que tanto de porcentaje de fluido irreducible y fluido libre tiene y dicho comportamiento del mismo.

La importancia de la Resonancia Magnética en formaciones arenosas del golfo de México, en zonas como la sonda de Campeche, que es conformado en su mayoría de zonas carbonatadas, y zonas fracturadas, éstas por eso eran buenas productoras de hidrocarburos como es el caso de Cantarell, es por ellos que se hizo uso de dicha herramienta para verificar la movilidad de los fluidos. Ahora con el uso de la herramienta para formaciones arenosas y determinar el porcentaje de la porosidad y permeabilidad en

zonas movibles de la formación. Por lo tanto volviendo al caso anterior de Cantarell se puede decir que en ese campo se tenían combinaciones para obtener zonas productoras de hidrocarburos utilizando, solo herramientas resistivas como rayos gama, litodensidad, neutrón; por lo que había que correlacionarlas para determinar dicho objetivo, lo que ocasionaba que encontraran zonas de agua; es por ello que con la llegada de esta herramienta los esquemas de interpretación en formaciones se notó un tanto directa para demostrar zonas de interés.

Para observar los resultados obtenidos por la aplicación de CMR, se analizará los trabajos realizados con ella para lograr identificar zonas productoras, es importante observar los análisis realizados por cada una de ellas para entender el funcionamiento y así como también observar las limitaciones y lo que se requiere para que la herramienta sea utilizada acertadamente y que los ingenieros identifiquen zonas productoras.

Análisis del registro del primer caso de la herramienta CMR en una formación arenosa en el golfo de México.

Los registros de resonancia magnética en formaciones arenosas combinando con otra herramienta como Neutrón, Litodensidad y Rayos Gamma en el pozo PEMXICA-01 donde se permitirá identificar las zonas con altas probabilidades de contenido de hidrocarburo, con ayuda de los valores de porosidad y permeabilidad, se observa en la figura 2:

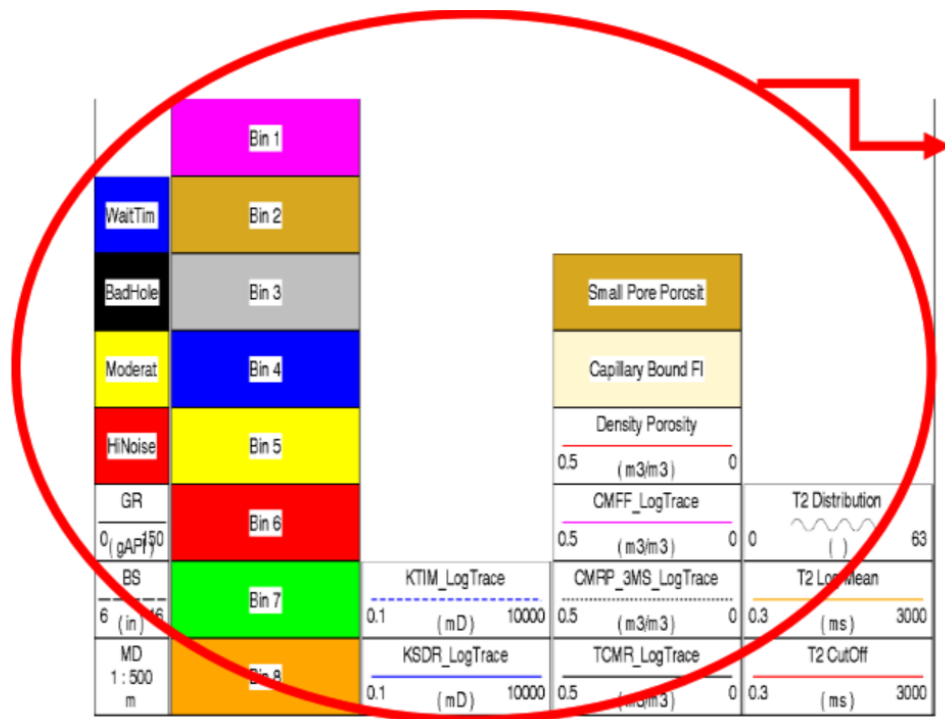


Figura 2 Parámetros obtenidos de un registro CMR. fuente Servicio a pozos Pemex, Cd. Del Carmen.

