



UNIVERSIDAD  
NACIONAL  
DE LA PLATA

**Trabajo Final Integrador de la Especialización en Geociencias  
de Exploración y Desarrollo en Hidrocarburos de la Facultad de  
Ciencias Naturales y Museo, Universidad Nacional de La Plata,  
Argentina**

# CARACTERIZACIÓN PETROFÍSICA DE LA FORMACIÓN CENTENARIO COMO FORMACIÓN SUMIDERO EN UN BLOQUE DE CUENCA NEUQUINA

*Integración de registros eléctricos y datos de roca*

**Geol. Marcia Jérica Faviana**

**Directora:** Lic. Ángela Melli

**Codirectora:** Geol. Mariana Beatove

Septiembre 2024



## Introducción

El presente Trabajo Final de Especialización tiene como principal objetivo realizar una caracterización petrofísica de la Formación Centenario con la finalidad de analizar cuáles son sus aptitudes como formación disposal y localizar las mejores zonas para ubicar futuros pozos sumideros en el área de estudio. En otras palabras, se pretende identificar, tanto en la vertical como en la horizontal, los niveles reservorios más adecuados para recibir las aguas residuales provenientes de la producción de la actividad petrolera desarrollada en el área de estudio.

El área de estudio, con una superficie de 148 km<sup>2</sup>, corresponde a un bloque de concesión de la cuenca Neuquina, ubicado en la provincia de Neuquén (Fig. 1).

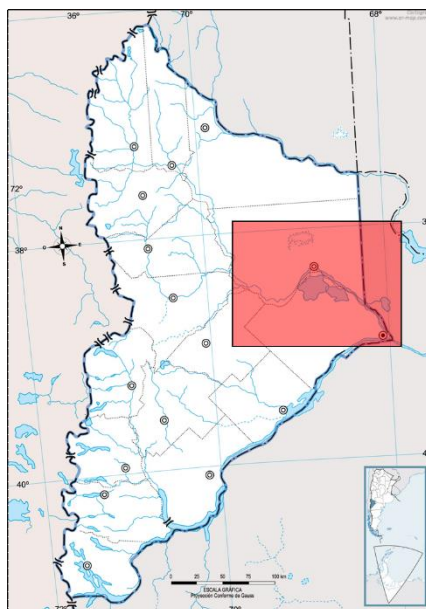


Fig. 1: Ubicación del área de estudio. El bloque de concesión de interés se encuentra dentro del polígono rojo.

El bloque de concesión de interés cuenta con más de 130 pozos activos en producción y, actualmente, presenta un amplio plan de desarrollo. Como se sabe, la producción de hidrocarburos tiene agua asociada, principalmente vinculada con los volúmenes utilizados para realizar las fracturas hidráulicas. Este agua, conocida en la industria petrolera como agua de *flowback*, requiere de una disposición final. El presente trabajo evalúa a la Formación Centenario como posible formación sumidero, de manera de constituir una alternativa frente al futuro incremento de agua de *flowback* en este bloque de explotación.

Debido a que la Formación Centenario no reviste interés hidrocarburífero -no se sacrificarían reservas, sumado a la buena calidad de reservorios comprobada en otras posiciones de la cuenca (Cabaleiro *et al.* 2002), representa un buen candidato para funcionar como formación disposal o sumidero. A su vez, el agua de formación, en la zona de estudio, posee alto tenor salino (más de 130000 ppm) por lo que no resulta apta para consumo humano, ganadero ni uso agrícola.

## Objetivo

A través de la integración de registros eléctricos propios del área de estudio con datos de roca de un campo análogo, se generó un modelo petrofísico determinístico propagable para la Formación Centenario, que incluye:

- Modelo de volumen de finos (Vsh).
- Modelo de porosidad total ( $\Phi T$ ) y efectiva ( $\Phi E$ ).
- Modelo de salinidad/conductividad eléctrica.
- Modelo de permeabilidad.
- Modelo de radio de garganta poral dominante.

Además, se realizó la evaluación y análisis de la relación entre la calidad de roca y la capacidad de admisión de agua residual.

Se confeccionaron mapas promedio para cada una de las propiedades petrofísicas del modelo, y de esa manera, se intentaron localizar las mejores zonas para posicionar futuros pozos sumideros con objetivo en la Formación Centenario.

## Preguntas de Investigación

La Formación Centenario, ¿tiene características petrofísicas suficientes para funcionar como sumidero? ¿Qué aspectos del sistema “roca” controlan las variaciones de permeabilidad? ¿Existe una relación entre las propiedades petrofísicas calculadas y la inyektividad? De no ser así, ¿cuáles pueden ser los motivos que compliquen la predicción del comportamiento de la formación frente a la inyección? ¿Qué datos (perfiles especiales, ensayos de roca, etc.) podrían ayudar a mejorar la caracterización petrofísica de la formación en pos de un modelo predictivo?

## Índice

|                                                                       |           |
|-----------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>Marco Geológico.....</b>                                           | <b>5</b>  |
| <i>Litoestratigrafía .....</i>                                        | <i>6</i>  |
| <i>Marco estructural .....</i>                                        | <i>8</i>  |
| <b>Modelo Petrofísico de la Formación Centenario .....</b>            | <b>11</b> |
| <i>Información disponible .....</i>                                   | <i>11</i> |
| <i>Modelo litológico de la Formación Centenario .....</i>             | <i>15</i> |
| <i>Acondicionamiento de curvas .....</i>                              | <i>19</i> |
| <i>Modelo de volumen de finos (Vsh).....</i>                          | <i>21</i> |
| <i>Modelo de porosidad (PhiT y PhiE) .....</i>                        | <i>25</i> |
| <i>Sensibilidad de Cutoffs.....</i>                                   | <i>30</i> |
| <i>Resistividad del agua de formación - Modelo de Salinidad .....</i> | <i>32</i> |
| <i>Modelo de permeabilidad.....</i>                                   | <i>34</i> |
| <i>Modelo de radio de garganta poral.....</i>                         | <i>38</i> |
| <b>Análisis de presión poral.....</b>                                 | <b>46</b> |
| <b>Mapas petrofísicos.....</b>                                        | <b>47</b> |
| <b>Conclusiones.....</b>                                              | <b>51</b> |
| <b>Bibliografía .....</b>                                             | <b>53</b> |

## Marco Geológico

La cuenca Neuquina, limitada al oeste por el cordón andino y al este por el Bloque de la Sierra Pintada (noreste) y el Macizo Nordpatagónico, registra una columna sedimentaria de más de 6000 metros de espesor de rocas marinas y continentales que abarcan desde el Triásico Superior al Paleoceno (Howell *et al.*, 2005) (Fig. 2).

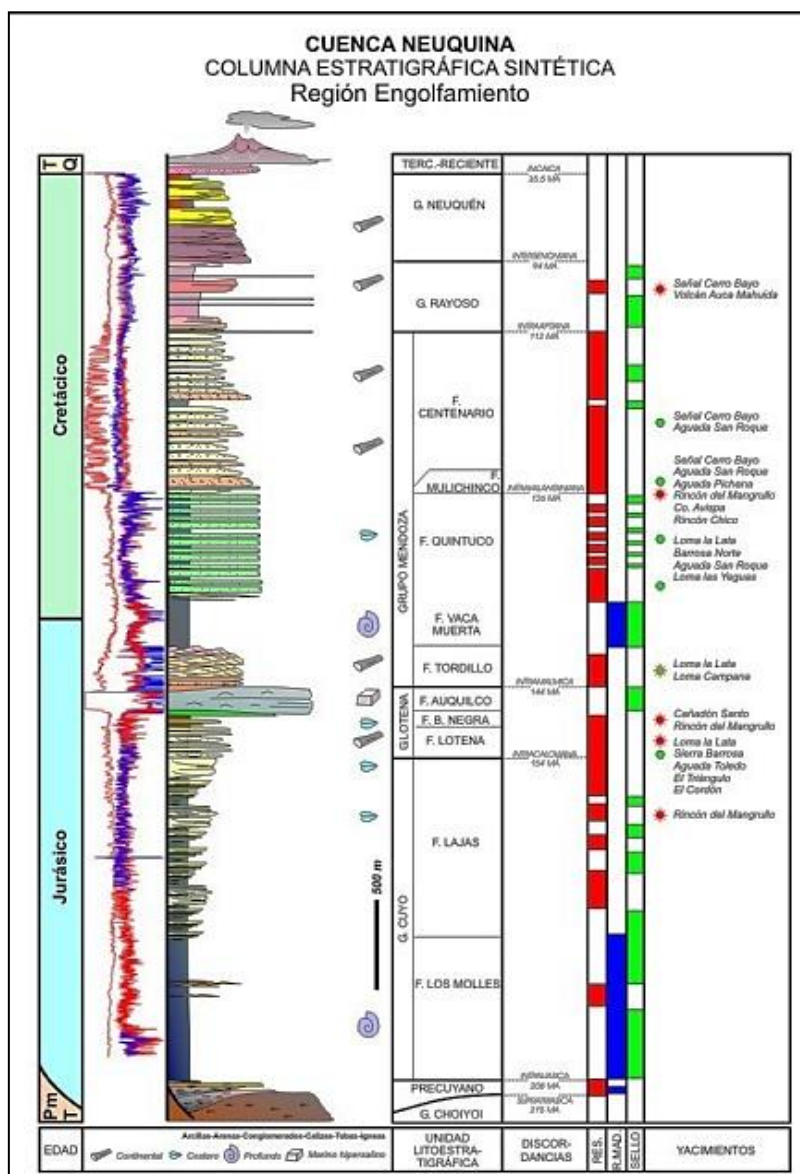


Fig. 2: Columna estratigráfica sintética de la región del engolfamiento de la cuenca Neuquina.

Tomado de Cabaleiro, *et al.* 2002.

La Formación Centenario surgió en los 80' como una unidad conformada mayormente por depósitos clásticos continentales, que abarcaba cronológicamente un intervalo más amplio que la Formación Agrio (Echeverría *et al.*, 2022). Di Gregorio y Uliana (1980) propusieron que la sucesión "detrítica"

de la Formación Centenario era equivalente a gran parte del Ciclo Ándico y por lo tanto incluía desde depósitos tan antiguos como el actual Grupo Mendoza Inferior (Loma Montosa y equivalentes) hasta tan jóvenes como la Formación Rayoso. Sin embargo, posteriores investigaciones limitaron a la Formación Centenario como equivalente lateral de la Formación Agrio (Vergani *et al.*, 2001) (Fig. 3).

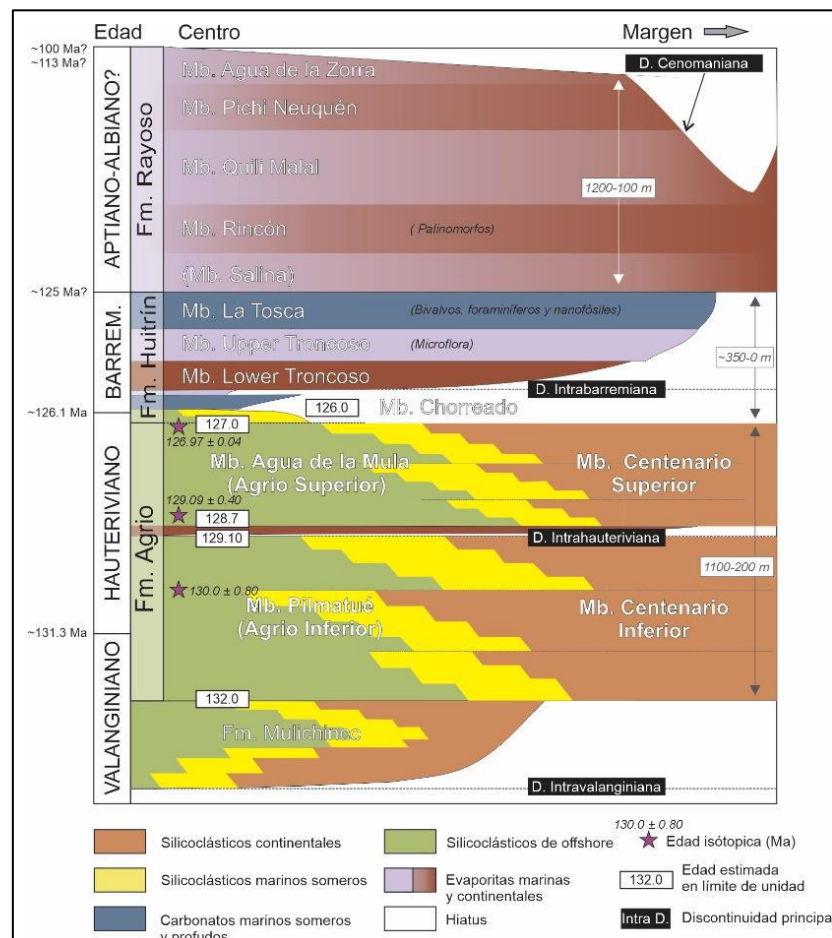


Fig.3: Esquema cronoestratigráfico para las formaciones Mulichinco, Agrio, Huitrín y Rayoso (y sus respectivas unidades internas) modificado de Schwarz *et al.* (2021). Se indica también las principales discontinuidades y una estimación de espesores máximos en centro de cuenca y su reducción hacia los márgenes. Tomado de Echeverría *et al.*, 2022.

### Litoestratigrafía

La Formación Centenario integra la sección superior del Grupo Mendoza, abarcando la sedimentación el intervalo Valanginiano superior-Aptiano inferior. Constituye una unidad netamente de subsuelo, de hasta 1000 metros de espesor, definida por Di Gregorio (1972) para englobar a potentes secuencias

de sedimentos terrígenos clásticos rojizos distribuidos ampliamente en los sectores Central y de Plataforma de la Cuenca Neuquina.

La Formación Centenario está subdividida en dos miembros (Mb). Por un lado, el Mb Inferior (Valanginiano superior-Hauteriviano inferior) se caracteriza por una alternancia de areniscas y pelitas. Echeverría *et al.* (2022) establecen que, en base a la integración de perfiles y *cutting*, gran parte de las sucesiones arenosas pueden corresponder a rellenos de canales ya netamente fluviales o porciones bien proximales de las planicies deltaicas, en tanto los intervalos finos podrían corresponder a depósitos de planicies fluviales de inundación. El tope del Mb Inferior está marcado por una importante caída del nivel del mar en el Hauteriviano, representada como una discordancia regional (Fig. 4). En otras posiciones de la cuenca, fuera del área de estudio, esta discordancia está evidenciada por la presencia los depósitos eólicos del Mb Avilé de la Formación Agrio.

Por su parte, el Mb Superior (Hauteriviano Inferior), ubicado por encima de la discordancia intra-hauteriviana, está formado por paquetes de areniscas, areniscas conglomerádicas y conglomerados intercalando con sucesiones pelíticas abundantes, que se traducen en una disminución del NTG (*Net to Gross*) de oeste a este. Se inicia con un nivel pelítico, consecuencia de una transgresión marina, lo que hace sencilla su identificación en los registros eléctricos. Sin embargo, esa situación no puede trasladarse hacia los sectores orientales, ya que las facies finas equivalentes representan depósitos marinos marginales o netamente continentales (Echeverría *et al.*, 2022). Desde el punto de vista paleoambiental, estos autores plantean que se habrían dado las condiciones para disparar la generación de sistemas aluviales con mayor disponibilidad, o posibilidad de transportar y acumular, material gravoso.



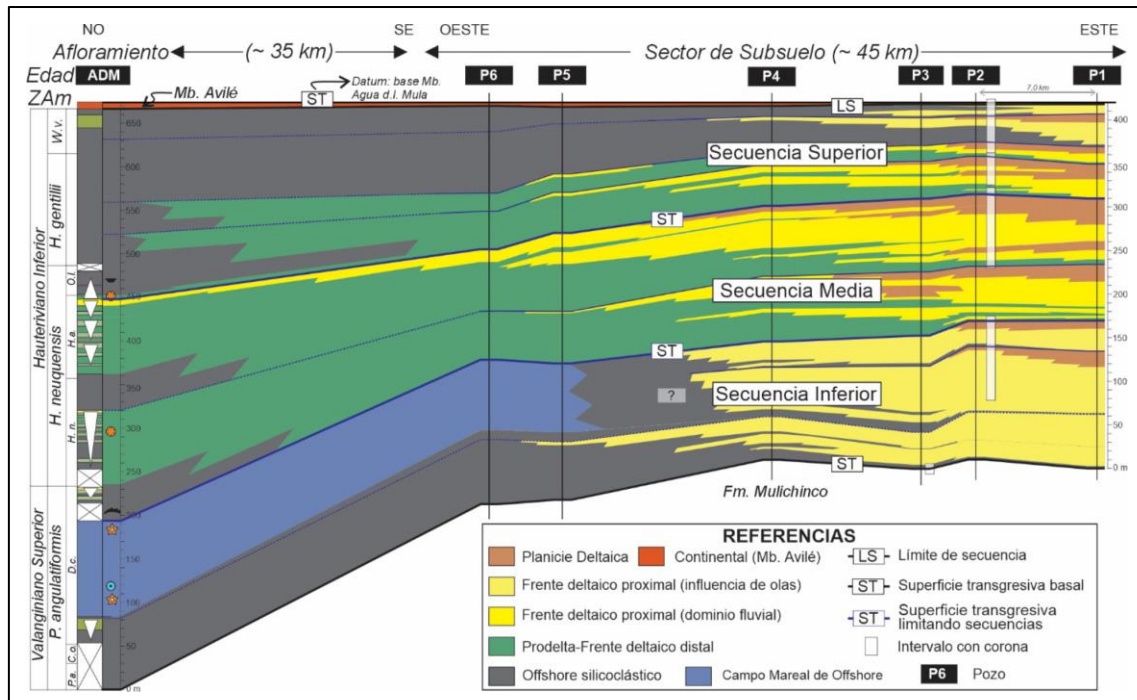


Fig. 4: Transecta de correlación entre Rincón del Mangrullo por el este y la localidad Agrio del Medio (ADM) por el oeste, mostrando la distribución de asociaciones de facies, principales sistemas de acumulación interpretados y las tres secuencias principales identificadas dentro del intervalo de estudio Mb Pilmatué-Agrio Inferior- Centenario Inferior. Tomado de Schwarz y Veiga, 2022.

### Marco estructural

La evolución estructural de la cuenca Neuquina está marcada por numerosas fases diastróficas de diferente magnitud, cambios del nivel de base vinculados al eutatismo global o desvinculaciones temporales de la cuenca con el mar abierto (Maretto *et al.*, 2005). Particularmente, este trabajo se enfocará en aquellas que pudieran afectar a la Formación Centenario.

Este capítulo está orientado a buscar la estabilidad estructural, ya que el principal objetivo de este trabajo es localizar zonas en las que, además de sus aptitudes como roca reservorio, la Formación Centenario tenga cualidades estructurales que le confieran continuidad lateral a los sellos y desvinculación con niveles someros con interés hidrogeológico (Grupo Neuquén y depósitos cenozoicos). En otras palabras, se hace foco en encontrar ausencia de fallas que pudieran romper los sellos pelíticos y comunicar la Formación Centenario con niveles más jóvenes.

Maretto *et al.* (2005) analizaron, desde el punto de vista estructural, la sísmica del Dorso de los Chihuidos, el Alto de Sauzal Bonito-Loma La Lata y Sierra Barrosa-Barrosa Norte; los dos últimos resultan de interés por encontrarse cercano al área de estudio. Los autores no detectaron variaciones de espesor en la Formación Centenario (y Formación Rayoso) que evidencien actividad tectónica intensa durante su depositación, conservando ambas su geometría de cuña hacia el centro de cuenca. Para la zona de Sierra Barrosa, mencionan que, aunque la deformación continúa hasta la base del Gr. Rayoso (Cristallini, 2004), ésta fue de menor velocidad y mucho más sutil que la observada para las formaciones del Grupo Cuyo, ya que tanto la Formación Centenario como la Formación Rayoso mantienen una tabularidad y espesores casi constantes. En este sentido, concluyen que es muy posible que no existiesen estructuras con cierre en cuatro direcciones para las unidades del Cretácico Superior (Formaciones Centenario/Agrio, Rayoso y Gr. Neuquén) al momento de expulsión desde la Formación Vaca Muerta, y que se debería principalmente a la escasa actividad tectónica que caracterizó este lapso de tiempo, por lo que el entrampamiento en estas unidades sería altamente dependiente de condiciones estratigráficas. Aunque el análisis de estos autores está orientado a la localización de potenciales trampas para albergar el hidrocarburo expulsado desde la roca madre (Formación Vaca Muerta), se destaca la falta de estructuración y ausencia de fallas que atravesasen la formación de interés en el sector analizado.

Por su parte, Aregui (2005) describe que los movimientos Intrasenonianos representan una importante reactivación tectónica, que clausura definitivamente la conexión con el océano Pacífico. Los viejos lineamientos heredados vuelven a activarse con variado grado de inversión tectónica de acuerdo con la intensidad y orientación de los vectores de deformación en cada área.

Por otro lado, es reconocido que los últimos pulsos de estructuración tendrían lugar durante el Terciario (Neógeno), relacionados a la tectónica andina, por lo que las mineralizaciones documentadas en la Formación Centenario, se encuentran vinculadas a posiciones donde se desarrollan yacimientos en unidades jurásicas y cretácicas subyacentes, y su carga está relacionada con la rotura de sello por fallamiento terciario que permitió la migración de hidrocarburos de los reservorios profundos a estos niveles (Maretto *op. cit.*). Este

es el caso del área Río Colorado (Cevallos *et al.*, 2011), en donde las fallas actuaron como *carriers* desde las formaciones Loma Montosa y Mulichinco hacia la Formación Centenario, y que además, en contadas ocasiones las fallas afectan a las sedimentitas continentales del Grupo Neuquén (Carrizo *et al.*, 2018). En contraparte, Berdini *et al.* (2011) señalan que, en posiciones más australes (cercanas a la zona de estudio del presente trabajo), no se han identificado registros que permitan documentar la influencia de las etapas posteriores de la Orogenia Andina. Sin embargo, Arregui (op. cit.) no descarta que los movimientos Andinos hayan alcanzado a las estructuras del flanco oriental de la cuenca, de manera más atenuada, produciendo solo suaves modificaciones en el relieve de las trampas y contribuyendo probablemente a la remigración y fuga parcial en acumulaciones previamente constituidas y/o a la creación de una nueva fase de expulsión y migración que alimentó las trampas generadas o contribuyó al llenado de otras. No obstante, en el área de estudio no se han detectado evidencias de hidrocarburos por encima de la Formación Mulichinco, lo que refutaría en cierta medida, la presencia de fallas tipo *carriers*. Cristallini *et al.* (2016) describen que se observan dos poblaciones principales de fallas normales (NO-SE y NNE-SSO) con rechazos que pueden llegar a algunas decenas de metros, y que atraviesan las unidades jurásicas y cretácicas inferiores. Si bien el alcance de este estudio está enfocado para los niveles reservorio de las formaciones Punta Rosada y Lajas, queda claro que se encuentran íntimamente controladas por reactivaciones (desde el Jurásico Inferior hasta el Cretácico Inferior) de estructuras antiguas precuyanas. Dicho esto, se abre la posibilidad de encontrar fallas que pudieran afectar a la Formación Centenario, pero no llegarían a contactar a las formaciones más jóvenes.

