

AVANCES EN LA EVALUACIÓN DE RESERVORIOS MULTICAPAS UTILIZANDO HERRAMIENTAS DE ESPECTROSCOPIA A POZO ENTUBADO. FLANCO SUR DE LA CUENCA DEL GOLFO SAN JORGE

Daniel Maza¹, Fabián P. Oggier¹, Carlos Do Nascimento¹, Pablo J. Saldungaray², Rafael Zambrano²,
Laurent Mosse², Pablo B. Anci Araniti³, Pablo Barrionuevo³

1: YPF S.A., daniel.maza@ypf.com, fabian.oggier@ypf.com, carlos.donascimento@ypf.com

2: Schlumberger, psaldungaray1@slb.com, jzambrano7@slb.com, lmosse@slb.com

3: SLB, paraniti@slb.com, pbarrionuevo@slb.com

Palabras clave: reservorios multicapas, espectroscopía a pozo entubado, CGSJ

ABSTRACT

In contingency situations when logging in open hole is not possible or too risky, cased hole logs are often considered as an alternative to evaluate the reservoirs in the San Jorge Gulf basin (CGSJ). Cased logs together with mud logs allow appraising the multi-layered reservoirs in the Bajo Barreal and Castillo units.

The formation water low salinity makes difficult discriminating oil from water just using resistivity. The situation does not change if cased hole logs are used to emulate resistivity from the thermal cross capture section (Sigma), known in the basin as Pseudo logs, which can be utilized for inter-well correlations, but often are inconclusive for assessing hydrocarbon potential. In this contribution we propose an alternative evaluation methodology using advanced Pulsed Neutron logs (PNL) featuring high resolution gamma ray spectroscopy, which measure the Carbon concentration in the formation for a reliable estimation of the Total Organic Carbon (TOC), directly associated to the hydrocarbon. The development of modern PNL tools equipped with high resolution detectors allows measuring the elemental concentrations from the capture and inelastic gamma ray spectroscopy, and from this information evaluate lithology and TOC at acceptable logging speeds considering the zone of interest long intervals, typically between 1000 and 1500 meters long. The proposed methodology was tested with two new-generation PNL tools. The first device was originally intended for openhole logging and is equipped with a single large detector for high-quality spectroscopy analysis. The second device is a multiple-detector slim PNL tool, which besides the TOC and other spectroscopy outputs also provides sigma, neutron porosity and measures a new property, the fast neutron cross section (FNXS), useful to detect and quantify gas.

The case studies presented correspond to examples in new wells logged as contingency and old wells logged during workovers. The candidate intervals were previously identified using correlations from the static geological model and complemented with the mud logging information. In all cases we achieved good correlation between the zones with TOC, the static model, and well test results.

This experience illustrates the adaptation and application of new technologies to the development of mature fields where conventional openhole resistivity-based analysis is ambiguous. Future tasks include adjusting the technique for quantitative analysis and its use in deeper, more challenging unconventional reservoirs in the basin.

INTRODUCCIÓN

La Cuenca del Golfo San Jorge (CGSJ) es una cuenca madura situada en el sur de Argentina, en la parte central de la Patagonia (Fig. 1), contribuyendo aproximadamente el 50% de la producción nacional de petróleo y manteniendo 2/3 de sus reservas (Palacios, 2017). La CGSJ fue descubierta en 1907, siendo la primera cuenca petrolífera desarrollada en el país. Se extiende sobre un área aproximada de 200.000 km² en tierra y costa afuera, de los cuales 70.000 km² se considera incluye potenciales yacimientos productivos. Las unidades productivas por excelencia pertenecen al Gr. Chubut (Hechem, J., y Strelkov, E. 2002).

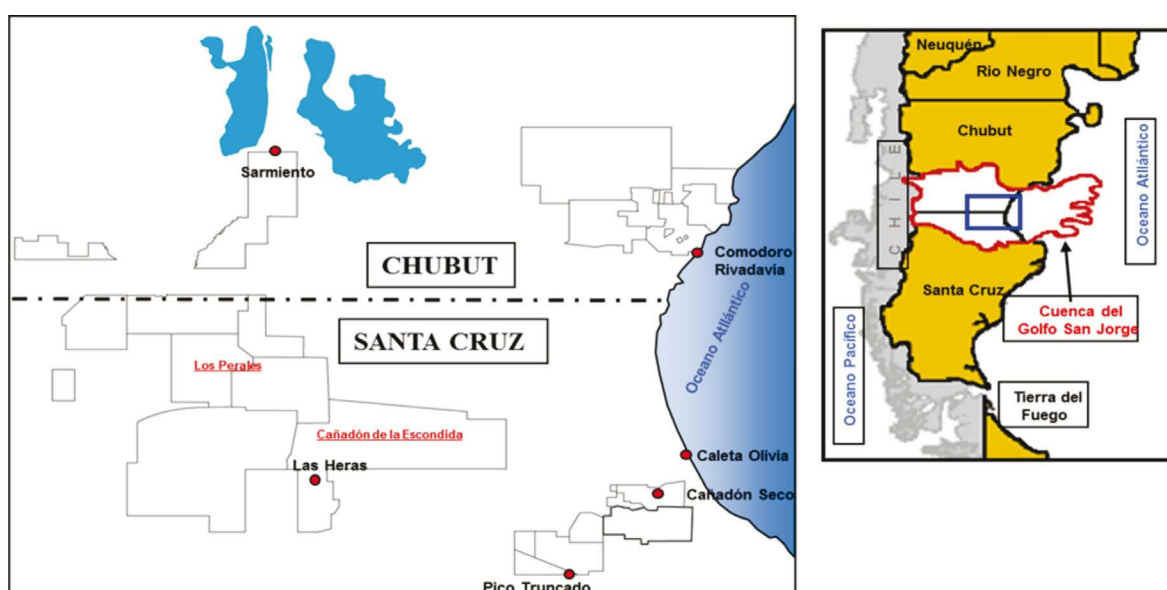


Figura 1. Mapa de la Cuenca del Golfo San Jorge. Ubicación de los yacimientos evaluados.

Este trabajo se focaliza en campos y reservorios del flanco Sur (Cañadón de la Escondida y Los Perales, este yacimiento se ubica en el flanco Oeste de la Cuenca) ubicados al Norte de la provincia de Santa Cruz. La Fig. 2 muestra la columna estratigráfica y un detalle de la respuesta eléctrica a los perfiles de las formaciones en el área de estudio.

DESAFÍOS DE EVALUACIÓN EN LA CGSJ

La combinación de litología compleja, baja salinidad del agua de formación y bajo contraste de resistividad en los reservorios, genera importantes desafíos para la evaluación petrofísica con registros convencionales tipo “triple-combo” (resistividad-densidad-porosidad neutrón). El perfil de rayos gamma (GR) es un pobre indicador de arcillosidad, usualmente el perfil de potencial espontáneo (SP) podría ser una mejor opción, si el contraste de salinidad entre el agua de formación

y el filtrado del lodo es alto. El cómputo de saturación de agua basado en resistividad presenta alta incertidumbre debido a la baja y variable salinidad del agua de formación, intrincados sistemas porales que afectan los parámetros eléctricos de la roca, sedimentos finos con un alto contenido de agua irreducible y tobos o arenas tobáceas de resistividad relativamente alta, no asociada a hidrocarburos.

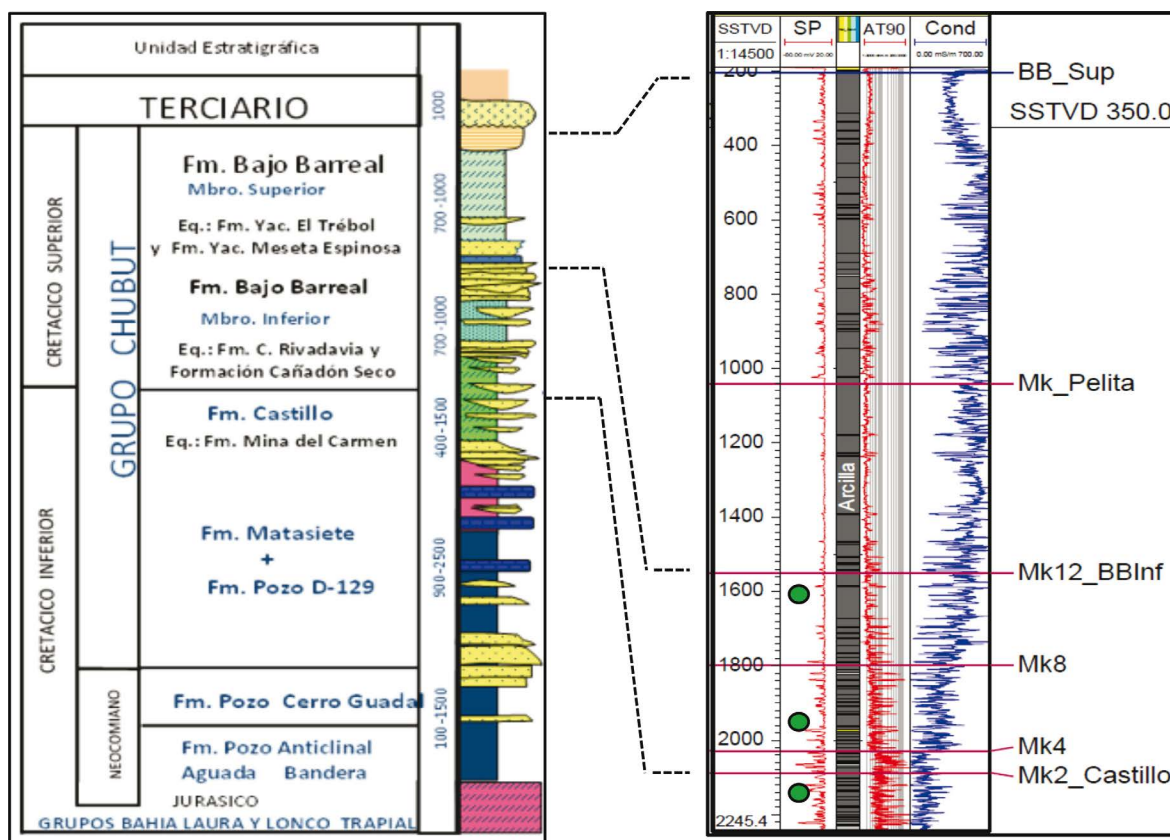


Figura 2. Estratigrafía del Flanco Sur de la CGSJ.

