

MODELO PROSPECTIVO DE LA FORMACIÓN AGRIO EN EL YACIMIENTO RINCÓN DEL MANGRULLO

Rodrigo Cláa¹, Mariela Silka¹, Gonzalo Richly¹, Hernán Maretto¹, Agustina Santangelo¹, Mateo Palacios¹,
 Enrique Oviedo¹

1: YPF, rodrigo.claa@ypf.com, mariela.silka@ypf.com, gonzalo.richly@ypf.com, hernan.maretto@ypf.com,
 agustina.santangelo@ypf.com, mateo.palacios@ypf.com, enrique.oviedo@ypf.com

Palabras claves: Fm. Agrio, Fm. Centenario, Mb. Pilmatué, Mb. Agua de la Mula, Yacimiento Rincón del Mangrullo, Discordancia Intrahauteriviana

ABSTRACT

Agrio Formation prospective model for Rincón del Mangrullo field.

Rincón del Mangrullo (RDM) field is located center west in the Neuquén basin, in the Neuquén province. Since 2013 RDM development has focused on the Mulichinco Formation. Following the discovery and gas production from Agrio Formation (Pilmatué or Inferior Member) by Petrobras oil company in the Mangrullo field, and with previous information from RDM, a closer look was taken in the latter formation to define its potential in RDM field, through the understanding of the entrapment model.

Seismostratigraphic analysis of Agrio Formation allowed to recognize stratigraphic arrangements between reservoirs and seals (both regional and local), which with addition of the structural configuration provided a starting point for the understanding of the entrapment model and thus the fluid distribution. Petrophysical information interpreted from sidewall cores and well logs were combined with resulting maps from the previous output. Therefore porosity, water saturation and OGIP maps were generated, allowing to identify and limit best potential areas of the field. Once static characterization was finished, probabilistic production forecasts were generated using an Integrated Production Model for a type well to calculate economics. Interdisciplinary works between different disciplines yielded a prospective model of the Agrio Formation to evaluate both productivity and rentability.

The resulting model shows not only a structural component for the trap, but also a stratigraphical component. In RDM field, given the internal sequential arrangement between reservoirs and local seals, best potential sequences are associated with Agua de la Mula Member (Agrio Superior Member). As for Pilmatué Member, due to better lateral continuity of the sand facies (few seals in the progradational sequences), prospective areas would be located high in the structure (Mangrullo field) because of the well-defined structural closure.

The studies encouraged proposing a Workover in Agrio Formation at RDM. The model validation will allow gas production as well as reserves addition. Also it will help for a better understanding of the Agrio Formation entrapment concepts in the Dorso de los Chihuidos area.

INTRODUCCIÓN

El objetivo del siguiente trabajo es mostrar la evaluación del potencial gasífero de la Fm. Agrio en el yacimiento Rincón del Mangrullo (RDM), a partir de un modelo geológico que integra

interpretación sísmica, perfiles de pozo e interpretación petrofísica. Paralelamente se trabajó en un pronóstico de producción estadístico que permitiera analizar la economicidad del play motivada a partir del descubrimiento de gas en dicha formación en el bloque vecino Mangrullo (Echevarria y Canosa 2017).

Los depósitos marinos de la Formación Agrio tienen una amplia distribución en el subsuelo de la Cuenca Neuquina, constituyendo un importante registro sedimentario depositado en un amplio intervalo de tiempo del orden de los 7 ma durante el Cretácico Temprano (Valanginiano Tardío – Barremiano Temprano).

La acumulación de estos depósitos se produjo durante el estadio evolutivo de postrift de la Cuenca Neuquina, coincidentemente con el desarrollo del arco magmático generado como resultado de un proceso de subducción de placas oceánicas proto-Pacíficas a lo largo del margen occidental de Gondwana. Así, los depósitos marinos de la Fm. Agrio se consideran parte de relleno de una cuenca de trasarco en un estado general de subalimentación debido fundamentalmente a la combinación entre subsidencia térmica y ascenso eustático. (Spalletti, *et al.* 2011).

Las facies marinas de la Fm. Agrio (Miembros Pilmatué y Agua de la Mula) se consideran asociadas a un ambiente de rampa marina con lenta subsidencia, y acumuladas durante períodos transgresivos y de alto posicionamiento del nivel de mar (Legarreta y Gulisano 1989; Legarreta y Uliana 1991). Se apoya mediante una importante superficie transgresiva de desarrollo regional sobre los términos clásticos (continentales, transicionales y marinos) de la Fm. Mulichinco, y es cubierta por los depósitos carbonáticos, clásticos y evaporíticos de la Fm. Huitrín. Figura 1 (Spalletti, *et al.* 2011).

El tope del Mb. Pilmatué (Leanza y Hugo 2001) lo constituye una importante discontinuidad regional (Discordancia Coihuéquica o Intrahauteriviana) que representa la base de una nueva secuencia de segundo orden. Sobre dicho límite de secuencia se apoyan los depósitos de una cuña

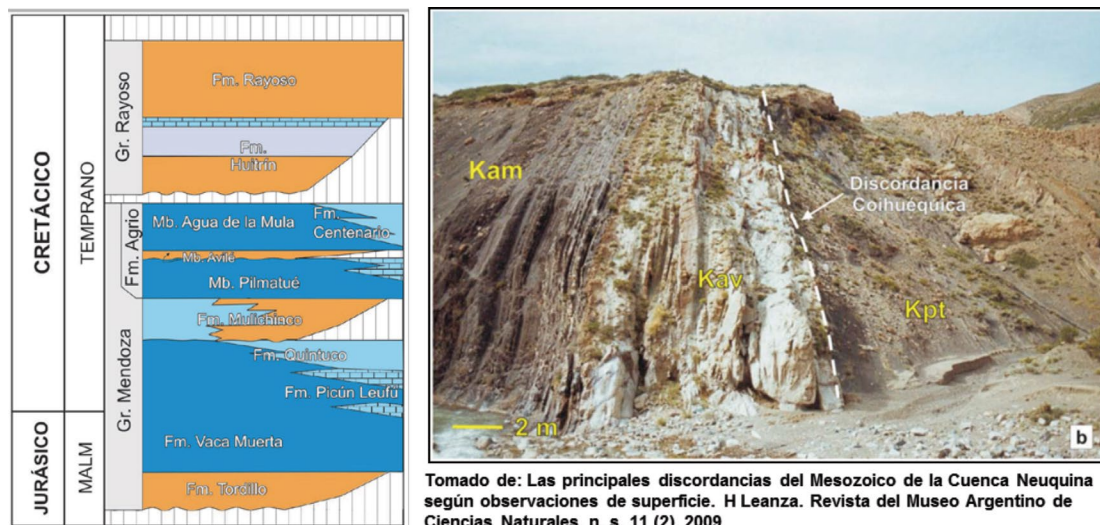


Figura 1. Columna estratigráfica tipo para el área de estudio, y discordancia Coihuéquica (tomado de Leanza 2009).

de mar bajo formada por las facies fluvio-eólicas del Mb. Avilé (cf. Legarreta & Uliana 1991). El Miembro Superior (Agua de la Mula) de la Fm. Agrio conforma los cortejos transgresivos y de mar alto de esta nueva secuencia de segundo orden (Fig. 1).

UBICACIÓN Y ANTECEDENTES

Geográficamente el yacimiento RDM se encuentra ubicado en el centro oeste de Argentina, al oeste de la ciudad de Neuquén; a unos 60 km al oeste de Añelo. En lo que respecta a la cuenca Neuquina se ubica al norte de la Dorsal de Huincul, en el extremo sur del Dorso de los Chihuidos, en la zona de centro de cuenca (Fig. 2).

El bloque explota actualmente gas de la Fm. Mulichinco en sociedad en un 50% con Pampa Energía. El antecedente más importante de producción de gas en la Fm. Agrio, lo constituye el descubrimiento en el miembro inferior en el año 2013 en el bloque vecino Mangrullo, con 5 pozos en producción a la fecha, lo que juntamente con ensayos de gas y datos de cutting en RDM motivaron este trabajo.