Los antecedentes recabados indican que la Formación Centenario estuvo sometida a una baja intensidad tectónica, debido a la preservación de los espesores y continuidad lateral observada a escala regional. Sin embargo, existen sectores de la cuenca en los que la inversión tectónica de estructuras antiguas y la Orogenia Andina generaron fallamiento que afectaron localmente a la Formación Centenario. De aquí surge la necesidad de profundizar en un estudio estructural específico y enfocado en el área de estudio, poniendo énfasis



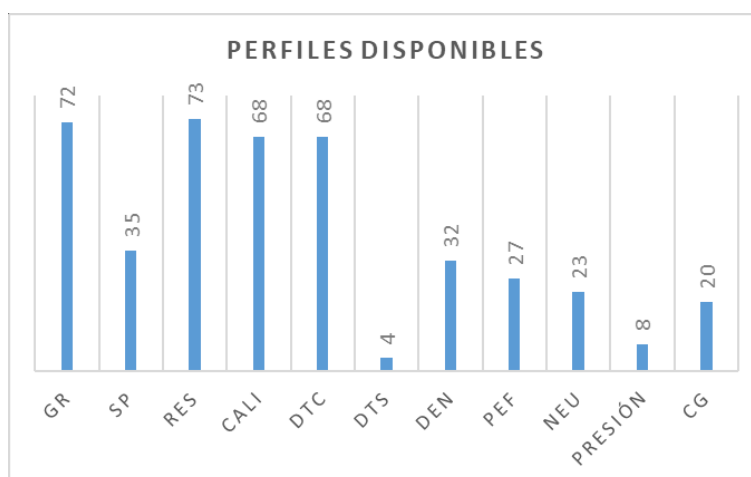


Fig. 6: Gráfico de barras. Cantidad y tipo de perfiles disponibles. GR: rayos gamma. SP: Potencial espontáneo. RES: resistividad. CALI: caliper. DTC: sónico compresional. DTS: sónico cizalla. DEN: densidad. PEF: factor fotoeléctrico. NEU: neutrón. PRESIÓN: datos de presión medido con ensayador de formación. CG: control geológico.

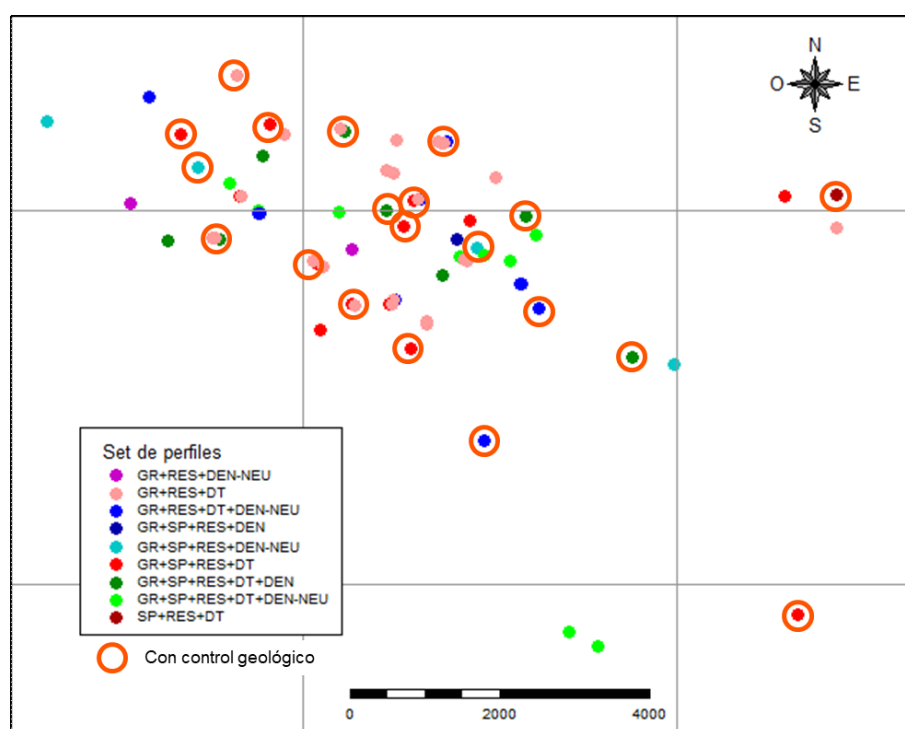


Fig. 7: Distribución de los sets de perfiles disponibles en el área de estudio. GR: rayos gamma. SP: Potencial espontáneo. RES: resistividad. DT: sónico. DEN: densidad. NEU: neutrón. Con un círculo rojo se marcan aquellos pozos que también cuentan con perfil de control geológico.

Como se observa en el mapa de la figura 7, se observa buena cobertura areal de la información de perfiles a pozo abierto, sobre todo en el sector NO. Hacia el SE, la cantidad de pozos perfilados disminuye, lo que podría explicar el efecto de “*aliasing*” en los mapas que se muestran más adelante.

En base a la distribución y tipo de *set* de perfiles disponibles, se jerarquizaron los pozos que conformaron el *input* para el modelo petrofísico. De esta manera, se priorizó aquellos pozos con el *set* más completo, y así, poder seleccionar la mejor opción en el caso de locaciones múltiples (2 o más pozos muy cercanos entre sí). En las figuras 8 y 9 se resume lo expuesto anteriormente.

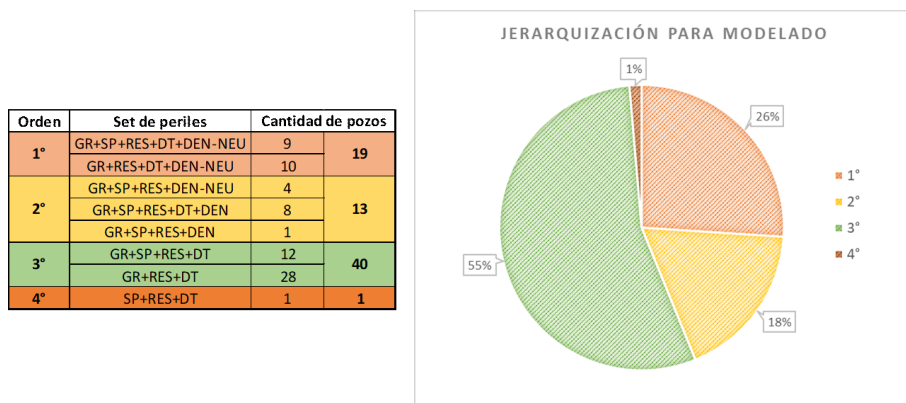


Fig. 8: Jerarquización de pozos según el *set* de perfiles con el que cuenta. GR: rayos gamma. SP: Potencial espontáneo. RES: resistividad. DT: sísmico. DEN: densidad. NEU: neutrón.

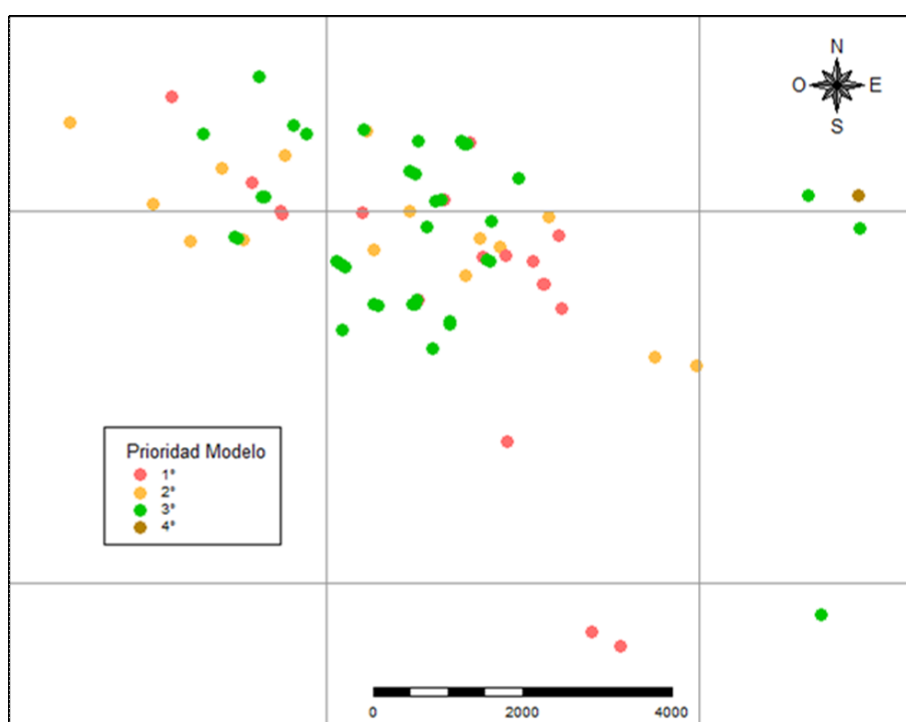


Fig. 9: Distribución de los pozos según su jerarquización para el modelo petrofísico.

Considerando lo expuesto previamente, se seleccionaron 50 pozos (de los 73) en los que se aplicó al modelo petrofísico.



Adicionalmente, se dispuso de un perfil de resonancia magnética nuclear y datos de laboratorio medidos en 11 testigos laterales en un área vecina. Se contó con datos de porosidad estándar y NOBP, presiones capilares por inyección de mercurio, petrografía y cortes delgados, y DRX (difracción de rayos X) en roca total y fracción arcilla. Esta información está consolidada en un único pozo, al que se llamará en adelante “pozo llave”, que cuenta además un set de perfiles completo (GR+SP+RES+DT+DEN+NEU) (Fig. 10).

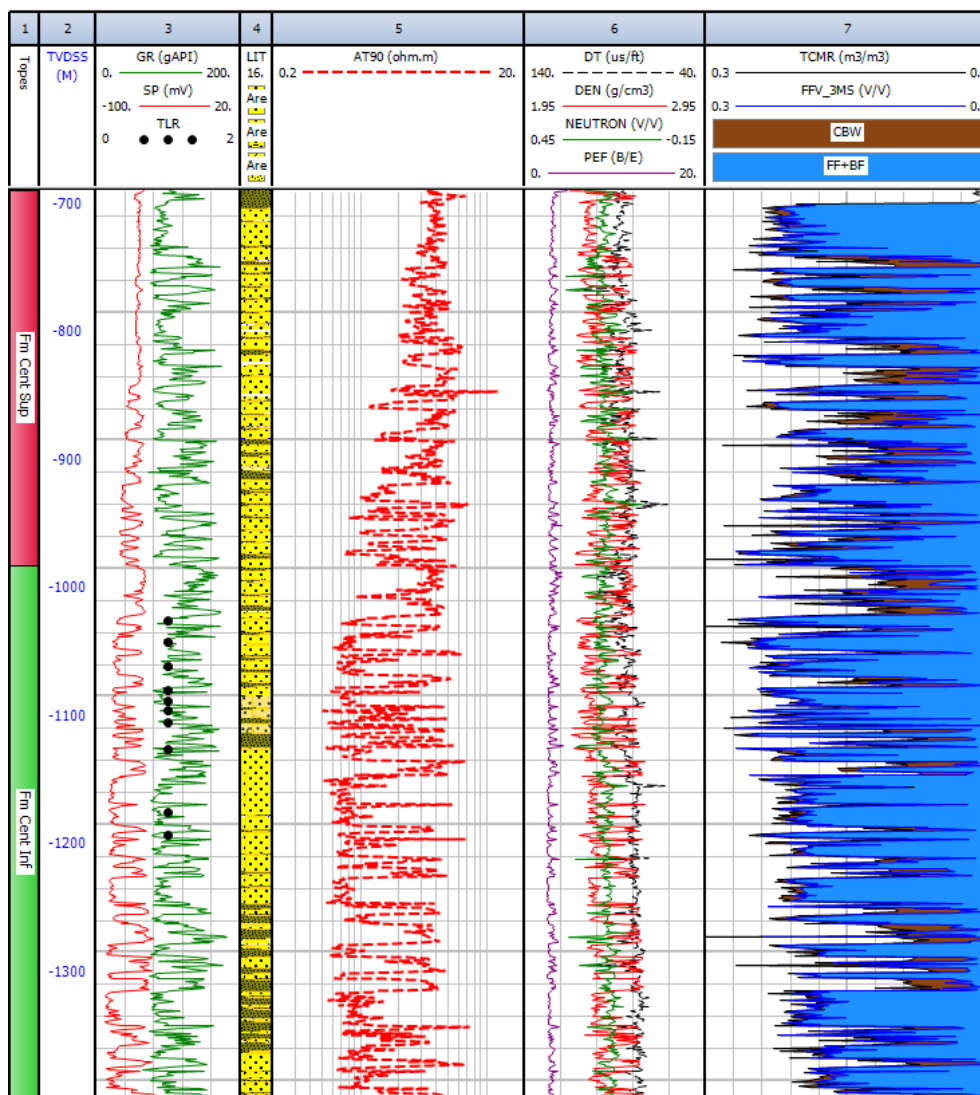


Fig. 10: Set de perfiles disponibles en el pozo llave. Track 1, pases formacionales. Track 2, profundidad en referidos al nivel del mar. Track 3, rayos gamma (verde), potencial espontaneo (rojo) y posición de los testigos rotados (puntos negros). Track 4, litología interpretada del control geológico. Track 5, resistividad profunda. Track 6, densidad (rojo), neutrón (verde), sónico (negra punteada) y factor fotoeléctrico (morado). Track 7, resonancia magnética nuclear; fluido libre (FF) + fluido capilar (BF) sombreado en celeste y fluido adherido a las arcillas en marrón.

### Modelo litológico de la Formación Centenario

El modelo litológico se definió a partir de las descripciones de *cutting* de 20 pozos identificados en el área de estudio (Fig. 7), y fue contrastada con petrografía, DRX y cortes delgados en muestra de roca del pozo llave.

Los perfiles de control geológico de los pozos analizados describen a la Formación Centenario como alternancia de conglomerados, areniscas, areniscas conglomerádicas y areniscas arcillosas, que intercalan con limoarcilitas con inclusiones arenosas finas.

Los conglomerados son de color gris a castaño claro, fino, compuestos por cuarzo, abundantes líticos anaranjados, verdosos, castaños y grisáceos. Se observa pobre selección y poco consolidado.

Las areniscas medianas también son grises a castañas claro, mayormente cuarzosas, con líticos anaranjados y verdes, de regular a mala selección. La matriz es arcillosa y presentan escaso cemento calcáreo, ocasionalmente silíceo.

Las areniscas arcillosas tienen color castaño rojizo, grano fino a muy fino, buena selección y abundante matriz arcillosa.

Las areniscas conglomerádicas se ubican principalmente en el Miembro Superior de la Formación Centenario. Son de color castaño rojizo, presentan clastos partidos de cuarzo y líticos anaranjados. Presentan mala selección, y escasos cemento calcáreo y matriz arcillosa.

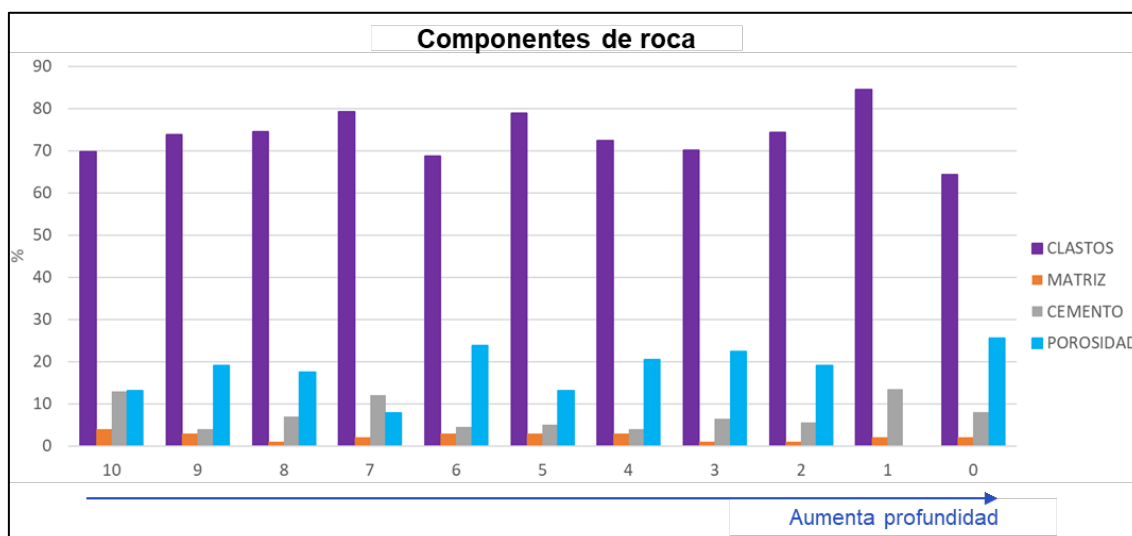


Fig. 11: Proporción de los componentes de roca de las muestras de la Formación Centenario obtenidas en el pozo llave.



Por su parte, los resultados de laboratorio de los testigos laterales rotados obtenidos en el pozo llave muestran correspondencia con lo observado a través del *cutting* (Fig. 11-12-13-14-15). En términos generales, se identificaron areniscas finas a gruesas, de moderada a buena selección, con bajo contenido de matriz (entre 1 y 4), bajo contenido de cemento (entre <1 y 8%, promedio 5%, excepcionalmente supera el 10%) y bajo contenido de arcillas (entre 3 y 9%, promedio 5%, excepcionalmente supera el 10%) (Fig. 11).

Los conglomerados identificados por control geológico no fueron muestreados por el sacatestigos a pozo abierto, por lo que no se cuentan datos de laboratorio para esta litofacies.

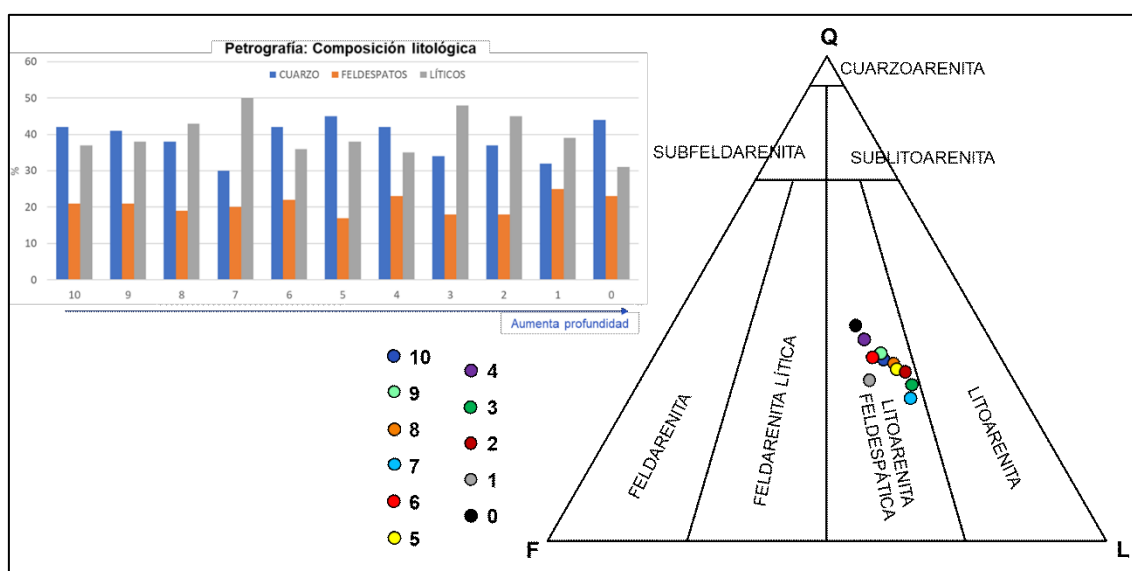


Fig.12: Composición litológica y diagrama de QFL (Folk *et al.*, 1970). Los puntos de colores representan las muestras de roca de la Formación Centenario. Nótese que todas caen dentro del campo de la "Litoarenita feldespática".

Desde el punto de vista composicional (Fig. 12), se tratan de feldarenitas líticas (o litoarenitas feldespáticas). Similar composición fue descripta por Cabaleiro (2012) para el yacimiento Señal Cerro Bayo, donde identificó niveles reservorios compuestos por arenitas lítico-feldespáticas de granulometría fina y media, bien seleccionadas y con clastos subangulosos a subredondeados.

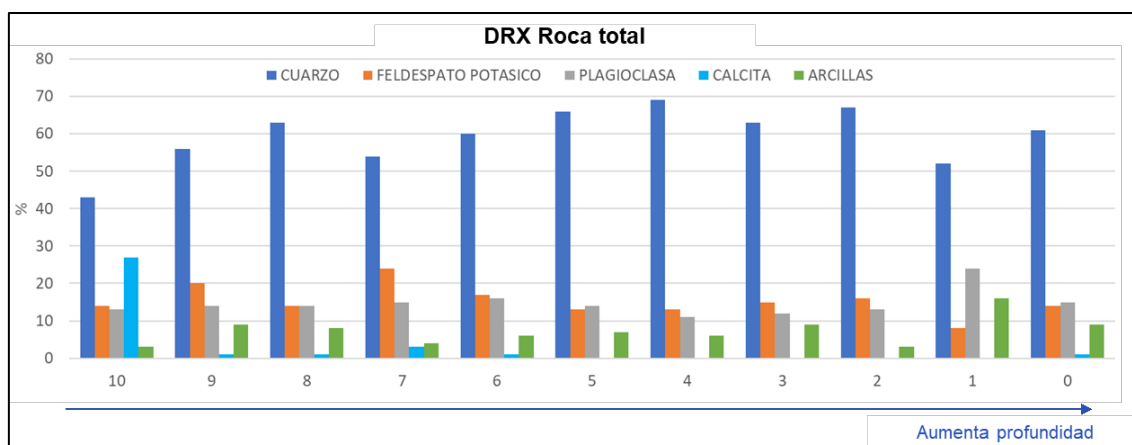


Fig. 13: Composición litológica a partir de DRX de roca total de las muestras de la Formación Centenario obtenidas en el pozo llave.