En la figura 3 se observan los parámetros propios de un registro usando un CMR. Donde se identifica el tamaño de los poros y de los granos, la porosidad, los tiempos de relajación T2, la permeabilidad, la profundidad y las resistividades

Los datos del pozo y los parámetros para la medición con la herramienta CMR son:

	Data Source:	ConPr_R2L4Up_S016_CMRT [S32165]		
	Data Sampling Rate (m):	0.1905		
	Cartridge/Sonde Numbers:	-1/-1		
	CMR-Plus Logging Mode:	Oil Based Mud Depth Log - B Mode		
 Parameter Summary:				
Estimated Polarization Time (s):	10.073	0.02		
Acquisition Idle Time (s):	2.49	0.02		
Echo Spacing (us):	200	200		
Number of Echoes:	5000	30		
Repetition Count:	1	10		
Regularization:	Auto			
Porosity Algorithm:	Total CMR Porosity	Polarization Correction:	On	
Starting Echo:	First	EPM Processing:	On	
Raw Echo Despiking:	On	Short EPM Time Sequence:	Use Short	
Offset Filter:	Off	Averaging Option:	Equal Weights	
T2 Speed Correction:	On	Averaging Levels:	3	
Logging Speed (m/h):	From CS Array			
T2 Minimum (ms):	0.3	T2 Maximum (ms):	3000	
Number of Components:	64	T2 Peak Search Maximum (ms):	750	
Timur/Coates PHIT Exponent:	4	SDR PHIT Exponent:	4	
Timur/Coates PHI Ratio Exponent:	2	SDR T2Log Exponent:	2	
Bound Fluid Minimum (m ³ /m ³):	0.02			
T1/T2 Ratio Minimum:	1	Porosity Threshold (m ³ /m ³):	0.4	
T1/T2 Ratio Maximum:	3	T2 Threshold (ms):	10	
Polarization Corr Threshold (m ³ /m ³):	0.015			
Bin Porosity Cutoffs (ms):	0.3	1	3	10 33 100 300 1000 3000

Figura 3 Configuración de la herramienta CMR-PLUS fuente Servicio a pozos Pemex, Cd. Del Carmen.

En la figura 4 se presenta una parte del registro en el pozo PEMXICA-01 donde en la profundidad de 420-427 m se muestra marcado con un círculo una zona de arenas de grano grueso, con poros grandes en su mayoría, notándose una permeabilidad entre 100 y 1000 md, donde en el carril 4 donde indica la porosidad donde en gran parte se muestra porosidad de poros pequeños, y cantidad de agua libre pasando por fluidos ligados a la arcilla, esto es reflejado en el carril 5 donde el tiempo de relajación T₂ presenta

posible zona productora de agua movable; a los 450 m se nota que existe micro poros arcillosos, evitando una buena permeabilidad, disminuyéndolo, presentando una gran cantidad de poros pequeños con fluidos ligados a la arcilla, con una relajación T_2 de agua irreducible; entre la profundidad de los 460-470 m se presentan arenas de grano medio- poros medios a grandes, por el registro de rayos gamma notamos que se trata de arenas sucias, en el siguiente carril nos muestra arenas de granos finos y muy pocos poros grandes pero se observa una permeabilidad buena entre los 100 md, en el siguiente carril se nota que existe mayor porción de fluidos ligados a la arcilla pero con posibles fluidos movibles con presencia de aceites pesados por su relajación T_2 , en esta parte del registro muestra muy pocas zonas de posible producción de hidrocarburos ya que se trata de arenas, y en su mayoría arenas sucias.