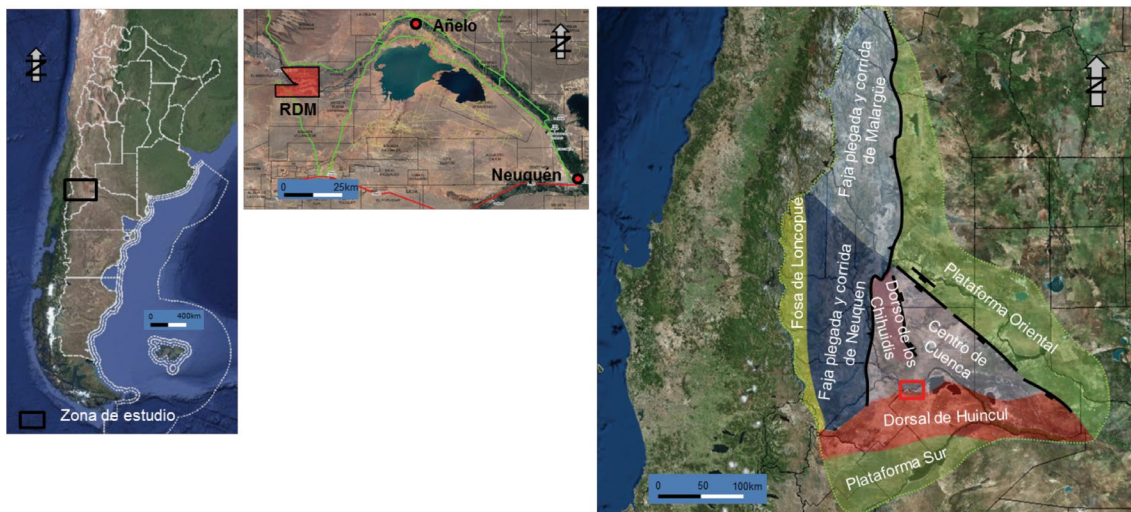


Figura 2. Ubicación del bloque RDM

MODELO GEOLÓGICO

Para la construcción del modelo geológico se correlacionaron más de 100 pozos perforados en el bloque, basándose tanto en los rasgos observados en los perfiles, como en la sísmica y los datos de control geológico, tanto cutting como gas.

Como se observa en los cortes y secciones sísmicas de la figura 3 se interpretó una superficie discordante dentro del miembro Agrio Inferior, a la que se la asoció con la discordancia

Intrahauteriviana; basado no solo en los elementos sismoestratigráficos (*onlap* y truncaciones), sino también en la respuesta de los perfiles. De esta manera, superayacente a la misma se definió una secuencia transgresiva correspondiente al Mb. Agua de la Mula e infrayacente depósitos de mar alto correspondientes al Mb. Pilmatué. Dentro del Mb. Agua de la Mula, se interpretaron 3 reflectores asociados a distintos eventos transgresivos internos de menor orden y hacia el tope un reflector asociado a la superficie de máxima inundación (MFS), asociada a un paquete pelítico de unos 50m de espesor, depositados durante esta transgresión (Fig. 3).

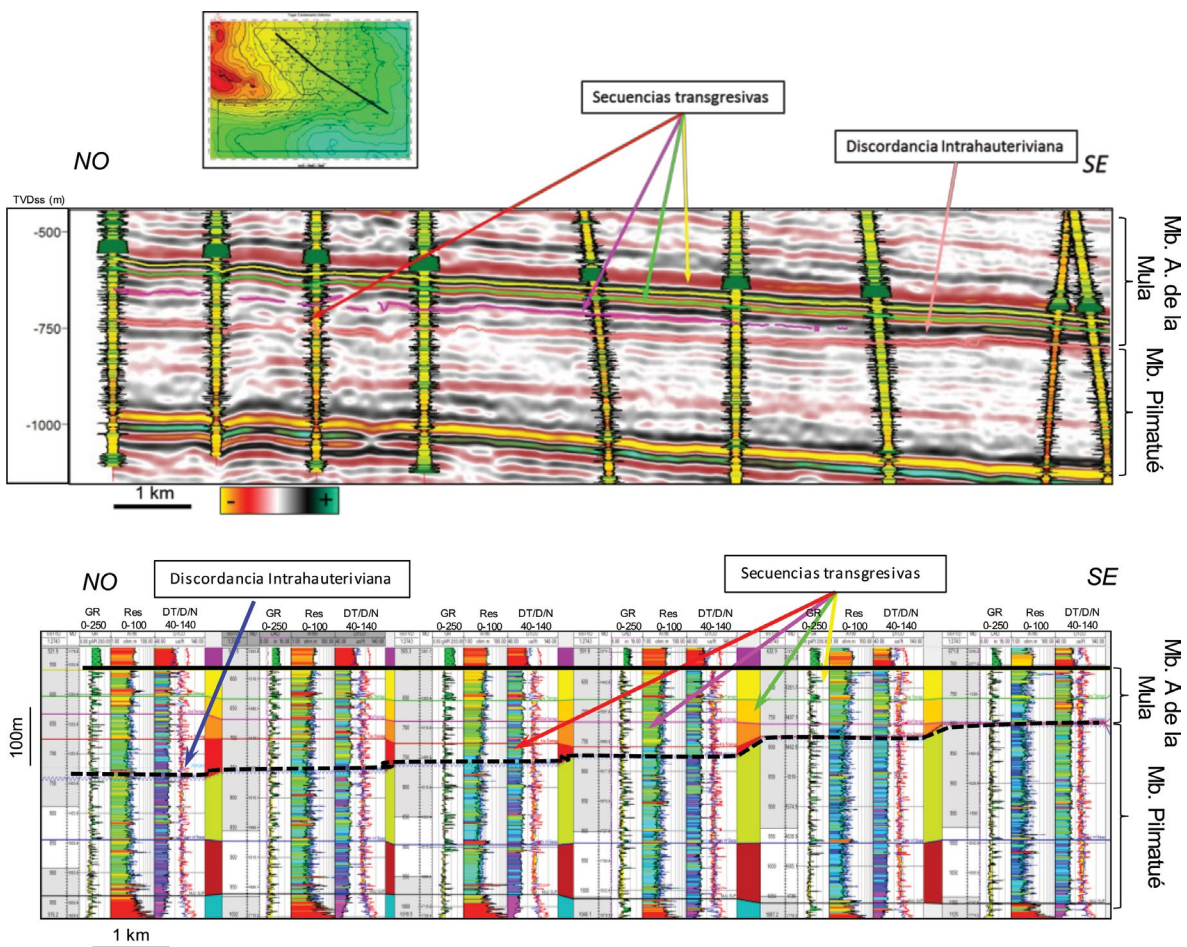


Figura 3. Sección sísmica en profundidad e interpretación de secuencias (arriba). Correlación estratigráfica nivelada al MFS (abajo).

Para definir la continuidad de los rasgos y así confirmar su carácter regional, se mapearon las superficies en los bloques vecinos Mangrullo y Aguada Pichana. Como se observa en la sección sísmica noreste sureste de la figura 4, la discordancia Intrahauteriviana se puede continuar en ambos bloques.

De esta manera se presenta el modelo de la figura 5, constituido por una secuencia basal correspondiente al Miembro Pilmatué de carácter regresivo, caracterizado por un importante espesor de areniscas y una secuencia superior, la cual podría corresponder al inicio de la inundación del Miembro Agua de la Mula con un arreglo transgresivo, representando episodios cíclicos de menor magnitud hasta culminar con la máxima inundación.

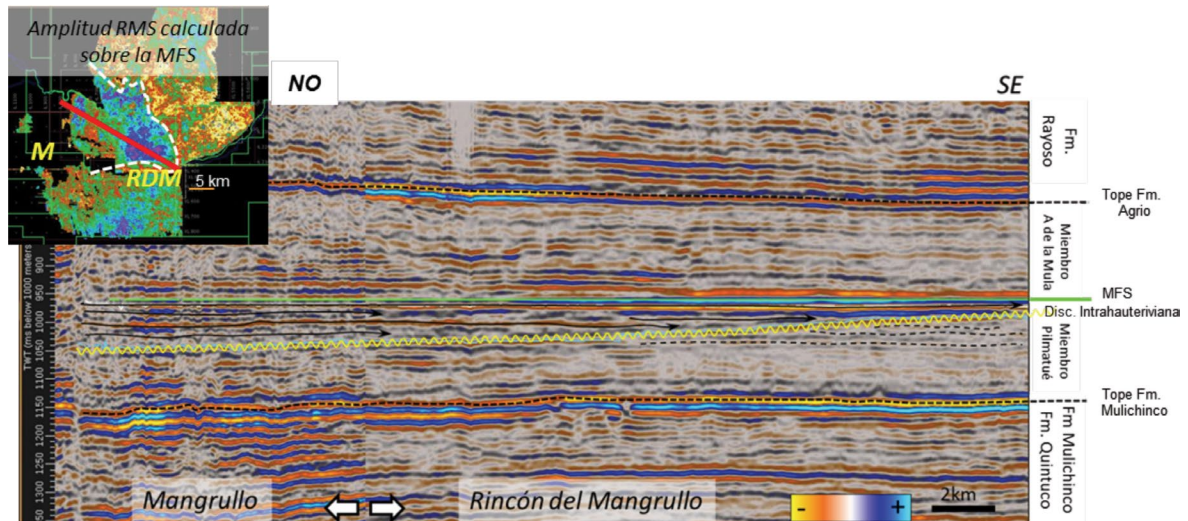


Figura 4. Sección sísmica regional en amplitud nivelada a la base del sello pelítico (MFS) entre Mangrullo y RDM.

