

EVALUACIÓN DE FORMACIÓN INTEGRADA UTILIZANDO NOVEDOSA CORRECCIÓN DE NEUTRONES EN PRESENCIA DE ELEMENTOS TRAZA. CASO DE ESTUDIO EN FORMACIÓN VACA MUERTA, CUENCA NEUQUINA, ARGENTINA

Hao Zhang¹, Guillermo Crespo¹, Nora Alarcón¹, Diego T. Licitra², Carlos Hernández³

1: Baker Hughes a GE Company, jerome.zhang@bhge.com, guillermo.crespo@bhge.com, nora.alarcon@bhge.com

2: YPF, diego.licitra@ypf.com

3: Chevron LC YPF-CVX JV, carlos.a.hernandez@set.ypf.com

Palabras clave: no convencionales, neutrón, porosidad, elementos traza

ABSTRACT

Improved Integrated Formation Evaluation Using Novel Neutron Correction in Presence of Trace Elements. Neuquén Basin, Argentina

Neutron porosity devices have been used in formation evaluation for more than seventy years. The most popular method for modern neutron logging tools uses dual detectors which can effectively provide high count rate and borehole compensation. However, this type of measurement is affected by the absorption of thermal neutrons in the formation, especially, in unconventional reservoirs. Trace elements such as boron and gadolinium can cause significant problems with thermal neutron measurements, yielding inaccurate formation evaluation, especially porosity estimation, when those elements are present in concentrations exceeding a few parts per million. Therefore, a reliable correction method is needed to accurately improve formation evaluation using compensated neutron tools.

In this work, a novel model has been proposed to correct the compensated neutron response. A joined inversion method using multiple logs is implemented in the model to quantitatively obtain a "clean" neutron response by removing the excess thermal neutron contributed by the trace elements which are not included in the formation model. A workflow is also developed to apply the correction model for integrated formation evaluation applications.

The proposed model was validated, and applied on a Vaca Muerta log example, on the Loma Campana field, Neuquén Basin, using a multi-mineral stochastic interpretation software module and comparing the results against core analysis data. Without applying the correction model, the original processing results indicated much higher formation porosity compared with core measurements, due to rich trace elements in the formation. After applying the proposed correction, the adjusted porosity values were effectively improved, effectively matching with core porosity measurements.

The proposed model offers a quantitative compensated neutron correction for formation trace elements for the first time in the industry. The results of this study demonstrated that the model is an effective tool for improving integrated formation evaluation in challenging logging environments especially in unconventional reservoirs.

INTRODUCCIÓN

La estimación de la porosidad y composición mineral es una parte integral de la evaluación

de formaciones de reservorios no convencionales. La porosidad determina la cantidad de hidrocarburo, mientras que la composición mineralógica afecta la generación y propagación de fracturas hidráulicas. Los recursos no convencionales como la Formación Vaca Muerta son geológicamente complejos debido a la gran variabilidad en la composición litológica y en los procesos diagenéticos post-deposicionales. Por consiguiente, se necesita un método confiable que integre varias herramientas de perfilaje y análisis de testigos corona para determinar estas propiedades petrofísicas.

A partir de la herramienta de espectroscopia de neutrones pulsantes, la cual adquiere mediciones simultáneas del espectro inelástico y de captura junto con el gamma espectral (Pemper *et al.* 2006), se aplica una nueva metodología probabilística que incorpora al análisis los datos provenientes de las herramientas tradicionales, así como las de alta tecnología para obtener un análisis integral que contemple la roca total (Zhang *et al.* 2016).

Los dispositivos de porosidad neutrón se han utilizado en evaluación de formaciones por más de setenta años, y este tipo de herramienta es una de las más frecuentemente usadas en la industria. La porosidad es una de las mediciones clave para la cuantificación de gas y petróleo. Las mediciones de porosidad del neutrón utilizan una fuente neutrónica para medir el índice de hidrógeno en un reservorio, el que está directamente relacionado a la porosidad. El método más popular para herramientas de registro neutrón moderno utiliza detectores duales que efectivamente pueden proporcionar altos ratios de cuentas y compensación en boca de pozo. Sin embargo, este tipo de medición es afectada por la absorción de neutrones termales en la formación, sobre todo, en reservorios no convencionales. Elementos traza, como boro y gadolinio pueden causar problemas significativos en la medición de estos neutrones termales, produciendo una evaluación de formación incorrecta, especialmente la estimación de porosidad, cuando estos elementos están presentes en concentraciones superiores a algunas partes por millón. Por lo tanto, es necesario un método confiable de corrección para mejorar precisamente la evaluación de formación utilizando herramientas del neutrón compensado.

Varias versiones de dispositivos de neutrón evolucionaron a través del tiempo (Gilchrist y Koudelka 1994). Un detector puede ser usado para medir el flujo neutrónico en una de estas 3 formas:

- Un detector simple, sensible solo a neutrones con energías justo por encima del nivel termal, por lo tanto llamados neutrones epitermales. Esta medición de neutrones epitermales es afectada solo por el proceso de desaceleración y evita la influencia de la absorción de neutrones termales y el transporte de rayos gamma. Sin embargo, estas mediciones tradicionales de neutrones epitermales tienen bajos niveles de cuentas y considerables efectos ambientales.
- Detectores que son sensibles a los rayos gama de captura. Esta herramienta es sensible tanto a la sección transversal de absorción de los neutrones termales, como a los efectos de

la densidad de formación sobre la difusión de los rayos gamma desde la formación hacia el detector.

