

ESTRATEGIA DE DESARROLLO DE LA ZONA NORTE DEL YACIMIENTO RINCÓN DEL MANGRULLO CON POZOS HORIZONTALES INFILL

Gonzalo Richly¹, Mateo Palacios¹, Agustina Santángelo¹, Rodrigo Claá¹, Mariela Silka¹, Enrique Oviedo¹

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

Palabras clave: *Tight Gas*, RTA, transiente, Rincón del Mangrullo, Horizontal, *Infill*

ABSTRACT

Development strategy drilling horizontal *infill* wells in northern Rincón del Mangrullo field

Rincón del Mangrullo (RDM) field had a sporadic exploratory history since 1977 and a small development of 7 wells in 2005, thus proving its gas potential. It was not until the end of 2013 that an intensive development was carried out drilling 109 vertical wells until June 2016. Towards the end of 2016 horizontal wells began being drilled as a part of a pilot study.

North of the block petrophysical properties are of poorer quality than the rest of the area showing defined *Tight Gas* ranges. On this sector, vertical drilled wells showed worse performance than expected with low recovery factors. These results were the starting point for analyzing *infill* wells drilling. However, because of the low economic expectations of vertical wells, the alternative was planned with horizontal *infill* wells.

The multidisciplinary approach to the analysis here presented answers many questions independently, but together allows to define the development strategy to continue exploiting the field.

By the means of petrophysical properties, recovery factor (current vertical wells vs current vertical wells + future horizontal wells), drainage radii and simulated remnant pressures maps, it is shown that there is no expectation of significant interference between wells when producing future horizontal wells.

In addition, based on RTA (Rate Transient Analysis) of existing vertical wells and microseismic estimated limits, production forecasts are generated for the horizontal wells.

Finally, it is proven that horizontal wells have the best economical results when compared with the vertical wells of the same zone.

As a result of this analysis, the *infill* project continues with horizontal wells drilling in the RDM field.

SÍNTESIS DEL ÁREA

El Área Rincón del Mangrullo, operado por YPF con participación al 50% de Pampa Energía, se encuentra ubicado en el Centro Oeste de la Cuenca Neuquina, en la Provincia de Neuquén. Tiene una superficie de 182 km². Las poblaciones más cercanas son Añelo, situada a unos 50 km al Este y Plaza Huincul a unos 75 km al Sur. A unos 125 km de distancia se emplaza la ciudad de Neuquén, capital de la provincia homónima. 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).

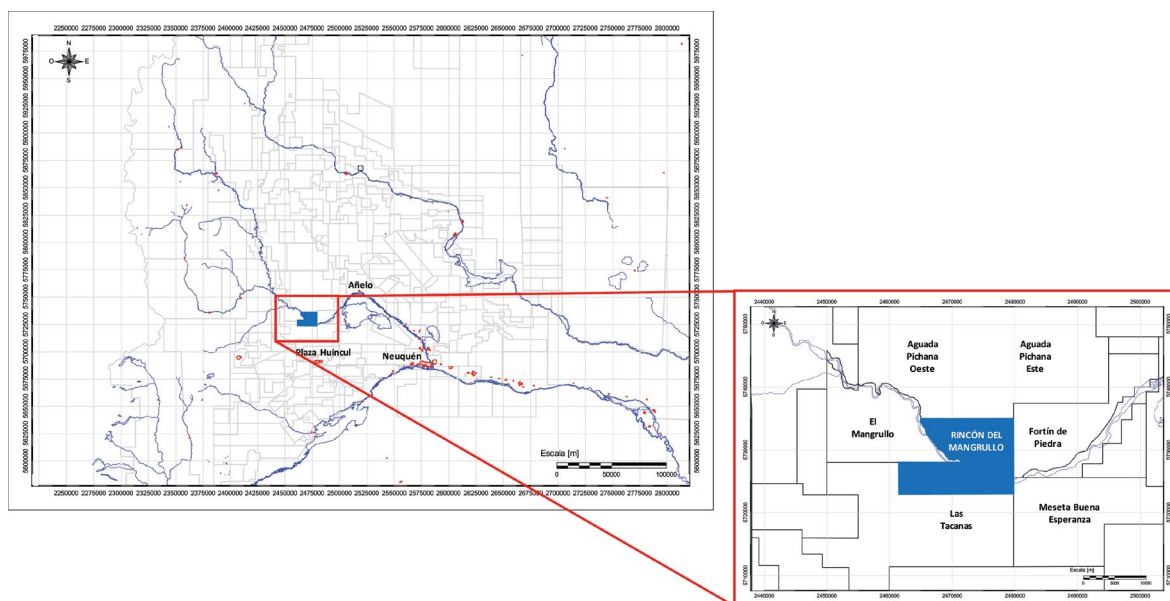


Figura 1. Mapa de ubicación.

En 1977 se perforó el pozo YPF.Nq.M.x-7 (Mangrullo), el primero del bloque. En 1994 el pozo RDM.x-1 permitió comprobar la presencia de gas en la Fm. Barda Negra, como así también manifestaciones de hidrocarburos durante la perforación (DST) en la Fm. Mulichinco.

En el año 1996 fue perforado y terminado el pozo de extensión RDM.e-2, el cual resultó productivo de la Fm. Mulichinco, siendo el descubridor de este reservorio en el bloque. Esta campaña exploratoria continuó con un incipiente desarrollo hasta el 2006 alcanzando la perforación de 10 pozos a lo largo del área. Previamente al año 2013, cuando comienza el desarrollo del área, se habían perforado un total de 10 pozos, entre exploratorios y de avanzada. Del total de pozos perforados, 7 tuvieron como objetivo a la Fm. Mulichinco. En el año 2013 comienza el desarrollo del área, perforándose ese año un total de 11 pozos. En la Figura 2 se puede observar la evolución de la perforación.

Hasta junio de 2016 el yacimiento se desarrolló únicamente con pozos verticales a un distanciamiento de 1000 m en función de los primeros modelos de pozo tipo verticales (Richly *et al.* 2016). A partir de esta fecha comenzó la perforación de pozos horizontales, completando un total de 5 pozos horizontales.

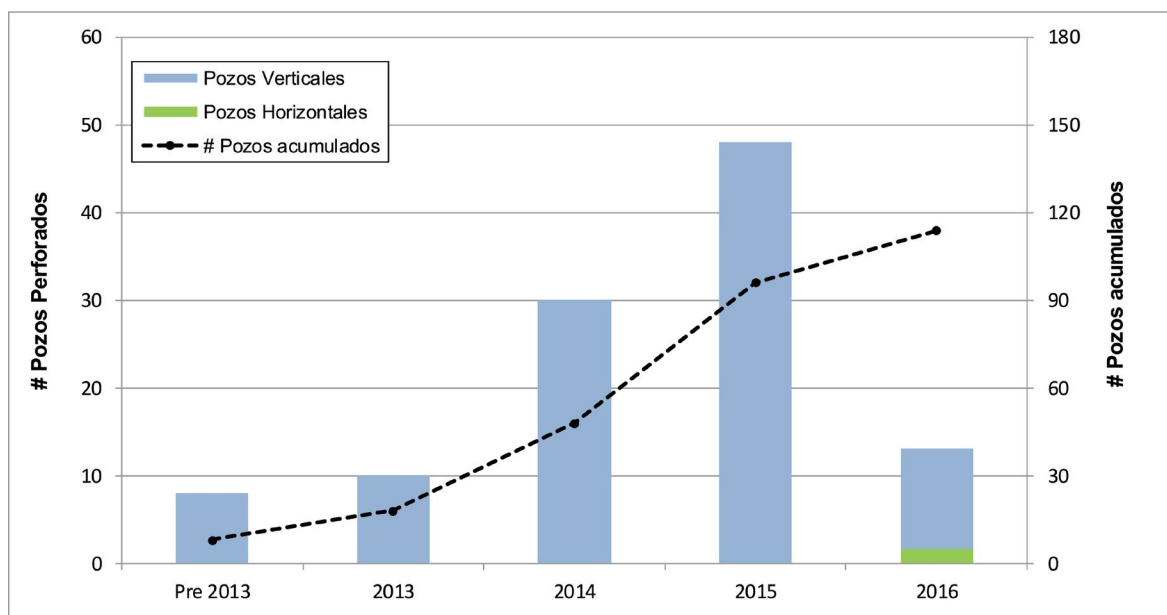


Figura 2. Evolución de la perforación.

