

En este trabajo se plantea la metodología que se utilizó en la identificación de los reservorios subsaturados y sobre presurizados a través del uso de perfiles resistivos; modelo petrofísico; modelo estructural y el modelo de carga que relaciona la generación, la migración y el entrapamiento de los hidrocarburos.



La resistividad y su relación con la subsaturación de agua y el grado de sobrepresión como guía en el desarrollo de un yacimiento de *tight gas*

Por **Guillermo Gozalvez, Andrés Krittian, y Sergio Falconaro** (Pampa Energía S.A.)

El yacimiento Río Neuquén está ubicado en la cuenca Neuquina, abarca parte de las provincias de Neuquén y Río Negro (Figura 1). Históricamente tuvo su producción relacionada a reservorios convencionales de las Fms. Mulichinco, Quintuco, Tordillo y Lotena, teniendo como roca madre del sistema petrolero a la Fm. Vaca Muerta. A partir de 1999 se comenzó a investigar la productividad de los niveles de arenas correspondientes a las formaciones Punta Rosada (Digregorio, 1972) y Lajas (Weaver, 1931), ubicadas en una posición más profunda de la columna estratigráfica. La roca madre de este sistema petrolero lo constituyen las pelitas de la Fm. Los Molles ubicadas a 4000 m de profundidad promedio. Las unidades productivas Fms. Lajas-Punta Rosada tienen un espesor total aproximado de 1000 m y están constituidas por intercalaciones de areniscas, conglomerados, limolitas y arcilitas de muy baja permeabilidad, sobre presurizados, subsaturados y cargados con gas seco, lo cual representa un desafío para el desarrollo del campo.

De acuerdo con los valores de permeabilidad encontrados en las Fms. Punta Rosada y Lajas, que oscilan entre 0,0001 a 0,1 mD, se puede decir que es un reservorio *tight gas* y por su nivel de sobre presión y subsaturación se corresponde con el concepto de Gas de Centro de Cuenca (*Basin Centered Gas System*) descrito por numerosos autores, como Law B. E. (2000). Localmente, el desarrollo se ubica en un anticlinal formado durante una etapa compresiva que, a lo largo de su evolución, llega al punto de máxima deformación produciéndose el colapso de la estructura y dando lugar a un juego de fallas normales que configuran un graben de orientación N-S (Berdini *et al.*, 2002). En el modelo propuesto, estas fallas impactarían directamente en la migración y distribución final del gas en el reservorio.

Una cuestión relevante a la hora de planificar el desarrollo del campo fue siempre la definición del límite superior de los horizontes productivos, relacionados en ese entonces con los niveles de sobrepresión.

A medida que se avanzó con la incorporación de nuevos pozos y una mayor cantidad de capas estimuladas, y se amplió el universo de datos, se pudo observar que, más allá del grado de sobrepresión de los reservorios, fue importante definir los valores de resistividad que se vinculan estrictamente con la saturación de agua y que condicionan la productividad de los reservorios y, por ende, del potencial total de los pozos.



Figura 1. Ubicación de la cuenca Neuquina con localización del área de estudio Río Neuquén.

La estimación precisa del espesor de los niveles productivos conlleva directamente al número de capas de arena que se deben estimular durante la terminación. Este factor es de suma importancia, ya que impacta finalmente en la economicidad del proyecto.

Este trabajo tiene como eje principal plantear una metodología de análisis integradora de variables estáticas y dinámicas del reservorio para clarificar, tanto la distribución espacial como vertical de los hidrocarburos, basándose principalmente en la petrofísica, la resistividad profunda como indicador indirecto de subsaturación y los rasgos estructurales principales. Con este análisis se ha logrado una mejora en los caudales de producción a partir del incremento de los espesores contactados.

Marco estructural y geológico

El área Río Neuquén se encuentra en el sector sudoriental de la cuenca Neuquina. Su historia de deformación y deposición está estrechamente ligada a lo ocurrido en el margen Sur de la cuenca y al desarrollo de la megaestructura conocida como Dorsal de Huincul, cuyo estudio es ampliamente documentado en la bibliografía.

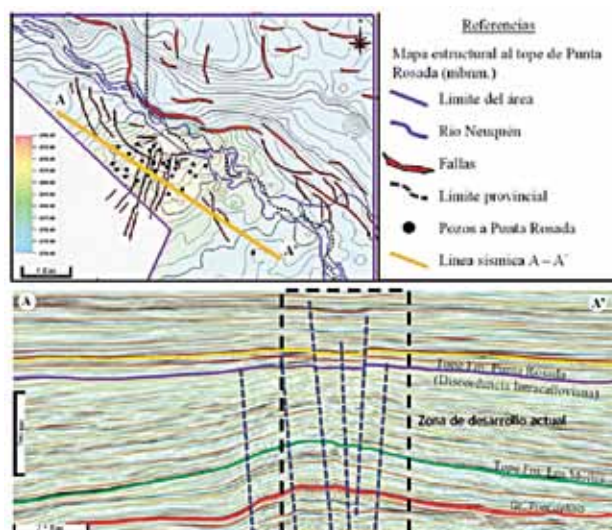


Figura 2. Mapa estructural al tope de Punta Rosada y corte sísmico NO-SE donde se muestran las estructuras principales (guben de colapso).

