



# Caracterización petrofísica a partir de la integración de registros eléctricos y datos de roca de la Fm. Mulichinco del yacimiento Rincón del Mangrullo, Neuquén, Argentina

Por **Aldo Omar Montagna, Elsa Beatriz Zardo, María Agustina Celentano**. YPF SA

*Trabajo seleccionado como Segunda Mención en el Congreso de Producción del Bicentenario.*

**E**l principal objetivo del trabajo fue lograr una caracterización petrofísica sobre la base de información de roca y registros de pozo, que permitiera la determinación del modelo de facies presente y de las características petrofísicas del reservorio.

Como objetivos específicos podemos mencionar:

- Utilizar los perfiles de imágenes resistivas, adquiridas en la mitad de los pozos, para determinar el ambiente de depositación y las características litológicas- granulométricas, de las distintas facies identificadas. Correlacionar y ajustar la asociación de facies resultantes con los datos de roca disponibles (fundamentalmente, afloramientos análogos y estudios paleoambientales-litológicos de testigos coronas).
- Precisar, con toda la información de rocas y perfiles disponibles, el mejor modelo litológico-petrofísico posible, para ser evaluado con la metodología inversa de interpretación de perfiles.

- Establecer un modelo de permeabilidad a partir del concepto de Unidades Hidráulicas de Flujo (Amaefuelle *et al*: 1988).
- Determinar el modelo de fluidos presente a partir de la integración de los datos obtenidos por el ensayador de presión; el cálculo de saturación utilizando los perfiles convencionales; la información proveniente del registro de resonancia magnética nuclear, y los datos de producción que arrojan los ensayos realizados en todos los sondeos.
- Obtener un modelo predictivo basado en los datos disponibles que sirva de sustento para nuevas perforaciones y preparaciones.

## Introducción

El yacimiento Rincón del Mangrullo (figura 1) está ubicado en la provincia de Neuquén. Las poblaciones más

cercanas son Añelo, a unos 50 kilómetros al este y Plaza Huincul, a unos 75 hacia el sur.

El primer pozo que se perforó en el área fue el YPF. Nq.M.x-7 (Mangrullo) en 1978 que, por razones técnicas, no fue terminado. En 1995, el pozo YPF.Nq.RDM.x-1 (Rincón del Mangrullo) descubrió gas en la Formación Barda Negra y, al año siguiente, se perforó el YPF.Nq.RDM.e-2, que mostró gas en la Formación Mulichinco.

Al momento del estudio, había nueve pozos perforados en toda el área, seis de los cuales produjeron gas de Mulichinco. El campo no cuenta con producción acumulada por falta de instalaciones de superficie, por lo que solamente se dispone de las producciones obtenidas en la etapa de terminación a partir de ensayos de pozos.

En todo el espesor de la columna estratigráfica que caracteriza el subsuelo del área existen tres reservorios que han documentado hidrocarburos. Desde la base hacia la superficie, las unidades son:

