

## ACIPET TEC-289

### Experiencias con la aplicación de tecnología alternativa para la determinación de saturaciones y caracterización de formaciones en diversas condiciones de completamiento, roca y fluido.

Autor(es): José Vásquez – Lupatech OFS SA, jose.vasquez@lupatech.com.co

- Artículo Técnico

#### Resumen

Las tecnologías existentes para la evaluación de saturación del agua ( $S_w$ ) en la roca a hoyo entubado son hoy limitadas y todas usan principios radioactivos basados en el bombardeo de neutrones a la formación, ya sea evaluando cómo decae en el tiempo la población de neutrones (PNL = *Pulsed Neutron Logging*, con el que se mide la capacidad de captura de neutrones de la roca) (Har, 1989); o midiendo el ratio entre Carbono a Oxígeno de la roca por medio de espectroscopía de rayos gamma resultante (C/O = *Carbon-Oxygen Logging*) (Shouxiang, 2021); o haciendo un análisis espectroscópico de una veintena de elementos pudiendo estimar el contenido de carbono orgánico con el cual se evalúa saturación de petróleo (Rose, 2017). En este trabajo se ilustra la experiencia de usar un cuarto principio. Se ilustran experiencias con diferentes condiciones de completamiento, roca y fluido basado en la evaluación -simultánea y normalizada- de la respuesta de la población de neutrones termales y de los rayos gamma inducidos (inelásticos y captura) ambos como consecuencia del bombardeo constante (no pulsados) de neutrones de alta energía (*NN & NG Logging*, con el que se estima no sólo Saturaciones, sino también porosidad, arcillosidad de la roca, entre otras propiedades). Se revisan 7 ejemplos en ambientes siliclásticos como también de carbonatos, con alta y baja porosidad, en completamientos simples y complejos midiendo a través de múltiples tubulares con gas, petróleo y/o agua en la roca.

Los 7 casos presentados brindan un abanico de aplicaciones de la tecnología NN & NG en condiciones que típicamente ofrecen limitación o incertidumbre a las tecnologías tradicionales para la evaluación de saturaciones de fluido o gas en agujero entubado.

#### Introducción

Este trabajo busca dar a conocer una alternativa adicional para la evaluación de saturación de hidrocarburos en agujero entubado. Dada su flexibilidad de operación, detectores enfocados a un volumen de roca común y la metodología simultánea y diferencial para la determinación de saturaciones, permite obtener una evaluación eficaz en un amplio rango de condiciones.

La Figura 1 ilustra los rangos de aplicación típicos de diferentes tecnologías para evaluar saturaciones a hueco entubado. Se tiene que los pulsadores de neutrones (PNL, medición Sigma) requieren de 15% de porosidad y una salinidad por encima de 55,000 ppm para tener la sensibilidad suficiente para distinguir hidrocarburo de agua en la formación. Las herramientas que determinan el ratio Carbono a Oxígeno (C/O) pueden operar a diferentes rangos de salinidad (a excepción de salinidad muy alta), sin embargo requieren también porosidad mayor a 15%. Las herramientas de espectroscopía avanzada pueden estimar la mineralogía presente determinar el carbono orgánico y las propiedades de la matriz. Con ello hacer evaluaciones en condiciones amigables de la Figura 2 ampliando el rango de porosidad en el lado inferior sólo hasta 12% típicamente. Finalmente, la tecnología NN & NG permite reducir aún más el rango de porosidad gracias a su evaluación diferencial (la sensibilidad es directa al efecto de los fluidos, es decir a la identificación de hidrocarburo del agua), permitiendo ampliar la envoltura operativa hasta 3 o 4% de porosidad y todo rango de salinidad, mientras se conozca su valor.

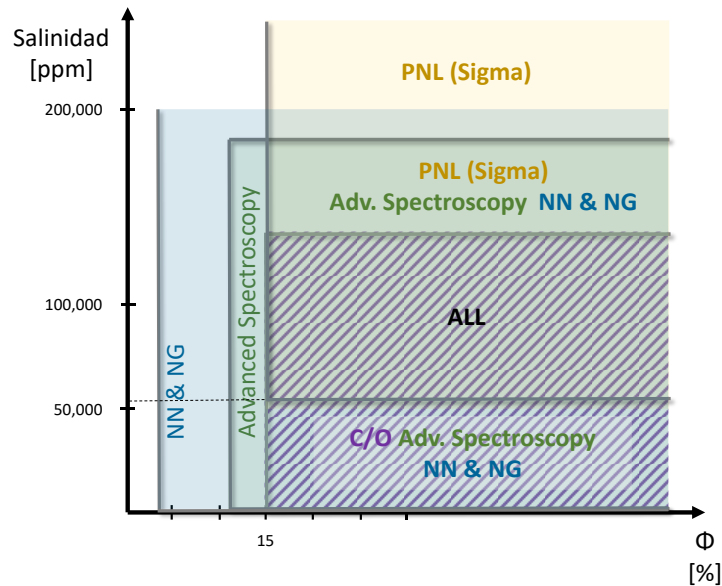


Figura 1 Izquierda. Se ilustra rango de operación (Porosidad vs Salinidad) de diferentes tecnologías de saturación a hoyo entubado.

La figura 2 ilustra algunas de las condiciones de pozo y completamiento que se podrían presentar. E incluso, como se ilustra, con diferentes condiciones de fluidos ya sea en hoyo o en alguno de los anulares. En condiciones de doble tubular o fluidos cambiantes hacen que la evaluación con PNL o C/O ciertamente se complique dado que la respuesta de la medición ya no estaría caracterizada objetivamente, más que en condiciones conocidas (en palabras simples, se podrá medir, pero no se estará seguro qué representa). Las herramientas de gran tamaño no pueden acceder ‘*through tubing*’, y deberán registrar las zonas de interés durante las intervenciones de cambio de completamiento o antes del completamiento inicial. Algunas tecnologías de C/O y de PNL quedan fuertemente afectadas cuando el hoyo no tiene fluido. Las correcciones son para muchas de las tecnologías inexistentes.

Revisando la Figura 2 podemos comentar las dificultades típicas en las evaluaciones de saturación en pozos entubados y con completamiento.

Condición A. Todas las tecnologías podrían evaluarlas a excepción si el tamaño del casing es muy grande (>12.25”) o si el anular tiene un espesor significativo (>1”). Acá se supone que la tubería de completamiento no está presente.

Condición B. Sólo herramientas ‘*through tubing*’. Quedarían descartadas las herramientas de espectroscopía avanzada de gran diámetro (usualmente OD > 2.25”). Sin embargo, habría cierta afectación por la presencia de doble ‘*string*’ (que podría ser una tubería de inyección de gas, o la segunda tubería de producción en una completación dual). El espacio anular entre tubing y casing constituye usualmente un impedimento para la espectroscopía avanzada.

Condición C. Si se registra en doble casing y el anular está con gas se tendría afectación en todas las tecnologías. No sería posible corregir mediciones PNL, ni C/O. Las de espectroscopía avanzada tendrían el problema que la profundidad de medición (~4”) limitaría el espesor total de anulares a atravesar antes de llegar a la formación. O dicho de otra forma el aporte de la señal de la formación sería sólo una pequeña fracción del total de la señal del volumen investigado por la herramienta. de los anulares que se tienen al frente.

Condición D. Doble casing sin gas. Traería dificultad de evaluación para aquellas tecnologías que no están caracterizadas para medir en doble tubular. Si el material en el anular es heterogéneo incorporaría una dificultad adicional para todas las tecnologías en especial las de pequeña profundidad de investigación.

Condición E. Es la réplica de las condiciones C y D, pero esta vez desde dentro del tubing del completamiento. Se mediría a través de 3 tubulares, las mediciones C/O ya no tendrían posibilidad datos sensatos con sensibilidad suficiente, y las herramientas de diámetro grande (mayoría de las espectroscópicas de avanzada) no tendrían acceso.

Condición F. Registrable con C/O (existe caracterización para los diámetros y espesores de casing más comunes) y para mediciones PNL.

Condición G. Similar al caso F, pero en este caso con gas en el anular de la tubería de completamiento. Este tipo de instalación con la tubería auxiliar de inyección de gas (OD 1 1/2") es común en campos maduros en los que se quiere ayudar el levantamiento de la producción con el empuje que produce la inyección del gas (sistemas BLT). Todas las tecnologías quedarían afectadas en el caso de pozo en condición dinámica. En condición estática aquellas que pueden corregir la presencia del gas en el anular entre tubería de completamiento y casing podrían ser empleadas.

Condición H. Es más simple que la E dado que ya no se tiene la interferencia de la tubería de inyección de gas.

Condición I y J. Son las condiciones más simples, por el tamaño reducido del casing y presencia de fluido en el hoyo siempre que se sepa el nivel de cada uno. Sin embargo, si para acceder a las condiciones I y J se debe descender por el tubing, entonces las herramientas de gran diámetro no podrán ser usadas.

Como se puede apreciar, en la mayoría de las condiciones arriba mencionadas existe alguna limitante o restricción, y por lo tanto habrá algunas tecnologías con mayor chance de aportar resultados representativos que otras según la condición mecánica y fluido.

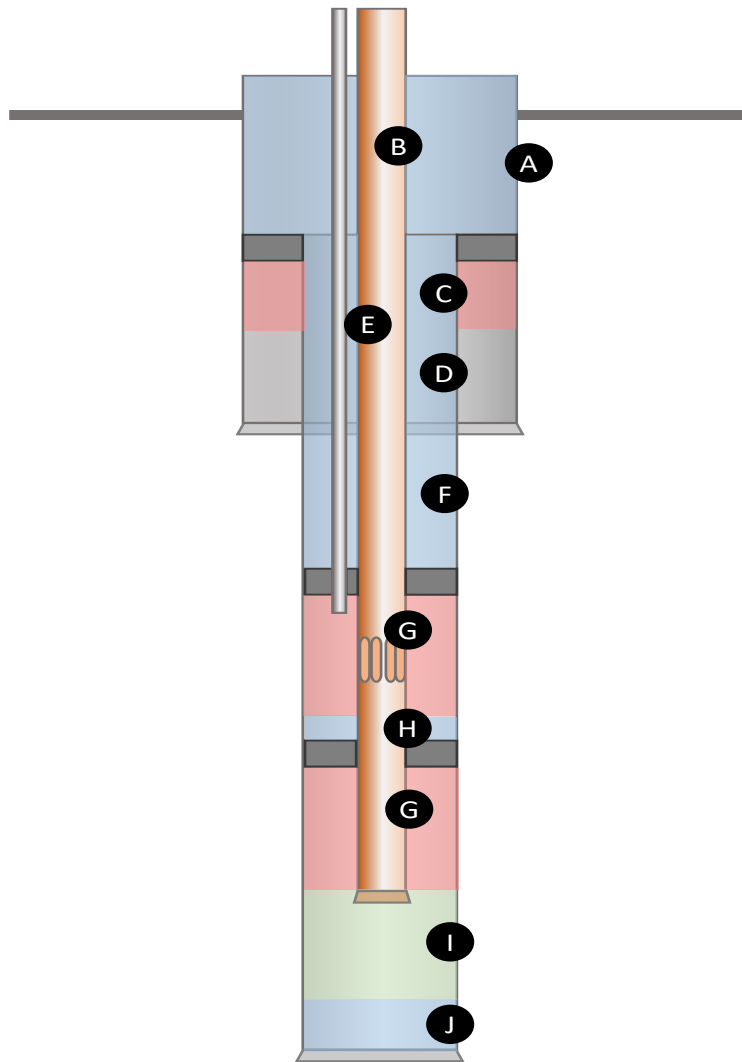


Figura 2 Condiciones mecánicas y de fluidos que se pueden presentar en el requerimiento de Saturaciones aplicando diferente grado de complejidad

Las tecnologías comúnmente usadas para la evaluación de saturaciones brindan resultados positivos cuando se está adecuadamente enmarcado dentro de su rango de aplicación. El problema es que, en muchas ocasiones, las condiciones de pozo o formación nos alejan de las condiciones ideales, mermando la confiabilidad de los resultados. Limitaciones de las diversas tecnologías existentes se han convertido en el enfoque y motivación de desarrollo de la tecnología basada en NN & NG.

Este documento busca poner en evidencia la aplicabilidad de la tecnología Quad Neutron basada en la interacción NN y NG con varios ejemplos en diversos ambientes de aplicación, basado en la experiencia adquirida en Latinoamérica a lo largo de cuatro años. En la actualidad ya se tienen contabilizados más de 3000 trabajos a nivel mundial. La tecnología cuenta con caracterización de la respuesta en formaciones ‘tipo’ de las facilidades de prueba de registros de TOTAL en Francia (1) (Pierre Chuilon, 2019). Ello permite tener experiencia práctica en el rango de aplicación de la tecnología y también conocer sus limitaciones (ver Tabla 1)

Rangos de Aplicación tecnología NN & NG	Limitaciones tecnología NN & NG
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Rango de porosidad &gt; 3%</li> <li>- Rango de Salinidad 0 – 250,000 ppm NaCl</li> <li>- Rango de API 8 – &gt;65°, incluyendo Gas</li> <li>- Medición a través de 1 2 o 3 tubulares</li> <li>- Múltiples medios de descenso (cable eléctrico, slickline, tractor, <i>coiled tubing</i>, <i>pipe conveyed logging</i>)</li> <li>- Cualquier litología</li> <li>- Cualquier fluido en el hoyo (agua, salmuera, aceite)</li> <li>- Acceso through tubing a la zona de interés</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Cambios bruscos de Salinidad (por ejemplo, frentes de inyección con salinidad muy diferente a la del agua de formación.</li> <li>- Proyectos en los que se requiere mineralogía detallada.</li> </ul>

Tabla 1 Rangos de aplicación y limitaciones de tecnología Quad Neutron basado en interacciones NN & NG

### Principios de Medición

En búsqueda de un método para la determinación del petróleo aún remanente, la tecnología Quad Neutron utiliza un flujo de neutrones continuo de una fuente química AmBe impartido a la formación y combina interacciones Neutrón-Neutrón (NN) y Neutrón-Gamma (NG). El uso simultáneo de estas interacciones provee de un nuevo enfoque para determinar las propiedades de la formación a través de la tubería. La tecnología permite determinar porosidad, volumen de arcilla, densidad relativa de la formación, saturación actual de hidrocarburo sin requerir otros registros. Además, permite identificar la litología básica y estimar cualitativamente la permeabilidad o calidad de roca.

