

OPTIMIZACIÓN DE LOS COSTOS DE DESARROLLO EN CAMPOS MADUROS: ¿PUEDEN REGISTROS EN POZO ENTUBADO REEMPLAZAR LOS REGISTROS DE HUECO ABIERTO EN TIGHT GAS?

María Virginia Grosso¹, Marcos Mendoza², Pablo Saldungaray³, Rafael Zambrano³

1: Pluspetrol, vgrosso@pluspetrol.net

2: Consultor, markmendo5@hotmail.com

3: Schlumberger, psaldungaray1@slb.com, jzambrano7@slb.com

Palabras clave: **tight gas, campos maduros, optimización costos, neutrón pulsado, perfiles a pozo entubado**

ABSTRACT

In the industry current situation there is an important pressure to reduce the development costs. Although using well-to-well correlations is a common practice to decide the intervals to complete, these are not always reliable, especially when the reservoirs have poor lateral continuity. Therefore, the data acquisition continues to be critical in the decision-making process, but optimization is essential to maintain the project financial viability.

To reduce costs, one of the options explored by many operators in Argentina and around the world is to move the data acquisition from open hole (OH) to cased hole (CH), performing the operations without the drilling rig. This saves the time to condition the well in addition to the logging operations, saving several rig days. Not all the OH logs are available in CH, and the corrections required to remove the casing and cement effects add uncertainty, but the CH logs can be an effective solution to reduce costs for wells drilled "*infill*" where the formations are known and the petrophysical properties and models are well calibrated.

In this paper we will present our experience comparing OH logs to CH measurements obtained with a new slim pulsed neutron logging (PNL) tool and array sonic devices. The PNL tools are commonly used to evaluate formations through casing due to the ability of neutrons and gamma rays to probe the reservoir rock through casing and cement. Based on the neutron interactions with the minerals and the fluids contained in the pore space, pulsed neutron measurements are sensitive to different formation properties, such as neutron cross-capture section (σ) and the hydrogen index (HI). Additionally, the latest generation PNL tools have the capability to perform elemental spectroscopy measurements for lithology analysis, similarly to the OH devices. In our case studies these measurements were compared to X-Ray fluorescence and X-Ray diffraction analysis done in sidewall cores. We will also discuss about a new nuclear property, the fast-neutrons cross-section (FNXS), mainly sensitive to the gas-filled porosity. The combination of FNXS with the HI is useful to detect and quantify the gas volume, even in low porosities, where other CH methodologies are less conclusive.

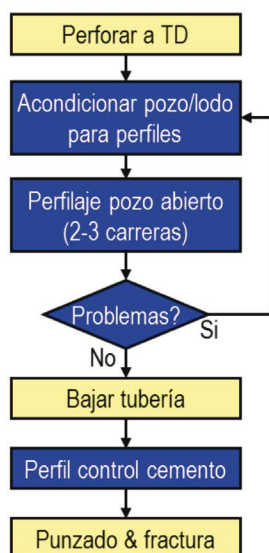
We will show that the CH PNL data can provide sufficient information to evaluate the formation, and when combined with dipolar sonic data we can improve the volumetric analysis robustness and compute mechanical properties for the stimulation design..

INTRODUCCIÓN

La información de perfiles eléctricos de pozo es importante en todas las etapas de la vida de un yacimiento. En la fase inicial de exploración y delineación del campo, se requiere más información para reducir la incertidumbre en la extensión y propiedades del reservorio, tipo y volumen de hidrocarburos in-situ, estimar factores de recuperación y, en definitiva, computar las reservas. Durante la etapa de desarrollo las necesidades de datos son menores, especialmente para pozos “*infill*”, donde es posible apoyarse en correlaciones con pozos vecinos, aunque siempre es conveniente disponer de información básica de propiedades de la roca antes de tomar decisiones de completación. Esto último es más relevante si las capas productoras no tienen buena continuidad lateral, con lo cual las correlaciones pozo a pozo son menos confiables. El desafío es optimizar la toma de datos para reducir costos sin sacrificar la información mínima necesaria. Una opción explorada en la actualidad por muchos operadores alrededor del mundo es reemplazar perfiles de hueco abierto por perfiles a hueco entubado.

En la Fig. 1 se compara un flujo de toma de datos “tradicional” en pozo abierto (flujograma izquierdo) con la adquisición de información en hueco entubado (flujograma derecho). En el primer caso, una vez alcanzada la profundidad total se debe acondicionar el pozo y el lodo para las operaciones de perfilaje, lo que típicamente puede llevar medio día. A continuación, se efectúan las operaciones de registro, usualmente 2 ó 3 carreras para pozos de desarrollo entre perfiles petrofísicos y presiones. Normalmente estas operaciones pueden llevar entre un día y medio a dos días, aunque si hay complicaciones, como ser que las herramientas de perfilaje no alcancen la profundidad total (“setup”) o que se presenten tirones en el cable durante el registro, es posible que se deba hacer un

Flujo tradicional toma datos



Nuevas tendencias

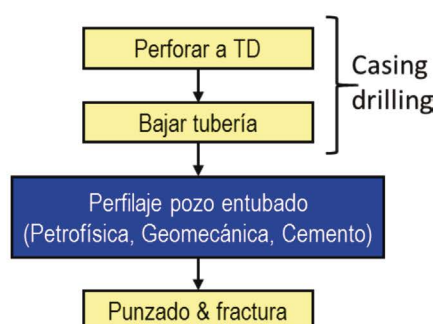


Figura 1. Comparación de flujos de toma de información en pozo abierto y entubado.

viaje de limpieza y volver a intentar otra vez. Dependiendo si hay problemas o no, en conjunto las operaciones de perfilaje pueden llevar entre 2 y 4 días con el equipo de perforación en standby. Si la información es necesaria, se justifica invertir este tiempo para obtenerla, pero para pozos perforados “infill” esto puede ser muy oneroso en tiempo y dinero.

Otra opción para tomar la información se muestra a la derecha de la Fig. 1. En este caso luego de alcanzar la profundidad total se puede realizar un viaje corto para acondicionar el pozo y bajar la tubería. Una vez que la tubería se cementa, el equipo se puede mover a la siguiente localización para comenzar la perforación de un nuevo pozo. Algunos días después se retorna al pozo que quedó sin datos y se realizan las operaciones de perfilaje a pozo entubado con pluma, que pueden incluir registros para correlación y evaluación de formaciones (petrofísica y geomecánica básica), perfiles de control de cemento e inclusive operaciones de punzado, todo en un mismo viaje al pozo, si las

TABLA 1 – REGISTROS DISPONIBLES POZO ENTUBADO

Registro	Aplicación	Comentario
GR Total y Espectral	Litología	Correcciones CH aproximadas para el GR espectral
Neutrón compensado	Porosidad	Porosidad neutrón termal (fuente AmBe) y epitermal (PNG)
Sónico	Porosidad Detección gas Geomecánica Geofísica	Para registrar DT (compresional y cizalla) detrás de tubería se requiere una sonda con un arreglo de receptores. Existen sondas en diferentes diámetros con arreglos de 5 a 13 receptores.
Densidad	Porosidad Geomecánica Geofísica	Se utilizan herramientas con 3 detectores, adaptadas de las herramientas para OH, caracterizadas en CH. Máximo espesor combinado tubería + cemento < 1.75". Limitaciones en precisión, exactitud y velocidad de perfilaje reducida a 900 ft/hr. No hay PEF.
Neutrón Pulsado Time decay	Saturación agua Saturación gas Porosidad	Las herramientas operadas en este modo miden el decaimiento temporal de cuentas, o relaciones entre cuentas, en múltiples detectores. Los parámetros de formación medidos, dependiendo de la herramienta, incluyen sección de captura termal (SIGM), porosidad neutrón (TPHI) y el <i>fast neutron cross section</i> (FNXS) en las herramientas más avanzadas.
Neutrón Pulsado Espectroscopia	Saturación petróleo Litología	Las herramientas operadas en este modo miden el espectro en energía de los rayos gamma detectados. La medición primaria de este modo son concentraciones elementales, de las cuales se puede derivar C/O, TOC, Litología y propiedades de matriz.
Resistividad	Saturación	Herramienta especial, funciona en una sola tubería. Solo una curva de resistividad disponible, que necesita ser “calibrada” en una zona de resistividad conocida. El perfil se realiza por estaciones, a una velocidad equivalente de 120 a 240 ft/hr. Otras limitaciones incluyen rango de medida ($1 < Rt < 100$'s ohmm), requiere espacio anular conductivo, necesita buen contacto eléctrico con pared interna de la tubería (problemas en tuberías viejas corroídas).
Probadores formación	Presión Movilidad Muestras fluido	Se puede realizar con herramientas especializadas, que perforan la tubería con un mini trépano y luego colocan un remache que soporta 10.000 psi (bidireccional) para sellar el hueco. Otra opción es punzar la tubería y aislar la zona punzada de hasta un metro con doble empacador para medir presiones y tomar muestras de fluidos, pero luego la zona queda abierta.

correlaciones/evaluaciones se hacen lo suficientemente rápido como para seleccionar los intervalos a punzar. Si el pozo se perfora con la técnica Casing Drilling, la formación nunca queda expuesta en hueco abierto, y la única forma de tomar información es con registros a pozo entubado.

Es cierto que no todos los perfiles y otros datos que se pueden obtener a pozo abierto están disponibles en hueco entubado. Por ejemplo, imágenes de pozo, resonancia magnética nuclear o registros dieléctricos no son posibles en tuberías de acero. Obviamente tampoco testigos laterales. Tomar datos de presiones es bastante más complicado y tiene varias limitaciones. Pero hay mucha información posible de obtener, tal como se resume en la Tabla 1.