Métodos de evaluación de saturación independientes de la resistividad ya han sido probados en la cuenca utilizando Resonancia Magnética Nuclear (RMN) (Mengual 2006, Droeven 2009), Dispersión Dieléctrica (Decoster, 2010; Cano Frers, 2011) y Espectroscopía Inelástica (TOC) integrada con RMN y perfil Dieléctrico (Paschier, 2015). Sin embargo, éstos tienen una efectividad limitada en hueco abierto debido a la profunda invasión del filtrado de lodo, frecuente en los pozos de la CGSJ (Decoster, 2010; Paschier, 2015) y considerando la escasa profundidad de investigación de estos perfiles, en el orden de 1 a 4 pulgadas para RMN y Dieléctrico, y ligeramente más profunda para la espectroscopía inelástica: 5 a 6 pulgadas. La RMN también tiene limitaciones en los petróleos pesados y viscosos encontrados en algunos campos, ya que la señal del petróleo se mueve a tiempos T2 más cortos, solapándose con la señal del agua ligada (Breda y Minetto, 1999).

Registrar en pozo entubado (CH) presenta nuevos desafíos, como ser remover el efecto de la tubería y el cemento de los perfiles, pero al mismo tiempo permite que el filtrado del lodo se disipe si se espera el suficiente tiempo entre bajar y cementar el casing y las operaciones de registro a hueco entubado. Esto permite que los fluidos reales de la formación se acerquen a la pared del pozo, y entonces los dispositivos independientes de la resistividad van a sondear una saturación más representativa de la zona virgen a pesar de su escasa profundidad de investigación. En pozos con cañería de acero, el único método práctico en la CGSJ es basado en herramientas de neutrón pulsado (PNL). La tecnología de registros PNL es comúnmente utilizada para evaluar saturación a través de tubería por la habilidad de los neutrones y los rayos gamma para sondear la formación a través del *casing* y el cemento. Basados en las interacciones de los neutrones con los minerales y los fluidos contenidos en el espacio poral, las mediciones de neutrón pulsado son sensibles a diferentes propiedades de la formación, como ser la sección de captura de neutrones termales (Sigma), el índice de Hidrógeno (HI) y, más recientemente, a la sección eficaz elástica para los neutrones de alta energía, conocida en inglés como *fast-neutron cross section* o simplemente FNXS (Zhou, 2016).

Sigma es muy sensible a los elementos con alta sección de captura de neutrones termales, el cloro en particular, que usualmente está presente en el agua de formación como sales disueltas, y permite estimar un volumen de agua y computar saturación si la salinidad del agua es conocida, constante y lo suficientemente alta. Desafortunadamente este no es el caso en la CGSJ, donde la salinidad es variable y raramente excede 20 g/l de NaCl. Con porosidad típicamente en el rango de 15 a 20 pu, el contraste entre las arenas completamente saturadas con petróleo o con agua es apenas 1 ó 1.5 unidades de captura (cu). Una complicación adicional para el uso de Sigma es el efecto de ciertos elementos de escasa abundancia en los minerales (“elementos traza”) pero con alta sección de captura, como ser el Boro o el Gadolinio, presentes en la compleja litología de la CGSJ, que afectan el sigma-matriz de la roca impactado el cómputo de saturación. El registro de Sigma es usualmente utilizado para computar una “pseudo-resistividad” (Pseudo-Rt) obtenida de correlaciones empíricas desarrolladas localmente, pudiendo utilizarse en correlaciones entre pozos, sin ser conclusiva para evaluar el potencial de hidrocarburo.

El gas tiene un índice de hidrógeno mucho menor que el agua o el petróleo; entonces, una medición de HI comparada con una porosidad total provista en forma independiente permite identificar y cuantificar la presencia de gas. Herramientas PNL equipadas con dos o más detectores pueden computar una porosidad neutrón termal (TPHI) que se aproxima al HI en zonas limpias o luego de aplicar las correcciones necesarias por litología y otros efectos (sección de captura, densidad). Herramientas con un solo detector pueden realizar mediciones de Sigma y Espectroscopía, pero necesitan ser combinadas con otros dispositivos para la estimación de porosidad, usualmente el perfil de neutrón compensado (CNL) y arreglos sónicos en pozos entubados.

La nueva medición FNXS provee un buen contraste entre porosidad llena de gas y

porosidad llena de líquido o zonas compactas. Esta propiedad ofrece nueva información que es independiente del HI, y brinda una funcionalidad equivalente a un registro de densidad para diferenciar rocas densas de zonas porosas saturadas con gas, aunque no es una densidad a pozo entubado. En combinación con Sigma y el TPHI, FNXS puede ser utilizada para computar complejas saturaciones multi-fase aún en ausencia de una porosidad suministrada externamente. Adicionalmente, en la CGSJ y otras cuencas siliciclásticas en la Argentina hemos observado que FNXS puede ser utilizado junto a TPHI como un indicador arena-arcilla.

La espectroscopía de rayos gamma inducidos por neutrones provee información acerca de las concentraciones elementales en los minerales y fluidos de la formación. Las interacciones de la materia con neutrones de alta energía generan rayos gamma inelásticos. El espectro resultante se puede utilizar para determinar la relación carbono-oxígeno (C/O), que puede ser convertida en un volumen y saturación de petróleo en forma completamente independiente de la salinidad del agua de formación si la litología y porosidad son conocidas (Roscoe *et al.*, 1991). La espectroscopía de los rayos gamma generados subsecuentemente en reacciones de captura permite la detección de muchos elementos importantes presentes en la formación. Combinando los espectros inelásticos y de captura se puede computar las concentraciones elementales en la formación, usualmente expresadas como porcentaje en peso seco, para generar una litología cuantitativa (fracciones minerales), estimar propiedades de la matriz como ser la densidad de grano y computar el carbono orgánico total (TOC) (Radtke *et al.* 2012), un método alternativo a la relación carbono/oxígeno para evaluar la saturación de petróleo (Craddock *et al.* 2013).

Para realizar el análisis litológico cuantitativo es posible utilizar tres diferentes métodos:

1. Computar mineralogía directamente de las concentraciones elementales, usando un programa para resolver ecuaciones simultáneas (Mayer y Sibbit, 1980) considerando la composición estequiométrica de los minerales o asumiendo end-points para los mismos. Con este método hay ciertas limitaciones para manejar minerales “exóticos”, con composición menos definida o variable, como el caso de los minerales/rocas ígneas.
2. Utilizar una base de datos global de mediciones en coronas con geoquímica elemental (XRF, Fluorescencia de Rayos X) y mineralogía (XRD, Difracción de Rayos X, o Dual-Range FT-IR, Fourier Transform Infrared) para computar las fracciones minerales y propiedades de matriz a partir de las concentraciones elementales usando regresiones (Herron & Herron, 1996) o empleando funciones de mapeo construidas con funciones-base radiales Gaussianas (radial basis functions, RBF's) (Freedman, 2014). En el caso de la CGSJ, las bases de datos globales, basadas en rocas sedimentarias comunes, pueden no ser precisas debido a los componentes volcánicos/ígneos presentes en las formaciones locales.
3. Crear modelos locales basados en regresiones lineales empíricas usando una base de datos local de geoquímica elemental y mineralogía. La diferencia con el método anterior es que éste modelo está calibrado localmente, considerando los minerales más abundantes y relevantes.

Al presente se está trabajando utilizando los dos primeros métodos, sin embargo, se ha considerado un proyecto de colaboración para desarrollar los modelos locales optimizados discutidos en el tercer punto.

METODOLOGÍA PROPUESTA PARA EVALUACIÓN EN POZO ENTUBADO

La necesidad de perfiles en pozos entubados en la CGSJ puede surgir por diferentes situaciones:

- **Registros de contingencia en pozos nuevos:** muy a menudo no es posible tomar registros a hueco abierto en pozos nuevos debido a problemas de control o estabilidad del pozo. Las secciones arcillosas se pueden hinchar y no es posible o es muy riesgoso intentar perfilar en pozo abierto, y muy oneroso y/o costoso en tiempo acondicionar el pozo para realizar operaciones de perfilaje asistido con tubería de perforación (TLC). Otra opción es registrar pasando herramientas delgadas a través de la tubería de perforación para cruzar las restricciones (Aivalis, 2011), pero la información está limitada a triple o quad combo logs (resistividad, densidad, neutrón, sónico) y sin registro de SP, siendo éste casi “fundamental” para la cuenca. Otro problema es que el intervalo por encima del final de la tubería de perforación queda sin registrar.
- **Casing Drilling:** por cuestiones de eficiencia y seguridad las operaciones Casing Drilling se están haciendo más comunes en la CGSJ. En este caso el pozo es perforado conectando la broca al final de la cañería de revestimiento, que se cementa una vez alcanzada la profundidad total planeada. La formación nunca queda expuesta en hueco abierto, y la única forma de tomar información es con registros a pozo entubado.
- **Reevaluar pozos viejos:** en algunos casos puede ser deseable reevaluar pozos durante una operación de reparación (workover) para descubrir zonas pasadas por alto y soportar la selección de nuevos intervalos a punzar. Frecuentemente, las zonas someras en la CGSJ tienen un set básico de perfiles, o ningún dato.

La estrategia de evaluación propuesta en esta contribución consiste en combinar registros PNL con otras mediciones a través de tubería y perfiles previamente adquiridos en hueco abierto o hueco entubado para identificar las zonas con potencial productor de hidrocarburos.

En un paso adicional, la información de los registros PNL y otros datos se pueden combinar para realizar un análisis volumétrico cuantitativo y evaluación de la saturación (Rose, 2017).

La información de los perfiles se tiene que complementar con datos del control geológico y correlaciones del modelo geológico estático para seleccionar los intervalos a punzar.

El potencial de petróleo se evalúa con mediciones de TOC, porque en reservorios convencionales el TOC se puede asociar al volumen de petróleo y ser usado para computar una

saturación de petróleo independiente de la salinidad (Craddock, 2013), en forma equivalente a los perfiles C/O. Esto no es algo nuevo, pero hasta hace pocos años atrás no era práctico realizar este tipo de registros por el excesivo tiempo requerido para tomar esta información. Con la generación previa de herramientas C/O delgadas (Roscoe 1991, Morris 1999) se recomendaba al menos 3 pasadas a 100 pies/hr para obtener C/O ratios lo suficientemente precisos. En la CGSJ la zona de interés puede cubrir típicamente entre 1000 y 1500 metros, por lo que el tiempo para perfilar las 3 pasadas podía sumar hasta 150 horas (más de 6 días) en el peor de los casos. Con las herramientas de nueva generación, es posible obtener TOC en hueco entubado con precisión aceptable (normalmente menos de 1 wt%) con una pasada a 500 pies/hr para el instrumento PNL de espectroscopía de gran diámetro (OD = 4.5”) descrito en las referencias (Radtke, 2012), o dos pasadas a 400 - 500 pies/hr para el instrumento PNL de espectroscopía delgado (OD = 1 11/16”) (Rose, 2015), reduciendo el tiempo de registro a menos de 24 horas para los intervalos más extensos.