Los desarrolladores de la tecnología aprovecharon que el error en porosidad de las mediciones NN y las NG son opuestos, para la mayoría de los fluidos en el espacio poroso. Por ello combinando las mediciones NN con las NG es posible minimizar el error impartido por los fluidos en los poros (QTP = *Quad Total Porosity*).

Por el contrario, también es posible utilizar la respuesta NN y NG para maximizar el error debido a la presencia de los fluidos en los poros, permitiendo obtener una porosidad altamente sensible al tipo de fluido (QL = *Quad Liquid Porosity*). Si estas dos curvas se normalizan en una zona saturada de agua, entonces identificarán las zonas con hidrocarburo o intervalos de alta y contrastada salinidad. La magnitud de la separación QTP-QL será proporcional al volumen de hidrocarburo presente en los poros.

Considerando que QTP representa a la porosidad del espacio poroso y también al agua asociada a las arcillas (lutitas) entonces también fue necesario desarrollar un indicador de arcillosidad eficaz.

Es frecuente que, al intervenir pozos antiguos, la determinación de la arcillosidad a partir de la metodología clásica de usar la radioactividad natural de la formación sea una tarea poco objetiva. Muy frecuentemente, debido a anomalías geoquímicas (formación de precipitados radioactivos durante la producción o inyección) y/o en formaciones con presencia de feldespatos potásicos, glauconita y micas condicionan a que los métodos en base a rayos gamma naturales (GR) no permitan tener resultados confiables. La situación se complica aún más cuando hay ausencia registros primarios (SP, RHOB/NPHI, etc) que puedan dar indicación de la arcillosidad. Adicionalmente uno está sujeto a los efectos de la perforación de pozos o post-perforación, que amplían la dificultad de la evaluación

de la arcillosidad como por ejemplo por efectos de invasión de lodo o cemento. Esto genera finalmente una falta de correspondencia entre los resultados de la producción y cualquier set de datos de hoyo abierto.

Para atender a estos retos, las curvas de arcillosidad del Quad Neutron (QC = *Quad Clay*) y densidad relativa de la formación expresada como porosidad (NDPOR = *Normalized Density Porosity*) fueron creadas. QC es calculado en base a la activación del elemento aluminio (Al) por causa de un flujo de neutrones. El aluminio está presente en los minerales de arcilla, cuyo volumen produce una respuesta lineal, por lo que uno puede obtener un indicador de arcillosidad a partir de QC. El aluminio también está presente en los feldespatos y otros minerales, sin embargo, la posibilidad de su activación ante el flujo de neutrones es mínimo dado que éstos no reducen la energía del flujo de neutrones y por lo tanto terminan siendo no capturables (no causa efecto de activación), como sí ocurre en las arcillas, gracias al agua asociada. Así, la incidencia de los neutrones sobre otros minerales que contienen aluminio (diferentes a los minerales de arcilla) no producen efecto sobre QC. La curva NDPOR es usada para la determinación litológica y presenta buena correlación con la densidad de la formación (RHOB = *Bulk Formation Density*). También permite identificar las zonas saturadas con gas (porosidad NDPOR aumenta).

Finalmente, para corregir por las cavernas o zonas lavadas se creó la curva de caliper nuclear (NC = *Nuclear Caliper*) que permite normalizar las mediciones realizadas ante cambios en el (los) anulare(s).

La Saturación de Petróleo se evalúa con la expresión:

$$S_{oil} = 1 - k * (QTP - QL_{CE}) / (QTP - QL_{CE_{100}}) \dots\dots\dots(1)$$

En donde:

k = es el factor de proporcionalidad

QTP = porosidad total Quad Neutron

QL<sub>CE</sub> = porosidad total medida, altamente sensible a los líquidos presentes en los poros

QL<sub>CE<sub>100</sub></sub> = porosidad total esperada, altamente sensible a los fluidos si es que los poros están 100% saturados de petróleo.

Finalmente, la calidad de roca es estimada en base a la diferencia de lecturas de dos detectores: GR – FGR. Donde FGR (Filtered Gamma Ray) es un detector especial de rayos gamma que filtra el rango de energía de radiación incidente 0 a 180 keV, contabilizando sólo a los rayos gamma de mayor energía. FGR tendrá una lectura muy similar al GR en formaciones limpias sin finos ni arcillas que usualmente tienen su señal en el rango 0 -180 keV. La aplicación es cualitativa. Si uno está comparando dos zonas de similar porosidad, pero 1 de ellas tiene menor separación GR-FGR, entonces será de mejor calidad de roca.

## Metodología y Datos

La tabla siguiente muestra el resumen de pozos compilados para este trabajo. Los pozos ofrecen diferentes condiciones de completamiento, formación y fluidos y permiten evaluar la eficacia de la tecnología en proveer resultados que permitan tomar decisiones que aporten valor a los diferentes casos.

Caso	Condición / Dificultad	Fluido	Tubulares	Resultado
1	Completamiento inicial, zona sin registros, 0.8 ppk Salinidad y 22.5° API	Petróleo Agua	7 pulgadas	4300 bopd
2	34 pozos campo marginal y maduro. Areniscas conglomeráticas de baja porosidad y salinidad	Petróleo Agua	1 a 3 tubulares	3900 bpd
3	Areniscas en completamiento complejo, con fluido diverso en el anular, con gas en hoyo	Gas	Casing + Tubing, Packer Mandriles de inyección y Camisas	n/a
4	Caliza, Dolomita de baja porosidad.	Gas & Condensado	Completamiento a hoyo abierto	6.15 MMSCFD
5	Areniscas arcillosas de media	Petróleo	1 Tubular	80 bopd.

	a baja porosidad y salinidad 25 ppk	peasdo 12 ° API		Comparación con PNL
6	Pozo inyector, sin registros	Agua	1 Tubular 9 5/8"	10000 bwpd
7	Areniscas arcillosas de media a baja porosidad y salinidad 25 ppk	Gas / Agua	1 tubular	Fin de Vida productiva → conversión a inyector

Tabla 2 Casos de registros Quad Neutron evaluados en este trabajo.

**Caso 1.** Carencia total de registros a hoyo abierto. Pozo confirmatorio de una campaña de exploración. En este caso el pozo no pudo ser registrado a hoyo abierto por razones logísticas. Se decide entubar, cementar y después de 7 días correr registros de cementación y saturación con tecnología NN & NG (Quad Neutron).

Condiciones de pozo: Completado con Liner de 7" 29 lbs/ft N-80, pozo tipo slant @ 10500 ft. Desviación 36°, Temperatura 294 degF.

Condiciones de formación: Arenisca principal bien desarrollada de unos 200 pies de espesor, limpia, grano medio a grueso. Porosidad 24%. Cuerpos secundarios de menor espesor y mayor arcillosidad. Capas adyacentes arcillas con intercalaciones de dolomitas y anhidritas. API 22°, Salinidad NaCl 800 ppm.

Condiciones de operación: Intervalo neto registrado 1130 ft, Número de pasadas: 1, Sección repetida: Sí. Tiempo de operación neta: 8.5 horas. Registro efectuado con cable eléctrico después de 7 días de haber cementado el pozo.

Reto principal: ausencia de registros eléctricos. Posibilidad de que los fluidos de formación no se hayan restituido post invasión. Baja salinidad.

**Caso 2.** Se compila información de 34 pozos registrados con tecnología NN & NG en campos maduros de producción marginal.

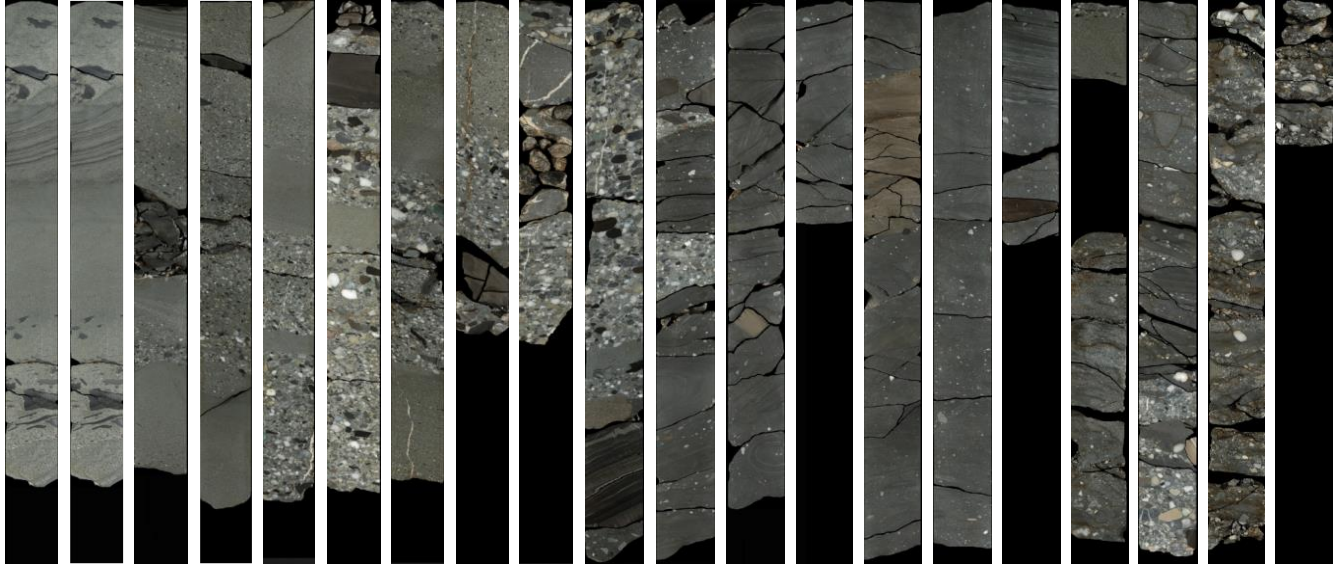
Condición de pozo: Todos los pozos tuvieron fluido en el hoyo al momento del registro, Casing de 5.5" x 15.5 o 17 lbs/ft o 7" x 29 lbs/ft, 9 de ellos a través de doble tubular y uno a través de 3 tubulares. Desviaciones desde verticales hasta 68°, temperatura desde 75 a 158 degF.

Condiciones de formación: Las areniscas objetivo son de media a baja porosidad (4-15%), de grano muy fino a medio, muy eventualmente grueso, con alto contenido de líticos. Algunos cuerpos conglomeráticos. Las areniscas por lo general no son limpias, tienen un medio a alto contenido de arcilla. Usualmente el corte de arcillosidad se establece a 45%, Petróleo de 30 a 45° API, con valores medios de GOR, salinidad de agua de formación entre 12,000 a 40,000 ppm.

Condiciones de Operación: Cable eléctrico, típicamente 6 horas de operación, intervalo neto entre 500 a 1000 ft. Número de pasadas: 1, Sección repetida: Sí. Resultados de la evaluación se usaron para definir completamiento de los reacondicionamientos.

Reto Principal: baja porosidad, media a baja salinidad, alta arcillosidad, variabilidad estratigráfica.

7674.8 ft



7730 ft

Figura 3 Core de formaciones prospectivas típicas del caso 2. Observar los horizontes conglomeráticos intercalados con cuerpos de arenisca fina

**Caso 3.** Pozo productor de gas a partir de areniscas arcillosas con completamiento complejo y diferentes fluidos en el hoyo.

Condiciones de pozo: Tubing de 3.5" cementado en Liner de 5". Forros intermedios de 7" y 9 5/8". Se tiene intervalos de 3 tubulares (9 5/8" + 7" + tubing de 3.5" con gas en tubos y agua en anulares. ., Niveles de fluidos en el pozo: Agua, petróleo y gas. Temperatura 162 degF

Condiciones de formación: areniscas de 10 a 15% de porosidad, con agua, petróleo o gas según intervalos. Salinidad 34,000 ppm, API ~55°. Media arcillosidad.

Condiciones operativas: registro realizado en modo memoria con slickline, 1 pasada a 10 ft/min.

Reto principal: Estado mecánico complejo. Disponibilidad parcial de registros a agujero abierto..Gas en hoyo.