En este trabajo nos vamos a enfocar en un estudio que se efectuó en el campo Centenario, donde en dos pozos se corrieron registros a pozo abierto que incluyeron quad-combo (resistividad, densidad, neutrón y sónico), resonancia magnética nuclear (RMN) y registros de espectroscopía utilizando una herramienta de neutrón pulsado (PNL) de última generación equipada con un detector de gran diámetro de alta resolución (Radtko 2012). En los pozos se tomaron también testigos laterales rotados, a los que se les efectuaron mediciones de mineralogía (difracción de rayos X, o XRD) y de geoquímica elemental (fluorescencia de rayos X, o XRF), que se utilizó para comparar con las mediciones de las herramientas de espectroscopía y para calibrar modelos mineralógicos.

Posteriormente, luego de entubar el pozo, se perfiló en hueco entubado una herramienta PNL fina con múltiples detectores (Rose 2015) y capacidad de hacer numerosas mediciones de propiedades independientes de la formación, equivalente a una combinación de los dos tipos de herramientas de neutrón pulsado descriptos en la Tabla 1. Todas estas mediciones se registraron en un modo combinado denominado GSH-Lith, que incluye:

- La sección de captura de neutrones termales (Sigma o SIGM). 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.
- Porosidad neutrón termal (TPHI) que se aproxima al HI en zonas limpias. Una medición de HI comparada con una porosidad total provista en forma independiente permite identificar y cuantificar la presencia de gas.
- Sección eficaz elástica para los neutrones de alta energía, conocida en inglés como fast-neutron cross section o simplemente FNXS (Zhou 2016). Esta 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 TPHI, FNXS puede ser utilizada para computar saturaciones multi-fase aún en ausencia de una porosidad suministrada externamente.

Adicionalmente, en Neuquén y otras cuencas siliciclásticas en la Argentina, hemos observado que FNXS puede ser utilizado junto a TPHI como un indicador arena-arcilla.

- Concentraciones elementales obtenidas de la espectroscopia combinada inelástica y de captura, 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).

También, simultáneamente con el registro de control de cemento CBL (Cement Bond Log), se tomó información de velocidad acústica o Delta-T (DT) compresional y de cizalla a través de la tubería.

CAMPO CENTENARIO

El campo Centenario se encuentra al norte de la Dorsal de Huincul, que está constituida por un tren de estructuras anticlinales de orientación este-oeste fuertemente asimétricas. Geográficamente se ubica en la región este de la Provincia del Neuquén, involucrando parte de los ejidos urbanos de Plottier, Neuquén y Centenario (Fig. 2). El yacimiento es productor de gas y petróleo en las formaciones Quintuco y Lotena, y de condensado y gas en las formaciones Lajas y Molles. En la Fig. 3 se muestra la columna estratigráfica de un pozo típico. El objetivo de este trabajo está enfocado en el Tight Gas, la formación Los Molles en particular, pero también mostraremos un ejemplo en la formación Quintuco.

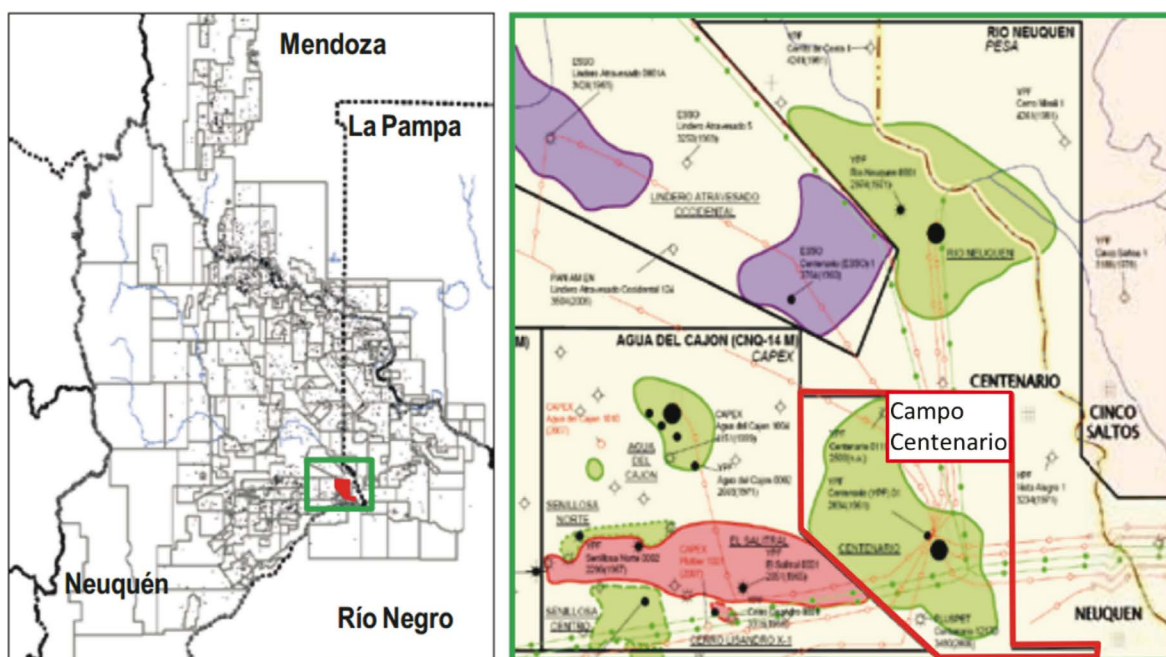


Figura 2. Mapa de ubicación del bloque Centenario en la Cuenca Neuquina

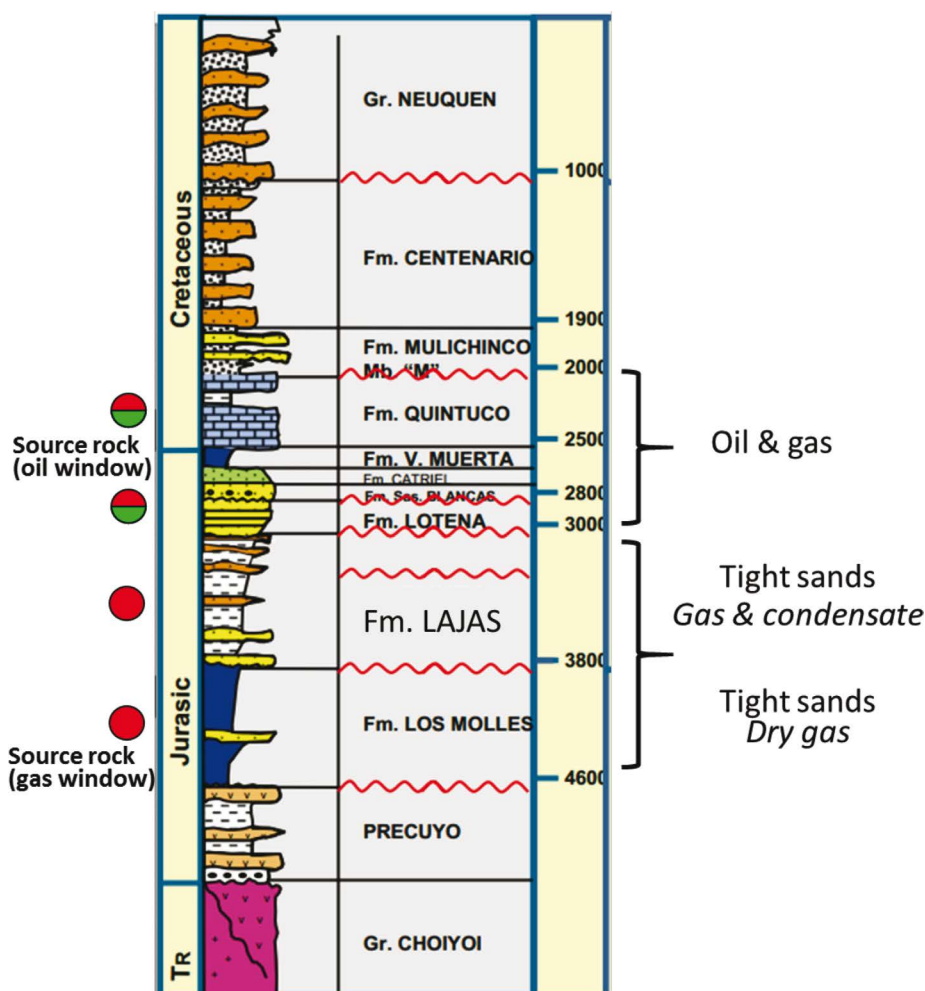


Figura 3. Estratigrafía típica de un pozo en el campo Centenario.

OBJETIVOS Y METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN

El objetivo principal de esta prueba tecnológica fue determinar si con información obtenida solamente a hueco entubado (CH), registros PNL y sónico en este caso, es posible realizar una evaluación adecuada de la formación para tomar decisiones de completación y eventualmente reemplazar los registros de hueco abierto (OH) en pozos perforados “*infill*”. Para ello se siguieron los siguientes pasos:

1. Los registros CH se procesaron para eliminar los efectos de la tubería y cemento
2. Las curvas “crudas” OH y CH fueron comparadas entre sí:
 - a. En el caso de medir la misma propiedad, como ser DT CH vs. DT OH, porosidad neutrón CH vs. OH, concentraciones elementales CH vs. OH, etc., se buscó ver que tan efectivas fueron las correcciones de pozo entubado.

- b. Para propiedades que no fueron medidas en CH, como ser el caso de la resistividad o la densidad, se buscaron curvas equivalentes con comportamientos similares, como ser el Sigma o el FNXS respectivamente.
3. El pozo fue evaluado petrofísicamente utilizando los registros OH y CH en forma independiente. Los resultados de la volumetría, porosidad y saturación de agua se compararon entre sí.

