

EVOLUCIÓN DE POZO TIPO Y DESARROLLO DE RDM

Autores: Richly, Gonzalo, YPF, gonzalo.richly@ypf.com; Cláa, Rodrigo, YPF, rodrigo.claa@ypf.com. Coautores: Santangelo, Agustina; Silka, Mariela; Solorzano, Pedro

1. Sinopsis

El yacimiento RDM (Rincón del Mangrullo), operado por YPF en sociedad con Petrolera Pampa al 50%, comenzó su etapa exploratoria en 1977, continuando con pozos de exploración y avanzada hasta 2006. En 2012 se reinició su desarrollo, el cual tomó mayor intensidad en 2013 hasta la actualidad, habiéndose perforado a la fecha 97 pozos.

Para poder desarrollar cualquier proyecto hidrocarburífero, es necesario que sea rentable. Para ello, se necesita valorizarlo mediante curvas de producción, costo de pozos, instalaciones, etc.

En este trabajo nos centramos en la generación del PT (pozo tipo) y asignación de éste para poder generar la curva de producción más representativa posible a partir de un flujo de trabajo multidisciplinario, que parte de un modelo simple y se complejiza, generando diferentes PT a medida que el desarrollo del yacimiento va evolucionando.

Se partió de ensayos de pozo interpretados para generar un modelo del reservorio en Topaze®. Éste constó de un pozo fracturado homogéneo de una sola capa. Luego se complejizó el modelo armando 3 PT en función de las propiedades petrofísicas para poder representar la variación de producción de los pozos a lo largo del yacimiento. Además, se aumentó la heterogeneidad, tanto vertical como horizontal. El modelo actual tiene tres capas (“unidades de flujo” definidas por permeabilidad) y un límite horizontal.

A partir de una inversión de traza sísmica, se obtuvo la distribución de IA (impedancia acústica) del Mulichinco medio, atributo utilizado para la ubicación de los objetivos de los pozos. Debido a la buena predictividad obtenida con el método y la correlación conseguida entre este dato y la producción de los pozos, se asignó uno de los 3 PT generados a cada locación a perforarse en cada PA (planificación anual).

El resultado de este flujo de trabajo se puede observar en el ajuste global logrado entre el pronóstico y la producción real del campo, validando la metodología propuesta.

2. Introducción

El yacimiento Rincón del Mangrullo se encuentra ubicado en el centro oeste de la Cuenca Neuquina (*Figura 1*), en la provincia de Neuquén. Perteneció a la Unidad de Negocios Áreas No Convencionales. Las poblaciones más cercanas son Añelo, situada unos 50 km al Este, y Plaza Huincul, unos 75 km al Sur. A 65 km en línea recta hacia el NE se encuentran las instalaciones de la UE LLL, y a unos 125 km de distancia se emplaza la ciudad de Neuquén, capital de la provincia del mismo nombre. El río Neuquén es parte del límite oeste del bloque de concesión, para luego dirigirse hacia el Este dividiendo en dos el área del Rincón del Mangrullo. El bloque limita al Oeste con el área El Mangrullo (Petrobras); al Norte, con Aguada Pichana (Total); al Este, con Fortín de Piedra (Tecpetrol), y al Sur, con Las Tacanas (YPF).

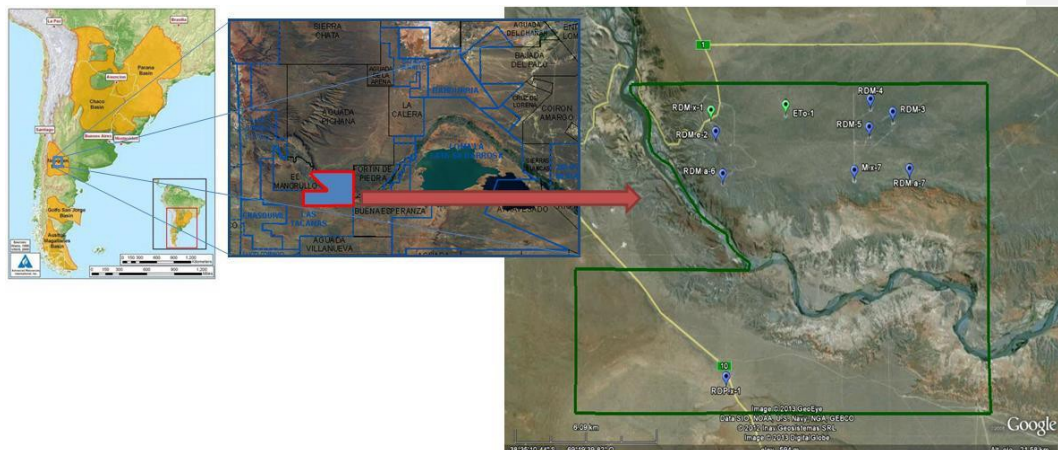


Figura 1. Bloque Rincón del Mangrullo (junio 2013)

Hasta el momento, no es un área protegida, por ser una zona semidesértica; el impacto ambiental del desarrollo del proyecto sólo afecta la flora y la fauna existentes. Es un proyecto terrestre. Es necesario indicar que en el área está prevista la inundación de la zona del río con el complejo hidroeléctrico Chihuido II, la cual aún es una visualización de las organizaciones nacionales para los temas energéticos.

El bloque de explotación de Rincón del Mangrullo tiene una superficie de 181,7 km². La concesión finaliza en agosto de 2022, con renovación automática hasta 2032, y la participación de YPF es del 50%, siendo el operador del área en sociedad con Petrolera Pampa. Actualmente se encuentran perforados en el área 97 pozos (12-2015/un inyector de agua).

La principal formación productiva es Mulichinco, siendo la misma productora de gas. Se encuentra a 1800 mbbp (1100 mTVDSS). La misma puede dividirse en tres miembros:

- Mulichinco
Inferior: eólico.
- Mulichinco
Medio: fluvial.
- Mulichinco Superior: costero a marino somero (no reservorio).

Mulichinco	Valor	Unidad
Profundidad	1100	M TVDSS
Presión	155	Kg/cm ²
H total	72	m
Porosidad	11	%
Permeabilidad	0.1	MD

Tabla 1. Datos de
Mulichinco (155
kg/cm² = 15200

Cuando se generó el grupo de Rincón del Mangrullo, la principal necesidad de la compañía era mayor producción de gas a nivel país debido a la alta demanda e importación. Era importante verificar el potencial gasífero del yacimiento para luego generar un pronóstico de producción y finalmente aprobar el proyecto.

