

Aplicación de registros de neutrón pulsado para identificar reservas no consideradas en campos petroleros del sur de México

Heberto Ramos Rodríguez¹

¹ *Doctorante en Planeación estratégica y Desarrollo Sustentable. Centro de Desarrollo de Competencias Energéticas y Sustentabilidad, Universidad Olmeca (CEDECES UO), hramos@olmeca.edu.mx.*

RESUMEN

Entre las herramientas de registros geofísicos en agujero entubado de tipo radiactivo que se han utilizado en México, se encuentran las de captura de neutrones pulsantes y de espectroscopía de neutrones pulsantes. Particularmente se han utilizado la herramienta de Decaimiento en Tiempo de Neutrones Térmicos (Thermal Neutron Decay Time) y la herramienta de Saturación de Hidrocarburos (Reservoir Saturation Tool) que son los nombres de herramientas comerciales. Éstas se han utilizado ampliamente en el sureste de México por muchos años para monitorear los contactos de fluidos, detectar reservas no consideradas y evaluar formaciones en pozos donde no se cuenta con información de registros de pozo en agujero descubierto. Para administrar de manera eficiente y efectiva los campos productores existentes es importante monitorear la saturación de hidrocarburos, los contactos de fluidos y las presiones de formación de manera constante. Debido a ciertas limitaciones tecnológicas la herramienta Decaimiento en Tiempo de Neutrones Térmicos ha sido sustituida por la herramienta de Saturación de Hi-

drocarburos. Esta última permite calcular la saturación de hidrocarburos a partir de la relación Carbón/Oxígeno sin importar la salinidad del agua de formación. Esta característica es relevante cuando se están evaluando yacimientos donde la salinidad del agua es baja o desconocida, lo que es común en campos donde se han implementado sistemas de recuperación secundaria mediante inyección de agua. Esta agua, en general, tiene una salinidad menor al agua de formación. Esta herramienta permite obtener información litológica útil en yacimientos con mineralogía compleja. Se presentan dos casos de estudio en los cuales la técnica de Registros de Neutrones Pulsantes ayudó a reevaluar pozos antiguos y a proponer programas de reparación. Como resultado, en los pozos se incrementó la producción de hidrocarburo, se redujo la producción de agua o ambos. Los pozos de los casos mostrados se localizan en basamentos del terciario de la región sur de México, a pesar de que muchos de estos campos penetran y tienen horizontes productivos en rocas del Cretácico y Jurásico. Como resultado de este análisis se concluye que el uso de este tipo de Registros per-

mite reevaluar reservas y planear de manera más confiable las reparaciones de los pozos y obtener información valiosa de litologías en aquellos pozos en los que no fue posible obtener esta información en el momento de perforarlos.

Palabras clave: Registros de pozo, registros de neutrones pulsantes, evaluación de pozos antiguos

ABSTRACT

Among the radioactive cased hole geophysical logging tools that have been used in Mexico are those for capturing pulsing neutrons and pulsing neutron spectroscopy, particularly the Thermal Neutron Decay Time Tool and the Hydrocarbon Saturation Tool (Reservoir Saturation Tool) which are the names of commercial tools. These have been used extensively in Southeast Mexico for many years to monitor fluid contacts, detect disregarded reserves, and evaluate formations in wells where open hole log information is not available. To manage existing producing fields efficiently and effectively, it is important to constantly monitor hydrocarbon saturation, fluid contacts, and formation pressures. Due to certain technological limitations, the Thermal Neutron Decay Time Tool has been replaced by the Hydrocarbon Saturation Tool. The latter allows the calculation of the hydrocarbon saturation from the Carbon/Oxygen ratio regardless of the salinity of the formation water. This characteristic is relevant when evaluating reservoirs where the salinity of the water is low or unknown, which is common in fields where secondary recovery systems through water injection have been implemented. This water, in general, has a lower salinity than the formation water. Additionally, this tool allows obtaining useful lithological information in deposits with complex mineralogy. Two case studies are presented in which the Pulsing Neutron Logs technique helped re-evaluate old wells and propose repair programs. As a result, in the wells, hydrocarbon production increased, water production decreased, or both. The wells of the cases shown are in tertiary basements of the Southern Region of Mexico, even though many of these fields penetrate and have productive horizons in Creta-

ceous and Jurassic rocks. As a result of this analysis, it can be concluded that the use of this type of Registers allows to reassess reserves and plan in a more reliable way the workover operations of the wells and obtain valuable information on lithologies in those wells in which it was not possible to obtain information at the time they were drilled.