PROCESAMIENTO EN POZO ENTUBADO

El procesamiento para la herramienta PNL fina utilizada en hueco entubado puede ser dividido en dos partes: procesamiento del decaimiento temporal de los rayos gamma inducidos por neutrones para obtener Sigma, TPHI y FNXS; y el procesamiento del espectro de energía de los rayos gamma, para obtener las concentraciones elementales, computar mineralogía y TOC. Sigma y TPHI requieren muy poca intervención del analista para esta herramienta delgada que usa un algoritmo de “auto-compensación” (Rose 2015) y solo requiere ingresar el tamaño del pozo (bit size o calibre a hueco abierto si está disponible) como input externo. El flujo de trabajo 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 espaciamiento (deep detector), una curva llamada GRAT (por gas ratio), basado en el tamaño del hueco, tamaño y peso de la tubería, 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 formación Los Molles usamos las zonas lutíticas entre las arenas como referencia para calibrar este *offset*. Más detalles acerca de este procedimiento se suministran en Zhou, 2016.

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

Para el procesamiento espectral, 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 de la tubería 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

de la tubería, 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).

El procesamiento de las herramientas sónicas con arreglos de receptores utiliza el algoritmo de semblanza para separar los diferentes arribos de formación, modos de pozo y los arribos de tubería en hueco entubado. El modo de excitación monopolar de alta frecuencia, normalmente denominado modo P&S, permite extraer las velocidades compresional y de cizalla en pozo entubado si el cemento es buena calidad (buena adherencia a la tubería y formación, índice de adherencia (bond index) > 60-70%) porque las vibraciones de la tubería son atenuadas, pero en caso de pobre cemento y formaciones relativamente rápidas (como puede ser el caso de Quintuco, Lajas o Molles) es muy difícil extraer un DT compresional (Valero 2001; Pampurri 2003), aunque se han logrado considerables mejoras con herramientas más modernas (Murray 2010). Por otro lado, la onda de cizalla derivada de las ondas flexurales excitadas con los transmisores dipolares, se puede obtener en la mayoría de los casos si la herramienta está correctamente centrada, aún con muy mal cemento (Valero 2001; Murray 2010). En casos de pobre cemento se puede llenar los intervalos sin DT Compresional con una estimación obtenida a partir del DT Cizalla de los dipolos.

CASO DE ESTUDIO 1 – POZO A EN FORMACIÓN QUINTUCO

En este primer ejemplo, 40 días después de los registros a pozo abierto, se perfiló un intervalo de 400 metros a pozo entubado (tubería 7", operación con pluma) en la formación Quintuco con la herramienta PNL fina, con la que se realizaron 2 pasadas a 1000 ft/hr en el modo GSH-Lith. Durante las operaciones a pozo abierto se tomaron testigos laterales rotados, y sobre 11 de los mismos se efectuó un estudio petrográfico, mineralógico y petrofísico. La Fig. 4 compara las concentraciones elementales obtenidas con la herramienta de espectroscopía a pozo abierto (curvas azules) con la espectroscopía de la herramienta fina a hueco entubado (curvas rojas). El estudio mineralógico de los testigos laterales se efectuó mediante difracción de rayos X (XRD), y a fin de comparar con los perfiles se computaron concentraciones elementales "sintéticas" a partir del XRD utilizando las composiciones minerales de la Tabla 2. Los resultados se muestran como los puntos negros.

Las cinco primeras pistas en la Fig. 4 muestran Mg, Ca, Si, S y Fe, que son elementos que se pueden medir robustamente tanto con la herramienta de gran diámetro usada en hueco abierto (OH) como con la herramienta fina de hueco entubado (CH), y se observa muy buena consistencia entre los perfiles OH y CH, así como con los elementos sintéticos derivados de la mineralogía

XRD. Las últimas 3 pistas a la derecha corresponden a Al, Na y K; que son elementos más difíciles de medir, más aún con la herramienta fina que tiene detectores de diámetro reducido. Como estos elementos son estadísticamente imprecisos en la herramienta fina, no se extrajeron del espectro o no se muestran en la comparación. Una solución para estos elementos de pobre precisión es estimarlos de otros elementos y mediciones, como se verá en el segundo ejemplo.

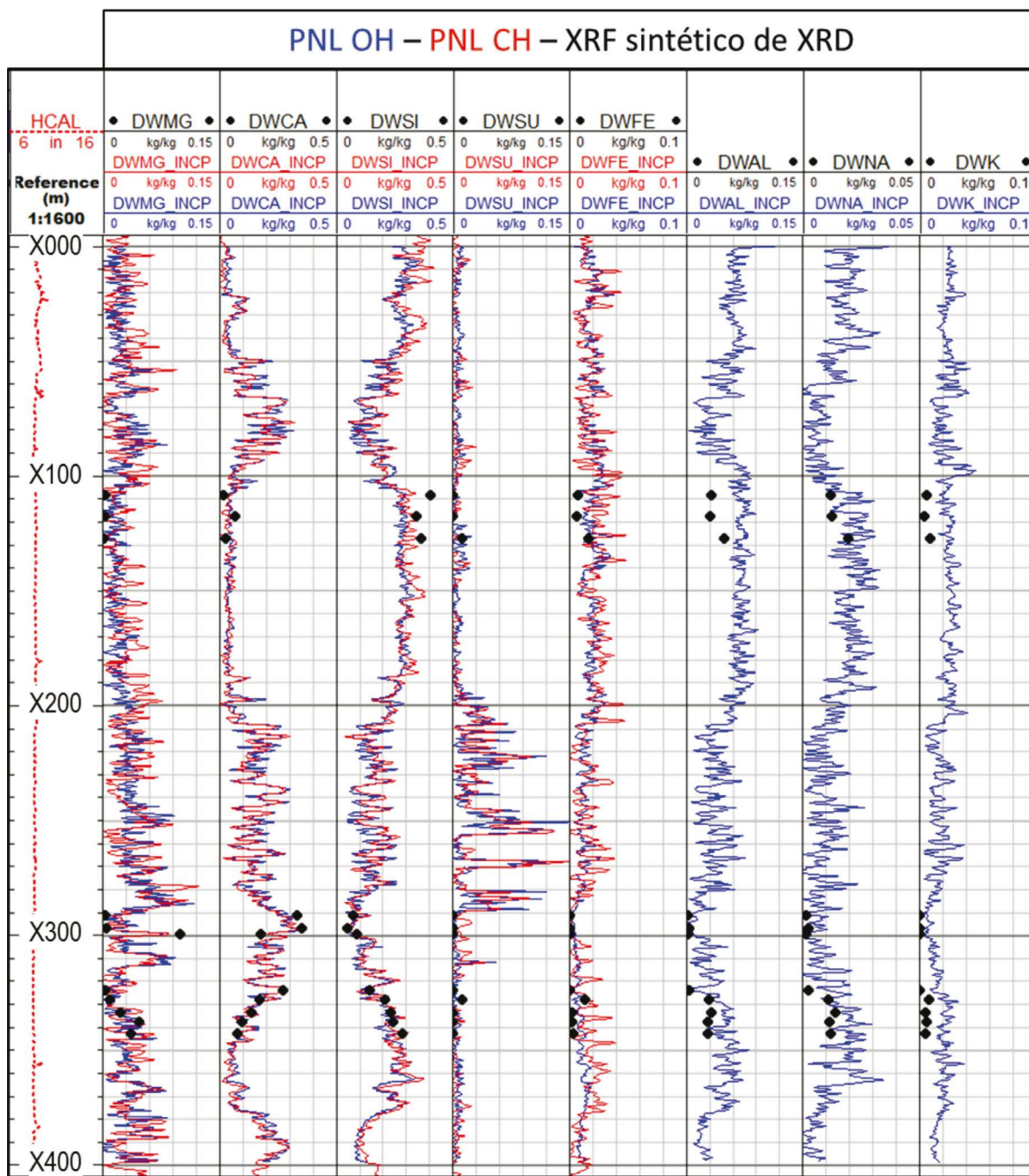


Figura 4. Pozo A, comparación de las concentraciones elementales obtenidas a pozo abierto (curvas azules) con las concentraciones elementales a pozo entubado (curvas rojas) y concentraciones elementales equivalentes obtenidas a partir de la difracción de rayos X (puntos negros).

TABLA 2—COMPOSICIONES MINERALES PARA COMPUTAR CONCENTRACIONES ELEMENTALES A PARTIR DE LA MINERALOGÍA

	Si	Al	Ca	Mg	Na	K	Fe	Mn	S
	kgf/kgf	kgf/kgf	kgf/kgf	kgf/kgf	kgf/kgf	kgf/kgf	kgf/kgf	kgf/kgf	kgf/kgf
Cuarzo	0.467	0	0	0	0	0	0	0	0
Ortoclasa	0.303	0.097	0	0	0	0.141	0	0	0
Na-spar	0.321	0.103	0	0	0.088	0	0	0	0
Ca-spar	0.217	0.177	0.121	0.003	0.014	0	0.003	0	0
Calcita	0	0	0.395	0.004	0	0	0	0	0
Dolomita	0	0	0.213	0.129	0	0	0	0	0
Ankerita	0	0	0.116	0.027	0	0	0.162	0.024	0
Siderita	0.004	0.007	0.003	0.03	0.004	0	0.4	0	0.004
Pirita	0	0	0	0	0	0	0.466	0	0.534
Anidrita	0	0	0.2944	0	0	0	0	0	0.2355
Illita	0.249	0.132	0.005	0.012	0.004	0.045	0.048	0	0
Esmectita	0.264	0.091	0.013	0.02	0.007	0.006	0.02	0	0
Caolinit	0.21	0.204	0.001	0.001	0.0007	0.001	0.008	0	0
Clorita	0.14	0.096	0.007	0.048	0.001	0.004	0.208	0	0.001
Mixed L.	0.257	0.112	0.009	0.016	0.006	0.026	0.034	0	0
Glauconita	0.231	0.044	0.005	0.021	0	0.059	0.155	0	0.001
Muscovita	0.212	0.191	0	0.001	0.005	0.078	0.013	0	0
Biotita	0.182	0.06	0.002	0.077	0.004	0.072	0.136	0	0

Las dos primeras pistas de la Fig. 5 muestran mineralogía avanzada y básica computadas con la espectroscopia de pozo abierto, y el tercero la mineralogía básica computada en pozo entubado. Las pistas 4 a 8 comparan la mineralogía básica de perfiles (WCLA: arcilla, WDOL: dolomita, WCLC: calcita, WQFM: Cuarzo-Feldespato-Mica, WANH: Anhidrita) con el XRD. La mineralogía avanzada de la pista 1 (modelo Regresiones Spectrolith 2, o SP2R) aprovecha la mayor cantidad de elementos medidos a hueco abierto con mayor precisión para descomponer algunas de las fracciones minerales básicas en más componentes, por ejemplo el WQFM en las fracciones de cuarzo (WQUA), K-felds (WORT) y Na-felds (WPLG). Las mineralogías de las pistas 2 (OH) y 3 (CH) son una versión simplificada de la mineralogía avanzada mostrada en la primera pista.