CARACTERÍSTICAS DE LA FM. MULICHINCO EN RDM

En el área Rincón del Mangrullo la Fm. Mulichinco se encuentra emplazada en un homoclinal buzante hacia el Este, que forma parte de una estructura mayor cuyo ápice se ubica en el bloque vecino El Mangrullo. El reservorio no presenta marcada estructuración, solo se observan a partir de sismica suaves cambios de pendiente en los reflectores, correspondientes a fallas profundas, pero no tienen mayor impacto a nivel del reservorio.

El sistema petrolero para el yacimiento RDM lo constituye la Fm. Vaca Muerta como roca madre, las areniscas de la Fm. Mulichinco (Medio e Inferior) como reservorio y las calizas y areniscas calcáreas del Mulichinco Superior como sello. La trampa es de tipo combinada estructural-estratigráfica, debido a que hacia el Oeste se encuentra el cierre estructural en El Mangrullo y por las variaciones petrofísicas laterales observadas en el reservorio. Los reservorios de la Fm. Mulichinco son considerados *Tight Gas Sands*, debido a la baja permeabilidad de la roca, que responde principalmente a los procesos diagenéticos que afectaron los depósitos y en parte a las condiciones propias de depositación. Debido a esto es necesario realizar fracturas hidráulicas para su producción.

Modelo estratigráfico y sedimentológico

La Formación Mulichinco está ampliamente descrita en subsuelo, y ha sido tradicionalmente subdividida en tres miembros: Inferior, Medio y Superior (Vottero y González, 2002; Godino *et*

al., 2008; Zardo, *et al.*, 2008).

En el Bloque Rincón del Mangrullo, se reconocen los tres miembros de la Fm. Mulichinco (Figura 3). El Miembro Inferior está constituido principalmente por areniscas finas a medias correspondientes a depósitos eólicos, conformados por una sección basal en la que predominan dunas, y por encima estratigráficamente un ambiente eólico dominado por mantos, ocasionalmente con interacción fluvial. Se observa gran variación areal en las propiedades petrofísicas producto de intensa diagénesis. El Miembro Medio está representado por areniscas finas a medias correspondientes a depósitos de sistemas fluviales proximales a distales que culminan con depósitos estuarinos en el Miembro Superior.

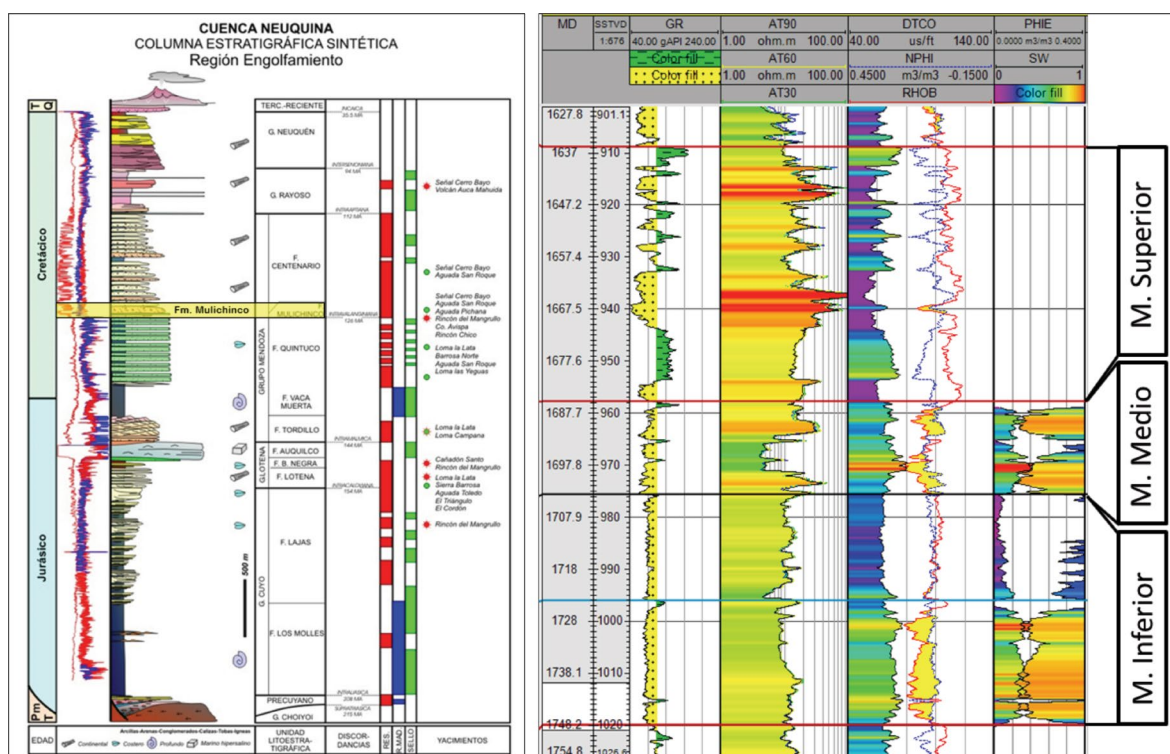


Figura 3. Columna Estratigráfica Tipo y perfil tipo.

PROPIEDADES ZONA NORTE

El Área Rincón del Mangrullo cuenta con un modelo estático que permite representar las variaciones laterales y areales del Miembro Medio e Inferior de la Fm. Mulichinco. El mismo fue construido con toda la información disponible en el yacimiento, como registros de pozos, petrofísica, datos de coronas, interpretación sísmica y antecedentes geológicos.

En el Bloque Norte del yacimiento (resaltado con un rectángulo negro en la Fig 4), objeto de este trabajo, se analizaron las propiedades petrofísicas promedio de la Fm. Mulichinco,

incluyendo en el cálculo los miembros Medio e Inferior. Si se observan los mapas de impedancia acústica para cada Miembro de Mulichinco es posible interpretar que el bloque norte está caracterizado por presentar altos valores de este atributo, los cuales se correlacionan directamente con bajos valores de porosidad. Esta observación es más evidente en Mulichinco Medio, ya que Mulichinco Inferior tiene malas propiedades en la mayor parte del área, debido a la dinámica de depositación. El modelo estático fue construido utilizando estos mapas como variable secundaria para el poblado de la porosidad, y la porosidad para el poblado de la permeabilidad. Los mapas promedio de porosidad muestran que el bloque norte presenta bajos valores para ambos Miembros.

Debido a que los intervalos de Mulichinco Medio e Inferior tienen propiedades similares en el Bloque Norte, y que los pozos horizontales navegan por las facies eólicas del Miembro Inferior con el objetivo de contactar y drenar ambos Miembros mediante la estimulación, se presenta el mapa promedio de permeabilidad para los mismos.