Por otro lado, a pesar de las ganancias por venta de gas, el valor de las compañías petroleras está dado por sus reservas, por lo que otra finalidad propuesta fue la incorporación y el desarrollo de reservas.

La meta definida para el equipo de trabajo era entonces la generación de un proyecto mediante pronósticos de producción y un plan de perforación para el desarrollo del bloque. En este punto es importante recalcar que el pronóstico de producción del pozo tipo no se generó solamente con la historia de producción, sino que también considera geofísica, geología, perfiles, presiones, producción e inclusive la operativa del campo (como se muestra más adelante).

3. Desarrollo

Al comenzar el desarrollo masivo del yacimiento no se tenía magnitud de la productividad de los pozos, por lo que urgía determinar el potencial de éstos.

Acompañando el gas se producen hidrocarburos líquidos, tanto en el proceso de separación primaria (con un GOR de gas húmedo) como en plantas antes de la venta a gasoducto (gasolina). En función de los caudales de capítulo IV hasta marzo de 2015 se estimaron las relaciones gas-líquido a utilizar.

Acompañando a los hidrocarburos, también se produce agua con una concentración de aproximadamente Cl^- de 90.000 mg/L.

3.1. Definición del pozo tipo

El PT evolucionó con el desarrollo del yacimiento, volviéndose cada vez más complejo a medida que se tenía mayor entendimiento del reservorio. Además, al volverse un proyecto importante dentro de la compañía con 3 perforadores, la velocidad y la magnitud requerían mayor detalle para determinar si los pozos de menor potencial eran económicos.

3.1.1. PT monocapa

El pozo tipo original se obtuvo en 2013 a partir del análisis de ensayos con memoria de 5 pozos (realizados en 2005 y 2006 con un máximo de 34 días de duración). Con los datos obtenidos se generó un modelo analítico de reservorio. Luego se asumió un perfil de presiones de fondo para poder generar un pronóstico de producción.

La metodología para cada pozo con ensayo consistió en:

- Realizar la interpretación petrofísica.
- Obtener datos PVT.
- Calcular el OGIP.
- Verificar información de caudales y presiones de ensayos.
- Interpretar los ensayos en Saphir® para ajustar un modelo adecuado (k, Xf, etc.).
- Definir cronograma de presiones para el pronóstico de producción.

Con los resultados de los pozos ensayados se pudo obtener un modelo representativo para el PT (modelo, petrofísica, PVT) y armar un modelo en Topaze®, con el cual se generaría un pronóstico de producción definiendo la presión de fondo en función de las presiones de línea esperadas y gradientes dinámicos disponibles.



Se generaron pronósticos de producción para distintos radios de drenaje y se tuvo en cuenta la cantidad de pozos necesarios para drenar el área al norte del río. Se calcularon los VAN en Merak Peep® para los distintos radios de drenaje. De esta forma se verificó que un radio de drenaje de 500 m es razonable (*Figura 3*). Este análisis puede variar en el futuro en función de las propiedades de reservorio, presiones y precios.

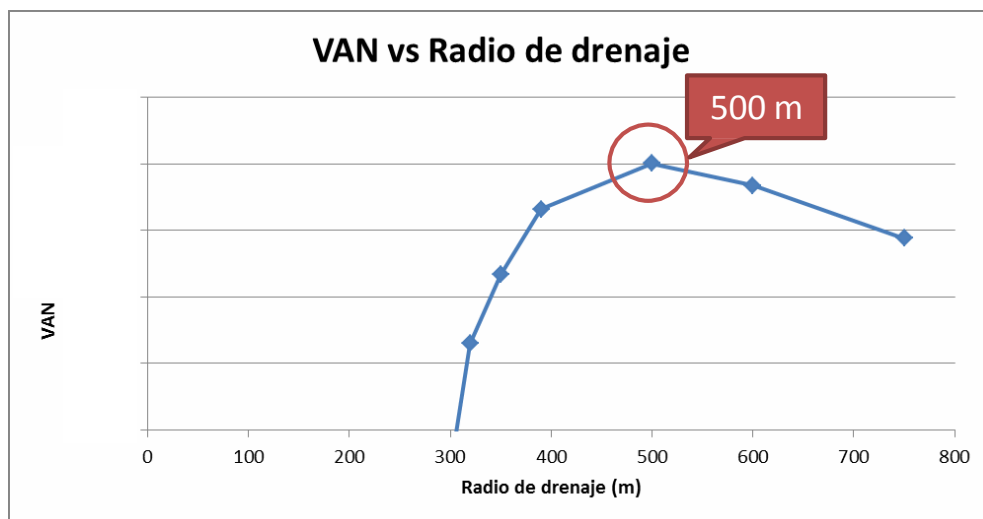


Figura 2. Sensibilidad del VAN al radio de drenaje

3.1.2. Corrección del PT por operativa del campo

Ya con historia de producción se observó que los pozos tenían aporte de arena, por lo que inicialmente se regula la producción con orificios en boca de pozo. Por lo tanto, se generó un pronóstico de producción con el modelo analítico, pero asumiendo un perfil de presiones de fondo con una apertura gradual de orificios (Figura 3).

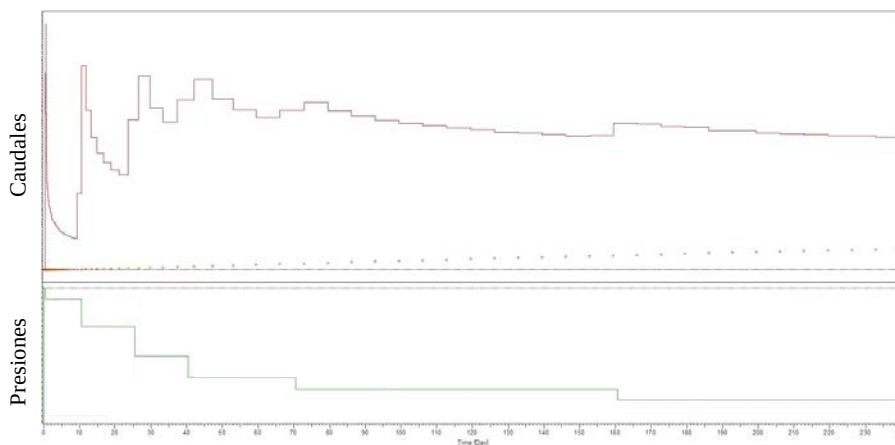


Figura 3. Variación de presión de fondo operativa para el PT

Otra realidad operativa es que a medida que se conectaron más pozos al sistema la presión subió por encima de lo esperado (Figura 4). Se ajustó la presión dinámica de fondo utilizada para los pronósticos.