El potencial de gas puede ser identificado combinando mediciones de un solo dispositivo o de varias herramientas. El instrumento PNL delgado mide múltiples propiedades independientes de la formación: Sigma, TPHI, FNXS, TOC, Concentraciones Elementales. Con esta herramienta sola es posible obtener indicaciones de gas del crossplot TPHI-FNXS (ver Fig. 25, Rose 2015). Agregando más información, como la velocidad sónica compresional y teniendo un buen control de la litología a partir de la espectroscopía elemental, es posible efectuar un análisis volumétrico cuantitativo más robusto. La herramienta PNL de gran diámetro tiene un solo detector, proveyendo información de espectroscopía elemental de muy alta calidad, TOC y Sigma, pero no porosidad, y por lo tanto debe ser combinada con otras herramientas, típicamente una porosidad neutrón compensada (CNL TNPH o NPHI), y un arreglo sónico de onda completa para identificación de gas usando métodos convencionales de detección de gas, como ser NPHI vs. DTCO crossplot y overlay, o VpVs vs. DTCO plots (Brie, 1995).

PROCESAMIENTO DE LOS DATOS Y CONSISTENCIA DE RESULTADOS

El procesamiento de las herramientas PNL puede ser dividido en dos partes: procesamiento del decaimiento temporal de los rayos gamma inducidos por neutrones para obtener Sigma en la herramienta grande, y Sigma, TPHI y FNXS en la herramienta delgada; y el procesamiento del espectro de energía de los rayos gamma, para obtener las concentraciones elementales, computar mineralogía y TOC para ambas herramientas. Sigma y TPHI requieren muy poca intervención del analista, especialmente para herramienta delgada que usa un algoritmo de “auto-compensación” (Rose, 2015) y solo requiere ingresar el tamaño del pozo (*bit size* o caliper a hueco abierto si está disponible) como *input* externo. El *workflow* de corrección de FNXS es un poco más elaborado. El algoritmo computa primero una ganancia y offset iniciales (offset0 en la ecc.1) para cuentas

inelásticas normalizadas en el detector de mayor espaciamento (deep detector), una curva llamada GRAT (por gas ratio), basado en el tamaño del hueco, tamaño y peso del *casing*, material en el espacio anular (cemento) y densidad del fluido en la tubería (agua). El analista ajusta interactivamente un offset adicional (*offset1*) para compensar por otros efectos si las condiciones en el pozo se desvían de las condiciones de laboratorio para las cuales el *offset* inicial fue caracterizado, por ejemplo, si el fluido en el pozo tiene una densidad distinta al agua o si la densidad del material en el anular es diferente del cemento en el laboratorio (cemento más liviano o más pesado, o nada de cemento). En la CGSJ usamos las gruesas zonas lutíticas entre las arenas como referencia para calibrar este offset. Mas detalles acerca de este procedimiento se suministran en Zhou, 2016.

$$FNXS = \frac{1}{a_1 \cdot [\text{gain} \cdot \log(\text{GRAT}) + \text{offset0} + \text{offset1}] + a_2} + a_3 \quad (1)$$

El procesamiento espectral es idéntico para ambas herramientas. En un primer paso las contribuciones elementales relativas son extraídas de los espectros inelástico y de captura. A continuación, estas contribuciones relativas son convertidas en concentraciones elementales en un proceso denominado “cierre de óxidos” (*oxide closure*, Grau, 1989). En pozos entubados, esto requiere una corrección previa para remover las contribuciones del casing y el cemento. Varias técnicas pueden ser utilizadas, pero, generalmente, los offsets son determinados por el analista y aplicados a las contribuciones relativas normalizadas de Fe y Ca. Típicamente un offset importante es aplicado al Fe para eliminar el efecto del casing, y offsets más pequeños son aplicados al Ca de captura e inelástico para compensar la contribución del cemento. Otros *offsets* menores pueden ser necesarios para otros elementos (Si, S) dependiendo en la composición del cemento y otros factores ambientales. El resto del procesamiento en este flujo de trabajo para obtener las concentraciones elementales finales se describe en detalle por Radtke *et al.* (2012).

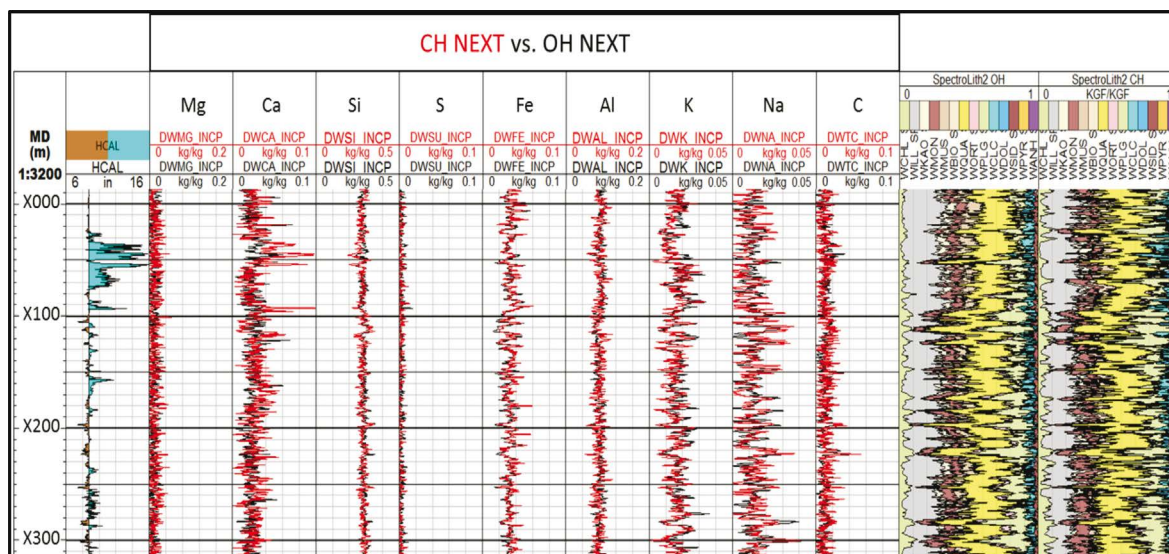


Figura 3. Comparación de espectroscopía OH y CH para la herramienta PNL de gran diámetro.

La Fig. 3 muestra una comparación de los resultados de espectroscopía en hueco abierto (OH) y entubado (CH) para los principales elementos relacionados a minerales para el mismo pozo perfilado con la herramienta PNL de gran diámetro, primero en OH y unos días más tarde en CH. Después de aplicar las correcciones por casing y cemento, las concentraciones elementales tienen un muy buen ajuste, con algunas excepciones como ser el Ca más alto en entubado en el intervalo X030-X060 m, que está relacionado a una sección derrumbada llena con cemento, claramente identificada con el caliper en el primer *track*.

La Fig. 4 compara datos de las herramientas PNL fina y de gran diámetro, ambas registradas en hueco entubado en el mismo pozo. La herramienta grande fue perfilada en el 2016 y la delgada en el 2017, casi un año más tarde, a fines de comparar y validar el flujo de procesamiento y resultados. La herramienta delgada está equipada con detectores más pequeños, y notamos que ciertos elementos, más difíciles de medir en el espectro de captura, como ser el Al y el Na, son ruidosos (estadísticamente imprecisos). La solución adoptada es redistribuir estos elementos en la descomposición espectral inicial, y emularlos con una regresión multi-lineal usando los otros elementos y la curva Sigma. Las regresiones fueron desarrolladas usando datos de hueco abierto y entubado, obtenidos con la herramienta PNL de gran diámetro. La regresión es muy robusta para el Al, principalmente porque hay una fuerte correlación entre aluminio, minerales de arcilla y Sigma. La correlación es menos robusta para el Na, aunque se logra captar las tendencias generales.

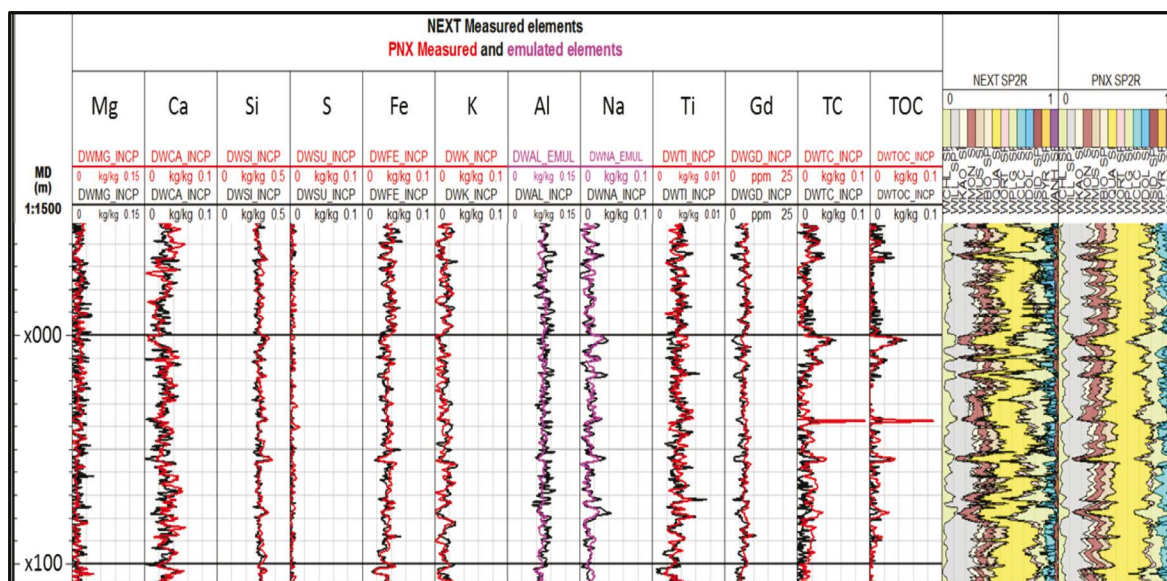


Figura 4. Comparación de herramientas PNL grande y delgada, registradas en 2016 y 2017, ambas en CH

Para cada nuevo campo donde estas técnicas de análisis fueron aplicadas, la consistencia de los datos fue evaluada comparando concentraciones elementales de diferentes pozos usando las herramientas de gran diámetro y delgadas en pozo abierto y entubado cuando la data estaba disponible. También se efectuaron comparaciones entre la mineralogía de corona (DRX) contra los

modelos globales existentes, notándose una buena correspondencia general entre las proporciones de cuarzo (30-40%), feldespatos (45-60%), arcillas (3-15%) y cementos carbonáticos (< 5%), aunque los datos son escasos y dispersos, solo muestras en las arenas, no más de uno o dos puntos por capa.