- El método más utilizado presenta detectores sensibles a los neutrones termale. Los detectores dobles son usados para remover los efectos ambientales. Este tipo de medición se ve afectada por la absorción de neutrones termale en la formación, pero obtiene buena compensación por diámetro de pozo. Algunos elementos de la formación poseen alta probabilidad de absorción de neutrones termale (altas secciones transversales de captura, o sigma). Elementos tales como cloro, boro, gadolinio, presentes en la formación, causan problemas en las mediciones de los neutrones termale. Estos elementos traza pueden tener un efecto significativo si se encuentran presentes en concentraciones mayores a algunas partes por millón.

Varios estudios han demostrado la influencia de las respuestas del sigma de formación sobre las lecturas del neutrón compensado. Ellis (1987) realizó varios experimentos para investigar el efecto del aumento de sigma en la respuesta de la herramienta de porosidad del neutrón compensado. En dos formaciones de arena artificial de aproximadamente 15 y 36% de porosidad, el agua dulce que llenaba el espacio poroso fue reemplazada por agua boratada de varias concentraciones. La sección transversal de absorción de la formación fue elevada sin ninguna reducción de la densidad de hidrógeno del agua. La porosidad aparente de neutrones medida por la herramienta aumentaba a medida que aumentaba el sigma de formación. El efecto de la formación sigma sobre la respuesta compensada de los neutrones es de aproximadamente 0,3 pu/cu.

Wiley y Pachett (1990) también intentaron utilizar las propiedades físicas de la formación, la longitud de desaceleración y la longitud de difusión, para describir la respuesta compensada de los neutrones a los cambios de porosidad, salinidad y formación independiente, sigma. La razón es que la longitud de desaceleración representa el comportamiento de los dispositivos de porosidad del neutrón, y la longitud de difusión describe la escala de longitud apropiada de la fase de difusión térmica. Para analizar con precisión los datos de respuesta de porosidad de neutrones compensados basados en términos de longitud de desaceleración y longitud de difusión, se requiere un método para calcular estos parámetros para todos los minerales en función de la porosidad y la salinidad del agua. Los enfoques anteriores (Edmundson y Raymer 1979; Ellis *et al.* 1987; Galford *et al.* 1988) se centraron principalmente en la parametrización de la longitud de desaceleración y la longitud de difusión basada en tres tipos principales de litología (caliza, dolomita y arenisca). Para formaciones con composiciones de mineralogía compleja como depósitos no convencionales tipo shale, es difícil saber de antemano la cantidad exacta de elementos traza, por lo que es casi imposible aplicar este modelo para eliminar las lecturas adicionales de neutrones de la presencia de estos captadores de neutrones termale.

Para resumir, no se ha realizado ningún estudio sobre la corrección de neutrones compensados cuantitativamente para elementos traza en la formación. Los estudios de laboratorio y de

simulación resumidos anteriormente son demasiado limitados para cuantificar el efecto de sigma en la formación y en la respuesta de porosidad de la herramienta del neutrón termal compensado. Se requiere un método más efectivo y práctico para abordar este problema. Este estudio propone un nuevo enfoque para corregir la respuesta del neutrón compensado en presencia de elementos traza directamente en la información obtenida de los registros con el fin de proporcionar estimaciones precisas de porosidad. El modelo propuesto proporciona una corrección cuantitativa de las mediciones de neutrones compensados. Los resultados, utilizando el algoritmo propuesto, demuestran que el método es una herramienta efectiva para mejorar la evaluación de formación integrada en ambientes complejos, especialmente en yacimientos no convencionales.

METODOLOGÍA

El método propuesto se enfocará en corregir la respuesta del neutrón usando los perfiles de sigma. Ante la dificultad de determinar cuáles son los elementos que capturan a los neutrones, se hace necesaria la información de otros registros acerca de la formación, para facilitar la corrección del neutrón compensado.

En primer lugar, una vez que el perfil ha sido corregido por efectos ambientales, las lecturas del neutrón compensado para una formación limpia sin la influencia de elementos traza, puede ser caracterizada por una ecuación linear del tipo:

$$CNC_{TH} = \sum V_{min,i} CNC_{min,i} + \phi_t CNC_{fld} \quad (1)$$

donde $\sum V_{min,i}$ es la fracción en volumen de mineral seco i en el modelo de roca total, $CNC_{min,i}$ es la lectura de neutrón para el mineral i (100% mineral i), ϕ_t es la porosidad total de la formación, y CNC_{fld} es la lectura de neutrón aparente de los fluidos presentes en la formación (100% fluidos).

Para sumar la contribución de los elementos traza en la Eq. (1), se propone:

$$CNC = \sum V_{min,i} CNC_{min,i} + \phi_t CNC_{fld} + CNC_{exceso} \quad (2)$$

donde CNC_{exceso} representa la respuesta del neutrón a los elementos traza.

Se pueden aplicar ecuaciones similares para calcular la respuesta de sigma:

$$SIG_{TH} = \sum V_{min,i} SIG_{min,i} + \phi_t SIG_{fld} \quad (3)$$

$$SIG = \sum V_{min,i} SIG_{min,i} + \phi_t SIG_{fld} + SIG_{exceso} \quad (4)$$

donde $SIG_{min,i}$ es la lectura de sigma para el mineral i (100% mineral i), SIG_{fld} es la lectura de sigma aparente de los fluidos presentes en la formación (100% fluidos), SIG_{exceso} representa la respuesta de sigma por parte de los elementos traza.

