

10º Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos
Simposio de Evaluación de Formaciones: Maximizando la eficiencia a través de la innovación

DESAFÍOS Y SOLUCIONES EN LA EVALUACIÓN PETROFÍSICA DE LOS RESERVORIOS TIGHT GAS. CASO LINDERO ATRAVESADO – FORMACIONES LAJAS Y PUNTA ROSADA

Rafael Zambrano¹, Daniel Parra², Lucía Lamberghini², Pablo J. Saldungaray¹, Laurent Mosse¹

1: Schlumberger, jzambrano@slb.com, psaldungaray1@slb.com, lmosse@slb.com

2: PanAmerican Energy, dparra@pan-energy.com, llamberghini@pan-energy.com

Palabras clave: Tight Gas, Evaluación Petrofísica, Espectroscopía de GR, Dispersión Dieléctrica, Resonancia Magnética, Análisis de Factores, Poro-Fluid Facies

ABSTRACT

The evaluation of low porosity tight gas reservoirs presents several well-known challenges, our main goal is to accurately quantify the petrophysical properties to describe them. With a reliable petrophysical model, the next task is to reveal the key petrophysical responses that represent the link between petrophysics and production.

The present work describes the main petrophysical challenges faced and a novel workflow used in the Lindero Atravesado field to overcome these defies. The proposed workflow helped to reduce the uncertainties on the computed petrophysical properties and to produce an accurate reservoir volumetric analysis. The workflow involves advanced measurements such as gamma ray spectroscopy, nuclear magnetic resonance (NMR) and dielectric dispersion logs. The good correlation between the petrophysical properties estimated from the novel workflow and the core analysis, demonstrates the benefits of using the advanced log measurements.

The NMR log plays an important role in the workflow since it responds mainly to fluids and pore geometry, with an insignificant lithology influence. The final step of the workflow consists of a new methodology called "Factor Analysis" and it is based on the extraction of multi-modal information from the NMR T2 distribution to determine the optimal number of dominant modes (factors) that allow describing the reservoir. Each factor and its corresponding volume is associated to a pore and fluid type. Finally, a classification based on the Poro-Fluid volumes completes the analysis providing a prediction of reservoir production.

A detailed description of the challenges faced and the novel workflow is presented with clear examples to illustrate the effectiveness of this approach for the optimization of well completion and field development.

INTRODUCCIÓN

Cada operador elabora su receta al momento de evaluar las formaciones y estimar las propiedades petrofísicas basándose en las experiencias de los intérpretes y datos disponibles. Comúnmente estos flujos de trabajos se basan en estimaciones de las propiedades petrofísicas a partir de registros básicos y ajustados por análisis petrofísicos de laboratorio. La incorporación

de nuevas mediciones en el flujo de evaluación es algo que no se logra consolidar totalmente. El propósito de este trabajo es mostrar un flujo de evaluación integrando estas mediciones avanzadas, y demostrar su aporte al momento de reducir las incertidumbres la estimación de las propiedades petrofísicas en los reservorios *Tight Gas* en el bloque Lindero Atravesado.

El área Lindero Atravesado, operada por Pan American Energy (PAE), se encuentra ubicada en el sector Oriental de la Cuenca Neuquina, Argentina, a unos 30km hacia el NO de la ciudad de Neuquén (Figura 1) y el desarrollo de sus reservorios gasíferos de baja permeabilidad pertenecen al Grupo Cuyo.

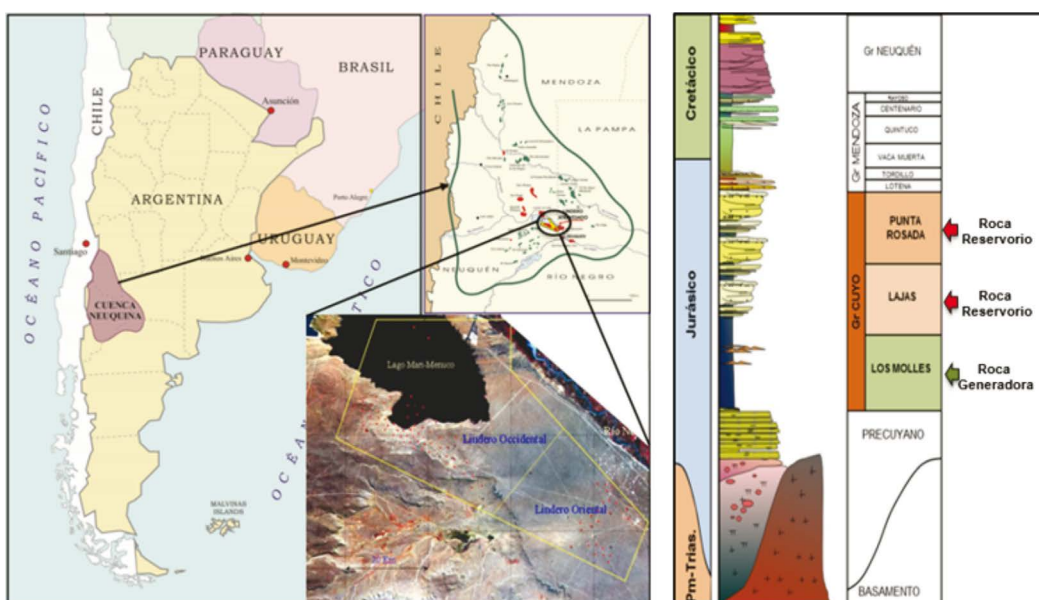


Figura 1. Ubicación del bloque Lindero Atravesado (Izq.) y posición de los Reservorios Tight en la Columna estratigráfica (Der.).

El Grupo Cuyo comprende depósitos clásticos pertenecientes a las Formaciones Lajas y Punta Rosada, reservorios del hidrocarburo generado en las pelitas de Fm. Los Molles (Figura 1). Estas unidades registran la transición de depósitos de plataforma a interior de cuenca (Fm. Los Molles) a depósitos costeros (litoral-deltaico de Fm. Lajas), siendo progradados por depósitos fluviales de Fm. Punta Rosada. Los reservorios pertenecientes a esta sección comprenden areniscas y areniscas conglomerádicas de baja porosidad (<12%) y baja permeabilidad (del orden de microdarcies, 0.001 a 0.1 md).

Los reservorios con mayor productividad son los que se encuentran en el tercio inferior de la formación Lajas con aporte conjunto del 50 a 80% de la producción total del pozo. Se identifican entre 10 y 15 niveles productivos con espesores de reservorio de 130 a 160 metros. El resto de los niveles productivos con menor aporte pertenecen a la sección superior de Fm. Lajas y, en algunos casos, reservorios de Fm. Punta Rosada, normalmente asociados a la presencia de fallas.

El desarrollo de Grupo Cuyo es el primer desarrollo no convencional de la compañía, en donde se logró incrementar la producción de gas en el bloque, llegando a los 3.45 Mm³/d a mediados de 2016 (Lamberghini *et al.* 2017).

DESAFÍOS DE LA EVALUACIÓN EN LOS AMBIENTES TIGHT GAS

Las incertidumbres de la evaluación petrofísica en los yacimientos “*Tight Gas*” o arenas compactas son bien conocidas y descritas por varios autores, algunos de estos han sido mencionados por Montagna *et al.* (2011) en Argentina. En esta sección se detallará los desafíos encontrados al momento de evaluar las formaciones Lajas y Punta Rosada en el bloque Lindero Atravesado.

Litología - Para la caracterización de los reservorios en las formaciones Lajas y Punta Rosada en este yacimiento se realizaron diferentes análisis de laboratorio mineralógico y petrográfico provenientes de coronas y testigos laterales. Allí se describen 3 tipos de rocas predominantes: arenitas líticas, arenitas lítico-feldespáticas y conglomerados. En todas ellas se destaca la presencia de líticos en los que predominan las tobas vítreas desvitrificadas.

La mineralogía descrita por los análisis de difracción de rayos X (DRX), muestran que los minerales predominantes en la formación son el cuarzo, feldespatos en forma de ortoclasa y plagioclasa, minerales arcillosos y otros minerales en menor proporción como la calcita, dolomita y pirita. Entre los minerales arcillosos, la Illita se muestra como mineral principal, y en segundo orden, la clorita y otros interestratificados como la Illita/Esmectita (Figura 2).

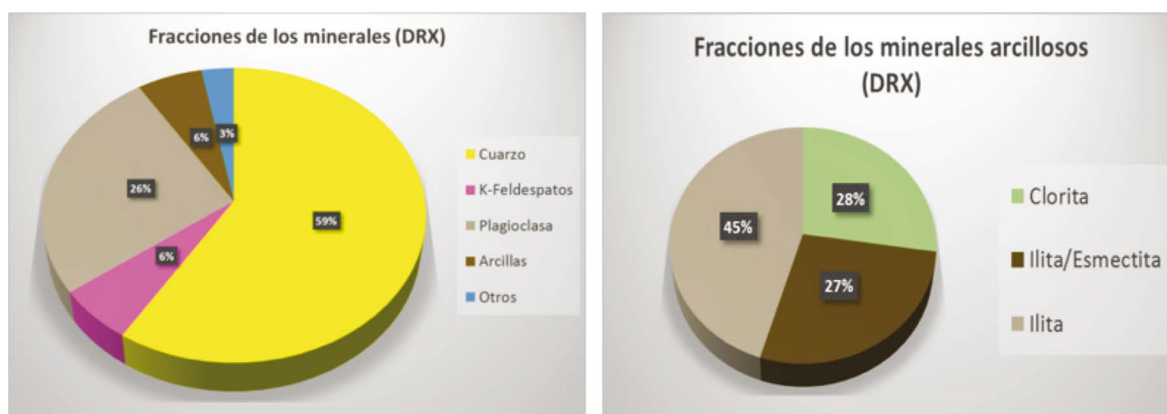


Figura 2. Fracciones de los principales minerales obtenidos de los análisis DRX (Izq.) y fracciones de los minerales arcillosos presentes (Der.).

La estimación del volumen de arcilla (VCL) en estos ambientes mineralógicamente complejos trae sus consideraciones según la técnica que se implemente.

Nótese en la Figura 2 (Izq.) que las proporciones de minerales arcillosos y feldespatos potásicos, ambos minerales radioactivos, son de similares fracciones en los reservorios, y el uso un indicador de GR total estándar sobrestimaría el VCL. Técnicas similares utilizando las concentraciones de

Torio y Potasio del perfil de GR espectral. El uso de un índice de Potasio en estos ambientes resulta al igual que el índice de GR en una sobrestimación del VCL por la presencia del feldespato potásico. El uso del índice de Torio como indicador de arcillosidad en las formaciones de Lajas y Punta Rosada puede resultar incierto debido a la presencia de minerales con importante contribución de Torio como el Circón. Naipauer *et al.* (2017) en su estudio describen abundancia de Circón en las secuencias arenosas del Grupo Cuyo. Otra técnica es computar el VCL con las mediciones de Neutrón y Densidad. En un yacimiento de arenas compactas (*Tight*), esta técnica puede ser difícil de controlar por el efecto de matriz en ambas mediciones, pero principalmente por el efecto de gas en ellas. Sin otra fuente de porosidad como soporte, podría subestimar considerablemente la fracción de arcilla. Cabe mencionar que se hace referencia al volumen del mineral (VCL) y no al volumen de la roca (VSH, volumen de *shale* o lutita).