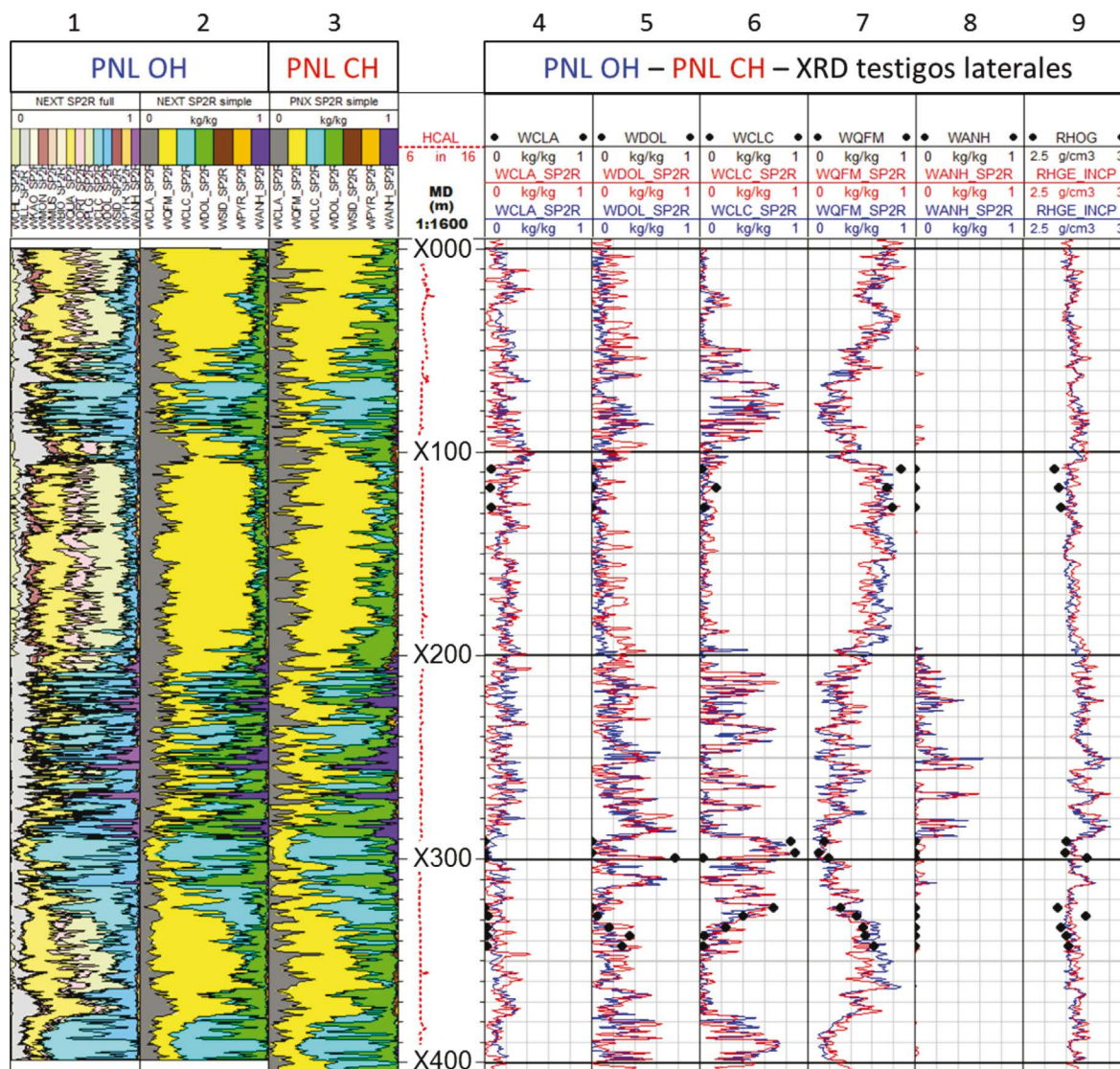


Figura 5. Pozo A, comparación de mineralogía básica de pozo abierto (azul), pozo entubado (rojo) y XRD (puntos negros). Las tres primeras pistas comparan mineralogía avanzada y básica efectuadas con la espectroscopia de pozo abierto, con la mineralogía básica efectuada a pozo entubado.

La Fig. 6 muestra comparación cualitativa entre un perfil compuesto elaborado con registros obtenidos por un triple-combo y espectroscopia a pozo abierto (pistas 1 a 4) vs. un compuesto elaborado con curvas equivalentes a pozo entubado que simulan el triple-combo (pistas 5 a 8) y los perfiles del control geológico (pistas 9 a 11). El SIGM en CH tiene un comportamiento o “perfil” similar a la resistividad en OH (AT90). La porosidad neutrón termal OH (curva NPHI) es muy similar a porosidad neutrón termal CH (TPHI). La densidad en OH y FNXS en CH también tienen comportamientos similares, aunque miden propiedades diferentes. La escala de FNXS en este compuesto es arbitraria y fue elegida para emular una pista densidad-neutrón junto a TPHI en la pista 7. Notar que debajo de X315 m los cruces FNXS-TPHI coinciden muy bien con las

manifestaciones de gas del control geológico, en forma mucho más evidente aún que RHOZ-NPHI en la pista 3. Las pistas de mineralogía ya fueron explicadas anteriormente, y comparan a grosso modo con la descripción de los recortes, aunque los perfiles tienen un nivel de detalle considerablemente mayor.

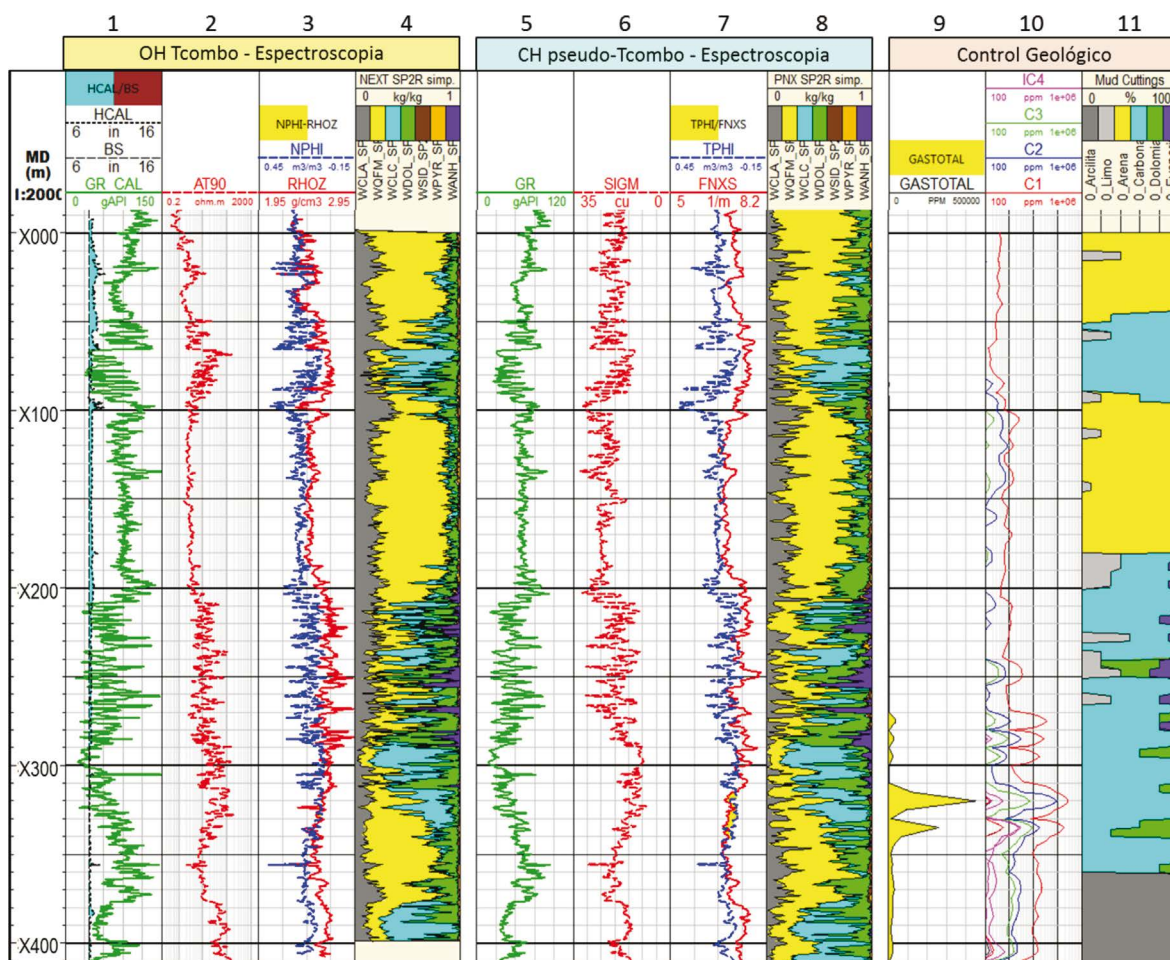


Figura 6. Pozo A, comparación cualitativa entre un perfil compuesto elaborado con registros a obtenidos por un triple-combo y espectroscopia a pozo abierto (panel izquierdo) vs. un compuesto elaborado con curvas equivalentes a pozo entubado que simulan el triple-combo.