- Fm. Lajas (Gr Cuyo), con alternancia de arenas y arcillas

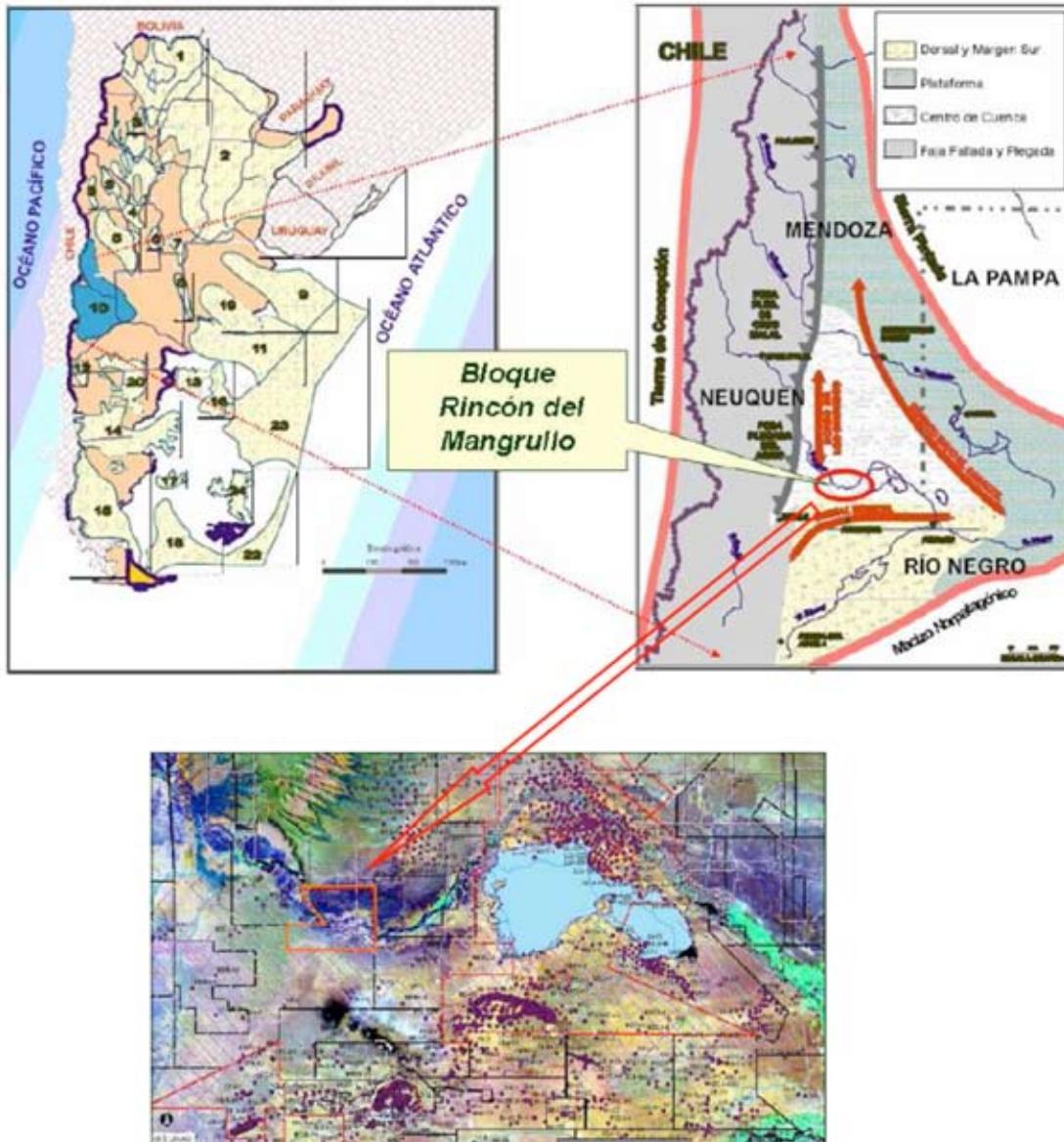


Figura 1. Mapa de ubicación

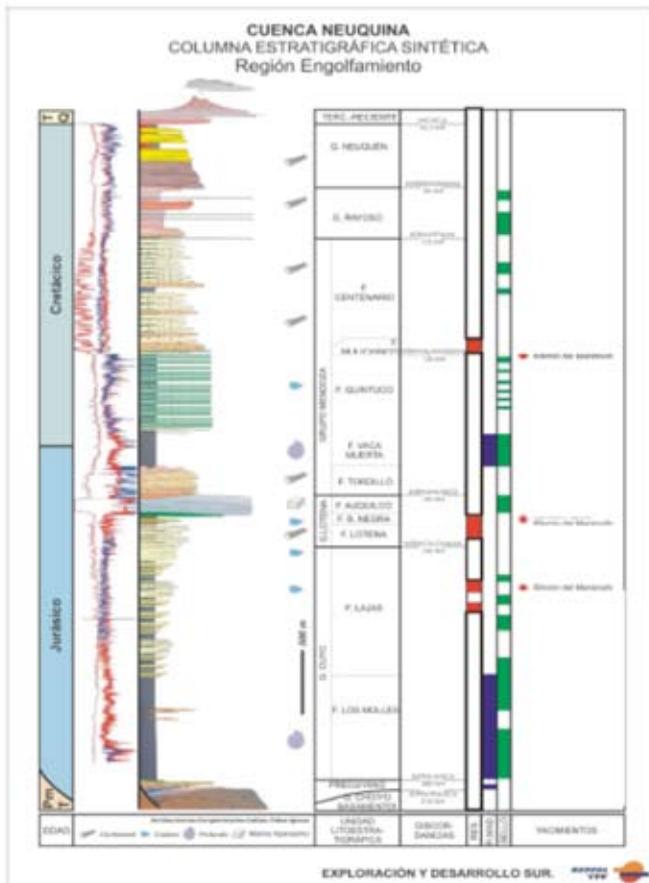


Figura 2. Columna estratigráfica presente en el área de estudio

de origen marino - continental, depositada en ambientes marino-deltaico (*tight sand gas*).

- Fm. Lotena y Barda Negra (Gr Lotena) la primera, de ambiente fluvial y la segunda, originada en ambiente plataforma somera con espesor disminuido por encontrarse cerca del límite de deposición.
- Fm. Mulichinco (Gr Mendoza), de edad Cretácico Inferior, cuyos depósitos clásticos varían de un ambiente continental (eólico, fluvial) a marino marginal (barras).

La columna estratigráfica en el área del yacimiento se encuentra desarrollada en forma completa y está explicada en la figura 2.

Como se expuso líneas arriba, el principal reservorio en Rincón del Mangrullo lo constituye la Fm. Mulichinco (productora de gas y condensado), desarrollado en un ambiente continental (eólico - fluvial) a marino somero,

en general transgresivo, en el que se distinguen tres secciones con diferentes asociaciones de facies: Mulichinco Inferior, Mulichinco Medio y Mulichinco Superior.

## Consideraciones geológicas

En el marco paleogeográfico, el evento marino de Quintuco-Vaca Muerta es interrumpido en forma abrupta por una discontinuidad regional, sobre la que apoyan las secuencias clásticas de la Fm. Mulichinco. Este límite de secuencia representaría el pasaje de la etapa de *post rift* a la etapa de *foreland* de la cuenca neuquina.