La fracción del grupo de feldespatos (Feldespatos potásicos + Plagioclasa) es de casi un 30% en los reservorios, y debe ser considerada en el modelo mineralógico. Esta no es una tarea fácil cuando se tienen registros básicos, y más aún, lograr diferenciar entre los feldespatos potásicos y plagioclasas. Un intento de caracterizar este grupo de minerales feldespáticos puede hacerse mediante el uso del GR, variando sus puntos de ajuste hasta lograr el volumen deseado por el intérprete. Tal vez se pueda llegar a estos volúmenes de manera más precisa combinando la concentración de Th/K, densidad de formación y factor fotoeléctrico. Cualquiera de las soluciones está sujeta al conocimiento cuantitativo de la mineralogía en las formaciones a evaluar.

Es común tomar los análisis de laboratorio como información referencia para el ajuste de los modelos petrofísicos derivados de perfiles. No obstante, estos también tienen sus limitaciones y requieren un control de calidad adecuado antes de usarse para la calibración del modelo petrofísico. Herron *et al.* (2014) ilustran casos donde análisis de laboratorio imprecisos pueden llevar a conclusiones erróneas al intentar calibrar los perfiles.

Principal atención requiere el material volcánico presente en estos reservorios de arenas compactas en la Cuenca Neuquina. Las tobas vítreas contienen aluminosilicatos amorfos y es conocida la dificultad en su detección con análisis de DRX. Este tipo de observaciones deben ser consideradas en momento de reconciliar los análisis de laboratorio con las estimaciones mineralógicas a partir de los perfiles.

Porosidad - Comúnmente las fuentes de porosidad disponible son los registros de densidad de formación, porosidad neutrón termal y porosidad de resonancia magnética. Los principales efectos en estas mediciones son los efectos de matriz y gas en formación.

Los reservorios de mineralogía compleja como los del Grupo Cuyo se caracterizan por tener valores de matriz variables y mayor al de la matriz Cuarzo (2.65 g/cc). La Figura 3 (Izq.) muestra la variabilidad de la densidad de matriz del registro mineralógico en varios pozos del campo Lindero Atravesado, y como referencia se muestran las densidades del Cuarzo y Calcita. La Figura 3 (Der.)

muestra la densidad efectiva (densidad de matriz) obtenida de los análisis de laboratorio que se hicieron en muestras de testigos y coronas en los reservorios.

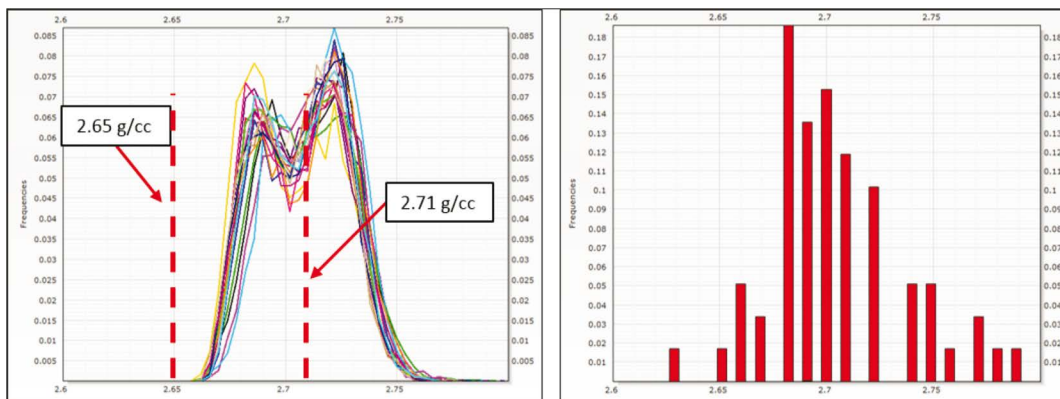


Figura 3. Densidad de matriz obtenida del registro mineralógico en todo el intervalo perfilado. Valores del Cuarzo (2.65 g/cc) y Calcita (2.71 g/cc) son mostrados como referencia (Izq.). Densidad efectiva de los análisis de laboratorio en las zonas de reservorio (Der.).

Montagna *et al.* (2011) describen el impacto de variabilidad de densidad de matriz en el cálculo de porosidad densidad (Ecuación 1) en reservorios de baja porosidad. Similares efectos ocurren con la porosidad neutrón termal (aproximada por una función de respuesta lineal en la Ecuación 2) donde el parámetro de matriz también está presente.

$$\phi_d = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f}, \quad \text{Ec.(1)}$$

Donde ϕ_d es la porosidad densidad, ρ_{ma} es la densidad de matriz, ρ_b es la densidad de formación medida y ρ_f es la densidad del fluido.

$$\phi_n = \phi_w HI_w + \phi_g HI_g + (1 - \phi_t) HI_{ma}, \quad \text{Ec.(2)}$$

Donde ϕ_n es la porosidad neutrón termal, ϕ_w es la porosidad con agua, ϕ_g es la porosidad con gas, ϕ_t es la porosidad total, HI_w es el índice de hidrógeno del agua, HI_g es el índice de hidrógeno del gas y HI_{ma} es el índice de hidrógeno presente en la matriz en forma de hidroxilos.

Si se logra controlar el parámetro de matriz en las ecuaciones de porosidad, estas porosidades tendrían que tener valores muy similares tanto en zonas limpias como en las lutitas, la diferencia solo existiría en presencia de gas o hidrocarburo liviano.

La porosidad de la resonancia magnética es libre de efecto litológico y está descrita en la Ecuación 3. Si la formación contiene minerales paramagnéticos estos afectan los tiempos de relajación T2 y el valor de corte que separa fluidos “libres” y “ligados”, pero no la porosidad total.

$$\phi_{nmr} = \phi_w HI_w P_w + \phi_g HI_g P_g, \text{ Ec. (3)} \quad \text{Ec.(3)}$$

Donde ϕ_{nmr} es la porosidad de la resonancia magnética, P_w es la polarización del agua, y P_g es la polarización del gas.

El efecto de hidrocarburos livianos en las mediciones, principalmente del gas, es considerable. La baja densidad del gas reflejado en el registro de densidad de formación resulta en una sobrestimación de la porosidad total de formación (Ecuación 1). El efecto contrario ocurre en el cómputo de porosidades por mediciones de índice de hidrógeno (HI), tales como la porosidad neutrón termal (Ecuación 2) y la resonancia magnética (Ecuación 3).

En la Figura 4 se muestran las diferentes respuestas de porosidad frente a zonas con gas. En la pista 3, muestra la comparación de las porosidades de la resonancia magnética (MRP_CM - curva verde) y porosidad densidad en matriz caliza

ya que su valor de 2.71 g/cc es más cercano a lo observado en los análisis de laboratorio y registro mineralógico (DPHI_LIM - curva roja). La diferencia de porosidad que se observa entre estas dos porosidades es debido al efecto de gas en la formación. El valor medio de la diferencia ronda entre las 3-4 pu, y se observan valores máximos entre 5-6 pu. Este margen de incertidumbre es importante en rangos de porosidades promedio de 8-10 pu, y de ahí la motivación para controlar la estimación final de porosidad total.

Al observar la porosidad neutrón termal en matriz "Arenisca" corregida por efectos ambientales, pero no por efectos de matriz (TNPH_SAN_EC) en la misma pista con las otras porosidades, se ve claramente el fuerte efecto litológico, con elevados valores en frente de las arenas y principalmente en las lutitas. Esto es debido principalmente por los hidrógenos en forma de hidroxilos (OH-) presentes en la estructura molecular de las arcillas, también por los hidrógenos del agua ligada

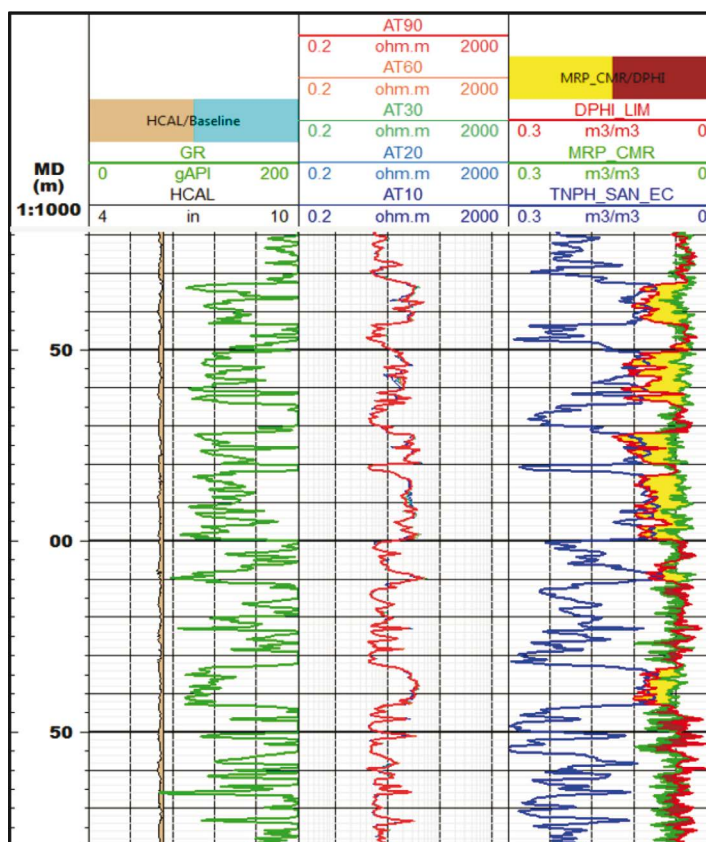


Figura 4. Efectos de matriz y gas en las diferentes porosidades.

conocida como “*Clay Bound Water*” y otros absorbedores de neutrones como el Boro y Gadolinio asociados a las arcillas. En adición a lo anterior, las arcillas del grupo esmectitas contienen agua en sus estructuras interlaminares.

Permeabilidad - Existen diferentes técnicas para la estimación de la permeabilidad con perfiles de pozo abierto, cada una con sus ventajas y desventajas. Las dos ecuaciones más ampliamente usadas con la resonancia magnética son: KSDR (por sus siglas en inglés Schlumberger Doll Research) descrita por Kenyon *et al.* (1998) y Timur-Coates. Las ventajas de estas técnicas es que introducen información acerca de la textura de la roca, ya sea con la relación fluido libre/fluido ligado (FFV/BFV) para la ecuación de Timur-Coates, o el valor medio logarítmico de la distribución T2 (T2LM) para la ecuación SDR, no obstante, se requiere tener una certeza del corte del tiempo de relajación T2 que define los fluidos libres y ligados, así como control de sus exponentes y multiplicadores en las ecuaciones.