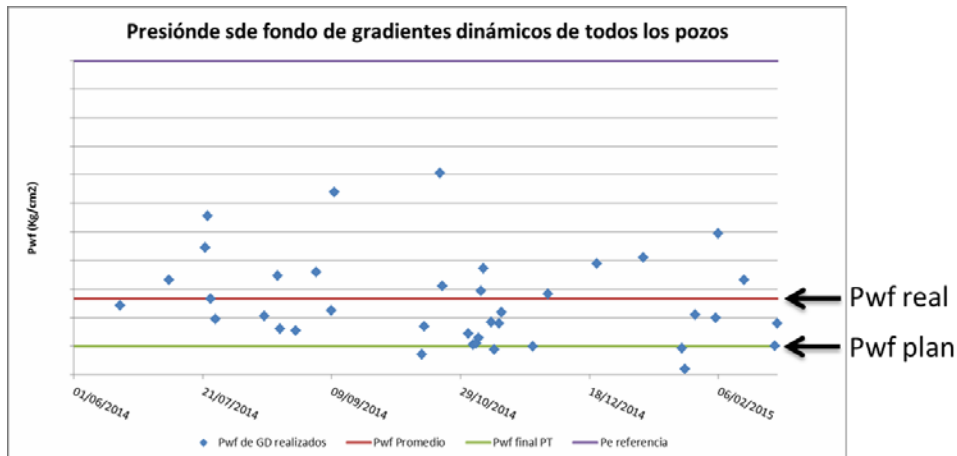


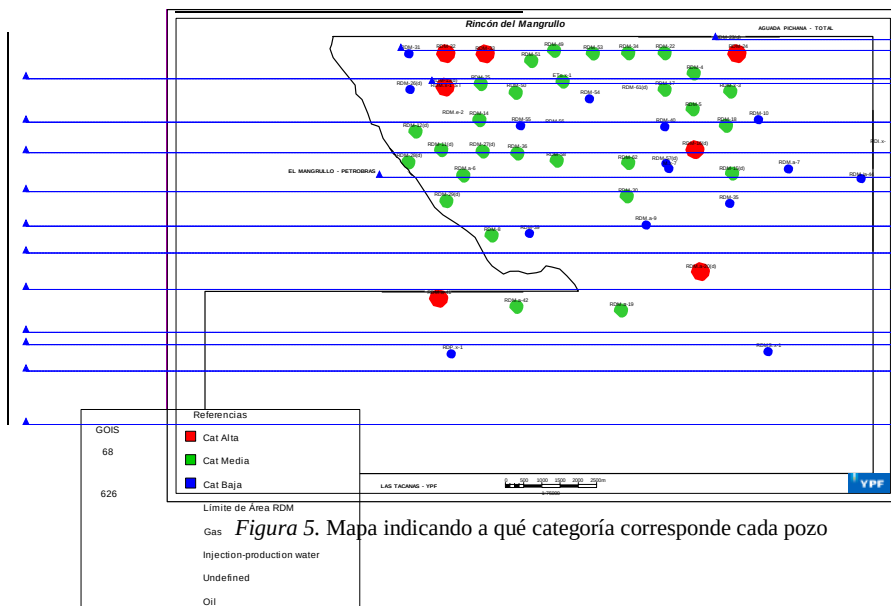
Figura 4. Presiones de fondo medidas por gradiente dinámico con slick line en RDM

3.1.3. Modelo de 3 grupos con 3 unidades de flujo (por permeabilidad)

El método anterior servía para calcular un pronóstico de producción promedio del yacimiento, pero sin tener en cuenta la heterogeneidad, motivo por el cual se realizó un modelo que tuviera en cuenta tanto la variación areal como vertical de la producción de los pozos.

En primer lugar, se definieron tres categorías en función del GOIS para poder agrupar los pozos con perfiles interpretados. Con este criterio, se dividieron en:

- Categoría alta: $GOIS \geq 400 \text{ Mm3}$
- Categoría media: $400 \leq GOIS \leq 200 \text{ Mm3}$
- Categoría baja: $GOIS < 200 \text{ Mm3}$



Maipú 639 - 3º Piso - 1006 Buenos Aires - Argentina
Tel: 54 11 5277 4274 Fax: 54 11 5277 4263
E-mail: congresos@iapg.org.ar

Con formato: Inglés (Estados Unidos)

Con formato: Inglés (Estados Unidos)

Con formato: Inglés (Estados Unidos)

Con formato: Inglés (Estados Unidos)

Con formato: Inglés (Estados Unidos)

Con formato: Inglés (Estados Unidos)

Con formato: Inglés (Estados Unidos)

Con formato: Inglés (Estados Unidos)

Con formato: Inglés (Estados Unidos)

Con formato: Inglés (Estados Unidos)

Con formato: Inglés (Estados Unidos)

Con formato: Inglés (Estados Unidos)

Con formato: Inglés (Estados Unidos)

Con formato: Inglés (Estados Unidos)

Con formato: Inglés (Estados Unidos)

Cada pozo se dividió verticalmente en 3 unidades de flujo teniendo en cuenta el criterio de diferenciación por permeabilidad (Figura 6) de la siguiente manera:

- Unidad de flujo convencional (rojo): superior a 0,1 mD.
- Unidad de flujo tight alta (verde): entre 0,01 mD y 0,1 mD.
- Unidad de flujo tight baja (azul): inferior a 0,01 mD.

En todos los casos se utilizaron *cutoff* de porosidad (7%), saturación de agua (65%) y arcillas (35%).

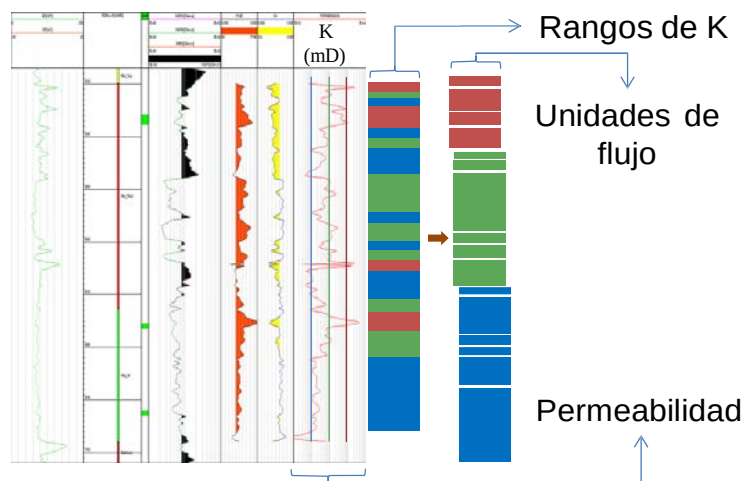


Figura 6. Esquema explicativo de división por unidad de flujo

Luego se obtuvo un valor promedio de las propiedades petrofísicas para cada unidad de flujo.