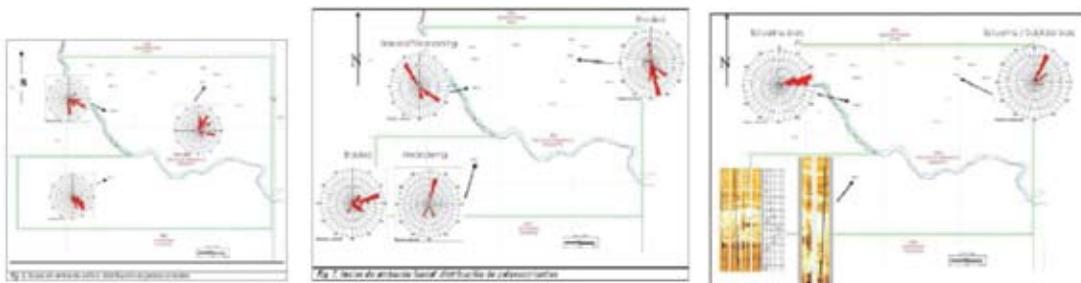
Al finalizar la Fm. Mulichinco con un incremento de influencia marina, secuencias depositacionales de margen de rampa y traslapamiento de facies se atribuyen a fluctuaciones del nivel del mar localmente, lo que culmina con la transgresión de la Fm. Agrio.

De los tres miembros que la conforman, resulta de particular interés el inferior, propio de zonas costeras o margen de plataforma, donde desarrolla facies de interduna seca y duna, con cuerpos masivos de arena. Los paleovientos provenían del oeste-noroeste (ver figura 3). Suprayacente, el miembro medio, las corrientes tenían una dirección oeste-sudoeste, en el que prevalecía lo fluvial en el oeste del bloque y las barras marinas costeras hacia el este (figuras 4 y 5). Por último, el miembro superior es netamente marino somero y es el que presenta pobres condiciones de reservorio. Se observa la progradación del sistema desde el sur sudeste.

Estructuralmente, se define como un monoclinado cuyo alto estructural se encuentra hacia el oeste, en el área vecina llamada Mangrullo (Petrobras). Esta estructura se profundiza hacia el este. Se trata de una trampa estratigráfica, en la que la presencia de hidrocarburos estaría determinada por las variaciones laterales de litología y, fundamentalmente, por características petrofísicas de las secciones de la Fm. Mulichinco. Estos cambios pueden constituir barreras de permeabilidad de los cuerpos arenosos, al actuar como elemento sello en el sistema petrolero analizado.

En el área considerada, las margas y calizas margosas de la Fm. Vaca Muerta conforman la roca madre por excelencia. Presentan una madurez térmica tardía para la generación de petróleo, aunque la base se halla en ventana de generación de gas.

Los estudios geoquímicos y el modelado bidimensional realizados en la zona de la Dorsal de Huincul (Veiga *et al.*) permiten caracterizar a esta roca madre como un keróge-



Figuras 3, 4 y 5

no de tipo II, formado por materia orgánica de origen marino, con un cuatro por ciento de carbono orgánico total. El riesgo principal es la variabilidad de las condiciones del reservorio.

El modelo geológico se apoyó también en la interpretación de la Fm. Mulichinco en las áreas Aguada Pichana (Total) y Fortín de Piedra (Tecpetrol), situadas al norte y este respectivamente.

Con los datos actuales, el reservorio Mulichinco, en Rincón del Mangrullo, muestra un desmejoramiento en sus condiciones petrofísicas. Aunque cuenta con sólo nueve pozos en el área, éstos se encuentran distribuidos de forma tal que dan una acabada idea de la dirección de los paleovientos, de las corrientes fluviales y del retrabajo de las arenas costeras en depósitos de barras marinas hacia el este del área. Estos datos fueron utilizados para hacer un modelado geocelular 3D.

Petrofísicamente, a partir de un trabajo integrado realizado con todos los datos obtenidos de los pozos, coronas, perfiles de imágenes y registros de buzamiento, el espesor útil varía entre 10 y 25 metros, (el espesor total de la Fm. Mulichinco varía entre los 100 y 110 metros).

Se utilizó un *cut-off* de porosidad de ocho por ciento, ya que la porosidad promedio de capa es de once por ciento. Los pozos producen gas, en algunos casos con un ocho por ciento de agua y un diez por ciento de condensado. La  $S_w$  es alta: esto se debe al agua irreductible que se observa en los perfiles de resonancia magnética, por lo que se tomó un *cut-off* de  $S_w$  del setenta por ciento.

## Metodología

La metodología de análisis de perfiles se resume en la

figura 6.

Muchas veces, debido a la información incompleta que se tiene en la evaluación de registros eléctricos de pozos perforados en áreas exploratorias, se utiliza el método convencional o determinístico de interpretación de perfiles, para obtener los parámetros petrofísicos que permitan alcanzar una buena caracterización de los reservorios analizados.

De esta forma, a partir de la información de registros de pozo y con el empleo de parámetros y ecuaciones pre-determinadas (densidad, resistividad y tiempo de tránsito de matriz; densidad, resistividad y tiempo de tránsito de arcilla, resistividad del agua, ecuaciones de saturación, ecuaciones de porosidad, entre otras), se obtienen como resultado un conjunto de parámetros petrofísicos (volumen de arcilla, porosidad, saturación de agua, permeabilidad, etcétera).

En general, en esta técnica, los datos son parcialmente usados: no se tiene un control de la calidad de los resultados, que están sujetos a la aplicación de un sólo modelo interpretativo. En casos como la evaluación de las áreas exploratorias de la Argentina, no todos los datos e informaciones están disponibles en todos los sondeos. Por lo tanto, muchas veces la incertidumbre de los resultados de estos casos atenta contra la confección de una adecuada caracterización petrofísica y, por ende, en una inapropiada evaluación económica.