La ecuación de permeabilidad intrínseca descrita por Herron (1987) parece ser una opción viable y de fácil computo. Al igual que las técnicas NMR, esta ecuación incluye la textura de la roca en el parámetro del área específica de superficie de cada mineral. Esta técnica en ambientes mineralógicos complejos requiere de un modelo mineralógico preciso y ajuste de constantes de los minerales. El uso de los registros mineralógicos es de gran ayuda para tener el ajuste deseado.

La estimación de permeabilidad a través de correlaciones K/PHI son prácticas y, por lo general, requieren de un arreglo de perfiles básicos, no obstante, para el ajuste y obtener las regresiones adecuadas requiere de un amplio muestreo en coronas o testigos laterales.

Kukal *et al.* (1986) proponen un método alternativo dedicado a los ambientes siliciclásticos de muy baja permeabilidad, similares a los esperados en las formaciones Lajas y Punta Rosada.

Saturación de agua - La incertidumbre en los parámetros de Archie (a, m, n), la salinidad del agua de formación (parámetro R_w), y el efecto de la conductividad adicional de los minerales de arcilla, propagan la incertidumbre al cálculo de la saturación de agua S_w . Esto se suma a la incertidumbre en la porosidad anteriormente mencionada, que impacta todos los cálculos volumétricos que inciden en el cómputo del OGIP (original gas in place) y en definitiva la estimación de reservas. Montagna (2011) describe el impacto de la incertidumbre de la porosidad total en el cálculo de saturación de agua a través de Archie como ejemplo. Montagna (2011) y otros autores prefieren el uso de la ecuación en Simandoux para el cálculo de saturación de agua en los reservorios de arenas compactas en Argentina por su mejor control del efecto de agua ligada a las arcillas.

METODOLOGÍA PROPUESTA PARA LA CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA

La metodología se construye sobre el uso de mediciones de espectroscopia del GR, resonancia magnética y mediciones de dispersión dieléctrica, además de otras técnicas de interpretación que ayudan a reducir la incertidumbre en las propiedades petrofísicas y búsqueda de la mejor relación entre la petrofísica y la producción de los pozos.

Modelo mineralógico - El registro avanzado de espectroscopia de GR (Radtke *et al.*, 2012) ha sido el pilar al momento de construir el modelo mineralógico en las formaciones Lajas y Punta Rosada, no sólo en la cuantificación y tipificación de arcillas, si no en la discriminación de tipos de feldespatos y carbonatos y otros minerales con menor participación como la calcita y la piritita.

La cuantificación de la fracción de arcilla y caracterización de manera más exacta con la espectroscopia de GR se basa en la cantidad de aluminio, potasio y hierro medido. La discretización de los feldespatos es posible gracias a una medición más precisa del potasio y sodio. A pesar de que la fracción de carbonatos es poca en las formaciones de Lajas y Punta Rosada, según los análisis de laboratorio de DRX, estos muestran siempre una leve fracción de calcita. Análisis de diagénesis describen la presencia de calcita como relleno de poros y reemplazo de clastos. La dolomita se encuentra en escasas proporciones. La precisión de lectura del magnesio del registro avanzado de espectroscopia de GR hace posible la división entre calcio y dolomita.

ELAN (*Elemental Log Analysis program*) es la plataforma implementada para la construcción de este modelo mineralógico ya que ella permite un análisis petrofísico sólido usando varios datos de entrada en un modelo probabilístico como solución final. El modelo mineralógico en peso seco es construido usando como datos de entrada las fracciones en peso seco de los elementos obtenidos del registro de espectroscopia de GR, tales como el Aluminio, Calcio, Hierro, Potasio, Silicio y Sodio. Los minerales seleccionados para construir el modelo son: Cuarzo, Feldespato Potásico, Plagioclasa, Calcita, Clorita e Illita. Los puntos de ajuste (*end points*) son extraídos de Herron *et al.* (1993). La Tabla 1 resume el modelo propuesto.

	Illita	Clorita	Cuarzo	Feld. K	Plagioclasa	Calcita
Aluminio (kg/kg)	0.105	0.096	0	0.1	0.118	0
Calcio (kg/kg)	0	0	0	0	0.023	0.394
Hierro (kg/kg)	0.048	0.208	0	0	0	0
Silicio (kg/kg)	0.248	0.14	0.4675	0.3	0.3	0
Potasio (kg/kg)	0.045	0	0	0.102	0	0
Sodio (kg/kg)	0	0	0	0	0.0877	0

Tabla 1. Puntos de ajuste del modelo mineralógico.

La Figura 5 muestra el modelo mineralógico y la comparación de las fracciones de peso seco de los minerales obtenidos con las fracciones en peso del análisis DRX (puntos rojos). Se observa una buena comparación entre las fracciones de calcio y los minerales arcillosos, e incluso con la plagioclasa. La diferencia es notable principalmente en el cuarzo y feldespatos potásicos.

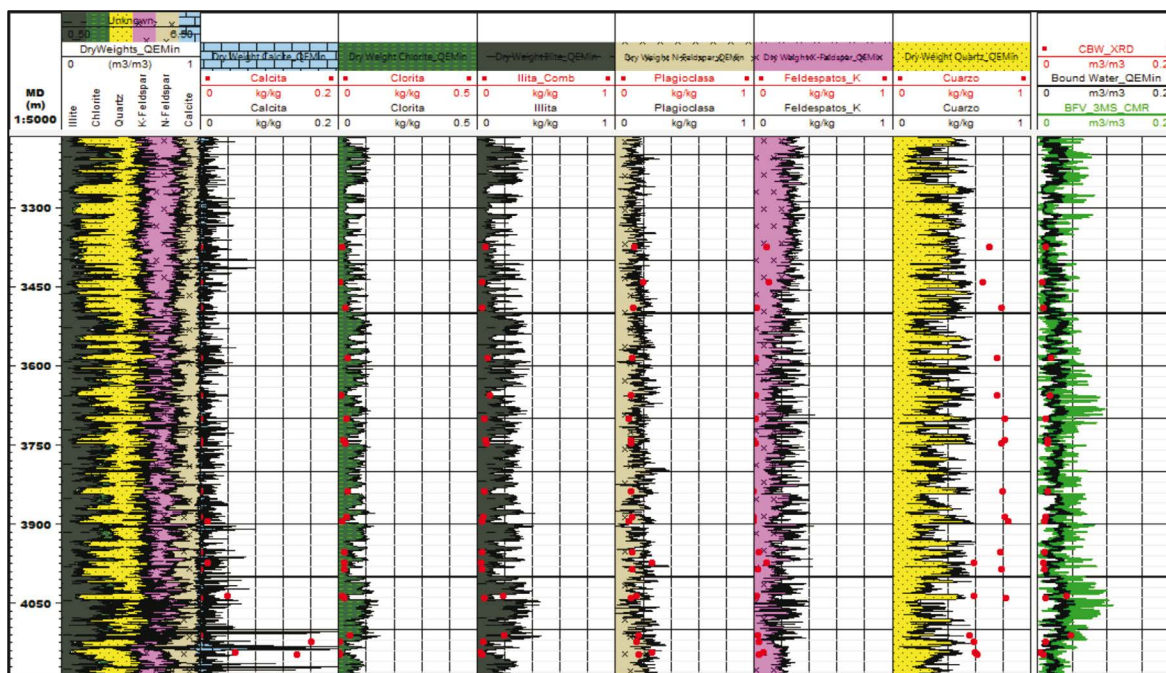


Figura 5. Comparación de las fracciones de minerales obtenidas del modelo mineralógico propuesto y del DRX.

Como se mencionaba previamente, una de las razones de esta falta de correlación pueda ser debida a la incertidumbre que existe en los análisis DRX por la presencia de la toba vítrea en importantes proporciones. Los reportes de petrografía describen la toba vítrea como componente principal de los clastos líticos, acompañados por granitoides y metacuarcitas. Los minerales que componen los granitoides en primer orden son los feldespatos potásicos, y, en segundo término, cuarzo y feldespatos ricos en sodio (plagioclasa); otros menores también presentes como la biotita y anfíboles. La incierta cuantificación de las fracciones minerales en los análisis DRX por la toba vítrea, podría resultar en subestimaciones o sobrestimaciones de algunos minerales. En el presente caso, parece ser más notable en las fracciones de feldespatos potásicos y cuarzo.

Con lo anteriormente descrito se pretende brindar observaciones e ideas con respecto a la falta de correlación de las fracciones mineralógicas de diferentes fuentes. Otras causas pueden estar siendo ignoradas, razón por la que esto amerita una investigación más profunda, que el presente trabajo no cubre.

Ante la incertidumbre con los análisis DRX, se busca el soporte a la interpretación de la mineralogía en la coherencia entre las respuestas de las diferentes mediciones. Un comienzo, es

estar seguro de la fracción en volumen de las arcillas y tipos presentes.

La información de DRX ya nos brinda una idea al identificar los principales tipos de arcillas presentes (Figura 2). De las fracciones en peso de los minerales arcillosos del análisis DRX se puede estimar el fluido ligado a las arcillas (CBW - *Clay Bound Water*), donde se le asignara a cada tipo de arcilla su típico valor de WCLP (*Wet Clay Porosity*) tales como se muestran en la Tabla 2.

Mineral	Wet Clay Porosity (p.u.)
Esmeclita	40
Illita	15
Clorita	15
Caolinita	5

Tabla 2. Valores típicos de las propiedades de los minerales arcillosos.

La ecuación 4, presenta la transformación de las fracciones de peso seco de las arcillas al CBW (*Clay Bound Water*):

$$CBW = \left(\sum_i \frac{DWM_i}{RHM_i} WCLP_i \right) \cdot \rho_{ma} \cdot (1 - \phi_t), \quad \text{Ec.(4)}$$

Donde DWM_i es la fracción en peso seco de cada mineral i , RHM_i es la densidad de cada mineral i y $WCLP_i$ representa el valor típico de $WCLP$ para cada mineral i .

El volumen de fluido al corte de los 3 ms de la resonancia magnética (Bound Fluid a 3ms), es considerado el volumen de agua ligada a las arcillas (CBW) y es usado como control del volumen de arcilla final en el modelo mineralógico. La última pista de la Figura 5, muestra la comparación del volumen de agua ligada a las arcillas (curva verde), del fluido ligado a las arcillas del modelo mineralógico (curva negra) y del XRD (puntos rojos), ambos estimados con la ecuación 4. La buena correlación observada entre estos 3 datos da confianza en el modelo de las arcillas.

Porosidad corregida por efectos litológicos y gas - Las fuentes de porosidad comúnmente disponibles en este proyecto son los perfiles de densidad de formación, porosidad neutrón termal, resonancia magnética y sónica. Como se mencionará antes, los efectos litológicos o de matriz y efectos por presencia de gas en la formación son los que más impacto tienen en las mediciones. En esta sección se mostrará cómo se pueden corregir tales efectos para finalmente tener una porosidad total confiable.