Los gráficos en la Fig. 7 cotejan propiedades medidas a pozo abierto y entubado más directamente:

- El panel “a” compara las curvas SIGM OH vs. SIGM CH, que son prácticamente idénticas por estamos midiendo la misma propiedad: la sección de captura de la formación.
- El panel “b” compara porosidades neutrón (OH NPHI vs. CH TPFI) que son muy similares, aunque no idénticas, porque los principios de medición son ligeramente diferentes (NPHI es una porosidad neutrón-neutrón, TPFI es una porosidad neutrón-gamma ray).
- El panel “c” compara resistividad OH con SIGM CH. Se ve que existe una anti-correlación

bastante fuerte, pero la dispersión es grande. Uno se podría sentir tentado en derivar una pseudo-resistividad a partir del SIGM, pero en el mejor de los casos podría servir para una correlación cualitativa, más que para cálculos cuantitativos (por ejemplo, si se quisiera utilizar para estimar saturación).

- El panel “d” compara la densidad OH con el FNXS CH. Nuevamente vemos una fuerte correlación, aunque más trabajo se necesita para determinar si FNXS, sola o junto a otras curvas, puede ser utilizada para estimar robustamente la densidad.

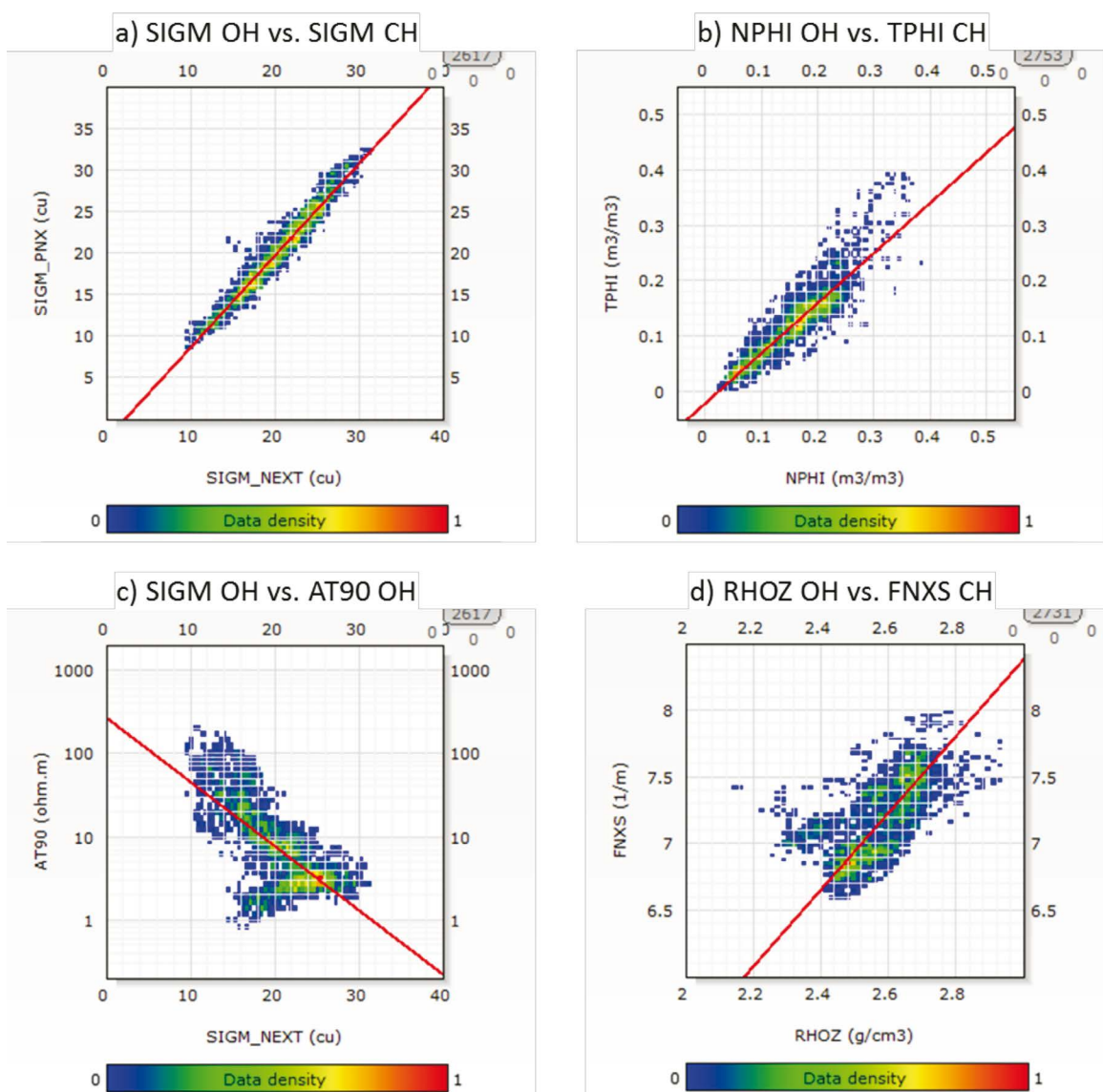


Figura 7. Pozo A, comparación de propiedades de formación medidas a pozo abierto y entubado.

Para finalizar este primer ejemplo, la Fig. 8 compara la respuesta del sónico en pozo abierto con el sónico perfilado a través de tubería. Para obtener esta última información se realizó el registro de control de cementación (CBL-VDL, pistas 2 y 3) con un arreglo sónico de múltiples espaciamentos para obtener en forma simultánea el CBL y los DT's detrás de tubería. La pista 4 compara el DTCO en OH (curva celeste) con el DTCO CH (curva azul) y los DT de cizalla CH (rojo y naranja). Como el sónico de OH fue una herramienta convencional no hay DT cizalla a OH. Notar del CBL y VDL que la calidad del cemento es bastante pobre, en muchas zonas se

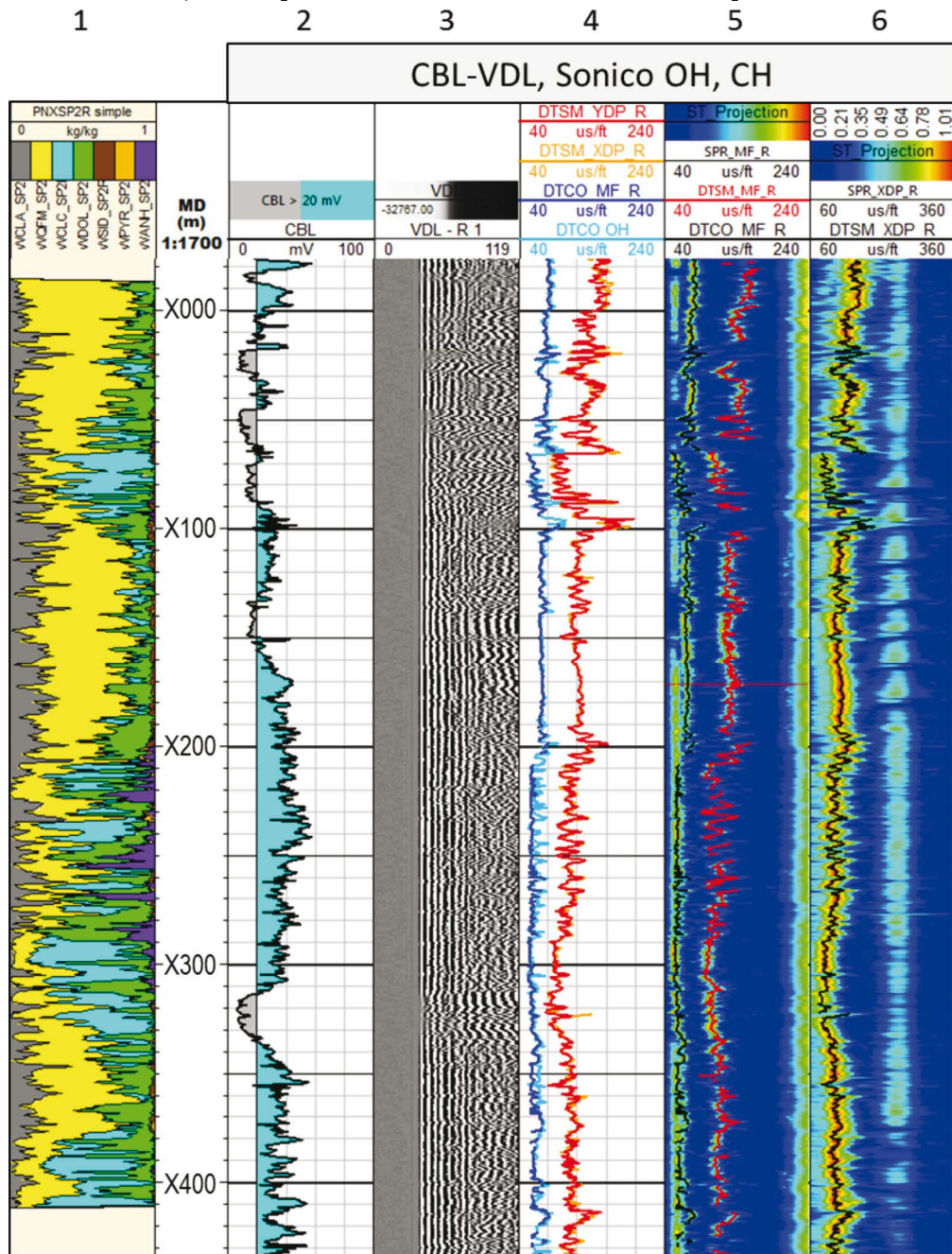


Figura 8. Pozo A, Sónico en pozo abierto vs. entubado (con pobre calidad de cemento)

pierde la coherencia de la onda compresional (pista 5) porque hay un fuerte arribo de tubería (57 us/ft) que la enmascara. Sin embargo, la coherencia de los dipolos (pista 6 muestra el dipolo X) es fuerte aun en las zonas de pobre cemento, y eventualmente se puede utilizar para “parchar” el DTCO donde se pierda.