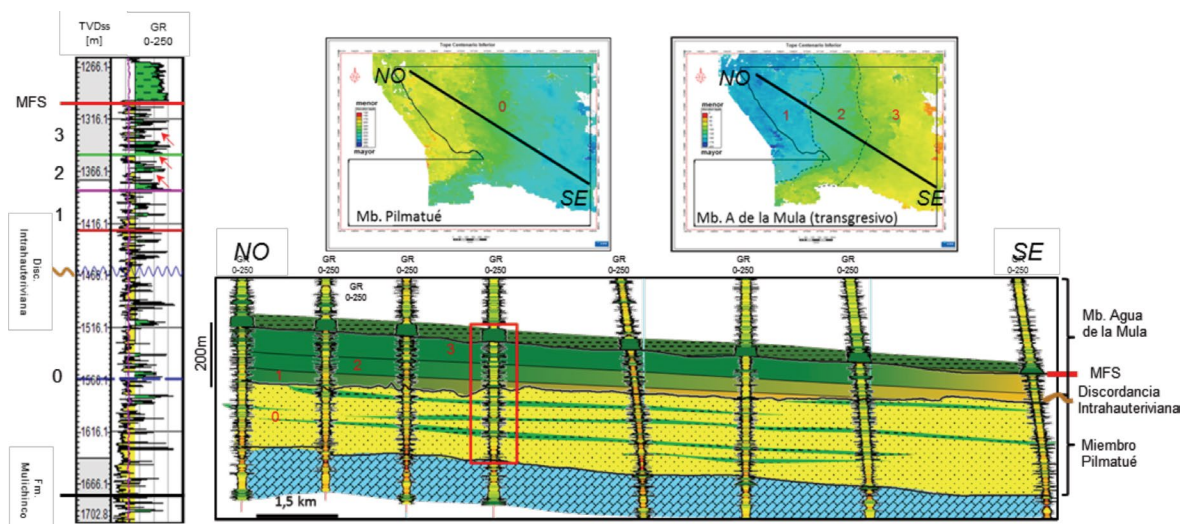


Figura 5. Modelo geológico planteado a partir de lo interpretado en sísmica y correlación de pozos. Se muestra en corte y planta el cambio de polaridad del espesor de la secuencia denominada 0 asociada al Mb. Pilmatué, respecto de las transgresivas 1, 2 y 3 del Mb. Agua de La Mula.

MODELO PETROFÍSICO

Se interpretó un total de 114 pozos aplicándose una secuencia determinística que puede representarse en cinco etapas, sintetizadas en la figura 6:



Figura 6. Etapas de Interpretación

Análisis e integración de datos

Roca: Se cuenta con testigos laterales en 5 pozos, 3 al oeste y 2 hacia el noreste del yacimiento. Todos los plugs tienen ensayos de petrofísica básica, y existen estudios de petrografía para las muestras correspondientes a dos pozos.

Perfiles: El programa de perfilaje en el yacimiento Rincón del Mangrullo, cuyo objetivo principal es la Fm. Mulichinco, contempla el registro de todo el tramo abierto, desde el fondo del pozo hasta el zapato de cañería guía. Por tal motivo se cuenta con datos de Rayos Gamma, Inducción, Densidad, Neutrón y Sónico para los Miembros Pilmatué y Agua de la Mula en la mayoría de los pozos. En algunos casos se cuenta con ensayos de presión y Resonancia Magnética Nuclear, en tramos generalmente incompletos.

Modelo Litológico y cómputo de Volumen de Arcilla

De acuerdo con los estudios de petrografía disponibles, la Fm. Agrio está compuesta por Arcosas líticas a Areniscas litofeldespáticas (Fig. 7), de buena selección, con moda granulométrica

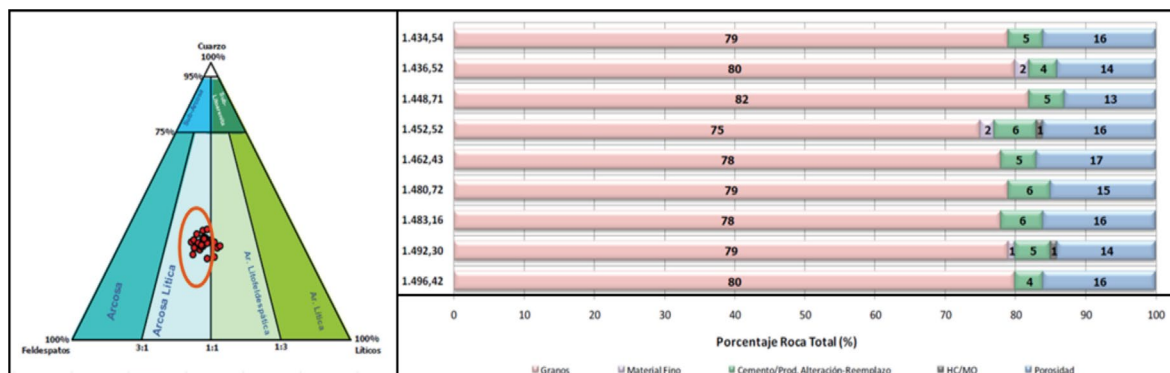


Figura 7. Triángulo composicional y composición global.

$$IGR = \frac{GR_{log} - GR_{clean}}{GR_{sh} - GR_{clean}}$$

Porosidad

La estimación de porosidad se llevó a cabo a partir del registro de densidad, aplicando las siguientes expresiones:

$$\phi_e = \frac{(\rho_{ma} - \rho_b - V_{cl} \cdot (\rho_{ma} - \rho_{wcl}))}{\rho_{ma} - \rho_{fl} \cdot S_{xo} - \rho_{HyAp} \cdot (1 - S_{xo})}$$

$$CBW = \phi_{clay} = \frac{\rho_{dcl} - \rho_{cl}}{\rho_{dcl} - \rho_{fl}}$$

$$\phi_t = \phi_e + V_{cl} \cdot CBW$$

- ϕ_t : porosidad total
- ϕ_e : porosidad efectiva
- ρ_b : densidad medida por perfil
- ρ_{ma} : densidad de matriz arenisca
- ρ_{fl} : densidad de filtrado
- ρ_{wcl} : densidad de arcilla húmeda
- ρ_{dcl} : densidad de arcilla seca
- V_{cl} : volumen de arcillas
- S_{xo} : saturación de agua en la zona lavada o invadida
- ρ_{HyAp} : densidad de hidrocarburo aparente
- CBW : agua ligada a las arcillas

Se utilizó una densidad de matriz igual a 2,62 gr/cm³, valor que verificó el mejor ajuste con los datos de porosidad de roca disponibles. El resto de los parámetros intervinientes se fijaron en función de las respuestas de los registros en niveles de referencia.

En la figura 10 se muestra una sección de un pozo con datos de porosidad *Net Over Bourden Pressure* (NOBP) de testigos laterales rotados (TLR). En el primer *track* desde la derecha se puede observar la curva de porosidad efectiva en color negro y los valores de porosidad de TLR representados por puntos negros. Asimismo, se muestra en línea de trazos verde la curva de porosidad obtenida por RMN, disponible para este pozo.

La figura 11 corresponde a un histograma de porosidad efectiva estimada para todos los pozos interpretados. El rango de valores de esta propiedad en las zonas reservorio se encuentra entre 8 y 12 %.