La evolución estructural del área de desarrollo fue descrita por Berdini *et al.* En ese trabajo los autores describen dos grandes etapas de deformación, subdivididas en ciclos menores. Una etapa de Rift donde se formaron depocentros locales rellenos con sedimentos del Gr. Precuyo y la sección inferior de la Fm. Los Molles, a la que sigue una subsidencia generalizada donde se depositaron los sedimentos del Jurásico Inferior a Medio (Fms. Los Molles Superior, Lajas y Punta Rosada). Esta etapa fue interrumpida por dos reactivaciones tectónicas que, a partir de lineamientos preexistentes y bajo la influencia de un esfuerzo horizontal máximo NO-SE, desarrollaron estructuras en flor correspondientes a un sistema transpresivo dextrógiro. Hacia el final de esta etapa transpresiva se generó un graben simétrico de orientación aproximada N-S que, según los autores, podría deberse al colapso de la estructura

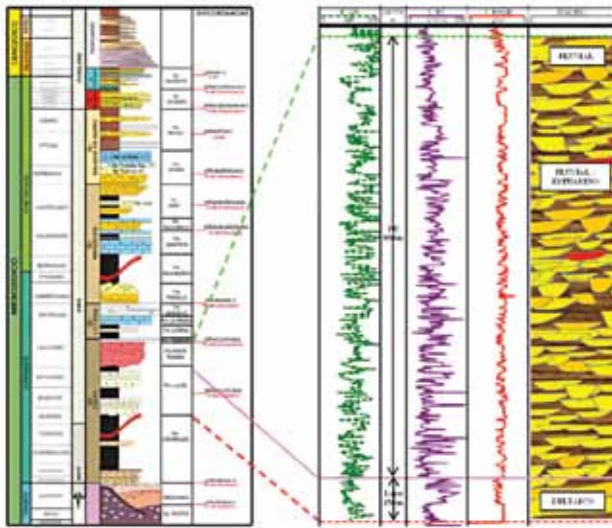


Figura 3. Columna estratigráfica (modificada de Arregui *et al.*, 2011). A la derecha perfil eléctrico tipo con espesores y principales litologías y ambientes sedimentarios.

en el punto de máxima deformación. Es en esta zona y sus alrededores donde se concentra actualmente el desarrollo de Punta Rosada en el yacimiento Río Neuquén (Figura 2).

Las Formaciones Lajas y Punta Rosada en conjunto tienen, en esta posición de la cuenca, un espesor promedio total de 1000 m y representan una secuencia estratigráfica

de carácter regresivo de 3° orden. La Fm. Lajas está formada por depósitos marinos de facies deltaicas. El espesor total de esta formación es de 200 m aproximadamente. Por encima se depositaron sedimentos marino marginales de la Fm. Punta Rosada que evolucionan hasta llegar a depósitos fluviales en los intervalos superiores (Figura 3).

Como se mencionó, durante este período, el área estuvo sometida a esfuerzos transpresivos. Numerosos pulsos tectónicos generaron reactivaciones parciales que quedaron reflejadas en el registro sedimentario como discordancias. Las dos más importantes por su carácter regional son la discordancia Intrajurasica ubicada en los niveles medios de Punta Rosada, descrita por Viñes *et al.*, y la discordancia Intracalloviana, descrita por Dellape *et al.*, que marca el tope de la Fm. Punta Rosada por encima de la cual se depositan niveles conglomerádicos correspondientes a la Fm. Lotena.

Caracterización petrofísica del reservorio

Las Formaciones Punta Rosada (PR) y Lajas están compuestas por rocas clásticas en gran parte sobrepresurizadas. Los niveles que se consideran reservorio varían de conglomerados a areniscas inmaduras lítico-feldespáticas y se caracterizan por poseer porosidades menores al 10%; permeabilidades muy bajas entre 0,0001 a 0,1 mD y saturaciones de agua, en general, subirreducibles que varían