En las secciones siguientes vamos a revisar algunos casos de estudio aplicando la metodología de procesamiento y estrategias de evaluación propuestas en pozos nuevos y viejos.

CASO DE ESTUDIO 1

Este primer caso corresponde a un pozo del campo Los Perales, perforado con trépano de 8.75", con objetivo en intervalos de Fm. Bajo Barreal y Sección Tobácea, y posteriormente completado con un casing de 5.5", 15.5 libras/pie (ID = 4.95"). Inicialmente el pozo fue perfilado a pozo abierto con la herramienta PNL de gran diámetro (OD = 4.5"), y diez días más tarde fue registrado nuevamente en hueco entubado con la misma herramienta. En ambas oportunidades se registró una sola pasada, a 600 pies/hr en hueco abierto y a 500 pies/hr a hueco entubado. Este fue uno de los primeros pozos donde la tecnología se probó, y el objetivo era validar las mediciones a hueco entubado y "calibrar" los *offsets* de Fe y Ca para las correcciones del casing y el cemento. La Fig. 3, previamente discutida, compara las concentraciones elementales antes y después de entubar. En este ejemplo vamos a mostrar en más detalle el efecto de bajar el *casing* y como la disipación del filtrado de lodo se refleja en cambios en TOC. También se observaron cambios en la curva Sigma, pero no son fáciles de interpretar debido al contraste entre la salinidad del lodo y la incierta salinidad del agua de formación, por lo que no discutiremos más el tema en este caso.

Varios otros perfiles fueron registrados durante las operaciones a hueco abierto, incluyendo triple-combo, sónico y RMN. La Fig. 5 muestra un *plot* compuesto con datos básicos a pozo abierto y entubado, incluyendo los siguientes *tracks*:

- Track 1: Caliper, Gamma Ray y SP.
- Track 2: Resistividad arreglo inductivo
- Track 3: Densidad y Neutrón Compensado
- Track 4: TOC a pozo abierto. El sombreado cambia de amarillo claro a verde cuando el TOC está por encima de una desviación estándar (68% confianza) de la medición, y a un verde más oscuro cuando el TOC está encima de dos desviaciones estándar (95% confianza). Para esta pasada a 600 pies/hr una desviación estándar en TOC está aproximadamente en 0.8 wt% (0.008 kgf/kgf),
- Track 5: TOC a pozo entubado. En esta condición la desviación estándar se deteriora ligeramente (aun perfilando un poco más lento, a 500 pies/hr) y es aproximadamente 1 wt% (0.01 kgf/kgf). Estos valores son típicos para este ambiente y velocidad de registro.
- Track 6: Saturaciones de agua y petróleo:
 - o Saturación de agua (curva roja SW_AR) a partir de la resistividad profunda, computada con la ecuación de Archie, considerando salinidad del agua de formación de 20 gr/l NaCl,

exponente de cementación ' m ' = 1.9 y exponente de saturación ' n ' = 2.

- o Saturación de petróleo del TOC, hueco abierto y entubado, computada según Craddock, 2013, usando la ecuación 2 reproducida abajo:

$$S_{hc} = \frac{\phi_{hc}}{\phi_T} = \frac{TOC \cdot \rho_{ma} \cdot (1 - \phi_T)}{X_{hc} \cdot \rho_{hc} \cdot \phi_T} \quad (2)$$

Donde:

ρ_{ma} = densidad de matriz, obtenida de la espectroscopía

ϕ_T = porosidad total suministrada externamente (NMR, densidad-neutrón, sónico, etc.)

ρ_{hc} = densidad hidrocarburo a condiciones de fondo (se asumió 0.8 g/cc)

X_{hc} = concentración de carbono en el hidrocarburo, que es 0.75 para metano, 0.80 para etano y se considera bastante uniforme para la mayoría de los petróleos, 0.85 aproximadamente

- Track 7: Porosidad total (DPHI_INCP) computada de la densidad y la densidad de matriz variable a partir de los elementos, y volumen de petróleo del TOC, registro a hueco entubado.
- Track 8: fracciones minerales en peso seco computada de las concentraciones elementales y regresiones de la base de datos global (Herron & Herron, 1996; Freedman, 2014).
- Tracks 9 a 11: Litología y cromatografía de gas del control geológico.

Los tracks 1, 2 y 3 en la Figura 5 incluyen los registros básicos a hueco abierto. Comparando los tracks 4 y 5, lo primero que notamos es que en general CH TOC > OH TOC, que es de esperar si el petróleo se mueve cerca del pozo después de entubarlo, causando el aumento del carbono orgánico relacionado a este petróleo. La saturación basada en resistividad (asumiendo salinidad, m y n) es cercana a la saturación TOC CH, pero ésta última es más optimista en algunas capas.

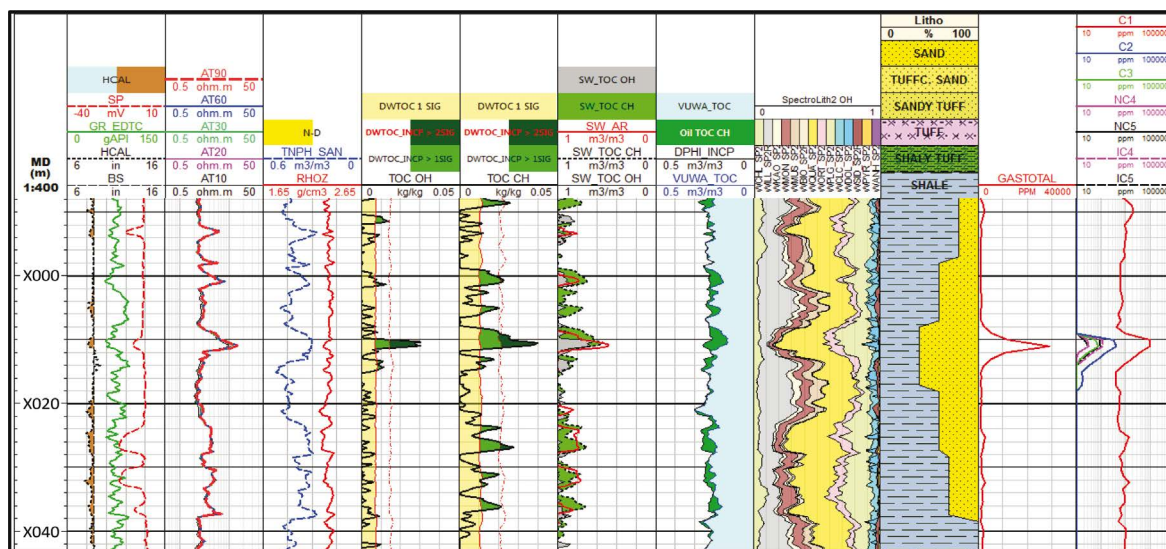


Figura 5. Pozo A, Bajo Barreal Sup., disipación del filtrado después de entubar: TOC CH > TOC OH

Comparando con el gas del control geológico, encontramos buena correlación entre la arena con más alto TOC a X1010-X012 m y las mayores manifestaciones de gas. La escala del Gas Total es lineal, entonces solo los intervalos con mayores lecturas se destacan, pero notar que hay varias arenas entre X024 y X038 m con indicaciones de TOC correlacionando con el SP, resistividad e indicaciones menores de gas. La litología en el *track* 8 ayuda a definir mejor los cuerpos arenosos y es consistente con la descripción de recortes del control geológico en el *track* 9 (aunque esta última tiene mucho menos resolución).

La Fig. 6 muestra un intervalo más profundo en el mismo pozo, en Bajo Barreal inferior y la Sección Tobácea. En este intervalo notamos que el SP tiene deflexiones mucho menores, probablemente por un menor contraste entre la salinidad del lodo y el agua de formación, quizás más dulce. Aquí observamos 3 arenas bien definidas, todas correlacionando con manifestaciones de gas:

- Y096-Y099 m: en esta arena $\text{TOC CH} \cong \text{TOC OH}$, y la saturación de la resistividad es más optimista. Esto puede estar relacionado a una invasión profunda del filtrado de lodo que todavía no se disipó (observar el grueso *mudcake* en el primer *track*). Notar que las manifestaciones de gas son menos prominentes comparadas con las otras arenas. Esta capa fue probada dando 87 bbl/d de petróleo y agua (40% corte de agua).
- Y118-Y124 m: $\text{TOC CH} > \text{TOC OH}$, pero solo en la zona de mayor porosidad al fondo de la arena. En esta capa hay buena consistencia entre la saturación de resistividad a pozo abierto y la saturación de hueco entubado del TOC.

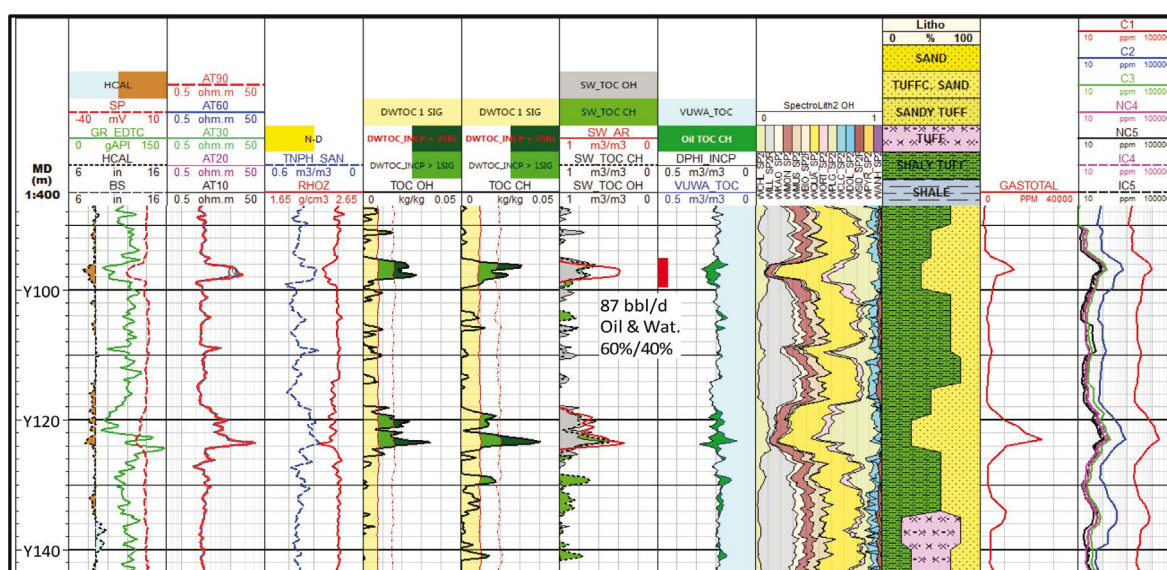


Figura 6. Pozo A, Bajo Barreal Inf. y Sección Tobácea

CASO DE ESTUDIO 2

El pozo B fue también perforado en el mismo campo del ejemplo anterior, cubriendo un intervalo de 800 metros, BS = 8.75" y casing 5.5" 14 lbm/pie. En este caso el pozo fue perfilado usando la herramienta PNL delgada, en dos pasadas a 400 pies/hr usando un modo combinado denominado GSH-Lith que adquiere información GSH (*Gas-Sigma-Hydrogen Index*), incluyendo las curvas Sigma, TPHI y FNXS; junto a información de espectroscopia inelástica y de captura, para obtener las concentraciones elementales, litología y TOC, todo en forma simultánea.