El método inverso de interpretación de perfiles o método estadístico utiliza las ecuaciones de respuesta de las herramientas para definir la respuesta teórica de cada herramienta de perfilaje como función de las variables de la formación. El analista especifica las mediciones disponibles y utiliza el conocimiento local como restricción sobre las ecuaciones.

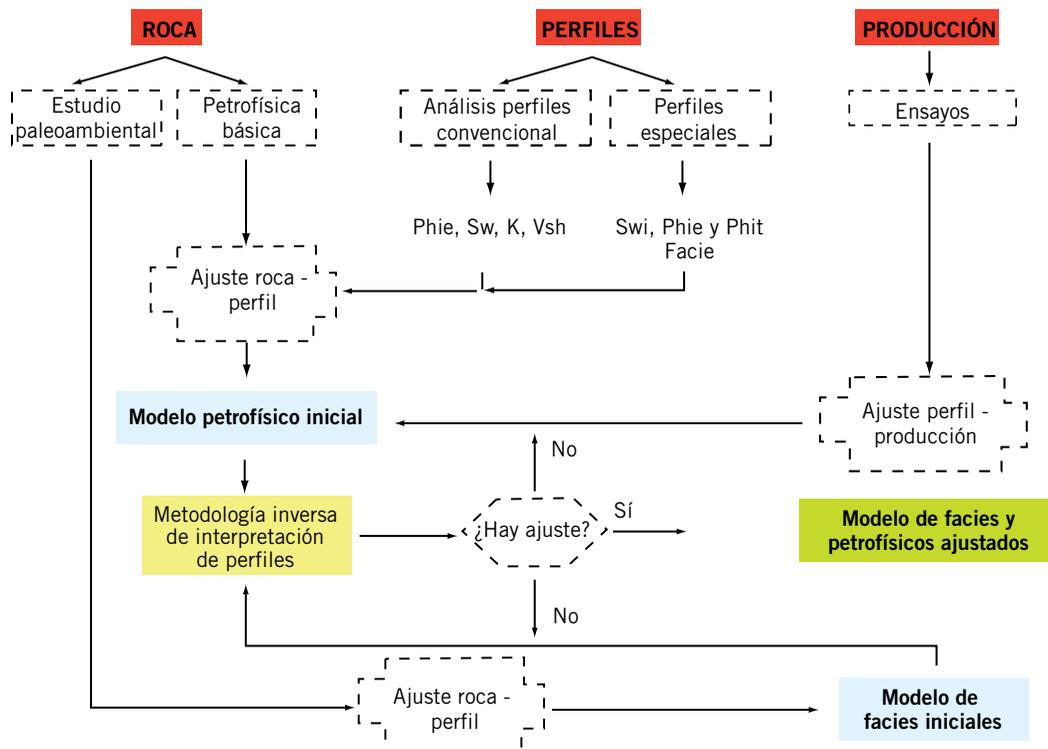


Figura 6. Flujo de trabajo propuesto para la caracterización petrofísica realizada. Este flujo de trabajo estuvo soportado, en gran medida, por el método inverso de interpretación de perfiles.

De este modo, el análisis se adapta a mediciones específicas, al conocimiento y a los requerimientos específicos. El método determina, a través de técnicas de minimización de errores, la solución que crea la menor diferencia entre la respuesta teórica -a partir de las ecuaciones de las herramientas- y las mediciones realmente hechas. En este momento, el resultado obtenido es el óptimo para la información disponible.

Se parte de modelos geológicos-petrofísicos predefinidos (que pueden armarse con todos los datos disponibles, como afloramientos, coronas, ensayos de pozos, ensayos de producción, etcétera), y se utilizan las ecuaciones de las herramientas de perfilaje de las distintas compañías: así, se obtiene la respuesta teórica de cada herramienta para dicho modelo.

Cada modelo es independiente, lo que permite hacer un *mix* entre los distintos modelos; por ejemplo, un modelo para carbonatos, otro para clásticos, etcétera, en un mismo pozo.

En definitiva, el principio de funcionamiento se fundamenta en que si es posible encontrar los volúmenes aproximados de cada elemento en el reservorio analizado, -con la ecuación de respuesta de cada registro junto con sus parámetros-, puede determinarse el valor que, teóricamente, habría medido cada registro. A estos valores se los denomina "registros teóricos"; si estos son próximos a los reales, entonces los volúmenes aproximados de cada elemento son correctos.

A partir de allí, con el concurso de técnicas de optimización estadísticas se minimizan las diferencias entre la respuesta teórica de la herramienta y el dato medido en el campo, que optimiza el modelo geológico-petrofísico asumido.

El objetivo final de la aplicación de este flujo fue la elaboración de un modelo de facies petrofísico de la Fm. Mulichinco, con consideración de los parámetros de ubicación, distribución, forma y variaciones internas de los elementos litológicos y de los fluidos en condiciones originales.

El modelo está basado en el procesamiento de la información geológica y de yacimiento. Por otra parte, para la determinación de un modelo de permeabilidad, se trabajó con el marco conceptual que Amaefuelle *et al* desarrollaron en 1988, en función de

datos de porosidad y permeabilidad de testigos coronas.