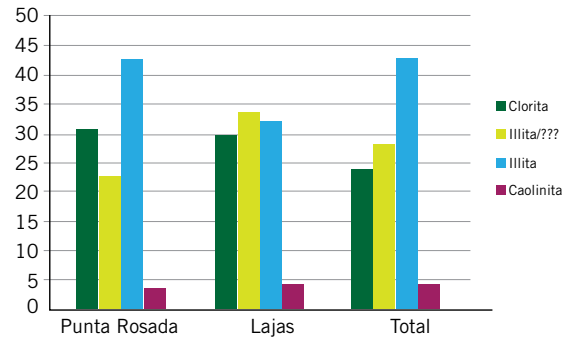
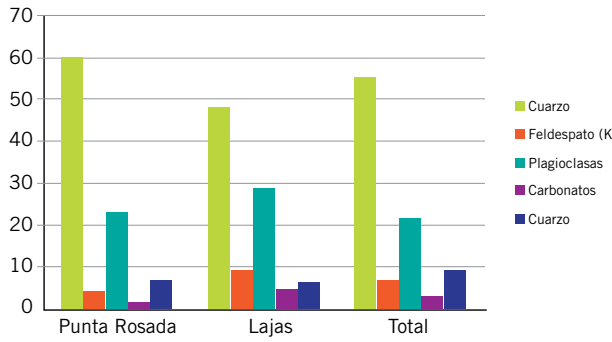


Figura 4. Resultados de rayos X (DRX). Mineralogía y tipos de arcillas.

entre el 10% y el 60%. En tanto que las intercalaciones no reservorio corresponden a fangolitas, limolitas, limoarcillitas y vaques.

Volumen de arcilla: estudios de rayos X indican que el porcentaje de arcilla dentro de las arenas reservorio es bajo, en general menor al 7%. Están compuestas principalmente por illitas; illita-esmectita y clorita (Figura 4).

Para la determinación del volumen de arcillas durante la interpretación de perfiles se utiliza el perfil de rayos gamma y la resistividad profunda.

Porosidad y Permeabilidad: los análisis de petro-

grafía a partir de cortes delgados permiten definir que alrededor del 70% del espacio poroso corresponde a micro y nano porosidad. El tipo, el tamaño y la textura de los poros, así como la composición de las rocas, se resumen en la figura 5.

La mejor estimación de la porosidad se logra utilizando la curva del perfil de densidad previamente corregida, en caso necesario, por los problemas de calibre. Tanto la porosidad como la permeabilidad se miden en laboratorio a condiciones de reservorio (NOBP: *Net Overburden Pressure, del inglés presión de sobrecarga neta*).

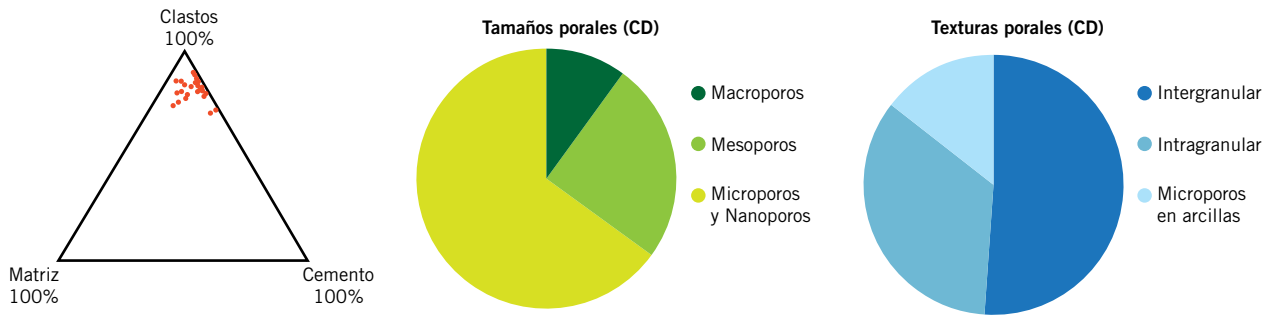


Figura 5. Composición de las rocas y tamaños y texturas porales a partir de la petrografía en Cortes Delgados.

Considerando las características de este tipo de reservorio de baja permeabilidad y sobrepresurizado, para el cálculo de la permeabilidad con perfiles se utilizó la ecuación de Timur (Timur, 1968) modificada que relaciona la porosidad y la saturación de agua irreducible. Dado que, en general, los reservorios producen caudales considerables de gas seco, se asume que la saturación de agua interpretada corresponde a la saturación de agua irreducible.

La figura 6 muestra la correlación porosidad-permeabilidad según datos de laboratorio (testigos laterales y coronas) a una presión de confinamiento (NOBP) representativa del punto medio del reservorio.