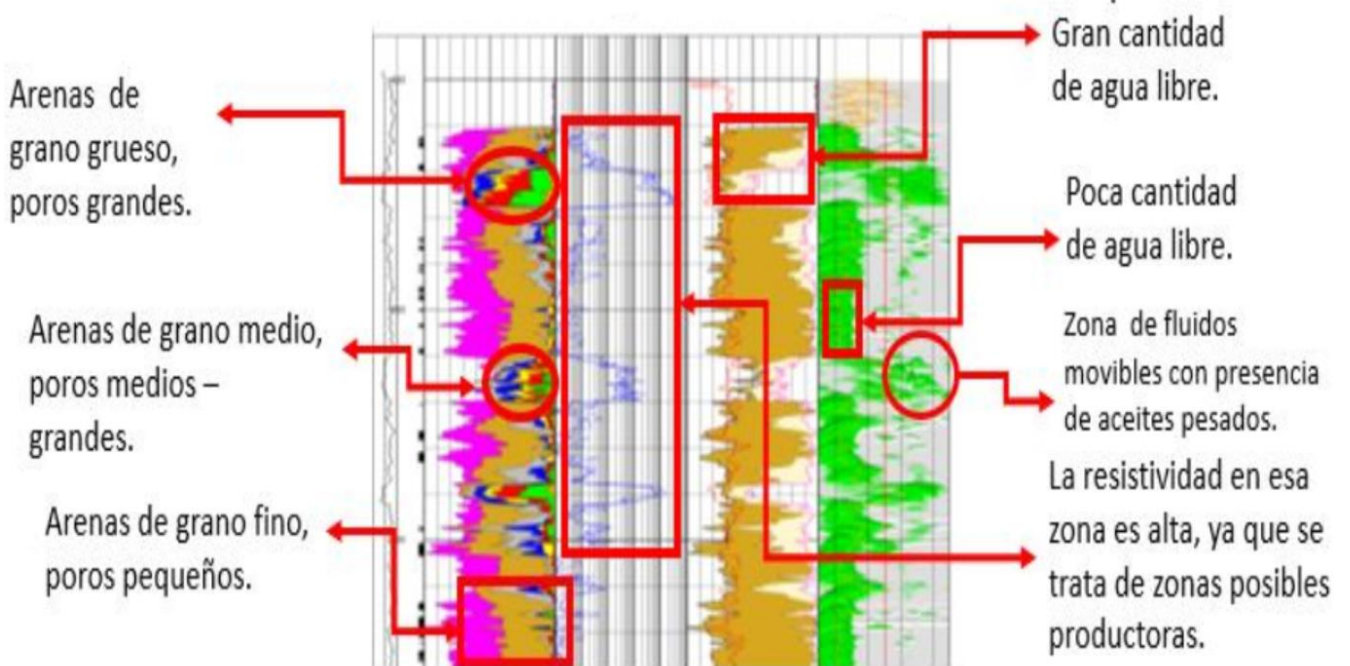


Figura 4 registro CMR-PLUS a una profundidad de 400-500 m. fuente Servicio a pozos Pemex, Cd. Del Carmen.

En la figura 5 del registro de CMR a una profundidad de 960 m podremos encontrarnos con arenas sucias identificándolo por el registro de Rayos Gamma, y con presencia de granos finos de arcilla, pero en su mayoría arenas de granos grandes con poros grandes, y una permeabilidad de 1000 md aproximadamente, en el siguiente carril se observa que existe una ligera presencia de porosidad de poros pequeños al igual que fluido ligado a la arcilla pero con gran volumen de agua libre por lo que en el tiempo de relajación T_2 se muestra agua movable- aceite pesado, a unos metros más de profundidad a los 980 m -999 m se presenta un bloque donde la lectura de rayos gamma se muestran un poco de arenas limpias pero existen más arenas sucias, en el siguiente carril al mismo intervalo de profundidad se nota

arenas de granos grandes pero también nos muestran micro poros de arcilla por el BIN azul, al no estar continuo el bloque de posible producción tiende a tener espacios y esto no lo hace un pozo rentable o fácil de explotar, notamos que tiene gran cantidad de arenas de granos grandes con poros grandes pero también muestran micro poros arcillosos que dificultan a la hora de hacer una extracción en el carril de al lado nos muestra que es esos bloques de granos grandes indica una permeabilidad de entre 1000 – 10,000 md, dado que observando el siguiente carril se encuentra una minoría muy marcada de fluidos ligados a la arcilla y fluidos libres lo que indica que posiblemente se encuentren fluidos movibles como se nota en el siguiente y ultimo carril donde la relajación T₂ muestra fluidos producibles o movibles con posible índice de hidrocarburo.