La información sónica puede ser útil tanto para la evaluación petrofísica como para el análisis de propiedades mecánicas para el diseño de un tratamiento de estimulación.

CASO DE ESTUDIO 2 – POZO B EN FORMACIÓN LOS MOLLES

El segundo ejemplo es un pozo perforado con la formación Los Molles como objetivo. Los registros CH se efectuaron 2 semanas después del OH, y también se hicieron 2 pasadas con la herramienta fina de neutrón pulsado en modo GSH-Lith a 1000 ft/hr, y simultáneamente con el CBL-VDL se registró sónico a través de tubería disparando transmisores monopolares y dipolares.

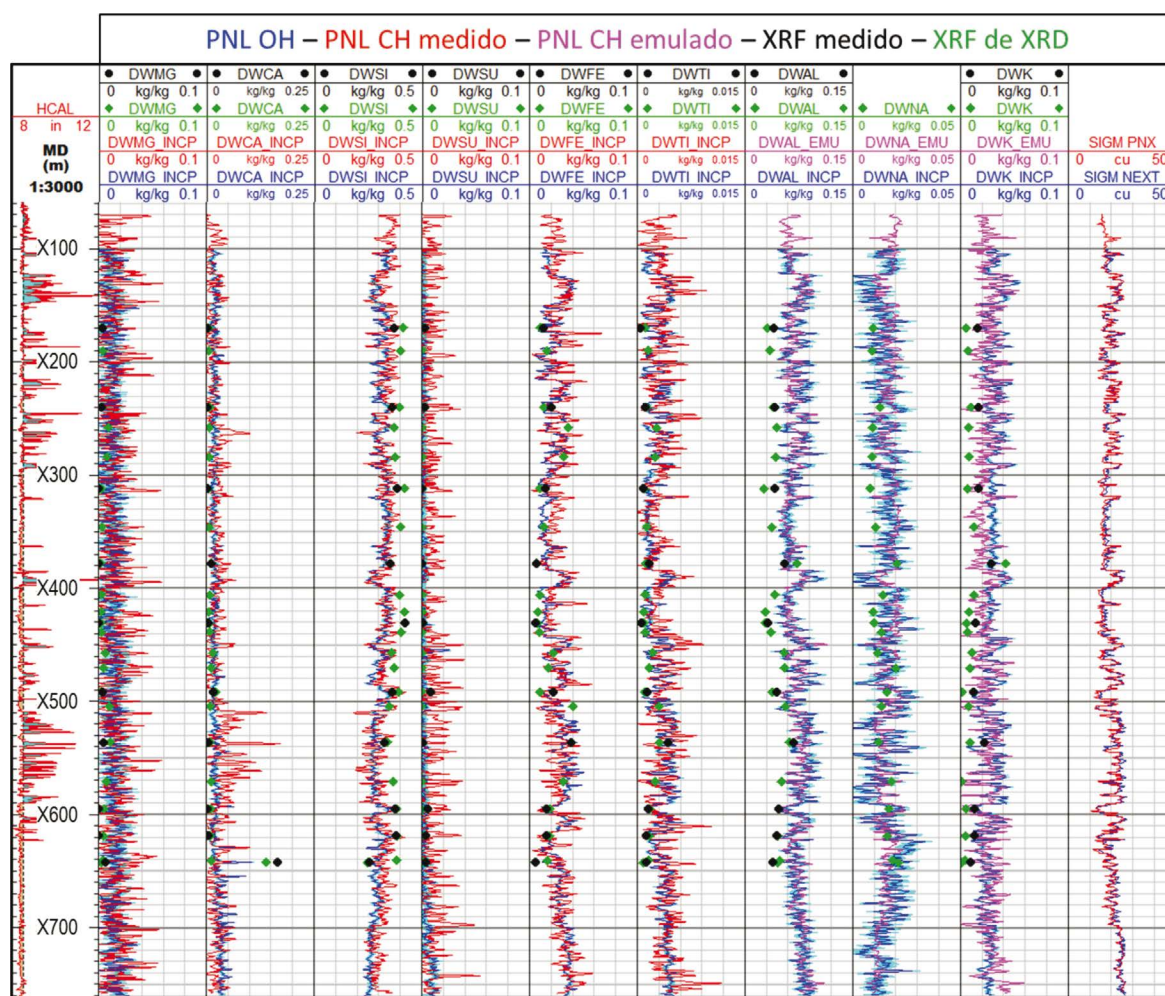


Figura 9. Pozo B, concentraciones elementales de registros OH, CH y de testigos laterales. Para las concentraciones en los testigos laterales se presentan las mediciones directas de XRF (10 puntos, negro) y concentraciones computadas a partir de la mineralogía XRD (22 puntos, verde).

La Fig. 9 compara las concentraciones elementales medidas con la herramienta de pozo abierto (curvas azules) con las de la herramienta fina a pozo entubado (curvas rojas). En este caso también el Al, Na y K resultaron ruidosos, por lo que se emularon con una regresión multi-lineal (curvas rosadas) usando los otros elementos y la curva Sigma. Las regresiones fueron desarrolladas usando datos de hueco abierto obtenidos con la herramienta PNL de gran diámetro y alta precisión. 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 y el K, aunque se logra captar las tendencias generales. La consistencia entre las concentraciones de OH y CH es buena, aunque hay algunas discrepancias en el Ca entre X500 y X600 m, en zonas donde el hueco está derrumbado (ver calibre en la pista de profundidad) y el espacio anular se llena de cemento.

En la Fig. 9 también se grafican las concentraciones elementales medidas con fluorescencia de rayos X (XRF) realizada en 10 testigos laterales (círculos negros). Además, para comprobar la consistencia entre el análisis XRF y el XRD, se computaron concentraciones elementales teóricas a partir de la mineralogía XRD utilizando los coeficientes de la Tabla 2, que son los rombos verdes en la Fig. 9. En general la consistencia es buena, aunque el Si computado parece un poco alto,

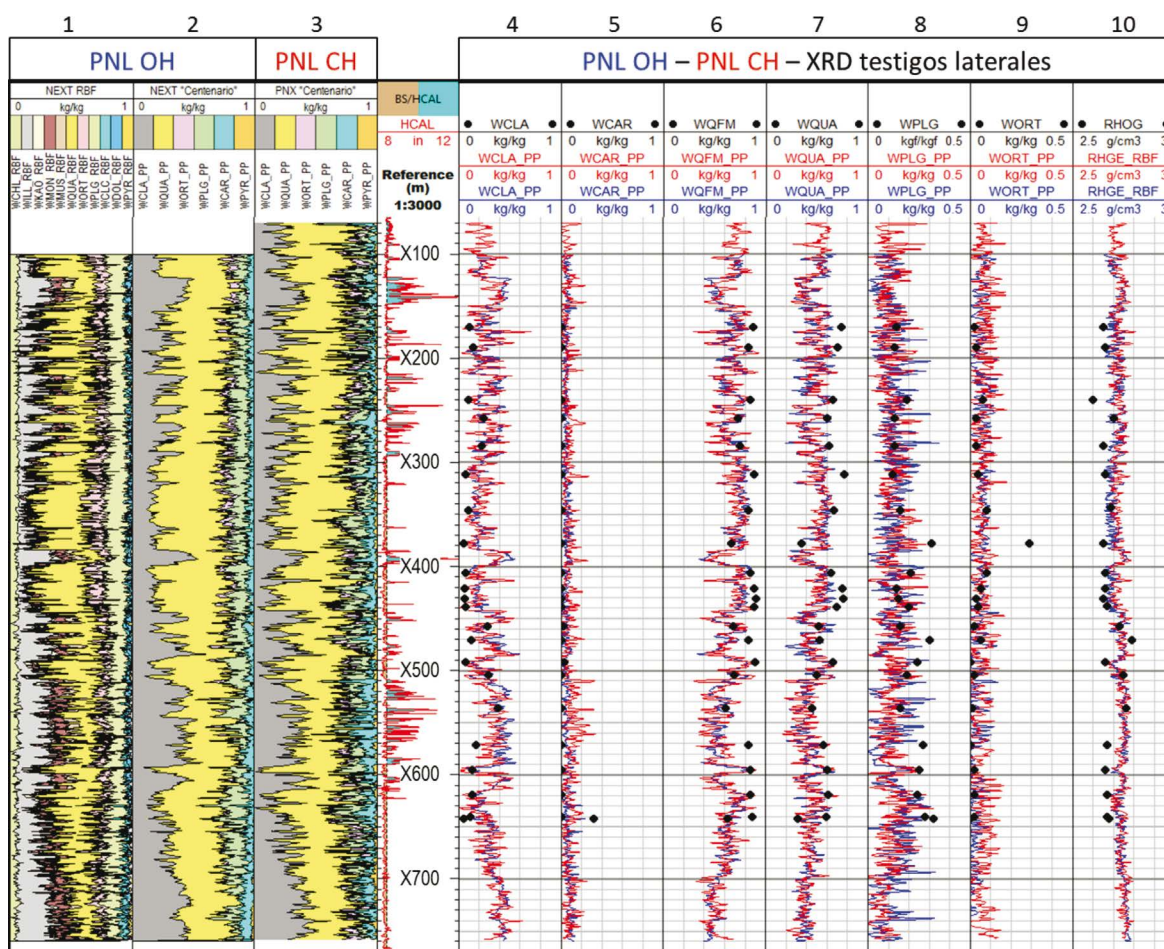


Figura 10. Pozo B, mineralogía de perfiles OH, CH y estudios XRD

y el Al y K algo bajos, lo que hace sospechar que la fracción de arcilla podría estar subestimada en el XRD. Se recomienda siempre hacer un cuidadoso control de calidad de las mediciones de laboratorio antes de emplearlas para calibrar modelos mineralógicos (Herron 2014).