Una vez hecho esto, se agruparon los pozos de acuerdo con el criterio de GOIS mostrado en el mapa de la Figura 5 y se calculó un valor promedio único para cada unidad de flujo en cada categoría, consiguiendo de esta manera los parámetros necesarios (Φ , k , S_w y h para cada unidad de flujo) para el modelo analítico de Topaze.

3.2. Modelo en Topaze con límites, pozo tipo 2016

El modelo anterior intentaba representar la heterogeneidad vertical, pero el reservorio presenta bastante variación lateral de propiedades (Figura 7), lo que motivó la incorporación al modelo de la heterogeneidad lateral.

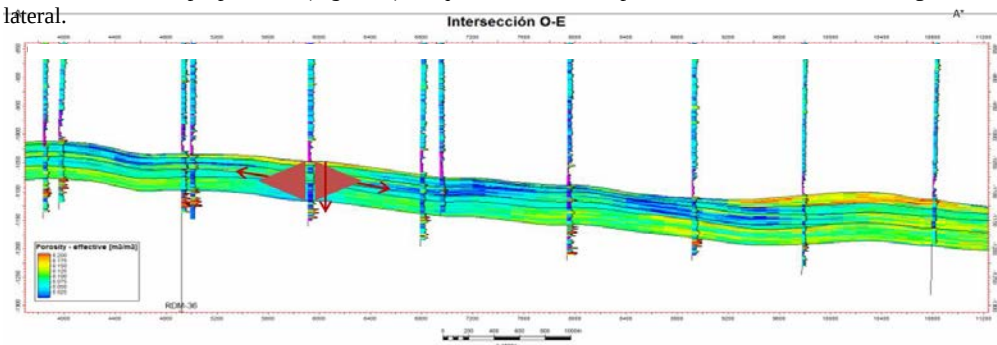


Figura 7. Corte del primer modelado estático en Petrel®
Maipú 639 - 3º Piso - 1006 Buenos Aires - Argentina

Tel: 54 11 5277 4274 Fax: 54 11 5277 4263

E-mail: congresos@iapg.org.ar

Se partió del PT por zonas medias, lo que presenta buen ajuste con el promedio de producción contable normalizada a tiempo cero entre los meses 2 a 6. El objetivo se centró en modificar las condiciones del reservorio para poder representar el comportamiento real.

A partir de los datos reales se advirtió que la producción caía de forma más brusca que la pronosticada los primeros meses. Por otro lado, todos los datos geológicos indicaron continuidad de las facies y mineralización con gas en todo el yacimiento, por lo que se quiso mantener el OGIP inicial. Se especuló con barreras o alguna limitación de volumen que restringiera el OGIP disponible, para que la presión de reservorio disminuyera violentamente al principio, pero luego se estabilizara.

En la sísmica se evidenciaron canales con orientación N-S, por lo tanto se pensó en armar un modelo en Topaze que tuviera un canal con esa orientación, simulado mediante límites de baja permeabilidad. No se representó exactamente una forma geológica, pero se intentó representar el concepto y ajustarlo con la producción.

En la zona de la fractura se tuvo que ampliar el canal (*Figura 9*). Debido al flujo elipsoidal generado por aquella en tiempos tempranos, un canal angosto limita el flujo y genera una caída de producción demasiado pronunciada. Se logró un buen ajuste para los primeros 6 meses (*Figura 10*).

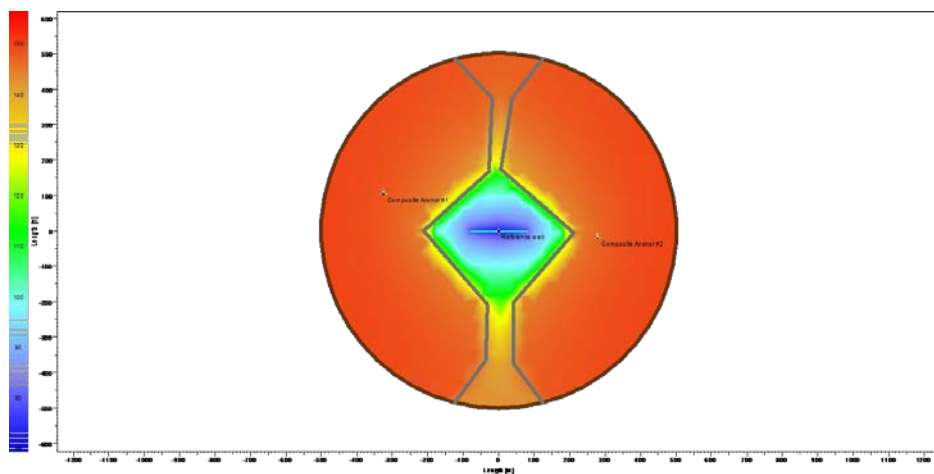


Figura 8. Esquema de pozo tipo modificado en Topaze (límites con conductividad limitada y menor permeabilidad fuera del “canal”)

Para el PT bajo no se utilizó límite ni daño en la fractura. Debido a la pobre calidad petrofísica, se considera que no se verá el efecto.



Figura 9. Ajuste de PT con límites

Los PT resultantes se pueden apreciar en la Figura 11.

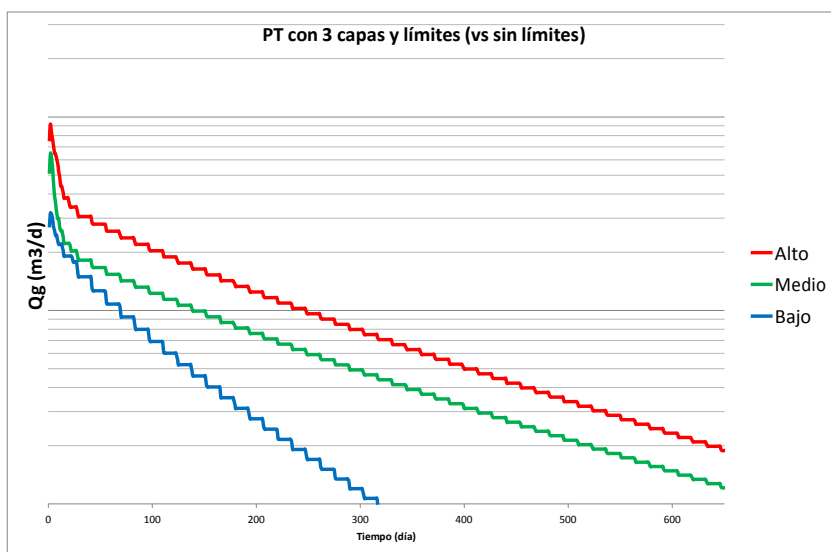


Figura 10. PT con límites según categoría

La generación de estos PT se complementa con la asignación que se presenta a continuación.