Si se pueden determinar la fracción en volumen de la totalidad de los minerales y la porosidad en la formación, mientras los parámetros de sigma y neutrón son conocidos, los términos exceso de neutrón CNC_{exceso} y exceso de sigma SIG_{exceso} pueden ser calculados fácilmente, utilizando las ecuaciones (2) y (4). Las fracciones en volumen de mineral y porosidad pueden ser estimadas por medio de los métodos determinísticos o de optimización, basado en los perfiles de espectroscopía de neutrones pulsantes. Se realizaron varios análisis combinando porosidad corregida por mineralogía, densidad de grano, sigma teórico y respuestas de neutrón de la mineralogía y se propone la siguiente relación entre SIG_{exceso} y CNC_{exceso} :

$$CN_{exceso} = coef * SIG_{exceso} \quad (5)$$

Tal coeficiente se calcula basado en el conocimiento local y los resultados de datos de coronas obtenidos del área, también puede estimarse utilizando un análisis multi-mineral. Dicho coeficiente específico varía dependiendo el yacimiento. La corrección entre SIG_{exceso} y CNC_{exceso} no se limita a modelos lineales, también pueden aplicarse correlaciones no-lineales a este algoritmo. Se aplica un método de inversión utilizando múltiples respuestas de registros, incluyendo datos de espectroscopia de neutrones pulsantes y registros convencionales, para obtener una respuesta de neutrones cuantitativamente “limpia”. La porosidad de la formación resultante se caracteriza por la presencia de registros de neutrones “limpios” después de eliminar el exceso de respuestas; por lo tanto, los valores de porosidad no se ven influenciados por la presencia de los elementos traza en la formación.

CASO DE ESTUDIO

El presente caso de estudio se aplicó sobre el pozo “A”, ubicado en el sector oeste del bloque de concesión Loma Campana (LC). Dicho bloque está comprendido en la Cuenca Neuquina, dentro la región morfoestructural denominada Engolfamiento Neuquino (Fig. 1.a). Las referencias geográficas más importantes son el río Neuquén y los lagos Mari Menuco y Los Barreales hacia el sur siendo, la localidad próxima más importante es la ciudad de Neuquén, que está distanciada 90 km hacia el SE. Otro dato de referencia importante es la localidad de Añelo que se encuentra en la zona centro-sur del bloque.

MARCO GEOLÓGICO

ESTRUCTURA

Loma Campana está ubicada en el sector central de la Cuenca Neuquina, sobre el flanco norte del anticlinal de Sauzal Bonito siendo la estructura, a escala yacimiento, un monoclinal

de suave buzamiento hacia el NNE, donde se reconocen cuatro sistemas de fallas. Estos cuatro sistemas comprenden, fallas inversas de dirección NE, fallas normales en *echelón* de dirección NO y buzamiento al NE, fallas de rumbo con dirección ENE y fallas de basamento de dirección general ONO, (Licitra *et al.* 2015).

Las principales fallas de Loma Campana están genéticamente relacionadas a estructuras extensionales asociadas a la etapa de rift de la Cuenca Neuquina (Triásico-Jurásico) que generó hemigrabens de rumbo NO-SE y que luego se reactivaron durante el Jurásico-Cretácico (Cristallini *et al.* 2009).

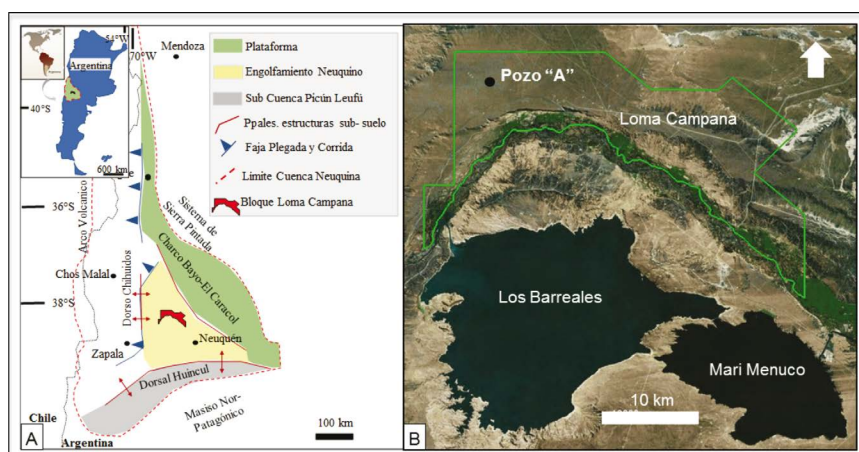


Figura 1. Mapa de Ubicación. A) Loma Campana dentro de la Cuenca Neuquina. B) Bloque de Loma Campana y ubicación del pozo "A"

ESTRATIGRAFÍA

El modelo estratigráfico propuesto para el sistema Vaca Muerta-Quintuco (Tithoniano-Berriasiano) es un modelo mixto carbonático-silicoclástico con orientación SE-NO (Mitchum & Uliana 1982). Dicho sistema, presenta facies finas de fangolitas que están caracterizadas por alto contenido de materia orgánica (COT) que se corresponden con depósitos de ambiente marino distal y de centro de cuenca de la Fm Vaca Muerta y otra facies carbonáticas de la Fm. Quintuco que representan depósitos de ambiente proximal de plataforma externa.