Primeramente, se deberán hacer las respectivas correcciones por efectos de matriz a las porosidades de densidad y neutrón termal. El perfil de espectroscopia de GR avanzado provee una densidad de matriz RHGE que es reconstruida de los pesos secos de los elementos (Herron *et al.* 2000). Este es el dato clave de entrada en la ecuación de porosidad densidad para la corrección por efectos de matriz (Ecuación 5).

$$DPHI_{MC} = \frac{RHGE - \rho_b}{RHGE - \rho_f}, \quad \text{Ec.(5)}$$

Donde ρ_f es la densidad del fluido y puede ser fijado a 1 g/cc.

La Figura 6 ilustra los alcances de los perfiles de porosidad. Nótese que la diferencia entre la porosidad neutrón termal ϕ_n y las otras fuentes de porosidad está en los índices de hidrógenos que se encuentran en la estructura molecular de las arcillas en forma de hidroxilos. El control de la contribución de hidroxilos en las arcillas, junto con el resto de la composición mineralógica hace posible la estimación de un neutrón termal de grano en matriz caliza ($TNGE_{ELAN}$), y el cual será el punto límite de cero porosidades para el neutrón termal en matriz caliza ($TNPH_{LIM}$).

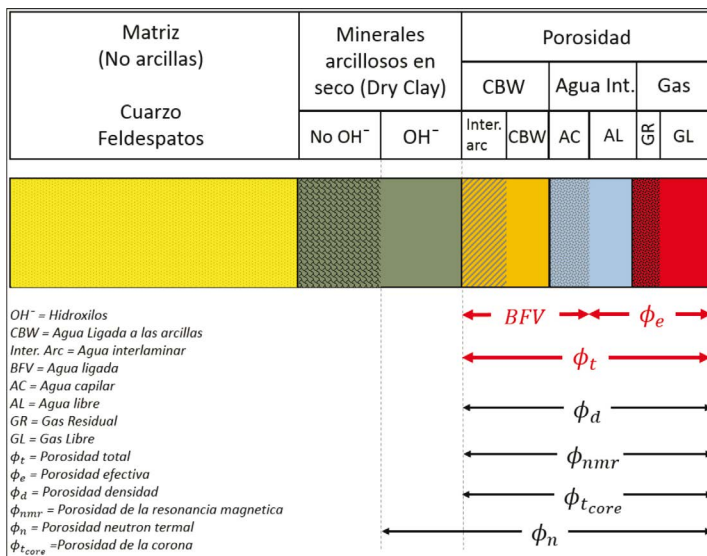


Figura 6. Esquema conceptual de los perfiles de porosidad.

En la sección anterior se mostró que hay confianza en las fracciones y tipos de arcilla modelada al observar la buena correlación del CBW estimado de las diferentes mediciones. La ecuación 6 se usa para transformar las fracciones de los minerales en peso seco a neutrón termal de grano en matriz caliza.

$$TNGE_{ELAN} = \frac{\sum_i \frac{DWM_i}{RHM_i} TNM_i}{\sum_i \frac{DWM_i}{RHM_i}}, \quad \text{Ec(6)}$$

Donde DWM_i es la fracción en peso del mineral i , RHM_i es la densidad de cada mineral i , y TNM_i es el punto de ajuste del mineral i en peso seco en matriz caliza. La Tabla 3 muestra los puntos de ajuste del neutrón termal en matriz caliza y la densidad usados para los cálculos (Herron *et al.* 1993).

	Illita	Clorita	Cuarzo	Feld. K	Plagioclasa	Calcita
TNPH (ls u)	24.7	47	-1.8	-0.6	-0.5	0.00
Densidad	2.78	3.42	2.65	2.57	2.61	2.71

Tabla 3. Puntos de ajuste del neutrón termal y densidad para los minerales del modelo.

Una vez obtenido el neutrón termal de grano en matriz caliza, podemos corregir la porosidad de neutrón termal por efectos de matriz. Para esto, se sustrae el neutrón termal de grano en matriz caliza ($TNGE_{ELAN}$) de la porosidad neutron termal en matriz caliza ($TNPH_{LIM}$) y se divide el resultado por la diferencia del índice de hidrogeno de los fluidos (HI_f es aproximado a 1) y el neutrón termal de grano en matriz caliza ($TNGE_{ELAN}$) (Ecuacion 7).

$$TNPH_{MC} = \frac{TNPH_{LIM} - TNGE_{ELAN}}{HI_f - TNGE_{ELAN}}, \quad Ec(7)$$

Mosse *et al.* (2014) describen que dado que la respuesta de neutrón termal no es del todo lineal y que la misma varía en función de la matriz que se escoge, puede computarse también el $TNGE_{ELAN}$ sustrayendo este mismo del $TNPH_{LIM}$. La eficiencia de cada manera de hacer el computo dependerá de la litología y la porosidad del reservorio. Para el caso de las formaciones Lajas y Punta Rosada del yacimiento Lindero Atravesado, el $TNPH_{MC}$ computado por uno u otro método da valores muy similares.

La Figura 7 ilustra los resultados de los cálculos realizados. La pista 1 compara la porosidad densidad corregida por efectos de matriz (DPHI_MC – curva roja) y la porosidad neutrón termal en matriz arenisca no corregida por efectos de matriz (TNPH_SAN – curva azul). Se observa la típica separación de las porosidades Neutrón y Densidad en las zonas de lutitas (sombreado marrón), debido principalmente a los hidroxilos en la estructura química de las arcillas. Igualmente, nótese que en las zonas reservorio donde existe la presencia de gas, no ocurre el cruce de estas porosidades por las mismas razones litológicas mencionadas. La pista 2 compara la porosidad densidad (DPHI_MC – curva roja) y porosidad neutrón termal (TNPH_MC – curva azul), ambas corregidas por efectos

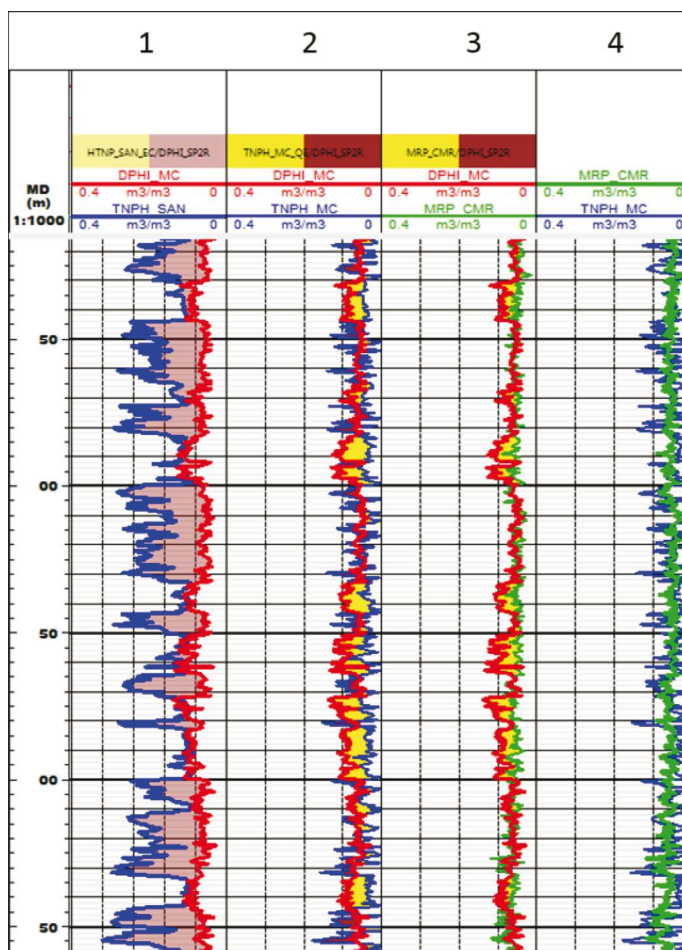


Figura 7. Cálculos de las porosidades corregidas por efectos de matriz.

de matriz. En este caso ya se puede apreciar claramente el cruce de ambas curvas en las zonas reservorio, indicando la presencia de gas en la formación (sombreado amarillo). Ambas curvas corregidas se solapan al frente de las lutitas indicando similares porosidades en promedio. La pista 3, muestra la comparación de la porosidad densidad corregida por efectos de matriz (DPHI_MC – curva roja) y la porosidad de la resonancia magnética (MRP_CMR – curva verde). Al igual que la comparación anterior, ambas curvas se solapan muy bien al frente de las zonas de lutitas, y se separan al frente de las zonas reservorio por los efectos de gas en ambas porosidades. La pista 4, muestra la comparación entre la porosidad de la resonancia magnética (MRP_CMR – curva verde) y la porosidad neutrón termal corregida por efectos de matriz (TNPH_MC – curva azul), indicando solapamiento y lecturas de porosidades muy similares. Al remover idealmente la concentración de hidroxilos de la porosidad neutrón termal se puede lograr una pseudo-porosidad NMR.

La congruencia de las 3 porosidades al frente de las lutitas sustenta fuertemente los valores reales de porosidad y de que se tiene control en los efectos de matriz. Esto además es un importante indicador de que el modelo mineralógico propuesto es sólido.

El siguiente paso es corregir las porosidades por efectos de gas en la formación. La técnica empleada es la descrita por Freedman *et al.* (1998) la cual se basa en compensación por el efecto de gas que existe entre la porosidad densidad y la resonancia magnética y se denomina DMR, por sus siglas en inglés “Density-Magnetic Resonance Porosity”. La ecuación 8, muestra la ecuación DMR para la corrección de la porosidad por gas.

$$\phi_{DMR} = \frac{DPHI_{MC} \cdot (HI_w - HI_g P_g) + MRP \cdot \lambda}{(HI_w - HI_g P_g) + \lambda \cdot HI_w}, \quad \text{Ec(8)}$$

$$\lambda = \frac{\rho_f - \rho_g}{\rho_{ma} - \rho_f}, \quad \text{Ec(9)}$$

Donde la densidad de matriz ρ_{ma} , es obtenida del registro de espectroscopia de GR (RHGE).

El HI_w esta en funcion de la densidad, presion y temperatura, aun así su valor es aproximado a 1 incluso a condiciones de fondo. Una variacion mas importante puede deberse a la concentraciones de sales en solucion. Kleinberg *et al.* (1996) presentan la relacion del HI_w y la salinidad del agua. Gaymard *et al.* (1968) presentan la relacion entre la densidad del hidrocarburo ρ_g y el indice de hidrogeno HI_g . Los gráficos Gen-7 y Gen-8 de Schlumberger resumen los graficos cruzados para la estimacion de las propiedades de fluidos mencionadas. La polarizacion del gas P_g está en función del tiempo de espera (WT – Wait Time) y el tiempo de relajación longitudinal a condiciones de reservorio (TI_g). La densidad del fluido ρ_f se puede fijar en valores cercanos a 1.