Key words: Well logs, pulsed neutron logs, old well evaluation

RESUMO

Entre as ferramentas de perfilagem geofísica de furos revestidos do tipo radioativo que têm sido usadas no México estão a captura de nêutrons pulsados e a espectroscopia de nêutrons pulsados. Em particular, o Thermal Neutron Decay Time e o Reservoir Saturation ferramentas, que são nomes de ferramentas comerciais, foram usados. Eles têm sido usados extensivamente no sudeste do México por muitos anos para monitorar contatos de fluidos, detectar reservas não consideradas e avaliar formações em poços onde as informações de perfil de poço aberto não estão disponíveis. Para gerenciar com eficiência e eficácia os campos de produção existentes, é importante monitorar continuamente a saturação de hidrocarbonetos, os contatos de fluidos e as pressões de formação. Devido a certas limitações tecnológicas, a ferramenta Thermal Neutron Decay Time foi substituída pela ferramenta Reservoir Saturation. Este último permite calcular a saturação de hidrocarbonetos a partir da razão Carbono/Oxigênio independentemente da salinidade da água de formação. Essa característica é relevante na avaliação de reservatórios onde a salinidade da água é baixa ou desconhecida, o que é comum em campos onde foram implantados sistemas secundários de recuperação por injeção de água. Esta água, em geral, tem uma salinidade menor do que a água de formação. Adicionalmente, esta ferramenta permite obter informação litológica útil em depósitos com mineralogia complexa. São apresentados dois estudos de caso em que a técnica Pulsed Neutron Logging ajudou a reavaliar poços antigos e propor programas de reparo.

Como resultado, a produção de hidrocarbonetos aumentou, a produção de água diminuiu ou ambas nos poços. Os poços dos casos mostrados estão localizados em embasamentos terciários da região sul do México, apesar de muitos desses campos penetrarem e terem horizontes productivos em rochas Cretáceas e Jurássicas. Como resultado desta análise, pode-se concluir que a utilização deste tipo de registros permite reavaliar reservas e planear reparações de poços de forma mais fiável e obter informação litológica valiosa naqueles poços em que não foi possível obter esta informação no anterior. estudo, hora de treiná-los.

Palavras-chave: perfis de poços, perfis de nêutrons pulsados, avaliação de poços antiguos

Introducción

Para la administración eficiente de los campos productores es importante monitorear durante la vida del yacimiento, las saturaciones de hidrocarburos, contactos de fluidos y presiones de formación.

La saturación de agua se obtiene tradicionalmente de los registros resistivos de pozo con agujero descubierto y con herramientas capaces de leer la resistividad a través de la tubería de revestimiento (TR) en condiciones donde la resistividad de la formación no exceda los 100 ohms.

El método más conocido para obtener la saturación de agua en un pozo entubado es a través de los registros de captura de neutrón pulsante (PNC) como el TDT. Este registro mide el parámetro Sigma (ζ) que es la sección transversal de captura de la formación. El valor de Sigma está ligado a la cantidad de iones de cloro presente en la formación, normalmente en forma de sal disuelta en el agua de formación. Una disminución de Sigma se interpreta como una presencia menor de agua y mayor de hidrocarburos, pero si la salinidad del agua de formación es baja, esto puede no ser cierto (Plasek, 1995). Si se conoce la salinidad del agua de formación, la porosidad, litología y tipo de hidrocarburo entonces es posible calcular la saturación de agua a partir de Sigma (Herron, 1996). Las herramientas de Espectroscopía de neutrón pulsado, PNS no presentan

la desventaja de las herramientas PNC. La herramienta PNS obtiene el registro C/O midiendo directamente las señales del carbón y oxígeno del espectro de rayos gamma. Conociendo la relación C/O, es posible inferir la saturación de aceite (Moris, 1999). Una limitación de esta técnica es que el registro debe tomarse a muy bajas velocidades. El problema es que en porosidades menores a 10 %, las lecturas son inciertas. La combinación de lecturas de Sigma y la relación C/O cubre ambos ambientes y la herramienta PNS tiene la capacidad de realizar ambas lecturas. Además de las medidas de Sigma y C/O, la herramienta PNS determinará con exactitud la litología a partir del espectro de captura, tanto en pozo con agujero descubierto como entubado usando los algoritmos de la aplicación llamada Spectrolith (Horkowitz, 1999)