3.3. Definición de objetivo de pozo a partir del cubo de impedancia acústica

Para definir el objetivo de los pozos propuestos en el yacimiento, se procesó una inversión de traza sísmica partiendo de la buena correlación obtenida entre la impedancia acústica (IA) y la porosidad. Cabe aclarar que para el caso de la Fm. Mulichinco, el bajo contenido de arcillas favoreció la caracterización a partir de esta metodología.

La Figura 12 muestra la correlación entre la IA de pozo y el perfil de porosidad calculado. Esto muestra que a menor IA mayor porosidad, lo que habla de un buen reservorio en el caso de que no tengamos espesores importantes de arcilla. Luego, para poder validar la metodología, se filtran los datos a la frecuencia de la sísmica, debido a la importante diferencia en la resolución entre ambas herramientas. Como se aprecia en el *crossplot*, la tendencia se mantiene, lo que permite definir el rango de IA en el que vamos a encontrar las mejores porosidades y, por ende, la mejor calidad como reservorio.

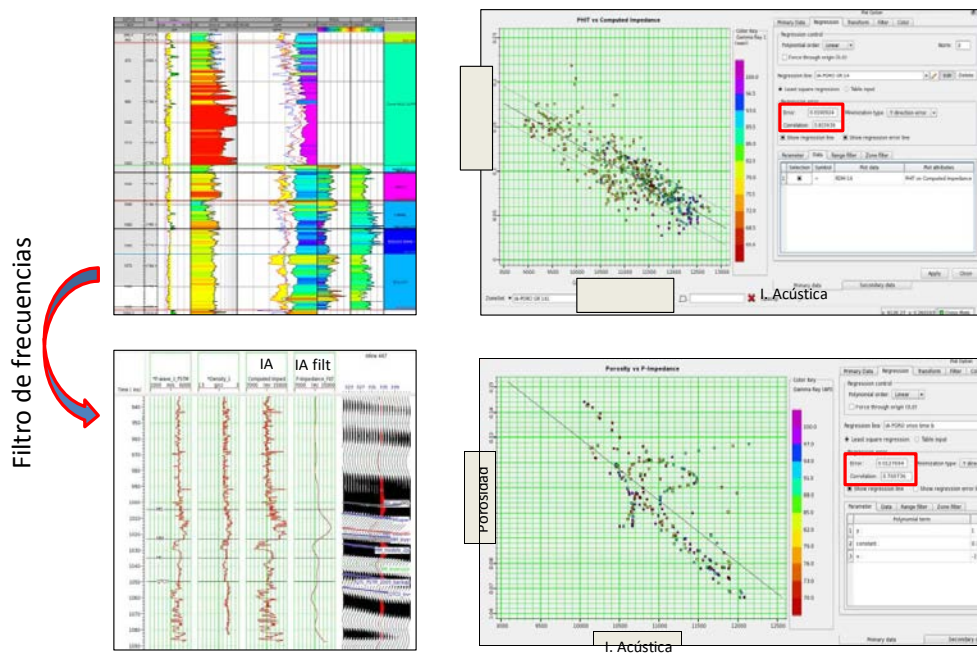


Figura 11. Correlación entre impedancia acústica y porosidad

El resultado de la inversión se observa en la sección sísmica de la Figura 13. Allí, se observa la buena predictividad del cubo a partir de la correlación de los colores cálidos con valores bajos de velocidad (perfil). Además, se muestran el brusco cambio de calidad petrofísica que exhibe el reservorio para ambos miembros (Mulichinco medio e inferior) y la independencia de uno y otro, lo que hace fundamental disponer de una herramienta como ésta al momento de la propuesta de pozos, ya que nos brinda las tendencias de reservorio a encontrar no sólo arealmente, sino también en la vertical.