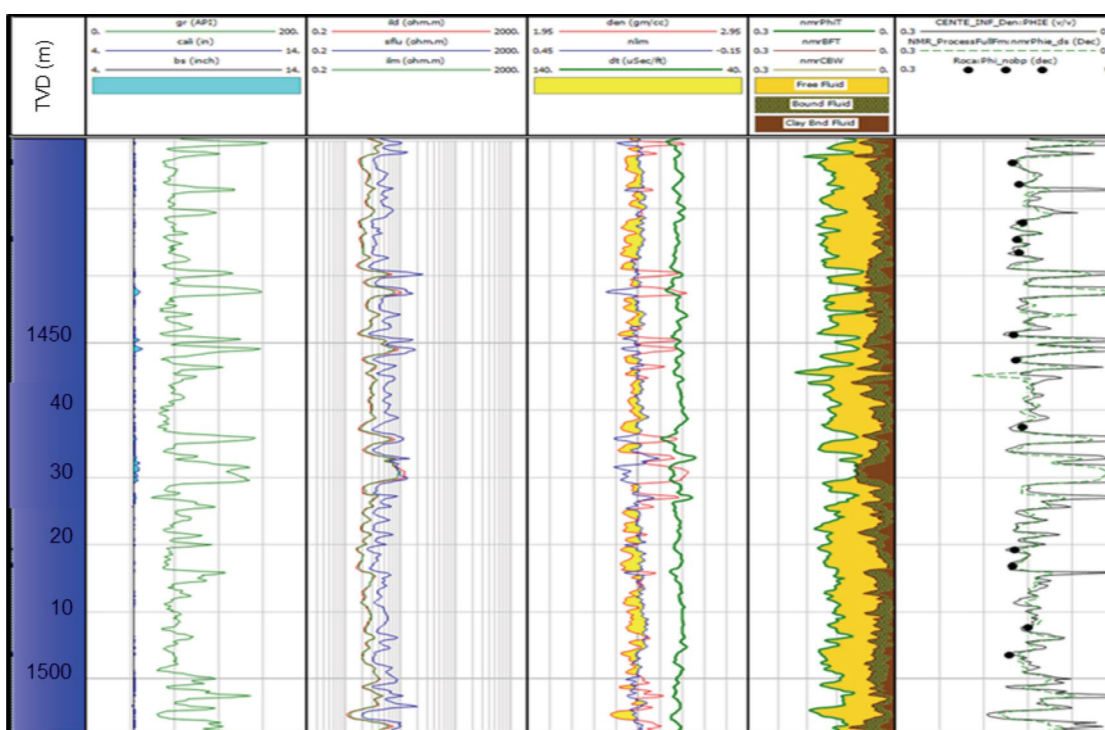


Figura 10. Ajuste Phi de TLR (puntos negros) y PhiT estimada, pozo RDM.IA-44

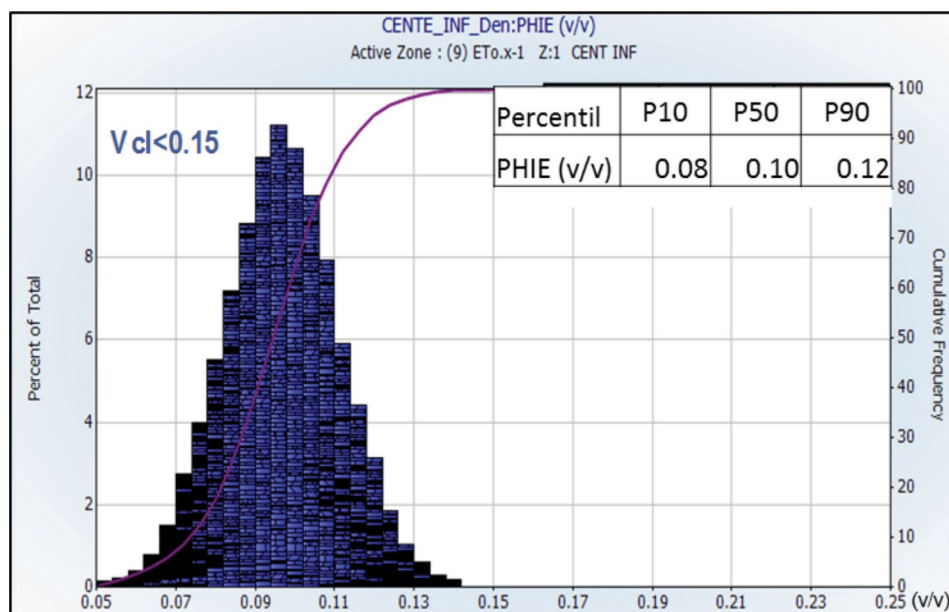


Figura 11. Histograma de porosidad efectiva calculada para el campo

Saturación de agua

El modelo de saturación aplicado es “Indonesia”, basado en porosidad efectiva, expresada en la siguiente ecuación:

$$\frac{1}{\sqrt{Rt}} = \left(\sqrt{\frac{\phi^m}{a \cdot R_w}} + \frac{V_{cl} \left(1 - \frac{V_{cl}}{2}\right)}{\sqrt{R_{cl}}} \right) \cdot S_w^{n/2}$$

- S_w : saturación de agua en espacio de porosidad efectiva
 V_{cl} : volumen de arcilla
 ϕ_e : porosidad efectiva
 R_w : resistividad del agua de formación
 R_{cl} : resistividad de nivel arcilloso
 R_t : resistividad de la formación
 m : factor de cementación
 n : exponente de saturación
 a : factor de tortuosidad

Dentro de los parámetros que intervienen en la ecuación, la resistividad de agua de formación es quizá uno de los que mayor impacto representa. En este caso el valor de R_w se derivó a partir de muestras de agua de formación captadas durante la terminación de un pozo en marzo de 2015 (Fig. 12), cuya salinidad según análisis físico-químicos de laboratorio se aproximó a 136.125 ppm de NaCl equivalente.

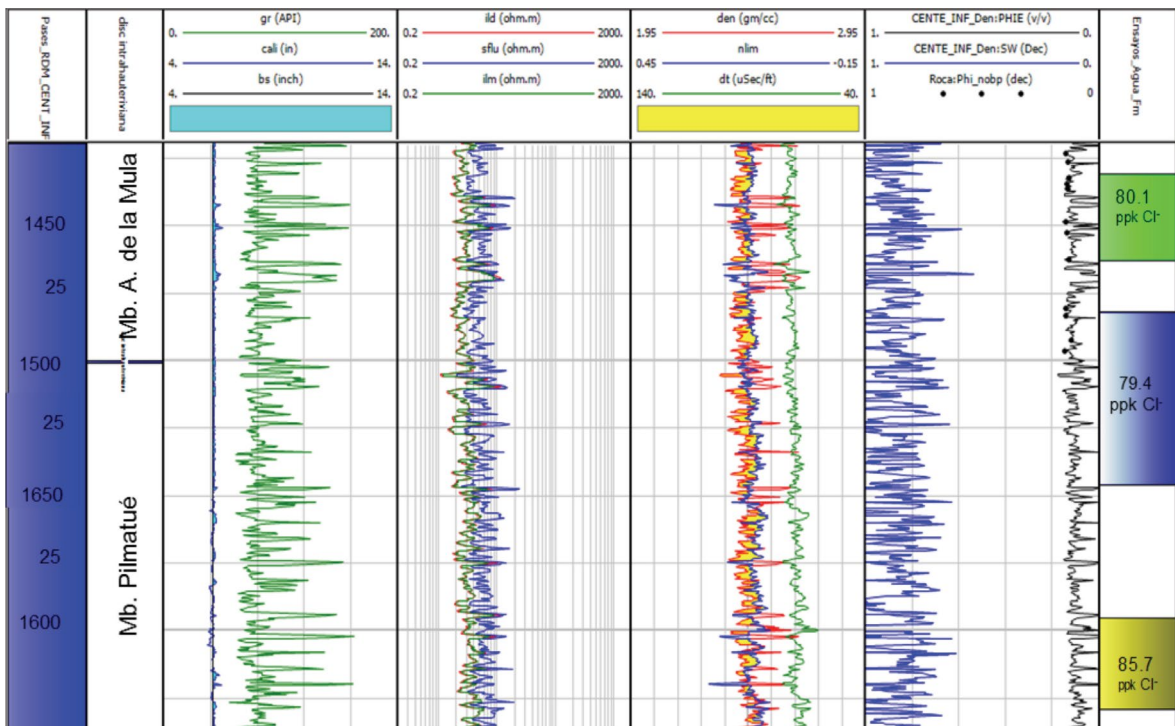


Figura 12. zonas de ensayo y salinidad correspondiente

Estimación de la permeabilidad

Actualmente el índice de permeabilidad se encuentra en estudio y se ensayan metodologías tales como predicción estadística combinando datos de TLR y perfiles disponibles.