De las concentraciones de silicio, calcio y hierro se deriva el contenido de arcilla, de las concentraciones de azufre y calcio se infieren las concentraciones de anhídrita y yeso y el porcentaje de carbonatos se deduce de las concentraciones de calcio. Se asume que el remanente está compuesto de minerales de cuarzo, feldspatos y mica.

Materiales y métodos

Descripción Geológica.

Los pozos incluidos en este trabajo se localizan en la Región Sur de México, en basamentos del terciario (Salinas del Istmo y Macuspana), aunque algunos de estos campos penetran y tienen horizontes productivos en rocas del cretácico y jurásico. La columna de sedimentos está conformada por secuencias de arenas y lutitas, frecuentemente depositadas sobre evaporitas (sal, anhídrita).

En el basamento Macuspana estas rocas gradualmente se convierten en carbonatos hacia la plataforma de Yucatán. En ambos basamentos las rocas del Mioceno tienen la mayor importancia económica para la explotación de hidrocarburos, principalmente en el Mioceno inferior. Las rocas son esencialmente lutitas y arenas. En el basamento Macuspana las rocas pueden presentar algunos horizontes con ceniza volcánica y cuerpos localizados de carbonatos. En el basamento

Salinas del Istmo es también posible encontrar algunos conglomerados.

Los hidrocarburos se generan mayormente en lutitas del Jurásico y calizas arcillosas y se acumulan en arenas del Mioceno principalmente en trampas estructurales y en menor grado en trampas estratigráficas.

Caso 1.- Campo A.

El campo se descubrió en 1960. Los intervalos productivos consisten en secuencias de gran espesor (hasta 1 000 metros) de arenas y lutitas del terciario correspondientes al Mioceno medio y superior, depositadas sobre anhidritas o sal. Los pozos pueden tener más de dos cuerpos de arenas apilados en 1 000 metros (**Figura 1**). Las arenas son de buena porosidad y permeabilidad (20 % y 200 md promedio). Los pozos producen aceite negro de 33 °API con un gasto promedio de 100 BOPD, algunos producen gas asociado. La salinidad original del agua de formación era muy alta, 130 000 ppm de NaCl, pero el campo está siendo ahora inyectado con agua dulce, lo cual dificulta la evaluación con solo los valores de Sigma.

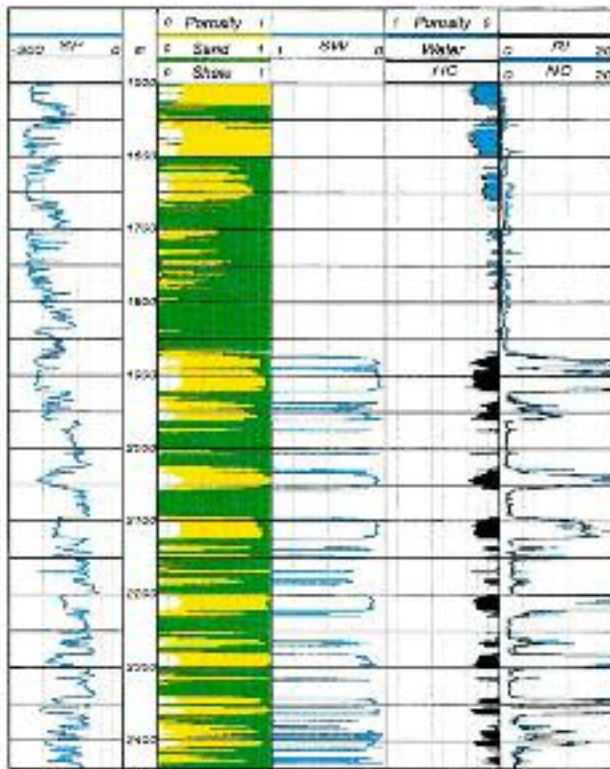


Figura 1. Perfil típico de un pozo del campo A

El pozo A-152 se terminó en junio de 1964. El juego original de registros de agujero abierto lo conformaban los registros de Potencial Natural (SP), Resistividades Normal Corta y Normal Larga (SN & LN).