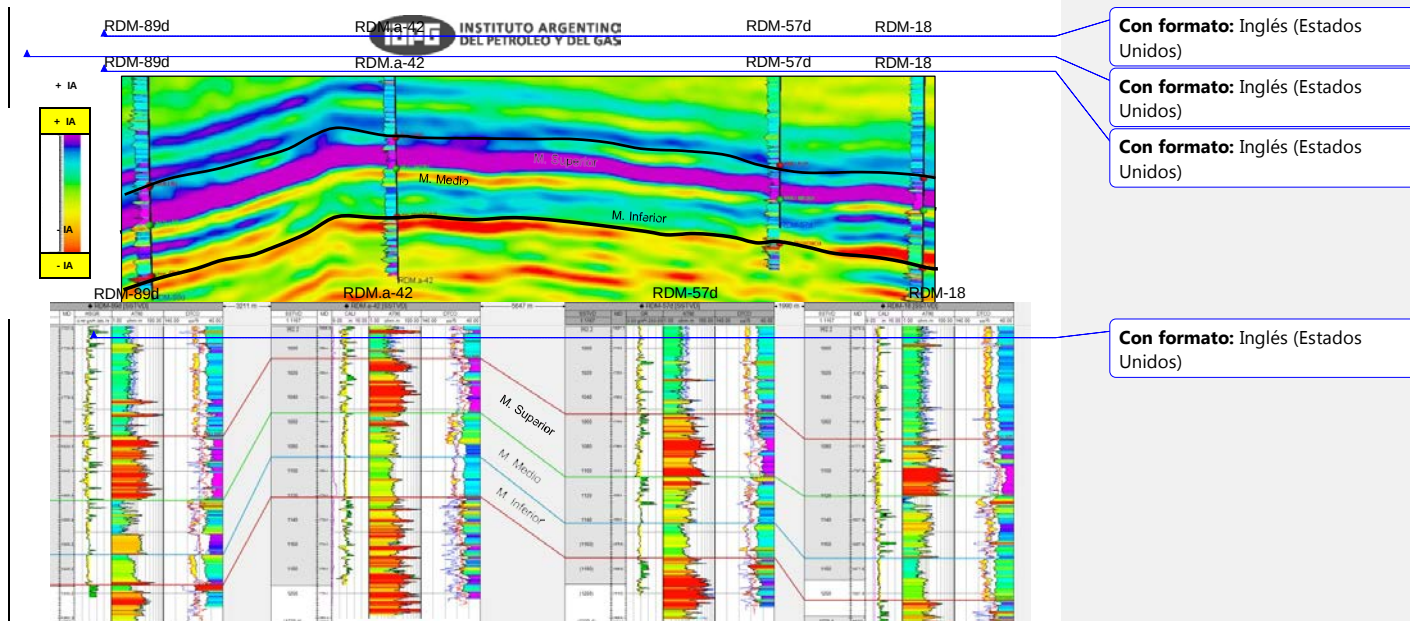


Figura 12. Predictibilidad de la inversión sísmica

Por último, se muestra la predictividad del método a partir del *crossplot* de la Figura 14, que está construido a partir de la IA de pozo (perfiles filtrados) vs. la IA de la sísmica (traza en profundidad) para el pozo; la correlación obtenida es de 70%.

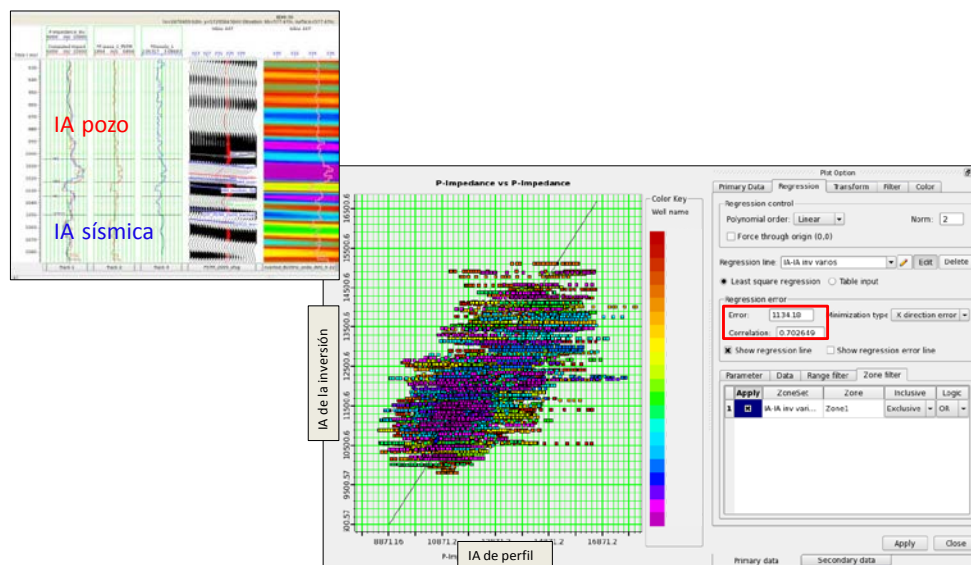


Figura 13. IA de pozos vs. IA de sísmica

Habiendo demostrado la confiabilidad de la metodología, la *Figura 15* muestra un mapa de distribución de impedancia acústica correspondiente al miembro medio de la formación Mulichinco. Como se puede apreciar, existen una zona de baja IA en el centro del yacimiento (colores azules) y una tendencia de orientación Noroeste-Sureste cercana al río Neuquén, de bajas impedancias. Es importante mencionar que este mapa es el utilizado en el apartado de ranking de pozo tipo, donde en la metodología conjuga la calidad de reservorio asociada al valor de IA con la saturación de fluido relacionada con la posición del pozo respecto del WUT definido.

Cabe aclarar que los sectores sur y oeste del yacimiento fueron completados con una inversión disponible del bloque vecino Las Tacanas, la que, como se observa, se ajusta bien con lo realizado en RDM a pesar de provenir de dos sísmicas diferentes. Esto se debe a la ausencia de cobertura 3D con la sísmica de RDM.

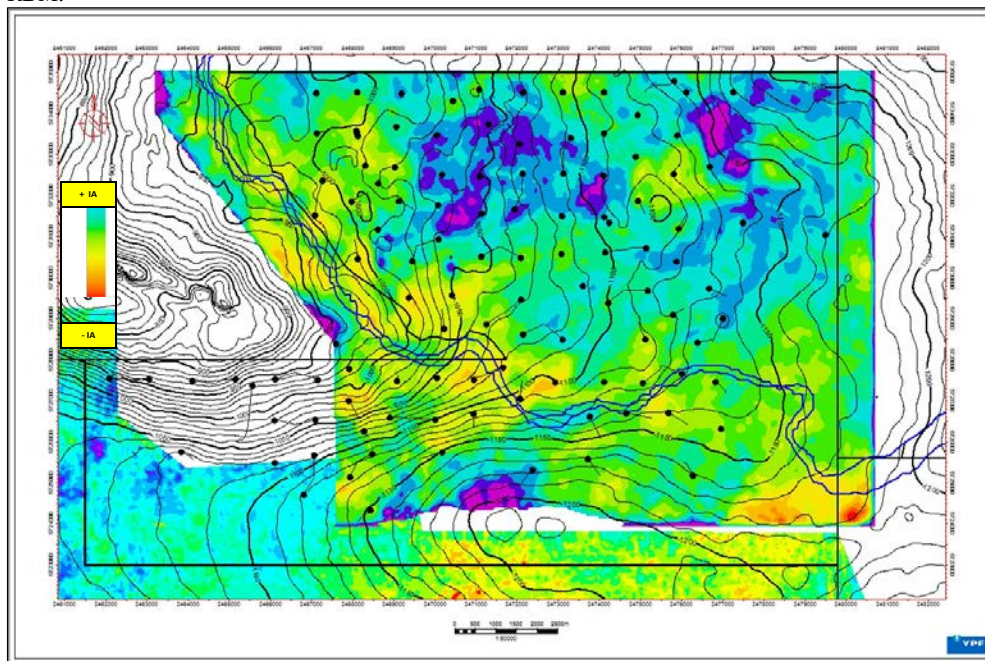


Figura 14. Distribución de IA para el tope de Mulichinco medio

3.4. Asignación de PT

Con el objetivo de asignar un PT a cada pozo futuro a perforarse en el yacimiento, se utilizó el mapa de impedancia acústica de Mulichinco medio y el WUT (*water up to*) siguiendo el flujo de trabajo detallado a continuación.

En primer lugar, se observó que existe una buena correlación entre la tendencia de IA y la producción de los pozos, como se aprecia en la *Figura 16*, lo que también se condice con la EUR definida para aquéllos.