Si bien la baja densidad de datos de roca dificulta la estimación de una ley de permeabilidad robusta, se obtuvo una relación preliminar graficando los puntos de Permeabilidad (y) Vs. Porosidad (x) de testigos laterales (NOBP), resultando:

$$K = 4 \cdot 10^{-6} \cdot e^{106,79 \cdot \Phi}$$

En la figura 13 (primer *track* desde la derecha) puede observarse la curva negra de permeabilidad estimada y los valores de permeabilidad de TLR representados por puntos negros

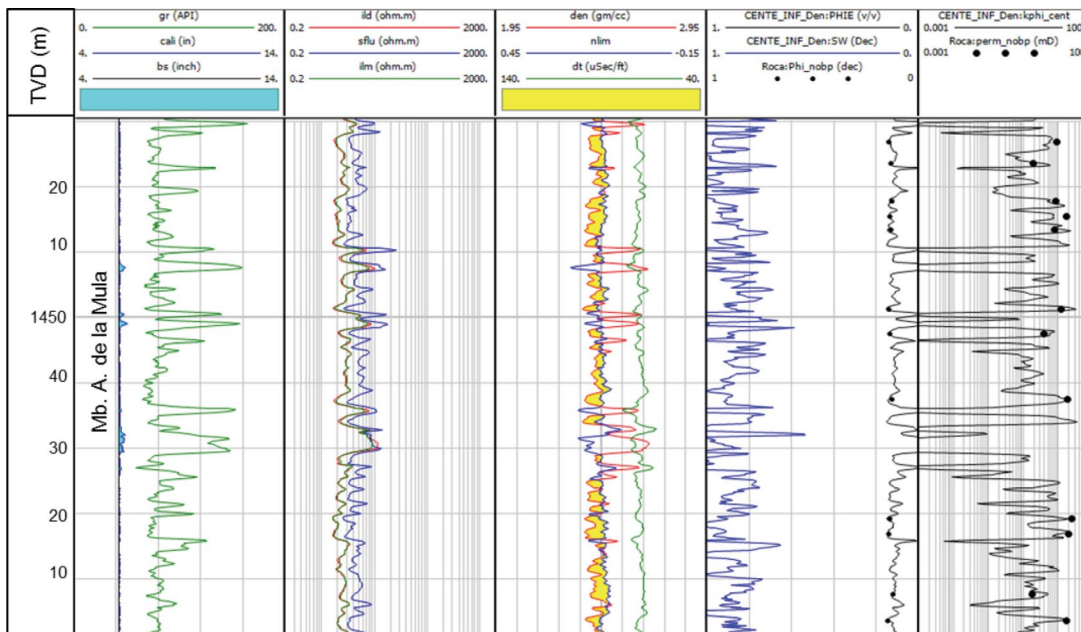


Figura 13. Relación K/Phi con datos NOBP de TLR; pozos RDM-12(d), RDM.a-42 y RDM.IA-44.

En la figura 14 se observa un histograma de permeabilidad estimada para todos los pozos interpretados. El rango de valores se encuentra entre 0,02 y 0,9 mD.

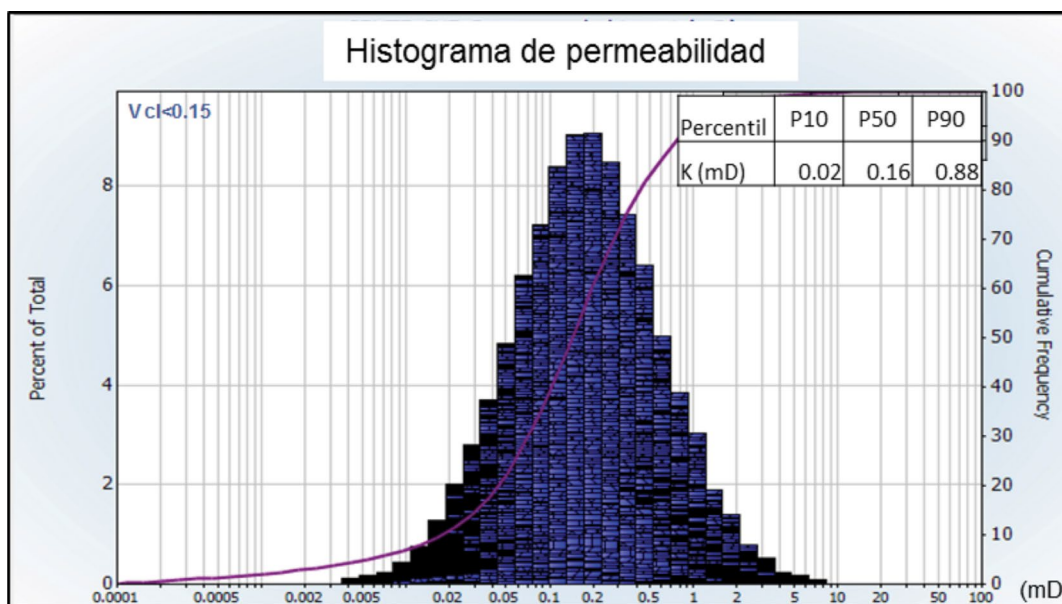


Figura 14. Histograma de permeabilidades para la secuencia transgresiva del Mb. Agua de la Mula.

Espesor útil

Se llevaron a cabo distintos escenarios variando parámetros de corte y petrofísicos para obtener los espesores útiles.

En la tabla 1 se presentan los valores promedios aplicando como cutoff $\Phi_i E \geq 0,07$ y $S_w \leq 0,6$. Es preciso destacar que estos criterios de corte son susceptibles a cambios conforme se avance en el conocimiento del comportamiento de esta formación.

Gross	Net	N/G	Av $\Phi_i E$	Av S_w	Av vcl Ari
163,7	10,27	0,06	0,1	0,56	0,27

Tabla 1. Promedios de reservorio de la sección del Mb. Agua de la Mula contenida entre la discordancia Intrahauteriviana y la MFS

MODELO DE YACIMIENTO

Una de las observaciones más importantes que surgen de los análisis petrofísicos de los pozos, es de que solo las areniscas suprayacentes a la discordancia Intrahauteriviana presentan saturación de gas, (Fig. 15), lo que llevo a proponer un posible modelo de carga en donde la discordancia habría constituido el *carrier* para la carga de las areniscas de las secuencias transgresivas cuyas facies pelíticas habrían actuado de sellos laterales. Por su parte las areniscas basales del Mb. Pilmatué solo tendrían una componente estructural de mayor peso para su carga, debido a la continuidad lateral de sus facies arenosas. El corte estructural oeste este de la figura 15 muestra la variación de

la saturación de agua en los pozos para cada una de las secuencias. Se observa claramente la alta saturación de agua de la sección basal (Mb. Pilmatué) y como el acuñamiento de las secuencias transgresivas de Agua de la Mula, condiciona el espesor útil.