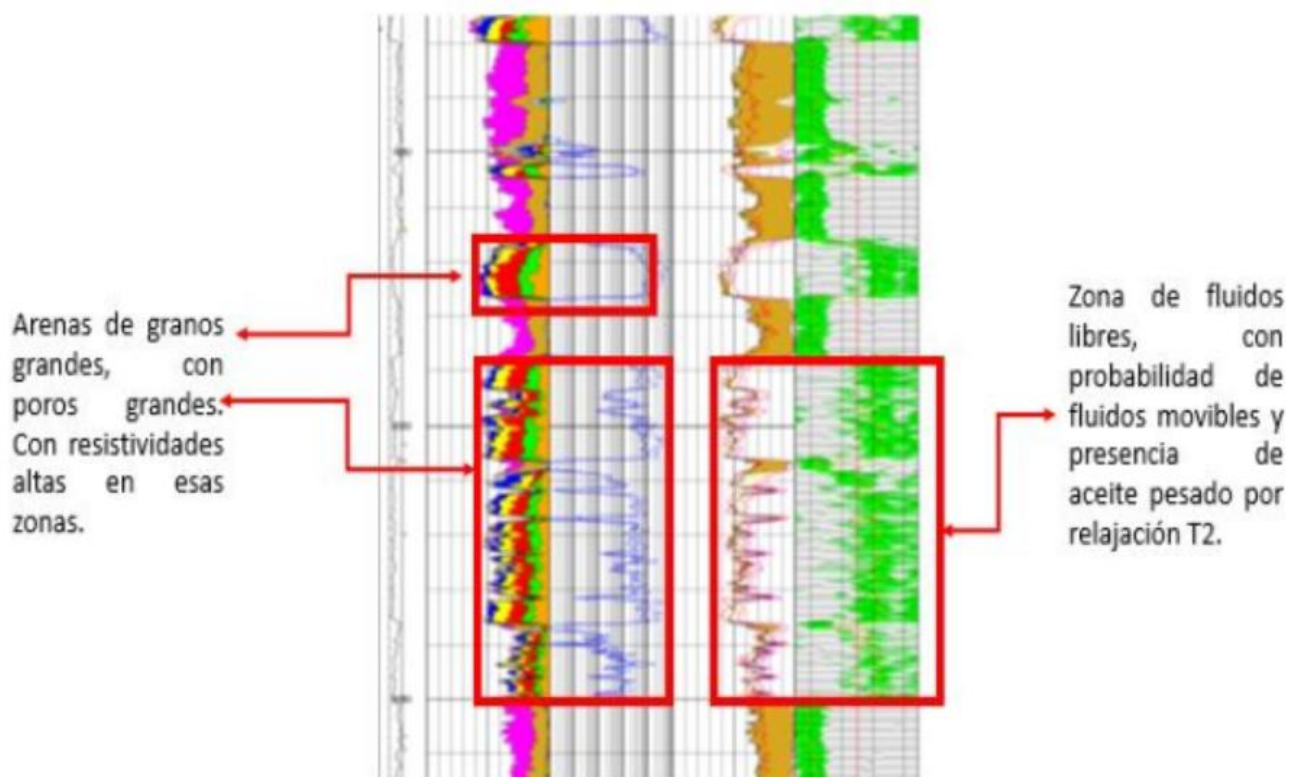


Figura 5 de un registro CMR-PLUS a una profundidad de 950-1050 m. fuente Servicio a pozos Pemex, Cd. Del Carmen.

En la figura 6 del registro de CMR a una profundidad de 2050 – 2300 m nos muestra gran cantidad de micro poros arcillosos en su totalidad lo que nos indica muy baja permeabilidad a esa profundidad tratándose de arenas arcillosas donde encontramos que en el carril 4 existe porosidad de poros pequeños con fluidos ligados a la arcilla sin posibles zonas productoras de hidrocarburos, esto es reflejado en el tiempo de relajación T₂ se nota fluidos irreducibles, presentando curvas muy cortas, con distribución corta.