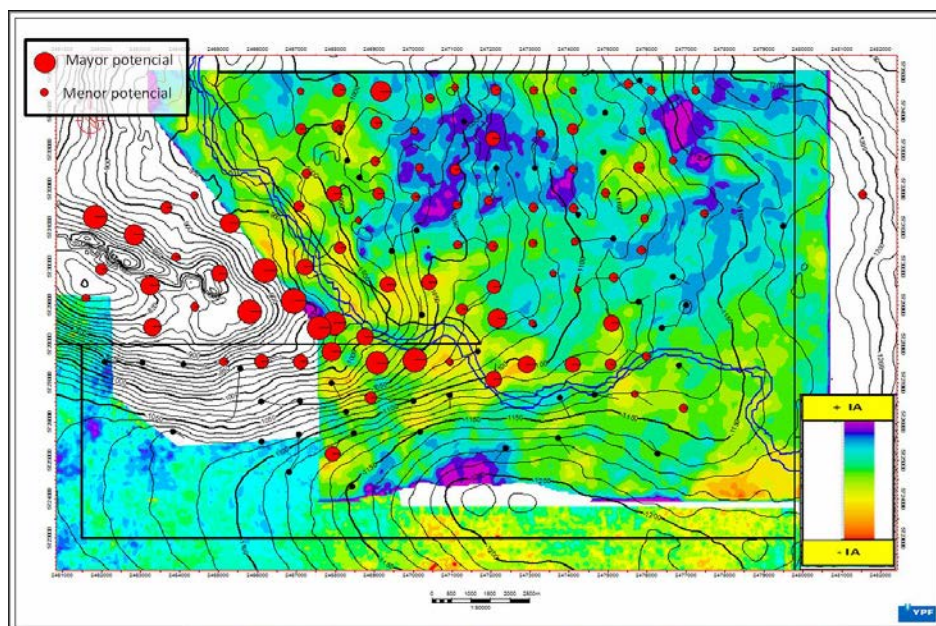


Figura 15. Acumulada al quinto mes (burbujas) e IA (fondo)

Se probaron distintas relaciones hasta que se obtuvo un buen indicador entre un índice de producción (definido a partir de la presión dinámica de boca de pozo y la acumulada a los 5 meses de producción) con el valor de impedancia acústica de Mulichinco medio promedio (afectado por la posición estructural), como se puede observar en la Figura 17. La profundidad se utilizó debido a que la IA nos habla del espacio poral presente y no del fluido que lo satura. De esta manera, se definió un escenario con riesgo de agua a partir de -1140 m TVDss (dato de pozo con producción de agua) y se limita como máximo a pozos tipo medio por debajo de -1108 TVDss (zona con mayor producción de agua). Los pozos utilizados fueron aquellos estimulados con el diseño de fractura *tight* y con historia de producción suficiente al momento del análisis. Se descartaron los pozos considerados anómalos (zona gris).

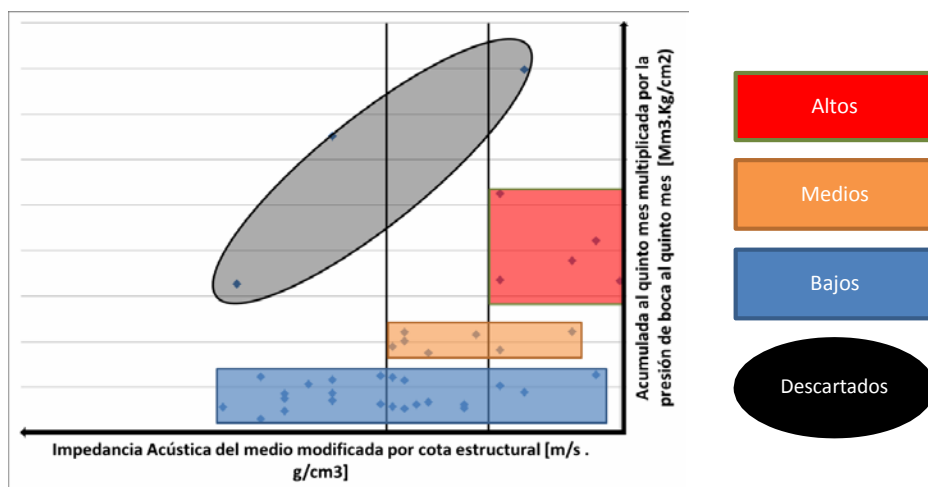


Figura 16. Crossplot de productividad vs. IA (julio 2015)

Este indicador permite realizar cálculos sobre el mapa de IA, poder asignar una categoría de PT a todos los pozos (Figura 18) y, por lo tanto, generar pronósticos de producción del yacimiento más ajustados.

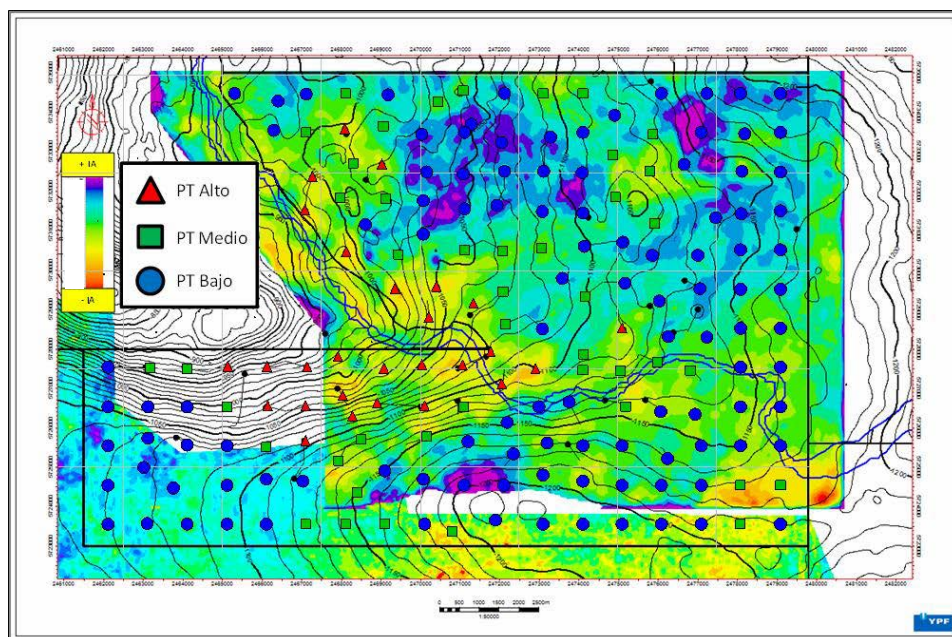


Figura 17. Distribución de tipo de pozo basado en IA (se ve la IA de fondo)

Se realizó una actualización de los datos de producción para verificar la metodología utilizada. Con datos hasta diciembre de 2015, se observa que la tendencia es buena e incluso mejor que la esperada. En cada uno de los rangos se encuentra que los pozos son iguales o mejores que los esperados por la metodología. Estos resultados validan la distribución utilizada, por lo que se recomienda seguir usándola.