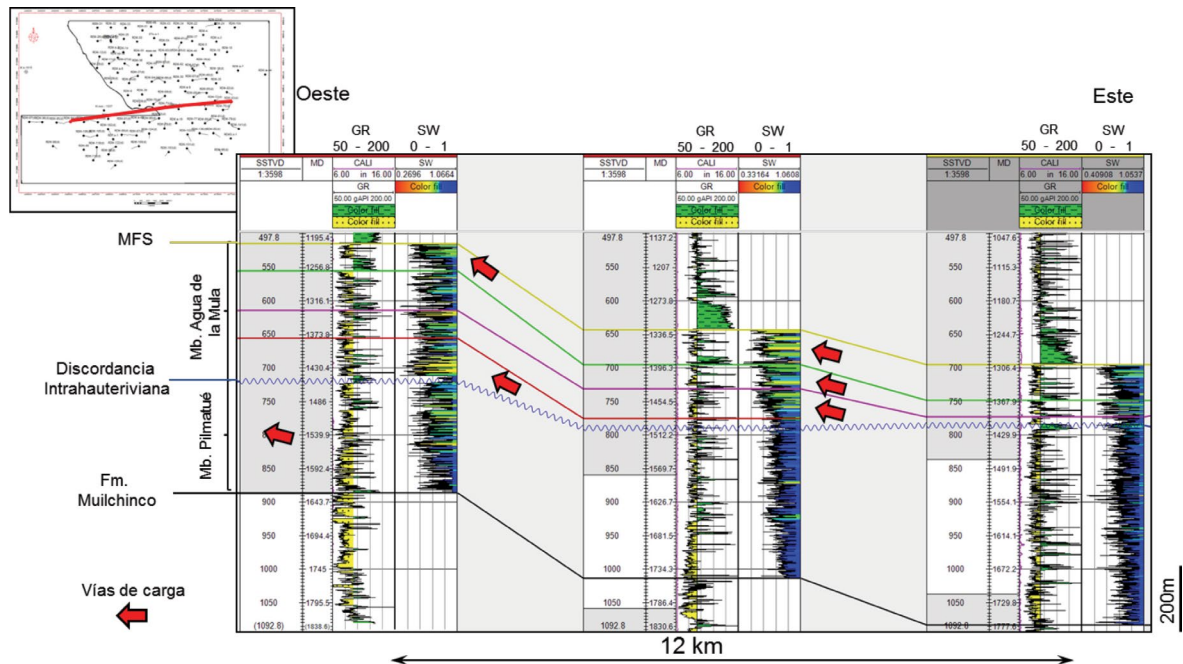


Figura 15. Correlación estructural mostrando la relación entre la saturación de agua y la posición de la discordancia Intrahauteriviana.

A continuación, se integraron los perfiles interpretados al modelo geológico y se generaron los mapas

de espesor de areniscas y de espesores útiles con un cutoff de porosidad de 0,07%, saturación de agua de 0,6 y volumen de arcilla de 0,3; para el Mb. Pilmatué y Agua de la Mula estudiados. A partir de éstos se obtuvo el mapa de GOIS total para el área. Como muestran los mapas de la figura 16, cada una de las secuencias transgresivas del Mb. Agua de la Mula tiene una distribución areal de saturación de agua distinta, dependiendo no solo de su cota estructural sino también del entrapamiento estratigráfico, validando el modelo geológico planteado. Cabe mencionar que el Mb. Pilmatué, subyacente a la discordancia Intrahauteriviana, se presenta saturado en agua para todo el bloque con excepción a una pequeña porción al oeste en el límite con Mangrullo (Fig. 15).

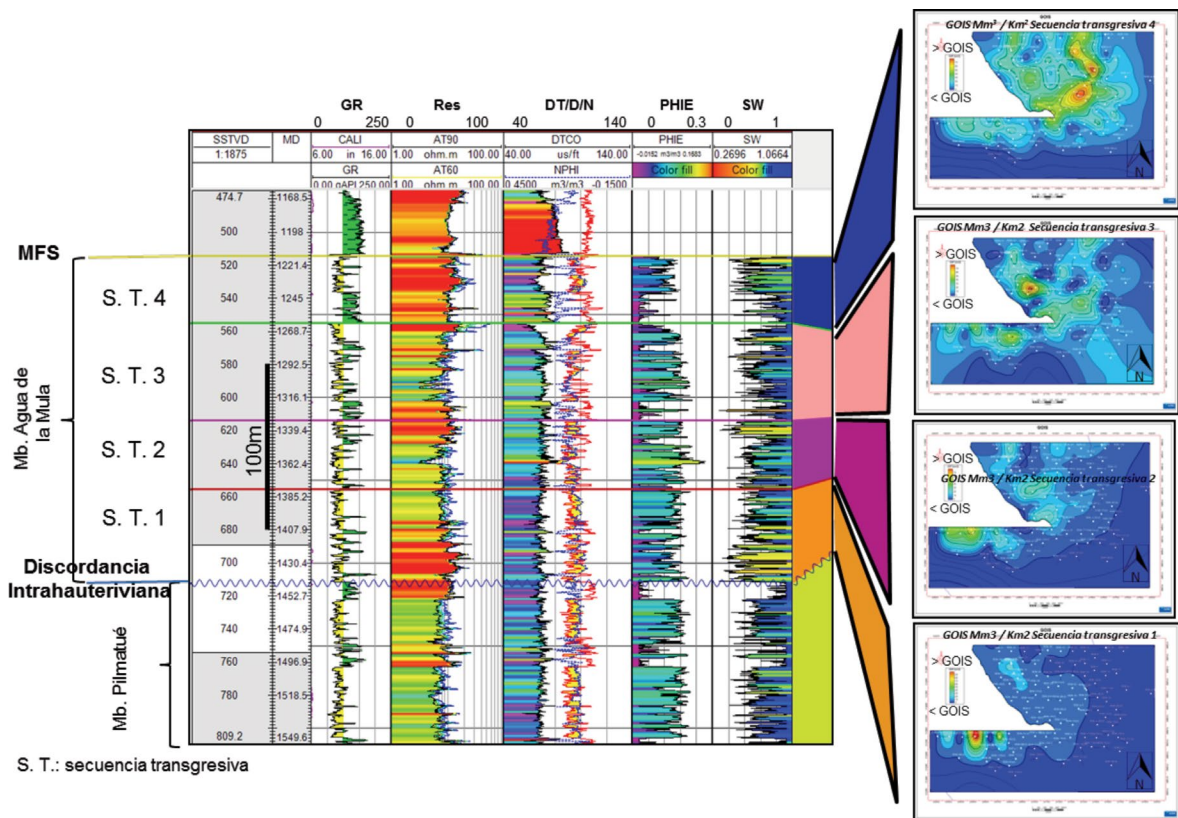


Figura 16. Mapas de GOIS por secuencia

El mapa de GOIS total resultante de la suma de los anteriores (Fig. 17), muestra la distribución areal del gas en el yacimiento. Como resultado de la integración de los trabajos antes mencionados,

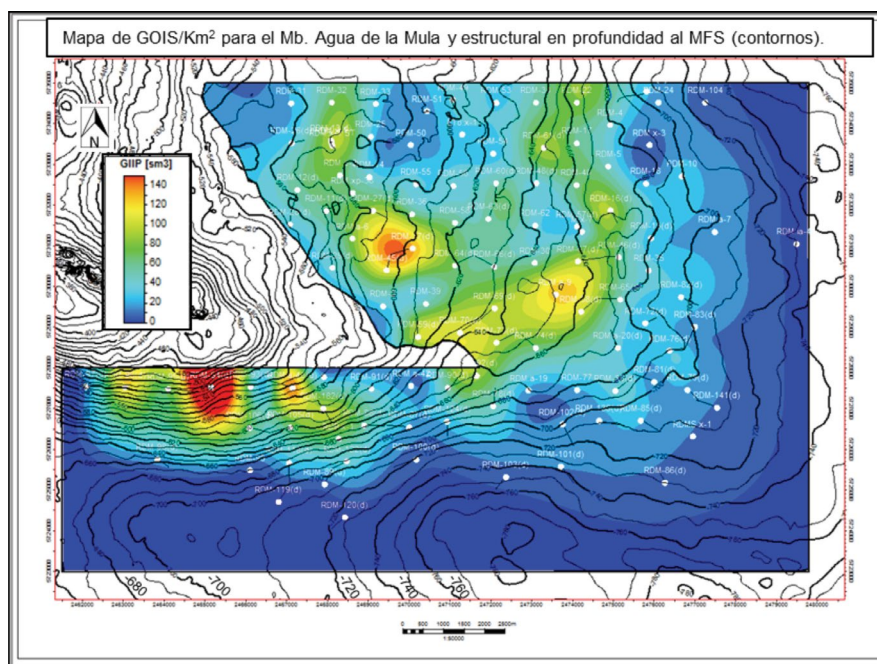


Figura 17. Mapa de distribución de GOIS/km2 para el Mb. Agua de la Mula en el bloque RDM. En contornos muestra el estructural en profundidad al MFS con un intervalo de 20m.

se propone el modelo de yacimiento de la figura 18, donde la carga del Miembro Pilmatué estaría definida por un control estructural y por su parte los reservorios asociados a las secuencias transgresivas del Mb. Agua de la Mula, tendrían una componente combinada (estructural estratigráfica), con sellos regionales y locales, siendo estas secuencias las que presentan potencial prospectivo en RDM.