La **Figura 2** muestra los registros de pozo abierto junto con una evaluación petrofísica. La producción inicial comenzó en septiembre de 1964, obteniéndose 352 BOPD provenientes de dos intervalos. A partir del inicio de la producción se hicieron 7 reparaciones, en 1971, 1974, 1975, 1976, 1986, 1999 y 2002 (la última se basó en los resultados del registro PNS).

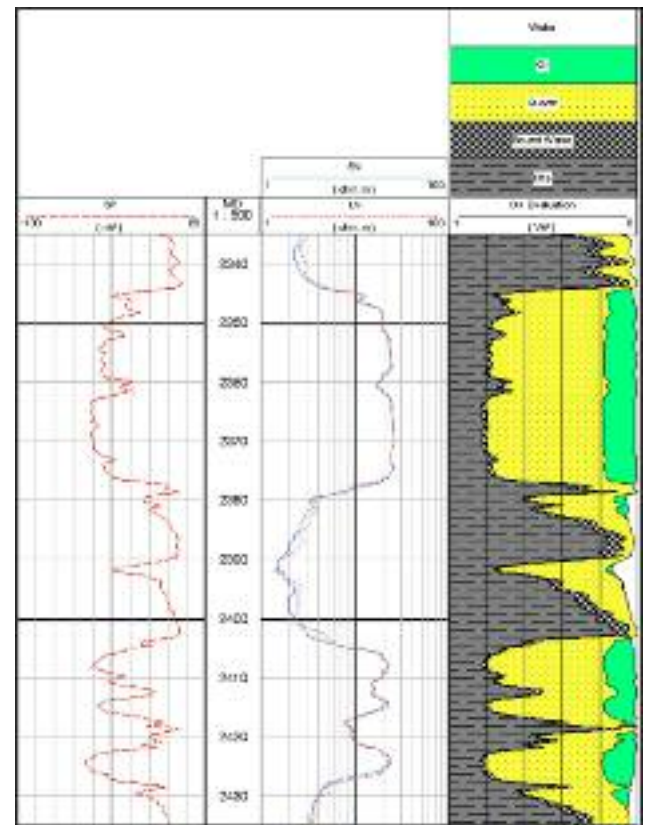


Figura 2. Registros de agujero descubierto y evaluación petrofísica básica del pozo A-152

La **Figura 3** muestra la historia de producción del campo en 10 años. En esta gráfica podemos ver que la producción se mantuvo por debajo de los 100 BOPD la mayor parte del tiempo. Las reparaciones anteriores a 2002 no habían sido muy exitosas. En abril de 2002 se decidió correr el registro PNS en modos Sigma y C/O.

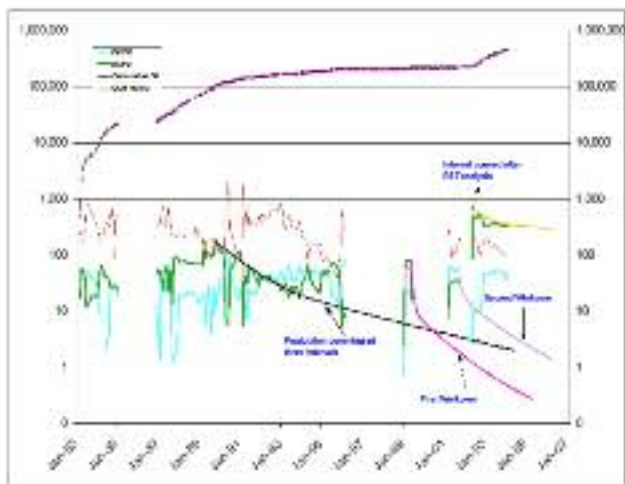


Figura 3. Historia de producción del pozo A- 152

La **Figura 4** muestra las curvas sin procesar del registro y los resultados de la interpretación.

Se observa lo siguiente: Se muestran 2 intervalos de arenas. Ambos tienen lecturas relativamente bajas de Sigma, como si estuvieran saturadas con hidrocarburos. Sin embargo, la arena superior muestra bajos valores de relación C/O mientras que la arena inferior muestra valores mucho mayores de C/O. La interpretación de esto es que mientras que la arena inferior está impregnada con aceite, la superior está probablemente invadida con agua dulce de inyección, lo que causa bajas lecturas de C/O. Esta es una de las ventajas de este registro.