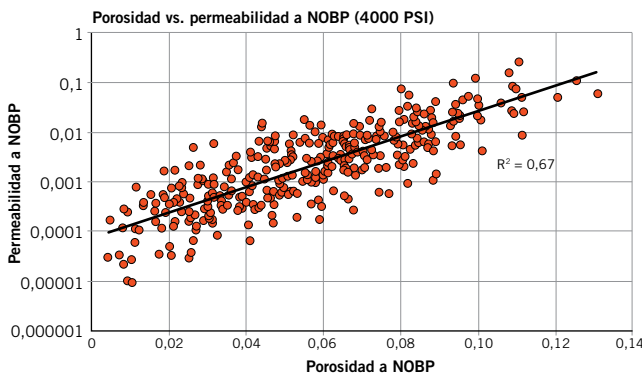


Figura 6. Correlación porosidad-permeabilidad a condiciones de reservorio. Datos de corona y testigos laterales.

Saturación de Agua: la saturación de agua es un parámetro crítico en este tipo de reservorio debido a su condición de subsaturación y, por lo tanto, a la falta de equilibrio capilar. Una posible explicación para la subsaturación así como una excelente descripción de un reservorio análogo a Punta Rosada puede leerse en Newsham, *et al.*

La falta de equilibrio hidrostático hace que la saturación de agua solo pueda ser estimada a partir de los perfiles eléctricos utilizando la ecuación de Archie (Archie, 1941) o sus variantes. Una de las principales maneras de ajustar esta interpretación es midiendo la saturación de agua nativa en la roca. Para esto se realizaron ensayos de laboratorio sobre coronas preservadas. Para más información ver Crotti, 2007. Estos ensayos permitieron obtener un valor representativo de la salinidad del agua de formación y calibrar los parámetros eléctricos que se utilizarían en la ecuación de cálculo para la interpretación de perfiles, se logró así un muy buen ajuste corona-perfil de la saturación de agua tanto para la Fm. Punta Rosada como para la Fm. Lajas.

La resistividad en las arenas como indicador cualitativo del límite superior de los niveles productivos

Al analizar el comportamiento del perfil de resistividad profunda frente a las arenas y conglomerados de Lajas y Punta Rosada, se observa que a medida que nos desplazamos hacia capas más someras, alejándonos de la roca madre, disminuye el valor de la resistividad (Figura 7).

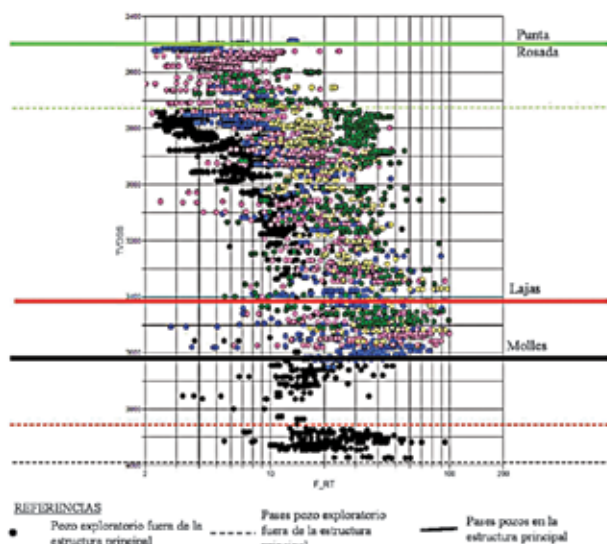


Figura 7. Ejemplo de la disminución de la resistividad profunda (F_RT) versus profundidad de las arenas porosas desde la roca madre (Fm. Los Molles). Los colores representan los distintos pozos. En negro, pozo exploratorio ubicado fuera de la estructura principal.

Existen distintos factores que podrían producir variaciones en las resistividades. Los tres más importantes se detallan a continuación:

- Cambios litológicos y/o petrofísicos: los datos de roca, recortes de perforación, testigos rotados y perfiles varios no muestran diferencias significativas en los valores de porosidad ni en la litología que puedan reflejarse en cambios abruptos de resistividad, por lo cual se descarta este factor.
- Cambios de la salinidad del agua de formación: los datos medidos en laboratorio y en ensayos de producción, alrededor de 120 g/l ClNa, así como las relaciones entre salinidades del lodo y resistividades profundas y someras (invasión) indican que no existirían variaciones significativas en la salinidad que justifiquen los cambios en la resistividad. Es importante mencionar que los reservorios convencionales más someros, como la Fm. Lotena, la Fm. Quintuco y la Fm. Mulichinco tienen salinidades de agua de formación comparables a las medidas en las Fms. Lajas y Punta Rosada, por lo tanto este factor también es descartado.
- Aumento de la SWirr (saturación de agua irreducible) en reservorios más someros: resulta la hipótesis más consistente y lógica según los datos y el modelo asumido.

Se observó que cuanto más próximo a la roca madre están las arenas de Punta Rosada mayor es la resistividad. Visto que la salinidad del agua de formación no tendría variaciones relevantes con la profundidad, este comportamiento sería indicativo de una menor SW (saturación de agua). En tanto que a medida que nos alejamos de la roca madre hacia reservorios más someros, la resistividad disminuye evidenciando un aumento de la saturación de agua con posibilidades de ser móvil.