Del modelo de yacimiento derivado de la integración de todo el trabajo mencionado, surgió la propuesta de estimular a través de punzado y fractura las capas con mejor calidad petrofísica del Mb. Agua de la Mula del pozo observado en la sección de la figura 18, con el objetivo de validar el modelo, poner en producción e incorporar reservas de este miembro.

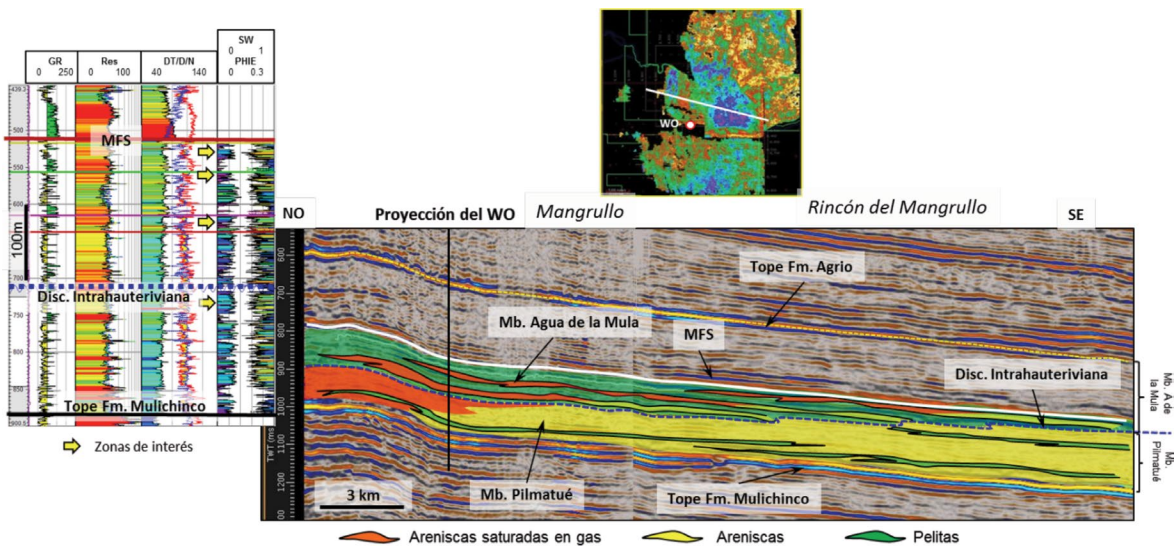


Figura 18. Modelo de yacimiento para los Miembros Agua de la Mula y Pilmatué.

PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN

Para estimar el perfil de producción del workover se generaron pronósticos probabilísticos mediante un Modelo Integral de Producción simplificado.

El primer paso fue calcular un GOIS probabilístico a partir de las distribuciones de los datos petrofísicos, presión y temperatura (Fig. 19); asumiendo un radio de drenaje de 200 m.

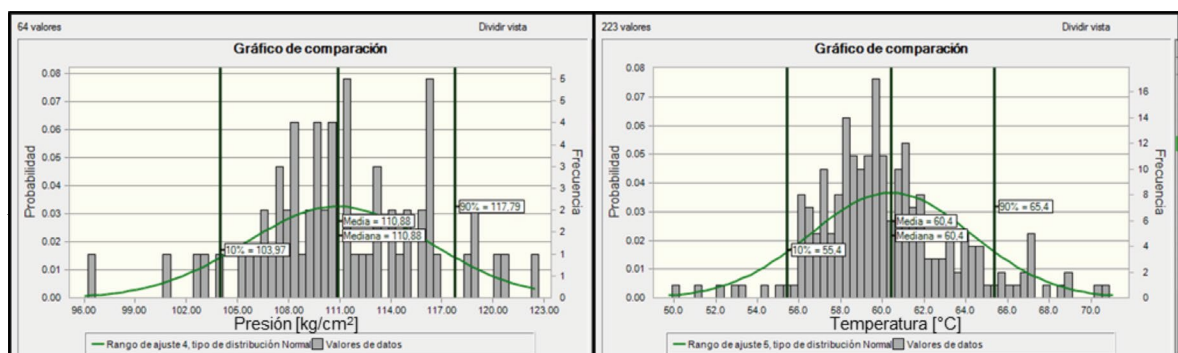


Figura 19. Distribución de presiones (derecha) y temperaturas (izquierda) a partir de datos de RFT

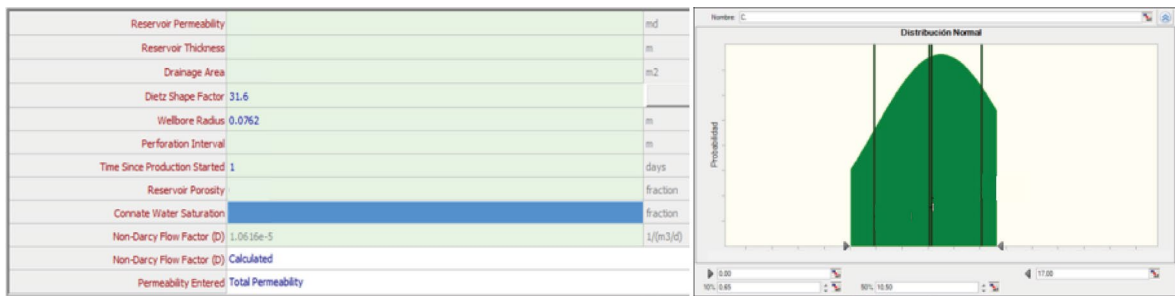


Figura 20. Cálculo de la IPR en Prosper y distribución de C utilizada

Ya con la IPR generada y la presión inicial se calculó el caudal (por lo tanto, la acumulada del primer mes). Con la ecuación de Dranchuk & Abou-Kassem se calculó el factor z para poder realizar el Balance de Materia graficando P/Z y el GOIS calculado anteriormente. La curva VLP consideró 30 kg/cm² de presión de boca y tubing de 2 7/8". Con este flujo de trabajo se calculó el caudal en el tiempo (Fig. 21).

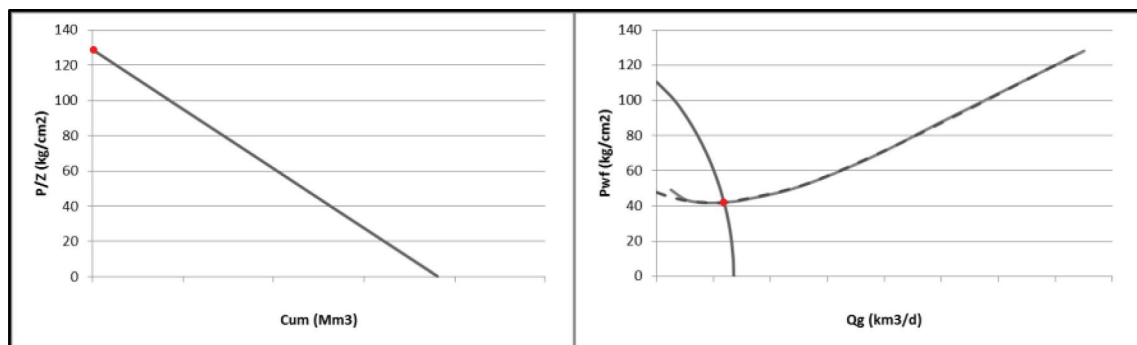


Figura 21. Cálculo de caudal de gas por análisis nodal y cálculo de presión por Balance de Materia

Con esta metodología se obtuvo una distribución probabilística de pronósticos de producción, para el workover propuesto (Fig. 22), con lo que se obtuvieron los indicadores económicos correspondientes para su evaluación.