En concordancia con lo observado por petrografía, los ensayos de DRX en roca total (Fig. 13) muestran que predomina el cuarzo por sobre los feldespatos. Los feldespatos potásicos y las plagioclasas están presentes en semejante proporción. La calcita se encuentra en muy bajo porcentaje, salvo en la muestra 10, que contiene más de un 25%. Esta característica también se ve reflejada en la figura 14, que muestra la composición y cantidad de cemento presenta en los testigos de roca analizados. Como se observa, predomina el cemento arcilloso, salvo en la muestra 10 en la que el cemento es principalmente carbonático.

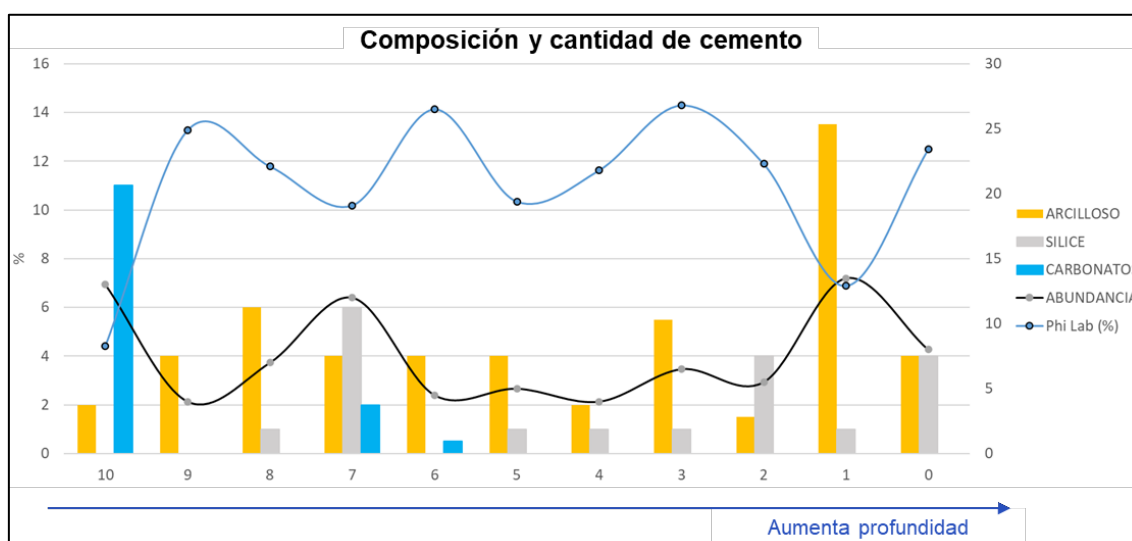


Fig. 14: Composición y cantidad de cemento (petrografía) de las muestras de roca de la Formación Centenario obtenidas en el pozo llave. La barras (escala de la izquierda) representan el tipo de cemento. Las curvas (escala derecha) son la abundancia total en % de cemento (negra) y porosidad de laboratorio (azul). Nótese que en las muestras con mayor cantidad de cemento (10,7 y 1), la porosidad disminuye.

De acuerdo con las descripciones petrográficas, el cemento se encuentra ocluyendo poros y formando *rim*s. En la figura 15 se muestran dos fotografías de detalle en donde se puede observar esta característica.

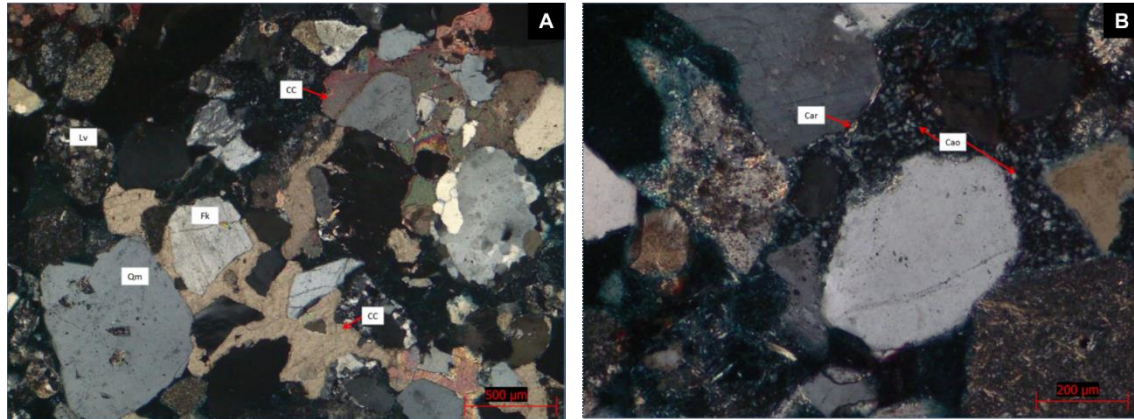


Fig. 15: Ejemplos de hábitos del cemento carbonático y arcilloso. A (izquierda), muestra 10. Detalle del cemento carbonático con textura poikilotópica (CC), englobando numerosos clastos. Qm, cuarzo monocristalino; Lv, lítico volcánico ácido; Fk, feldespato potásico. Nícoles cruzados. B (derecha) muestra 9. Car, cemento arcilloso como *rim* clástico (illita/esmectita), baja proporción en la muestra. Cao, cemento caolínítico de oclusión, de distribución heterogénea, se observan sectores sin cementación arcillosa. Nícoles cruzados.

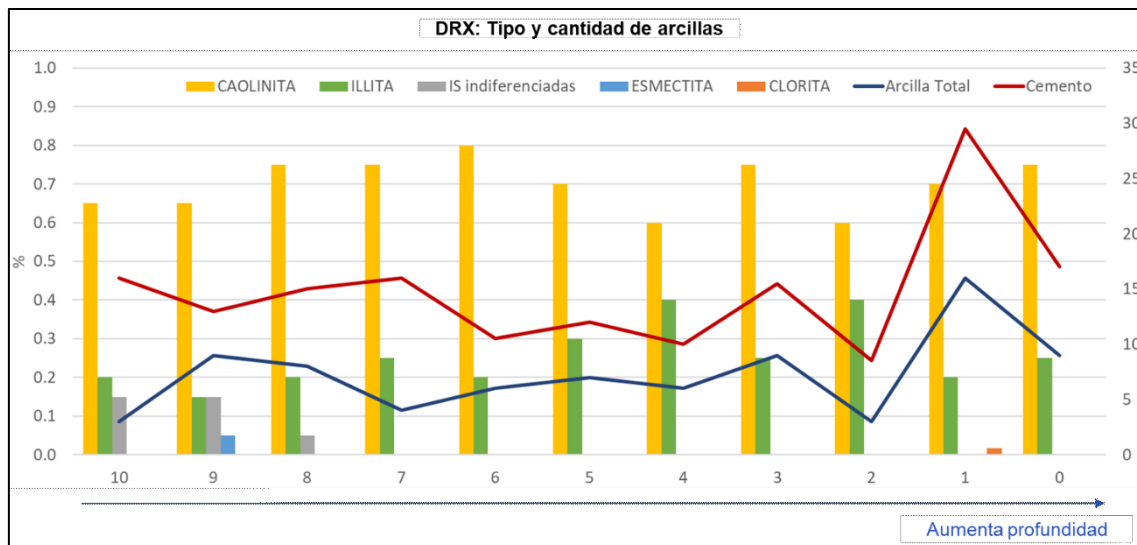
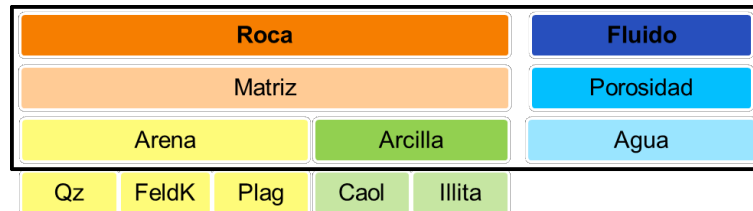


Fig. 16: Tipo y cantidad de arcillas (DRX fracción arcilla) de las muestras de roca de la Formación Centenario obtenidas en el pozo llave. Las barras (escala de la izquierda) representan el tipo de arcillas. Las curvas (escala derecha) son la abundancia total en % de arcilla total (azul oscuro) y abundancia total en % de cemento (roja).

En cuanto al tipo de arcilla, predomina la caolinita por sobre illita y esmectita. Además, en la figura 16 se puede observar que, por debajo de la muestra 7, la cantidad de cemento (curva roja) es proporcional a la cantidad de arcilla total

(curva azul), lo cual indicaría que la arcilla presente en las muestras no es estructural ni forma parte de la matriz, sino que se encuentra en forma de cemento.

En conclusión, el modelo petrofísico se puede simplificar de la siguiente manera:



Dado que la Formación Centenario no presenta una complejidad litológica y ni composicional, se plantea un modelo de roca arena-arcilla, en donde todo el sistema poral está saturado de agua.

#### Acondicionamiento de curvas

Previo a aplicar el modelo petrofísico en los 50 pozos seleccionados, se tuvieron que realizar algunas correcciones y acondicionamientos de las curvas *input* para mejorar el resultado utilizando las herramientas de edición del software de interpretación. Vale aclarar que el orden de las correcciones enunciadas a continuación no representa un *workflow* único, sino que se evaluó cada pozo en particular y se corrigieron las curvas que cada caso lo requirió.

1. Filtrado de curva de rayos gamma: el objetivo es disminuir el ruido observado en la curva de GR, de modo que quede más suavizada (Fig. 17).
2. Corrección por deriva y normalización de la escala de la curva de potencial espontáneo (Fig. 17).
3. “Despikeado” de la curva de sónico: es común que en zonas de mal caliper o de excesiva rugosidad de la pared del pozo se observen picos (*spikes*) anómalos en las curvas. Por ello, se realizó el “despikeado”, en el que se interpola el valor por encima y por debajo del pico que se desea eliminar (Fig.18). Este es un proceso automático que realiza el software de interpretación.

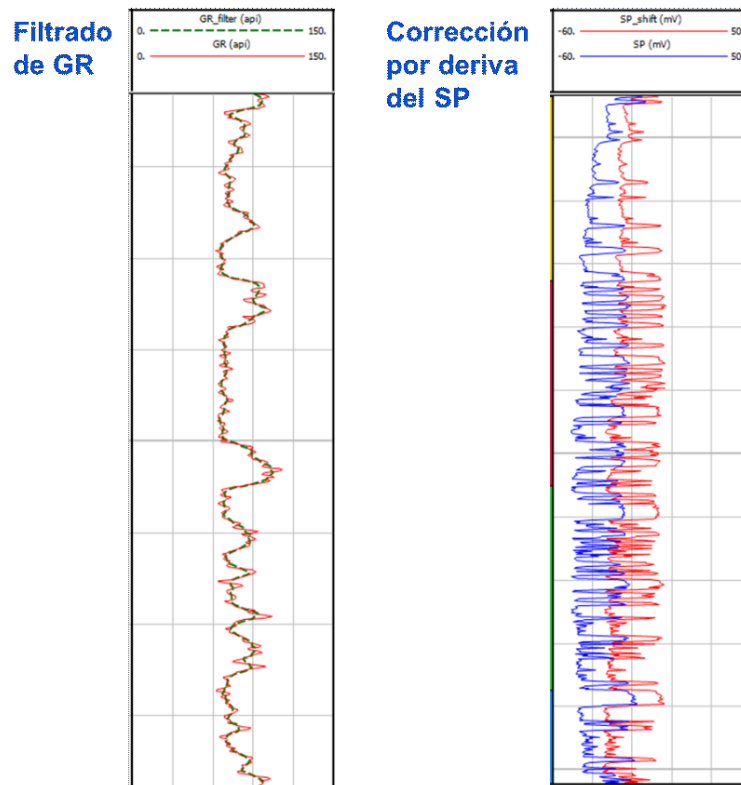


Fig. 17: Imagen de la derecha, ejemplo de filtrado de GR. La curva roja es el GR original y la verde el resultado luego de filtrarla. Nótese que se elimina el ruido (“nerviosismo” de la curva). Imagen de la izquierda, corrección por deriva del SP. La curva azul es la original y la roja la resultante luego de la corrección.

4. Creación de *flag* “*BadHole*”: es una curva que tiene valores de 0 y 1. En caso de que la curva de *caliper* sea un 6% mayor que el diámetro nominal del trépano con el que se perforó el pozo, la curva vale 1. De lo contrario, vale 0 (Fig. 18). El *flag* se utilizó como *input* en el cálculo de porosidad con modelo de densidad (ver apartado “Modelo de porosidad”).
5. Creación del *flag* “*FlagEdit*”: en general, deriva de la curva de *BadHole*, aunque no es exactamente igual. Está orientada a identificar zonas en las que, por mala calidad del perfil de densidad o sísmico, se les asigna altas porosidades a las zonas con elevado porcentaje de volumen de finos. El *flag* resultante se utilizó para eliminar los valores espurios de las curvas del modelo petrofísico.

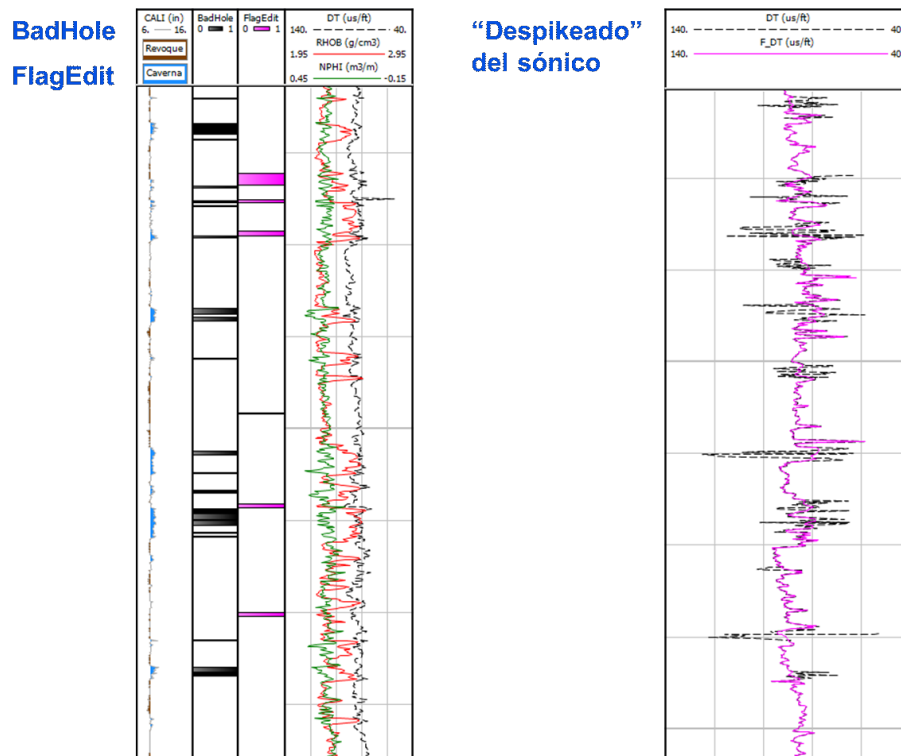
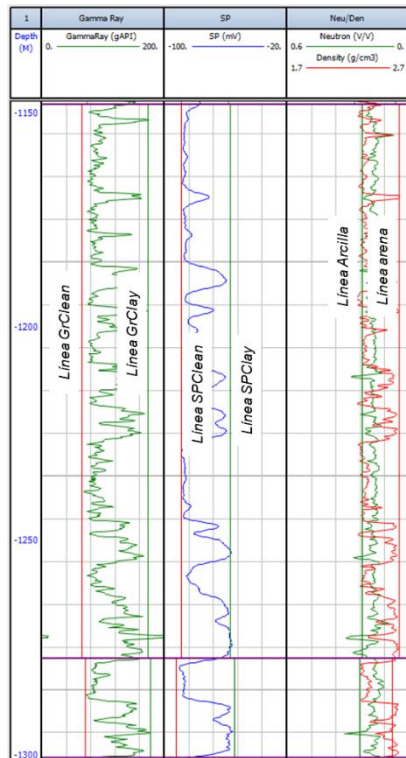


Fig. 18: Imagen de la derecha, ejemplo de curva de *BadHole* y *FlagEdit*. Track 1, *caliper* sombreado en celeste las cavernas y en marrón el revoque. Track 2, *BadHole*. Track 3, *FlagEdit*. Track 4, densidad (rojo), neutrón (verde) y sónico (negro). Imagen de la izquierda, ejemplo de “despikeado” de la curva DT. La curva negra punteada es la original y la fucsia es la resultante luego de la corrección.

### Modelo de volumen de finos (Vsh)

El modelo de volumen de finos (Vsh) se generó a partir de las curvas de GR, SP y Densidad-Neutrón, en los casos que así fuera posible. Se generó una curva de salida por cada indicador de “arcillosidad” disponible, utilizándose el mínimo valor obtenido. En la figura 19 se muestra un ejemplo en donde se aplicaron los tres modelos de Vsh: modelo de GR con la ecuación de Clavier; modelo de SP, con ecuación lineal y modelo de doble indicador con densidad-neutrón. El parámetro de “*clean*” y “*clay*” de cada modelo se definió pozo a pozo. Para el caso del modelo densidad-neutrón, se utilizó el *crossplot* Den/Neu para establecer los valores de “*Clean 1*”, “*Clean 2*”, densidad y neutrón del punto arcilla, y densidad y neutrón del punto arena. En la figura 20 se integran los tres indicadores de “arcillosidad” y se muestra cómo queda la curva final de Vsh que se utiliza como *input* para el cálculo de porosidad.



### Modelos de volumen de finos

#### GR - Ecuación de Clavier

$$V_{clGr} = 1.7 - \sqrt{3.38 - (Z + 0.7)^2} \quad \text{donde } Z = \frac{Gr - Gr_{Clean}}{Gr_{Clay} - Gr_{Clean}}$$

#### SP - Modelo lineal

$$V_{clSP} = \frac{SP - SP_{Clean}}{SP_{Clay} - SP_{Clean}}$$

#### Densidad/Neutrón - Doble indicador

$$V_{clIND} = \frac{(Den_{C12} - Den_{C11}) \times (Neu - Neu_{C11}) - (Den - Den_{C11}) \times (Neu_{C12} - Neu_{C11})}{(Den_{C12} - Den_{C11}) \times (Neu_{Clay} - Neu_{C11}) - (Den_{Clay} - Den_{C11}) \times (Neu_{C12} - Neu_{C11})}$$

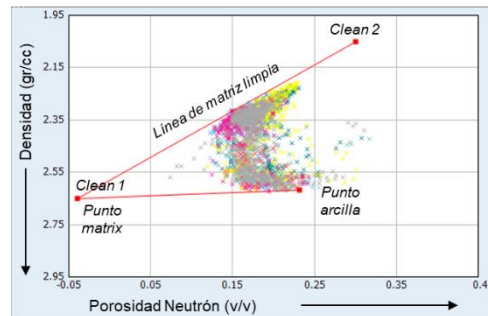


Fig. 19: Ejemplo de cálculo de Vsh. Track 1, profundidad en metros referidos al nivel del mar. Track 2, modelo de GR, utilizando la ecuación de Clavier. Track 3, modelo de SP, utilizando modelo lineal. Track 3, modelo de densidad y neutrón, con ecuación de doble indicador. Se muestran las ecuaciones utilizadas y el crossplot Den/Neu.

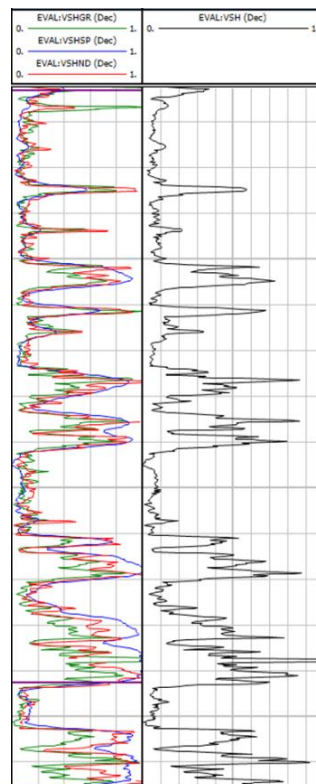
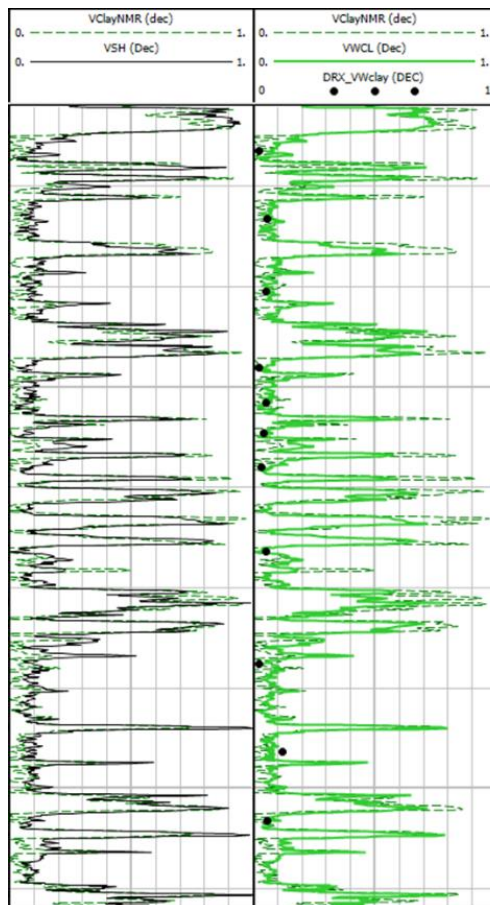


Fig. 20: Ejemplo de integración de los modelos de Vsh. Track 1, modelo de GR (verde), modelo de SP (azul) y modelo densidad-neutrón (rojo). Track 2, curva final de Vsh, correspondiente al valor mínimo.