A escala yacimiento se definió un esquema estratigráfico equivalente a lo expuesto en la "Piedra Rosetta" de la Fm Vaca Muerta (Desjardins *et al.* 2016), que consta de dos ciclos agradacionales y hasta seis ciclos progradacionales. El primer ciclo inicia con una transgresión basal que suprayace a las areniscas eólicas de la Fm. Catriel e informalmente es denominado "La Cocina", y está compuesto por litofacies de fangolitas con alto contenido de COT (6-8%), espesores variables entre 30 y 40 metros y porosidades totales promedio de 12% (Vittore *et al.* 2016). El segundo ciclo agradacional, denominado "Orgánico", presenta litofacies de fangolitas con mayor contenido de

calcio, COT 4-6% y porosidades promedio de 10%.

Suprayacente a los ciclos agradacionales el sistema se vuelve marcadamente progradacional con mayor desarrollo hacia el NO. A lo largo del campo se han identificado hasta 6 ciclos progradacionales entre los topes de las formaciones Vaca Muerta y Catriel, conformadas por litofacies carbonáticas de tipo mudstones, wackestones con foraminíferos y radiolarios, packstones y menor participación litofacies finas de fangolitas en comparación con niveles agradacionales.

Dentro de un esquema conceptual (Vittore *et al.* 2016, Fig. 2), tanto los niveles agradacionales como las progradaciones localizadas en los foresets y bottomsets de las clinoformas (*sensu* Desjardins *et al.* 2016; Reijenstein *et al.* 2017) tienen valores de COT > 2% mientras que, hacia los topsets el contenido de COT tiene valores menores al 2%. Esta zona con contenido bajo de COT se denomina informalmente Vaca Muerta inorgánico y grada hacia las facies carbonáticas de la Fm. Quintuco.

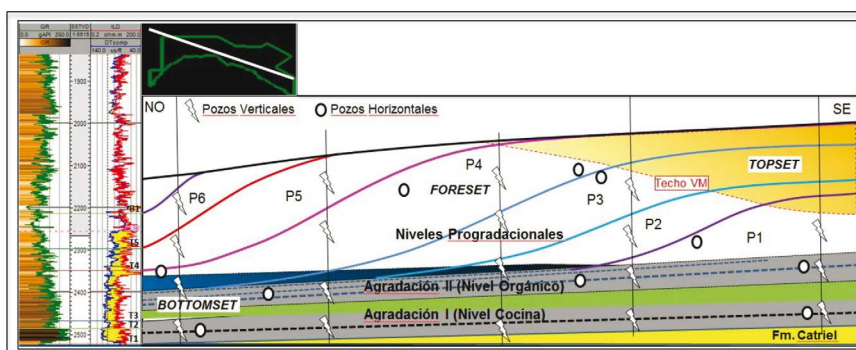
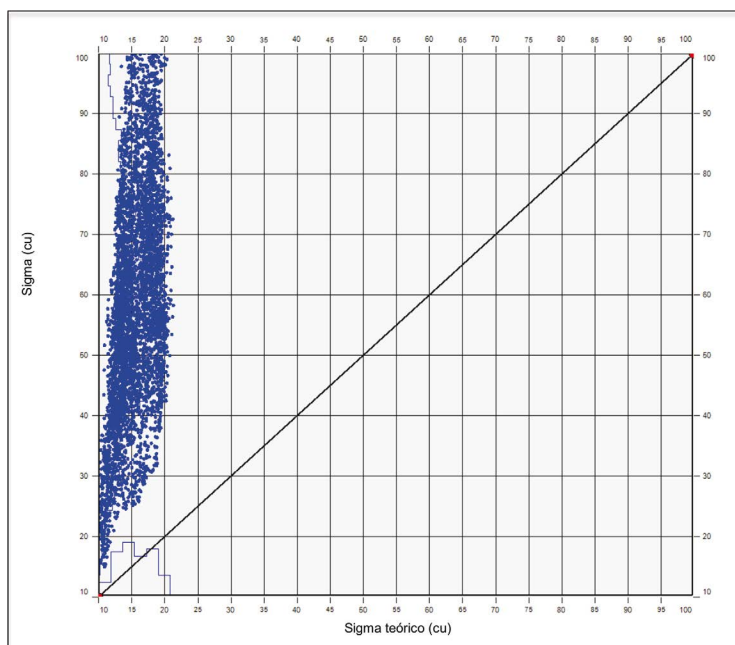


Figura 2. Esquema conceptual O-E con variación regional de los espesores de Fm. Vaca Muerta, niveles de navegación y nomenclatura

RESULTADOS

El pozo A, ubicado en el bloque Loma Campana, ha sido un muy buen ejemplo para demostrar esta metodología. Para un mejor análisis de dicho método, se comparan los datos antes y después de aplicar la corrección propuesta.

Figura 3. Crossplot mostrando sigma teórico versus sigma medido a partir del método de optimización (sin realizar corrección) para la Fm Vaca Muerta, en el pozo A.



La Figura 3 muestra la comparación de la respuesta de sigma teórico basado en el modelo mineral resuelto versus el sigma medido. De la figura se observa que hay una diferencia significativa entre los valores medidos y teóricos, que son debidos a la presencia de los elementos traza en la formación.

La Figura 4 presenta la comparación de las respuestas teóricas del neutrón compensado a partir del modelo mineral computado versus los valores medidos del mismo. Puede observarse una diferencia de 4-6 pu entre las respuestas del CNC medido y teórico.

La figura 5 muestra el *crossplot* representando la relación entre el exceso de neutrón y exceso de sigma, y el coeficiente de corrección entre estos dos términos. El coeficiente obtenido a partir de aplicar la ecuación 5, arrojó un valor de 0.11 (adimensional).