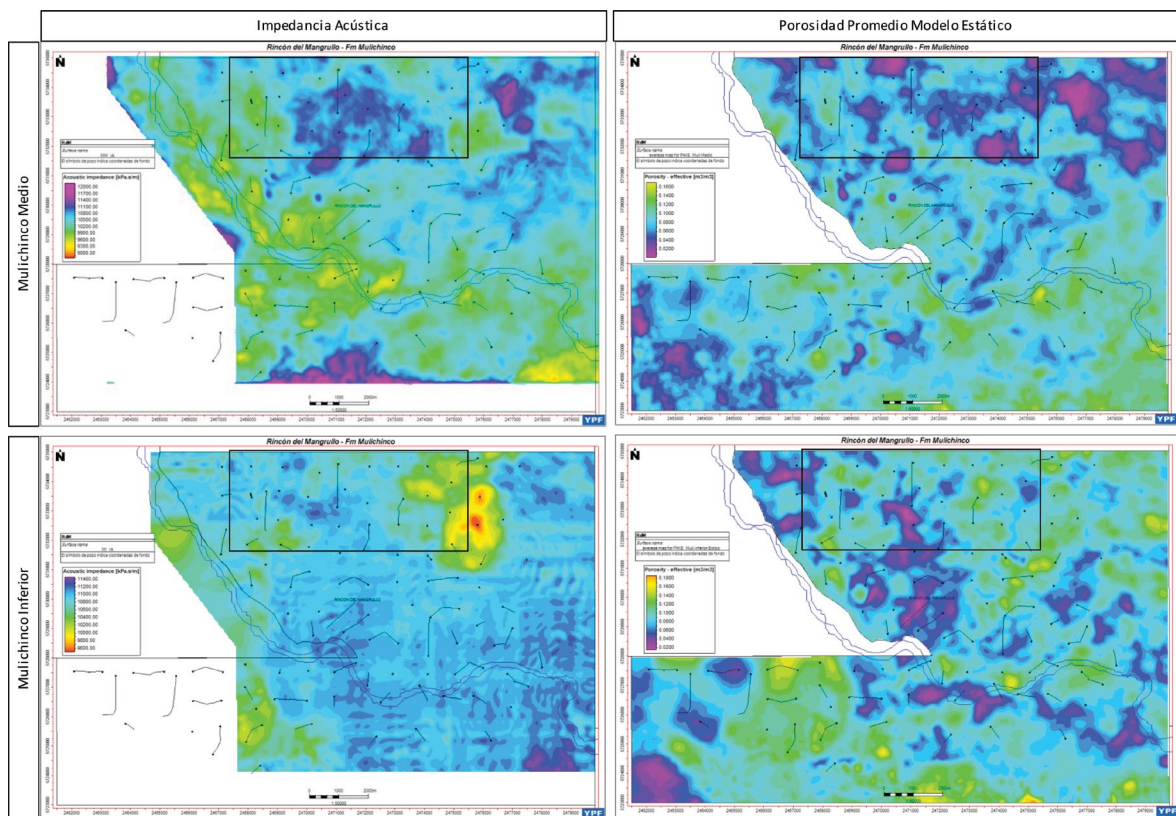


Figura 4. Mapas de impedancia acústica y de porosidad promedio de los miembros Medio (arriba) e Inferior (debajo). (Colores cálidos indican valores altos, colores fríos valores bajos).

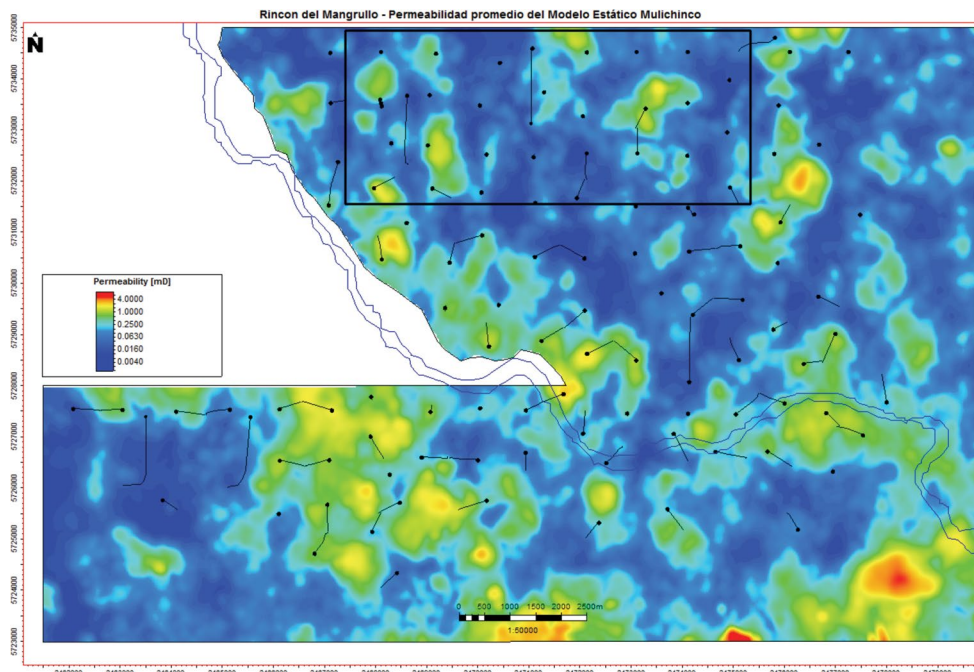


Figura 5. Mapas de permeabilidad promedio del modelo estático de ambos acústica miembros de Mulichinco (Medio e Inferior) (Colores cálidos indican valores altos, colores fríos valores bajos)

A partir del análisis de transiente de presión, (RTA, por sus siglas en inglés) realizado durante el año 2016/2017 para todos los pozos del campo, se verifica también que la zona norte es la que presenta menor permeabilidad del yacimiento. Un mapa de permeabilidad promedio de RTA se muestra en la siguiente Figura.