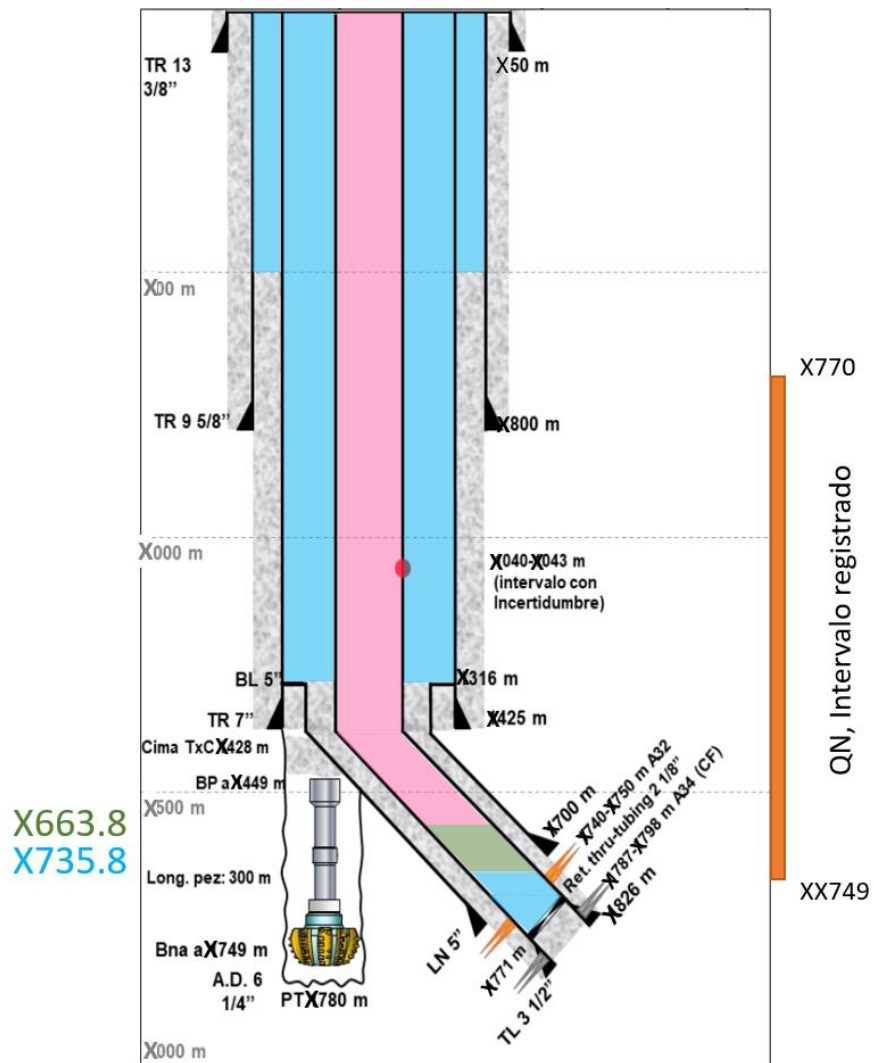


Figura 4 Condición mecánica y fluidos en pozo en el momento del registro.

**Caso 4:** Ambiente de Carbonatos de baja porosidad productor de gas. Objetivo es identificar los horizontes con Saturación de Gas.

Condición de hoyo: Casing 7" 26 lbs/ft N80, Cañoneado. 182 degF, fluido en pozo.

Condición de la formación: Carbonato, ambiente marino restringido. 6-10% porosidad, presencia de Dolomita en algunos horizontes. Saturación de Gas variables dependiendo del tamaño de poro en carbonato.

Condiciones Operativas: registro realizado con cable eléctrico en tiempo real.

**Caso 5:** Ambiente de areniscas arcillosas y conglomeráticas. Comparación con registro PNL Identificación de zonas prospectivas dejadas de lado. Registros parciales. Carencia de registro de porosidad a agujero abierto.

Condición de hoyo: Casing de 6 5/8" x 28 lbs/ft N80 con fluido en el pozo. Zonas sin aperturar. 110 degC,



Condición de la formación: Arenisca arcillosa turbidíticas del terciario. Porosidad 10-15%, Salinidad 25,000 ppm, 12° API

Condiciones de Operación: 1 pasada con cable eléctrico registrado en modo tiempo real. Tiempo de operación 7 horas. Se realiza también adquisición de PNL (medición Sigma)

**Caso 6.** Evaluación de Pozo nuevo inyector de agua, sin registros a hoyo abierto. Objetivo: escoger cuerpo arenoso de mayor admisibilidad y determinar intervalo a cañonear, reduciendo costos con registros sólo a agujero entubado.

Condición de pozo: Casing de 9.625" cementado, 1 tubular, con fluido, 130 degF

Condición de formación: Arenisca bien desarrollada, limpia. Porosidad 24%. Rango de permeabilidad 600 – 1000 mD.

Condiciones operativas: registrado con cable eléctrico en tiempo real. 1 pasada.

**Caso 7:** Evaluación de un pozo productor de gas que mostraba síntomas de ahogamiento y que contaba con monitoreo de saturación de gas y contactos en el tiempo. Areniscas arcillosas. Es un caso en el que se pone en evidencia el valor de la información auxiliar medida por la tecnología para entender los detalles del diagnóstico

Condición de pozo: Casing 7" 20 lbs/ft N-80, accedido a través de tubería de completamiento de 4.5". Temperatura 230 degF

Condición de formación: Areniscas arcillosas, carácter cambiante con la estratigrafía, con componentes radioactivos hacia el tope. Salinidad 25,000 ppm, Densidad del gas 0.15 g/cm<sup>3</sup>

Condiciones operativas: registro con cable eléctrico, 1 pasada 8 horas de operación.

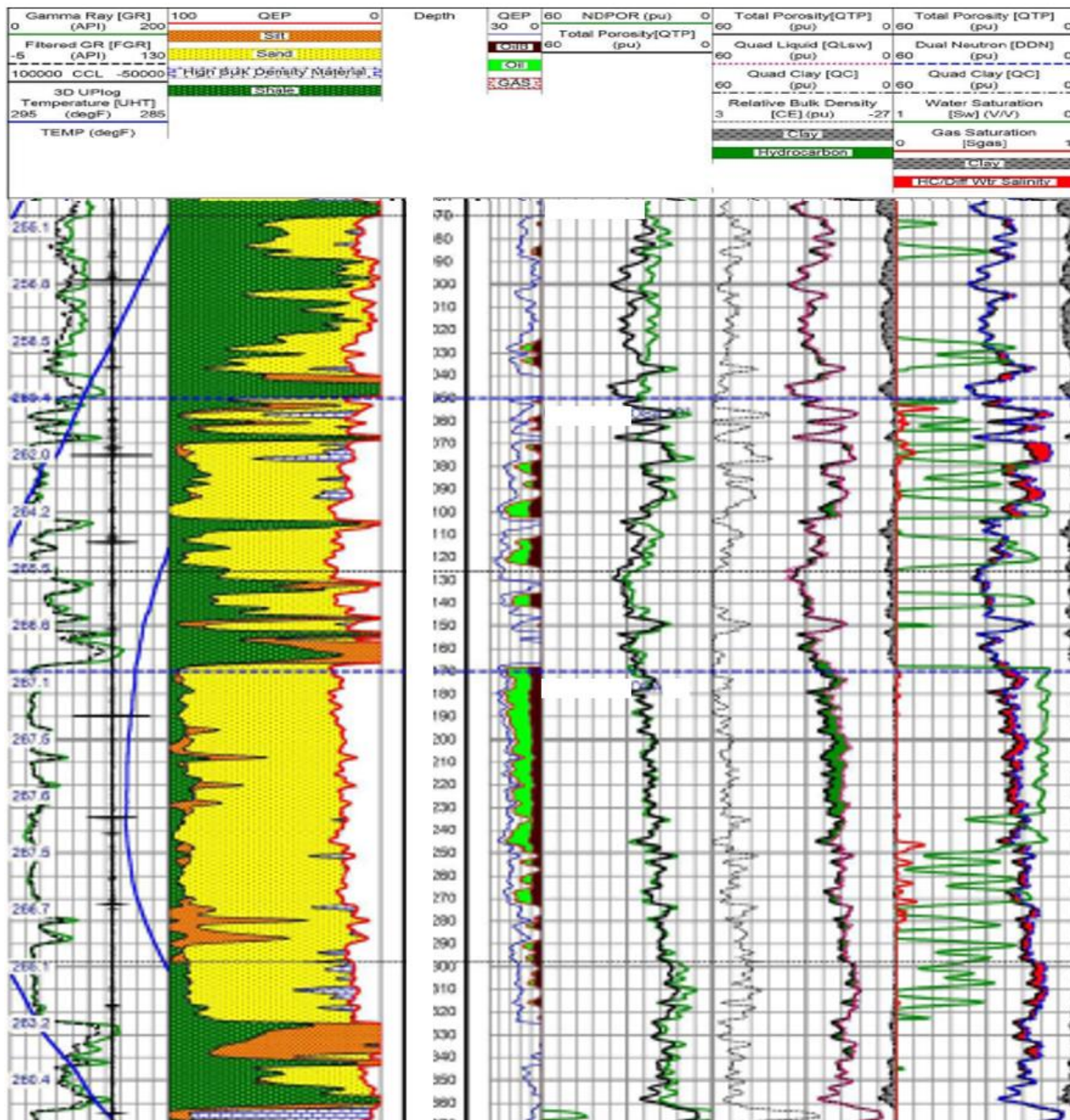
## Resultados

Presentaremos en la misma secuencia los resultados obtenidos en los 7 casos presentados aquí.

**Caso 1.** Ante la carencia total de registros eléctricos en un pozo confirmatorio de una campaña exploratoria, se realiza la adquisición de datos de la tecnología NN & NG después de 1 semana de haber cementado el pozo. Ver Figura 5 Resultados de evaluación NN-NG. Pozo exploratorio sin datos de agujero abierto.

Se obtiene los resultados que a continuación se ilustran:

- 1.1 Clara identificación de los cuerpos arenosos. Arcillosidad menor al 15%.
- 1.2 Obtención de porosidad total QTP (llegando a 32% y disminuyendo hacia la base) y estimación porosidad efectiva QEP basada en el volumen de arcilla evaluado mediante la medición Quad Clay (QC) y la porosidad total..
- 1.3 Lograr identificación del hidrocarburo y cuantificar su volumen. Alcanzando saturación de petróleo  $S_o = 82\%$ , probablemente a condición de agua irreductible (carril 4, Figura 5).
- 1.4 Determinar contacto Petróleo Agua y posible zona de transición entre x250 y x320'
- 1.5 Identificación de algunos estratos con mineral de alta densidad (probablemente carbonatos) como los que se observan en (X060-X095; X295 – X320).
- 1.6 El pozo resultó teniendo 75 ft de 'pay' en la arena inferior y 30 ft de 'pay' adicionales en los cuerpos superiores a la arena principal entre X078 y X140 ft, los cuales no habían sido identificados en los otros 2 pozos existentes en la estructura.
- 1.7 El pozo fue abierto a producción x190-x170' (20 pies) y tuvo una producción inicial de 4500 bopd x 0 bwpd con choke de ½"
- 1.8 La diferencia entre FGR y GR (carril 1, Figura 5), se achica al frente de los paquetes arenosos más importantes. Y se separan al frente de las zonas con más arcillosidad y presencia de limo, y en las zonas netamente arcillosas. Ello permite construir un indicador de calidad de roca, el cual inclusive combinado con información de tamaño de grano brinda la posibilidad de computar un índice de permeabilidad (no ilustrado en dicha figura).



3 Figura 5 Resultados de evaluación NN-NG. Pozo exploratorio sin datos de agujero abierto.

**Caso 2.** Este caso contempla 34 pozos que fueron evaluados con la tecnología Quad Neutron (principio NN & NG) en campos de pozos maduros y producción marginal. Las formaciones productivas son varias, pero similares en características: areniscas arcillosas de baja y media porosidad, con horizontes conglomeráticos. Matriz con mediano a gran contenido de líticos, grano fino a medio. Muy ocasionalmente grueso.

2.1 Se obtiene indicación de intervalos con prospectividad a pesar de las condiciones desfavorables para una petrofísica clásica (por las cambiantes condiciones de la matriz), en las que las porosidades oscilan entre 4 y 15%.

- 2.2 Se optimiza el plan apertura de intervalos con 'pay' anteriormente no identificado. Intervalos marcados con azul en 3 ejemplos de los 34 evaluados.
- 2.3 Notar la variabilidad estratigráfica observada en la respuesta de los registros, los cuales muestran en diferentes cuerpos variables saturaciones de agua de la formación, muy probablemente por la diferencia de tamaño de grano entre una y otra.
- 2.4 Se logra un acumulado de 3900 bopd de producción inicial conjunta como resultado de las intervenciones asistidas con la tecnología NN & NG.
- 2.5 En algunos pozos se reduce el costo de estimulación por medio de fracturamiento hidráulico hasta en 29% al descartar zonas no prospectivas y optimizar el plan de fracturamientos.
- 2.6 Se obtiene resultados en condiciones de 1, 2 y 3 tubulares.
- 2.7 A pesar de tener una matriz cargada de clastos líticos (Figura 7), variando las propiedades de matriz, se pudo identificar las zonas con hidrocarburo remanente y ponerlas en valor. Aumentando el acumulado de la producción inicial en 3900 bopd.