Las figuras 6 y 7 presentan los resultados de las curvas de neutrón, sigma y porosidad total, resultantes del método de optimización, antes y después de realizada

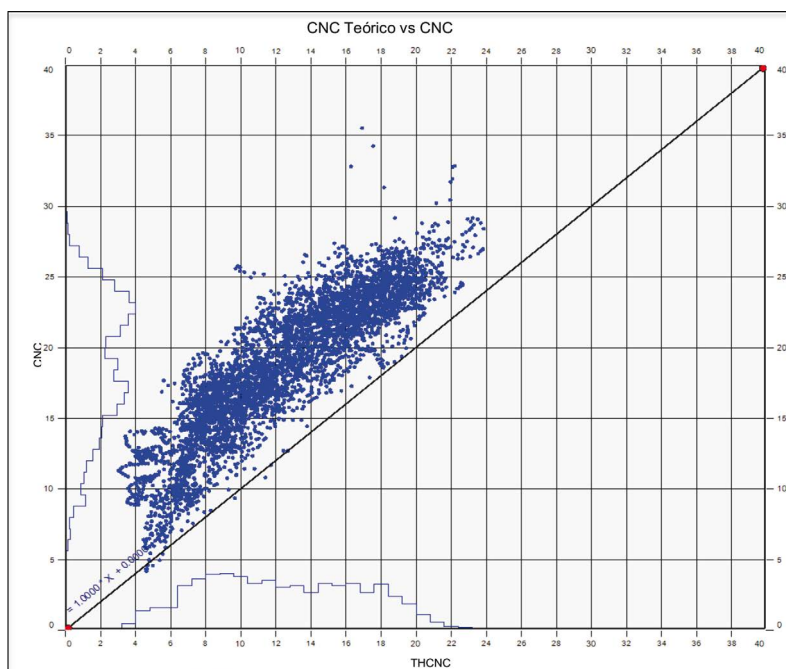


Figura 4. Respuesta del neutrón teórico (THCNC) vs neutrón registrado (CNC)

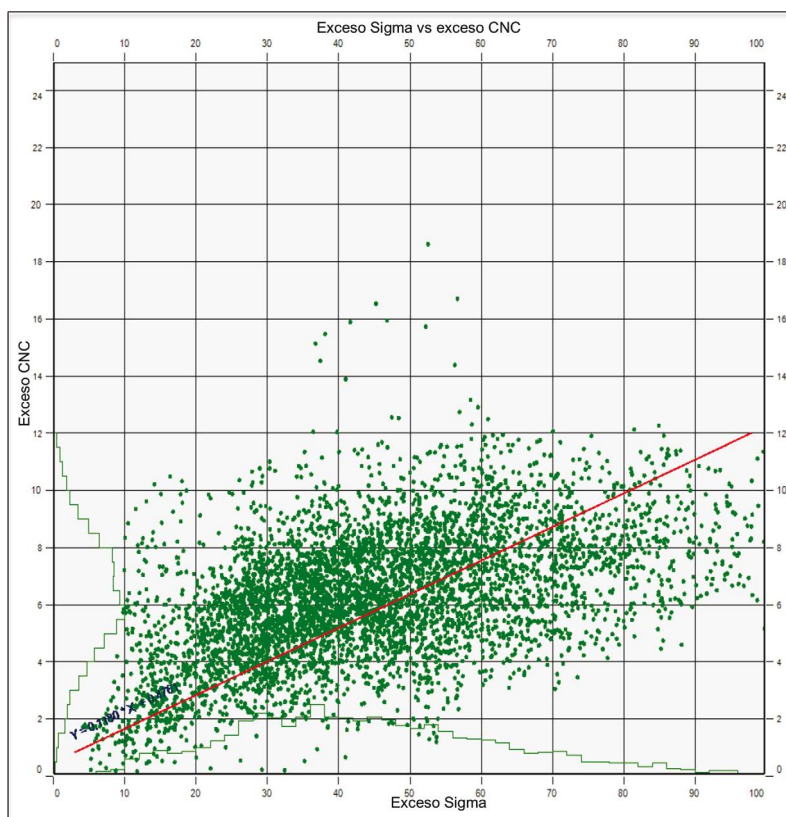


Figura 5. Crossplot Exceso Sigma vs Exceso Neutrón para la obtención del coeficiente de corrección, para el pozo A.

la corrección al neutrón La Fig. 6 muestra falta de correspondencia entre las mediciones de neutrón y sigma con sus correspondientes valores teóricos (pistas 3 y 4), debido a la presencia de elementos traza. Por otro lado, una tendencia similar se observa en la pista 5, los valores de porosidad total calculados presentan valores consistentemente superiores que aquellos presentados en los datos de porosidad de corona. Luego de aplicar la corrección por exceso de neutrón debido a elementos traza, los valores teóricos de las curvas neutrón y sigma se corresponden con los valores de los perfiles medidos, como se observa en la Figura 7.

Las Figuras 8 y 9 presentan los gráficos con los resultados de porosidad y densidad de matriz no corregidos y corregidos respectivamente, a partir del método probabilístico, comparados con los datos de las mismas propiedades obtenidos en muestras de corona. Se observó que la diferencia promedio entre los valores de porosidad calculada y aquellos de testigos corona han sido reducido de 2 pu a 0.36 pu, luego de aplicar la corrección propuesta. Los valores de porosidad corregidos fueron mejorados, concordando efectivamente con las mediciones de los testigos corona. Los resultados de este estudio demuestran que el modelo es una herramienta efectiva para mejorar la evaluación de formación en ambientes de perfilaje complejos, en reservorios no convencionales.