Similar técnica para la corrección de porosidad por efectos de gas se podria implementar con la porosidad neutrón corregida por matriz en lugar de la resonancia magnética.

La Figura 8 ilustra los resultados de la técnica DMR y otros cálculos descritos. Las pistas

1 y 2 muestran la comparación entre los perfiles y los análisis de la petrofísica básica de laboratorio (puntos azules). La pista 3 muestra la porosidad densidad corregida (DPHI_MC – curva roja), la porosidad de la resonancia magnética (MRP_CMR – curva verde), la porosidad corregida por efectos de gas (DMRP – curva gris), y la porosidad del análisis de petrofísica básica a condiciones de fondo (puntos azules). Nótese la buena correspondencia de la curva DMRP con los datos de laboratorio. La pista 4 muestra la comparación entre la curva DMPR y la porosidad obtenida de la técnica DMR pero como dato de entrada la porosidad neutrón termal corregida por efectos de matriz en lugar de la porosidad de la resonancia magnética (PHIT_DNPC, sufiijo por sus siglas Density-Neutron Porosity Corrected).

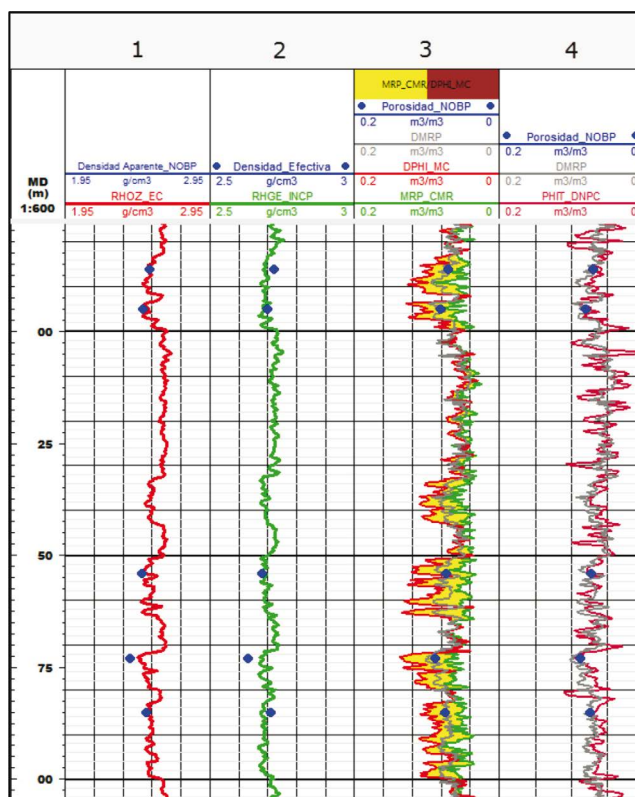


Figura 8. Resultados DMR y comparación con datos de laboratorio.

Opciones para la estimación de permeabilidad - Las técnicas de NMR son una buena opción para la estimación de permeabilidad, no obstante, requieren un ajuste de los parámetros en la ecuación, ya que, con el uso de parámetros predefinidos en la ecuación, estas dan valores más altos comparados con las permeabilidades obtenidas de los análisis de laboratorio. Estas ecuaciones requieren el ajuste de sus exponentes y multiplicadores.

Contar con una amplia base de datos para armar la correlación de permeabilidad para el yacimiento tal vez es lo más apropiado e ideal, no obstante, esto por varias circunstancias operativas, y costos se vuelve difícil optar por esta idea. Ante el caso de contar con una baja densidad de análisis de laboratorio los datos pueden mostrarse dispersos y poco conclusivos.

Kukul *et al.* (1986) observan de su estudio de una base de datos que en un reservorio de bajas permeabilidades la relación entre porosidad y permeabilidad se muestra muy fuerte, al contrario de la relación con la saturación de agua, la cual se muestra muy débil. El estudio propone una ecuación similar en forma a la ecuación generalizada de Timur, considerando el volumen de arcilla en lugar de la saturación de agua irreducible. La ecuación empírica de Kukul *et al.* (1986) demuestra predecir valores de permeabilidad en los rangos esperados de las formaciones Lajas y

Punta Rosada, y se muestra como una opción para el yacimiento Lindero Atravesado (Ecuación 10).

$$k = 171.4 [\phi(1 - V_{cl})]^{3.86}, \text{ Ec(10)}$$

Donde ϕ es la porosidad total y V_{cl} es el volumen de arcilla.

La Figura 9 muestra las permeabilidades estimadas usando la ecuación de Kukal *et al.* (1986) pero variando la porosidad total comparando con la permeabilidad de los análisis de laboratorio. La variación de la porosidad expone el impacto de la corrección por efectos de matriz y gas como se discutió previamente. La pista 1 muestra la permeabilidad usando la porosidad DMR como dato de entrada en la porosidad total. Nótese el buen ajuste con la permeabilidad de laboratorio. La pista 2 muestra el resultado, usando la porosidad densidad corregida por matriz (DPHI_MC) como dato de porosidad total. Nótese que la permeabilidad resultante sobrestima la permeabilidad de laboratorio. La pista 3, muestra el resultado usando la porosidad de la resonancia magnética (MRP) como porosidad total en la ecuación, y da valores más bajos a la permeabilidad de laboratorio.

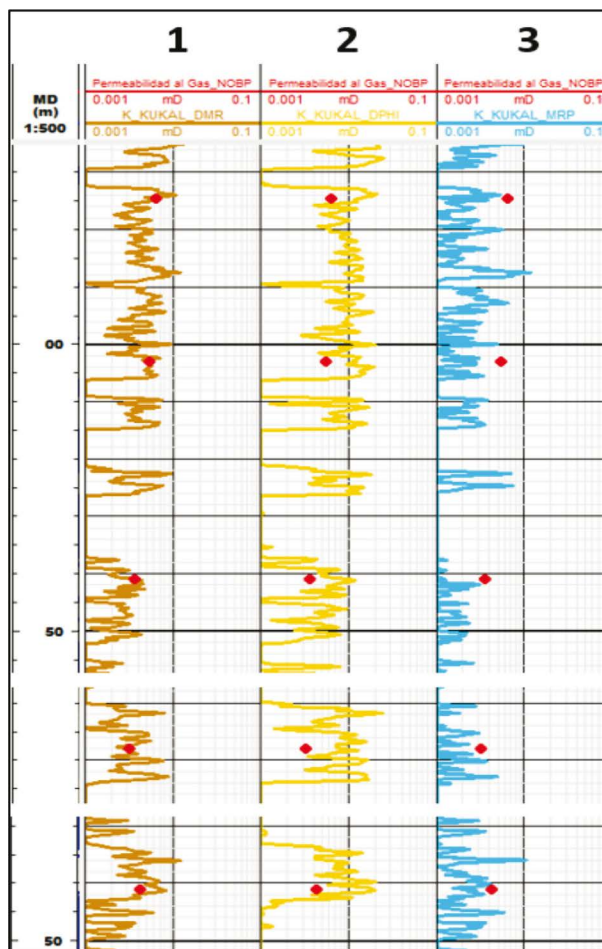


Figura 9. Comparación de la permeabilidad estimada con la ecuación de Kukal *et al.* (1986) y la permeabilidad del análisis de laboratorio.

Reduciendo incertidumbre en la Saturación de Agua - Son varios los parámetros a controlar para reducir la incertidumbre en las ecuaciones de saturación de agua. Entre estos se encuentran los parámetros texturales de Archie: exponente de cementación (m), exponente de saturación (n) y factor de formación (a); la resistividad de agua de formación (R_w) en función de la salinidad de agua de formación; la porosidad total de la cual ya tenemos control como se demostrado previamente.

Comúnmente, la única fuente de información sobre los valores de los parámetros texturales de Archie es a través de análisis de laboratorio en las zonas de reservorio. Las incertidumbres al solo contar con esta fuente de información se deben principalmente al escaso muestreo en un

ambiente tan heterogéneo. El otro parámetro por controlar es la salinidad del agua de formación. En el presente caso las fuentes de información fueron los análisis de agua hechos a muestras de corona o testigos laterales.

Otra fuente de información alterna de los parámetros mencionados es el perfil de la medición dieléctrica multi-frecuencia (Hizem *et al.*, 2008), la cual provee parámetros de porosidad llena de agua, salinidad de agua y parámetros texturales de la fase agua. La ventaja de contar con otra información alterna de estos parámetros es precisamente la clave para reducir la incertidumbre en el cómputo final de saturación de agua.

La Figura 10 muestra las propiedades petrofísicas estimadas de la dispersión dieléctrica. En la pista 1 se muestra el parámetro textural de Archie (MN_ADT). Este parámetro está relacionado con los parámetros texturales de la ecuación de Archie “*m*” y “*n*” (Ecuación 11) y combina la textura de la roca con el índice de mojabilidad, ya que representa la forma de la interfase entre la conductividad del agua, la roca y petróleo aislado.

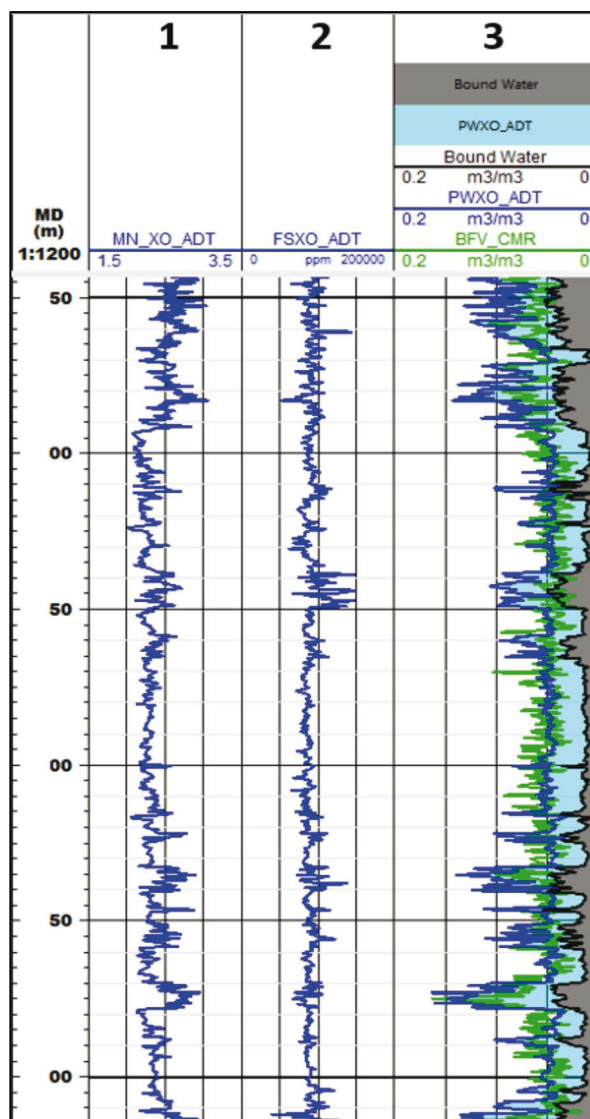


Figura 10. Principales propiedades petrofísicas estimadas de la dispersión dieléctrica.