Caso 2.- Campo B.

El campo se descubrió en los 70s. Se localiza al Noroeste del basamento Macuspana y formaba parte de lo que era uno de los Activos de la Región Sur. Los horizontes productivos están formados por una secuencia de arenas y lutitas someras del terciario. Los pozos producen principalmente gas.

El pozo B- 7-B se perforó entre mayo y septiembre de 1981 y comenzó su producción en septiembre de 1981 del intervalo 1 357 - 1 375 m con un gasto cercano a 13 MMSCFD fluyendo a través de un estrangulador de 15/32" con una presión en cabeza de 2 190 psi. Se hicieron varias reparaciones al pozo entre 1986-88 (para reparar fugas en superficie), en

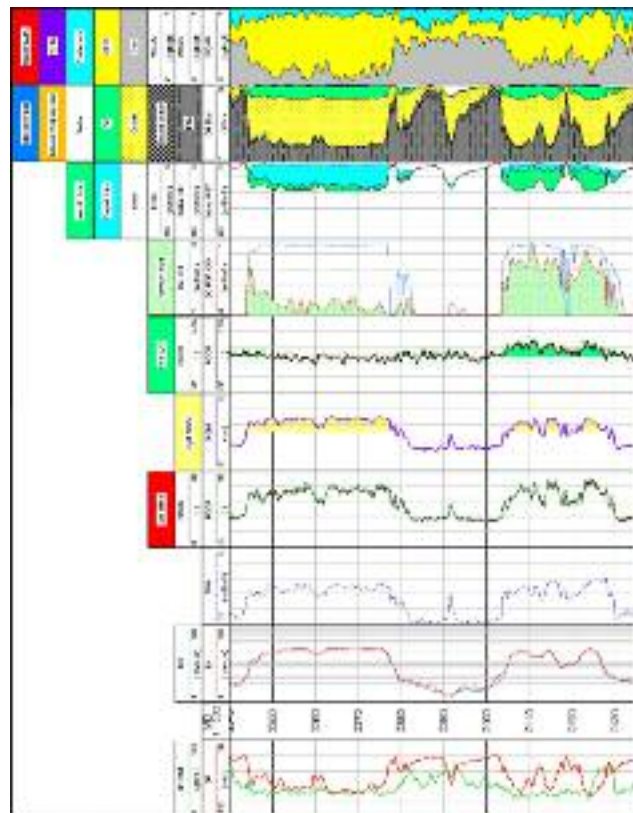


Figura 4. Interpretación del registro RST (PNS) del pozo A- 152

1993 (se cementaron los disparos originales para controlar la producción de agua y se disparó el intervalo 1 356 - 1 364 m) y en 2001 (se disparó nuevamente el intervalo 1 356 - 1 364 m).

El conjunto original de registros que se tomaron en 1981, lo integraban los registros SP, Resistividades SN y LN, Sónico (BHC), Densidad (FDC), Calibrador y Microlog.

En la **Figura 5** se aprecian grandes cavidades y rugosidades que afectan la respuesta de los registros, principalmente al de Densidad y al Sónico. El pozo se disparó originalmente en el intervalo 1 357 - 1 375 m, en la sección con mayor resistividad.

En el registro de Resistividad se observan otros 2 intervalos donde las 2 resistividades somera y profunda se incrementan con respecto a la línea base de lutitas en 1 280 - 1 298 m y 1 320 - 1 348 m. En estas 2 secciones el diámetro de pozo está calibrado y las curvas de Densidad y Sónico tienen el mismo desarrollo.