Se eligió confeccionar un modelo de Vsh en lugar de Vclay (volumen de arcillas) ya que resulta más factible encontrar un nivel integrado 100% (o lo más cercano) de pelitas (limos y arcillas) que sólo de arcillas. En este sentido, y a modo de ejemplo, se puede mencionar a que la Formación Vaca Muerta, roca madre por excelencia de la cuenca Neuquina, depositada en un ambiente marino profundo (y no continental como la formación foco de estudio), puede llegar a contener en promedio 40% de arcillas, 80% como máximo (Marchal *et al.*, 2016). En línea con lo expuesto, en base al análisis de los datos de roca disponibles (Fig. 15), se sabe que la Formación Centenario se caracteriza por una muy baja participación arcillosa (entre el 1% y el 8%, con valores máximos de 16%). Como consecuencia, se buscó el máximo acercamiento de la línea “clay” y de “clean” a los polos de las curvas para poder replicar este rasgo litológico.



#### Cálculo de VClay a partir de Resonancia Magnética Nuclear

$$VClay_{NMR} = (PHIT_{NMR} - PHIE_{NMR}) / PHIT_{NMR}$$

donde  $PHIT_{NMR}$  es la porosidad total de la resonancia magnética nuclear, y  $PHIE_{NMR}$  es la porosidad efectiva de la resonancia magnética nuclear, correspondiente al cutoff de 3 ms.

Fig. 21: Pozo llave. Calibración del modelo de volumen de finos. Track 1, VSh volumen de finos (curva negra) y VClay volumen de arcillas calculado a partir de la resonancia (verde punteada). Nótese que  $VSh \geq VClay$ , aunque el modelo de finos no representa bien las capas con más de 70% de arcillosidad. Track 2, volumen de arcillas calculado a partir de la resonancia (verde punteada), volumen de arcilla del modelo petrofísico (verde línea llena) y volumen de arcillas de los DRX de roca (puntos negros). Nótese la buena correlación entre los datos de laboratorio y el cálculo petrofísico.

El modelo obtenido fue calibrado en el pozo llave, por un lado, con los datos de DRX de fracción arcilla, y por el otro, con una curva de volumen de arcilla ( $V_{clay}$ ) calculada a partir de la curva de porosidad total y la curva de porosidad efectiva de la resonancia magnética nuclear (Fig. 21).

En las figuras 22 y 23 se muestra un histograma comparativo de la curva de volumen de finos calculado en los 50 pozos que conforman el modelo petrofísico, para la Formación Centenario Superior e Inferior, respectivamente.

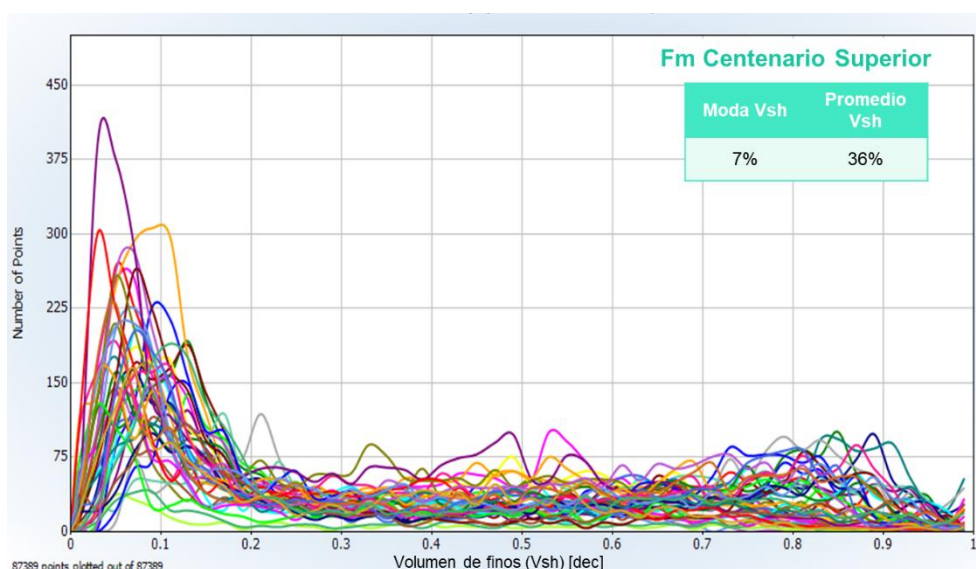


Fig. 22: Histograma de Volumen de finos para la Formación Centenario Superior. Cada curva de color representa la curva del  $V_{sh}$  de un pozo del modelo.

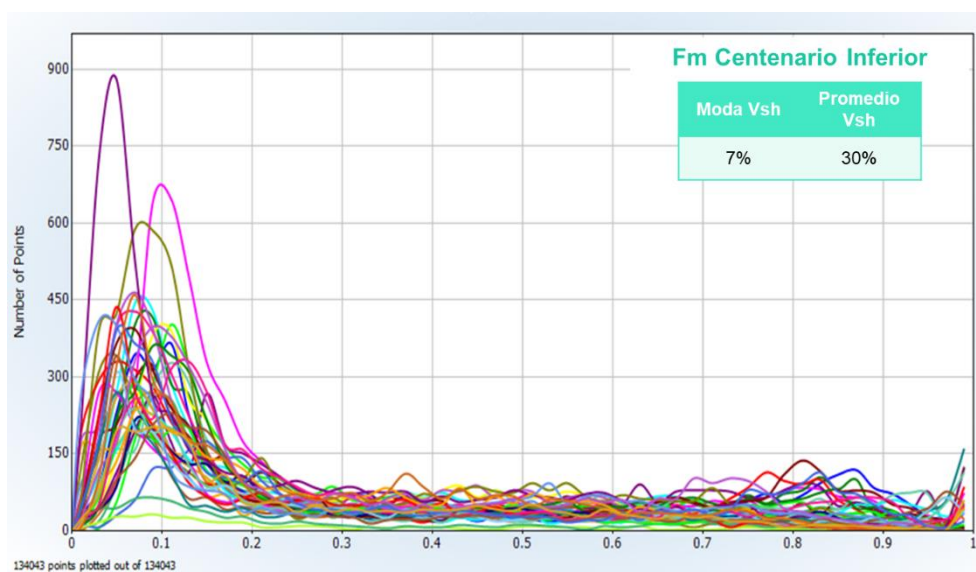


Fig. 23: Histograma de Volumen de finos para la Formación Centenario Inferior. Cada curva de color representa la curva del  $V_{sh}$  de un pozo del modelo.

### Modelo de porosidad ( $\Phi_T$ y $\Phi_E$ )

Se generaron dos modelos de porosidad según la disponibilidad y calidad de los registros, estableciendo en orden de prioridad:

1. Densidad
2. Sónico

Tomando de referencia el pozo llave, el modelo sónico fue calibrado con el modelo de densidad y a su vez, este último fue calibrado con los datos de roca disponibles y con la curva de la porosidad total de la resonancia magnética nuclear.

Para el modelo de densidad se aplicó la siguiente ecuación:

$$\phi = \frac{\rho_{ma} - \rho_b - V_{cl} \times (\rho_{ma} - \rho_{clay})}{\rho_{ma} - \rho_{fl}} \quad (1)$$

donde  $\rho_{ma}$  = densidad de matriz (se refiere en realidad a la densidad del grano),

$\rho_b$  = densidad “*bulk*” (lectura del perfil),

$\rho_{clay}$  = densidad de arcilla húmeda (*wet clay density*),

$\rho_{fl}$  = densidad del filtrado, y

$V_{cl}$  = volumen de arcilla húmeda.

Conociendo que la formación de interés está 100% saturada de agua, los términos que consideran a la densidad del hidrocarburo se simplifican de la ecuación.

La densidad de arcilla húmeda ( $\rho_{clay}$ ) se calcula a partir de la densidad del *shale*, que a su vez se obtiene de los *crossplots* densidad-neutrón (Fig.24) . En la tabla N°1 se reportan los parámetros o rango de parámetros utilizados en el modelo en el conjunto de pozos interpretados.

Para establecer el valor de la densidad de matriz ( $\rho_{ma}$ ) se contaron con los datos de laboratorio medidos en los testigos laterales del pozo llave. En la tabla N°2 se reportan los datos analizados. Por otro lado, se realizó el ejercicio de obtener la densidad de grano, despejando esta incógnita de la ecuación (1) y utilizando la curva de porosidad de la resonancia en  $\phi$ . Cabe mencionar que, a pesar de que se desestimaron los términos que incluían a la fracción arcillosa en la ecuación, los resultados del cálculo son congruentes con las mediciones de laboratorio, por

lo que decidió utilizar un valor promedio de 2.63 gr/cm<sup>3</sup> para la Formación Centenario. Esto puede explicarse ya que la formación de interés presenta valores muy bajos de arcillosidad.

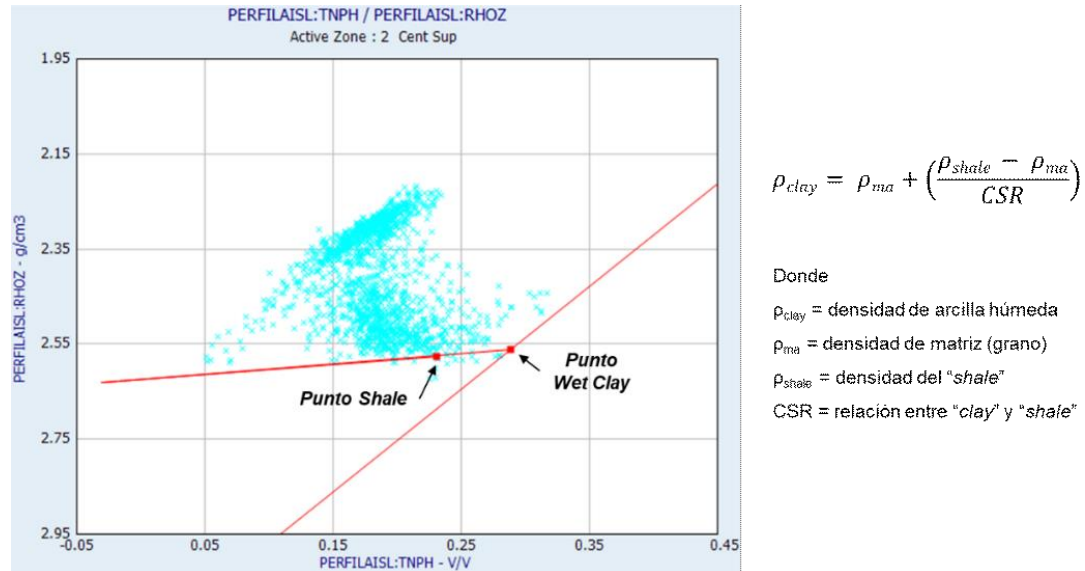


Fig. 24: Crossplot densidad-neutrón (ejemplo). Determinación de parámetros de "shale" y "clay" para el cálculo de porosidad a partir del perfil de densidad.

| Parámetro              | Densidad (g/cm <sup>3</sup> ) |
|------------------------|-------------------------------|
| $\rho$ Shale           | 2.34 - 2.66                   |
| $\rho$ Matriz          | 2.63                          |
| Clay Shale ratio (CRS) | 0.8                           |

Tabla N°1: Rango de parámetros utilizados para el cálculo de porosidad a través del modelo de densidad.

| Muestra  | Densidad de grano (gr/cm <sup>3</sup> ) | Muestra                 | Densidad de grano (gr/cm <sup>3</sup> ) |
|----------|-----------------------------------------|-------------------------|-----------------------------------------|
| 10       | 2.62                                    | 4                       | 2.63                                    |
| 9        | 2.6                                     | 3                       | 2.65                                    |
| 8        | 2.6                                     | 2                       | 2.68                                    |
| 7        | 2.61                                    | 1                       | 2.68                                    |
| 6        | 2.68                                    | 0                       | 2.64                                    |
| 5        | 2.64                                    |                         |                                         |
| Promedio |                                         | 2.639 g/cm <sup>3</sup> |                                         |

Tabla N°2: Densidad de grano medida en laboratorio en los testigos laterales rotados obtenidos en el pozo llave.

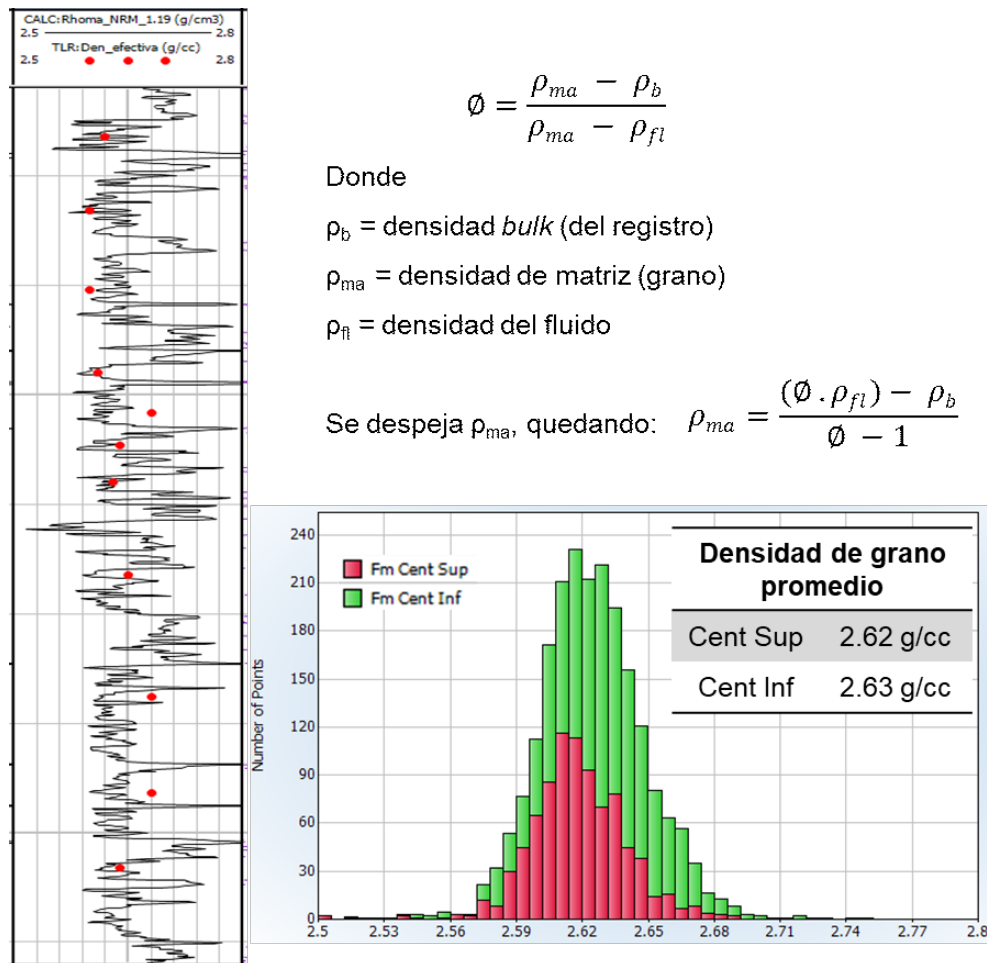


Fig. 25: Estimación de la densidad de matriz (grano) con la curva de porosidad total de la resonancia (curva negra).  $\rho_b$  corresponde a la lectura del perfil de densidad.  $\rho_{fl}$  es la densidad del filtrado equivalente a 1.19 g/cm<sup>3</sup>. Comparación con los datos de laboratorio (puntos rojos).

Se muestra el histograma de la curva de densidad de grano calculada, aplicando un discriminador (filtro) de Vsh < 20%

En el caso del modelo sónico, se utilizó la ecuación Raymer-Hunt (Raymer *et al.*, 1980). El tiempo de tránsito del “*shale*” se ajustó para cada pozo a partir de histogramas, como se observa en el figura 26. Esto se debe a que el universo de pozos analizados fue perfilado en diferentes épocas, con diferentes tecnologías y bajo diferentes condiciones de pozo.

Para determinar el valor del tiempo de tránsito de la matriz (DT matriz), se buscó aquella que resultara en un mejor ajuste con la porosidad obtenida con el modelo de densidad y con la curva de porosidad de la resonancia magnética. Ello se logró utilizando un DT matriz de 54  $\mu$ s/ft para todo el intervalo de interés.



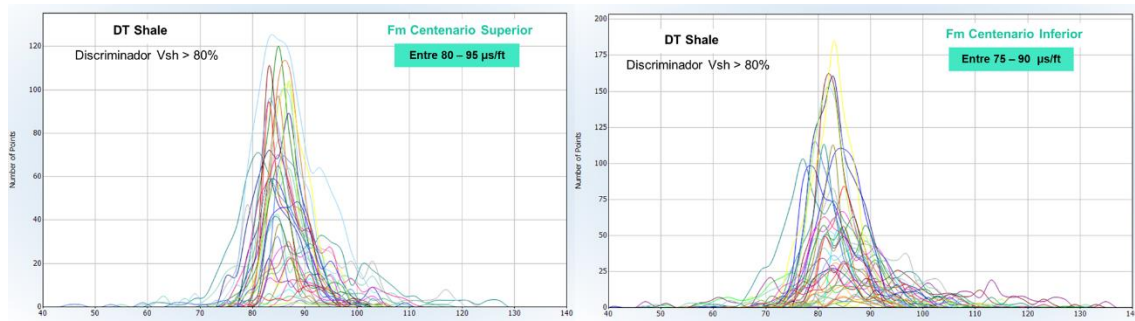


Fig. 26: Histogramas de perfil sónico, con discriminador de  $V_{sh} > 80\%$  para determinar el valor del tiempo de tránsito de “shale”. Cada línea de color representa un pozo.

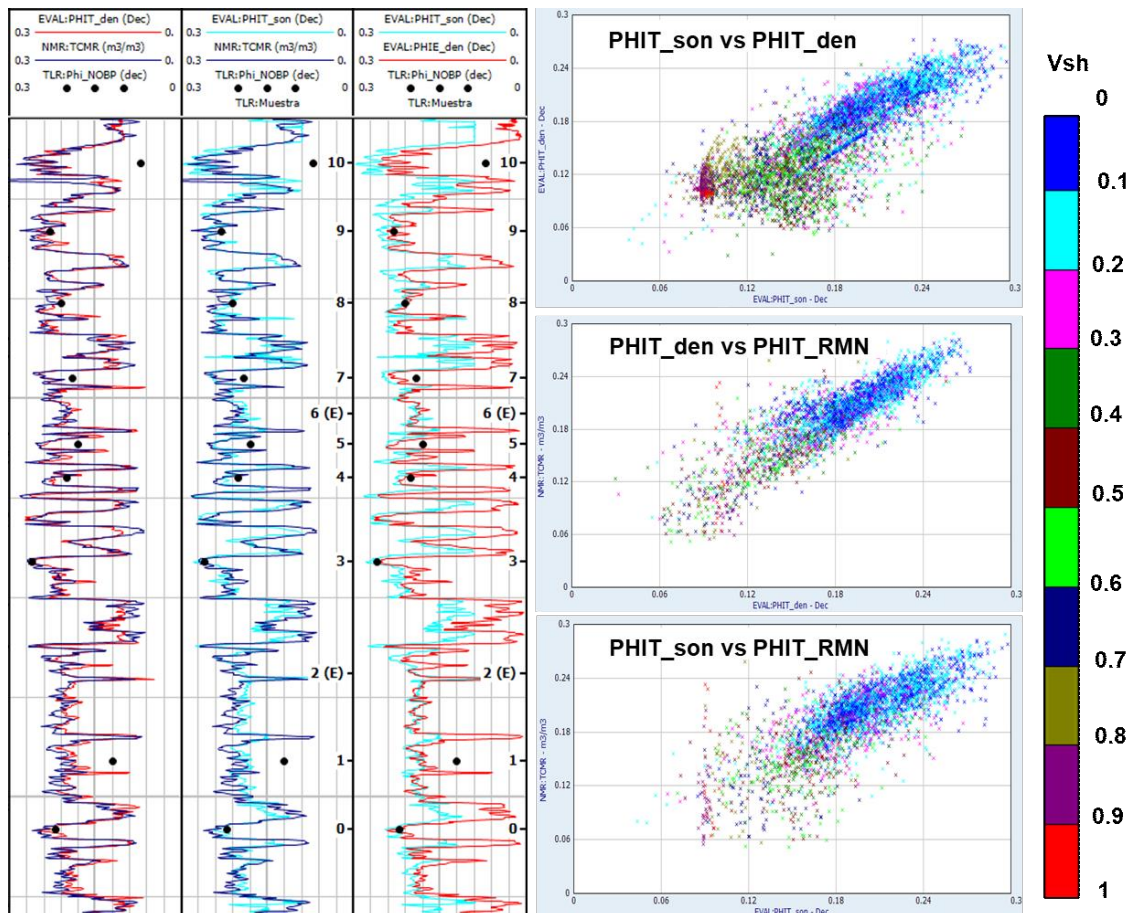
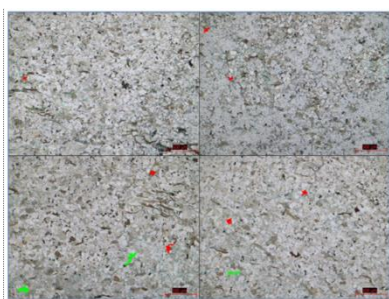


Fig. 27: Ajuste de modelo de porosidad. De izquierda a derecha, curva de porosidad de la resonancia “TCMR” (azul) y porosidad total del modelo de densidad “PHIT\_den” (roja); TCMR y porosidad total del modelo sónico “PHIT\_son” (celeste); y PHIT\_den y PHIT\_son. Datos de porosidad NOBP de laboratorio (puntos negros) en todos los *tracks*. Los *crossplots* de la derecha combinan los modelos de porosidad entre sí y con la porosidad de la resonancia. Se observa una buena correlación (1:1).