El servicio fue registrado con pluma y equipo de presión, porque ciertas zonas del pozo en los intervalos más profundos tenían intervalos con punzados abiertos con gas, debido a lo cual la herramienta delgada resultó más conveniente operacionalmente. Un punto interesante en este ejemplo fue que aun cuando el pozo estaba controlado, se encontró una emulsión de aceite segregada por encima de cierta profundidad, como se puede observar en el panel izquierdo de la Fig. 7, donde la contribución (*yield*) inelástica del carbono en el detector cercano (IYNC) aumenta y la densidad del fluido dentro del pozo (MWFD) disminuye. También la segregación de fluidos es evidente del *plot* cuadrilátero de C/O en el panel derecho de la Figura 7, dando una indicación de un *holdup* aparente del 40% de petróleo. Este carbono dentro del pozo fue removido antes de proceder con la interpretación.

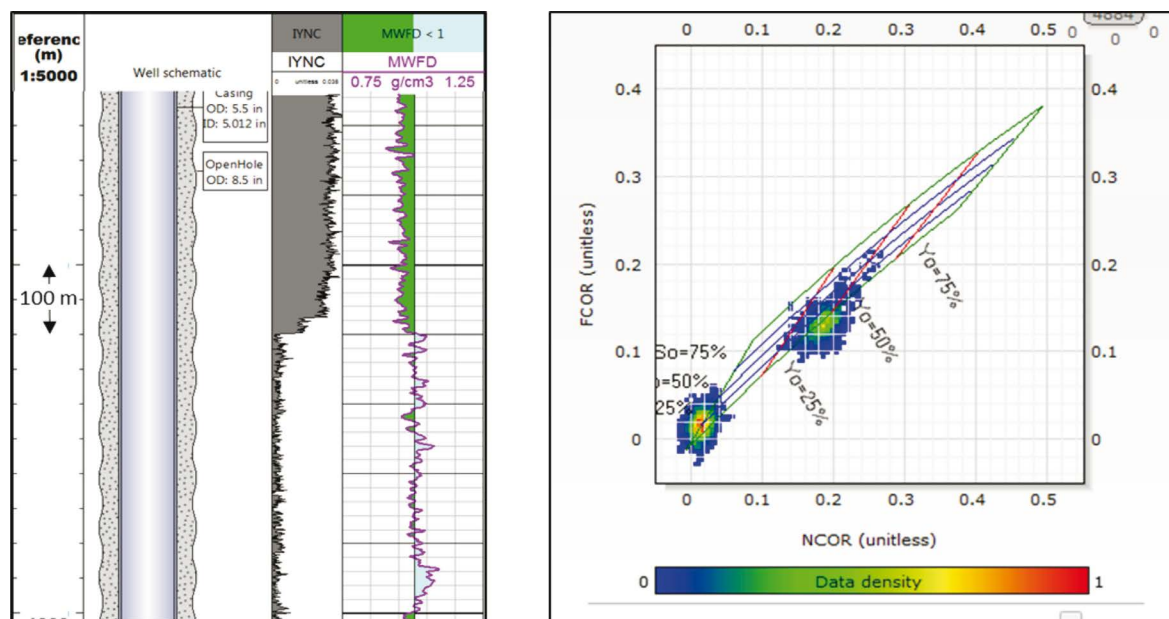


Figura 7. Pozo B, petróleo emulsionado segregado dentro de la tubería

El pozo B no fue registrado en hueco abierto, y al momento de completarlo en el 2015 se registró un perfil básico de Sigma para correlación. En la Fig. 8 los *tracks* 1 y 2 muestran las curvas de pseudo-SP y pseudo-Resistividad generadas en aquel momento, básicamente versiones

re-escaladas de la curva Sigma. Basados en estos pseudo perfiles se eligieron los intervalos a punzar mostrados en el *track* con el esquema de pozo, esencialmente todos los intervalos donde la pseudo Rt excede un cierto valor de corte. En los *tracks* 3 y 4 curvas producidas con la herramienta PNL fina registrada en 2017 emulan una presentación tipo triple-combo: el Sigma correlaciona y se comporta como la pseudo Rt como es de esperar, TPHI y FNXS se muestran en escalas arbitrarias para emular a la densidad-neutrón, juntándose en las arenas y separándose en las lutitas. El track 5 corresponde al análisis litológico, basado en las concentraciones elementales usando los modelos de regresión discutidos previamente. Con estos tracks adicionales tenemos más información de litología y porosidad, pero todavía no se puede determinar en forma categórica los intervalos con potencial de petróleo. Para este propósito veamos el track 6 con la curva de TOC. El sombreado gris más oscuro corresponde a valores de TOC por encima de dos desviaciones estándar (en este caso la desviación estándar promedio es de 0.7 wt% para las dos pasadas promediadas (*stack*) con un filtro vertical de 3 niveles). Las dos zonas con mayor potencial se resaltan claramente en X020-X030 m y X108-X112 m. *Tracks* adicionales se presentan con banderas indicando espesor de arena (bandera amarilla), potencial de petróleo (bandera verde TOC) y de potencial de gas (roja).

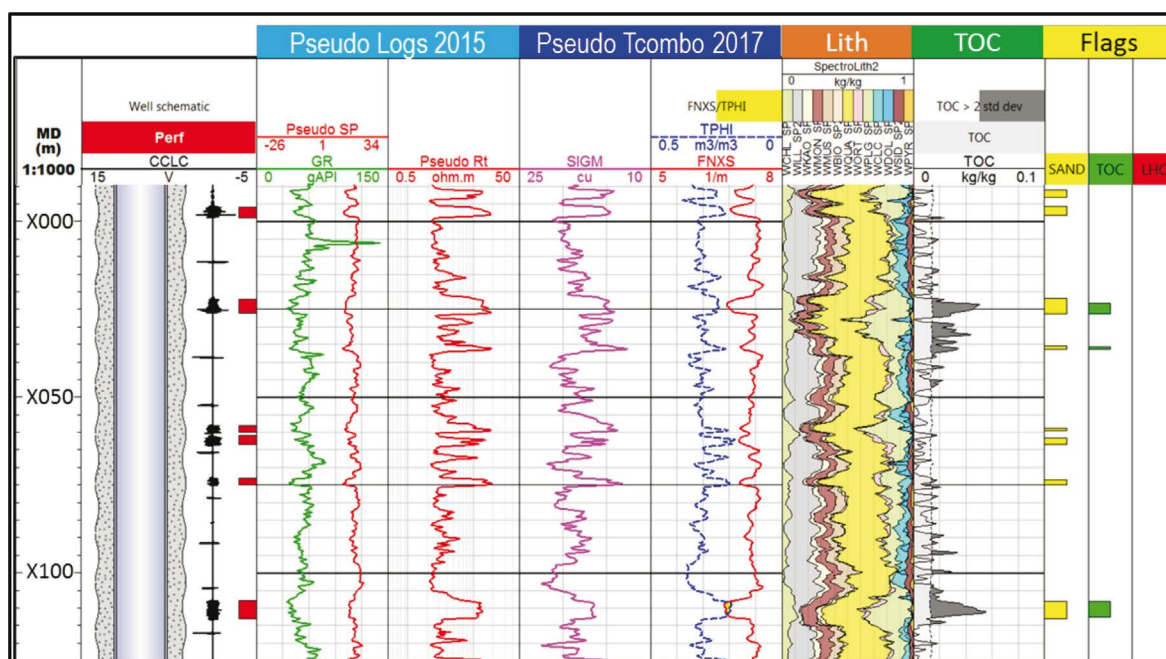


Figura 8. Pozo B, pseudo logs vs. múltiples propiedades de formación independientes medidas con la herramienta PNL delgada - Capas petrolíferas en Bajo Barreal Sup.

CASO DE ESTUDIO 3

En este último caso vamos a discutir sobre 3 pozos localizados en el campo Cañadón de la Escondida. Los dos primeros (Pozo C y Pozo D) se perforaron en 2016, pero no fueron

registrados a hueco abierto por complicaciones operativas. La herramienta PNL de gran diámetro fue perfilada en ambos casos en tubería de 5.5". Para el pozo C, se registró una pasada a 500 pies/hr, combinada con neutrón compensado (CNL). La Figura 9 muestra un "quicklook" en un tramo de la Fm. Bajo Barreal. Los primeros 4 tracks contienen GR, pseudo-SP (Sigma re-escalado), Sigma, pseudo-Rt (otro Sigma re-escalado) y la porosidad neutrón (TNPH). El quinto track tiene el TOC, con un sombreado que cambia de amarillo claro a verde por encima de una desviación estándar (aproximadamente 1 wt%) y a un verde más oscuro por encima de dos desviaciones estándar. El sexto track es la litología, previamente discutida. Los siguientes tracks muestran el control geológico, con las manifestaciones más fuertes correlacionando la zona de alto TOC en X008-X012 m. Este intervalo fue punzado produciendo 80 bbl/d con muy poca agua.