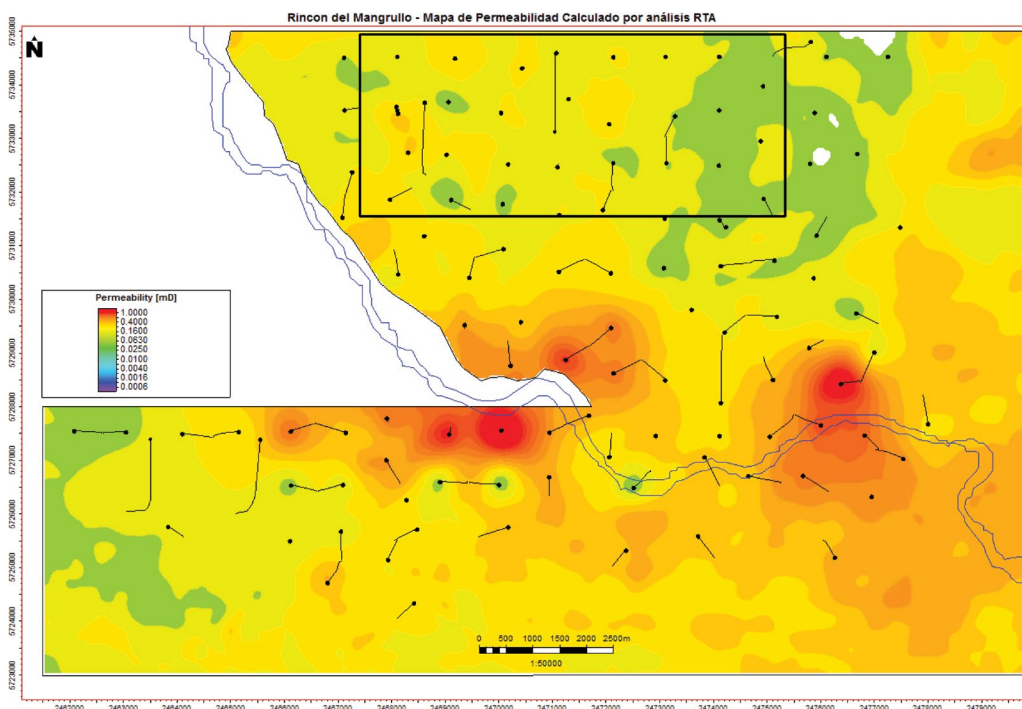


Figura 5. Mapa de permeabilidad calculado por análisis RTA mediante valores medios para todo el espesor reservorio de Mulichinco (Mbo Medio e Inferior) y pozos perforados.

DETERMINACIÓN DE FACTOR DE RECOBRO

El primer ejercicio que se planteó fue calcular los factores de recobro por pozo estimados para toda el área RDM según los cálculos volumétricos que se obtienen del modelo estático y dinámico actualizado durante 2017 y los valores de EUR (recobro final estimado) estimadas a partir de un análisis de declinación actualizado en el 2017.

Factor de recobro por pozo

El gas original *in situ* (GOIS) por pozo se calculó con la inicialización de un modelo de simulación numérica, utilizando como área para cada pozo la determinada mediante el análisis de RTA. Por otro lado, los valores de EUR utilizados provienen de diferentes metodologías: Método 1: Parámetros de declino obtenidos del pozo tipo, Método 2: Declino hiperbólico ($b=0.6$ y cambio a exponencial 10%) y Método 3: Pronóstico que combina análisis RTA con declinación.

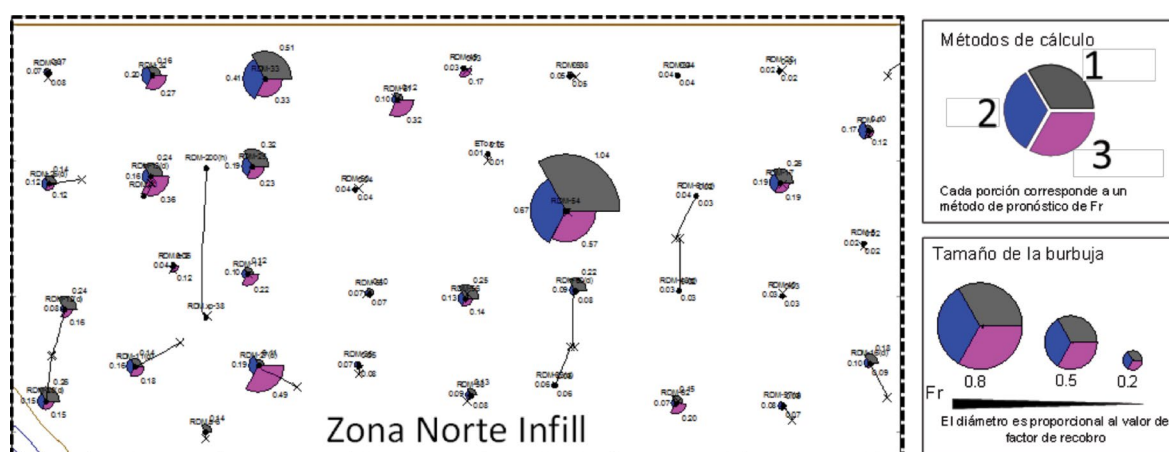


Figura 6. Factores de recobro por distintas metodologías de pronóstico. Ampliación de la zona norte *Infill*.

A partir de estos datos se calcularon los factores de recobro y se generó un mapa de burbuja. En la Figura 6 se pueden observar la comparación de los factores de recobro de las diferentes metodologías, resaltando que, en la zona norte, donde se realizarán pozos *infill* posee factores de recobro muy bajos independiente de la metodología de pronóstico. En la Figura se pueden observar los rangos de valores de factor de recobro del Método 2 (considerado conservador) además de un histograma (Fig. 8) donde más del 90% de los pozos tienen factor de recobro menor al 20%.

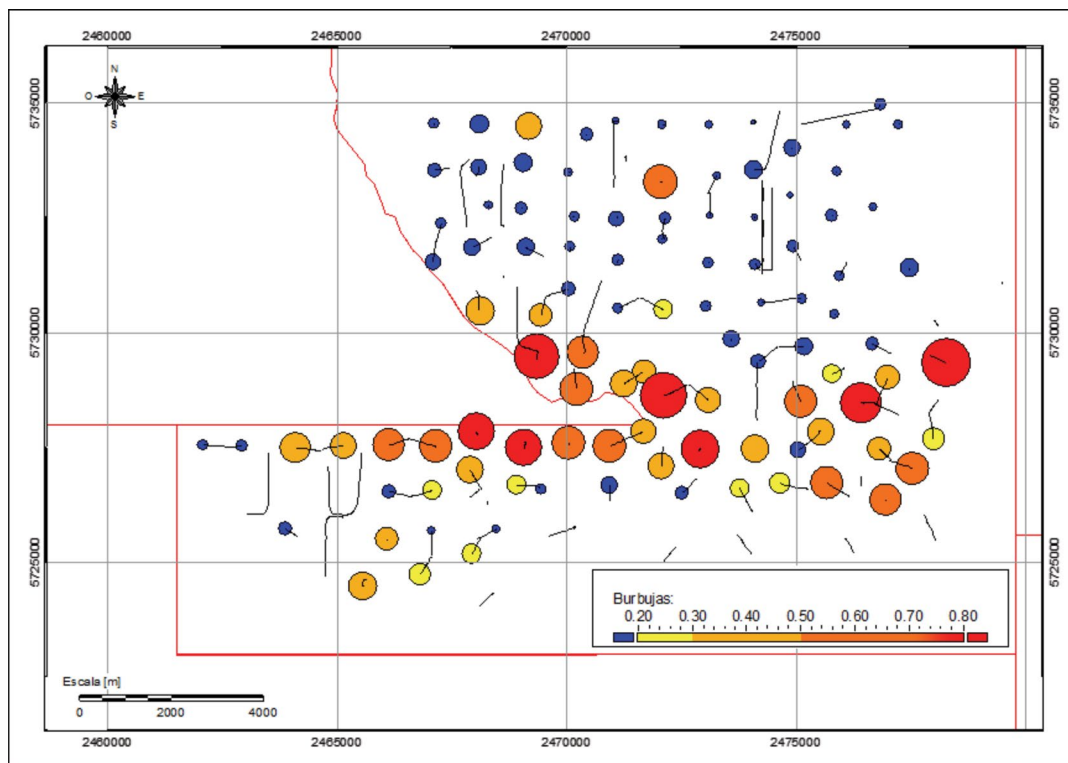
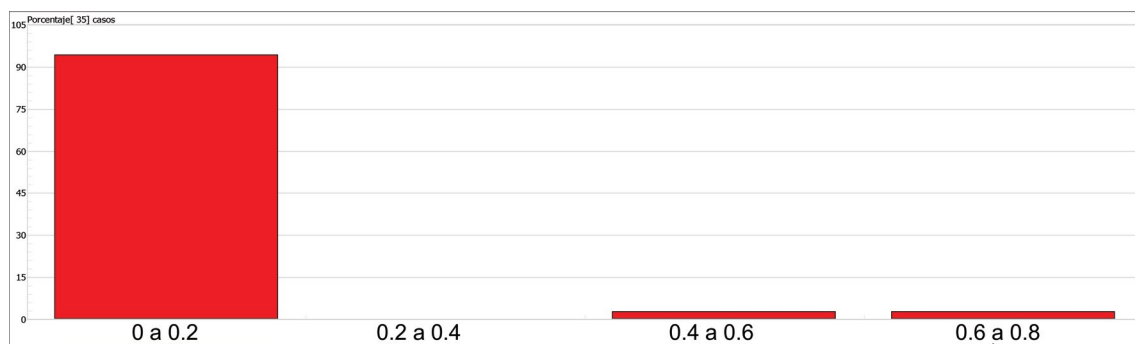


Figura 7. Factores de recobro para el caso de declino hiperbólico.