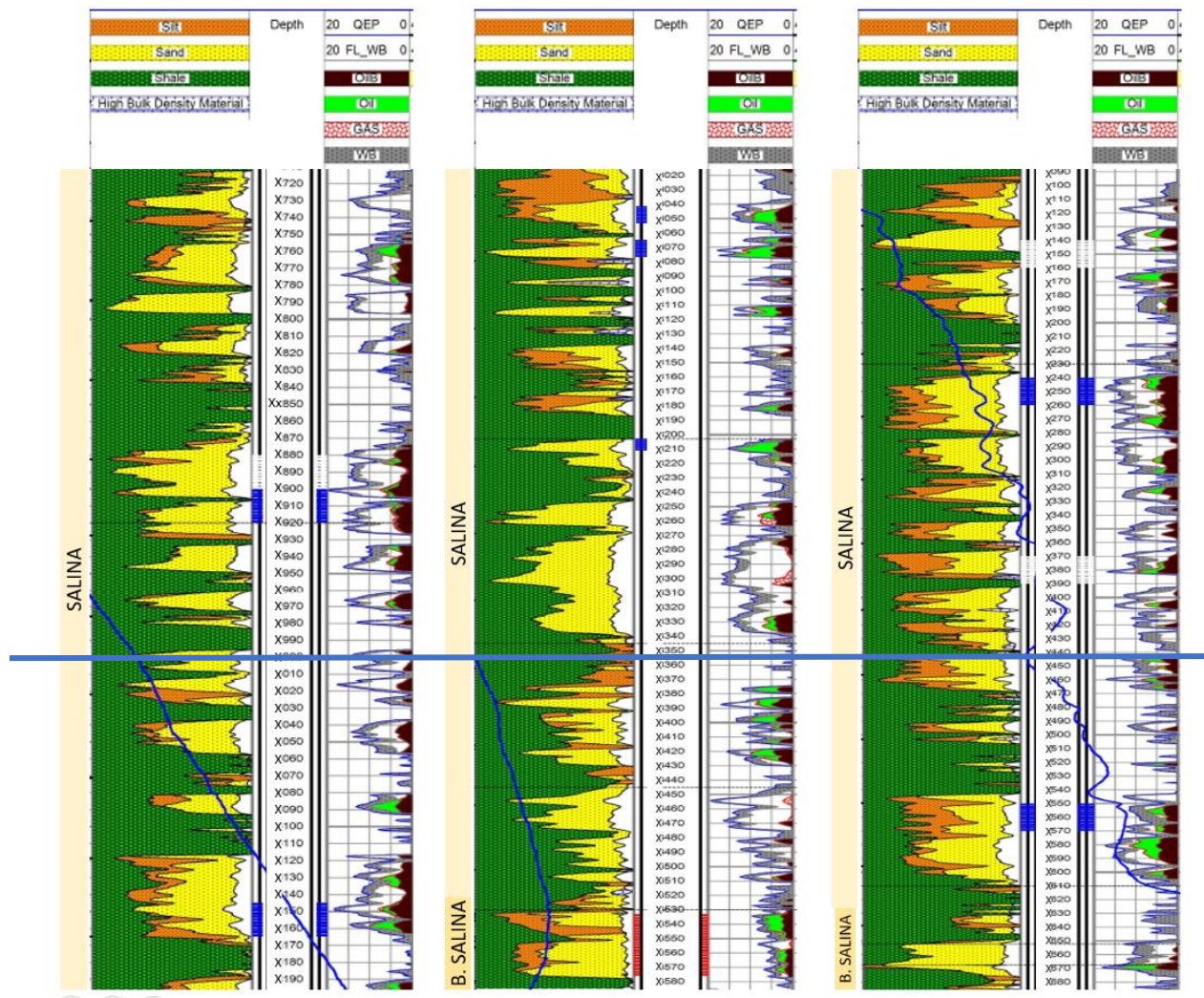


Figura 6 Resultado de 3 de 34 pozos registrados en areniscas arcillosas de media y baja porosidad. Caso 2.

- 2.8 No todo fue éxito. Hubo 1 pozo con producción de agua sin producción de petróleo. Representa un éxito global del 97%.

2.9 La Figura 10 muestra la comparación de porosidad total obtenida mediante registros de hoyo abierto (PHIT, 'crossplot porosity') y la obtenida por la tecnología NN & NG (QTP).

2.10 La Figura 9 trae un ejemplo de evaluación en un pozo de muy baja porosidad. La matriz presenta la variabilidad de clastos que se aprecia en la Figura 7 (de un pozo análogo). Obtener resultados de baja incertidumbre por medio de registros convencionales a hoyo abierto sería una tarea muy difícil dado la gran repercusión que tiene en dicho tipo de evaluación los cambios de propiedades de la matriz. La tecnología NN & NG por medio de su principio de análisis diferencial entre QTP y QL, permite identificar las zonas de hidrocarburo, inclusive si es que hay error absoluto en las porosidades obtenidas, dado que el error básicamente será el mismo para ambas QTP y QL; pero conservando la diferencia entre ellas por el efecto de la presencia de hidrocarburos. Es decir, un error en porosidad absoluta no trae consigo error en la identificación de zonas con saturación de hidrocarburo, como sí lo haría una evaluación tradicional a hoyo abierto.

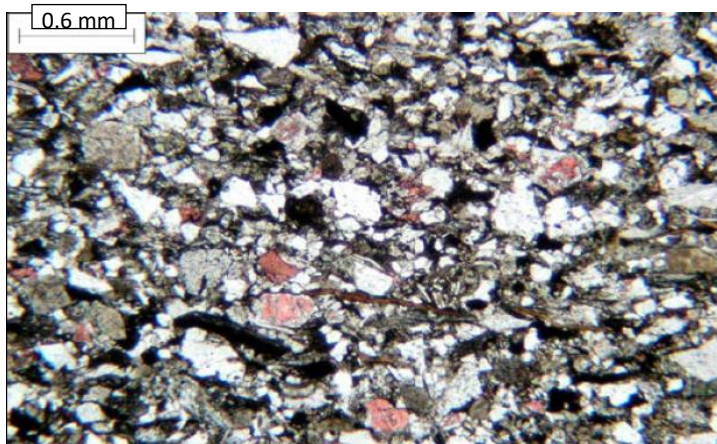


Figura 7 Muestra petrográfica del área de estudio del caso 2 en una formación 'tight' de baja porosidad. Se ilustra horizonte con abundancia de líticos y feldespatos. Pobre selección, y clastos angulares,  $\Phi$  5%, K 0.05-0.5 mD

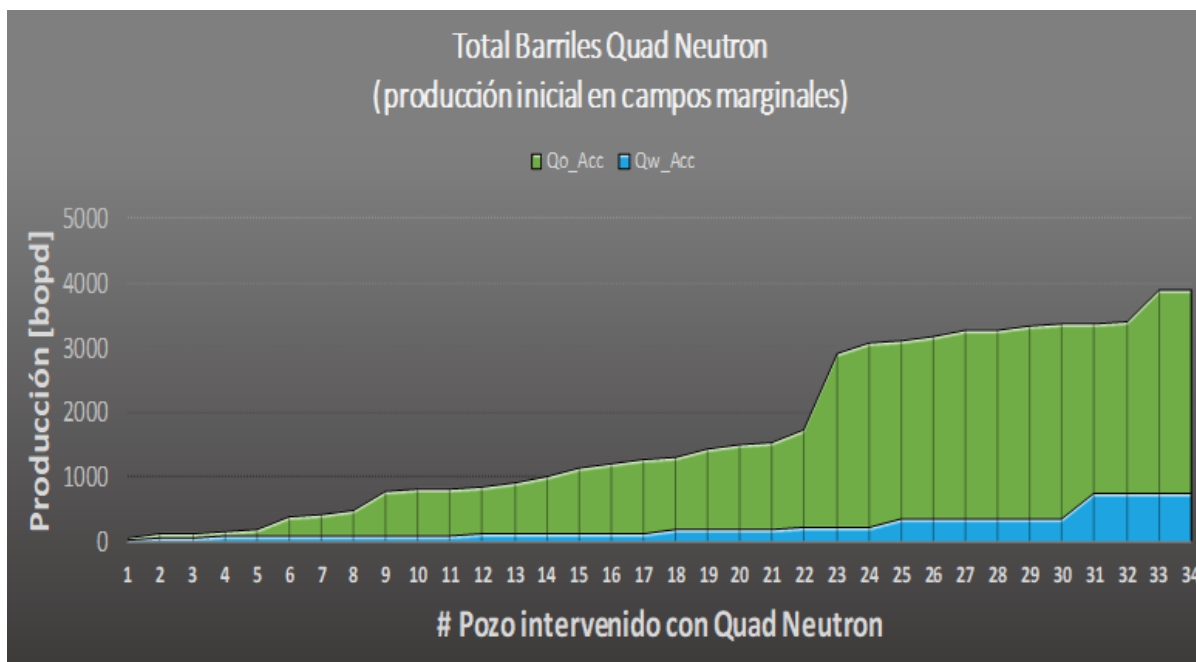


Figura 8 Caso 2. Resultados del acumulado de la producción inicial de 34 pozos con zonas 'by-passed' identificado con tecnología NN & NG.

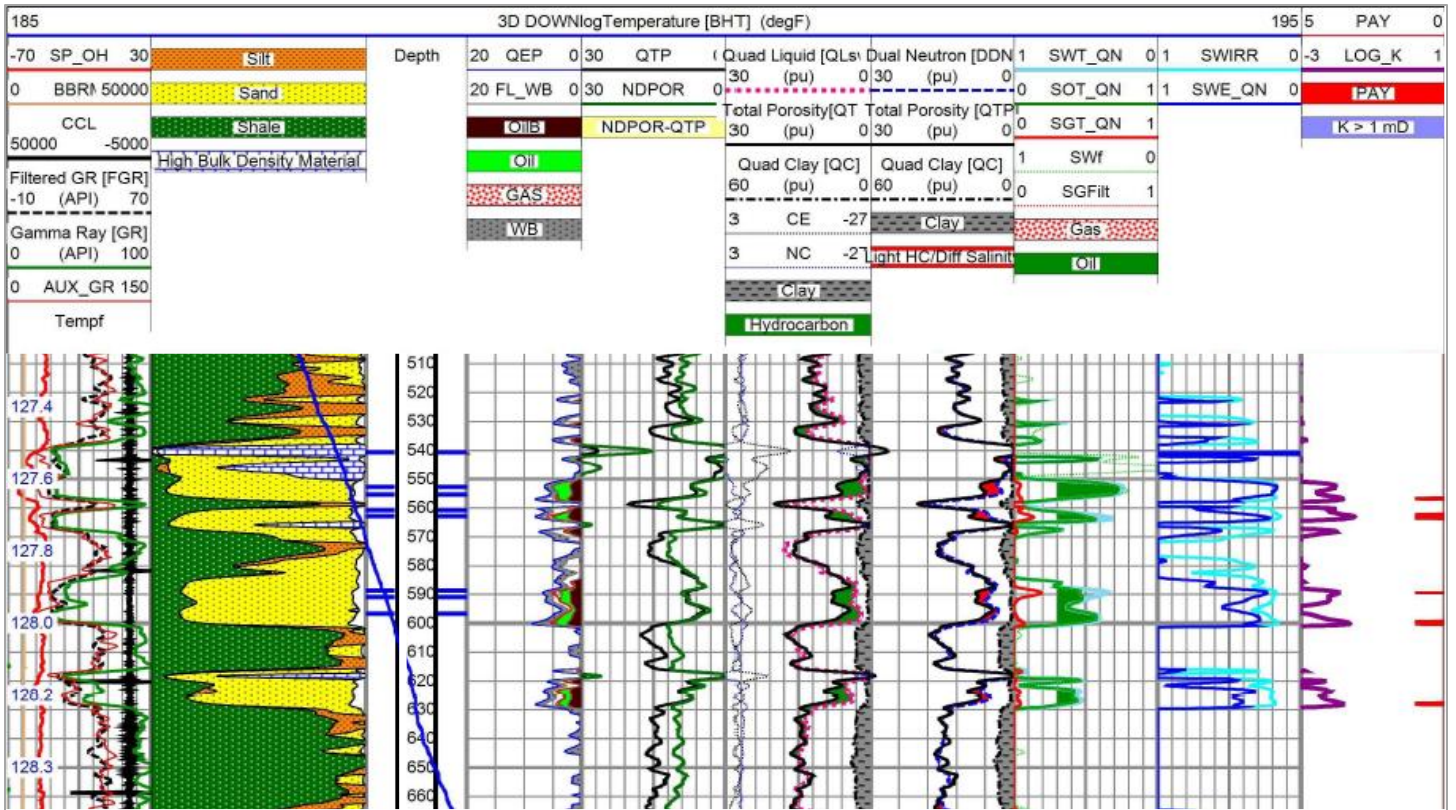


Figura 9 Caso 2. Ejemplo del pozo #9 de 34. Ejemplo de uno de los múltiples intervalos prospectivos encontrados, arenas de 5% de porosidad.

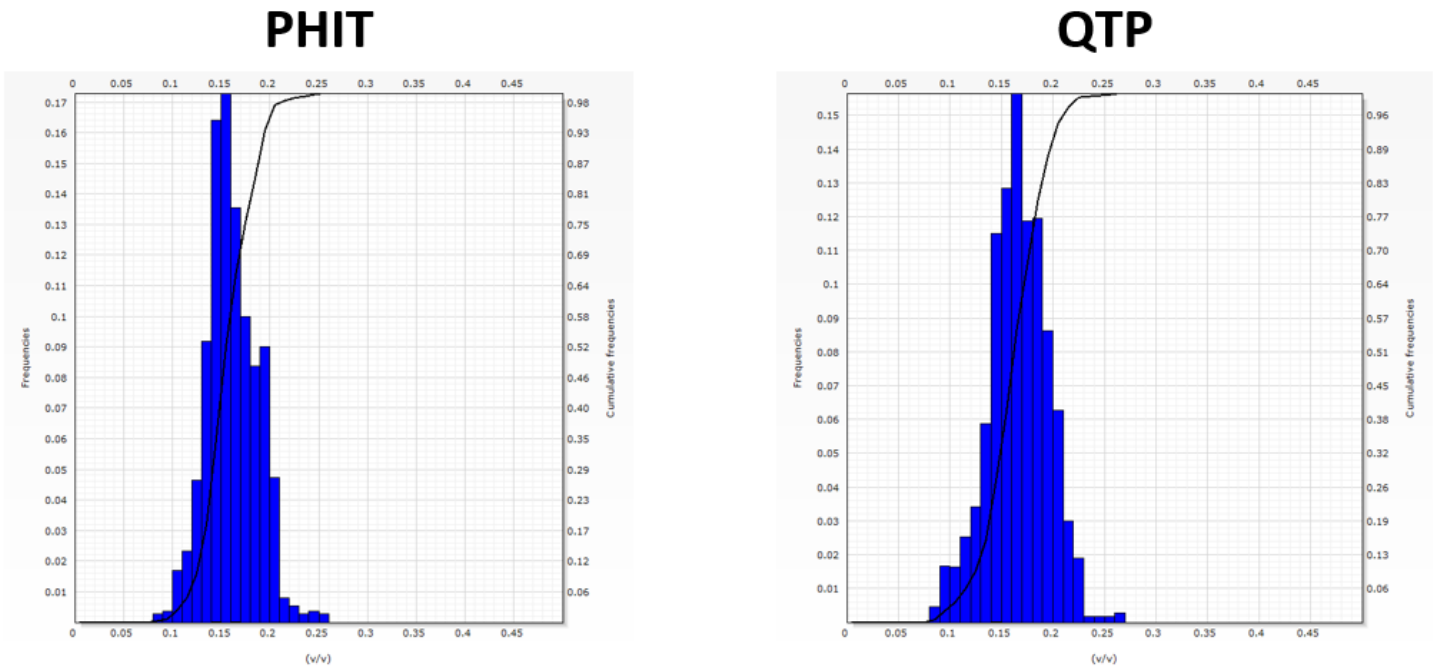


Figura 10 Caso 2. Comparación de porosidad total a partir de hoyo abierto (PHIT) y registro a hoyo entubado basado en NN & NG (QTP), formación Pariñas.