La metodología de Unidades Hidráulicas de Flujo (UH) es especialmente aplicable en la caracterización de reservorios heterogéneos no uniformes. Una Unidad Hidráulica de Flujo (Evans: 1987) se ha definido como un volumen representativo de la roca total, dentro del cual las propiedades geológicas que controlan el movimiento de fluidos son internamente consistentes y predecibles a diferencia de las propiedades de otras rocas.

La existencia de múltiples UH pone de manifiesto las heterogeneidades microscópicas que controlan la permeabilidad. Las UH están relacionadas con las distribuciones de las facies geológicas, pero no coinciden

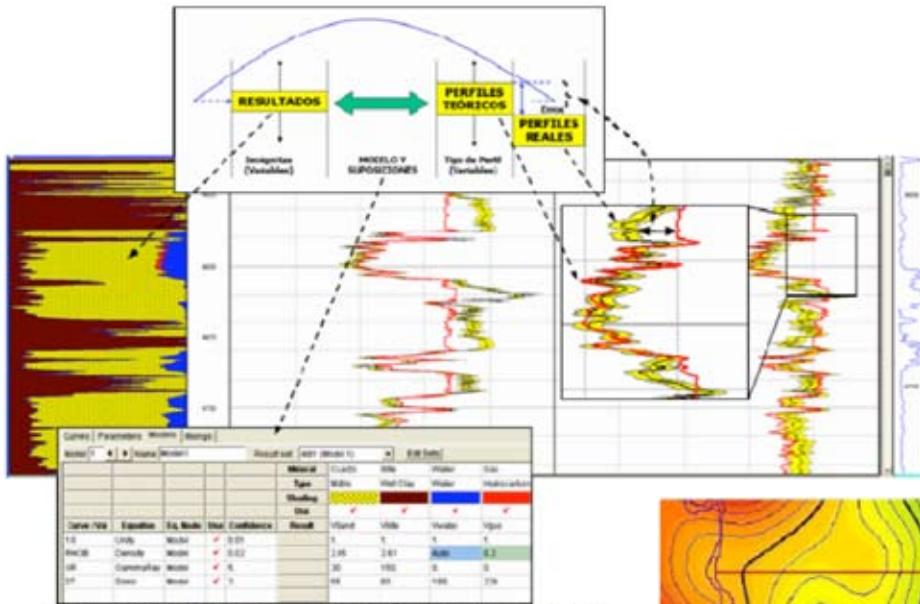


Figura 7. Principio básico de la metodología de interpretación inversa (o probabilística) de registros eléctricos de pozo.

necesariamente con sus límites. El movimiento de los fluidos está influenciado por la geometría poral, que es controlada por la mineralogía y la textura de la roca.

Las distintas combinaciones de estas propiedades pueden generar similares características de transporte de fluidos. Por ello, se pueden considerar como pertenecientes a una misma UH. En conclusión, una UH puede estar presente en más de una facie, según sean su textura deposicional y contenido mineralógico.

## Desarrollo

Desde el punto de vista estratigráfico-petrofísico, la problemática general del reservorio Mulichinco en el yacimiento Rincón del Mangrullo se puede generalizar en:

- La multiplicidad de estilos depositacionales caracteriza

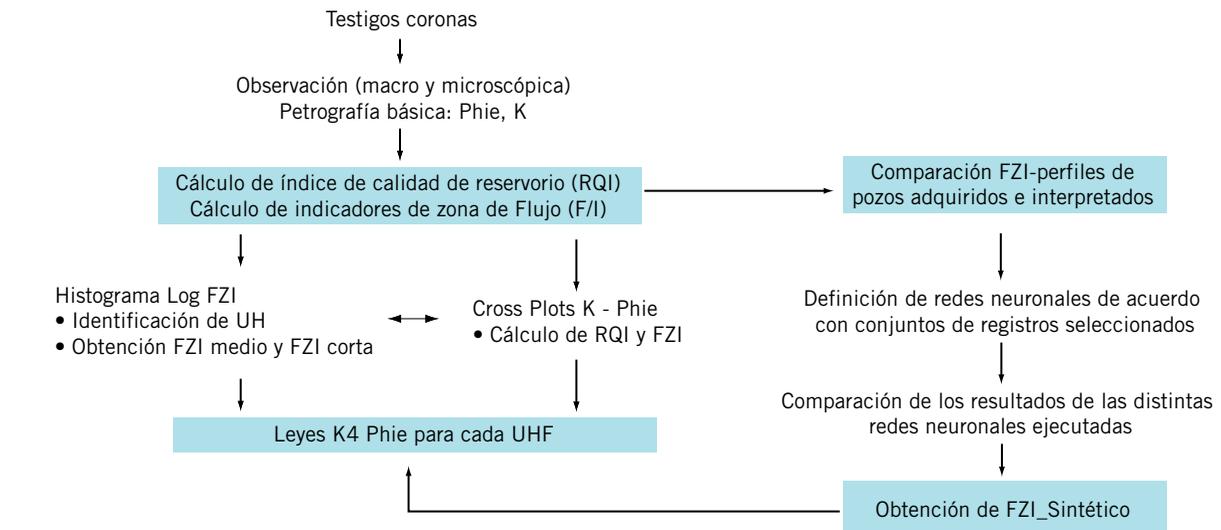


Figura 8. Flujo de trabajo propuesto para la determinación de Unidades Hidráulicas de flujo.

dos por grandes variaciones laterales y verticales.