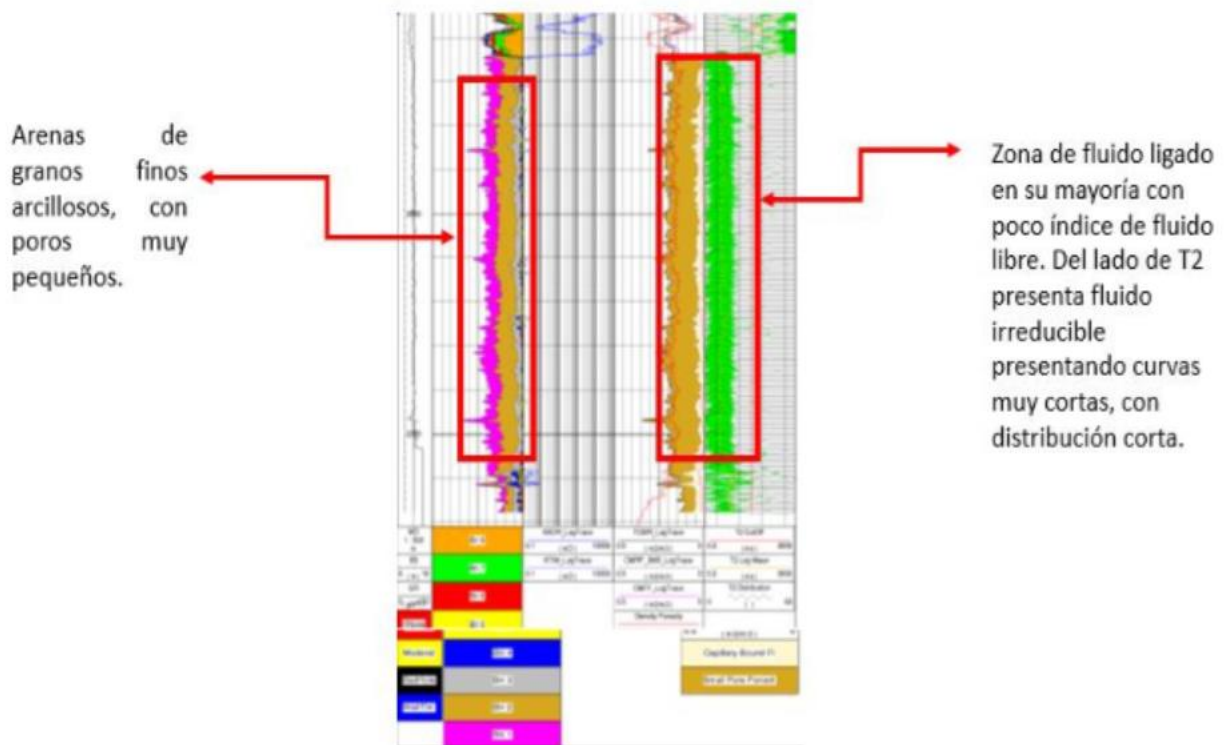


Figura 6 de un registro CMR-PLUS a una profundidad de 2050-2300 m. fuente Servicio a pozos Pemex, Cd. Del Carmen.

Resultados y discusión

Con la investigación de la herramienta de Resonancia Magnética para la Evaluación de formaciones haciendo estudios como los presentados en formaciones arenosas y carbonatadas para identificar como la herramienta logra identificar zonas productoras de Hidrocarburos tomando en cuenta uno de sus parámetros como T_2 para observar el tiempo de relajación y la distribución de los poros notándolo en el área bajo la curva que estos generan y que mediante el cutoff podremos discernir zonas de fluido irreducible y zonas de fluido movable integrándola también con fluidos como aceite pesado, ligero y gas con la interpretación de sus curvas e identificación de las condiciones de T_2 , T_1 y Distribución. En el que fue valorado para una formación arenosa en el pozo PEMXICA-01 que esté en el estudio de su registro se pudo observar zonas movibles posibles productoras mediante la combinación con otros registros más como lo fue Rayos Gamma, Neutrón y Litodensidad, esto para una mejor obtención de lecturas en el registro y de encontrar posibles zonas de hidrocarburo, por otro lado también se pudo notar que en comparación con una formación carbonatada esta es un poco más compleja en la identificación de zonas productoras y que la herramienta se convierte muy sensible al contenido de dicha formación lo que causa que identifique ruido y esto propicia a una medición no tan factible por lo que hay que tener cuidado con el manejo de la herramienta CMR, para no afectar en la porosidad.