Figura 8. Histograma de factores de recobro de zona norte *Infill* (caso hiperbólico).

Factor de recobro zona norte infill

Al calcular los factores por pozo, se considera para cada pozo que todo el GOIS de la “caja” está disponible, siendo la misma por los distanciamientos de 1 km². En el caso específico del desarrollo *infill*, es recomendable realizar un análisis macro, tomando en cuenta la zona como un todo. El GOIS se calculó con la inicialización dinámica realizada por simulación numérica.

Los pronósticos de producción se calcularon para los pozos verticales con la Metodología 2. Luego se adicionaron los pozos horizontales comenzando todos en enero de 2017. En la Tabla 1 se presenta un resumen de los factores de recobro calculados para todos los pozos verticales y con la actividad *infill* definida futura.

	Pozos verticales	Pozos Verticales + Hz Infill
Factor de recobro	14%	30%

Tabla 1. Factores de recobro para la zona norte *infill*

RADIOS DE DRENAJE

La determinación de radios de drenajes a alcanzar por los pozos productores permite identificar las zonas que quedarían con volúmenes no drenados y así prever si se producirán interferencias al perforar pozos *infill*. Para esto se realizaron varios ejercicios.

El primero paso fue identificar si durante la estimulación de los pozos horizontales existió interferencia con los pozos verticales que lo rodean.

Estimación de los Radios de drenaje de pozos verticales

A fin de 2016 como parte del entendimiento de reservorios, se realizaron análisis RTA para todos los pozos verticales de RDM. Por la corta historia de producción (de 1 a 2 años) y la baja permeabilidad que caracteriza al yacimiento, se verificó que algunos pozos habían alcanzado el estado pseudo estacionario, mientras que la gran mayoría se mantienen en flujo transiente.

En ciertas zonas hay pozos que no tienen realizado análisis RTA por diversos motivos (poca historia de producción, sistema de producción *plunger lift*, y/o complicaciones para calcular presión de fondo, etc.). Para poder estimar un radio de drenaje en estos pozos se realizó la siguiente metodología:

- Se asume que, para un mismo espesor (h), la porosidad (Phi), la saturación de agua (Sw) y el factor volumétrico del gas (Bg) son constantes, por lo tanto, el GOIS de cada pozo será proporcional al radio. ($GOIS = A \cdot h \cdot \Phi \cdot (1 - S_w) / B_g$; $A = \pi \cdot r^2$ $GOIS = cte \cdot r^2$) (A=área). Se asume también que para una misma zona el factor de recuperación (Fr) es similar, por lo tanto, el radio está directamente relacionado con el valor de EUR de cada pozo. ($Fr = EUR / GOIS = EUR / r^2$).
- En primera instancia se calcula un EUR hiperbólico para cada pozo ($b=0.6$ y $D_{cambio}=10\%$).
- En segunda instancia se promedia la relación EUR/r^2 obtenida de los pozos que tienen RTA la que se utilizará para los pozos que no tengan RTA.
- Con el valor de EUR de cada pozo y la relación EUR/r^2 se obtiene el radio de drenaje (ver mapa de la Figura en color naranja).

A partir de la Figura se puede observar que en la zona norte *Infill* existen áreas que quedarían sin drenar.

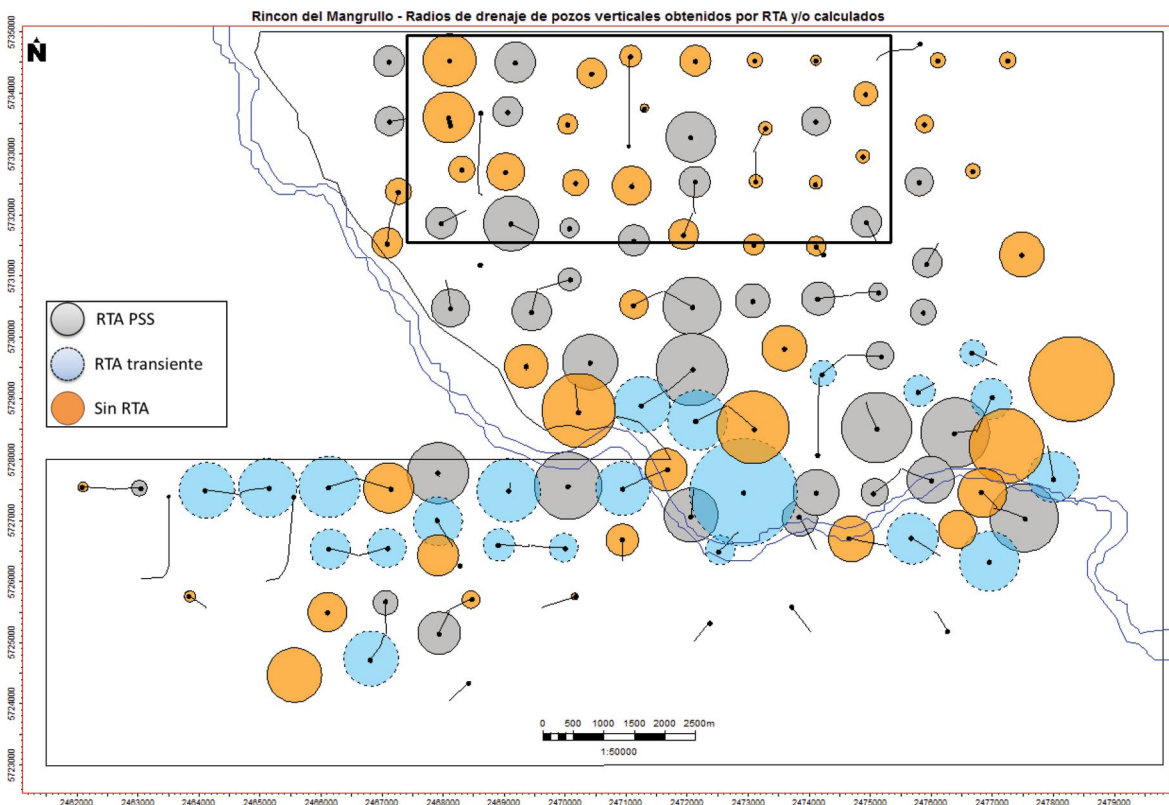


Figura 9. Radios de drenaje de pozos verticales obtenidos por RTA y/o calculados.

ÁREA DE DRENAJE DE POZOS HORIZONTALES

Un análisis adicional fue determinar que los pozos propuestos no se solaparían con las áreas de drenaje de los pozos verticales. Para esto se realizó un análisis del área que podría estar siendo drenada por los pozos horizontales de 1000 m de ramalateral.