- La incerteza sobre la distribución de los cuerpos de areniscas en el subsuelo.
- La discontinuidad de los cuerpos con buena porosidad que se encuentran acotados a niveles específicos relacionados a su ambiente de deposición y que podrían, en algunos casos, no estar comunicados entre sí.
- La distribución áreal irregular de los pozos perforados.
- La carencia de historia de

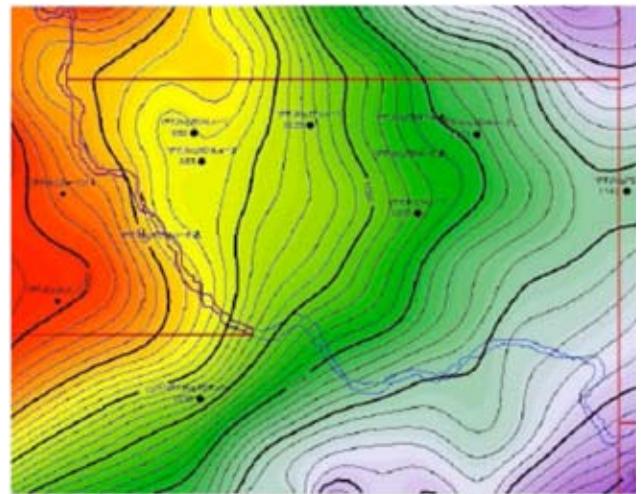


Figura 9. Mapa estructural del tope de la Fm. Mulichinco en el área de estudio.

producción y presiones, ya que sólo se cuenta con ensayos extendido en la terminación de los pozos.

Para explicar este problema, se realizó el modelado de facies y petrofísico, con el objetivo de obtener una caracterización estática del reservorio a partir del modelado

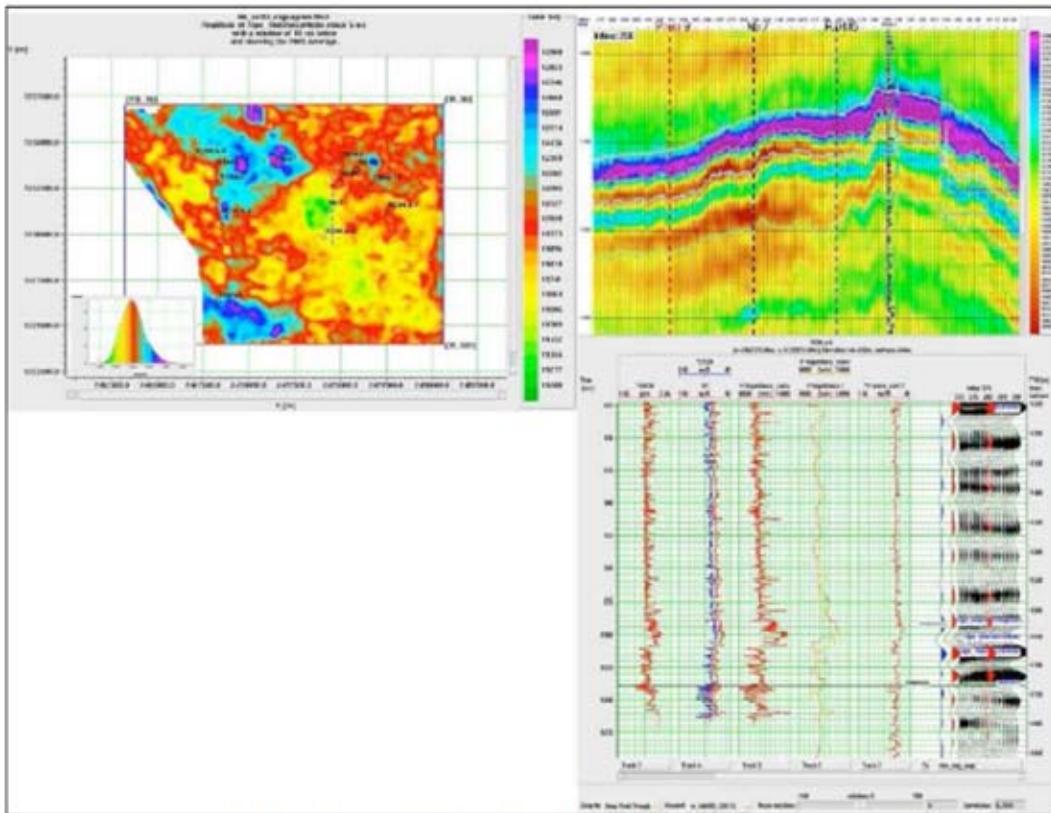


Figura 10. Mapa y sección sísmica a partir del cubo sísmico invertido.

geocelular 3D.

La primera instancia consistió en definir si la información sísmica existente podía ser utilizada en la caracterización mencionada. Como se podrá apreciar, esta fuente de información no está presente en el flujo de trabajo explicitado, puesto que los datos sísmicos sólo pudieron utilizarse en la interpretación estructural del campo, y solamente en forma cualitativa en la definición del marco estratigráfico-petrofísico.