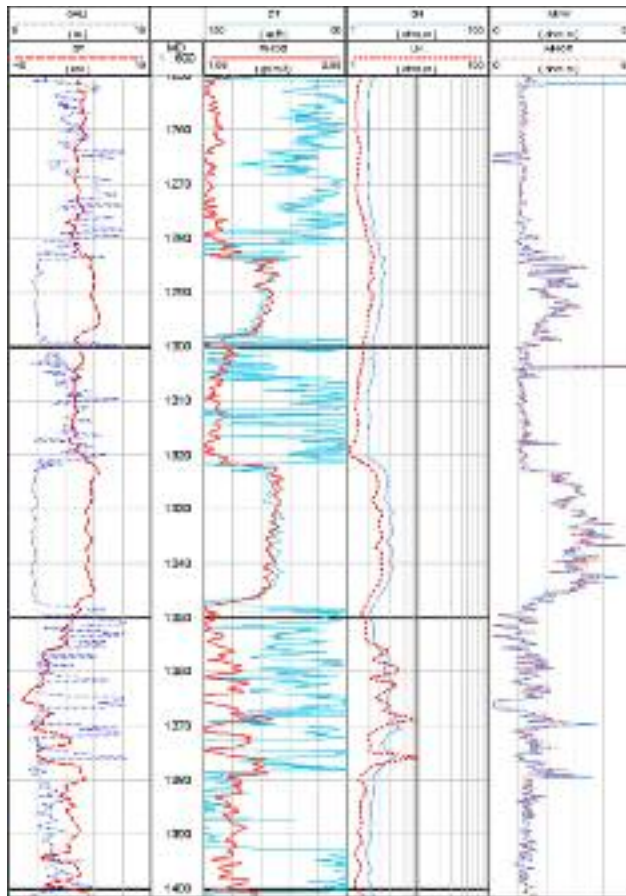


Figura 5. Registros en agujero descubierto del pozo B-7-B

Sin embargo, también se observa una inversión de las lecturas de SP (deflexiones positivas). El agua de formación tiene una salinidad de 25 000 ppm de NaCl. No se dispuso, en su momento, de información del lodo de perforación para tratar de explicar la inversión en la curva del SP.

Debido a esta incertidumbre se decidió correr un registro RST en ambos modos: C/O y Sigma, para complementar la información existente de registros de pozo abierto y mejorar la evaluación de la formación (con litología, porosidad y saturación). Los datos se adquirieron en 2002. Los resultados se muestran en la **Figura 6**.

Lo primero que resalta es la separación entre los conteos normalizados RSCN y RSCF en el carril 4 en los intervalos 1 283 - 1 297 y 1 321 - 1 347 m, indicando cualitativamente la presencia de gas. También se aprecia alguna presencia de gas en el intervalo 1 355 - 1 380 m.