3.5. Verificación de asignación de PT (por IA) y PT de tres unidades de flujo con límite

Para poder verificar la combinación de los 3 PT con la asignación de pozos por IA, se generaron curvas de producción tomando como inicio de producción la primera fecha de Capítulo IV para cada pozo (Figura 19).

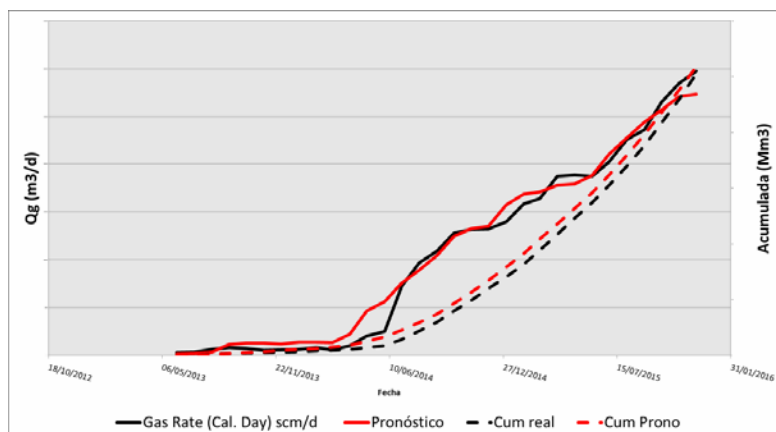


Figura 18. Comparativa de los PT contra producción real con fecha de enganche real para caudales y acumuladas (hasta diciembre de 2015)

Gráficamente se puede ver un buen ajuste del pronóstico con la producción real. La diferencia de acumulada es de tan sólo 3%, con una diferencia de caudal de gas inferior al 10% (Figura 20).

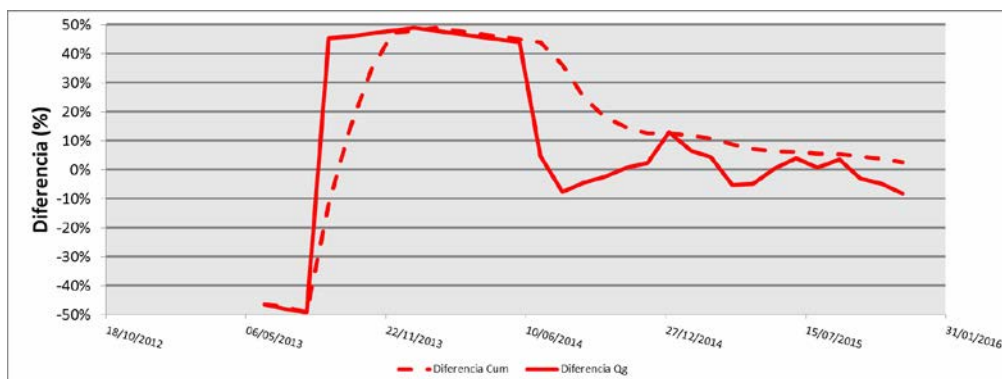


Figura 19. Diferencia de los PT contra producción real con fecha de enganche real (hasta de diciembre 2015)

4. Conclusiones

- El PT es un proceso de mejora continua donde se deben rever constantemente la nueva información y el entendimiento para reflejar mejor la realidad.
- El pronóstico de producción depende de la presión de fondo utilizada para la simulación.
- Es necesario simular más de una capa debido a la heterogeneidad vertical.
- La heterogeneidad lateral también es un tema a estudiar. En esta ocasión la podemos aproximar con límites semipermeables.
- El análisis realizado se basó en distintas disciplinas utilizando datos de perfiles, geología y sísmica. Durante todo el proceso de ajuste de PT se obtuvieron valores aceptables de desviación con respecto a la producción real, mejorando en cada paso.
- Se comprobó la robustez del método, logrando un buen ajuste con la combinación de PT y la asignación por IA, con una diferencia de acumulada final de sólo 3% contra el real.

5. Bibliografía

- [Reservoir Engineering Handbook](#), Tarek Ahmed.
- [Recoverable Reserve Estimation in a Tight Gas Reservoir During the Exploration Stage](#), Neuquén, Argentina. Sezai Ucan et. al; SPE 108119. 2007.
- La Formación Mulichinco (Cretácico Temprano) en la Cuenca Neuquina. E. Schwarz et. al. Relatorio del XVIII Congreso Geológico Argentino, Neuquén, 2011.
- Tesis Doctoral. Análisis paleoambiental y estratigrafía secuencial de la Fm. Mulichinco (Valanginiano) en el sector septentrional de la provincia de Neuquén, Cuenca Neuquina, Argentina. Lic. Ernesto Schwartz.

Con formato: Fuente:
(Predeterminado) Times New
Roman, Inglés (Estados Unidos)

Con formato: Inglés (Estados
Unidos)

Con formato: Fuente:
(Predeterminado) Times New
Roman, Inglés (Estados Unidos)

6. Breve CV

Gonzalo Richly

Ingeniero Químico del Instituto Tecnológico de Buenos Aires
Ingresó en YPF en 2008.

Realizó el Máster YPF en Exploración y Producción con Especialización en Reservorios Ingeniero de Reservorios Operativo para Loma La Lata de 2009 a 2012.

Ingeniero de Reservorios Operativo para Rincón del Mangrullo desde 2012 hasta 2013

Ingeniero de Reservorios de Estudio para Áreas No Convencionales de 2013 a la actualidad.

Rodrigo Cláa

Geólogo de la Universidad Nacional de Córdoba

Trabajó en Geoservices en control geológico.

Ingresó en YPF en 2007.

Realizó la escuela de geofísica del ISE (2008).

Obtuvo el posgrado en Producción de Gas y Petróleo del ITBA (2012).

Desde 2012 es intérprete geofísico del yacimiento Rincón del Mangrullo.

Paralelamente, se desempeña como profesor de la Universidad Nacional de Río Negro en la cátedra de Métodos Geofísicos de la Facultad de Geología.