Esta hipótesis está de acuerdo con el modelo de Gas de

Centro de Cuenca, donde la migración del gas generado en la roca madre tuvo la suficiente energía como para desplazar el agua móvil y parte del agua irreducible original que se encontraba en los poros, dejando las rocas subsaturadas. De esta manera los niveles de mayor SWirr y los de agua libre se ubican en la parte superior de la columna, constituyendo un sello capilar en un sistema fuera de equilibrio.

Un aspecto relevante es que, en la mayoría de los casos, estos cambios en la resistividad no se dan de manera gradual sino que pueden observarse escalones o saltos.

El análisis de la respuesta resistiva de los reservorios junto al comportamiento productivo de las rocas permitió definir tres zonas, dentro de las cuales la mayoría de las capas permeables tienen valores de resistividad promedio semejantes y comparten similares respuestas productivas (Tabla 1).

Zona	Resistividad (Ohm-m)	Saturación de Agua (%)	Respuesta Productiva
3	Menos de 20	50 a 70	Baja productividad Riesgo de Agua móvil
2	Entre 20 y 35	30 a 50	Media Productividad
1	Más de 35	10 a 30	Alta Productividad

Tabla 1. Zonas de resistividades promedio identificadas a nivel de pozo.

Zona 1. Constituida por reservorios con capas que presentan valores de resistividad promedio superiores a 35 ohm-m y coinciden con muy buenas productividades.

Zona 2. Zona con reservorios que contienen capas con valores de resistividad promedio entre 20 y 35 ohm-m y buenas productividades.

Zona 3. Zona con resistividades promedio menores a 20 ohm-m no considerada como reservorio debido a la baja productividad y al alto riesgo de movilidad de agua. Esta zona se hallaba en el tercio superior de la Fm. Punta Rosada y solo se encontraba en algunos pozos ubicados dentro del área de desarrollo en la etapa inicial del proyecto.

En 2014 se perforó un pozo exploratorio a 7 km de la zona de desarrollo hacia el flanco sudeste del anticlinal. Este pozo mostró muy baja detección de gas durante la perforación, y prácticamente todo el espesor de Punta Rosada, por sus valores de resistividad, queda dentro de la denominada zona 3. La terminación del pozo corroboró una baja productividad y la presencia de agua libre en algunos niveles de esta zona.

En la figura 8 se muestran las tres zonas en un corte estratigráfico con tres pozos: uno ubicado en el alto de la estructura, otro en zonas intermedias y el pozo exploratorio. Se graficaron las tres zonas definidas así como los datos de espesores estimulados, producción de gas y los caudales de agua producida transcurrido un mes de producción. El pozo exploratorio muestra en la Zona 3 escasa producción de gas y alta producción de agua en tanto que el pozo ubicado en el alto de la estructura muestra todo el espesor mineralizado con altas resistividades correspondientes a la Zona 1 y excelentes resultados productivos sin presencia de agua significativa.

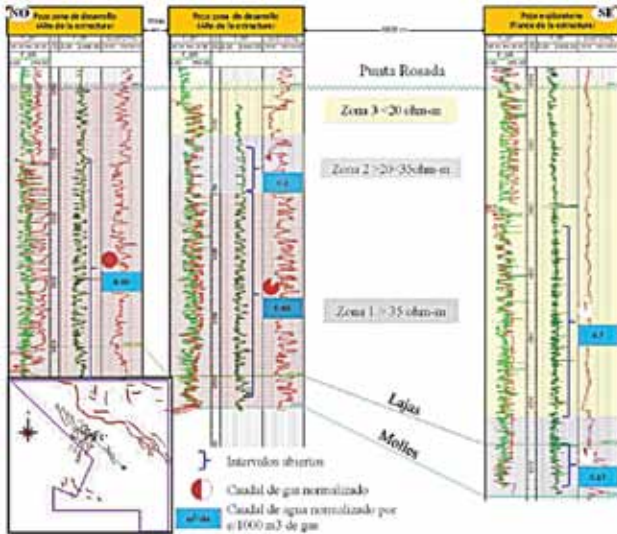


Figura 8. Zonas de resistividad observadas a nivel de pozo: en la pista del centro de cada pozo se observa la resistividad profunda (F_RT) y los intervalos abiertos. En la pista de la derecha de cada pozo se observa el gas total registrado durante la perforación y los datos de los ensayos normalizados.

Como se mencionó en la introducción, durante la etapa inicial del desarrollo, los objetivos productivos solo contemplaban la Fm. Lajas y los dos tercios inferiores de la Fm. Punta Rosada, no se consideró el tercio superior. Esto responde a un escaso universo de datos (pocos pozos perforados, pocas capas estimuladas) y a la existencia de un “paradigma” que relacionaba al tercio superior de la Fm. Punta Rosada con reservorios pobres, con saturación de agua móvil y gradientes de sobrepresión muy inferiores a los encontrados por debajo de ese límite.