$$\phi_W^{MN} = \phi_t^m S_w^n, \quad \text{Ec(11)}$$

Donde S_w es la saturación de agua. La pista 2 muestra la salinidad de agua en la zona invadida de la medición dieléctrica (FSXO_ADT). Los valores promedio en las zonas reservorio es de aproximadamente 90 ppk NaCl. A pesar de que la medición está limitada a las primeras pulgadas, y las lecturas corresponderían a la zona invadida, en el caso de lodo base aceite (OBM) la salinidad del FSXO_ADT correspondería a la salinidad de agua de formación. Caso contrario, en sistemas de lodo base agua (WBM), el FSXO_ADT sería el resultado de la mezcla de salinidad del lodo de perforación y agua de formación. Las contribuciones en salinidad de uno u otro fluido dependerán en parte de la invasión. Análisis de agua de formación por laboratorio hechos en algunos pozos reportan valores alrededor de 120 ppk de NaCl. La pista 3 muestra la porosidad

llena de agua de la medición dieléctrica (PWXO_ADT – curva azul), el volumen de fluido ligado de la resonancia magnética (BFV – curva verde) con el corte a 33 ms, y el volumen ligado a las arcillas (*Bound Water* o CBW – curva negra) del modelo mineralógico ELAN. Es claro observar que el CBW hace parte de la lectura del PWXO_ADT, y este lee valores muy similares al BFV de la resonancia magnética. Estos pozos no reportan producción de agua.

Con esta observación se puede concluir que el corte de relajación T2 de estos reservorios puede ser muy cercano al valor de 33 ms. Honrando este BFV, se podría estimar la saturación de agua irreducible:

$$Swirr_{BFV} = \frac{BFV}{\phi_{DMR}}, \quad Ec(12)$$

Reportes de saturaciones efectivas en puntos extremos de laboratorio detallan valores de saturación de agua irreducible entre el 50 y 60%.

La Figura 11 muestra la comparación a través de histogramas entre el MN_ADT y los valores de “m” del análisis de “Factor de Formación” de varios pozos donde se tenían muestras de corona y testigos laterales. Nótese que la moda y media de ambos histogramas son similares. Los datos del histograma de MN_ADT se filtraron para mostrar el dato solo en la zona reservorio y hacer una comparación justa con los datos de laboratorio, ya que estos sólo fueron tomados en las zonas de interés. El registro continuo de MN_ADT fue útil al concluir que no se observa una variación importante del parámetro textural entre las formaciones Lajas y Punta Rosada.

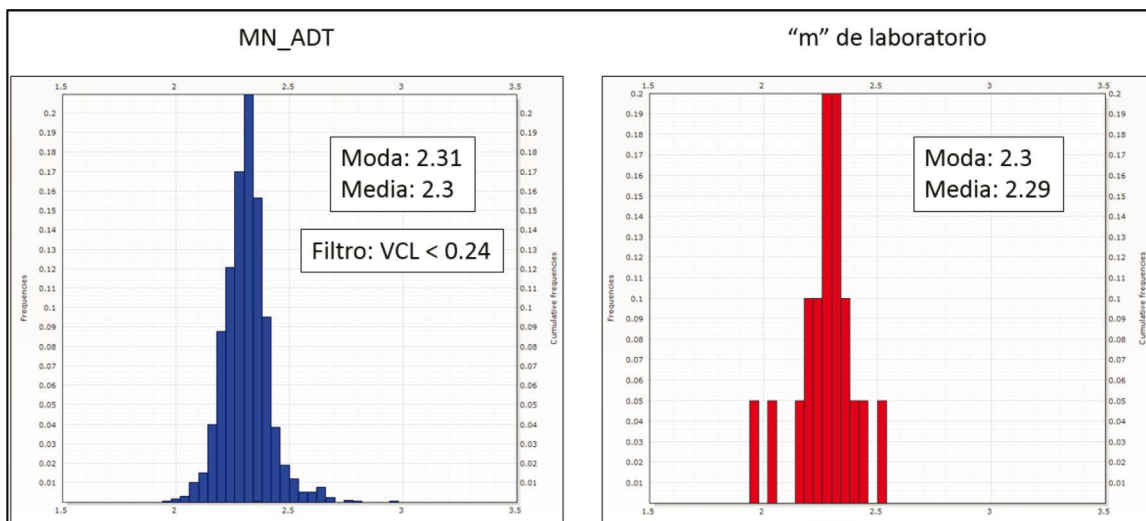


Figura 11. Comparación del MN_ADT y el “m” obtenido de los análisis de laboratorio.

Lamentablemente, donde se realizó la medición dieléctrica multi-frecuencia no se tomaron coronas o testigos laterales, y no se puede hacer una comparación directa.

Las mediciones dieléctricas son someras, típicamente limitada a 4 pulgadas dentro de la formación, es decir que proveen información solo de la zona invadida. Los pozos de Lindero

Atravesado fueron perforados con lodo base aceite (OBM), y por lo observado en las resistividades, y otras que involucran esta medición, la invasión es muy somera.

Saturación de gas de la técnica DMR - Freedman *et al.* (1998) a través de la técnica DMR, describen la ecuación (13) para computar la saturación de gas en la zona invadida (S_{xg_dmr}) con el uso de la porosidad densidad corregida por efectos de matriz y la porosidad de la resonancia magnética.

$$S_{xg_dmr} = \frac{DPHI_{MC} - \frac{MRP}{HI_f}}{DPHI_{MC} \cdot \left(1 - \frac{HI_g P_g}{HI_f}\right) + \frac{\lambda \cdot MRP}{HI_f}}, \quad Ec(13)$$

Considerando que existe una invasión somera de filtrado OBM que desplaza gas, la saturación de gas a partir de la técnica DMR, basada en mediciones someras también, sería una saturación de gas tendiendo a residual.

Análisis de laboratorio para la determinación de puntos extremos en desplazamiento de agua-gas muestran que la saturación de gas residual puede estar alrededor del 19%. Este valor determina una referencia, ya que es lo mínimo a esperar del S_{xg_dmr} si la invasión OBM es agresiva.

La estimación de S_{xg_dmr} y Sw_{irr_BFV} son un buen comienzo para ir reduciendo la incertidumbre en el cálculo de Sw con las resistividades y ecuaciones convencionales. Como vimos previamente, la Sw_{irr_BFV} nos daría la pauta para asumir que es la saturación de agua mínima esperada (Sw_{MIN}), y por el otro lado S_{xg_dmr} será el extremo máximo de saturación de agua esperada (Sw_{MAX}). Estas dos saturaciones nos darán el rango en donde esperamos tener la Sw . Entre mas estrecho sea este rango, menor será el rango de incertidumbre que tengamos al momento de estimar la Sw con los

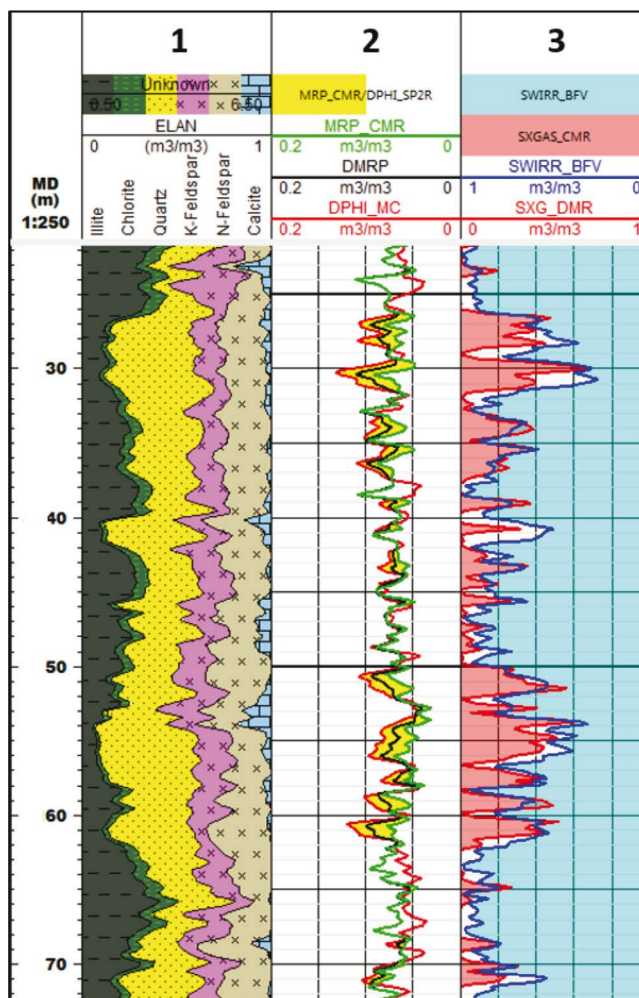


Figura 12. Saturación de gas de la técnica DMR ($S_{xg_DMR} - Sw_{max}$) y Saturación de agua irreducible basado en el volumen de agua ligado estimado por la resonancia magnética ($Sw_{irr_BFV} - Sw_{min}$).

métodos resistivos convencionales. El solapamiento de la Sw_{MIN} y Sw_{MAX} , predice los valores de Sw en la zona virgen, como son algunos casos en Lindero Atravesado (Figura 12).

Ajuste de Saturación de agua - Todas las observaciones previamente hechas, cálculos realizados y propiedades continuas obtenidas de la medición dieléctrica, serán implementadas para ajustar los parámetros de la ecuación de saturación de agua y obtener una Sw confiable. La ecuación de saturación de agua comúnmente usada en la evaluación de los Tight Gas en Argentina es la ecuación de Simandoux.

Como se discutió anteriormente, el parámetro MN_ADT da valores muy similares a los valores de “ m ” estimados de los análisis de laboratorio. El exponente de saturación “ n ” estimado en los análisis de laboratorio ronda en valores aproximados a 2. Estos valores serán usados en la ecuación de saturación de agua. El valor de salinidad de agua de formación se ha obtenido de diferentes fuentes. Los análisis de agua de formación provistos por el laboratorio reportan valores alrededor de 120 ppk de NaCl. La diferencia en la Sw usando las diferentes salinidades es del 5%. Un valor medio de 100 ppk es usado como único valor para ser consistente con los cálculos de Sw en el campo.

La Figura 13 muestra las comparaciones de los diferentes cálculos de Saturaciones.