En la Fig. 10 se comparan las mineralogías computadas a partir de las concentraciones elementales de OH, CH y el estudio de difracción de rayos X (XRD). La pista 1 muestra la mineralogía OH computada con el modelo global RBF (Radial Basis Functions) (Freedman 2014), que utiliza 8 elementos (Si, Al, K, Fe, Ca, Mg, S, Mn) para computar 14 minerales y la densidad de matriz. El modelo RBF está construido a partir de una base de datos global con datos de geoquímica elemental (XRF) y mineralogía (Dual-Range FT-IR, Fourier Transform Infrared) en 2279 muestras de roca de reservorios convencionales y no convencionales alrededor del mundo. Disponiendo datos locales de coronas se podrían construir modelos más ajustados a las formaciones locales a través de regresiones lineales empíricas. Sin embargo, para este caso de estudio con análisis XRF en solo 10 muestras y XRD en 22, todos los cuales solo muestrean las arenas más limpias, no se dispone de una cantidad de información lo suficientemente representativa como para intentar este ejercicio. Igualmente se intentó mejorar el ajuste de las fracciones de cuarzo y feldespatos potásico y sódico, y se construyó un modelo simplificado para Molles en el campo Centenario con 6 minerales (arcilla total WCLA, cuarzo WQUA, K-feld WORT, Na-feld WPLG, carbonatos WCAR, pirita WPYR) que se muestran en las pistas 2 para OH y 3 para CH. Para el modelo CH se utilizaron el Al y K emulados, y el Mn se asumió nulo. Las pistas 4 a 9 muestran una comparación de los minerales del modelo simplificado para OH (azul), CH (rojo) y XRD (círculos negros). La pista 10 coteja las densidades de grano estimadas por el modelo RBF y medida en los testigos laterales.

En la Fig. 11 se compara el perfil triple combo y sónico OH vs. una presentación equivalente emulando el triple combo con curvas CH y el sónico a través de tubería, registrado simultáneamente con el CBL-VDL. El panel inferior muestra las mismas curvas en una escala más expandida para apreciar el detalle en algunas arenas. Eligiendo las escalas apropiadas, el cruce TPhi-FNXS (ver pista 7) puede indicar cualitativamente presencia de gas. Notar que estos cruces son mucho mas notorios debajo de X400 m. También se puede visualizar rápidamente gas comparando FNXS vs. FNXS de matriz computado de la mineralogía (ver Fig. 1, pista 6 en Rose 2017).

El sónico de pozo abierto fue registrado con una sonda con un arreglo de receptores, pero solo con transmisores monopolares a espaciamientos cortos. El registro en entubado se efectuó con la herramienta completa, incluyendo la sección de dipolos y el transmisor monopolar a mayor espaciamiento. En este ejemplo el cemento es de buena calidad (ver curva DCBL en la pista 8) y hay buena detección de tanto la onda compresional como la de cizalla convertida para el monopolo, y de la onda flexural en el dipolo. Las coherencias se degradan un tanto en las zonas rugosas de mal pozo, por ejemplo entre X500 y X600 m.

Finalmente, se efectuó un análisis cuantitativo con solo los datos de pozo entubado, PNL y sónico, y se comparó con computaciones similares en pozo abierto (Fig. 12). El modelo CH utilizado se resume en la Tabla 3, y está basado en la metodología propuesta en Rose, 2017. Éste emplea las curvas SIGM, TPHI y FNXS de la herramienta PNL fina, las fracciones minerales del modelo ajustado para Centenario discutidas en la Fig. 10, y el sónico CH, en una rutina que resuelve ecuaciones simultáneas (Mayer & Sibbit, 1980). Los end-points fueron computados asumiendo salinidad del agua de formación de 80.000 ppm NaCl, presión y temperatura de fondo.

- La pista 1 compara la porosidad OH crossplot densidad-neutrón (PHIT_ND) con la porosidad del modelo de la Tabla 3 computada con el PNL y Sónico (PHIT_PNL_Sonic), y con la porosidad solo del PNL (PHIT_PNL). En el primer caso, cuando se incluye el sónico, la porosidad computada es un poco más estable. También se incluye la porosidad de testigos laterales (CPOR) obtenida de la petrofísica básica.
- La pista 2 compara saturaciones, OH computada con PHIT_ND, resistividad, asumiendo salinidad 80.000 ppm NaCl y $M = N = 2$, constantes (curva roja SWT AT90). En CH la saturación sale de una combinación de todas las curvas involucradas en el modelo, pero SIGM, TPHI y FNXS tienen la mayor influencia. La curva azul usa PNL y Sónico, la verde solo PNL. En todos los casos se aplicó un *cutoff* de $VCL < 30\%$ para computar saturación de hidrocarburos.
- En las pistas 3 y 4 se muestra SIGM, TPHI y FNXS del PNL. Notar nuevamente que hay una fuerte correlación entre los intervalos con cruce TPHI-FNXS y las manifestaciones de gas del control geológico en las pistas 5 y 6.
- Por último, la pista 7 muestra la mineralogía computada con el modelo simplificado para Centenario, compara bien a grandes rasgos con la descripción de los recortes en la pista 8.

En la pista 2 se observa diferencia entre las saturaciones computadas en OH (resistividad AT90, Archie) y el CH (PNL). Entre X280 y X520 m $SWT\ CH < SWT\ OH$. Esto se puede deber a varias razones, por ejemplo, variaciones de salinidad y/o de los coeficientes M y N. Otra opción es que como estos pozos fueron perforados con lodo base agua dulce relativamente dulce (~16 ppk NaCl) y la medición Sigma es somera, quizás el filtrado remanente tienda a aumentar la saturación de hidrocarburo (solo hubo 2 semanas entre entubar el pozo y los registros CH); aunque FNXS, que es fundamentalmente sensible al gas, combinado con TPHI, deberían compensar. Sin duda se necesita más experiencia para ajustar los modelos para el Yacimiento Centenario, dando más peso en la solución a curvas como TPHI y FNXS por sobre la curva SIGM.

Optimización de los costos de desarrollo en campos maduros:
¿Pueden registros en pozo entubado reemplazar los registros de hueco abierto en tight gas?

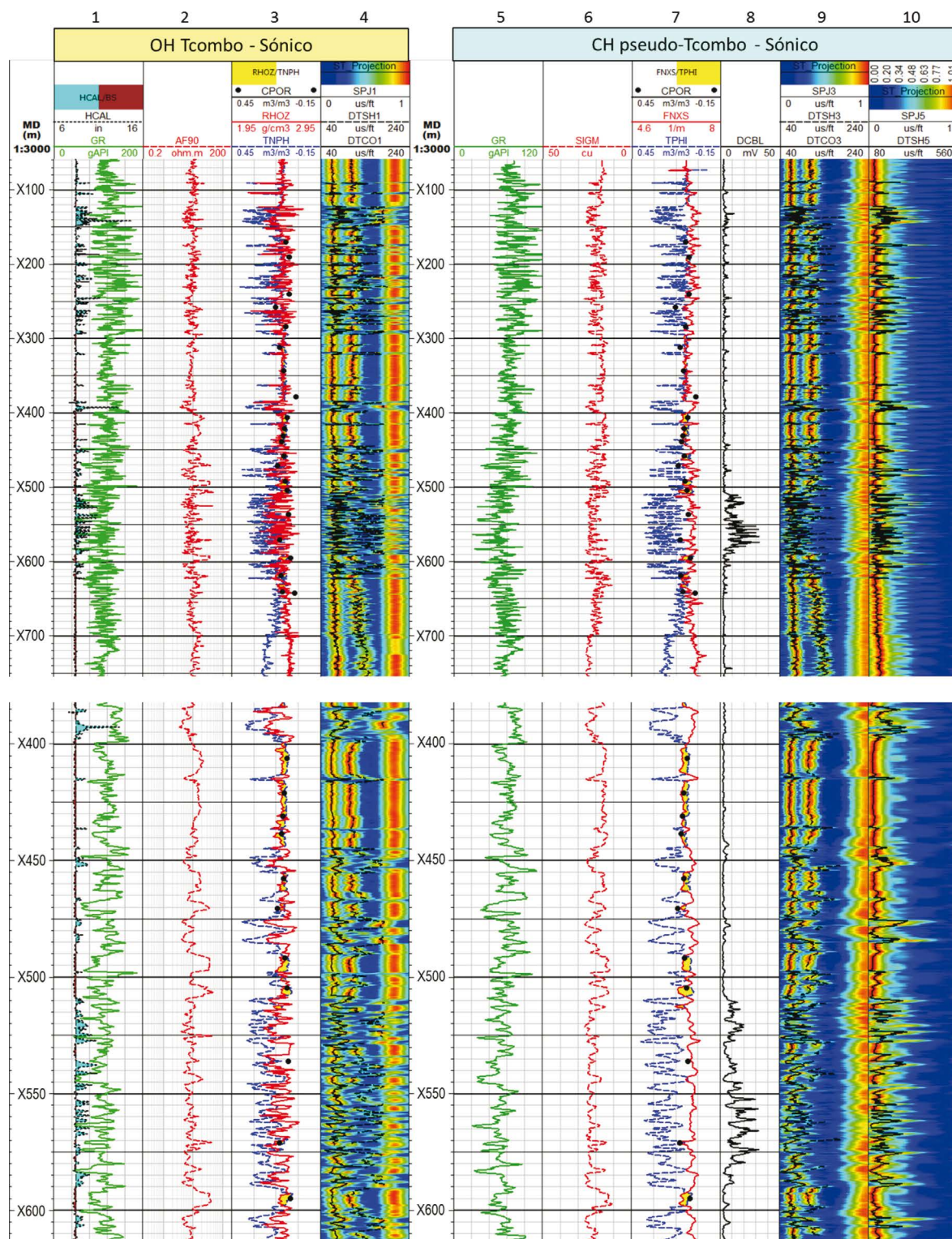


Figura 11. Pozo B, triple combo y sónico OH vs. pseudo-triple combo y sónico CH (todo el pozo panel superior, “zoom” panel inferior). Notar el “efecto de gas” en los cruces FNXS-TPHI en la pista 7.