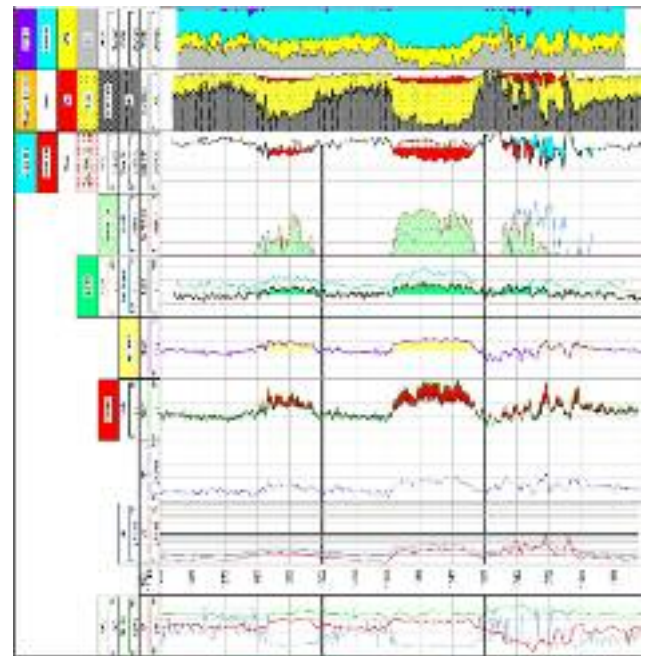


Figura 6. Interpretación del registro RST (PNS) del pozo B 7-B

El parámetro Sigma y la relación C/O indican aparentemente, la presencia de hidrocarburos en los mismos intervalos. Sin embargo, se observa un incremento en las relaciones C/O en presencia de gas, el cual tiene una densidad baja de carbón, lo que parece una contradicción. La respuesta se observa en la interpretación realizada en la aplicación Spectrolith en el carril 10: las arenas del campo tienen un contenido alto de carbonatos, probablemente no solo como material cementante sino en la forma de granos y fragmentos de roca (los sedimentos contienen una gran cantidad de conchas marinas). En el carril 6 se graficaron las relaciones C/O (FCOR, NCOR) (Plasek, 1996) junto con la curva de calcio del espectro de captura. Se observa que hay una correlación positiva entre los dos. Si se asocia el Ca al mineral Calcita y sabiendo que éste tiene carbón en su composición química, entonces es probable que en este pozo las relaciones C/O responden más al carbón en la roca que al carbón en el fluido (Herron, 1996). Técnicas complementarias de procesamiento permiten compensar por el carbón inorgánico (carbón en los minerales) cuando se encuentra la saturación de hidrocarburos con herramientas que de-

terminan la relación C/O. Sin embargo, debido a la baja densidad de carbón en el gas, generalmente no se recomienda el uso de las técnicas de C/O en pozos de gas y es mejor utilizar el siguiente método.

Se utiliza la curva SIGM (Sigma) para calcular la saturación de gas usando la siguiente ecuación lineal:

Si se consideran agua y gas como fluidos, la ecuación se puede simplificar:

La ecuación anterior requiere de un conocimiento de la composición mineralógica de las rocas para calcular valores consistentes de saturación de agua S_w (Badrizzaman, 1998). Estos resultados también se obtienen con la aplicación Spectrolith (Horkowitz, 1999).

Resultados y discusión

Caso 1, campo A. Para la realización del análisis litológico se utilizó la herramienta Spectrolith, que permitió identificar un contenido menor de arcilla y carbonato en la arena superior, en contraste con la información obtenido de la interpretación convencional realizada a los registros originales tomados en agujero descubierto, en la que las dos arenas parecen tener el mismo contenido global de arcilla, de acuerdo con la información obtenida del registro de potencial espontáneo SP.

Este contraste justificaría el por qué el agua de inyección se hubiera canalizado en la arena superior, más limpia y permeable, y porqué en ese momento aún había volúmenes importantes de aceite en la arena inferior. Adicionalmente explicaría el mecanismo del frente de agua de inyección para barrer el aceite. Estas consideraciones permitieron, en su momento, planear los trabajos de reparación y disparar los intervalos 2407-2418 m y 2422-2425 m. Una vez concluidas las reparaciones, las pruebas de producción en junio de 2002 arrojaron un incremento importante en volumen de aceite recuperado (502 BOPD) y un menor porcentaje de agua (11 BWPD) con relación a

la información de referencia de octubre de 2001 (31 BOPD y 20 BWPD).

Hay que hacer notar que la producción de aceite se incrementó en más de 16 veces. Mas tarde, la producción del pozo se estabilizó arriba de 300 BOPD y en febrero de 2004 estaba aún produciendo 328 BOPD y 44 BWPD.

La **tabla 1** muestra que entre los años 2001 a 2003 las reparaciones basadas en la interpretación de los registros PNC y PNS ayudaron a incrementar la producción del campo.

	Oil	Gas
	BOPD	MMSCFD
2001	6 642	9.72
2002	16 787	33.74
2003	7 970	24.49
Totales	31 399	67.95

Tabla 1. Producción agregada con apoyo de Registros PNC y PNS

Caso 2, campo B. Un aspecto que hay que considerar, es el volumen de gas que se obtiene de la interpretación del registro RST (que responde al contenido de gas total en la formación), ya que fue mayor que los volúmenes originalmente obtenidos de los registros tomados en agujero descubierto. Una posible causa es que los registros en agujero descubierto hubieran sido afectados por el contenido de arcilla presente en laminaciones finas, reduciendo los valores de las resistividades medidas y en consecuencia las saturaciones calculadas de gas. Otra posibilidad es que hubiera habido una invasión profunda de filtrado de lodo que habría afectado los valores obtenidos de resistividad de la herramienta utilizada en agujero descubierto.

Los trabajos de reparación se planearon con base en la interpretación del registro RST, disparándose dos intervalos, de 1 280 m a 1 298 m y de 1 320m a 1 345 m. Las pruebas de producción arrojaron un volumen de 3 MMSCFD para el intervalo superior y un volumen de 6 MMSCFD para el intervalo inferior.