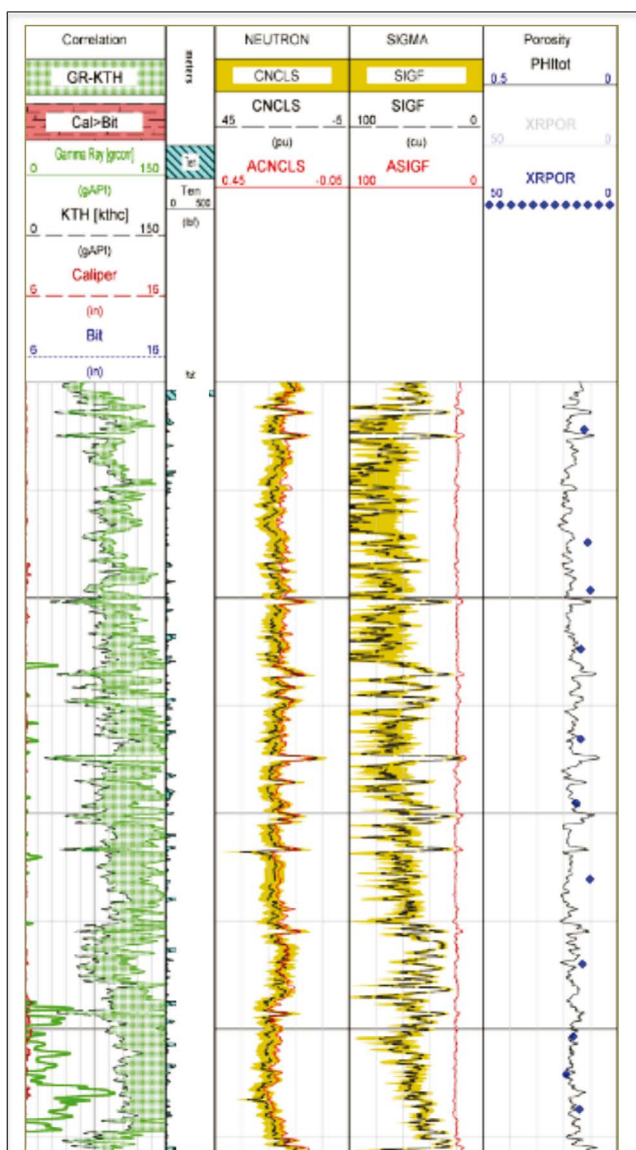


Figura 6. Lecturas de los perfiles de neutrón y sigma (curvas en negro) mostrando la discrepancia de valores con sus correspondientes valores teóricos (curvas en rojo) debido al efecto que tienen los elementos traza en las arcillas.

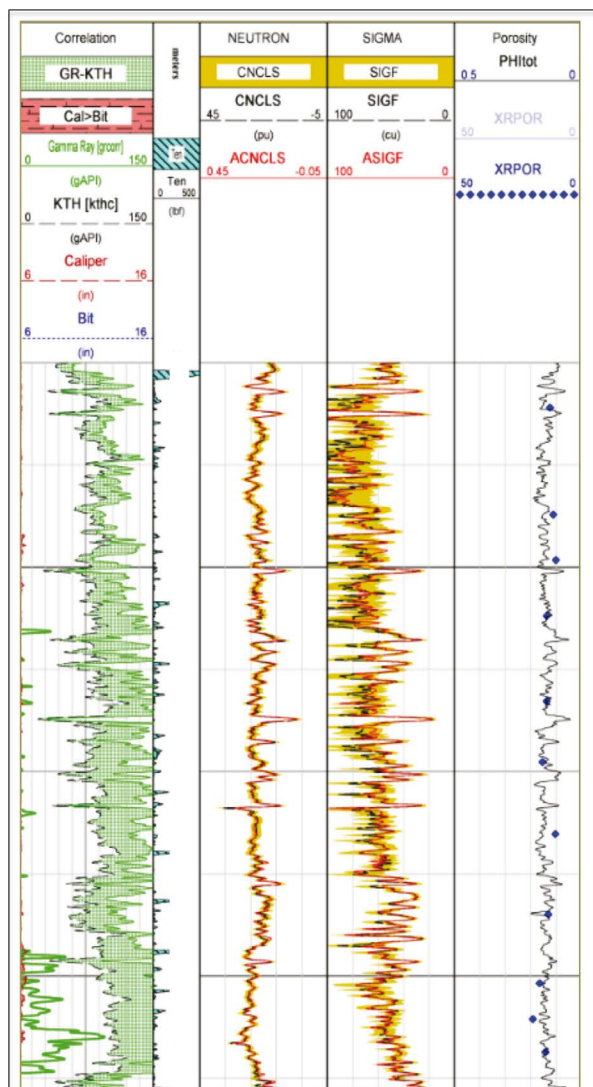


Figura 7. Lecturas de los perfiles de neutrón y sigma (en negro) mostrando la correspondencia de valores con sus valores teóricos (en rojo) debido a la corrección de exceso de neutrón por sigma debido a los elementos traza en las arcillas.