En la figura 27 se muestra la comparación de la porosidad del modelo de densidad con los datos de laboratorio, la curva de porosidad de la resonancia y la porosidad del modelo sónico. Nótese que se logró una muy buena correlación

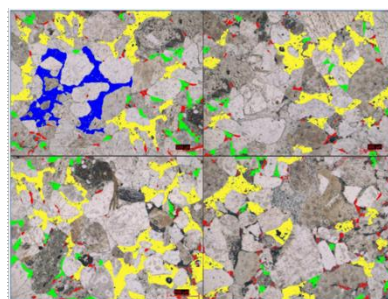
entre las cuatro medidas de porosidad, aunque salta a la vista que las muestras 10 y la 1 son las que presentan mayor desvío. Podrían ser intercalaciones o heterogeneidades que los perfiles eléctricos no logran resolver debido a su resolución vertical. En este sentido, las dos muestras presentan las menores porosidades de laboratorio, y a su vez, presentan mayor porcentaje de cemento (Fig. 14). En el caso de la muestra 1 (Fig. 28), la petrografía, cortes y mediciones de porosidad son relativamente coherentes. Aunque quizás, viendo el corte y la distribución de gargantas porales, uno esperaría menor porosidad. Resulta extraño que la muestra haya obtenido un 12% de porosidad medida, cuando ópticamente se ve muy cerrada. En el caso de la muestra 10 (Fig. 28), llama mucho la atención que no se corresponda con el modelo de porosidad con perfiles eléctricos. Sería conveniente remedir esta muestra para asegurarse de que no sea un error del laboratorio.

**Muestra 1**



| Intervalo          | Diám. Circ. Equiv. (µm) | Área poral (µm²) | Porcentaje del total Recuento |
|--------------------|-------------------------|------------------|-------------------------------|
| Microporos         | 20-64                   | Menor a 3215     | 0.09%                         |
| Mesoporos          | 64-125                  | 3215-12070       | 0.08%                         |
| Macroporos finos   | 125-500                 | 12070-196250     | -                             |
| Macroporos gruesos | 500-1000                | 196250-785000    | -                             |
| Megaporos          | Más de 1000             | Mayor a 785000   | -                             |

**Muestra 10**



| Intervalo          | Diám. Circ. Equiv. (µm) | Área poral (µm²) | Porcentaje del total Recuento |
|--------------------|-------------------------|------------------|-------------------------------|
| Microporos         | 20-64                   | Menor a 3215     | 1.01%                         |
| Mesoporos          | 64-125                  | 3215-12070       | 1.66%                         |
| Macroporos finos   | 125-500                 | 12070-196250     | 8.77%                         |
| Macroporos gruesos | 500-1000                | 196250-785000    | 1.72%                         |
| Megaporos          | Más de 1000             | Mayor a 785000   | 0%                            |

En las figuras 29 y 30 se muestra un histograma comparativo de la curva de porosidad efectiva calculada en los 50 pozos que conforman el modelo petrofísico, para la Formación Centenario Superior e Inferior, respectivamente.



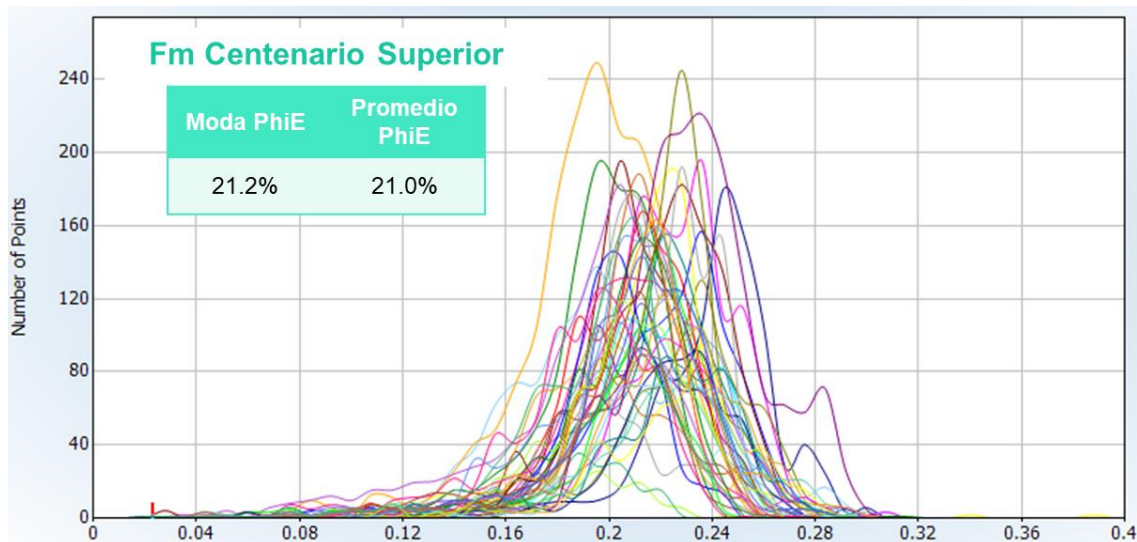


Fig. 29: Histograma de porosidad efectiva para los niveles con Vsh <20% de la Formación Centenario Superior. Cada curva de color representa la curva de PhiE de un pozo del modelo.

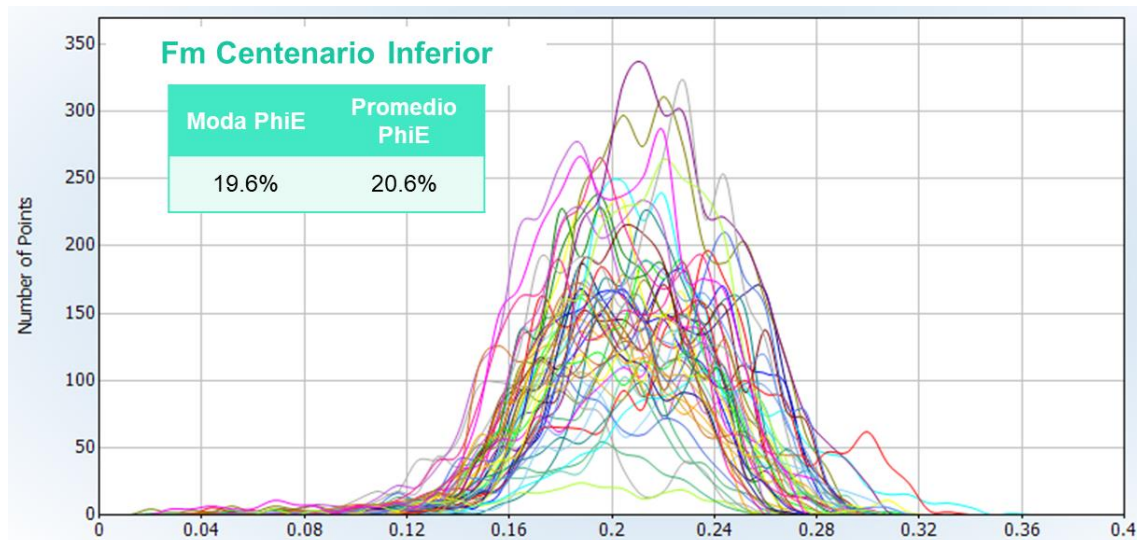


Fig. 30: Histograma de porosidad efectiva para los niveles con Vsh <20% de la Formación Centenario Inferior. Cada curva de color representa la curva de PhiE de un pozo del modelo.

### Sensibilidad de Cutoffs

Para establecer con mayor solidez cuáles son los valores de corte o *cutoffs* que se deberían aplicar al volumen de finos (Vsh) y porosidad efectiva (PhiE) para diferenciar las zonas reservorio de aquellas que no lo son, se realizó una sensibilidad de estos valores. Por supuesto que se entiende que los *cutoffs* no son valores arbitrarios, sino que parten de consensos o acuerdos que responden a la experiencia empírica de los parámetros de producción (o inyección en este caso particular). Pensando en un pozo sumidero, lo ideal sería poder asociar

ciertas características petrofísicas (o combinación de estas) a un valor de caudal admitido, o definir cuál es el valor mínimo de  $V_{sh}$  y/o  $Phie$  a partir del cual un reservorio tiene baja inyectividad. Este análisis se puede complementar con los perfiles de tránsito de fluido (inyección de iodo o *spinner*), que permiten conocer cuál es la distribución vertical de la inyección, es decir, miden cuánto caudal admite cada zona o nivel punzado. Lamentablemente, el área de estudio no tiene suficientes perfiles de este tipo para que tengan valor estadístico.

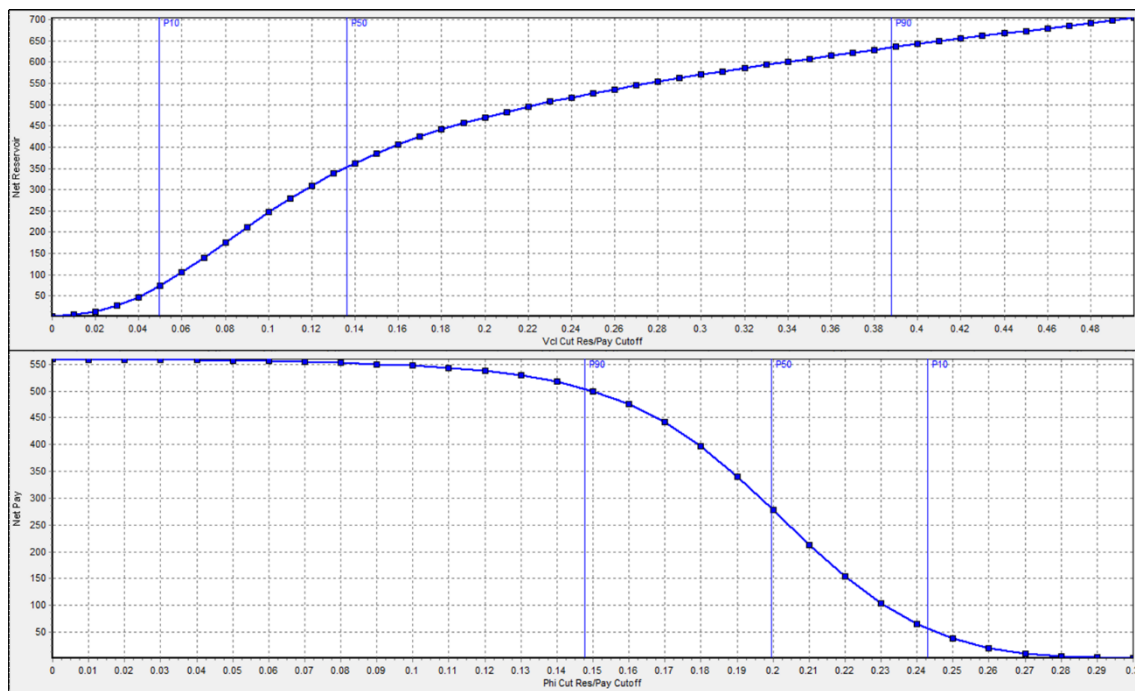


Fig. 31: Sensibilidad de *cutoffs*. Arriba, impacto del valor de corte del volumen de finos en el espesor neto de reservorio (*NetRes*). Abajo, impacto del valor de corte de la porosidad efectiva en el espesor poroso de reservorio (*NetPay*).

Igualmente se realizó una sensibilidad de *cutoff* para previsualizar cómo se modifica el espesor neto y poroso de reservorio según qué valor de corte se utilice. En la figura 31 se observa un gráfico de variación del volumen de finos (arriba) y otro de la porosidad efectiva (abajo). Para el primer caso, la curva no es completamente asintótica, aunque a partir de  $V_{sh} = 0.3$  (30%) el cambio de espesor neto no es significativo. Por otro lado, como se mencionó en secciones anteriores, la Formación Centenario tiene muy baja arcillosidad ( $< 5\%$  promedio), por lo que un valor de corte de 30% resulta excesivamente elevado. Adicionalmente, hay cierta incertidumbre en la determinación de la cantidad de

fluido capilar (*capillary bound fluid*, Fig. 37), por lo que se considera que un *cutoff* de 26% de Vsh resulta conservador.

En cuanto a la porosidad efectiva, la curva se hace asintótica en 12%, por lo que utilizar un *cutoff* de 15% parece razonable.

A modo de referencia, Carrizo *et al.* (2018), para la Formación Centenario Inferior del yacimiento Volcán Auca Mahuida, ajustaron los valores de corte a través de datos de producción e 12% Phie y 50% de Vsh. En contraparte, Cabaleiro (2012) menciona que, dada la escasa matriz arcillosa presente en las areniscas de la Formación Centenario en el yacimiento Señal Cerro Bayo, los *cutoffs* por “arcillosidad” empleados son bajos e incluso muchas veces descartados. La situación del área de estudio se parecería más a este último caso.

#### *Resistividad del agua de formación - Modelo de Salinidad*

La resistividad del agua de formación es un parámetro que se puede estimar a través de la ecuación de saturación de Archie (1942).

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{a \cdot R_w}{\phi^m \cdot R_t}} \rightarrow \text{en un medio 100\% saturado en agua la fórmula queda como}$$

$$R_w = R_t \cdot \phi^m$$

Donde  $S_w$  es la saturación de agua,

$a$  = coeficiente de tortuosidad = 1,

$m$  = coeficiente de cementación = 2,

$n$  = exponente de saturación = 2,

$R_w$  = resistividad del agua de formación

$R_t$  = resistividad total (sistema roca)

Dado que no se cuentan con mediciones de laboratorio de los parámetros  $a$  (coeficiente de tortuosidad),  $m$  (coeficiente de cementación) y  $n$  (exponente de saturación), se utilizaron los valores estándar.

De esa manera, utilizando el módulo de cálculo del software de interpretación, se obtuvieron valores de resistividad del agua de formación a 77°F. La curva resultante se denomina “ $R_{wApp}$ ” (resistividad del agua de formación aparente). Se trata de una curva continua, es decir, el módulo de cálculo arroja valores de  $R_w$  sin discriminar zonas reservorios de las que no lo son: por eso es “aparente”.

Frente a los capas que se interpretan “limpias” (bajo % de volumen de finos), la  $R_{wApp}$  será la resistividad real del agua de formación a la temperatura dada.

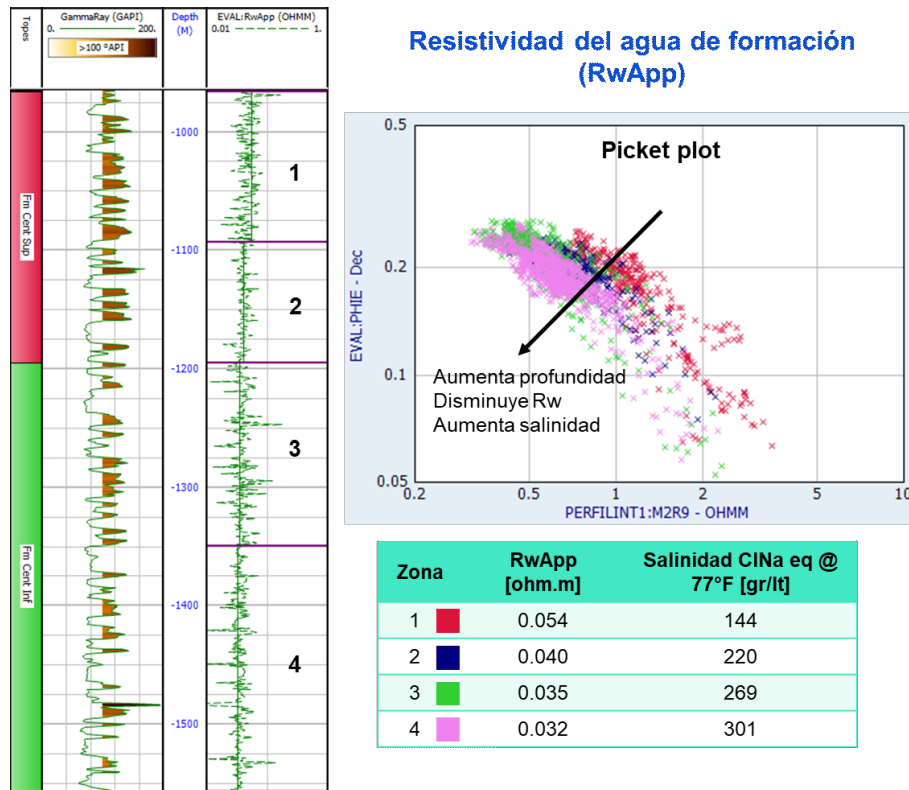


Fig. 32: Estimación de la resistividad del agua de formación ( $R_{wApp}$ ). Perfil de la izquierda: Track 1, pases formacionales. Track 2, rayos gamma GR, sombreado  $>100^\circ\text{API}$  para diferenciar niveles más arcillosos. Track 3, profundidad en metros bajo el nivel del mar. Track 4,  $R_{wApp}$  calculada. El *crossplot* corresponde al gráfico de Picket ( $V_{sh} < 26\%$ ). En eje x, resistividad profunda. En eje y, porosidad efectiva calculada. La dirección de la flecha indica aumento de la profundidad, acompañada de una disminución del  $R_w$ , y consecuente aumento de salinidad. Los datos de la tabla se consideran a 77°F.

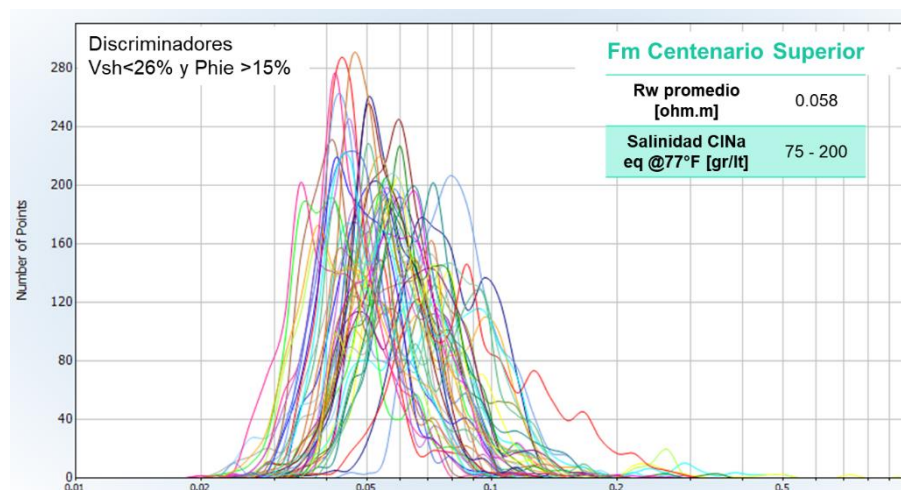


Fig. 33: Histograma de resistividad del agua ( $R_w$ ) de la Formación Centenario Superior. Cada curva de color representa la curva de  $R_w$  de un pozo del modelo. Los datos de la tabla se consideran a 77°F.

En la figura 32 se muestra un ejemplo de cálculo. En términos generales, se observa una variación natural de la resistividad del agua de formación conforme aumenta la profundidad, lo que se traduce en un suave gradiente de salinidad. Los histogramas de las figuras 33 y 34 reflejan la variación de  $R_w$  para cada miembro de la Formación Centenario. Nótese la elevada salinidad del agua de formación, la cual varía entre 75 y 200 gr/lit para el miembro Superior y entre 100 y 280 gr/lit para el miembro Inferior.

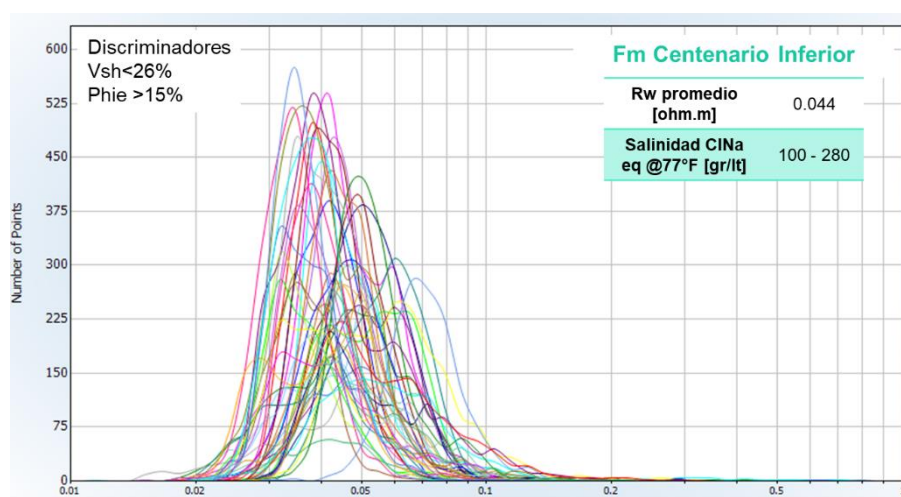


Fig. 34: Histograma de resistividad del agua ( $R_w$ ) de la Formación Centenario Inferior. Cada curva de color representa la curva de  $R_w$  de un pozo del modelo. Los datos de la tabla se consideran a 77°F.

### Modelo de permeabilidad

La permeabilidad es uno de los parámetros que va a condicionar la capacidad de admisión de un sumidero. Por lo tanto, en este capítulo se hace el esfuerzo de obtener la ecuación (o ley), sustentada en los datos de roca de la Formación Centenario, que permita obtener valores de permeabilidad en todos pozos partiendo de una porosidad estimada a partir de perfiles eléctricos.

En primera instancia, se buscó una relación entre la porosidad y la permeabilidad, sólo utilizando los datos laboratorio del pozo llave (tabla N°3), considerando los valores en condiciones NOPB, es decir, en condiciones de reservorio. En la figura 35 se observa la ecuación potencial  $K [mD] = 5 \times 10^7 \times Phi^{8.4118}$  que mejor se ajusta a los datos, aunque puede resultar poco confiable debido a la escasa cantidad de puntos que alimentan esa línea de tendencia.