Terminaciones recientes permitieron obtener nuevos datos de presión a diferentes profundidades mediante ensayos de bombeo diagnóstico. La figura 9 muestra las presiones medidas y los gradientes derivados de las mismas en relación a las zonas de resistividad definidas. Como puede verse no existe una relación directa entre el nivel de sobrepresión y la resistividad o saturación de agua. De esta manera capas de diferentes valores de resistividad pue-

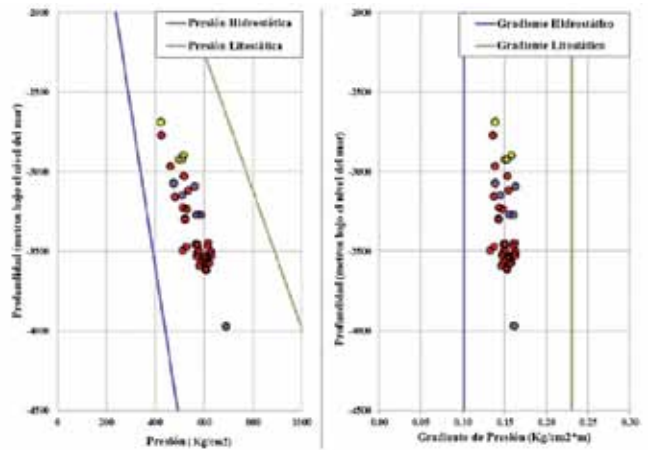


Figura 9. Presiones y gradientes medidos en las formaciones Lajas y Punta Rosada mediante ensayos de bombeo diagnóstico. Los colores representan las zonas de resistividad definidas (rojo Zona 1, violeta Zona 2 y amarillo Zona 3). El punto ubicado a mayor profundidad corresponde al pozo exploratorio.

den tener similar nivel de sobrepresión, insinuando que la saturación no depende de la presión sino más bien de la ubicación del pozo.

Predicción de Espesor Productivo

Berdini *et al.* mencionan y citan dos mecanismos principales de migración asociados a la Fm. Los Molles: vertical a través de fallas y migración vertical a través de espesores de sedimentos de grano fino. Al analizar la distribución areal de los espesores mineralizados (Zona 1 + Zona 2), identificados pozo a pozo, se puede observar que en la región afectada por las fallas de colapso del graben, las alturas mineralizadas son mayores y el mecanismo principal de migración habría sido a través de las fallas. En tanto que en la zona del pozo exploratorio, donde no hay presencia de fallas importantes, el espesor mineralizado es mucho menor y el principal mecanismo de migración habría sido a través de los sedimentos finos.

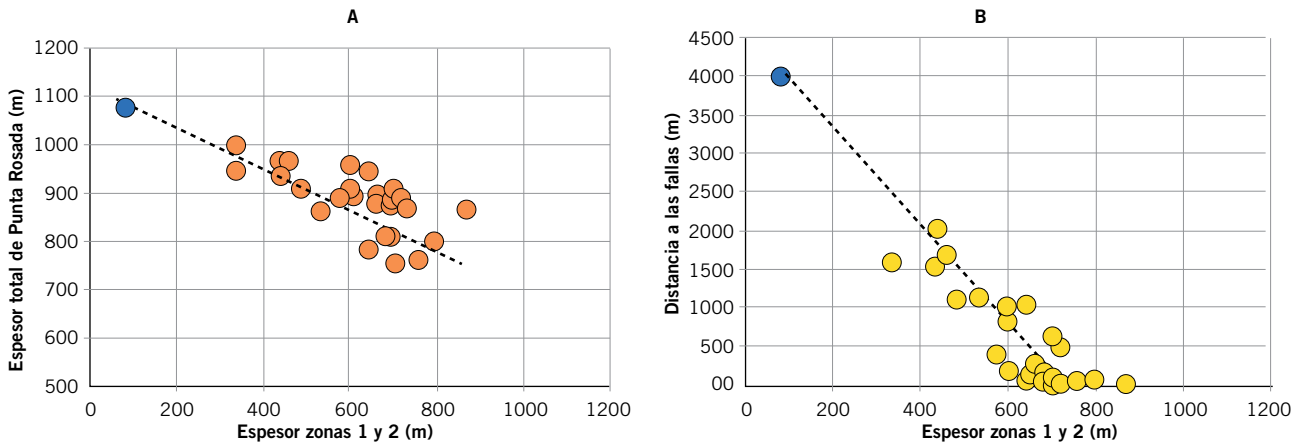


Figura 10. a. Relación entre el espesor total de Punta Rosada y el espesor de las zonas 1 y 2 (zonas consideradas productivas, con mayores resistividades). b. Espesor productivo, zonas 1 y 2 en relación con la distancia a las fallas principales del graben de colapso. En azul pozo exploratorio.