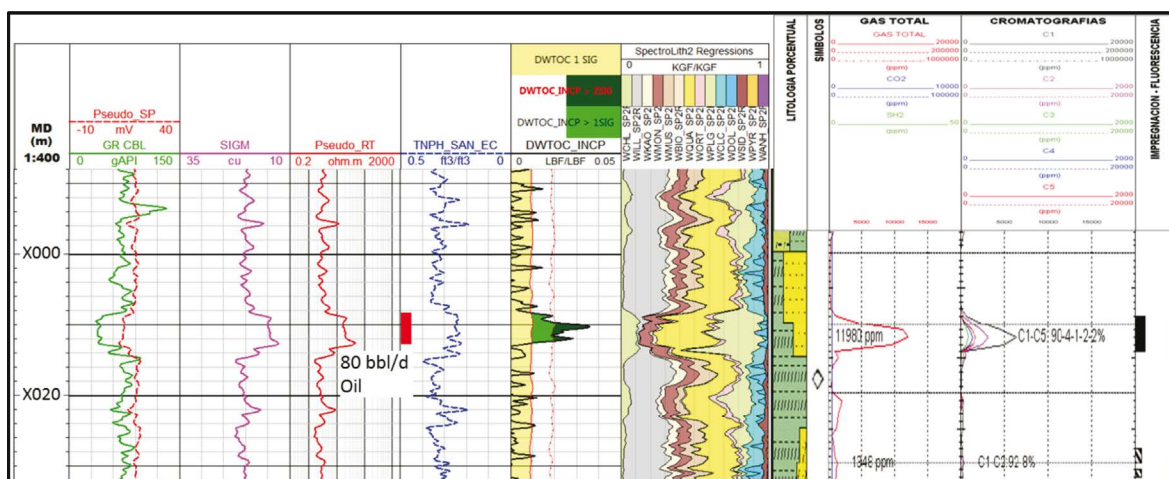


Figura 9. Pozo C, Fm. Bajo Barreal Inf. – PNL gran diámetro, porosidad neutrón CNL y control geológico.

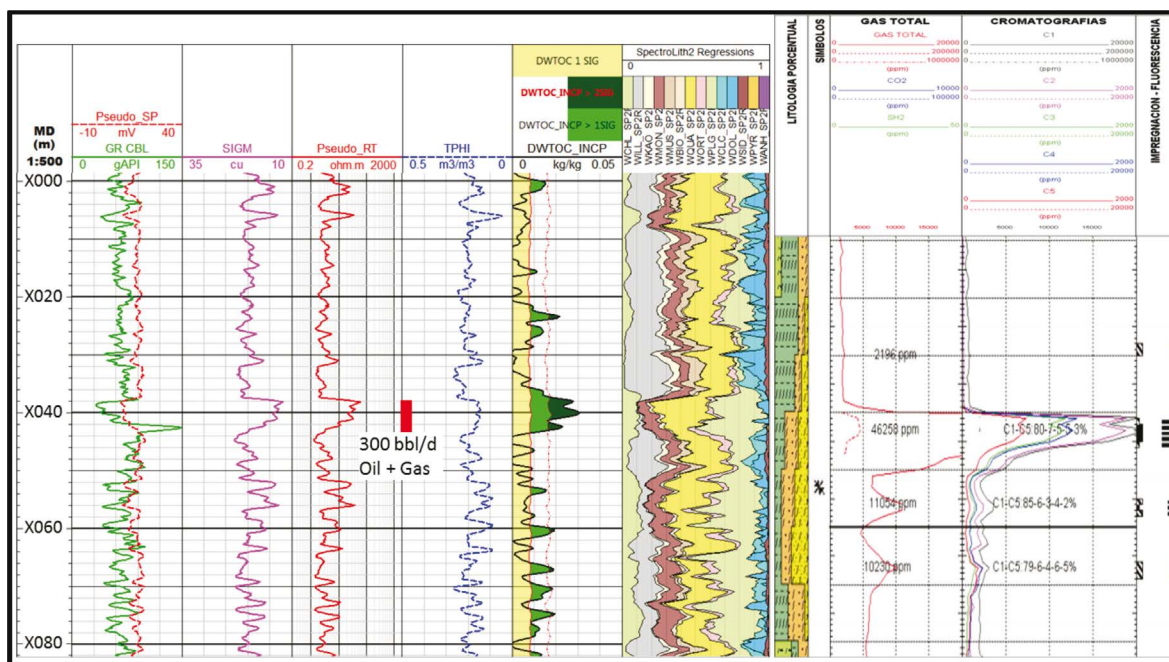


Figura 10. Pozo D, Fm. Castillo – PNL gran diámetro, porosidad neutrón fino y control geológico.

Un *plot* similar se muestra para el Pozo D en la Fig. 10, para Fm. Castillo esta vez. En este pozo la porosidad neutrón se registró con una herramienta delgada de generación anterior (*thermal decay neutron porosity*). Nuevamente hay muy buena correlación entre las manifestaciones de gas y el TOC, y el intervalo punzado en X038-X044 m produjo surgente 300 bbl/d de petróleo y gas. Notar que debajo de X050 m hay varios intervalos con lecturas similares de Sigma, una pseudo-Rt aparentemente alta, pero con mucho más bajo o ningún TOC, manifestaciones de gas mucho más modestas. Esto confirma nuevamente que los pseudo registros, o cualquier tipo de análisis basado solamente en Sigma, puede ser usado para correlaciones, pero no determinar conclusivamente intervalos productivos.

Basados en la experiencia positiva en el campo con la herramienta PNL de gran diámetro, se decidió perfilar la herramienta PNL fina en el Pozo E. Este pozo tenía un set básico de perfiles a pozo abierto incluyendo SP, resistividad, densidad (sin neutrón) y sónico. El objetivo de la toma de datos fue confirmar el potencial de hidrocarburo en los reservorios más someros (Bajo Barreal Superior) con la medición de TOC, ya que el análisis a hueco abierto no era concluyente debido a la incertidumbre en la salinidad del agua de formación por la falta de muestras a profundidades someras que carecen de punzados. Dos intervalos cubriendo 800 y 500 m se perfilaron en dos pasadas con la herramienta PNL delgada registrada a 400 ft/hr, en modo GSH-Lith, en una operación con pluma.

La Fig. 11 muestra un análisis de repetibilidad para algunas curvas. Los *tracks* 1 a 4 muestran las curvas GSH para cada pasada (verde y rosa) y el stack promedio (curva negra). Notar la buena repetibilidad, excelente para Sigma y TPHI. Los siguientes dos *tracks* muestran la contribución (*yield*) inelástica de carbono en el detector lejano (IYFC) y la relación carbono/oxígeno también en el detector lejano (FCOR). Como esperado, estas dos curvas son más ruidosas (menor precisión estadística), pero las zonas con más alto carbono y mayor relación C/O repiten bien. La precisión estadística siempre se puede mejorar incrementando el filtrado en profundidad, pero a expensas de degradar la resolución vertical, algo que no es conveniente en la CGSJ debido al reducido espesor de los cuerpos arenosos como se observó en los ejemplos previos. El siguiente *track* muestra un análisis algo diferente, en este caso se compara el TOC computado utilizando una sola pasada de la herramienta delgada a 400 pies/hr, la curva roja "TOC 1 pass", con el TOC del promedio de las dos pasadas (TOC *stack*). Los resultados del stack son en principio más precisos, y comprobar la repetibilidad de las curvas da mayor seguridad, pero notar que las zonas destacadas con TOC más alto en el stack también son claramente visibles en la pasada sencilla, y probablemente con una sola pasada es suficiente para decidir los intervalos a punzar o tomar cualquier otra decisión de completación del pozo.

La Fig. 12 muestra un *plot* compuesto similar al segundo caso de estudio, pero ahora con algunos perfiles de pozo abierto disponibles para comparación. Cómo es de esperar hay una buena correlación entre Sigma y la resistividad de pozo abierto. En este caso se pueden identificar

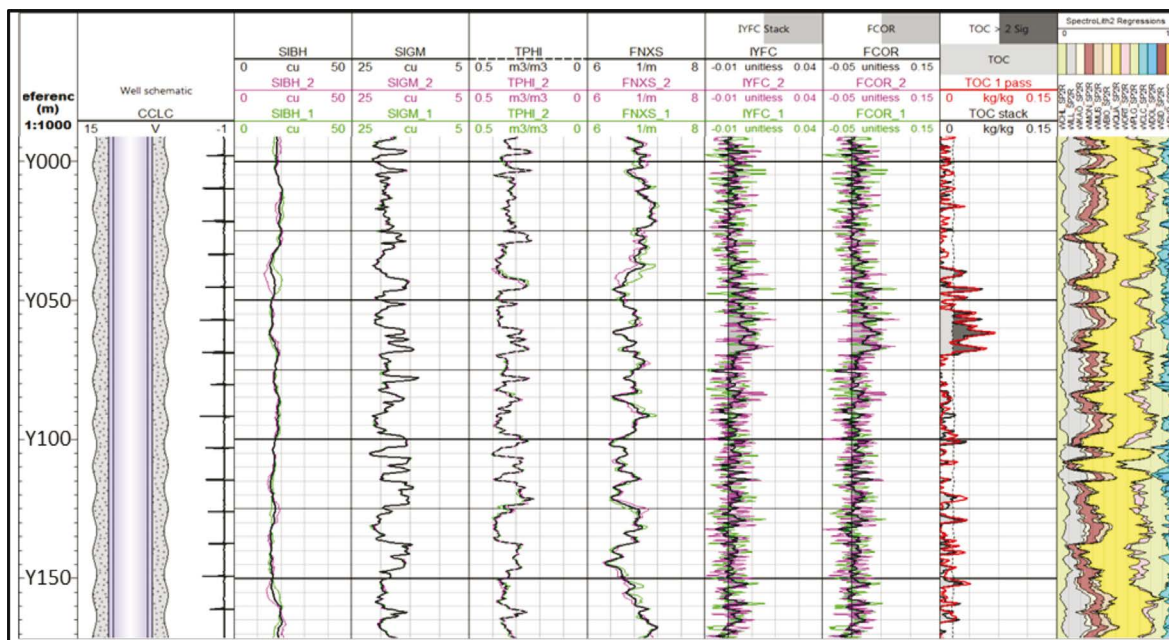


Figura 11. Pozo E, análisis de repetibilidad con la herramienta PNL delgada

varios intervalos con potencial petrolífero, pero hay una capa localizada en X087-X090 m con indicaciones de hidrocarburo liviano, quizás gas (bajo TPHI, FNXS, SIGM y reducido TOC). El cruce FNXS-TPHI es solamente cualitativo, ya que las escalas fueron elegidas arbitrariamente para emular un *track* densidad-neutrón de hueco abierto, pero ayuda a visualizar posibles zonas de gas.