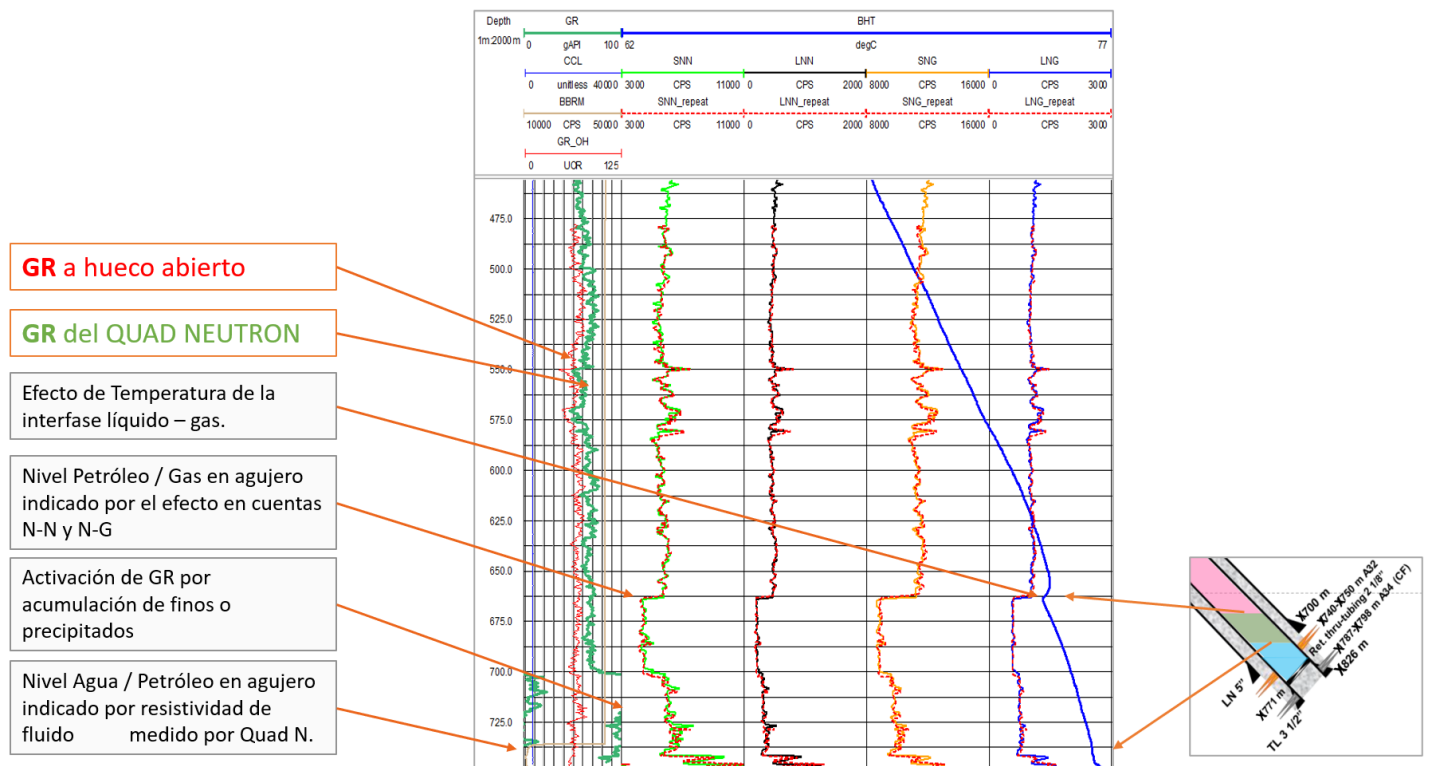


Figura 11 Caso 3. Las mediciones de sensores auxiliares incorporados en la herramienta permiten la correcta definición de los niveles de los fluidos

**Caso 3.** Evaluación de un pozo antiguo con completamiento complejo y múltiples fluidos en el agujero.

3.1 Medida de resistividad (BBRM = Bottom Borehole Resistivity Measurement) determina agua-petróleo en agujero en X735'. El nivel petróleo a gas en el hoyo se determina por la respuesta en las cuentas NN y NG en X668' las cuales sufren un incremento.

3.2 En pozos antiguos es necesario no confiarse del GR medido después de algunos años de producción. Es frecuente la acumulación de finos o precipitados radioactivos logrando un aumento en la lectura de rayos gamma como se muestra debajo de X700'. Usarlo conllevaría a errar la correlación y/o a estimar incorrectamente la arcillosidad. Sin embargo, en muchas ocasiones la comparación de GR a hoyo abierto con el GR a hoyo entubado permite identificar aquellas zonas que han estado con fluidos en movimiento (en especial agua de formación) a lo largo del tiempo productivo del pozo, y de una u otra forma se convierte dicha diferencia en un indicador de zona de aporte o de admisión. Uno de estos casos se ilustra también en Figura 17, en donde el RST del año 2015 muestra una activación de rayos GR hasta cierta profundidad, y en 2020 el registro Quad Neutron muestra un nivel con activación a un nivel mucho más alto, prácticamente hasta el tope de la formación a X565 ft, cuando el pozo producía mayor cantidad de agua.

3.3 La tecnología NN & NG permite identificar las zonas con hidrocarburo remanente, a pesar de los cambios de fluido en el agujero y de los múltiples tubulares de este caso. Figura 12.

3.4 Los resultados de la Figura 12 también puede deberse a incremento drástico de salinidad, cuando son muy diferentes a las usadas para el procesamiento e interpretación. Ello es una limitación en caso evaluar zonas con salinidad desconocida o cambiantes. Sin embargo, detenido análisis puede dar luces de los cambios de salinidad. Estas zonas aún no han sido abiertas a producción.

**Caso 4.** Evaluación en una zona de carbonatos con saturación de gas. Figura 13.

4.1 En carbonatos también es posible determinar las propiedades básicas de una evaluación petrofísica, como son la porosidad, arcillosidad, saturación de gas (este caso).

4.2 La herramienta NN & NG no es una herramienta mineralógica. La columna litológica es una estimación de la litología en base a la respuesta cualitativa de las mediciones. Se debe tomar como una guía únicamente. Como se aprecia, se estima una fracción de dolomita del total del carbonato, a partir de la activación del magnesio (el magnesio toma protagonismo cuando la arcillosidad es reducida).

4.3 En formaciones con gas y limpias habrá un cruce NDPOR (Normalized Density Porosity) con QTP (Total Quad Neutron Porosity) el cual con una separación entre QTP y DDN constituirá un claro indicador de gas. Si la arena no es limpia es necesario incorporar en el análisis en conjunto con los anteriores el cruce QL sobre QTP.

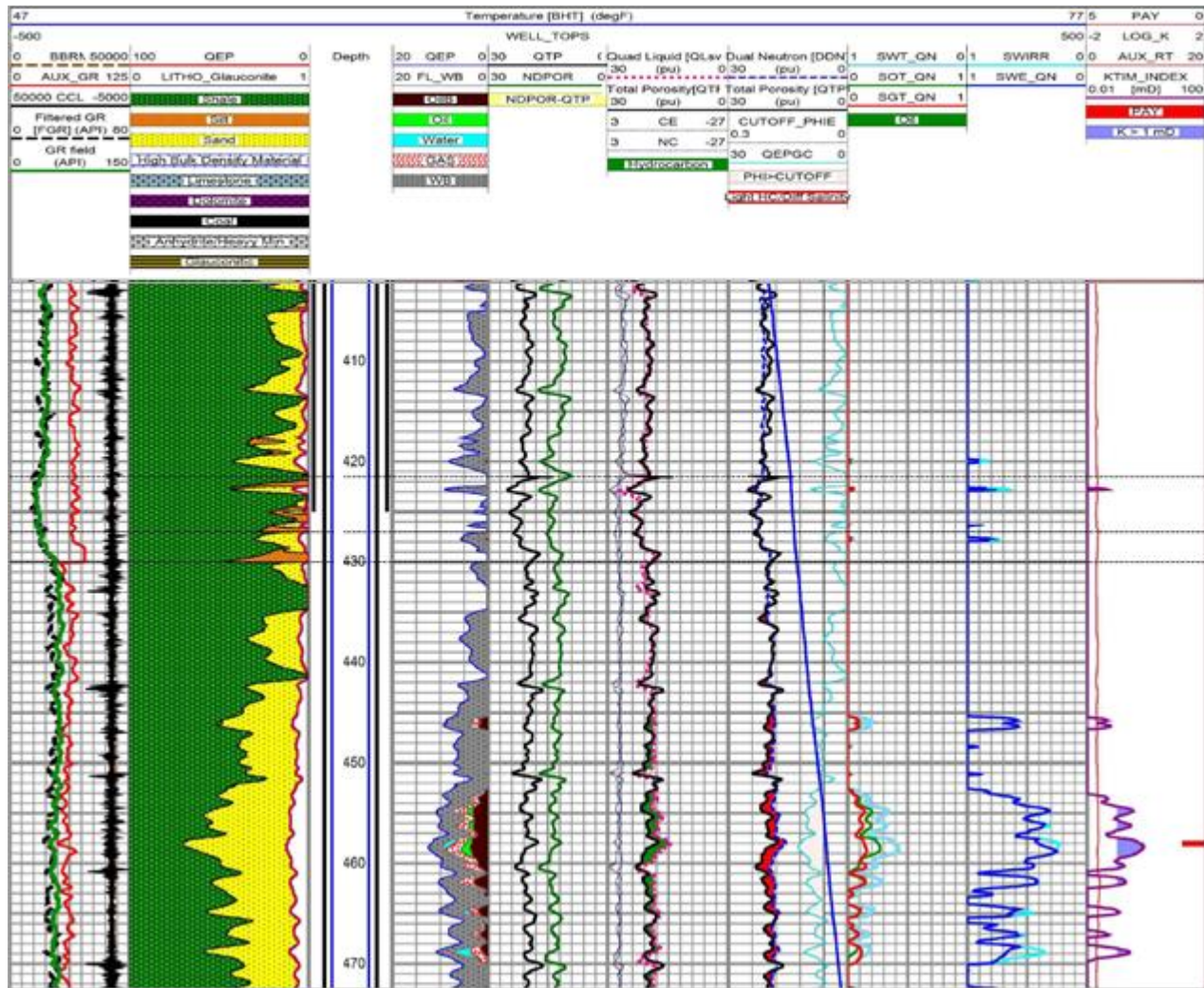


Figura 12 Intervalo registrado identificando hidrocarburo dejado de lado en zona de doble tubular. Más arriba zona de triple tubular.

4.4 El análisis en hoyo entubado y además en carbonatos no permite estimar la saturación irreducible. Ninguna tecnología actual a hoyo entubado brinda dicha información. Los carbonatos se caracterizan por tener gran variedad en la distribución del tamaño de grano. El agua celeste mostrada en el análisis como agua libre bien podría ser adherida a la matriz por capilaridad. Y seguramente es así, pues se encuentra agua encima de gas lo cual no se puede explicar con sistemas de fluido libre con movilidad vertical, en los que éstos se podrían acomodar. Se estiman volumen de agua adherida y saturación de agua irreducible en forma indicativa (asumiendo tamaño de poro constante), pero ciertamente tendrá variación con las condiciones reales.

**Caso 5.** Este caso se desarrolla en areniscas arcillosas y conglomeráticas de baja porosidad. Ya se había aislado con un tapón la zona inferior al haberse descargado y venido en agua. La operadora requiere identificar si la zona encima del tapón es prospectiva (en otros

pozos del campo la producen) y aprovechar el registro para evaluar zonas más arriba por si éstas muestran algo de prospectividad. En el pozo se corrieron las tecnologías PNL y NN & NG para contrastarlas.