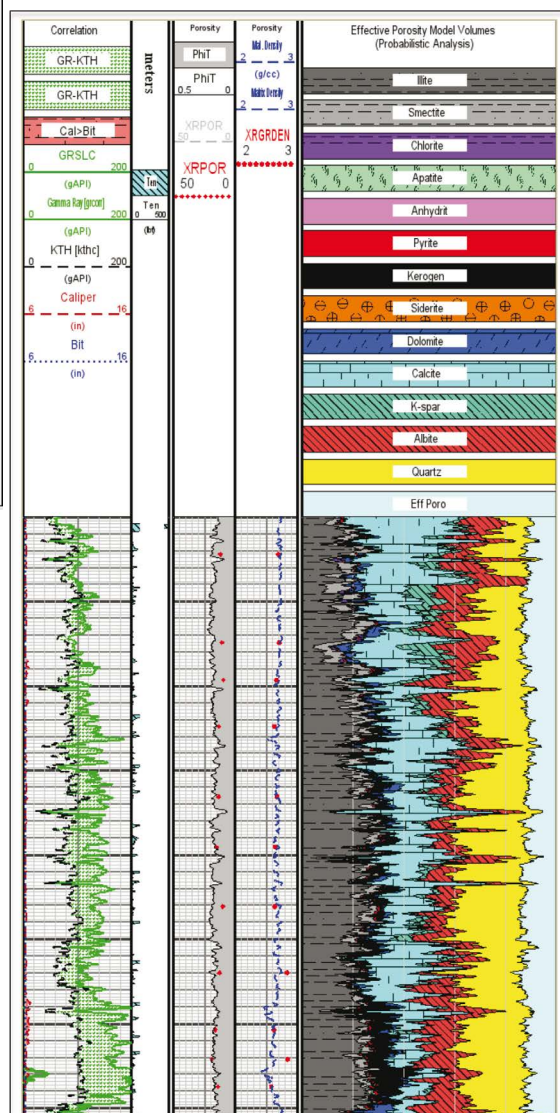


Figura 8. Gráfico presentando la comparación entre los resultados no corregidos de porosidad y densidad de matrix, y los de corona, para el pozo A.

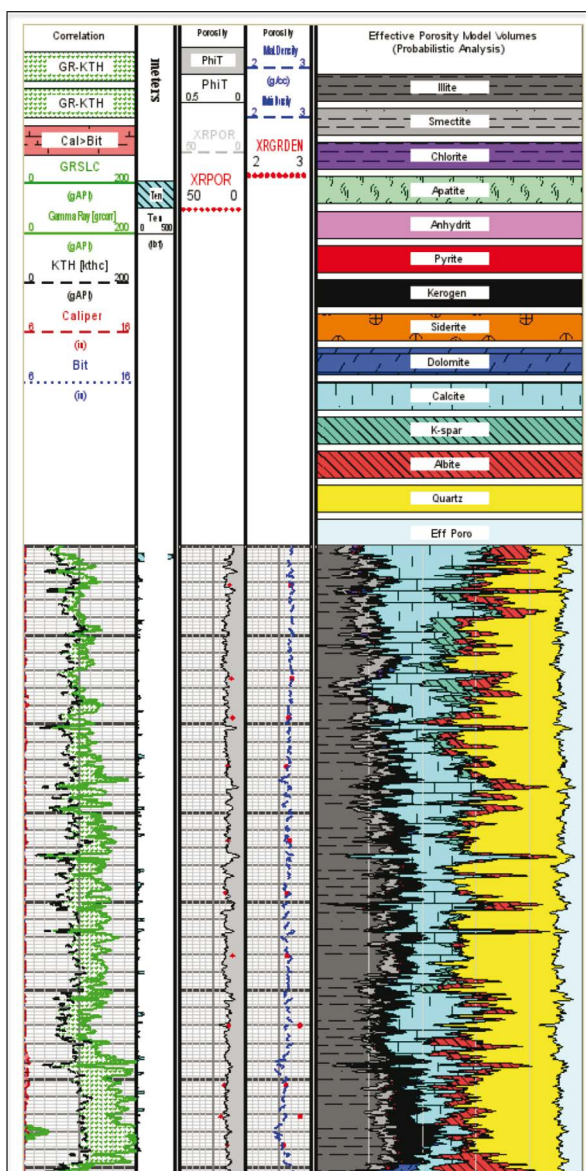


Figura 9. Gráfico presentando la comparación entre los resultados corregidos de porosidad y densidad de matrix, y los de corona, para el pozo A

CONCLUSIONES

Este trabajo ha propuesto un modelo novedoso para corregir la respuesta compensada del registro de neutrón compensado en presencia de elementos traza. En el modelo se implementa un método de inversión utilizando múltiples registros para obtener cuantitativamente una respuesta del perfil de neutrón “limpia” eliminando el exceso de neutrones termales aportados por los elementos traza que no están considerados en el modelo mineralógico. También se desarrolla un flujo de trabajo para aplicar el modelo de corrección a las aplicaciones integradas de evaluación de la formación.

El modelo propuesto fue validado y aplicado en el pozo “A” a lo largo de la Formación Vaca Muerta, en el bloque Loma Campana, en la Cuenca Neuquina, utilizando un módulo de interpretación estocástico multimineral, y los resultados fueron comparados con los datos de testigos corona. Sin aplicar el modelo de corrección, los resultados de procesamiento originales indicaron una porosidad de la formación mucho mayor en comparación con las mediciones de coronas, debido a la alta presencia de elementos traza en la formación. Luego de aplicar la corrección propuesta, los valores de porosidad ajustados fueron mejorados, emparejándose efectivamente con las medidas de porosidad de los testigos corona.

El modelo propuesto ofrece una corrección cuantitativa de neutrón compensado ante la presencia de elementos traza en la formación. Los resultados de este estudio demostraron que el modelo es una herramienta efectiva para mejorar la evaluación integrada de la formación en ambientes deposicionales con mineralogía compleja, especialmente en yacimientos no convencionales.