En la pista 2 se muestran la saturación de gas en la zona invadida (SG_DMR – curva roja) la cual indicaría la Sw_{MAX} esperada, por el otro lado la saturación de agua irreducible (SWIRR_BFV – curva azul) la cual sería la Sw_{MIN} esperada. La Sw obtenida con la ecuación de Simandoux (SW_SIM – curva verde) usando “ m ” = 2.3, “ n ” = 2, “ a ” = 1 y “ R_w ” = 0.023 ohm.m a temperatura en fondo equivalente a 100 ppk de NaCl. La pista 3 muestra un buen solapamiento entre la saturación de agua en la zona invadida obtenida por la medición dieléctrica (SWXO_ADT – curva negra) y la saturación de agua irreducible (SWIRR_BFV – curva azul) indican la casi nula presencia de

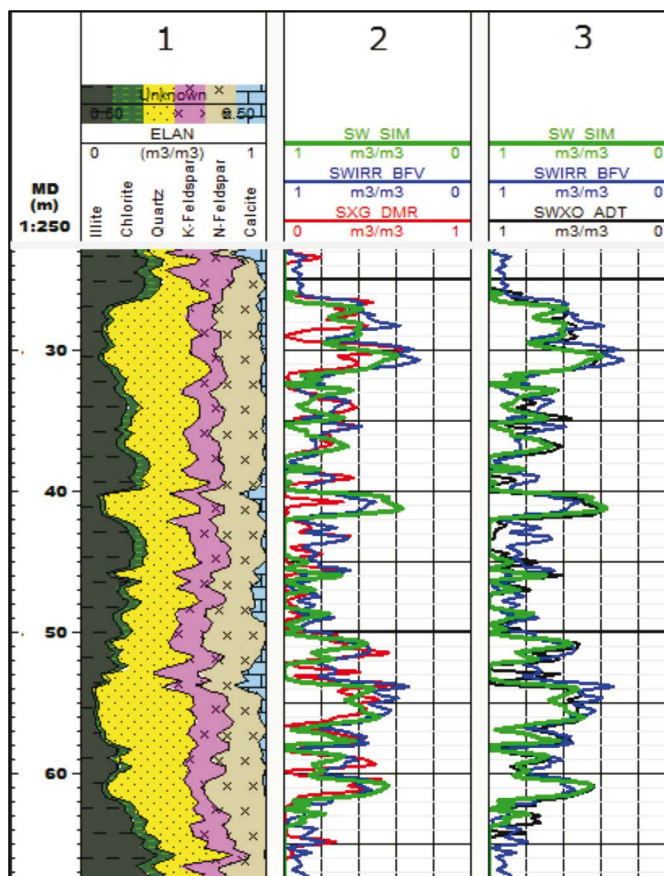


Figura 13. Comparación de las diferentes estimaciones de Sw .

agua libre. El casi solapamiento de todas las estimaciones de SW da confianza en el valor final de Sw (SW_SIM).

Análisis de factores para la determinación de las Poro-Fluid Facies

Existe una extensa variedad de metodologías para determinar tipos de roca (Litofacies, Petrofacies y Electrofacies) cada uno con su respectiva definición de tipos de roca. Cada operador decide la metodología a usar basado en la disponibilidad de datos, mejor control de la técnica, pero sobre todo por la metodología que mejor resultados y coherencia obtenga al relacionar la geología y propiedades petrofísicas con la producción de los pozos. Algunos autores han descrito las metodologías implementadas para el Grupo Cuyo, como Licitra *et al.* (2010), el cual expone el uso de tipos de roca con una definición hidráulica e intenta integrar con facies sedimentarias. Naidés (2010) determina tipos de rocas comparando la distribución de la garganta obtenida de los análisis por inyección de mercurio (MICP) y el perfil de la resonancia magnética. También propone el *Sweet Spot Index* (SSI) el cual involucra los tipos de roca y otros parámetros de almacenamiento y productividad.

El presente trabajo propone el uso de facies definidas por la porosidad y sus fluidos (*Poro-Fluid Facies*), basada en la información de la resonancia magnética y la técnica “Análisis de Factores”, *Factor Analysis* en inglés, descrita por Jain *et al.* (2013). El principio de la técnica se basa en la extracción de información multi-modal de las distribuciones T2 de la resonancia magnética y determinar el número óptimo de modas (factores) dominantes que permitan describir el reservorio.

El flujo de trabajo para determinar las Poro-Fluid Facies se describe a continuación:

- 1) Control de calidad del dato de distribución T2. Presencia de artefactos en la señal T2 puede generar falsos componentes y enmascarar las señales reales de la formación.
- 2) Análisis de factores para la determinación del número óptimo de modas. Cada moda viene asociada a un tipo de poro-fluido, y su respectivo volumen. La técnica permite analizar varios pozos de forma simultánea, apilando la información de la distribución T2 restringida a la zona de interés.
- 3) Análisis de Cluster. Clasificación basada en los volúmenes de los componentes poro-fluido.

Análisis de Factores

La Figura 14 muestra los resultados del análisis de factores. Se definieron 8 factores. Cada pico de amplitud es un modo (o factor) que corresponde a un componente de porosidad o fluido en la formación. Los cortes de la distribución T2 de 3 ms y 33 ms son colocados en la figura como

referencia. Por debajo del corte de 3 ms se observan tres factores (S1, S2, S3) aparentemente todos relacionados con el agua ligada a las arcillas (CBW), y su bifurcación a diferentes tipos de arcillas. Entre los cortes de 3 y 33 ms, se encuentran 2 factores (S4, S5), seguramente relacionados al fluido ligado por fuerzas capilares. Por encima del corte de los 33 ms, se observan otros 3 factores (S6, S7, S8), los cuales podrían estar relacionados al gas en la formación y filtrado de lodo OBM.

Este análisis es útil para ajustar los bins y sus cortes T2. En el caso de Lindero Atravesado no hay cambio en los principales cortes T2 (3 y 33 ms). Las intersecciones del análisis de factores coinciden con el corte de 33 ms, y también muy cerca al corte de los 3ms. Esta observación soporta los análisis petrofísicos relacionados a la estimación de los fluidos ligados.

Poro-Fluid Facies

Para la clasificación de los volúmenes de los componentes de porosidad y fluido obtenidos del análisis de factores se usó una herramienta del tipo análisis de cluster. La Figura 15 muestra en la pista 2 los factores en volumen, los cuales fueron usados posteriormente en el análisis de *cluster* para obtención de las Poro-Fluid Facies (pista 3). La pista 4 muestran los datos de producción del perfil PLT. Nótese que el valor más alto del PLT proviene de la arena que tiene más presencia

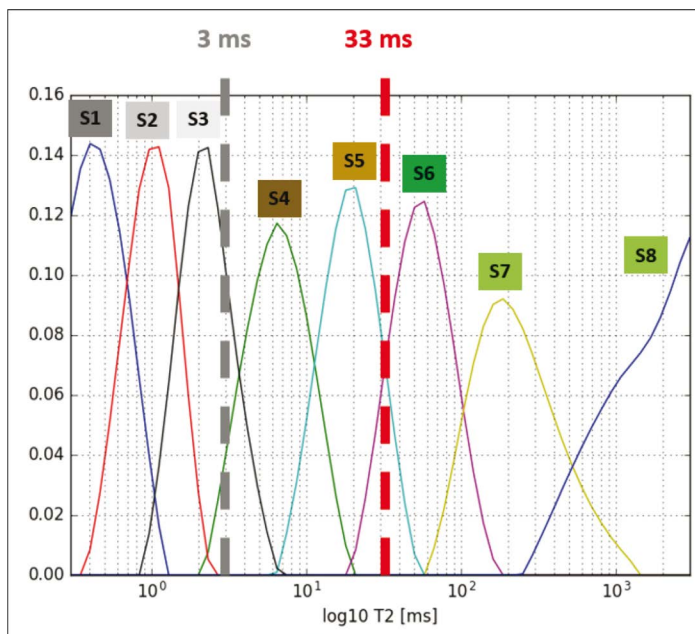


Figura 14. Análisis de factores. Definición del número de fuentes.

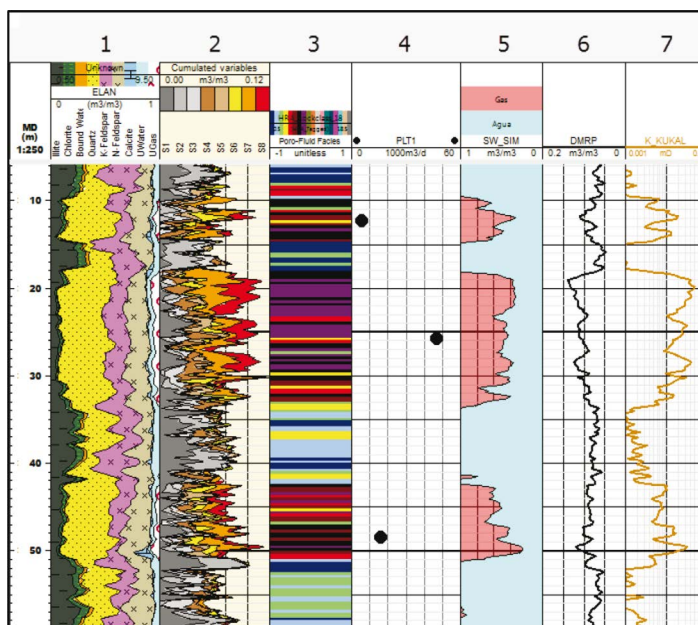


Figura 15. Factores y Poro-Fluid Facies del Análisis de Factores.

de la facies violeta, así como también mejores propiedades petrofísicas (pistas 5, 6 y 7).

Para una mejor visualización y análisis del intervalo completo, un ordenado (*sorting*) por las *Poro-Fluid Facies* es aplicado a las propiedades petrofísicas, fracciones mineralógicas y volúmenes de los factores como se muestra en la Figura 16. Las mejores facies se aprecian en la parte inferior de la figura, comenzando por las facies color violeta, la cual tiene mejores porosidades (pista 5, DMRP-curva negra), saturaciones de agua más bajas (pista 6, SW_SIM – curva roja) y mejores permeabilidades (pista 7, K_KAKUL – curva marrón). La facies de color negro tiene similares magnitudes de porosidad y permeabilidad, no obstante, la SW_SIM es más alta. Las facies marrón y roja se muestran con cierto interés, pero

definitivamente de propiedades petrofísicas más pobres. La facies amarilla por sus características mineralógicas (pista 1) y resto de propiedades petrofísicas se considera parte del reservorio, pero de calidad más pobre. El resto de facies que se encuentran en la parte superior del gráfico formarían parte de los no-reservorios. Nótese la correspondencia de la distribución T2 (Pista 3) con las propiedades petrofísicas.

La Figura 17 muestra la relación de las *Poro-Fluid Facies* con la producción de los pozos. Los datos de producción de los pozos provienen de registros de producción (PLT). Aparentemente hay una correlación entre la facies violeta y la producción de los pozos. El pozo “A” tiene la mejor producción y mayor presencia de la facies violeta, al contrario del pozo “E” donde la facies violeta está casi ausente y la producción es baja, la cual provendría de la facies negra u otras de menor calidad.