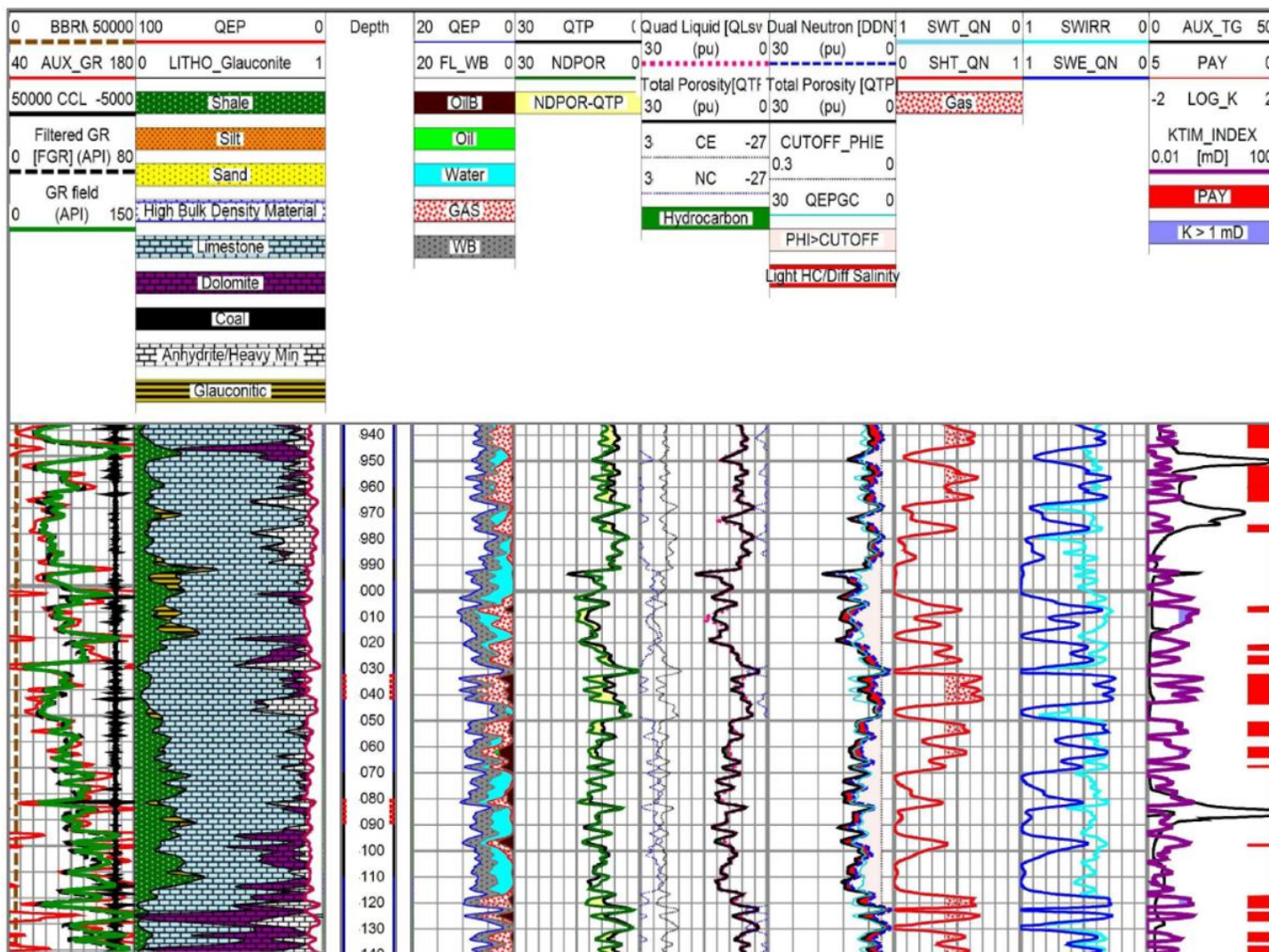


Figura 13 Caso 4. Evaluación NN & NG en una formación de carbonatos productora de gas de 3 a 10% de porosidad.

5.1 Los niveles de porosidad de obtenidos con NN & NG son mayores a los obtenidos con PNL. Estos últimos tienen afectación por la presencia de arcilla. En todo análisis petrofísico la porosidad es usada para estimar porosidad efectiva, permeabilidad, zonas de paga y reservas. La baja incertidumbre intrínseca de QTP permite estimar la porosidad real con menor grado de error que en el caso de registro PNL.

5.2 En la evaluación NN & NG se ve baja saturación de petróleo, y gran saturación de agua, la cual aparenta estar libre según las estimaciones de Swirr (saturación de agua irreducible). Se observa en la interpretación de PNL alta saturación de petróleo, sin riesgo de producir agua.

5.3 El volumen de arcilla se estima en la tecnología NN & NG de la curva QC (Quad Clay), es correlacionable con la curva de GR, pero son diferentes, en especial, a X045' en donde la arcillosidad estimada es mayor que la que sugiere la arcillosidad de PNL. En la evaluación PNL el volumen de arcilla se obtiene de la curva SIGMA (SIGMA = medición principal de la, tecnología PNL. Se refiere a la capacidad de captura de neutrones de la formación). Debemos recordar que SIGMA se afecta por el contenido de fluido o gas en los



poros y por la litología, la variación de uno conlleva a un error en el otro y viceversa, lo cual es un error típicamente asumido e incorporado en las evaluaciones PNL.

5.4 En la evaluación de la tecnología NN & NG se aprecia un importante volumen de material de alta densidad entre X905 y X015'. No existe un registro litológico de este pozo antiguo. Una opción es carbonato en ese intervalo, pero si fuera el caso tendríamos lecturas altas de resistividad típicas de carbonatos de baja porosidad. Otra opción es un volumen importante de cemento en un anular grande. La curva de caliper original no sugiere una caverna a dicha profundidad, pero dicha condición podría cambiar hasta el momento en que se cementó. Sea una o la otra la causa, se aprecia una disminución sustancial de la porosidad hacia el tope.

5.5 La temperatura de PNL está 16 grados por encima de la temperatura de NN & NG, lo cual es coherente dado que PNL se registró en una corrida posterior (mayor tiempo con fluido estático después de los trabajos de reacondicionamiento del pozo).

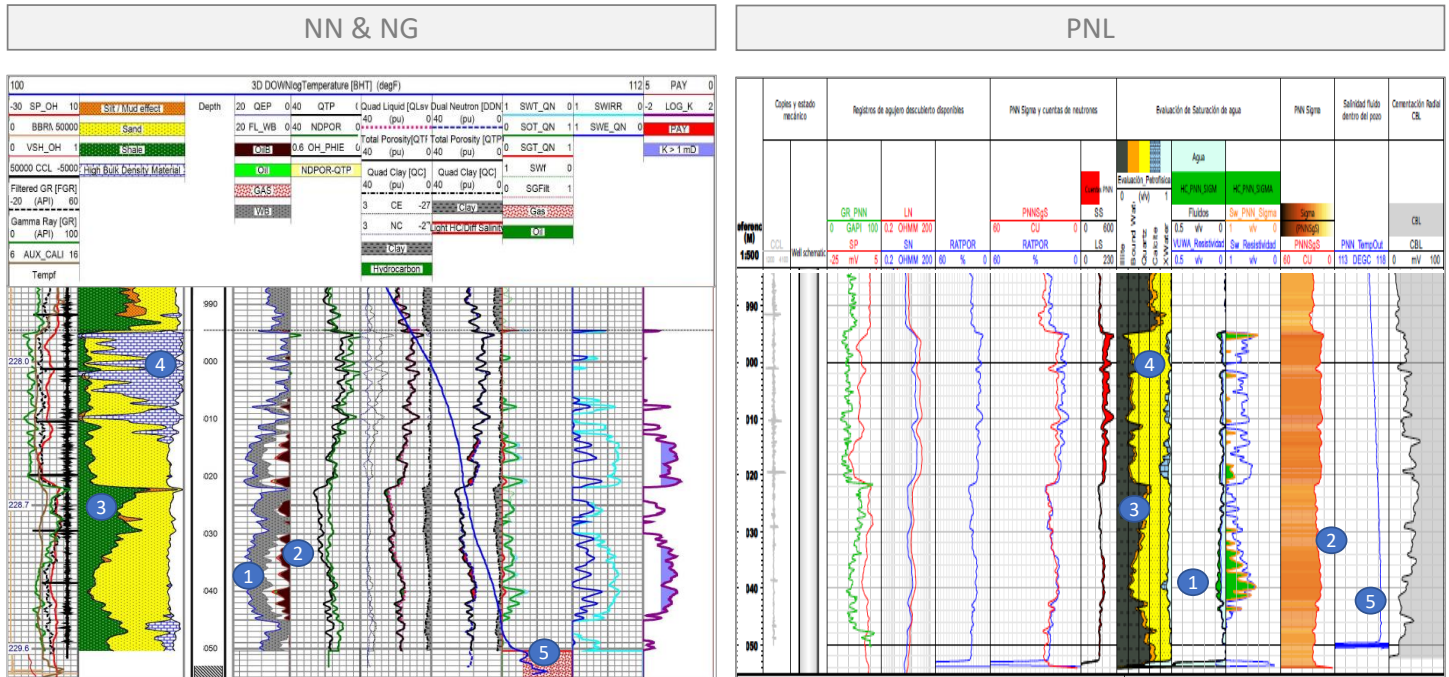


Figura 14 Comparación de evaluaciones usando tecnología NN & NG vs PNL (intervalo > X900'). Resultados contrastados.

5.6 Quizás el resultado más importante de esta comparación es que con 25,000 ppm de salinidad NaCl se tiene un valor de Sigma del agua de 29 cu (cu = unidades de captura de neutrones); mientras que el petróleo con 12 grados API tiene un Sigma de 22. La arcilla – para complicar – de 28.5 cu. Ello provee de incertidumbre a la tecnología PNL en este tipo de ambientes de relativa poca salinidad.

5.7 El intervalo X025 – X045' fue abierto y produjo agua, dando la razón a la evaluación NN & NG.

5.8 Por el contrario, en el intervalo por encima de X900' la evaluación NN & NG identifica 2 zonas prospectivas con 50% SWe (Saturación de Agua efectiva) y 10% de porosidad; mientras que la evaluación PNL indica que ambas zonas están principalmente mojadas. Ambas arenas fueron abiertas produciendo 80 bopd sin agua, indicando nuevamente que la tecnología NN & NG del Quad Neutron tenía razón.

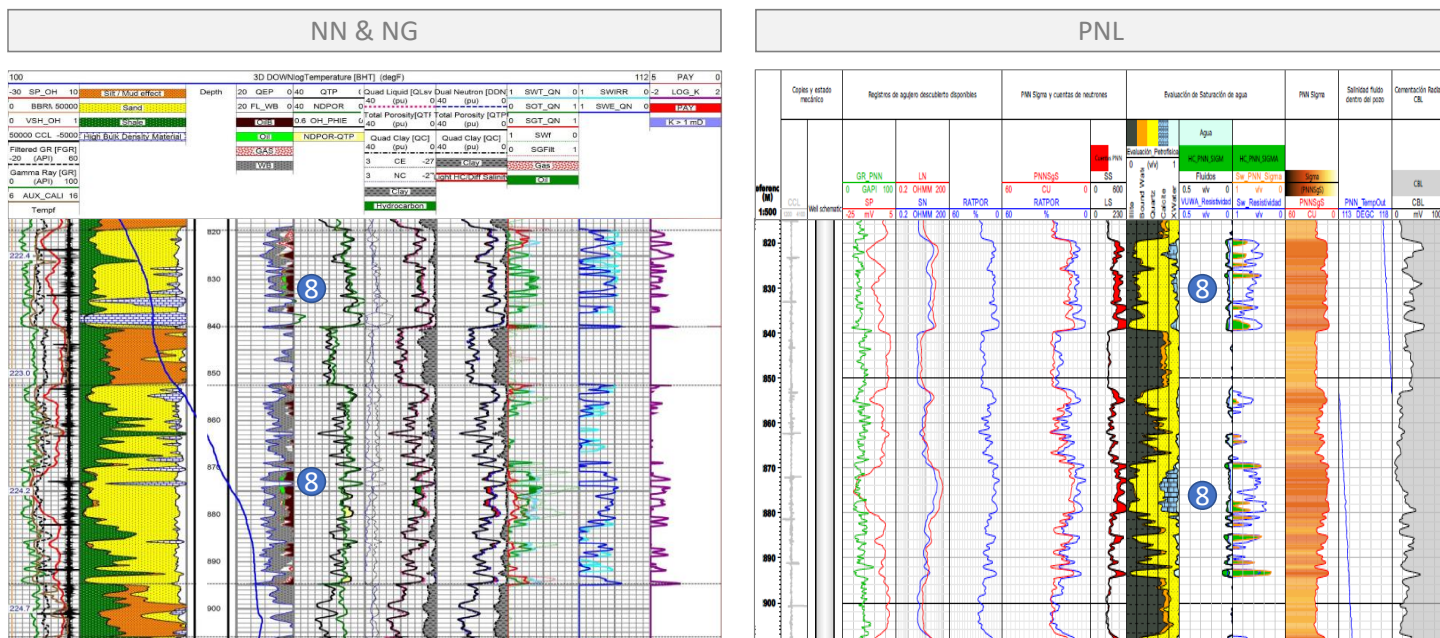


Figura 15 Comparación de evaluaciones usando tecnología NN & NG vs PNL (intervalo < X900'). Resultados contrastados

**Caso 6.** Registro NN & NG para la selección de la mejor zona para inyectar aguas usadas (Water Disposal Well). No se tomaron otros registros. Se obtiene la siguiente información. Figura 16.