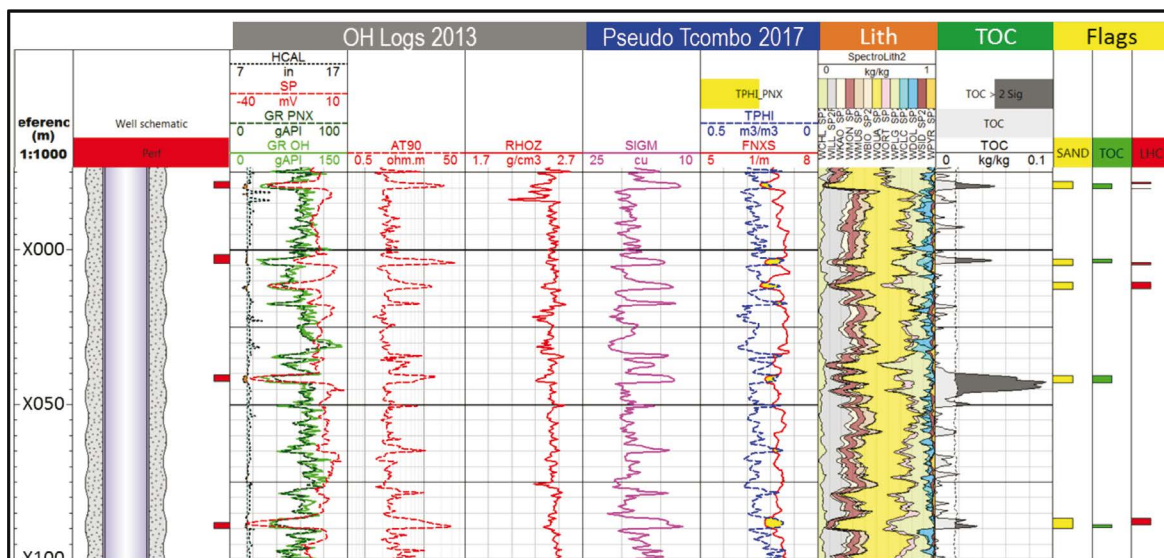


Figura 12. Pozo E, PNL delgada, Fm. Bajo Barrial Inf.

Otra observación es que no todos los intervalos con bajo Sigma o alta resistividad indican una arena con potencial de hidrocarburos. Por ejemplo, las arenas delgadas en X017, X065 y X079 m tienen bajo Sigma, pero ninguna respuesta en FNXS y bajo TOC, porque estas capas

son compactas, algo que se confirma con la densidad de hueco abierto en el tercer *track*. Resulta claro entonces que en hueco entubado solo utilizando Sigma, o aún una combinación de Sigma y TPHI, no es posible diferenciar arenas compactas de arenas porosas llenas con gas, en este caso solo FNXS permite diferenciar entre estas dos situaciones.

El panel izquierdo en la Fig. 13 muestra intervalos productores en una sección del campo determinados por correlaciones del modelo geológico estático. Estos intervalos son consistentes con las zonas con alto TOC mostradas en el panel de la derecha y los punzados elegidos previamente a través de las correlaciones estáticas, mostrados en el *track* con GR y SP.

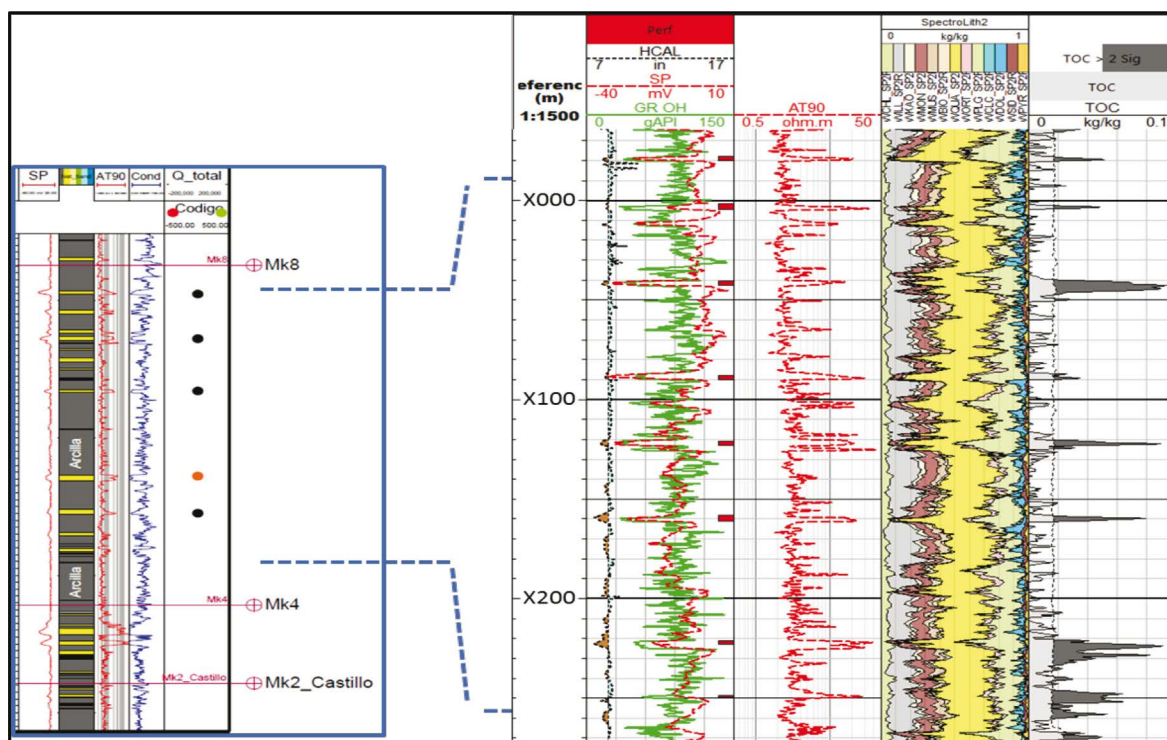


Figura 13. Pozo E, intervalos productores correlacionados con los perfiles

La Fig. 14 corresponde a la zona de Bajo Barrial Sup. con posible petróleo pasado por alto. El intervalo Y055-Y070 m con alto TOC indica buen potencial. La arena justo encima, Y040-Y047 m, muestra bajo TOC a la mitad de la capa, una posible indicación de que la arena ya fue barrida en la sección de mayor permeabilidad. Estas inferencias no son obvias mirando solo al perfil resistivo. Las arenas de mayor resistividad debajo de Y090 m están en zonas de bajo TOC, probablemente con agua dulce. La Fig. 15 muestra un panel de correlación (basado en resistividad y SP) para tres pozos, incluyendo el Pozo E. El horizonte resaltado es continuo a través de varios pozos en el campo, y si la zona con alto TOC correlacionara también, entonces esto podría abrir una oportunidad para punzar estos intervalos y producir el petróleo pasado por alto.

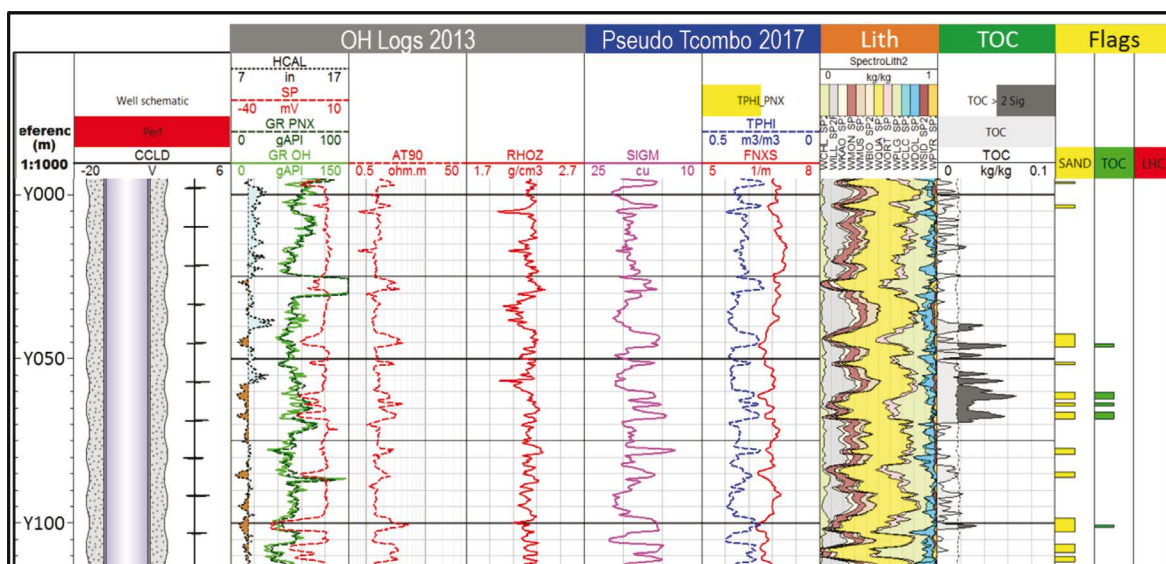


Figura 14. Pozo E, PNL delgada, Fm. Bajo Barrial Superior.

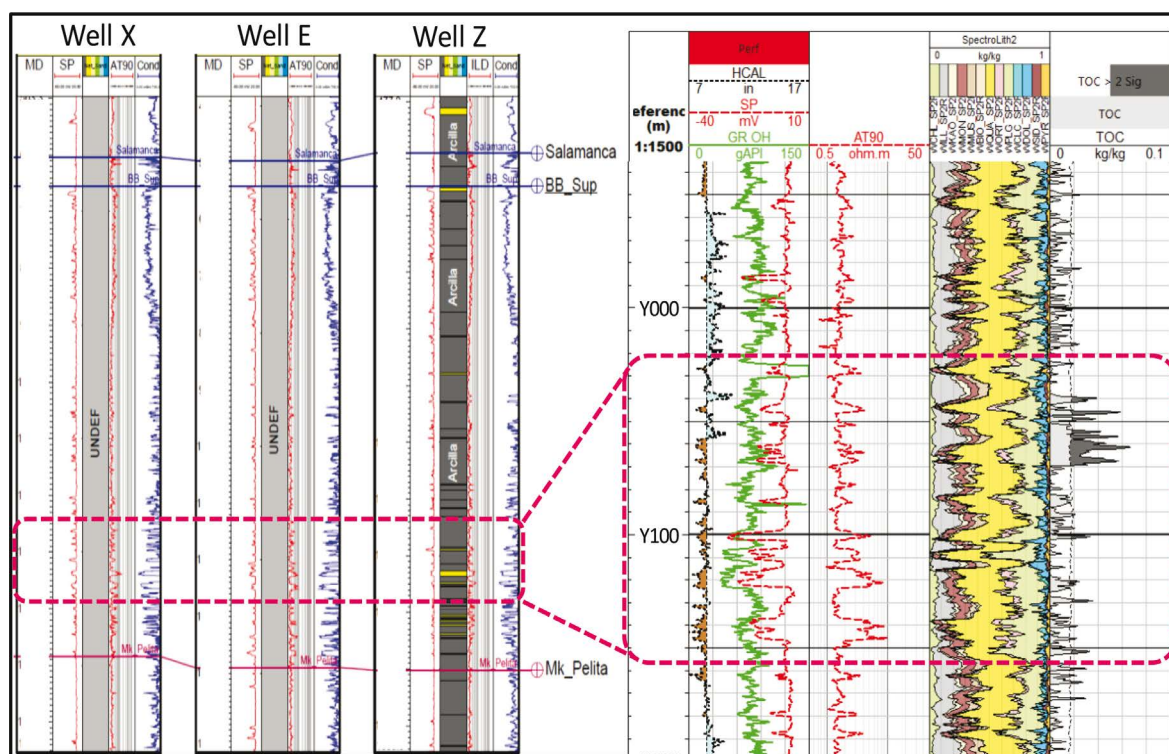


Figura 15. Pozo E, zona pasada por alto en Bajo Barrial Sup. correlacionada a otros pozos