Por otro lado, se contó con la curva de permeabilidad de la resonancia, también conocida como permeabilidad de Timur-Coates (Timur, 1968 y Coates *et al.*, 1978). Surge de una ecuación empírica desarrollada por los autores mencionados y es una de las curvas entregadas por parte de la compañía de perfilaje que realizó el registro en el pozo.

| Muestra | Porosidad [%] | Perm. Abs. al Gas [mD] | Porosidad @NOBP [%] | Perm. Abs. al Gas @NOBP [mD] |
|---------|---------------|------------------------|---------------------|------------------------------|
| 10      | 8.3           | 0.0777                 | 7.1                 | 0.00242                      |
| 9       | 24.9          | 136                    | 23.3                | 110                          |
| 8       | 22.1          | 68.1                   | 21.1                | 46.4                         |
| 7       | 19.1          | 608                    | 18.5                | 425                          |
| 5       | 19.4          | 147                    | 17.8                | 122                          |
| 4       | 21.8          | 86.2                   | 20.1                | 76.3                         |
| 3       | 26.8          | 216                    | 25.5                | 183                          |
| 1       | 12.9          | 2.36                   | 11.5                | 1.79                         |
| 0       | 23.4          | 38.2                   | 21.8                | 29.3                         |

\*Las muestras 2 y 6 no pudieron medirse (esquirlas)

Tabla N°3: Mediciones de porosidad y permeabilidad absoluta al gas en condiciones estándar y de reservorio (NOBP)

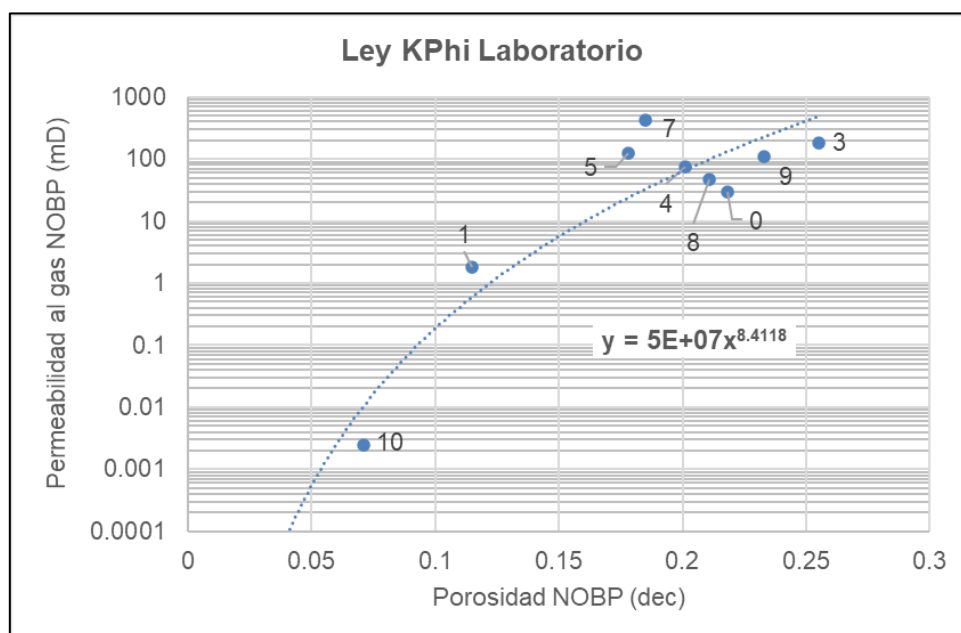


Fig. 35: Gráfico de la porosidad NOBP (Phi) vs la permeabilidad (K) al gas NOBP. Se plantea una tendencia exponencial (mejor ajuste con datos), donde  $K [mD] = 5 \times 10^7 \times \Phi^{8.4118}$



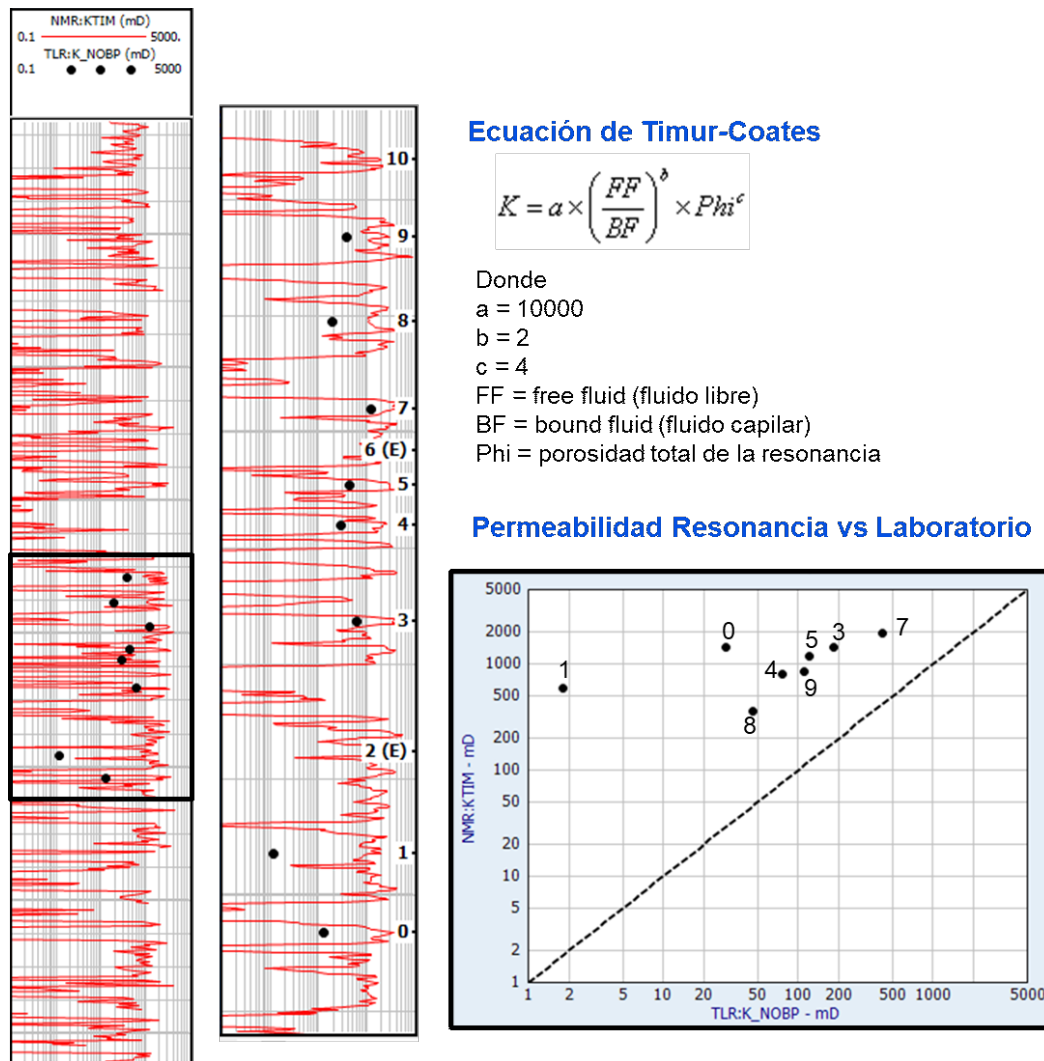


Fig. 36: Permeabilidad de resonancia (curva roja) versus permeabilidad NOBP medida en laboratorio (puntos negros). A la derecha se muestra el *crossplot* para comparar estas dos permeabilidades. Nótese el alejamiento de la relación 1:1 (línea puntada negra).

En la figura 36 se muestra la comparación entre la permeabilidad de la resonancia (KTIM) y la permeabilidad absoluta al gas medida en condiciones de NOBP. Como salta a la vista, la KTIM es muy superior a las mediciones de laboratorio: en general, el salto es de un ciclo logarítmico. Si se presta atención a la ecuación de Timur-Coates, entendiendo que el FF y BF surgen de *cutoffs* teóricos ideales para rocas clásticas (Fig. 37), el hecho de que la KTIM sobreestime la permeabilidad de la roca indica que esos cortes de la distribución T2 de la resonancia no apliquen para la Formación Centenario. En otras palabras, estos *cutoffs* teóricos subestiman la cantidad de fluido capilar (BF), y en consecuencia, la permeabilidad es mayor. También existen otras variables de ajuste: los coeficientes a, b y c de la ecuación de Timur-Coates, aunque su relación con la red poral es menos clara. Por lo tanto, intentar replicar la KTIM

utilizando algún algoritmo avanzado no tendría sentido ya que el resultado sobreestimaría las permeabilidades de la roca.

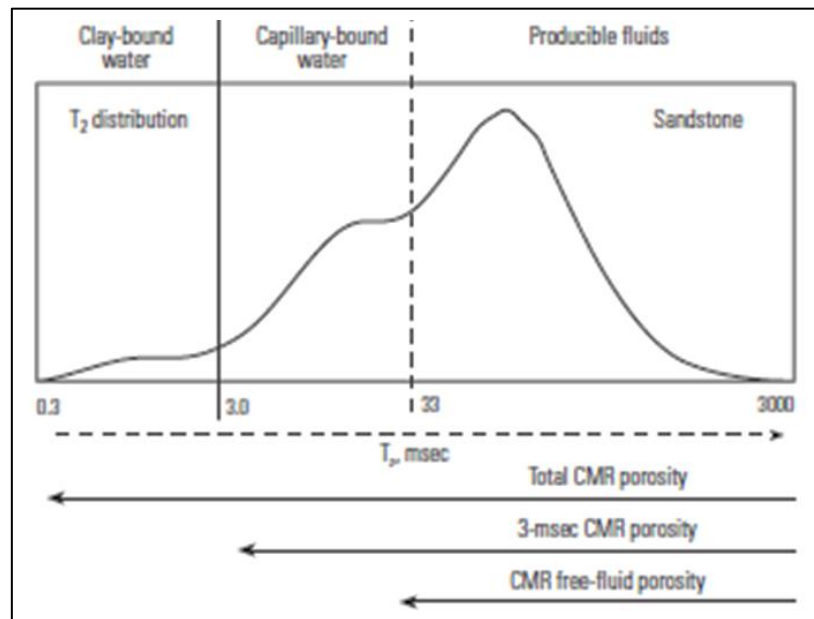
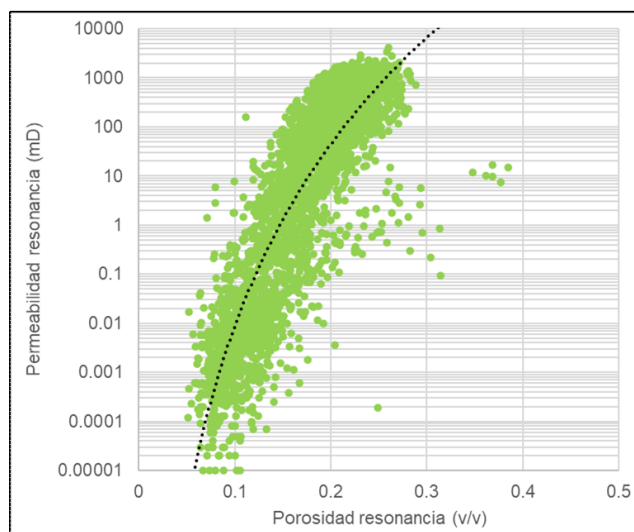


Fig. 37: Distribución T2 teórica. Los fluidos móviles (producibles) se encuentran por encima de 33  $\mu$ s (FF). El fluido capilar se encuentra entre 3 y 33  $\mu$ s (BF). El fluido adherido a las arcillas se ubica por debajo de los 3  $\mu$ s. Tomado de Ellis y Singer (2007).

Se buscó una alternativa para resolver la incógnita de la permeabilidad: se plantea usar la relación entre la KTIM con la porosidad total de la resonancia. Así, se llega a la relación KPhi de la figura 38. Se trata de una ecuación potencial que expresa que  $K [mD] = 2 \times 10^{10} \times \Phi^{12.312}$ .



#### Ley KPhi potencial de la Fm Centenario

$$K [mD] = 2E + 10 \cdot \Phi [dec]^{12.312}$$

Donde  
K es la permeabilidad, y  
Phi es la porosidad

Fig. 38: Relación o ley kPhi potencial para la Formación Centenario en base a la porosidad total y permeabilidad de la resonancia.

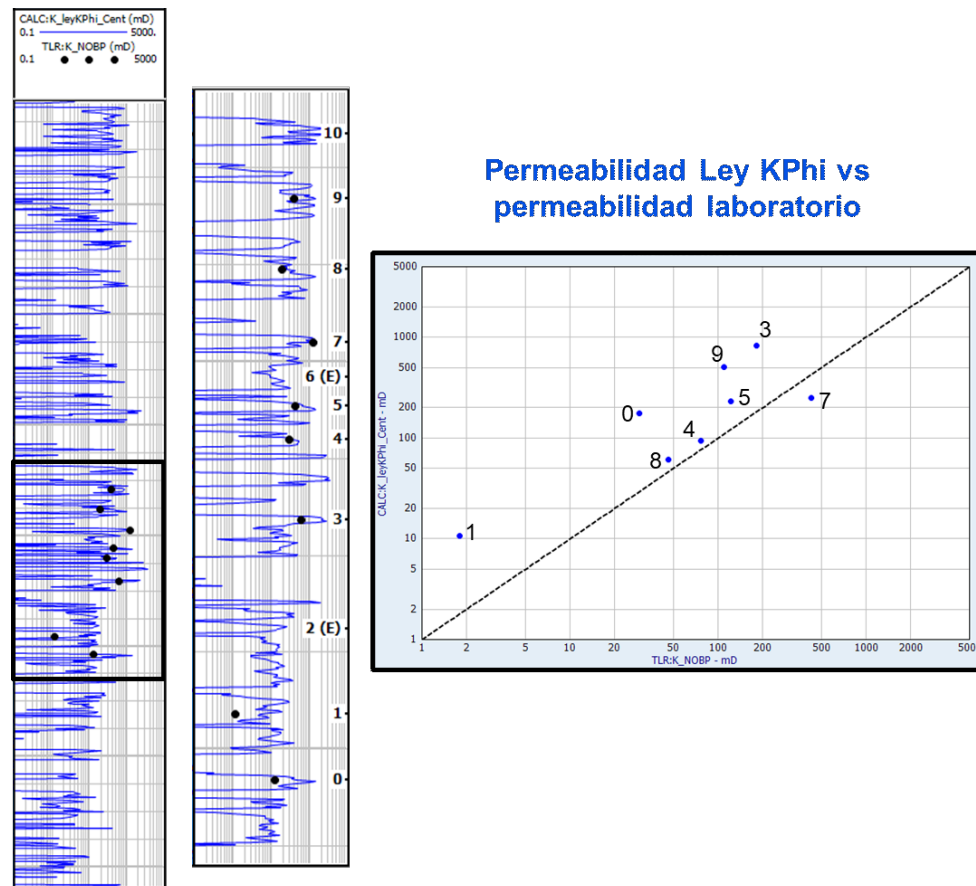


Fig. 39: Permeabilidad obtenida con la ley KPhi (curva azul) versus permeabilidad NOBP medida en laboratorio (puntos negros). A la derecha se muestra el *crossplot* para comparar estas dos permeabilidades. Nótese el acercamiento de la relación 1:1 (línea puntada negra).

Como se observa en la figura 39, la permeabilidad calculada con la ley KPhi representa mejor las mediciones de laboratorio que la KTIM. En el *crossplot* de la misma figura se destaca el acercamiento a la línea 1:1, en comparación con gráfico homólogo de la figura 36.

La ley KPhi obtenida se aplica a todos los pozos del modelo y se obtiene valores entre 100 y 500 mD para el miembro Superior, y entre 20 y 200 mD para el miembro Inferior

#### *Modelo de radio de garganta poral*

La interpretación de las mediciones de presión capilar a través de la inyección de mercurio es una herramienta ampliamente aplicada en la industria petrolera para caracterizar el espacio poral de la roca y predecir la distribución de los fluidos, cuya metodología fue desarrollada por Winland (en Kolodzie Jr., 1980) y Pittman (1992).

La presión capilar se define como la diferencia de presión entre la fase no-mojante y la fase mojante, y puede expresarse de la siguiente forma (Washburn, 1921):

$$P_c = \frac{2\sigma \cos\theta}{R}$$

Donde  $P_c$  es la presión capilar

$\sigma$  es la tensión interfacial de la fase no mojante

$\theta$  es el ángulo de contacto de la fase no mojante, y

$R$  es el radio de garganta de poros.

A partir de esta ecuación, se observa que la presión capilar es inversamente proporcional al radio de garganta poral. El numerador de la fórmula dependerá de las características del fluido no mojante. En el caso de las mediciones de laboratorio, la muestra de roca, previamente lavada y secada, se somete a la inyección de mercurio, en donde éste es la fase no mojante (Purcell, 1949).

En la figura 37 se muestran las presiones capilares del pozo llave graficadas según los 3 principales gráficos diagnósticos (Pittman, 1992). Haciendo una interpretación visual de las curvas, se pueden plantear las siguientes presunciones:

- Las muestras 10 y 1 corresponden a las peores calidades de roca, ya que tienen las presiones de entrada más altas, es decir que se necesitó mayor presión para que el mercurio empezara a penetrar el espacio poral (Fig. 37 A).
- La mayoría de las muestras con bimodales: se observan dos o tres modas de radios de gargantas porales que son las que condicionan el flujo (Fig. 37 B).
- El gráfico de ápice (Fig. 37 C) no muestra un claro pico de SHg. Este aspecto está relacionado con la bimodalidad de la roca y que no hay un único radio de garganta poral que domine el flujo.

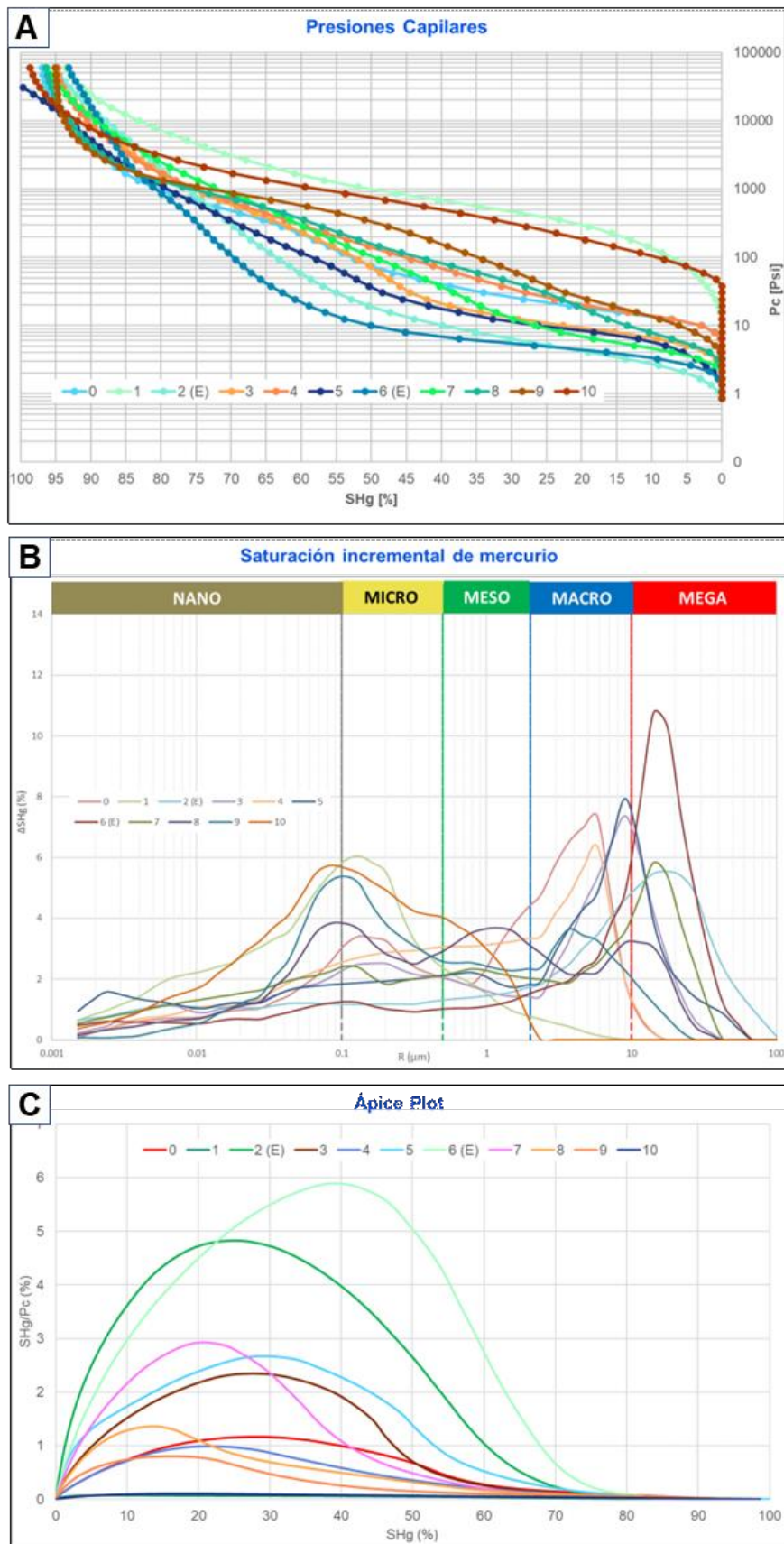


Fig. 37: Presiones capilares ( $P_c$ ). A, gráfico de saturación de mercurio  $SHg$  (%) vs presión capilar  $P_c$  (psi). B, gráfico de radio de garganta poral  $R$  ( $\mu m$ ) vs incremental de  $SHg$  (%). C, gráfico de ápice (ápex plot) de  $SHg$  (%) vs  $SHg/P_c$ .

Si al *crossplot* K vs Phi, se le agregan líneas de igual relación K/Phi (líneas iso K/Phi) (Fig. 38), se puede ver que la mayoría de las muestras caen en un mismo campo, y podrían interpretarse como un mismo “tipo de roca”, pensando en términos de radios de gargantas porales. En base a la forma de la curva en los gráficos de saturación incremental de mercurio y al aspecto del arreglo poral en los cortes delgados (misma figura), las muestras dentro de ese rango KPhi se pueden dividir en dos subgrupos: por un lado, el subgrupo 1 (las muestras 8 y 9), y por el otro, el subgrupo 2 (las muestras 0, 3 y 4). El sistema poral de la muestra 5 se parece al subgrupo 1, pero sus presiones capilares indicarían que pertenecen al subgrupo 2. Esto nos da el indicio de que un modelo de gargantas porales que se obtenga a partir de la interpretación de las curvas de presión capilar disponibles, puede que no represente todos los posible tipos de roca de la Fm Centenario, dado que tengo un fuerte sesgo de muestreo. Añade complicación a la interpretación el hecho de que la mayoría de las muestras tengan un comportamiento bimodal, ya que la metodología parte de la premisa de que existe un único radio de garganta poral que domina el flujo (Pittman, 1992).