Conclusiones

Los registros geofísicos es una etapa muy importante en el plan de perforación, terminación y también durante el proceso de producción ya que a partir de su información se puede observar las características del yacimiento de manera más clara. Donde el objetivo principal de la herramienta de resonancia magnética combinable es detectar la porosidad en las formaciones, permeabilidad y el tipo de fluido inmerso en el yacimiento (agua, aceite y gas).

Trabajando de manera conjunta la herramienta de registros de resonancia magnética se demuestra que existe la posibilidad de mejorar los datos de la caracterización de los yacimientos y tener datos más exactos.

En el caso del campo estudiado en este trabajo, ubicado en el sureste del golfo de México, se obtuvieron resultados satisfactorios al emplear la herramienta de resonancia magnética combinable CMR, que es reflejado en la porosidad total de la formación en zonas arenosas, la permeabilidad de la formación notando incrementos y el incrementar el porcentaje de éxito en caracterización de yacimientos mediante la medición de dicho tipo de formaciones.

Referencias bibliográficas

Allen, D., Crary, S., Freedman, B., Andreani, (1997), Cómo utilizar la resonancia magnética nuclear de pozos: Schlumberger Oilfield Review, vol. 9, n° 2, p. 34-57.

Akkurt, R., Vinegar, H., Tutunjian, P., and Guillory, A., (1996), NMR logging of natural gas reservoirs: The Log Analyst, vol. 37, no. 6, p. 33 – 42.

Brown, R.J.S. y Fatt, I., (1956), Measurement of fractional wettability of oilfield rocks by the nuclear magnetic relaxation method: Petroleum Transactions AIME, vol. 207, p. 262-264.

Boletín de la asociación mexicana de geólogos petroleros, (2019) A.C. Volumen LXI Número 2.

Coates George R., L. X. (1999). NMR Logging Principles and Application. United States of America: Halliburton Energy Services.

CMR-Plus (2014) Combinable Magnetic Resonance Tool – Schlumberger.

Cruz, E. F. (2011), Estudios de formaciones fracturadas con registros geofísicos, México.

Freedman, R., Lo, S., Flaum, M., Hirasaki, G.J., Matteson, y Sezginer, A., (2001), A new NMR method of fluid characterization in reservoir rocks: Confirmación experimental y resultados de simulación: SPE Journal, vol. 6, no. 4, p. 452-464.

- Gerencia a Servicios a Pozos, Pemex. (s.f.) (2017) Registros Geofísicos. Ciudad del Carmen, Campeche.
- Hirasaki, George J., Lo Sho-Whei, ZhNG Ying (2002). NMR Properties of Petroleum Reservoir Fluids. International Conference on Magnetic Resonance in Porous Media.
- Morriss, C., Freedman, R., Straley, C., Johnston, M., Vinegar, H., and Tutunjian, P., (1994), Hydrocarbon saturation and viscosity estimation from NMR logging in the Belridge diatomite, paper C in 35th Annual Logging Symposium Transactions: Society of Professional Well Log Analysts.
- Pemex, Gerencia a Servicios a Pozos, Registros Geofísicos, (2011), Ciudad del Carmen, Campeche.
- Schlumberger CMR-PLUS (2019 Combinable Magnetic Resonance Tool).
- Schlumberger Oilfield Services, (2004) Sugar Land, TX USA, G.
- Slijkerman, W., Looyestijn, W., Hofstra, P., y Hofman, J., (1999), Processing of multi-acquisition NMR data, SPE 56768 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition.
- Testing, S. W. (1997). CMR Guía del usuario de la herramienta de resonancia magnética combinada.
- Zúñiga, E. A. (2007). "Metodología para la Evaluación de Formaciones Arenosas Arcillosas usando Registros Geofísicos de Pozo". México, DF.