CONCLUSIONES

Mostramos que registros PNL avanzados con espectroscopía de alta resolución, perfilados en hueco entubado, pueden ser efectivos y eficientes para evaluar el potencial de hidrocarburos en

los reservorios de la CGSJ si se los utiliza con criterio geológico. Los datos pueden ser obtenidos en operaciones con pluma (sin el taladro) en pozos nuevos, como registros de contingencia o en el caso de pozos perforados con la tecnología *casing Drilling*; o en pozos viejos, para buscar hidrocarburos pasados por alto. Con varios ejemplos mostramos que:

- Los instrumentos PNL modernos pueden obtener TOC en un tiempo aceptable en los largos intervalos en la CGSJ, y el TOC indica zonas con potencial petrolífero con menos ambigüedad que la resistividad o los pseudo perfiles.
- La curva TOC presenta buena correlación con el control geológico y los datos de las terminaciones de pozos.
- Una combinación de otras mediciones como ser FNXS, TPHI y Sigma pueden ser usadas para señalar la presencia de gas y evaluarlo.
- Las concentraciones elementales pueden usarse para un análisis litológico más detallado, correlaciones entre pozos más robustas o en evaluaciones volumétricas.
- Las correcciones de pozo entubado fueron cuidadosamente desarrolladas y verificadas comparando datos a hueco abierto y entubado en el mismo campo o mismo pozo si posible. Los resultados son consistentes para los dos tipos de herramientas probadas.

Varios desafíos quedan todavía pendientes, incluyendo:

- Verificar la validez de las mediciones someras para evaluar la saturación considerando la profunda invasión del filtrado de lodo en las arenas de la CGSJ. Tomar los perfiles en hueco entubado ayuda a que el filtrado se disipe, permitiendo que los fluidos de formación se acerquen al pozo. Cuanto más se espere antes de tomar los registros después de entubar el pozo, mejor.
- Ajustar los valores de *cutoff* de TOC para delinear los intervalos productores. En una primera aproximación se puede considerar una zona productora cuando el TOC supera una o dos desviaciones estándar por encima de la incertidumbre de la medición.
- Integrar toda la información arriba mencionada para efectuar robustas evaluaciones volumétricas en pozo entubado. Los “*quicklooks*” pueden ser suficientes para decidir donde punzar, pero el próximo paso es efectuar evaluaciones cuantitativas.

La herramienta PNL de gran diámetro (OD = 4.5”) es la herramienta preferida donde quepa, debido a la alta calidad de los datos de espectroscopía que produce y a que sólo una pasada a 500 pies/hr es requerida. La única contra es que este dispositivo sólo provee espectroscopía (TOC, Litología) y Sigma, y debe ser combinada con un perfil de porosidad neutrón y/o sónico para detección de gas.

La herramienta PNL delgada (OD = 1 11/16") provee una gran cantidad de información, suficiente para evaluar utilizando solo los datos de este instrumento, en situaciones donde no es posible o muy riesgoso perfilar con la herramienta grande. Se recomiendan dos pasadas a 400-500 pies/hr, aunque se observó que una sola pasada puede ser suficiente para elegir intervalos a punzar.

RECONOCIMIENTOS

Los autores agradecen a la Gerencia de G&R Sur de YPF S.A. por el soporte brindado, a las autoridades de YPF S.A por la autorización para publicar este trabajo, y al equipo de Schlumberger por los esfuerzos realizados para revisar el manuscrito. Un agradecimiento especial a los árbitros del trabajo que ayudaron a mejorar la publicación.

REFERENCIAS CITADAS

- Aivalis, James (2011, June 1). Logging Through the Bit. Oilfield Review, Summer 2012, pages 44-53.
- Breda, E., & Minetto, C. (1999, January 1). Improved Swi Determination and Producibility Estimation Using NMR, Dielectric and Induction Array Systems in San Jorge Basin. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/53720-MS
- Brie, A., Pampuri, F., Marsala, A. F., & Meazza, O. (1995, January 1). Shear Sonic Interpretation in Gas-Bearing Sands. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/30595-MS
- Cano Frers, I., Breda, E., Decoster, E., Mosse, L., Paschier, A., Colin, H., Nov. 2011, Evaluación en Campos maduros: resultados de la prueba de una nueva herramienta de Dispersión Dielectrica en la Cuenca del Golfo San Jorge, VIII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. 8-12 November, 2011. Mar del Plata, Argentina.
- Craddock, P., Herron, S., Badry, R., Swager, L., Grau, J., Horkowitz, J., Rose, D., 2013, Hydrocarbon saturation from total organic carbon logs derived from inelastic and capture nuclear spectroscopy, Paper SPE-166297, presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, USA, 30 September–2 October.
- Decoster E., Breda E., Mosse L., Paschier A., 2010, Field Test Results of a New Dielectric Dispersion Tool: Improving Production Prediction in the San Jorge Basin, Rio Oil and Gas proceeding, IBP3163_10.
- Droeven, C., Acuna, C., Lopez, E., Sarvotham, S., & Balliet, R. (2009, January 1). San Jorge Gulf Basin Complex Formation Evaluation With 2D NMR T1-T2 Data. Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts.
- Freedman, R., Herron, S., Anand, V., Herron, M. M., May, D. H., & Rose, D. A. (2014, October 27). New Method for Determining Mineralogy and Matrix Properties from Elemental Chemistry Measured by Gamma Ray Spectroscopy Logging Tools. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/170722-MS
- Grau J., Schweitzer J.S., Ellis D.V., Hertzog R.C., 1989, A Geological Model for Gamma-ray Spectroscopy Logging Measurements, Nucl. Geophys., Vol 3, No. 4, pp 351-359

- Hechem, J., y Strelkov, E. 2002. Secuencia Sedimentaria Mesozoica del Golfo San Jorge. Geología y Recursos Naturales de Santa Cruz. Relatorio del XV Congreso Geológico Argentino. El Calafate, I-9; 129-147.
- Herron, S. L., and Herron, M. M., 1996, Quantitative lithology: An application for open and cased hole spectroscopy, Transactions of the SPWLA 37th Annual Logging Symposium, 16–19 June, New Orleans, Louisiana, USA, Paper E.
- Hizem, M., Budan, H., Deville, B., Faivre, O., Mosse, L., and Simin, M., 2008. Dielectric dispersion: a new wireline petrophysical measurement. Paper SPE-1161130 presented at the 2008 SPE ATCE, Denver, CO, USA.
- Mayer, C. and Sibbit, Alan (1980, January 1). Global, A New Approach To Computer-Processed Log Interpretation. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/9341-MS
- Mengual, J-F, Bojarski, G., Breda, E., Domínguez, R., González, G., & Alberto, A. C. (2006, January 1). A novel approach to assess oil in-place determination and hydrocarbon viscosity estimation using latest multi-dimensional NMR technique. Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts
- Morris, F., Hemingway, J., Plasek, R., and Das Gupta, T., 1999, Introduction of enhanced carbonoxy-gen logging for multi-well reservoir evaluation, Paper 0, Transactions, SPWLA 40th Annual Logging Symposium, Oslo, Norway, 30 May–3 June.
- Palacios, G. R., Tuero, F., & Biurdino, A. D. A. (2017, May 17). Mature Basins Characterization and Opportunities Assessment. Case Study on Golfo San Jorge Basin Argentina. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/185585-MS
- Paschier, A., Mosse, L., Biurrun, C., Cabrera, J., Maza, D., Aranguren, M. S., & Breda, E. (2015, August 10). New Methodology for Log Petrophysics Evaluation in San Jorge Golf Basin, Argentina, Integrating Spectroscopy, Dielectric Dispersion and Magnetic Resonance. Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts.
- Radtke, R.J., Lorente, M., Adolph, R., Berheide, M., Fricke S., Grau, J., Herron, S., Horkowitz, J., Jorion, B., Madio, D., May, D., Miles, J., Philip, O., Roscoe, B., Rose, D., Stoller, C., 2012, A new capture and inelastic spectroscopy tool takes geochemical logging to the next level, Paper 103, Transactions, SPWLA 53rd Annual Logging Symposium, Cartagena, Colombia, 16–20 June.
- Roscoe, B. A., Stoller, C., Adolph, R. A., *et al.* 1991. A New Through-Tubing Oil-Saturation Measurement System. Presented at the Middle East Oil Show, Bahrain, 16–19 November. SPE-21413-MS. <http://dx.doi.org/10.2118/21413-MS>.
- Rose, D., Zhou, T., Beekman, S., Quinlan, T., Delgadillo, M., Gonzalez, G., Fricke, S., Thornton, J., Clinton, D., Gicquel, F., Shestakova, I., Stephenson, K., Stoller, C., Philip, O., La Rotta Marin, J., Mainier, S., Perchonok, B., and Bailly, J.-P., 2015, An innovative slim pulsed neutron logging tool: Paper XXXX, Transactions, SPWLA 56th Annual Logging Symposium, Long Beach, California, USA, 18–22 July.
- Rose, D., Zhou, T., & Saldungaray, P. (2017, June 17). Solving for Reservoir Saturations Using Multiple Formation Property Measurements from a Single Pulsed Neutron Logging Tool. Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts.
- Zhou, T., Rose, D., Quinlan, T., Thornton, J., Saldungaray, P., Gerges, N., Firdaus Bin Mohamed Noordin, Ade Lukman, (2016, June 25). Fast Neutron Cross-Section Measurement Physics and Applications. Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts. SPWLA 57th Annual Logging Symposium held in Reykjavik, Iceland June 25-29, 2016.