Área de drenaje estimada por RTA para los pozos horizontales

Se realizaron análisis de RTA para los 3 pozos horizontales con mayor historia de producción. De estos sólo uno se ubica en la zona norte del yacimiento. Como metodología se tomó la historia de producción y presión en boca de los mismos llevando la presión a fondo a partir de los análisis nodales de cada pozo. Con 8 meses de producción se concluye que se puede ajustar el comportamiento de producción y presión a partir un área de drenaje rectangular de 650 m x 1000 m.

Área de drenaje estimada por microsísmica

Se realizó microsísmica en un pozo horizontal para entender el crecimiento de las fracturas.

Los resultados preliminares han permitido validar el modelo de fractura planar que se utilizó en los modelos asumido durante el análisis de RTA.

A partir de una vista en planta de los eventos registrados durante la estimulación de cada etapa se generó un área rectangular que contiene la gran mayoría de los eventos microsísmicos. Los mismos serían indicadores de hasta donde llegó la fractura hidráulica (Fig. 10). El área rectangular determinada es de 600 x 1050 m similar a los resultados obtenidos en RTA.

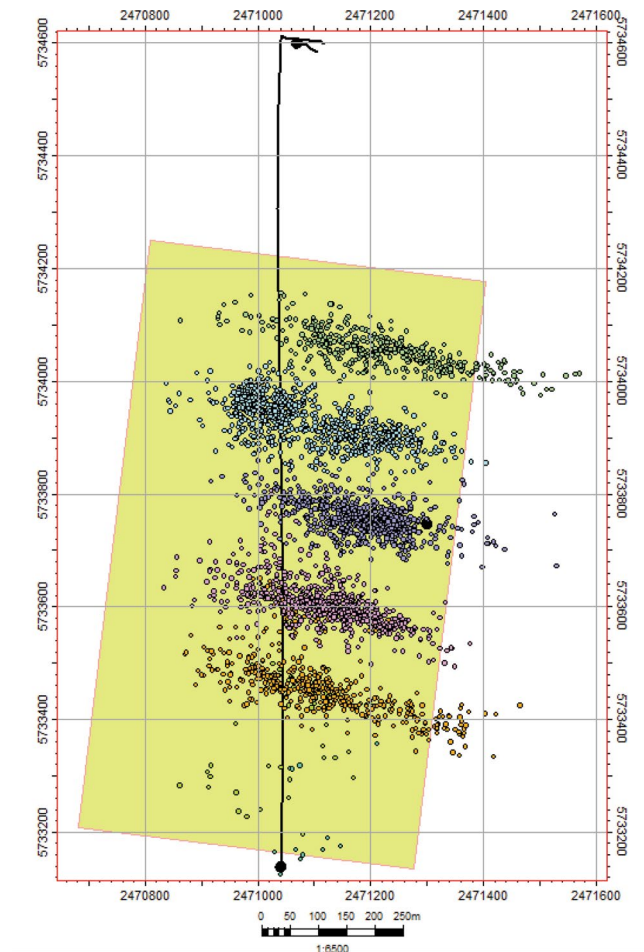


Figura 5. Microsímica pozo horizontal.

Con estos resultados se decidió realizar un mapa de área de drenaje que contemple tanto la actividad ya perforada más el plan de desarrollo *infill* previsto para toda la zona *tight* (Zona Norte). Se puede verificar en la Figura que habría un mínimo a nulo solapamiento de radios de drenajes con toda la actividad *infill* propuesta por lo que podría indicar que no existirían interferencias de producción entre todos los pozos.

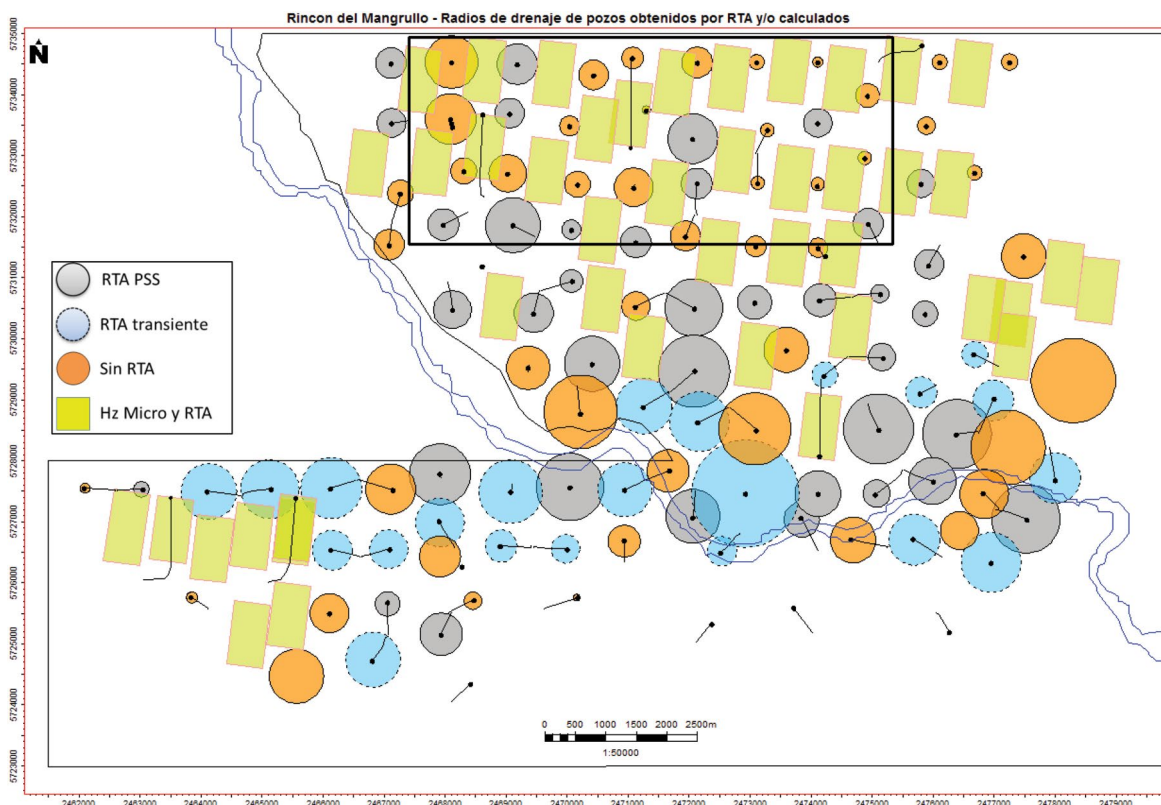


Figura 11. Áreas de drenaje de pozos verticales y horizontales.

INTERFERENCIA DURANTE LA FRACTURA

Se realizó un análisis de las presiones de boca, tomadas de la telemetría, de los pozos cercanos a los pozos horizontales durante la estimulación.