La figura 9 muestra la imagen sísmica del tope de la Fm. Mulichinco. De esta forma, se pudo calibrar la respuesta de los distintos lineamientos estructurales y estratigráficos.

Se realizaron, conjuntamente, análisis de atributos sísmicos, entre los cuales fueron de invaluable ayuda la fuerza de reflexión y la amplitud, ya que reflejaron claramente la pérdida de espesor hacia el norte y el deterioro de las condiciones petrofísicas en ciertas zonas del área de estudio.

A través de la interpretación del cubo de impedancias acústicas resultante, se pudieron delimitar capas con características de reservorio de mejor calidad asociadas a caídas en la impedancia acústica.

También se mejoró la discriminación vertical y se caracterizó a la sección superior de la Fm. Mulichinco como de alta impedancia y escaso potencial como reservorio; en el mismo sentido, la sección media como la de menor rango de impedancias y, comparativamente en un rango intermedio, la sección inferior donde el rango se amplía hacia impedancias mayores y disminuye hacia la base cerca del pase a la Fm. Quintuco.

La figura 10 muestra un mapa con el resultado de la extracción de la impedancia acústica al tope de Fm. Mulichinco Medio; y una sección norte-sur, donde se observa variabilidad lateral y vertical del reservorio. Completa la figura el sismograma realizado en el pozo RDM.a-6 usado en la prueba ciega.

Las figuras 11a y 11b muestran secciones sísmicas en sentido oeste-este y sur-norte, en amplitud e impedancia acústica. Todo lo explicitado permite concluir que si bien la sísmica no fue usada cuantitativamente, fue de gran utilidad para ayudar a calificar y caracterizar petrofísicamente nuestro reservorio.

Esta “indefinición cuantitativa” de la información sísmica nos llevó a potenciar al máximo la información de roca y de perfiles de pozos (sean convencionales o especiales), a partir de la utilización del método de interpretación inversa de perfiles.

Para ello, la primera acción fue generar un “modelo teórico litológico-petrofísico-de fluidos” inicial, teórico, que sirviera de entrada en el flujo de trabajo de interpretación inversa. Se partió de una caracterización litológica-petrofísica basada, en primera instancia, en datos e información de roca (afloramientos, testigos corona, informes de perforación y testigos laterales).

Este modelo preliminar fue potenciado, por un lado, con el análisis de los perfiles de resonancia magnética, que entregó valores confiables de saturación de agua irreducible, permeabilidad y de la relación porosidad-tamaño de la garganta poral.

Por otra parte, a través del concurso de los datos de producción de hidrocarburos provenientes de ensayos de pozos, se constató y ajustó el modelo de fluidos presentes en el reservorio. A partir de la evaluación probabilística,