La relación inversa entre el espesor total y el espesor mineralizado (Figura 10a) se explica principalmente por las fallas asociadas a la estructuración mencionada. En la figura 10b se grafica el espesor de las zonas 1 y 2 con la distancia a la falla más cercana. Al alejarnos de la zona estructurada el espesor productivo disminuye. Las fallas funcionan como vías de migración al poner el gas en contacto con mayor volumen de roca, de esta manera mejora la eficiencia de la migración al no depender exclusivamente de la permeabilidad vertical de la roca.

Otro factor que podría haber influenciado en el espesor mineralizado es el espesor de la Fm. Los Molles, ya que a mayor potencia de roca madre, mayor es el volumen de gas generado. De acuerdo con la orientación de las fallas de basamento que dan origen a los hemigrabenes iniciales, los mayores espesores de la Fm. Los Molles tienen una orientación NO-SE y disminuyen hacia el SO y hacia el NE. En la figura 11 se muestra como esta relación se corrobora con una leve tendencia en los pozos dentro de la zona desarrollada y se define más claramente con el pozo exploratorio.

En la figura 12 se muestra como las fallas interpuestas entre pozos relativamente cercanos generan diferencias

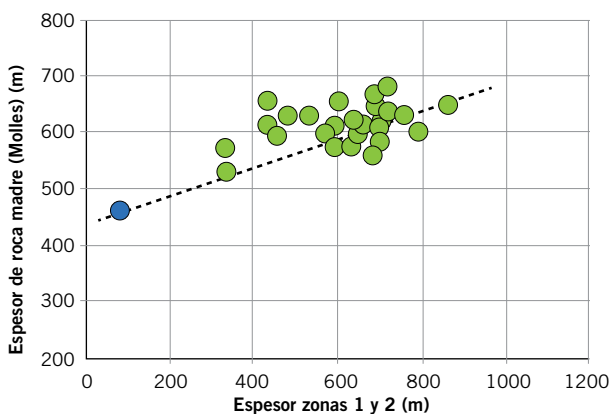


Figura 11. Relación entre el espesor de la roca madre, Fm. Los Molles y el espesor de las zonas 1 y 2. En azul pozo exploratorio.

significativas de espesor mineralizado. Esta diferencia en la carga no puede ser explicada ni por un cambio litológico ni por un cambio estratigráfico, solo la presencia de las fallas puede justificar que el gas haya migrado cientos de metros en la vertical atravesando rocas de muy baja permeabilidad. En esta misma figura también se observa la variación lateral en los espesores de la Fm. Los Molles.

Las zonas definidas en los pozos fueron extrapoladas considerando el modelo de carga asociado a la cercanía a las fallas. Se realizaron las volumetrías correspondientes y el resultado fue la incorporación del tercio superior de Punta Rosada en grandes áreas del campo y con él se incrementó considerablemente el GOIS (Gas Original *In Situ*) en el área de desarrollo.

Durante las campañas de perforación y de terminación de 2015 y 2016 se procedió a la adquisición de datos estáticos y dinámicos: perfiles, testigos rotados, punzados, fracturas, productividad y mediciones de presión, tendencias a validar el modelo propuesto.

Conclusiones

- A partir de los valores de resistividad profunda promedio de las capas permeables de la Fm. Punta Rosada y Fm. Lajas se definieron tres zonas fácilmente identificables por perfiles y con comportamientos productivos comprobados, claros y extrapolables.
- Se definió la Zona 1 como la de mejor productividad. Su asociación con la estructura permitió identificar grandes espesores útiles en la zona del graben. Los pozos perforados en esta zona mostraron producciones iniciales por encima del promedio.
- Se definió a la Zona 3 como la zona de menor productividad. Se caracteriza por resistividades de menos de 20 ohm-m, lo que equivale a saturaciones de agua promedio de 50%. En algunos niveles de esta zona es posible encontrar agua móvil. Se la considera, en las condiciones actuales de tecnología y precio, como recurso.
- Según el modelo propuesto y la información disponible, los gradientes de sobrepresión serían similares en