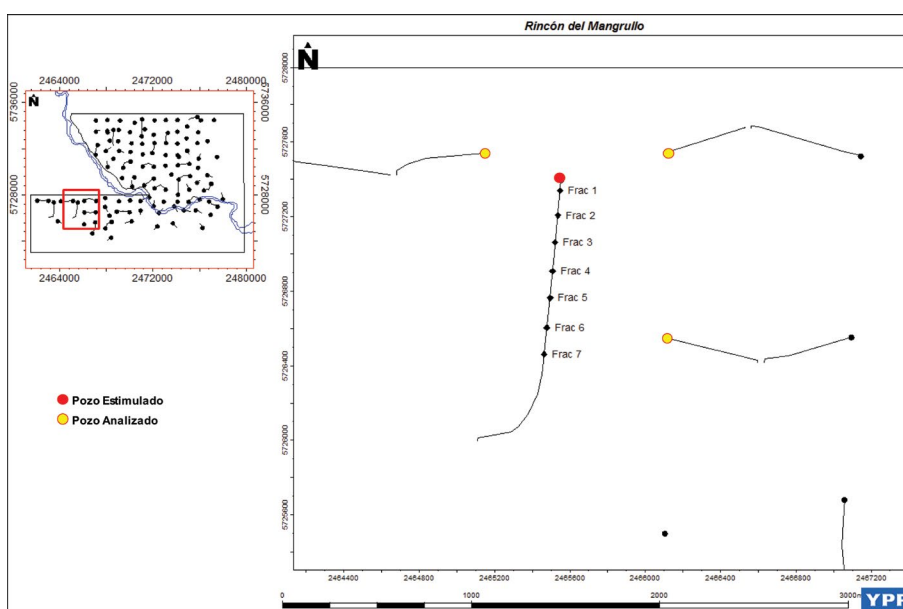


Figura 12. Pozos analizados para descartar interferencia.

A modo de ejemplo se muestra el análisis realizado para un pozo, donde se observaron las presiones de boca de los pozos verticales cercanos, como se puede observar en la Figura . No se puede observar ninguna variación de presión significativa atribuible a la fracturación del pozo horizontal en la Figura 6, por lo que se descartan las interferencias durante la estimulación. En los demás casos se aprecian respuestas similares, por lo que hasta el momento se estima que no hay interferencia durante la estimulación con los distanciamientos utilizados.

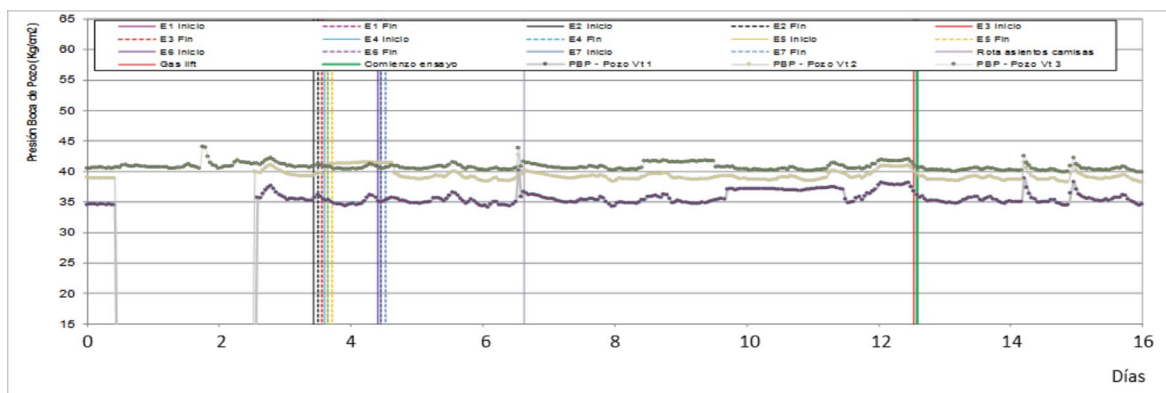


Figura 6. Presiones de boca del pozo de los pozos verticales analizados.

A la fecha de realización del trabajo no se tiene suficiente historia de producción para analizar interferencia.

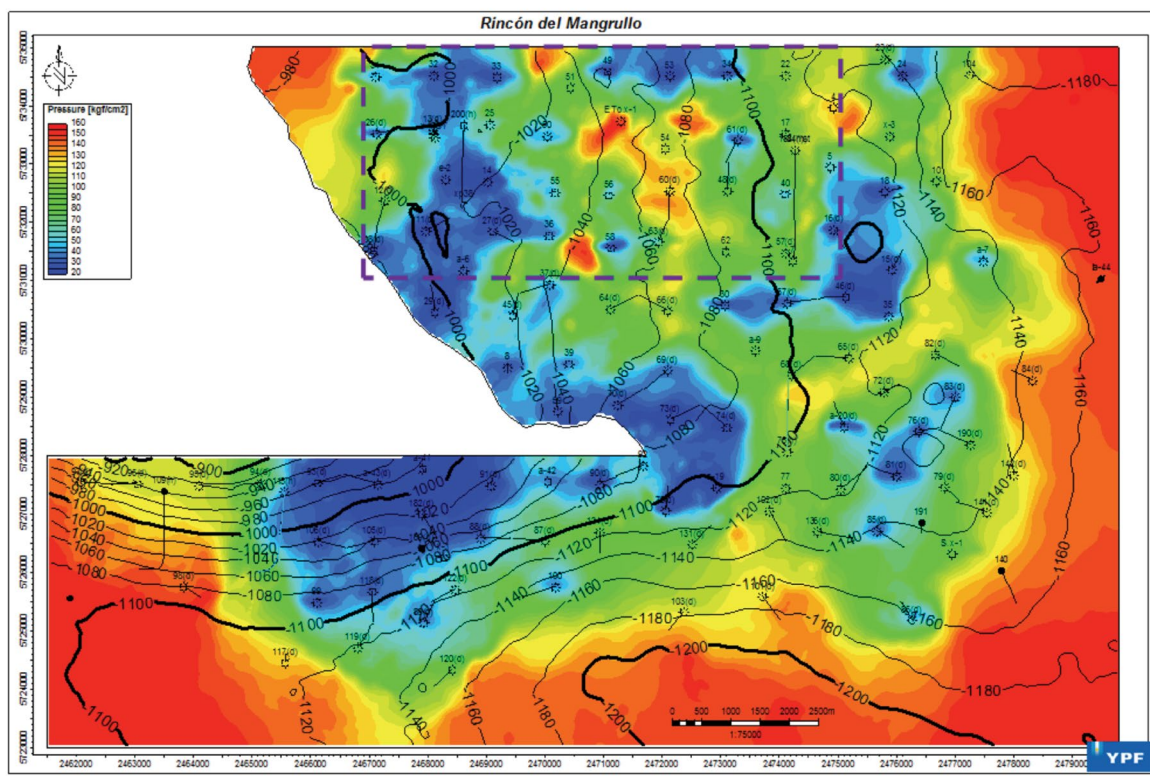


Figura 7. Presiones de reservorio a agosto 2032.

PRESIONES REMANENTES

A partir del modelo dinámico actualizado se realizó una corrida en el modelo de simulación numérica (Cláa *et al.* 2016) con una presión mínima de 20 kg/cm² en fondo hasta agosto de 2032. En la figura 14 se puede observar que existirían oportunidades de desarrollo *infill* ya que quedarían presiones remanentes que varían entre los 80 y 130 kg/cm² en la zona más *tight* del yacimiento.

PRODUCTIVIDAD DE POZOS HORIZONTALES

Para realizar los pronósticos de producción de los pozos horizontales, se contó con 2 pozos horizontales en producción y la historia completa de los pozos verticales. Estos pozos verticales tenían en su gran mayoría interpretaciones de RTA además de contar con datos de interpretación petrofísica.

A partir de estos datos se obtuvieron las variables principales para armar el modelo analítico:

- Espesor útil
- Porosidad
- Saturación de agua
- Longitud de fractura
- Conductividad de fractura
- Dimensiones del reservorio
- Presiones de fondo (para pronosticar)

El área del modelo se definió, como se mencionó en la sección de áreas de drenaje, a partir de la microsísmica, pero también verificando lograr ajuste en la interpretación de RTA de los pozos horizontales.