En la **figura 7** se muestra la historia de producción de 8 años del pozo B 7-B. Se puede observar que después de la reparación del pozo, la producción de gas se incrementó considerablemente.

Conclusiones

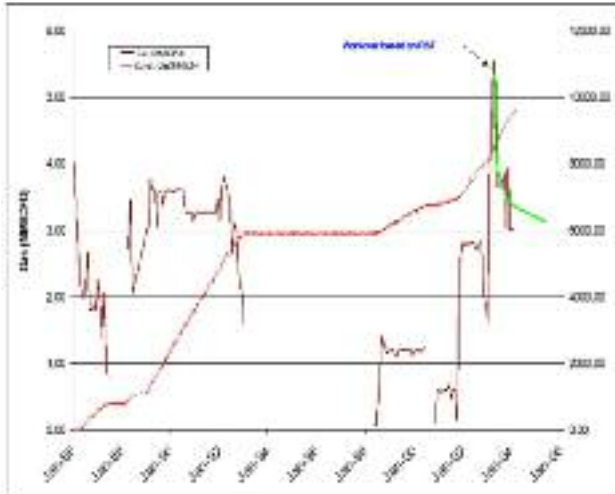


Figura 7. Historia de producción del pozo B 7-B

De los ejemplos mostrados y los resultados obtenidos, se puede decir que:

- Los registros PNC y PNS son una valiosa herramienta para detectar reservas descartadas en muchos campos y ambientes geológicos de la Región Sur de México.
- Con estas técnicas se mejoró la tasa de éxito en las reparaciones ayudando a incrementar la producción y usando más efectivamente los recursos disponibles.
- Los registros PNS fueron muy útiles, particularmente en campos de aceite con inyección de agua dulce, donde otras técnicas, como la utilización del registro PNC, pueden producir resultados incorrectos.
- Los registros PNC y PNS han sido también usados juntos para detectar y evaluar exitosamente zonas con gas.
- Los registros PNC y PNS se usaron para complementar la información incompleta de registros de pozo abierto, proporcionando información valiosa de litología y porosidad para obtener un análisis petrofísico más

exacto o mejorar las evaluaciones existentes de la formación.

- Los resultados de las evaluaciones de Sw proporcionaron información valiosa para actualizar los modelos dinámicos del yacimiento.

Referencias Bibliográficas

- Badruzzaman, A., Neuman, C.H., Adeyemo, A.O., Dodman, C.A., Skillin, R.H., Zalan, T.A., Badruzzaman, T., Bilodeau, B.J., Logan, J.P., Limon, M.A., Belanger, D.L., Featherstone, C.J., P.T. Nguyen, 1998, Progreso y futuro de la tecnología de neutrones pulsados en la gestión de campos petroleros. Documento presentado en la Conferencia y Exposición Técnica Anual de la SPE, Nueva Orleans, Luisiana.
- F. Moris, J. Grait, J. Hemingway, R. Plasek, T. Das Gupta, "Introduction of Enhanced Carbon-Oxygen Logging for Multi-Well Reservoir Evaluation," SPWLA Paper O, 40th Annual Logging Symposium, Oslo Norway, Mayo 30-Junio 3, 1999.
- Herron, Susan L. y Michael M. Herron, 1996, Litología cuantitativa: una aplicación para espectroscopia de pozo abierto y entubado. Documento presentado en el 37º Simposio Anual de Registro de SPWLA, Nueva Orleans, Luisiana.
- Horkowitz, John P. y Darrel E. Cannon, 1999, Evaluación de Yacimientos Complejos en Pozos Abiertos y Entubados. Documento presentado en el 38º Simposio Anual de Registro de SPWLA, Houston, Texas.
- Plasek, R., Albertin, I., Darling, H., Mahdavi, M., Cedeño, I., Hemingway, J. & Wenchong, Z., 1996, Las muchas facetas de la adquisición de registros de pozo entubado de neutrones pulsados. *Oilfield Review*, 2 (8), 28-41.
- Plasek, R.E., Adolph, R.A., Stoller, C., Willis, D.J., Bordon, E.E. y M.G. Portal, 1995, Registro mejorado de captura de neutrones pulsados con herramientas delgadas de carbono y oxígeno: metodología. Documento presentado en la Conferencia y Exposición Técnica Anual de la SPE, Dallas, Texas.