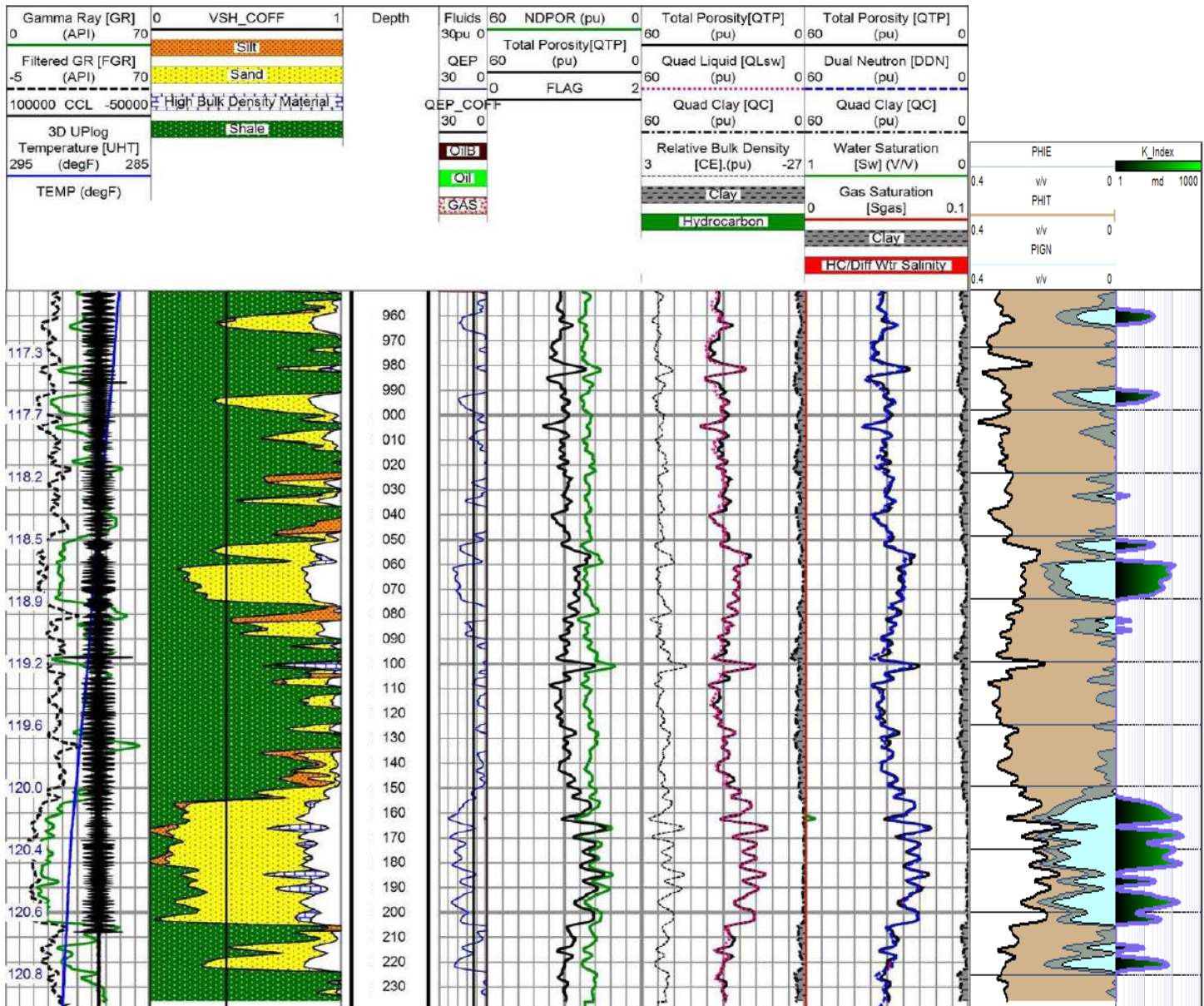


Figura 16 Caso 6. Pozo inyector evaluado solamente con NN & NG para obtener la mejor zona de inyección

- 6.1 La evaluación usando la tecnología NN & NG proporciona arcillosidad, porosidad total y efectiva, índice de calidad de roca y Saturaciones (irrelevante para este caso de pozo inyector). Con ello es posible estimar el volumen de agua asociada a las arcillas, el agua adherida capilarmente y finalmente fluido libre, móvil. Ello permite estimar un índice de permeabilidad bajo el modelo Timur-Coates (Kenyon, 1988). Los resultados arrojan que el intervalo X150 – X205 tiene mejores propiedades que el intervalo superior X050 – X075’
- 6.2. El indicador de calidad de roca (diferencia GR – FGR) nos indica claramente que la Arena inferior tiene mejor condición que la arena superior ya que esta última tiene mayor separación en la arena superior. La diferencia GR – FGR es claramente menor que en la arena superior, indicando que la arena inferior tiene mayor capacidad de flujo, sobre todo en el tramo X180 – X200.’
- 6.3 El espesor de la arena inferior es mayor.
- 6.4 El pozo se completó en la zona inferior admitiendo 10,000 bwpd sin problema alguno, cumpliendo los objetivos de la intervención.

**Caso 7:** Pozo productor de gas que recientemente dejó de producir. Se busca entender porqué se ahogó. La información disponible de este pozo es basta, adquirida desde su perforación inicial en los años 90's hasta la fecha con RSTs, PLTs, PBU, toma de gradientes y registros de temperatura, y Quad Neutron, entre otros.

7.1 El contacto agua-gas se ubicaba originalmente a X790 con transición hacia X820' (8).

7.2 La evaluación petrofísica original estimó zonas de pay original desde X790 a X565, 225' de espesor (5).

7.3 La evaluación petrofísica original computa el HFI (Hydrocarbon Flow Index) y resaltan los cuerpos X565 – X585' y X680-X685' con mayor capacidad de entrega. Integrando el HFI respecto a la profundidad se obtiene el perfil de contribuciones a lo largo del intervalo. Al ser semejante al perfil medido por el PLT se puede concluir que HFI es asertivo.

7.4 Para los años 2011, 2015, los registros de monitoreo RST y PLT indican que el contacto se elevó a X8650'. (7)

7.5 En el año 2020 (el pozo ya se había ahogado) se evalúa saturaciones con tecnología NN & NG y se encuentran múltiples horizontes saturados de agua intercalados con algunos con gas remanente que ya no pudo desplazarse circundado con capas de agua (11). Los intervalos que aún contienen gas son los de peor calidad de roca. Ello implica que el agua se ha movilizó entrando al pozo formando dedos a diferentes profundidades según la movilidad que permita la formación. Ver 7.3.

7.6 Nótese la activación de GR a diferentes años (sombreado naranja) causado por la formación de precipitados o acumulación de finos. Es un buen indicador del nivel de agua alcanzado dentro del pozo en condición dinámica.

7.7 El operador trató de reestablecer la producción del pozo por medio de *swabbing* y con nitrógeno sin éxito. Se lograba algún burbujeo de gas, pero no lo suficiente como para aligerar la columna de agua.

7.8 Si bien el registro se hizo en condición estática, se evidencia efecto Joule-Thomson (Figura 18) (Máric, 2005) sobre todo hacia el tope de la formación con gas. Éste se visualiza como reducción de temperatura (4) como consecuencia de la entrada de gas. Se estima que inclusive en condición estática (imperfectamente estática) hay un flujo de gas causando una variación de -5 degF. Sin embargo, el rápido incremento de temperatura a menores profundidades indica una entrada de agua. Ver siguiente punto.

7.9 La Figura 18 muestra varias evidencias de entrada de agua en X590 y X520. Por un lado, tenemos el cambio de resistividad del fluido en el hoyo, medida por BRM (BRM = Borehole Resistivity Measurement) con un sensor expuesto al fluido. BRM muestra inflexión a partir de X615, indicado con (1), incrementando la resistividad de la mezcla (entrada de agua más fresca que la que se tiene atrapada en el fondo del pozo) e incrementando su resistividad hacia el tope de los cañoneos con una segunda inflexión. Más arriba a X520 hay otro intervalo que en fue aperturado para probar dicha arena y no produjo en ese momento (2). La tercera inflexión de la resistividad BRM ocurre justo al frente de este intervalo. Otra evidencia es la acumulación de material radioactivo, durante el aporte de agua evidenciado al cotejar el GR original contra el adquirido en el momento de la evaluación. Se ha hecho el cómputo de la primera derivada de BRM a la que hemos llamado BBRM\_Diff#1 para resaltar con mayor claridad las profundidades con cambio de resistividad conspicuo (5), método similar al de la segunda derivada de la temperatura para estimar las zonas de flujo (González, 2020).

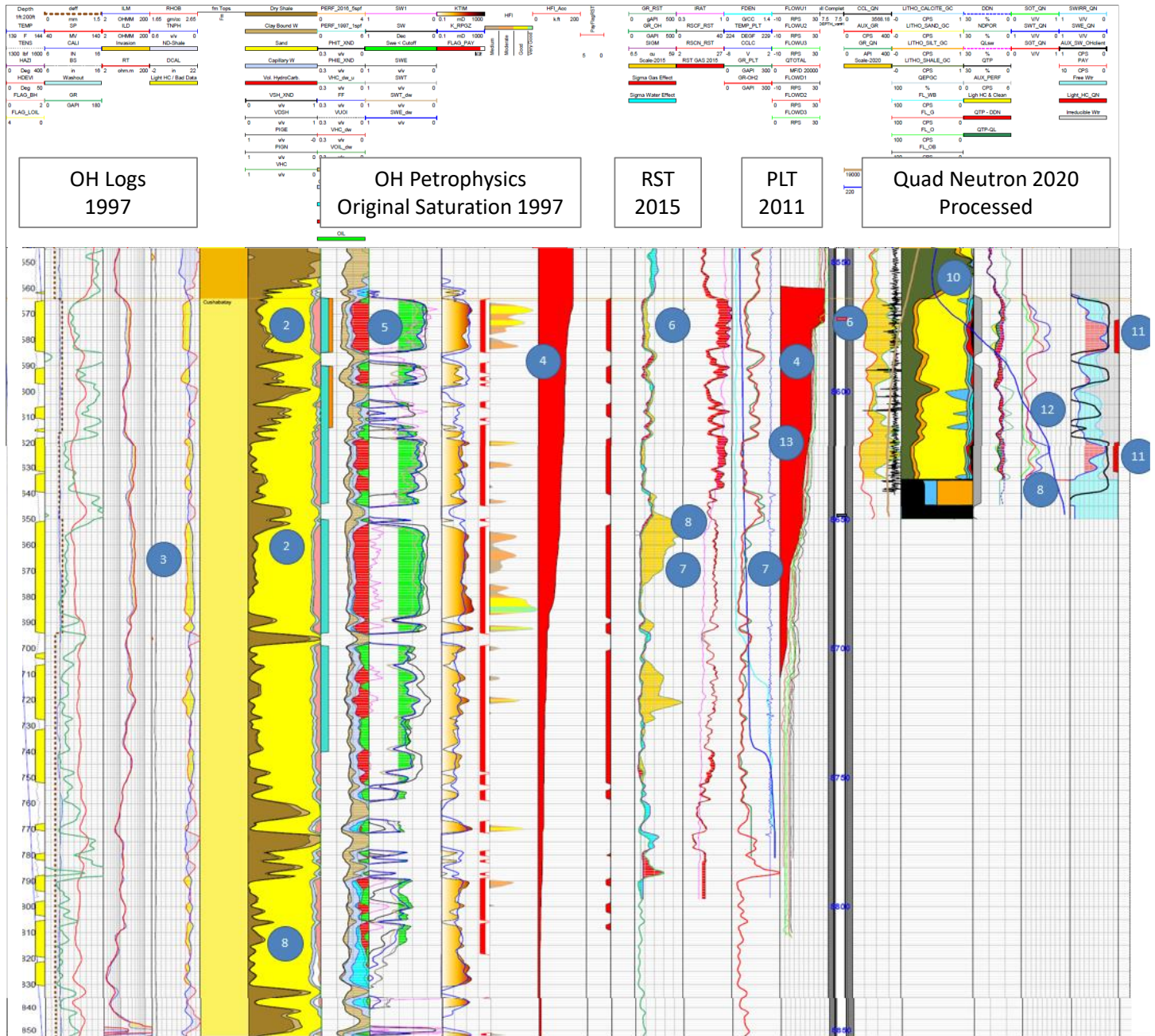


Figura 17 Caso 7. Integración de registros de agujero abierto, cómputo de saturación original, monitoreo en 2011, 2015, y 2020