Para la presión de pronóstico se calcularon las mismas en los pozos horizontales partiendo de datos de caudal y presión de boca y llevando la misma a fondo con correlaciones de flujo vertical. Luego se asumió que la presión de fondo se mantendría constante.

Inicialmente se generó el pronóstico de producción con los parámetros P50 de los pozos verticales (obtenidos de RTA), pero el mismo tenía un comportamiento temprano con poco declino con respecto a la producción real inicial de los pozos horizontales. Por lo tanto, se disminuyó la permeabilidad del modelo a 0.055 mD. La misma es el valor de ajuste más bajo que se utilizó para los pozos horizontales.

COMPARATIVA DE PRODUCTIVIDAD / ECONOMICIDAD

Cuando inicialmente se compara el Pozo Tipo Horizontal contra el Pozo Tipo Bajo Vertical, las evaluaciones económicas arrojan una mejora del 215% de la TIR al perforar un pozo horizontal.

Por otro lado, se generó un PT promedio para la zona Norte basándose en comportamiento real de los pozos de la zona. Para “castigar” también a los pozos horizontales se observó la producción real de los primeros pozos del piloto y se utilizó un factor de 80% que es conservador para la actividad que se está realizando actualmente. Al comparar los resultados de las evaluaciones económicas, nuevamente se obtienen mejores resultados para el pozo horizontal con una TIR 187% mayor.

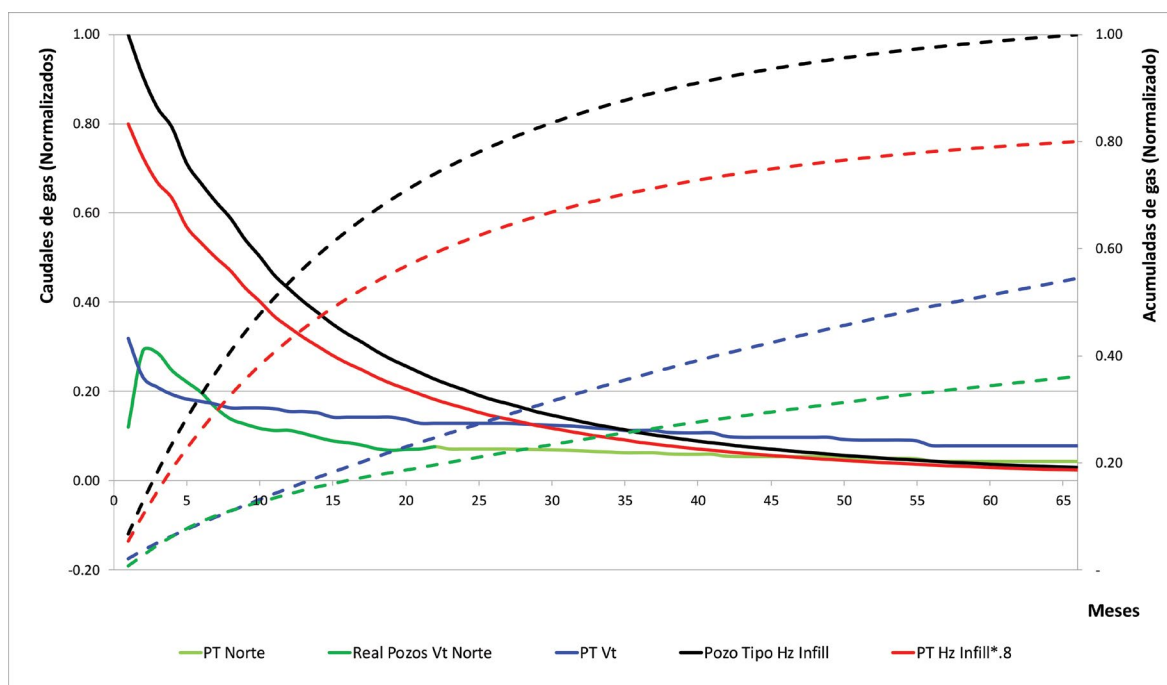


Figura 15. Comparativa entre pozo horizontal y pozo vertical de la zona norte (línea continua es caudal y línea discontinua es acumulada)

CONCLUSIONES

- En la zona norte *Infill* se observan valores bajos de factor de recobro para los pozos verticales independientemente de la metodología de pronóstico utilizada.
- El factor de recobro sin pozos horizontales rondaría en promedio el 14%, valor considerado como bajo. Sumando el pronóstico de los pozos horizontales, se obtendría un factor de recobro final del 30%.
- Por análisis RTA el área máxima de drenaje de los pozos horizontales se puede estimar en @ 650 m x 1000 m. A partir de los eventos de microsísmica registrados, se puede dibujar un área rectangular de 600 m x 1050 m. Se considera que ambas están en el mismo orden de dimensiones.
- Se obtienen mejores rendimientos económicos con la perforación de pozos horizontales *infill* en la zona norte del bloque.

REFERENCIAS CITADAS

- Buatois, L. A., 2011. "Icnología de la Formación Mulichinco (Cretácico) en el campo El Mangrullo, Cuenca Neuquina", Informe técnico final, Inédito.
- Godino, G., E. Torre Y D. Astesiano, 2008. "Relación entre facies depositacionales, tipos de roca y producción en la Formación Mulichinco, Yacimiento de Aguada Pichana, Cuenca Neuquina", VII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, CD, Mar del Plata.
- Olivo, M., 2016. "Análisis sedimentológico y estratigráfico secuencial de los sistemas fluviales y eólicos del Valanginiano en el sector central de la Provincia de Neuquén, Cuanca Neuquina, Argentina", Tesis Doctoral, Facultad de Ciencias Naturales y Museo Universidad Nacional de La Plata.
- Vottero, A. J. Y J. M. González, 2002. "Los reservorios de la Formación Mulichinco". En: Schiuma, M., Hinterwimmer, G. y Vergani, G. (Eds.): Rocas Reservorio de las Cuencas productivas de la Argentina, V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos: 383-400, Mar del Plata.
- Zardo, E.B., M. Borgnia, A. Ortiz, M. Patamia Y B. Bender, 2008. "Caracterización de reservorio a partir de información de pozos y sísmica 3D en la Formación Mulichinco del Yacimiento Rincón del Mangrullo, Neuquén, Argentina. Simposio de Modelado Geológico", VII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, CD, Mar del Plata, Argentina.
- Zavala, C., A. Mosquera Y H. Joo Kim, 2005. "Los depósitos eólicos de la Formación Mulichinco (Valanginiano) en el área de Fortín de Piedra-Cuenca Neuquina", VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, CD, Mar del Plata, Argentina.
- Cláa, R., G. Richly, A. Santangelo, M. Silka, A. Proaño, A. D'Odorico, M. Palacios, P. Solorzano, 2016. "Caracterización estática e inicialización dinámica de la F. Mulichinco en el Yacimiento Rincón del Mangrullo (RDM)", 2º Jornadas de Evaluación y Desarrollo de Reservorios *Tight*, IAPG y revista Petrotecnia, Edición Octubre 2016, p. 32-48.
- Richly, G., Claá R.A., A. Santangelo, M. Silka, P. Solorzano, 2016. "Evolución de Pozo Tipo y Desarrollo Rincón del Mangrullo", 6º Congreso de producción y desarrollo de reservas, IAPG.