Sin embargo, se hizo el esfuerzo de alcanzar una modelo de garganta poral, que requiere de alimentarlo -a futuro- con más muestras de roca de la formación de interés, para contrarrestar el sesgo mencionado. Para ello, se realizaron los siguientes pasos:

1. Se expresaron los valores de medidos presión capilar (psi) correspondientes a 10%, 15%, 20%, 24%, 30% y 35% de saturación de mercurio, en términos de radio de gargantas porales  $R$  ( $\mu\text{m}$ ), utilizando la ecuación de Washburn (1921).
2. Se calculó el radio de garganta poral, utilizando las ecuaciones de Winland y Pittman (Fig. 39), reemplazando en  $K_a$  y  $\Phi$  los valores de permeabilidad al gas y porosidad, ambos en condiciones estándar (ya que el ensayo de inyección de mercurio se realizó en condiciones estándar), respectivamente.
3. Se graficaron los resultados (gráficos 1:1) : en el eje x se plotean los valores de  $R$  ( $\mu\text{m}$ ) obtenidos en el paso 1, y en el eje y se colocan los valores de  $R$  ( $\mu\text{m}$ ) obtenidos en el paso 2. Por ejemplo, los resultados de paso 1 para una  $SHg = 10\%$  se grafica vs los resultados obtenidos en el paso 2 con la ecuación de Pittman  $R_{10}$  (Fig. 39, crossplot superior izquierdo).



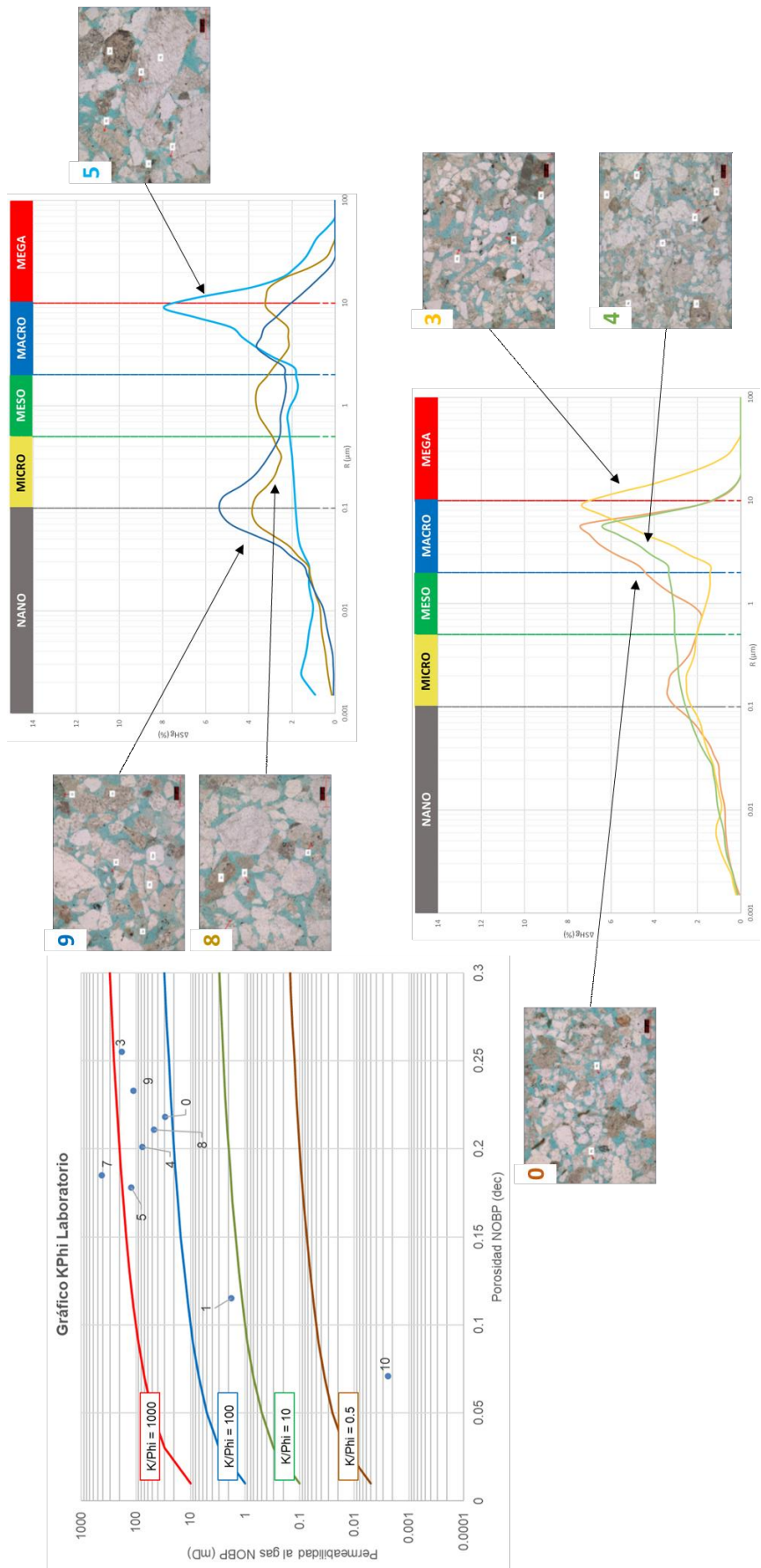


Fig.38: Crossplot K vs Phi, utilizando solo los datos de laboratorio. Se grafican líneas de iso -relación K/Phi. Nótese que la mayoría de las muestras caen entre la línea iso K/Phi=100 e iso K/Phi=1000. A la derecha, dos gráficos de saturación incremental de mercurio: uno con las muestras 5, 8 y 9; otro, con las muestras 0, 3 y 4.

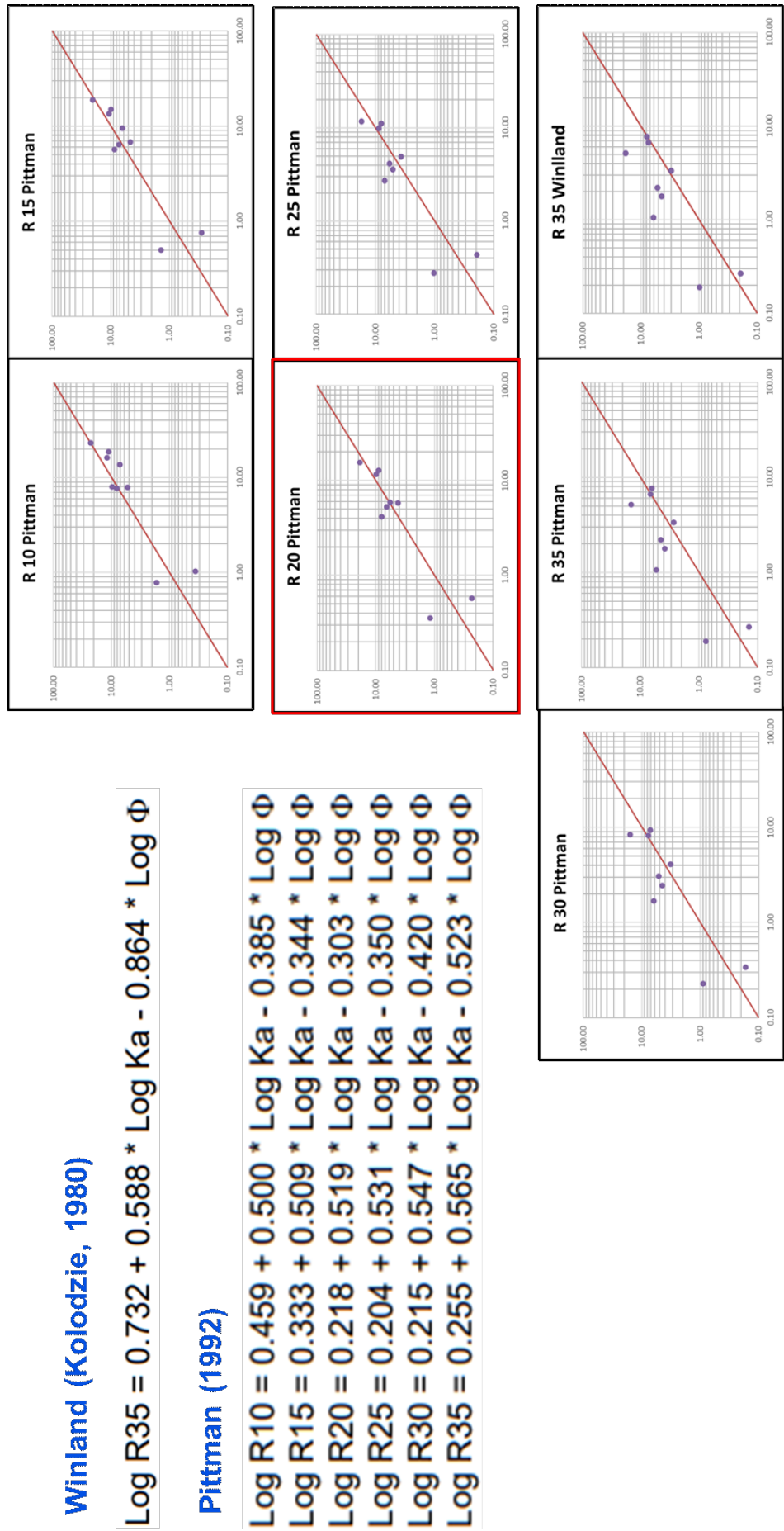


Fig.39: Ecuaciones de Winland (1980) y Pittman (1992) aplicadas a los datos de presiones capilares del pozo llave. Gráficos 1:1 para establecer cuál es la ecuación que replica los radios de gargantas porales presentes en el área de estudio. Nótese que el mejor ajuste se logra con Pittman R20.

La fórmula que mejor se ajuste a una línea de 45° en los gráficos 1:1 (Fig. 39) es considerada la que mejor representa los datos de núcleo, y es la ecuación que se utilizará para el cálculo definitivo del radio de garganta de poro. En este caso, la ecuación R20 de Pittman es la que mejor se ajusta a los datos disponibles. En la figura 40 se muestra el mismo gráfico KPhi visto anteriormente, con la diferencia que, en lugar de líneas iso-KPhi, se plotean líneas de iso-radio de garganta poral calculadas con la ecuación de Pittman que ajusta con los datos de roca. Nuevamente, se observa que casi todas las muestras son macroporosas, es decir que el radio de gargantas que dominan el flujo se encuentra entre 2 y 10  $\mu\text{m}$ . Sin embargo, como ya se vio en la figura 38, el arreglo poral, la textura de la roca y la curva de presión de las muestras 4 y 8, por ejemplo, hablan de dos tipos de roca distintas.

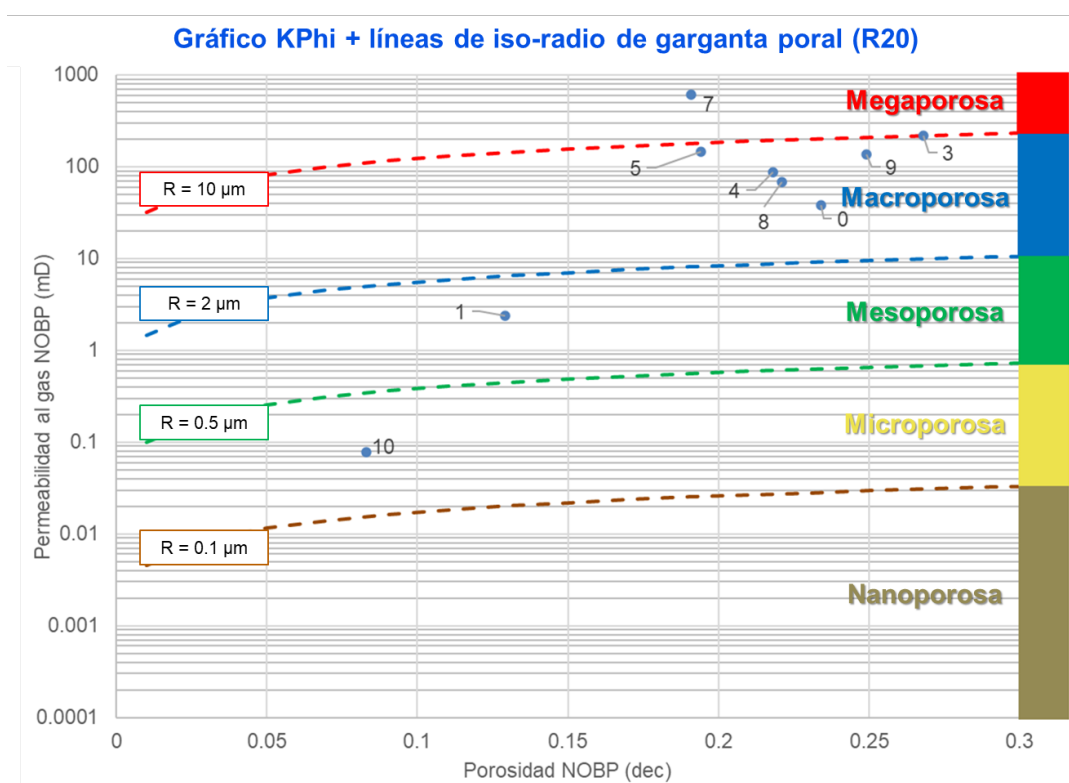
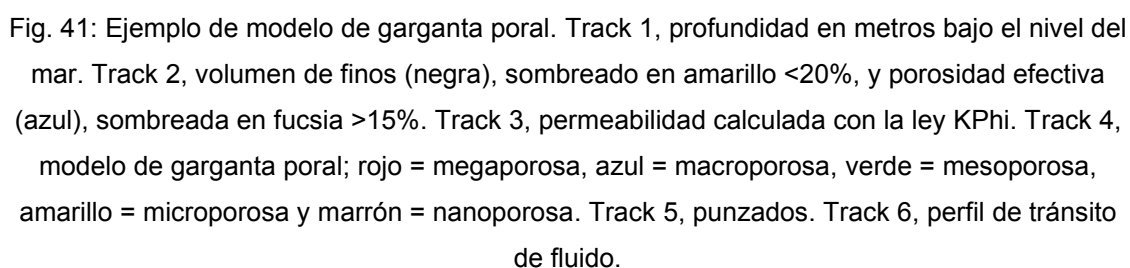


Fig. 40: Gráfico de la porosidad (Phi) vs la permeabilidad (K) al gas, ambas en condiciones estándar. Se agregan líneas de iso-radio de garganta poral utilizando la ecuación R20 de Pittman.

A pesar de que el proceso de determinación de la ecuación que relaciona la porosidad y la permeabilidad con el radio de gargantas porales, y los gráficos 1:1 parecieran indicar claramente que la ecuación de Pittman R20 es la mejor



45

Formación Centenario, y de esa manera, que pudiera ser una herramienta para definir/predecir con mejor criterio las zonas reservorios con mayor potencial inyectividad. Sin embargo, al menos con la información disponible hasta el momento (Fig. 41), esa relación no se comprueba. Las zonas punzadas en el pozo del ejemplo fueron seleccionados en base a la petrofísica básica, es decir, según las curvas de volumen de finos (Vsh) y porosidad efectiva (Phie), utilizando los *cutoffs* de <26% y >15%, respectivamente. Luego de poner en marcha la inyección en el pozo en cuestión, se realizó un perfil de tránsito de fluidos, muy común en la industria petrolera, con lo que se obtuvo la distribución de inyección por capa (track 6, Fig. 41). Se puede apreciar que el 85% de los punzados realizados en el pozo corresponden a capas “megaporosas” (track 4, Fig. 41) y, sin embargo, la inyección está concentrada en 4 punzados. Más aún, la capa “d” inyecta más que la capa “c”, cuando uno esperaría lo contrario basándose en los resultados del modelo petrofísico.

### Análisis de presión poral

Si bien el análisis de la presión de formación escapa a los objetivos del presente trabajo final, se incluye este apartado ya que resulta de suma importancia establecer cuál es la línea base de presión poral. Ello permitirá detectar desvíos de manera temprana y dar seguimiento al avance del frente de inyección. A partir de este análisis, se podrían optimizar zonas de inyección que aún no estén presurizadas, rever distanciamientos entre sumideros, entre otras aplicaciones. En otras palabras, se podría identificar el área de influencia real de la inyección y ajustar las simulaciones dinámicas.

En la figura 42 se grafican las presiones porales (en kg/cm<sup>2</sup>) del área de estudio en función de la profundidad en metros referida al nivel del mar (TVD *sub sea*). Éstas fueron obtenidas a través del ensayador de formación (herramientas MDT/RCI según la compañía de perfilaje) a pozo abierto. Se plotea además la línea de tendencia que se alinea con los puntos de presión. De esta deriva que:

$$Pp \left[ \frac{\text{kg}}{\text{cm}^2} \right] = \frac{\text{Profundidad [m TVDss]} - 237.71}{-9.1137}$$

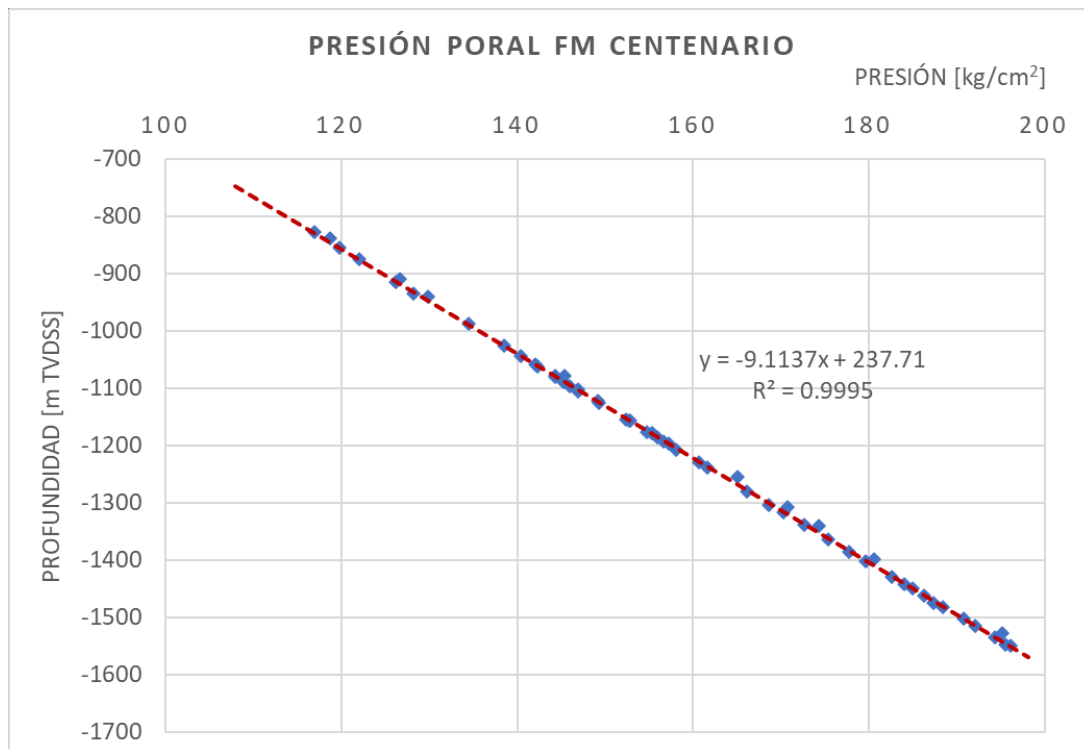


Fig. 42: Presión poral (Pp) de la Formación Centenario. Gráfico en función de la profundidad en metros referidos al nivel del mar. Ecuación de presión poral que deriva de la línea de tendencia  
 $Pp \text{ [kg/cm}^2\text{]} = (\text{Profundidad [mTVDss]} - 237.71) / -9.1137$

La ecuación anterior puede utilizarse para estimar la presión poral de la Formación Centenario en cualquier punto dentro del área de estudio. El gradiente de presión poral es de 0.47 psi/ft, consecuencia de la alta salinidad del agua de formación (entre 75 y 280 gr/l de ClNa equivalente).

## Mapas petrofísicos

En pos de localizar las mejores zonas para posicionar futuros pozos sumideros, se confeccionaron mapas de las propiedades petrofísicas obtenidas en este trabajo, para ambos miembros de la Formación Centenario.

Cabe aclarar que los mapas se trazaron solo a partir de datos de pozos, es decir, no se utilizó una superficie sísmica para guiar el algoritmo de mapeo. Se considera que disponer de una interpretación sísmica de los horizontes de interés podría brindar una importante mejora en la resolución areal, ya que se observa un fuerte efecto de *aliasing* alrededor de la zona de pozos, y una pobre



definición de las curvas de nivel hacia los bordes de los mapas (sin puntos de chequeo).

Para la confección de este modelo 2D, primero se calcularon dos parámetros a partir de los cutoffs de volumen de finos (Vsh) y porosidad efectiva (Phie), definidos en el capítulo “Sensibilidad de *cutoffs*”:

- **Reservorio neto (NetRes):** corresponde a aquellos niveles reservorio que contienen menos de 26% de “arcillosidad” ( $Vsh < 26\%$ ).
- **Reservorio poroso (PayRes):** corresponde al reservorio neto que presenta más de un 15% de porosidad efectiva ( $Phie > 15\%$ ).

Los mapas de espesor total (Fig. 43) muestran que el miembro Superior de la Formación Centenario presenta valores promedios del orden de los 250 m, mientras que el miembro Inferior tiene un espesor promedio de 370 m. Por su parte, el NTG (*Net to Gross*) de reservorio neto del miembro Superior (media = 0.5) es menor que el del miembro Inferior (media = 0.6) (Fig. 44), en el orden de lo descrito por Carrizo *et al.* (2018). El impacto se observa en los mapas de espesor de reservorio neto (Fig. 45), que oscila entre 120 y 200 m para el miembro Superior e Inferior, respectivamente.

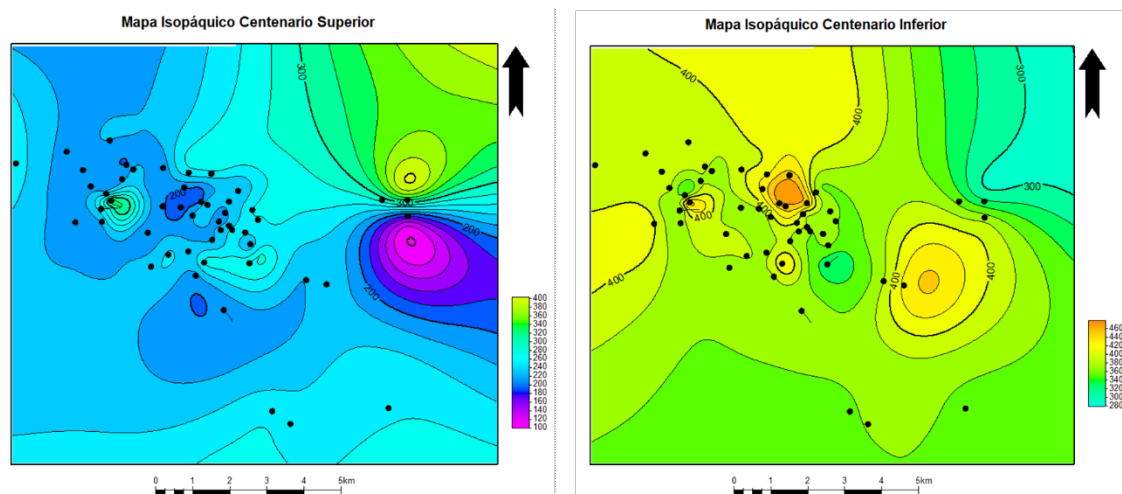


Fig. 43: Mapas isopáquico total del miembro Superior (izquierda) e Inferior (derecha).