AGRADECIMIENTOS

Los autores desean agradecer la gestión de YPF S.A., que desinteresadamente nos permitieron utilizar los datos de este caso y Baker Hughes a GE Company, por el permiso para publicar este artículo.

REFERENCIAS CITADAS

- Cristallini, E. R., Tomezzoli, G., Pando, C., Gazzera, J., Martínez, J., Quiroga, J., Bühler, M., Bechis, F., Barredo, S. y Zambrano, O. 2009. “Controles Precuyanos en la estructura de la Cuenca Neuquina”, Revista de la Asociación Geológica Argentina 65: 48-64.
- Desjardins, P., Fantín, M., González Tomassini, F., Reijenstein, H., Sattler, F., Domínguez, R., Kietzmann, D., Leanza, H.A., Bande, A., Benoit, S., Borgnia, M., Vittore, F., Gil, G., Simo T. y Minisini, D. 2016. “Capítulo 2: Estratigrafía Sísmica Regional. En: González, *et al.* 2016, Transsecta Regional de la Formación Vaca Muerta”. Publicación especial del IAPG, p. 5-22. Buenos Aires.
- Edmundson, H.T. and Raymer, L.L., 1979. “Radioactive logging parameters for common minerals”. The Log Analyst, 20(05).
- Ellis, D.V. 1987. “Nuclear Logging Techniques”. In Petroleum Engineering Handbook, ed. Howard B. Bradley, Chap. 50, Richardson, Texas: Society of Petroleum Engineers.
- Galford, J.E., Flaum, C., Gilchrist Jr, W.A., Soran, P.D. and Gardner, J.S., 1988. “Improved environmental corrections for compensated neutron logs”. SPE formation evaluation, 3(02), pp.371-376.
- Gilchrist, A.W. and Koudelka, J.C. 1994. “Evolution of the Western Atlas Compensated Neutron Service”.

- Herron, M.M. and Matteson, A., 1993. "Elemental composition and nuclear parameters of some common sedimentary minerals. The International journal of radiation applications and instrumentation". Part E. Nuclear geophysics, 7(3), pp.383-406.
- Licitra, D.T., Lovrinovich E., Vittore F., Quiroga J., Oviedo P., Montoya V., Shannon C., Monti L., 2015. "Sweet Spots in Vaca Muerta: Integration of Subsurface and Production Data in Loma Campana Shale Development, Argentina". URTeC: 2153944. Unconventional Resources Technology Conference, 20-22 July, San Antonio, Texas, USA.
- Mitchum, R. M. y Uliana, M.A. 1982. "Estratigrafía sísmica de las Formaciones Loma Montosa, Quintuco y Vaca Muerta, Jurásico Superior y Cretácico Inferior de la Cuenca Neuquina, Argentina", 1º Congreso Nacional de Hidrocarburos, Petróleo y Gas, Actas p. 439-484, Buenos Aires, Argentina.
- Pemper, R., Sommer, A., Guo, P., Jacobi, D., Longo, J., Bliven, S., Rodríguez, E., Méndez, F., Han, X., 2006: "A New Pulsed Neutron Sonde for Derivation of Formation Lithology and Mineralogy", Paper SPE 102770, Trans., SPE 81st Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas.
- Pemper, R., Page, G., and Prati, E., 1996: "A New Generation Natural Gamma Ray Spectroscopy Logging System," Paper E027, Trans., 17th European Formation Evaluation Symposium, Amsterdam.
- Reijenstein. H. M., Domínguez R.F., Bande A., Vallejo M.D., Notta R., Guerberooff D., Lanusse Noguera, I., Köhler, G., Borgnia. M., Benoit, S., Leanza, H. A., Gómez Rivarola, L. Weger R., González Tomassini, F., Kietzmann, D., Rodríguez Schelotto M. L., Desjardins, P., Marchal, D., Martínez A., Vittore F., Fantín M., Depine, G., Sattler, F., Rosemblat, A., 2017b. "Transecta Sísmica Regional del Sistema Vaca Muerta – Quintuco: Interpretación de facies sísmicas basada en impedancia acústica y litofacies dominantes", XX Congreso Geológico Argentino, San Miguel de Tucumán
- Reijenstein. H. M., Iván Lanusse Noguera, I., Oviedo, P. Licitra, D., Sotelo, D., Vittore, F., Quiroga, J. Gonzalez Tomassini, F., 2017a. "¿Deslizamientos en Vaca Muerta? Observaciones e integración de datos sísmicos, pozos y coronas en el Yacimiento Loma Campana, Cuenca Neuquina, Argentina", XX Congreso Geológico Argentino, San Miguel de Tucumán.
- Rinard, P., 1991. "Neutron interactions with matter. Passive Nondestructive Assay of Nuclear Materials", pp.357-377.
- Vittore, F., Quiroga J., Foster, M. y Sagasti, G. 2016. "Capítulo 8: Loma Campana. En: Gonzalez *et al.* Transecta Regional de la Formación Vaca Muerta". Publicación especial del IAPG, p. 83-93. Buenos Aires.
- Wiley, R. and Pachett, J.G. 1990. "CNL (Compensated Neutron Log) Neutron Porosity Modeling, A Step Forward". The Log Analyst 31 (3): 133.
- Zhang, H., Méndez, F., Frost, E., McGlynn, I., Alarcon, N., Mezzatesta, A., Quinn, T., and Manning, M. 2016. "Convergent Integrated Petrophysical Analysis of TOC, Mineral Concentrations, and Porosity in Hydrocarbon-Bearing Unconventional Reservoirs", SPWLA 57th Annual Logging Symposium, June 25-29.