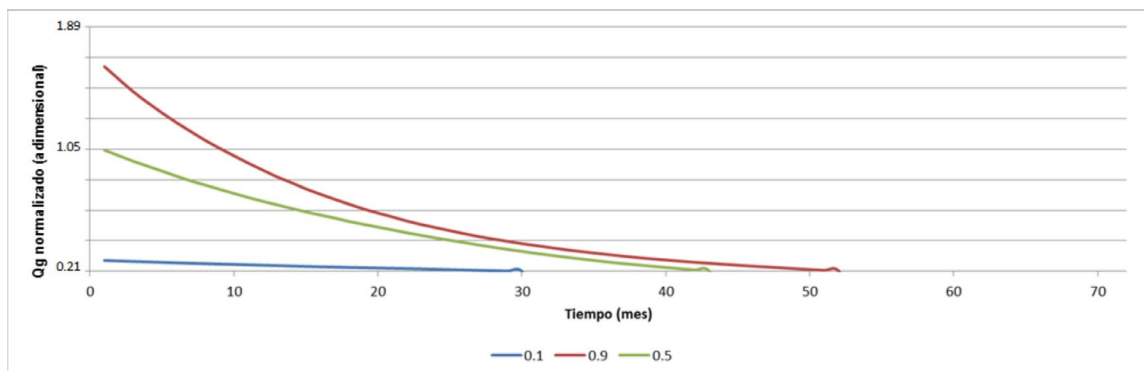


Figura 22. Pronósticos de producción. Caudales normalizados al caudal inicial del PT.

RESULTADOS

Con el flujo descrito en este trabajo, se logró obtener un volumen del posible gas in place existente en la Formación Agrio en el yacimiento Rincón del Mangrullo y su distribución areal. A partir de la misma, se seleccionaron los mejores candidatos a futuros workover una vez que queden con producciones no rentables de la Fm. Mulichinco y así ampliar los horizontes productivos del yacimiento.

A fin del año 2017 se ejecutó el primer workover con resultados positivos. En el mismo se estimularon 3 niveles que ensayaron en conjunto gas con agua (Fig. 23). La presencia de esta última probablemente esté asociada a la presencia de niveles con contactos de agua distintos, tal cual lo plantea el modelo presentado, lo que obliga a replantear la estrategia tanto de estimulación como de ensayo para las futuras intervenciones.

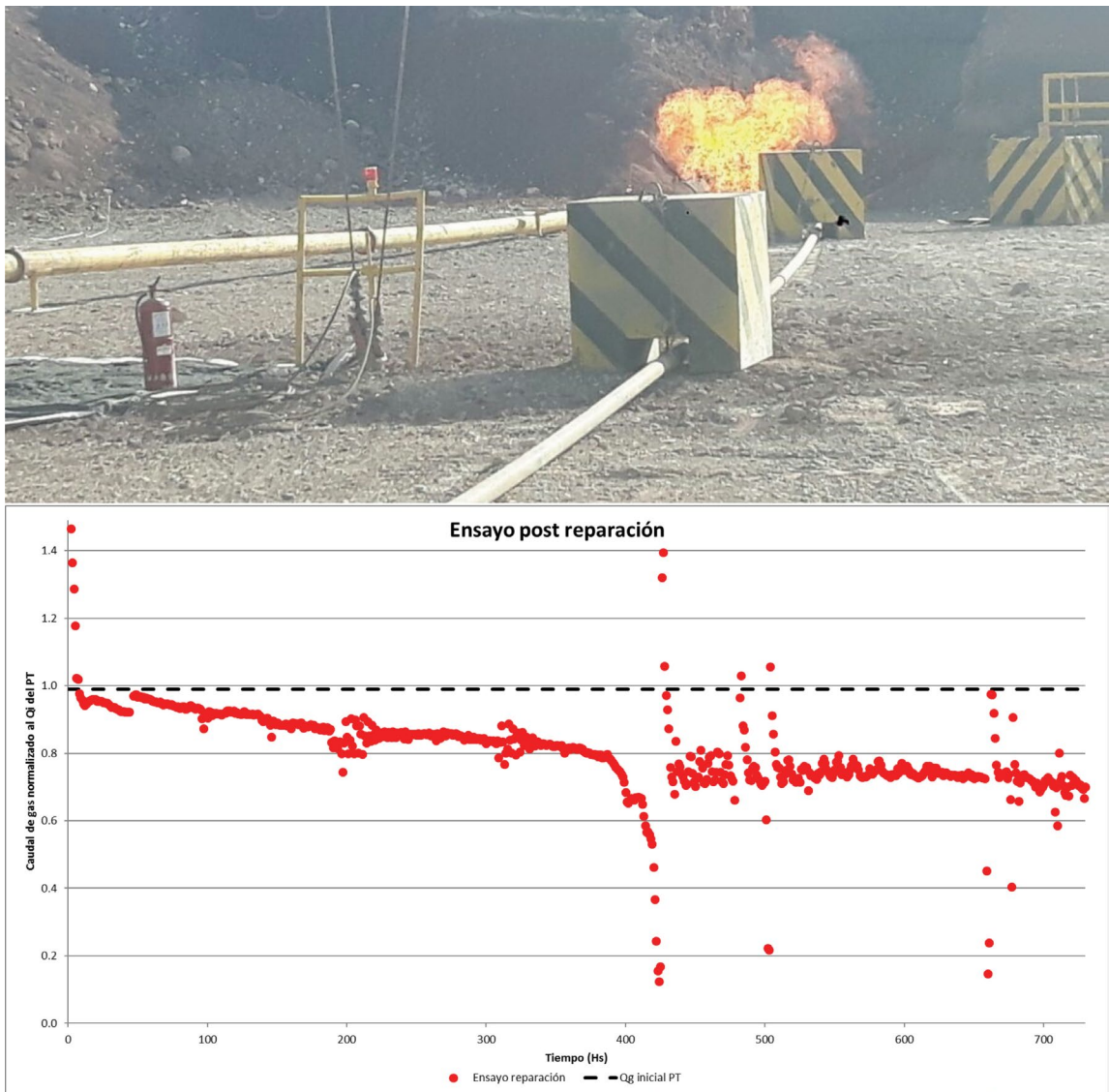


Figura 23. Ensayo post Workover de la Fm. Agrio. Caudal normalizado al caudal inicial del PT.

CONCLUSIONES

La integración de las distintas disciplinas permitió construir un modelo prospectivo para los miembros de la Fm. Agrio en el bloque RDM, el cual contribuirá a los conceptos de entrapamiento para su prospección en el entorno del Dorso de los Chihuidos.

Como consecuencia de la continuidad lateral de sus facies arenosas, el Miembro Pilmatué sólo estaría cargado al oeste del bloque, donde la componente estructural es mayor. Por su parte, los sellos estratigráficos presentes en el Mb. Agua de la Mula, hacen que tenga un área de prospección más extensa; ya que cada nivel constituye un reservorio independiente.

El cálculo del GOIS permitió definir el potencial de la Fm. Agrio en RDM y su distribución areal identificando los sweet spots.

A partir de los pronósticos de producción realizados se pudo estimar la rentabilidad del workover para proponer el mismo.

La ejecución del workover permitió confirmar la acumulación de gas en las secuencias transgresivas del Mb. Agua de la Mula de la Fm. Agrio. Su rentabilidad quedará sujeta a perfeccionar la estrategia de estimulación y/o desarrollo de la misma.

REFERENCIAS CITADAS

- Echevarria, C; Canosa C. 2017. Hallazgo de hidrocarburos en campos maduros: Miembro Pilmatué, Formación Agrio, Yacimiento Mangrullo, cuenca Neuquina. XX Congreso Geológico Argentino. San Miguel de Tucumán, 2017.
- Leanza, H. A. 2009. Las principales discordancias del Mesozoico de la Cuenca Neuquina según observaciones de superficie. Revista del Museo Argentino de Ciencias Naturales., n.s.
- Leanza, H. A. y Hugo, C. A. 2001. Hoja Geológica Zapala, Hoja 3969-I, 1:250.000, Instituto de Geología y Recursos Minerales, Boletín 275, 128 p., Buenos Aires.
- Legarreta, L. & Gulisano, C.A. 1989. Análisis estratigráfico secuencial de la Cuenca Neuquina (Triásico superior-Terciario inferior). En: Chebli, G. & Spalletti, L.A. (Eds.): Cuencas Sedimentarias Argentinas. Serie Correlación Geológica 6: 221-243.
- Legarreta, L. & Uliana, M.A. 1991. Jurassic-Cretaceous marine oscillations and geometry of backarc basin fill, Central Argentine Andes. En: Macdonald, D.I. (Ed.): Sedimentation, Tectonics and Eustasy. Sea level Changes at Active Plate Margins. IAS Special Publications 12: 429-450. Oxford.
- Spalletti et. al. (2011). La Formación Agrio (Cretácico Temprano) en la cuenca Neuquina. Relatorio del XVIII Congreso Geológico Argentino. Neuquén 2011.