TABLA 3 – MODELO PETROFÍSICO POZO ENTUBADO								
Perfil	Unidad	Incertidumbre	Ilita v/v	Cuarzo v/v	Calcita v/v	Pirita v/v	Agua v/v	Gas v/v
TPHI	v/v	0.015	0.25	-0.04	0	0.01	1	0.2
SIGM	c.u.	2	40	7	7.4	90	49.11	8.87
FNXS	1/m	0.05	8.5	6.84	7.5	9	7.8	2
DTCO	us/ft	2.25	65	51	47.5	39	189	200
WCLA	kg/kg	0.015	1	0	0	0	0	0
WQFM	kg/kg	0.015	0	1	0	0	0	0
WCAR	kg/kg	0.015	0	0	1	0	0	0
WPYR	kg/kg	0.015	0	0	0	1	0	0

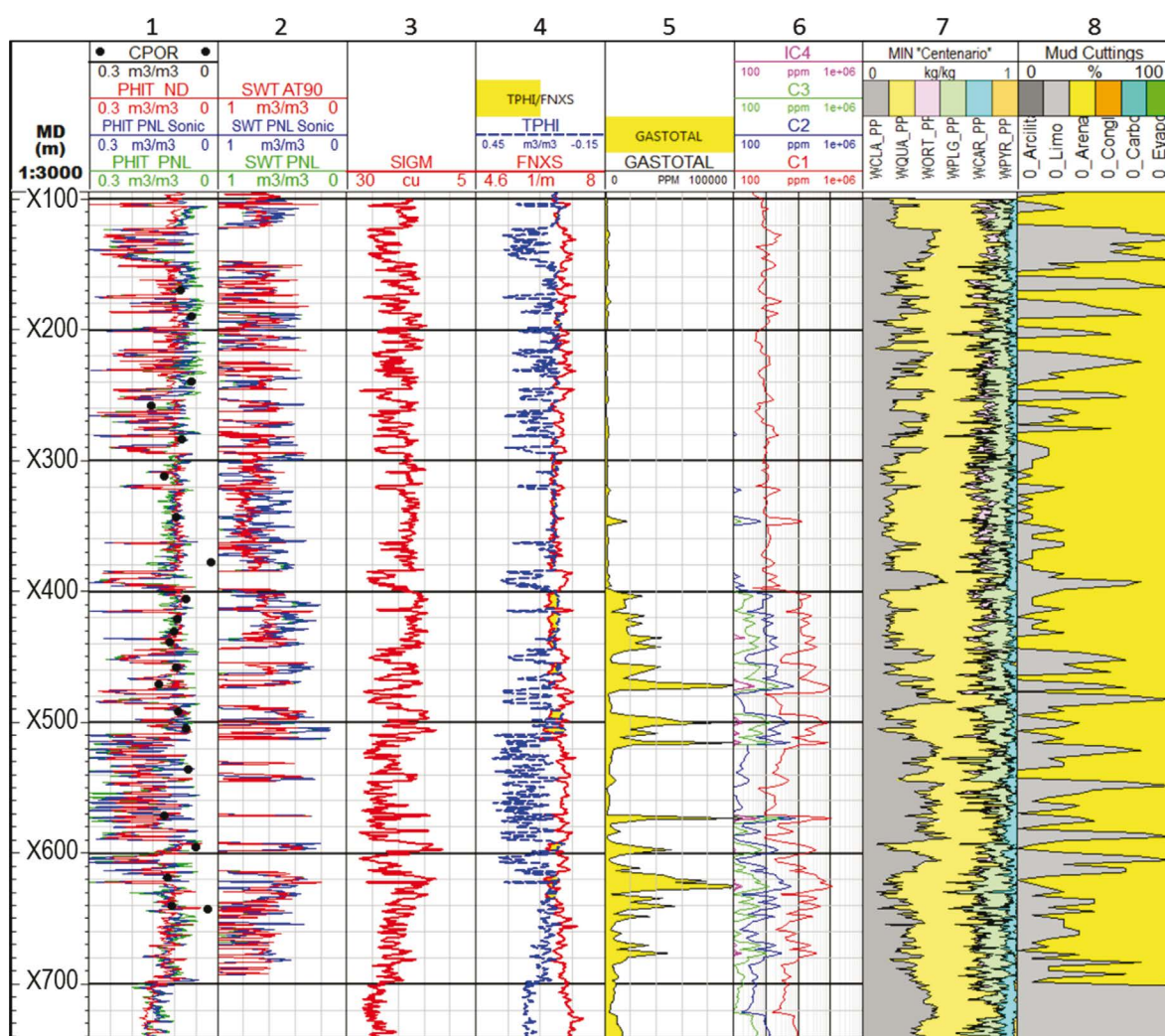


Figura 12. Pozo B, porosidad y saturación OH vs. CH

DISCUSIÓN Y CONCLUSIONES

En este trabajo planteamos la alternativa de reemplazar los registros a pozo abierto por registros a pozo entubado como una opción para mejorar la eficiencia y optimizar la adquisición información. Los perfiles propuestos miden múltiples propiedades de la formación a través de la tubería, posibilitando ir más allá de una simple correlación, y permitiendo evaluar parámetros del reservorio como ser mineralogía, porosidad y saturación de fluidos.

- La evaluación de litología y porosidad puede ser bastante robusta si se combina la información de espectroscopía, porosidad neutrón y FNXS. Agregar una curva de DT compresional agrega estabilidad al cómputo de porosidad.
- La evaluación petrofísica cuantitativa se puede efectuar directamente a partir de las propiedades medidas en pozo entubado (SIGM, TPHI, FNXS, DTCO, concentraciones elementales o fracciones minerales), sin necesidad de un paso intermedio para emular perfiles de pozo abierto.
- Los modelos globales para computar mineralogía a partir de las concentraciones elementales funcionan razonablemente bien, aunque hay oportunidad de mejorarlos/ajustarlos con datos locales de geoquímica y mineralogía en coronas. Sin embargo, antes de generar estos modelos “calibrados” se debe asegurar la buena calidad de los datos de laboratorio, y también procurar de muestrear todos los tipos de roca, no solo las arenas de mejor calidad.
- En los ejemplos mostrados ciertos indicadores cualitativos de gas, como ser el cruce TPHI-FNXS, mostraron buena correlación con las manifestaciones de gas del control geológico.
- Para la evaluación cuantitativa de saturación, resta el interrogante si en estas formaciones de baja permeabilidad el filtrado del lodo tiene suficiente tiempo para disiparse antes de efectuar las mediciones nucleares a hueco entubado que son someras, típicamente entre 6 y 12 pulgadas de profundidad de investigación. Los pozos de estudio en este trabajo fueron perforados con un lodo base agua relativamente dulce (16 ppk NaCl). En otros casos en la cuenca estas mismas formaciones son perforadas con lodos base aceite. En ambas situaciones el filtrado de lodo remanente puede llevar a subestimar la saturación de agua si se utiliza la curva SIGM, por lo que en el modelo petrofísico CH es necesario dar un mayor peso a mediciones sensibles al gas, como ser TPHI y FNXS.
- Aparte de las aplicaciones para petrofísica, las mediciones sónicas a través de tubería proveen información para efectuar una geomecánica básica para soportar el diseño de tratamientos de estimulación por fracturamiento hidráulico.

En los ejemplos mostrados vimos que las respuestas de los perfiles a pozo entubado son cualitativamente o cuantitativamente comparables a las de hueco abierto, dependiendo del

tipo de medición que se trate, y pueden plantearse como una alternativa para evaluar pozos “*infill*”. La mayor duda se genera en los cálculos de saturación, por la invasión remanente del lodo perforación y la incertidumbre que conllevan estos cálculos a bajas porosidades, donde pequeños cambios en los parámetros de la roca o fluidos pueden tener un impacto considerable en la saturación final.

Si bien los análisis iniciales son promisorios, se puede concluir que la utilización de los perfiles a pozo entubado en el Yacimiento Centenario necesita aún una mayor calibración/integración para poder reemplazar completamente a los perfiles a pozo abierto. Mientras se va ganando más experiencia en este tipo de análisis, se recomienda integrar los datos de perfiles de hueco entubado con otras fuentes de información, como ser la cromatografía de gases del control geológico y correlaciones del modelo estático del campo.

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen a la gerencia de Pluspetrol por el soporte y permiso para publicar este trabajo, y al equipo de Schlumberger por los esfuerzos realizados para revisar el manuscrito.

REFERENCIAS

- 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 Pet. 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
- 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.
- Herron, S. L., & Herron, M. M. (2000, January 1). Application Of Nuclear Spectroscopy Logs To The Derivation Of Formation Matrix Density. Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts.
- Herron, S., Herron, M., Pirie, I., Saldungaray, P., Craddock, P., Charsky, A., ... Li, T. (2014, September 16). Application and Quality Control of Core Data for the Development and Validation of Elemental Spectroscopy Log Interpretation. Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts.
- 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

- Murray, D. R., Endo, T., Sunaga, S., Li, Y., Voskamp, J., & Desport, O. (2010, January 1). Advances in Cased-Hole Compressional and Shear Slowness Sonic Acquisition and Processing. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/135551-MS
- Pampuri, F., Borghi, M., Deias, S., Giorgioni, M., Brambilla, F., Tang, X., & Patterson, D. (2003, January 1). Compressional Slowness Determination Behind Poorly-Cemented Casing (Case History). Offshore Mediterranean Conference.
- 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.
- 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.
- Valero, H. P., Skelton, O., & Cao, H. (2001, January 1). A Practical Sonic Slowness Evaluation Behind Casing. Society of Exploration Geophysicists.
- 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.