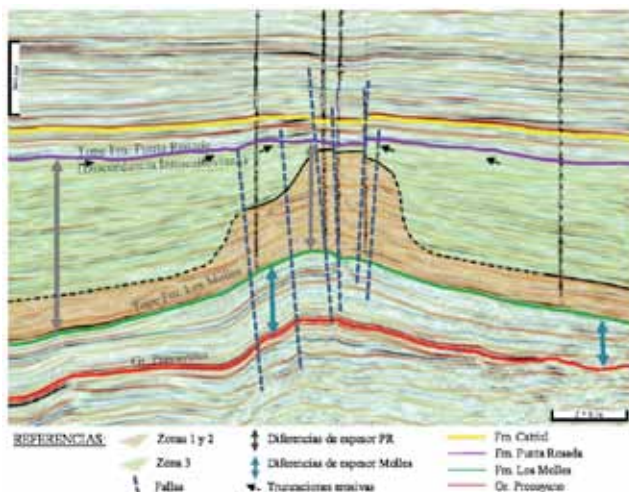


Figura 12. Corte sísmico NO-SE mostrando las truncaciones erosivas y los cambios de espesor total de Lajas + Punta Rosada, así como las variaciones de espesor de la roca madre (Fm. Los Molles).

todo el campo. De esta manera se prioriza la saturación de agua a través de la resistividad como guía para el desarrollo del yacimiento.

- La metodología propuesta, aplicada en la zona de desarrollo, permitió incrementar el espesor neto contactado en un 25% en promedio en tanto que la producción inicial, de acuerdo con los perfiles de productividad, aumentó, en promedio, un 15% alcanzando valores de hasta el 50% en las zonas centrales dentro del graben.
- La definición de las zonas y su identificación en los perfiles, así como su relación con los aspectos estructurales mencionados, permitió redefinir los planes de desarrollo futuros hacia zonas de mayor productividad optimizando los recursos. ■

Agradecimientos

Agradecemos a Pampa Energía S.A. por la publicación de este trabajo. A Federico Sattler por su colaboración; y a C. Naidés, P. de Diego, C. Arregui y N. Bravin por la lectura crítica del trabajo.

Bibliografía consultada

- Archie G. E., 1941. The Electrical Resistivity Log as an Aid in Determining Some Reservoir Characteristics, SPE-942054-G, Trans. AIMME. 146: 54-62.
- Arregui C., O. Carbone y R. Martínez, 2011. EL GRUPO CUYO (JURÁSICO TEMPRANO -MEDIO) EN LA CUENCA NEUQUINA. Relatorio del XVIII Congreso Geológico Argentino. Neuquén, pp. 77-89.
- Berdini O., C. Arregui y M. Pimentel Mendes, 2002. Evolución tecto-sedimentaria de la estructura Río Neu-

quén, Cuenca Neuquina, República Argentina. XV Congreso Geológico Argentino, Actas 3:187-192, Calafate.

Berdini O., J. F. Rodríguez, S. D. Matheos, L. A. Spalletti y H. J. Villar, 2011. "Evaluación de los procesos diagenéticos y modelado bidimensional del sistema petrolero Los Molles- Lajas/Punta Rosada en el yacimiento Río Neuquén, Cuenca neuquina, Argentina". Actas del VIII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, pp. 549-566.

Crotti M. A., 2007. "Water Saturation in Tight Gas Reservoirs". SPE 107145. SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference held in Buenos Aires, Argentina, 15-18, abril 2007.

Digregorio J. H., 1972. Neuquén. En: Leanza, A.F. (Ed.): Geología Regional Argentina. Academia Nacional de Ciencias. República Argentina. pp. 439-506. Córdoba.

Dellapé D. A., C. Mombrú, G. A. Pando, A. C. Riccardi, M. A. Uliana y G. E. Westermann, 1979. "Edad y correlación de la Formación Tábanos en Chacay Melhue y otras localidades de Neuquén y Mendoza, con consideraciones sobre la distribución y significado de las sedimentitas Lotenianas". Obra Centenario Museo La Plata, 5: 81-105. La Plata.

Law B. E., 2000. What is a basin-centered gas system? Basin-centered gas symposium: Rocky Mountain Association of Geologists, 8 p.

Newsham K. E., J. A. Rushing, A. Chaouche y D. B. Benion, 2002. Laboratory and Field Observations of an apparent Sub Capillary-Equilibrium Water Saturation Distribution in a Tight Gas Sand Reservoir. SPE Gas Technology Symposium, Calgary, Alberta, Canada, 30 aprli-2 may, 2002. SPE 75710.

Timur A., 1968. An Investigation of Permeability, Porosity & Residual Water Saturation Relationships for Sandstone Reservoirs. The Log Analyst IX (4). SPWLA-1968-vIX4e2.

Viñes E. F., L. C. Vaillard y J. E. Foucault, 1987. "Alto Fondo de Basamento y Discordancias Intracuyanas en el Subsuelo de la Cuenca Neuquina, Provincia del Neuquén, Argentina". X Congreso Geológico Argentino, Actas I, 131-134. San Miguel de Tucumán, Argentina.

Weaver Ch., 1931. Paleontology of the Jurassic and Cretaceous of West. Central Argentina. Universty of Washington. Memoir 1: 1-469. Seattle.