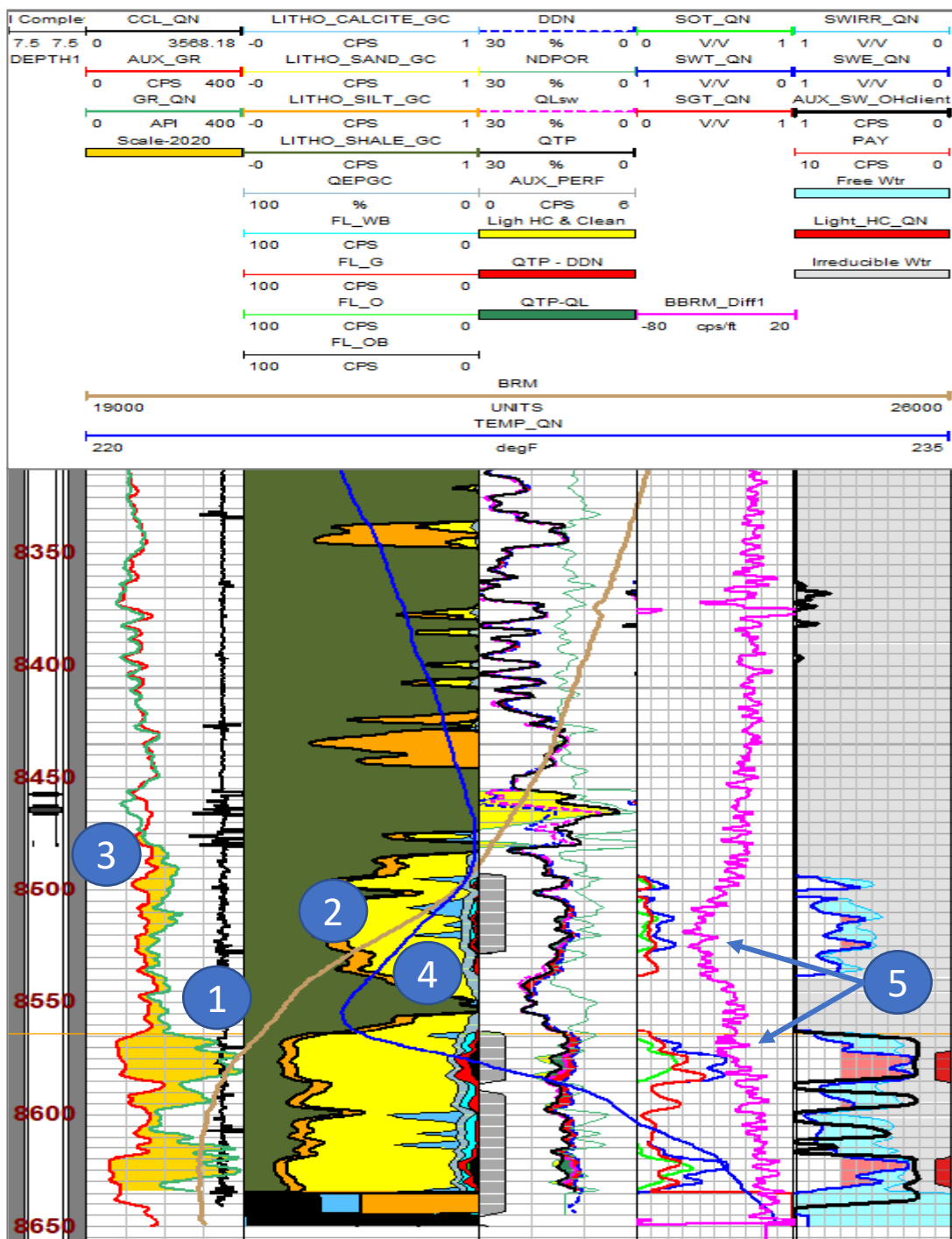


Figura 18 Caso 7. Detalle de las mediciones auxiliares tomadas en 2020, diagnóstico de entrada de agua

### Discusión

Los 7 casos de la aplicación de la tecnología NN & NG en diferentes escenarios brindan un espectro de las capacidades y limitaciones de la tecnología.

El caso 1 nos pone en relevancia 2 características de la tecnología. Por un lado, la autonomía del registro: mide todo lo necesario para hacer una evaluación suficiente para la toma de decisiones. Brinda una alternativa de bajo riesgo (registro a agujero

entubado o a través de la tubería de perforación) en aquellos pozos en los que por costos o por riesgo no se toman registros a hoyo abierto. La tecnología no brinda respuesta mineralógica: no pudo identificar fracciones de dolomita (que se encontraron en las descripciones de lodo) en el ambiente predominantemente siliclástico de este pozo. Sin embargo, en ambientes meramente de carbonatos sí es posible hacer dicha estimación. Por otro lado, nos ilustra la sensibilidad de la tecnología NN & NG para identificar al hidrocarburo en condiciones de baja salinidad. Es importante tomar en consideración los fluidos de invasión que pudieran afectar a la evaluación de saturaciones. Dos reglas de oro: tomar el registro lo más pronto post perforación para minimizar tiempo de invasión. Si ya ha existido invasión o se sospecha de invasión será necesario prever el tiempo suficiente de espera para el reacomodo de los fluidos en la roca. Esto dependerá del tamaño de grano y no hay una guía objetiva, lo cual es una desventaja.

El caso 2 nos pone sobre el tapete cuatro potentes características de la aplicación de esta tecnología. En primer lugar, aplicable a campos marginales. El ejercicio de aplicar la tecnología en 34 pozos y obtener producción inicial acumulada de 3900 bopd a partir de las intervenciones e identificación de zonas dejadas de lado, arroja VPN (Valor Presente Neto) muy positivo si uno lo calculara con costos de la adquisición y valor del petróleo del mercado. En segundo lugar, nos demuestra que la tecnología es capaz de identificar los intervalos con hidrocarburo a pesar de las variaciones litológicas que pudieran estar presentes (presencia de conglomerados, líticos y feldespatos). En tercer lugar, la tecnología brinda resultados en medias y bajas porosidades, ambientes que típicamente traen retos para cualquier tecnología e incluso para las metodologías tradicionales de evaluación petrofísica. Y, por último, es importante tener presente que habrá pozos con resultados indeseados como con cualquier tecnología, ya sea porque hubo alguna característica inesperada de la formación, completamiento o fluidos que no se incorporó en el análisis, o por error humano en la evaluación, etc. En este ejercicio de 34 pozo la efectividad fue de 97%.

El caso 3 nos enseña que la tecnología NN & NG es aplicable en condiciones de completamiento complejo con múltiples tubulares y fluidos en éstos. Tres características son los pilares para ello: primero, las mediciones son normalizadas en el proceso usando ambientes conocidos como zonas arcillosas con la misma configuración de completamiento que las zonas a evaluar. Segundo, el procedimiento diferencial permite tener sensibilidad directamente a lo que se quiere medir: en el caso de la tecnología NN & NG lo que se quiere medir es el déficit de porosidad QTP – QL. Las saturaciones de petróleo están caracterizadas en base a este déficit junto con los parámetros de entrada API y salinidad del agua de formación. Tercero, la profundidad de investigación, no hemos detallado el tema, pero mencionaremos que el tratamiento simultáneo y diferencial de las 4 mediciones principales (espaciamiento corto y largo de NN, y espaciamiento corto y largo de NG) permite tener un enfoque en el que el 90% de la señal es adquirida a una profundidad de investigación de 18” en el peor de los casos, es decir mayor que la profundidad de investigación intrínseca de cada uno de los sensores en sí. Los sensores auxiliares de la tecnología permiten entender en qué medio se encuentra la herramienta la medición para conducir las correcciones

El caso 4 es el de una formación de carbonatos de baja porosidad con saturación de gas. La tecnología permite hacer la evaluación, sin embargo, no puede (y ninguna otra a agujero entubado puede en forma objetiva) dar indicación relativa al tamaño de poro dato de vital importancia en carbonatos para el modelo de porosidad efectiva neta, saturación irreducible y estimación de permeabilidad. Por otro lado, como se explicó antes, la determinación de la litología es básica únicamente e indicativa, no cuantitativa. Si el usuario necesita tener detalle de la mineralogía, entonces las tecnologías de espectroscopía avanzada que proveen respuesta mineralógica es lo que se debe adquirir.

El caso 5 es la comparación de las tecnologías NN & NG vs PNL en ambiente desfavorable para PNL (25,000 ppm). Se evaluaron dos zonas con diferente grado de conocimiento por parte de la operadora. En ambas la tecnología PNL falló su diagnóstico, encontrando petróleo donde había realmente agua, e indicando agua donde produjo petróleo.

El caso 6 resalta la posibilidad de evaluar pozos sencillos como el de un pozo inyector únicamente con la tecnología NN & NG. Se obtienen todos los elementos necesarios para la tomar la decisión: porosidad, arcillosidad, e índice cualitativo de la calidad de la roca.

El caso 7 y último, trae abundante información y análisis que un pozo de areniscas gasíferas ha tenido a lo largo de su vida. La subida del nivel de contacto termina por ahogar al pozo, aunque la tecnología NN & NG indica que aún hay un par de horizontes con saturación de gas, pero definitivamente el pozo necesitaría una rehabilitación mayor para poder aislar las zonas productoras de agua y poner el gas a producción. Se resalta el rol de las medidas auxiliares como son la temperatura y resistividad del fluido en el agujero, la cual ayudó en este caso en particular (y en muchos otros) a complementar la interpretación de lo que ocurre en el pozo. En este caso, al parecer, aparte de tener una entrada de agua alrededor de X580, se tiene también una entrada de agua a X520, el cual cuando se ensayó no produjo y la operadora lo dejó abierto, pues no lo consideró de riesgo. En ausencia de las mediciones auxiliares no hubiera sido posible diagnosticar a ese nivel la problemática del pozo y potencial entrada de agua por un nivel superior. El caso, además, nos

enseña que en función del contraste calidad de roca entre capas estratigráficas y el ‘drawdown’ de presión al que es sometido la formación en las cercanías al pozo, son los responsables de que se tenga una distribución en “dedos” y no un único contacto agua - gas.

La tecnología ya se encuentra en su fase madura y masificada a nivel mundial, pero aún incipiente en Latinoamérica con alrededor de 100 trabajos realizados.

### Conclusiones

La tecnología NN & NG trae un nuevo principio de estimación de saturaciones en agujeros que ya han sido revestidos. Las tecnologías tradicionales (PNL, C/O, Espectroscopía avanzada) son buenas en sus rangos de aplicación. Sin embargo, muchas veces se tiene requerimientos en los que algunas de esas tecnologías no pueden ser aplicadas ya sea porque:

1. Se tenga que acceder al pozo en modo memoria
2. Que se deba tener un diámetro reducido
3. Que se tenga que medir a través de varios tubulares
4. Que se tenga gas en tubos o en los anulares
5. Que no se tengan otros datos de registros eléctricos (en especial porosidad)
6. Que se tenga una porosidad muy baja
7. Que se tenga una salinidad muy baja
8. Que los costos sean prohibitivos
9. Que el tiempo de adquisición de datos no sea muy extendido

Es entonces cuando la tecnología NN & NG brinda diferenciación, posibilita la evaluación y permite traer como resultados diagnósticos confiables.

### Referencias

1. Pierre Chuilon, Gilles Puyou, and Emmanuel Caroli (Total S.A.), Thibaud Vandamme (Modis), José Inciarte, Maciej Kozlowski and Bill Dillon (Halliburton), (June 15-19, 2019), “From Houston API Calibration Pits... to Artigueloutan Logging Metrological Facility”, SPWLA 60<sup>th</sup> Annual Logging Symposium, The Woodlands, Texas, U.S.A.
2. Mark Hughes, Hermann Krammer, Mohamad Najib Ramli, Rafida Abdul Razak, Konstantin Valouiski, (2014), “Successful Application of Through Casing Saturation Technology to increase Oil Production in an Offshore Mature Well”, IPTC-17903-MS, International Petroleum Technology Conference, Kuala Lumpur Malaysia.
3. José W. González and Alejandro Linares, Lupatech Oilfield Services; Eliana Meza, Diana Chaparro, and Carlos Monzón, Ecopetrol S.A., (2020), “Identification of Fluid Flow Zones in the Reservoir and Behind-Casing through the Second Derivative of the Flowing Temperature”, SPE-199057-MS, SPE Conference 2020, Bogotá, Colombia
4. Hermann Kramer, Tiffany Yaxley, and Jay Williams, Roke Technologies Ltd; Glen Nevokshonoff and Steve Haysom, Seven Generations Energy, (October 2, 2014), “Successful Application of Horizontal Through Pipe Petrophysical Technology to Model the Montney Formation”, SPE-171675-MS, SPE/CSUR Unconventional Resources Conference, Calgary, Canada.
5. Farid Salimov, Lukoil; Stanislav Plugin, Roke International; Hermann Kramer, Roke Technologies Ltd., (Oct 14-16, 2014), “Successful Application of through Casing Logging Technology to Increase Oil Production in a Brown Field well”, SPE-171144-MS, SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition, Moscow, Russia.
6. J.L. Baldwin; C.L. Morris; H.R. Pegors; C.W. Glatz; R.J. Washa; E.B. Harris; R.A. Wishart, (1986), “Pulsed Neutron Log Application In California: Improved Capability Via Borehole Decay Correction”, OTC-5278-MS, Offshore Technology Conference, Houston, Texas, U.S.A.



7. Ivan Maric, 2005, “The Joule-Thomson effect in natural gas flow-rate measurements”, Ruder Boskovic Institute, [www.sciencedirect.com](http://www.sciencedirect.com), Zagreb, Croatia.
8. Philip E. Har; Mark A. Pohler, (June 1989), “Pulsed Neutron Log Analysis Techniques And Results For Gulf Coast And East Texas Sandstones“, SPWLA-1989-Y, SPWLA 30th Annual Logging Symposium, Denver, Colorado, U.S.A.
9. Tong Zhou; David Rose; Pascal Millot; Rahul Grover; Sicco Beekman; M. Farid M. Amin; Mohd Dzulfahmi B. Zamzuri; Bernard Ralphie; Zaim Zakwan, (June 2018), “A Comprehensive Neutron Porosity from a Pulsed Neutron Logging Tool”, SPWLA-2018-XXX, D043S006R011, SPWLA 59th Annual Logging Symposium, London, UK.
10. David Rose, Tong Zhou, and Pablo Saldungaray (Jun-2017), “Solving for Reservoir Saturations using Multiple Formation Property Measurements from a single Pulsed Neutron Logging Tool, SPWLA-2017-XXX, Oklahoma, USA.
11. Shouxiang Mark Ma; Nacer Guergueb; Weijun Guo; Mahmoud Eid, (May 2021), “Intrinsic Carbon-Oxygen Logging for Enhanced Consistency of Reservoir Saturation Monitoring”, SPWLA-2021-0021, D011S007R003, Virtual Event 2021.
12. Kenyon, W.E., Day, P.I., Straley, C. et al. 1988. A Three-Part Study of NMR Longitudinal Relaxation Properties of Water-Saturated Sandstones. SPE Form Eval 3 (3): 622–636. SPE-15643-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/15643-PA>, Houston, USA.

### **Reconocimientos**

A Roke Technologies Ltd. por el soporte técnico tanto en la introducción de la tecnología en Latinoamérica como en resolución de consultas que han surgido en los diferentes pozos evaluados.