Adicionalmente, se confeccionaron mapas de Vsh promedio de los reservorios netos (Fig. 46) que muestran que ambos miembros de la Formación Centenario contienen menos de 15% de Vsh, con un promedio de 12%. El aumento de

“arcillosidad” hacia el NE y SO, más marcado en el miembro Inferior, no es más que un artificio producto del algoritmo de mapeo.

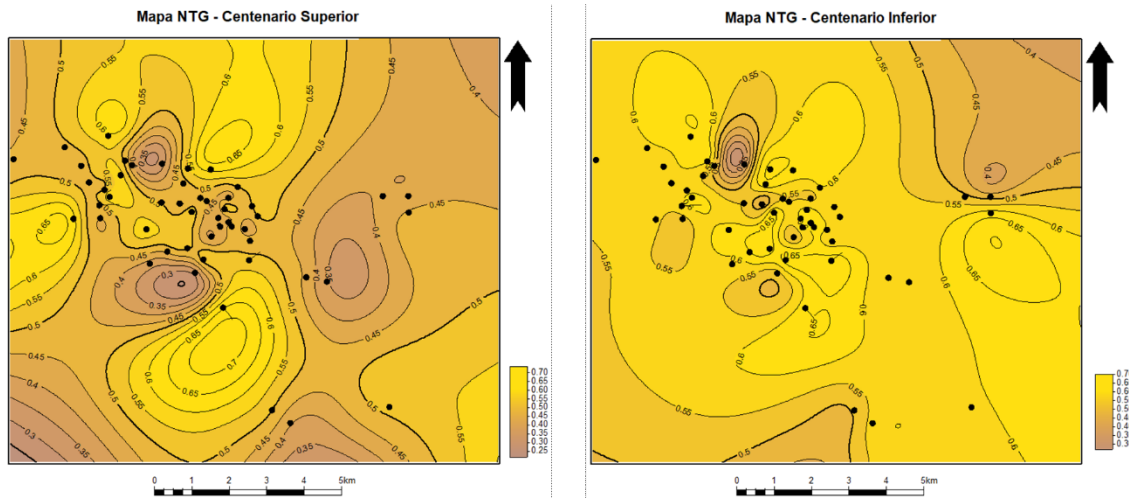


Fig. 44: Mapas de NTG del miembro Superior (izquierda) e Inferior (derecha).

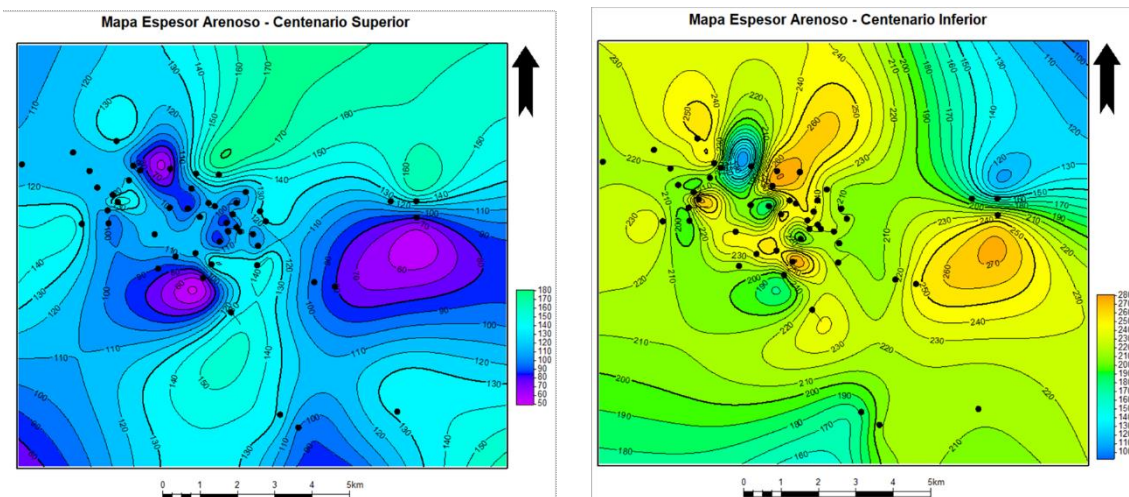


Fig. 45: Mapas de espesor de reservorio neto del miembro Superior (izquierda) e Inferior (derecha).

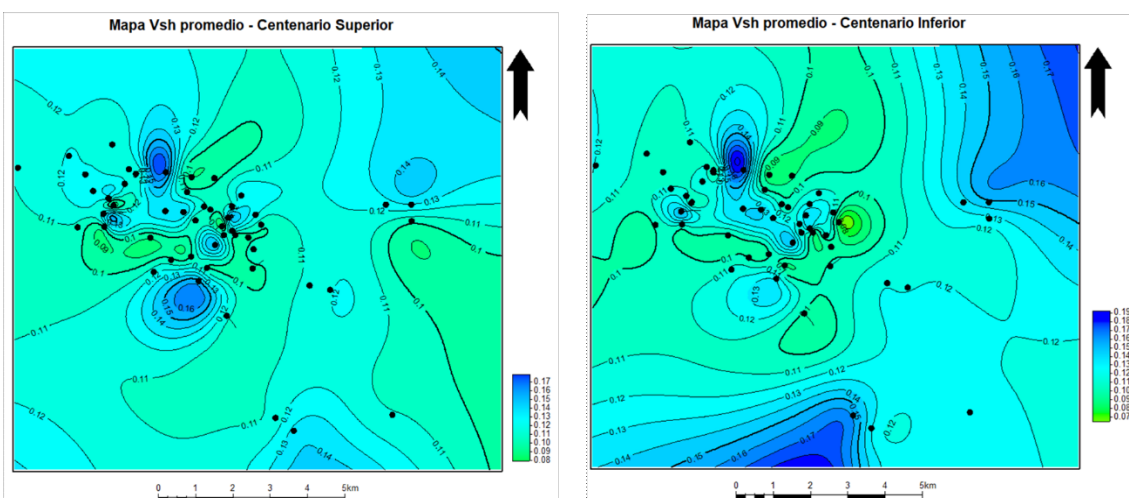


Fig. 46: Mapas de Vsh promedio de los niveles reservorio neto del miembro Superior (izquierda) e Inferior (derecha).

Por otra lado, se elaboró un mapa de porosidad efectiva (Phie) en los niveles de reservorio neto para cada miembro de la Formación Centenario, es decir, con contenidos de Vsh inferiores a 26% (Fig. 47).

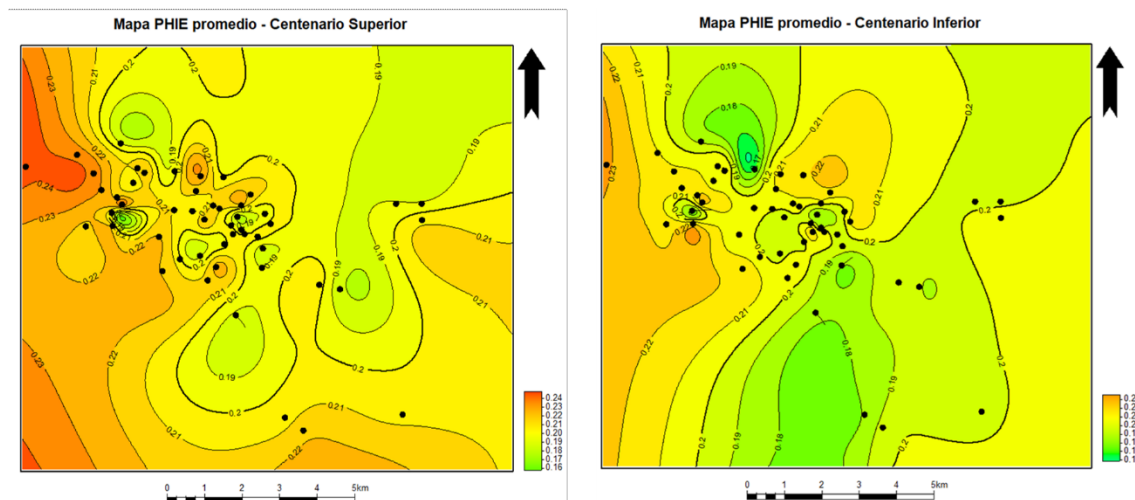


Fig. 47: Mapas de Phie promedio de los niveles reservorio neto del miembro Superior (izquierda) e Inferior (derecha).

Los mapas de propiedades promedios no logran resolver con precisión cuáles serían las mejores posiciones, en términos petrofísicos, para localizar futuros pozos sumideros. Como es evidente a partir de la observación de los mapas, cualquier posición sería apropiada para un pozo nuevo. Luego de haber analizado pozo a pozo, se puede concluir que la Formación Centenario presenta valores de volumen de finos y porosidad efectiva bastante homogéneos (baja desviación estándar), por lo que tomar los valores promedio para el mapeo elimina los extremos que sería conveniente conservar para resaltar la variabilidad (aunque sea escasa) de cada propiedad y representar mejor la heterogeneidad de la formación.

Para localizar con mayor precisión las mejores posiciones para futuros pozos sumideros es conveniente confeccionar un modelo geológico 3D, alimentado con el modelo petrofísico que aquí se propone, partiendo de una sólida interpretación sísmica, estructural y paleoambiental.

## Conclusiones

El puntapié inicial de este trabajo final de especialización consistió en la necesidad de disponer de una alternativa frente al futuro incremento de agua de *flowback* en el área de estudio. Por ello, se evaluó a la Formación Centenario, a partir de registros eléctricos de pozos (rayos gamma, resistividad, densidad, neutrón y sónico) y mediciones de laboratorio en testigos laterales rotados (petrografía, mediciones de porosidad y permeabilidad, presiones capilares por inyección de mercurio), con la finalidad de conocer cuáles son sus características petrofísicas a través de la confección de un modelo petrofísico determinístico, y verificar su viabilidad para funcionar como formación sumidero.

En el área de estudio, la Formación Centenario presenta un espesor total entre 550 y 770 m. Se subdivide en dos miembros: el Superior, con un espesor total promedio de 250 m; y el Inferior, con un espesor total promedio de 370 m.

Desde el punto de vista litológico, se identificaron areniscas finas a gruesas, de moderada a buena selección, con bajo contenido de matriz (entre 1 y 4), bajo contenido de cemento (entre <1 y 8%, promedio 5%, excepcionalmente supera el 10%) y bajo contenido de arcillas (entre 3 y 9%, promedio 5%, excepcionalmente supera el 10%).

En referencia al marco estructural, no hay indicios de que la Formación Centenario haya estado sometida a grandes deformaciones. La literatura consultada resalta la continuidad lateral, la falta de estructuración y la ausencia de fallas. Algunos autores aducen que la conservación de espesores de O a E sugiere que la formación no estuvo sometida a una actividad tectónica intensa durante su depositación. Sin embargo, existen sectores de la cuenca en los que la inversión tectónica de estructuras antiguas y la Orogenia Andina generaron fallamiento que afectaron localmente a la Formación Centenario. En este sentido, sería conveniente realizar una interpretación sísmica, que incluya la determinación de sellos y la identificación de fallas que pudieran vincular la Formación Centenario con niveles más someros, para verificar que lo que se observa regionalmente también se cumple a menor escala.

A partir de los modelos de volumen de finos ( $V_{sh}$ ) y de porosidad ( $Phie$ ) aquí propuestos, se comprueba que la Formación Centenario representa un buen candidato para inyectar agua de disposición final. Los niveles reservorios

presentan muy bajos porcentajes de arcillosidad (7% moda de Vsh), aspecto calibrado con datos de DRX en roca total y arcillas. Por su parte, el modelo de Phie, ajustado con la porosidad total de la resonancia magnética y las mediciones de laboratorio de porosidad en condiciones NOBP en el pozo llave, arroja muy buenas porosidades: entre 16% y 25% para ambos miembros de la Formación Centenario.

Respecto al modelo de permeabilidad, se encontró una ley KPhi que surge de la relación entre la permeabilidad (KTIM) con la porosidad total, ambas curvas de la resonancia magnética nuclear del pozo llave. La ley KPhi resultante logra un ajuste aceptable con los datos de roca de laboratorio, aunque contar con mayor densidad de puntos de control permitiría quizás mejorar la calibración. Con este modelo de permeabilidad se obtuvieron valores entre 100 y 500 mD para el miembro Superior, y entre 20 y 200 mD para el miembro Inferior.

En base al análisis de las presiones capilares por inyección de mercurio se determinó que la ecuación de Pittman R20 es la que mejor representa los datos de laboratorio. Sin embargo, se observa que casi todas las muestras son macroporosas, es decir que pertenecen al mismo “tipo de roca”. Esta clasificación no se condice con la petrografía de las muestras de roca, o al menos, no representa el arreglo poral que se puede observar en los cortes delgados. Se esperaba que el modelo de garganta poral tuviera una implicancia directa en la capacidad de admisión de los niveles reservorios de la Formación Centenario, y de esa manera, que pudiera ser una herramienta para definir/predecir con mejor criterio las zonas reservorios con mayor potencial inyektividad. Sin embargo, al menos con la información disponible hasta el momento, esa relación no se comprueba.

Las propiedades petrofísicas de los niveles reservorios de la Formación Centenario (Vsh y Phie) muestran valores muy homogéneos. Cuando se aplican los cutoffs seleccionados en el capítulo “Sensibilidad de *cutoff*”, se observa que prácticamente todos los niveles arenosos superan esos valores de corte. Sin embargo, como se mostró en la figura 41, no hay correspondencia con la distribución de inyección. Esto pone en evidencia que existe un aspecto que controla la inyektividad que no es posible dilucidar a partir del análisis de registros eléctricos. En ese sentido, las presiones capilares por inyección de mercurio y el modelo de radio de gargantas porales, tampoco logran esclarecer

qué es lo que gobierna la distribución de inyección dentro del pozo. Lógicamente, hay variables ajenas a la geología y a la petrofísica que pudieran interferir en el análisis de inyektividad (daño de formación, condiciones de presión de inyección, fugas de instalación, flujo cruzado entre capas por mala calidad de cemento, etc.). Resulta complicado poder aislar el efecto que puede tener cada una de esas variables en la capacidad de admisión de los niveles reservorios, aunque no debería descartarse realizar un análisis multivariado para conseguir la respuesta a la pregunta ¿qué aspectos controlan la inyektividad en la Formación Centenario?.

## Bibliografía

- Archie, G.E., 1942. The Electrical Resistivity Log as an Aid in Determining some reservoir characteristics. Trans. AIMME. 146: 54-62.
- Arregui, C. D., 2005. Trampas asociadas con rasgos de basamento en la cuenca Neuquina. 6° Congreso de Exploración Y Desarrollo de Hidrocarburos, Actas digitales.
- Bardini, O, Rodríguez, J. F., Matheos, S. D., Spalleti, L. A., y Villar, H. J., 2011. Evolución de los procesos diagenéticos y modelado bidimensional del sistema petrolero Los Molles – Lajas/Punta Rosada en el yacimiento Río Neuquén, cuenca Neuquina, Argentina. VIII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos (IAPG), p.549-566.
- Cabaleiro, A., 2012. Yacimiento Señal Cerro Bayo, en M. Schiuma, G. Hinterwimmer y G. Vergani (eds.), Rocas Reservorio de las Cuencas Productivas de la Argentina, 5° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos (IAPG). Mar del Plata, p. 415-420.
- Cabaleiro, A., Cazau, L., Lasalle, D., Penna, E., Robles, D., 2002. Los reservorios de la Formación Centenario, en M. Schiuma, G. Hinterwimmer y G. Vergani (eds.), Rocas Reservorio de las Cuencas Productivas de la Argentina, 5° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos (IAPG). Mar del Plata, p. 407-414.
- Carrizo, N., Ribas, S., Ghiglione, F., Mallimaci, D., Pioli, O., 2018. Los reservorios de la Formación Centenario, en: Rocas Reservorio de las Cuencas



- Productivas de la Argentina, 2da edición actualizada. 10° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos (IAPG). Mendoza, p. 685-696.
- Cevallos, M.F., Vaamonde, D., Rivero, M., Rojas, C., Kim, H., Galarza, T. y Legarreta, P., 2011. Exploración y Desarrollo del Tren de Petróleo Pesado del Río Colorado, Margen Nororiental de la Cuenca Neuquina, Argentina. VIII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, p: 27-52, Mar del Plata, Argentina.
- Coates G.R, Dumanoir, J.L., 1978. A new approach to improved log-derived permeability. Paper R, SPWLA 14th Annual Logging Symposium, Lafayette, Louisiana, May 1973.
- Cristallini, E., 2004. Panorama estructural de la región de Sierra Barrosa. Informe Inédito Repsol YPF.
- Cristallini, E y Olmos, M.de la C., 2016. Caracterización estructural y evolución tectónica del bloque Río Neuquén, Provincias del Neuquén y Río Negro. Informe inédito LA.TE. ANDES.
- Di Gregorio J.H. y Uliana M.A., 1980. Cuenca Neuquina. En: J.C.M. Turner (ed.), Geología Regional Argentina. Academia Nacional de Ciencias, 2: 985-1032. Córdoba.
- Di Gregorio, J.H. (1972). Neuquén en A.F. Leanza (Dir. y Ed.) Geología Regional Argentina. Academia Nacional de Ciencia. Córdoba. p. 439-505. Rep. Argentina.
- Echevarría C., Schwarz E., Suárez M., Montenegro S., Ferreyro R., Giménez B., Montagna A., Martin, F., 2022. Caracterización Sismo-estratigráfica y Sedimentológica del intervalo Agrio-Centenario en el sector central de la Cuenca Neuquina. 11° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos.
- Ellis D.V. y Singer J.M., 2007. Well Logging For Earth Scientists. Second edition. Published by Springer. ISBN 978-1- 4020-4602-5 (e-book). Dordrecht, The Netherlands. Pág. 41-59, 91-177, 247-348, 415-477, 531-568.
- Folk, R. L., Andrews, P. B., & Lewis, D. W., 1970. Detrital sedimentary rock classification and nomenclature for use in New Zealand. New Zealand Journal of Geology and Geophysics, 13(4), 937–968. <https://doi.org/10.1080/00288306.1970.10418211>

- Howell, J. A., Schwarz, E., Spalletti, L. A. y Veiga, G. D. 2005. The Neuquén Basin: an overview. En: Veiga, G. D., Spalletti, L. A., Howell, J. A. y Schwarz, E. (eds.). The Neuquén Basin, Argentina: A Case Study in Sequence Stratigraphy and Basin Dynamics. Geological Society, London, Special Publications. 252: 83-107.
- Kolodzie Jr, S., 1980. Analysis of Pore Throat Size and Use of the Waxman-Smiths Equation to Determine OOIP in Spindle Field, Colorado. Paper SPE-9382-MS. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, September 1980.
- Marchal D., González, G., Domínguez, F.R., 2016. Capítulo 4: Análisis mineralógico de la Fm. Vaca Muerta. En: González, G., Vallejo, M.D., Kietzmann, D., Marchal, D., Desjardins, P., Gonzalez Tomassini, F., Gomez Rivarola, L., y Domínguez, F.R. Transecta regional de la formación Vaca Muerta: integración de sísmica, registro de pozos, coronas y afloramientos. 1ª edición. Ciudad Autónoma de Buenos Aires. IAPG, p 33-43. ISBN 978-987-9139-79-0.
- Maretto, H., & Pangaro, F., 2005. Edad de formación de algunas de las grandes estructuras del engolfamiento de la Cuenca Neuquina: actividad tectónica durante la depositación de la Fm. In Quintuco. 6° Congreso de exploración y Desarrollo de Hidrocarburos (Mar del Plata), CD-ROM.
- Pittman, E.D., 1992. Relationship of porosity and permeability to various parameters derived from mercury injection-capillary pressure curves for sandstone. The American Association of Petroleum Geologists, v 76, n°2, p. 191-198.
- Purcell W.R., 1949. Capillary pressures – their measurement using mercury and the calculation of permeability therefrom. American Institute of Mechanical Engineers. Petroleum Transactions. Feb. p 39-48.
- Raymer L.L, Hunt E.R. y Gardner J.S., 1980. An improved sonic transit time-to-porosity transform. Trans 21st SPWLA Annual Logging Symposium, paper P.
- Schwarz, E. y Veiga, G.D., 2022. Paleogeografías Refinadas y actualizadas del intervalo Pilmatué-Agrio Inferior-Centenario Inferior. 11° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos.

- Schwarz, E., Finzel, E.S., Veiga, G.D., Rapela, C.W., Echevarría, C. y Spalletti, L.A., 2021. U-Pb geochronology and paleogeography of the Valanginian–Hauterivian Neuquén Basin: Implications for Gondwana-scale source areas, *Geosphere*, N° 17, p. 244-270.
- Timur, A., 1968, Effective porosity and permeability of sandstones investigated through nuclear magnetic principles, paper K, 9th Annual SPWLA Logging Symposium Transactions, 18 p. Later published in 1969 in *The Log Analyst*, v. 10, no. 1, January-February, p. 3–11.
- Vergani, G. D., A. J. Tankard, H. J. Belotti, and H. J. Welsink, 1995. Tectonic evolution and paleogeography of the Neuquén basin, Argentina, *in* A. J. Tankard, R. Suárez S., and H. J. Welsink, *Petroleum basins of South America: AAPG Memoir 62*, p. 383–402.
- Vergani, G., Barrionuevo, M., Sosa, H. y Pedrazzini, M. 2001. Análisis estratigráfico secuencial de alta resolución en las formaciones Agrio y Huitrín del Yacimiento Puesto Hernández, Cuenca Neuquina, Argentina, *Boletín de Informaciones Petroleras 3º* , N° 67, p. 76-87.
- Washburn, E.W., 1921. Note on a method of determining the distribution of pore sizes in a porous material: *proceedings of the National Academy of Science*, v 7, p. 115-116.