No se puede concluir que la producción de los pozos tenga solo relación con estas facies, pues hay otros factores a considerar, como la presión de formación, que no forman parte de este trabajo, no obstante, se puede ver el vínculo entre las *Poro-Fluid Facies* y la producción de los pozos.

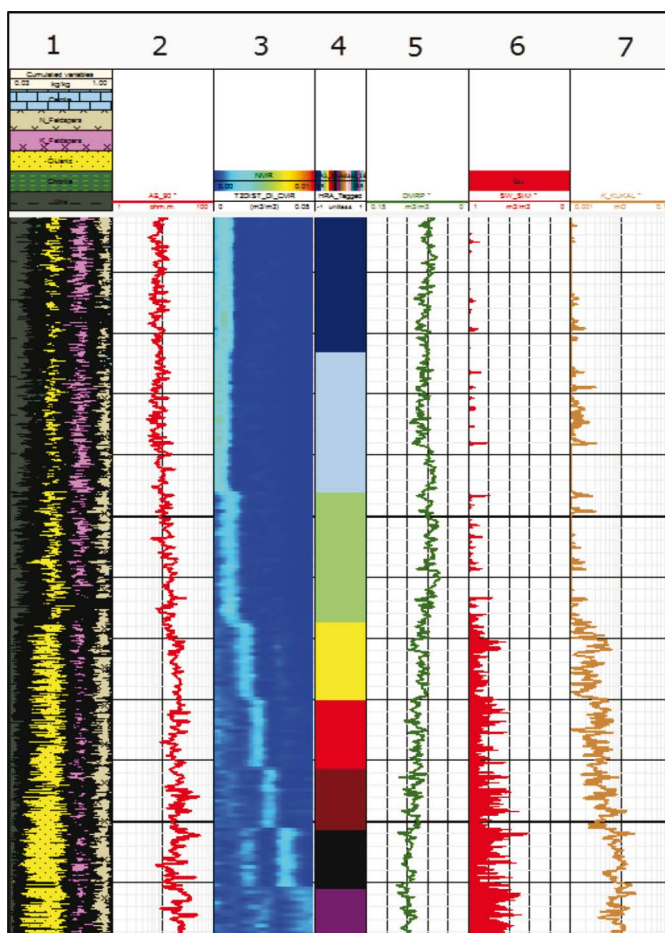


Figura 16. Ordenamiento (Sorting) de las Poro-Fluid Facies.

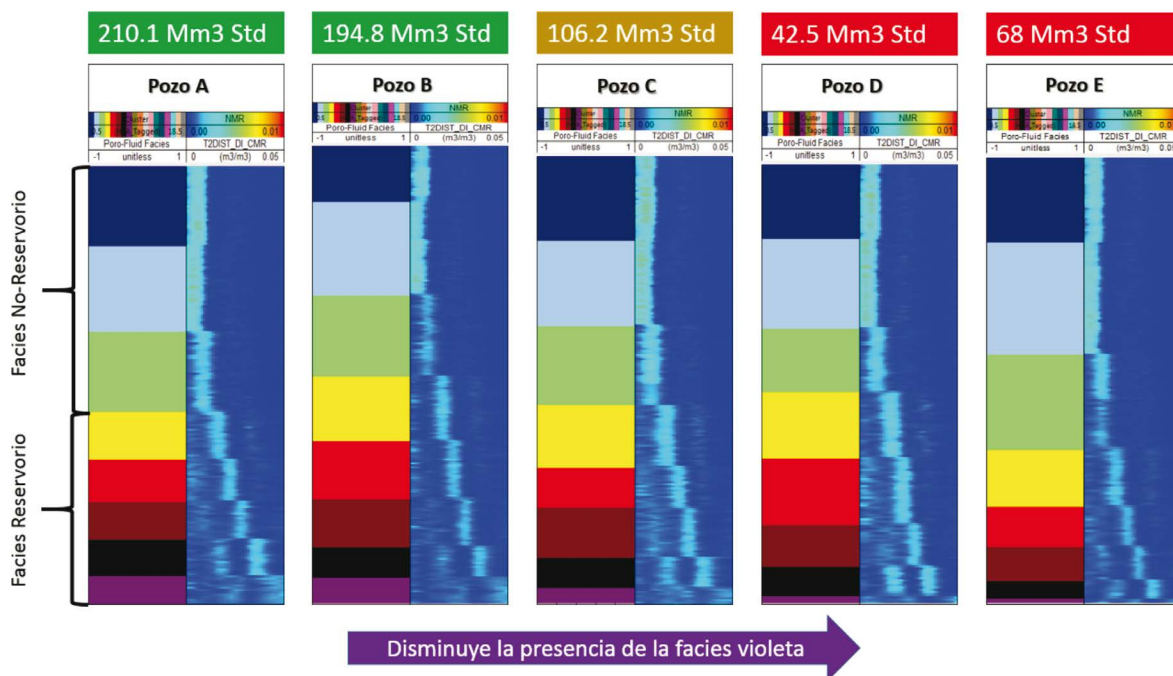


Figura 17. Relación de las Poro-Fluid Facies con la producción de los pozos.

CONCLUSIONES

Se propone un flujo de evaluación soportado en perfiles avanzados con el propósito de ser más precisos en las estimaciones de las propiedades petrofísicas, además de aportar otras mediciones que no existen en los perfiles básicos.

El análisis de factores demuestra ser una herramienta útil al momento de corroborar los principales cortes de la distribución T2 de la resonancia magnética, que definen los volúmenes de fluidos ligados y libres, así como la optimización de los cortes T2 de los bins de porosidad. Los volúmenes de los factores son clasificados en una herramienta de clustering para definir las Poro-Fluid Facies.

Las Poro-Fluid Facies revelan tener el vínculo con la producción, convirtiendo la técnica en una herramienta predictiva.

Las estimaciones de las propiedades petrofísicas obtenidas con la metodología propuesta resultan en una mejora en precisión respecto a los métodos tradicionales, y han demostrado ser consistentes y claves para la precisión de estudios de simulación de producción.

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen a Pan American Energy e YPF por el soporte y permiso para publicar este trabajo. Igualmente, se agradece al equipo de Pan American Energy y Schlumberger por los esfuerzos realizados para revisar el manuscrito.

REFERENCIAS CITADAS

- Freedman, R. Cao Minh, C., Gubelin, G., Freeman, J.J., McGuinness, T., Terry, B., Rawlence, D., 1998. Combining NMR and Density logs for petrophysical analysis in gas-bearing formations. SPWLA 39st Annual Logging Symposium, Keystone, Colorado, USA, 26-28 May.
- Gaymard, R., Poupon, A., 1968. Response of neutron and formation density logs in hydrocarbon bearing formations. September 1968. Article of Society of Petrophysicist and Well-Log Analysts.
- Herron, M., 1987. Estimating the intrinsic permeability of clastic sediments from geochemical data. 28th SPWLA Annual Logging Symposium, June 29 – July 2, 1987.
- Herron, M., Mattenson, A., 1993. Elemental composition and nuclear parameters of some common sedimentary minerals. Nucl. Geophys. Vol. 7, No. 3, pp. 383-406, 1993.
- Herron, S.L., Herron, M.M. 2000. Application of Nuclear Spectroscopy Logs to the Derivation of Formation Matrix Density. SPWLA 41st Annual Logging Symposium, Dallas, Texas USA, 4-7 June.
- Herron, S., Herron, M., Pirie, I., Saldungaray, P., Craddock, P., Charsky, A., M. Polyakov, F. Shray, 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.
- Hizem, M., Budan, H., Deville, B., Faivre, O., Mosse, L., and Simin, M., 2008. Dielectric dispersion: a new wireline petrophysical measurement. Paper SPE-1161130 SPE ATCE, Denver, CO, USA.
- Kenyon, W.E., Day, P.I., Straley, C., Willemsen, J.F., 1988. A Three-Part study of NMR longitudinal relaxation properties of water-saturated sandstones. Paper SPE 15643, SPE Annual Technical Conference (September 1988).
- Kleinberg, R.L., Vinegar, H.J., 1996. NMR Properties of reservoir fluids. November 1996. Article of Society of Petrophysicist and Well-Log Analysts.
- Kukul, G.C., Simons, K.E., 1986. Log Analysis Techniques for Quantifying the Permeability of Submilidarcy Sandstone Reservoirs. Paper SPE 13880, SPE Annual Technical Conference.
- Lamberghini, L., Parra, D., Alonso, E., Sorenson, F., Espina, C., Viglione, L., Clem, D., Ilk, D., 2017. Performance Based Reservoir Characterization in a Tight Gas Reservoir System – Case Study from Lajas and Punta Rosada Formations in the Neuquén Basin, Argentina. 2017. Unconventional Resources Technology Conference (URTeC): 2697509.
- Licitra, D., Bravin, N., Montagna, A., Gutierrez, F., Cal, V., Porras, J., Nov. 2011. Caracterización petrofísica de la fm. Lajas en el yacimiento Lajas Tight Gas, a partir de la definición de tipos de rocas y unidades hidráulicas de flujo. Area Aguada Toledo-Sierra Barrosa, Cuenca Neuquina. VIII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Mar del Plata, Argentina.
- Montagna, A., Licitra, D., Gutierrez, F., Bravin, N. Nov. 2011. Incertidumbre en la caracterización petrofísica, con énfasis en la interpretación de registros eléctricos, de los reservorios “Tight”. Caso de estudio la Fm. Lajas, Sierra barrosa – Aguada Toledo – Loma La Lata, Neuquén, Argentina. VIII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Mar del Plata, Argentina.

- Mosse, L., Rodriguez, L., Chiapello, E., Lambert, L., Leduc, J., Decoster, E., Grau, J., Horkowitz, J., 2014. Accurate lithology and TOC obtained from an induced gamma ray spectroscopy tool: two major challenges in shale reservoirs. IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. 3-7 November, 2014. Mendoza, Argentina.
- Naides, C., 2010. Petrophysical analysis method to identify "Sweet Spots" in tight reservoirs: Case study from Punta Rosada fm. in Neuquen basin, Argentina. Paper SPE 121313, SPE Latin American & Caribbean Petroleum Engineering Conference, Lima, Peru (1-3 December 2010).
- Naipauer, M., Brinkworth, W., Loss, M.L., Vocaturo, G., Giunta, D., Mortaloni, E., 2017. Estudio integral de datos geocronologicos (edades U-PB) y sísmicos en el subsuelo del engolfamiento neuquino: edades máximas de sedimentación y áreas de aporte para el grupo cuyo. XX Congreso Geológico Argentino, San Miguel de Tucumán, 7-11 de agosto de 2017.
- 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.
- Jain, V., Cao Minh, C., Heaton, N., Ferraris, P., Ortenzi, L., Ribeiro, M., 2013. Characterization of underlying pore and fluid structure using factor analysis on NMR data. 54th SPWLA Annual Logging Symposium, 22-26 June 2013.