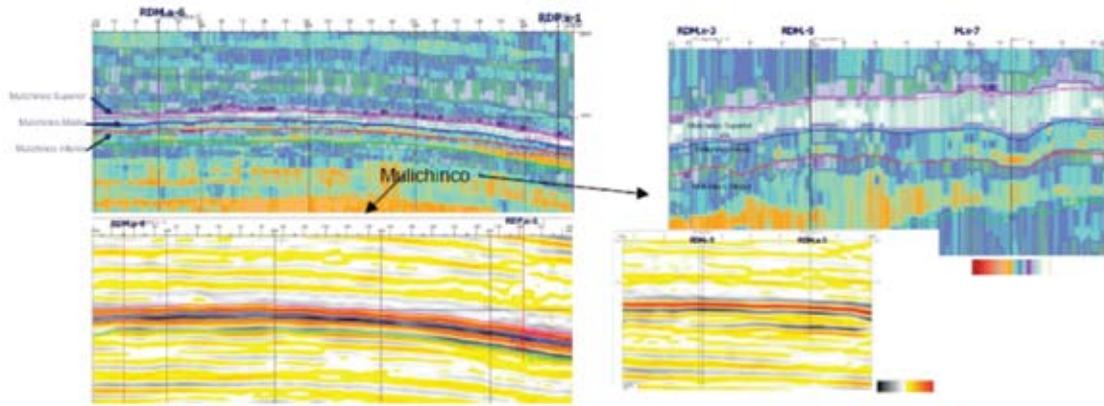


Figura 11. a. Línea O-E; b. Línea S-N

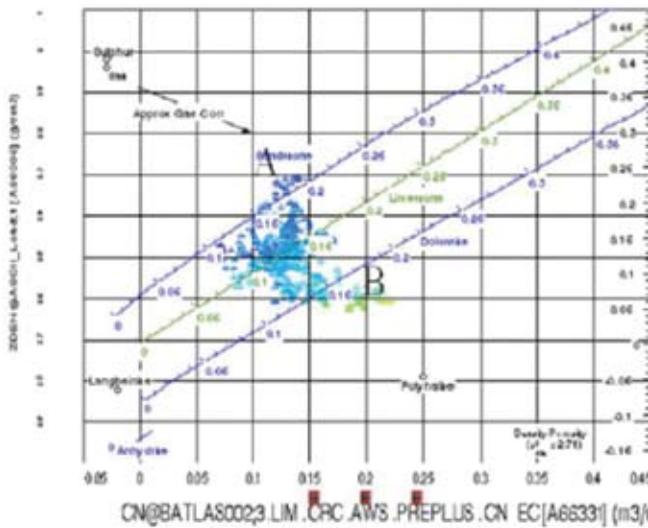


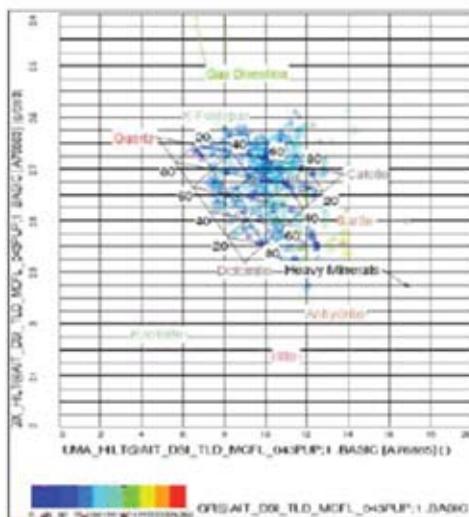
Figura 12. Composición mineralógica de acuerdo con análisis de perfiles.

este primer modelo se fue ajustando hasta obtener un modelo calibrado de nuestro subsuelo.

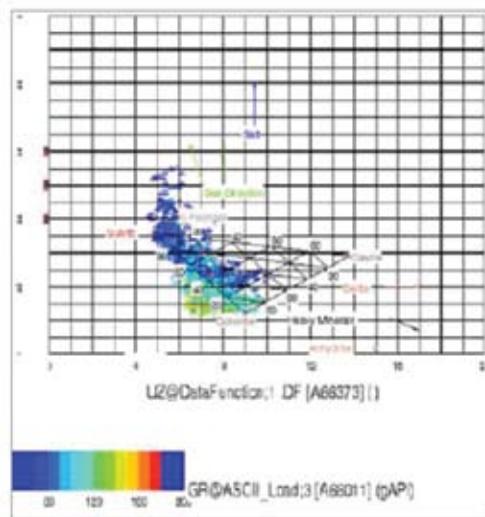
Al mismo tiempo, se construyó un modelo estratigráfico sedimentario a partir de correlaciones sobre la base de registros eléctricos, los modelos de afloramientos análogos, los informes ambientales de los testigos coronas y, fundamentalmente, la interpretación de los perfiles de imágenes eléctricas presentes en muchos de los pozos del área de estudio.

Sincrónicamente con la definición del modelo mencionado, se procedió a corregir ambientalmente el perfil de neutrón, el de densidad y resonancia magnética nuclear (especialmente en las zonas donde existía efecto de rugosidad que alteraba la medición). En algunos casos, la información de la herramienta sísmica no permitía su procesamiento y optimización debido a que la información no fue grabada en forma digital (herramientas antiguas).

La determinación de los minerales a modelar fue realizada por muestras de roca y ajustadas a través del análisis de *cross plots*. En la figura 12, el *cross plot* sugiere una roca clástica, compuesta por areniscas y arcillas. Las primeras se definen por los puntos sobre la línea arena que además poseen valores de rayos gamma bajos; las segundas se sitúan próximo a lo que se definió como punto arcilla y están representadas por valores más altos de rayos gamma.



RDM.x-6 Fm. Mulichinco inf. + medio + sup.



RDM.x-4 Fm. Mulichinco inf. + inf. + medio

Figura 13. Composición mineralógica de acuerdo con análisis de perfiles.

En algunos casos, la presencia de gas sitúa a los puntos por encima de la línea arena arcilla (zona A), lo que dificulta la cuantificación de los volúmenes de arcilla (efecto gas) con las curvas neutrón/densidad. De todas maneras, en este caso se utilizó también información de rayos gamma para su determinación. La zona B representa los puntos de arcilla en los que se observa un aumento de sus valores de rayos gamma.

Los *cross plots* de la figura 13 sugieren una roca compuesta por arena, arcilla y alguna proporción de carbonato. Este último está presente de manera significativa en la sección correspondiente al Mulichinco Superior.

Podemos apreciar que los puntos se ubican en la línea cuarzo/arcilla para el pozo RDM-4, mientras que en el RDM-6 la presencia de carbonatos desplaza los puntos hacia la zona de caliza en el Mulichinco Superior.

Se observó, en ambos pozos, un posible efecto de gas y aumento en la cantidad de minerales feldespáticos. Este mineral fue descrito en los testigos corona del pozo RDM.x-1. La fracción arena se caracterizó por valores bajos de rayos gamma y la sección arcilla tuvo valores altos característicos, propios del material.

Se dispuso de dos coronas de 9 metros (una en evaluación) y testigos laterales. El estudio de cortes delgados definió a la roca como una arenisca lítica feldespática constituida en promedio por un 40% de cuarzo; 20% de feldespato, 25% de líticos, 3 a 5% de cemento y 3 a 7% de arcilla.

Exámenes DRX indicaron que la fracción arcilla estaba compuesta por clorita e illita.

Sobre la base de los resultados del análisis de *cross plots*, se procedió a construir el modelo petrofísico con los minerales cuarzo e illita. Si bien se constató la presencia de otras arcillas en la corona (clorita), no se contaba con mucha información de perfiles rayos gamma espectral o herramientas de espectroscopia de captura.

La arcillosidad fue definida con los perfiles de densidad, neutrón y rayos gamma. La arcilla modelada fue de tipo illita porque los pozos no contaban con información de rayos gamma espectral para la definición de otras arcillas, como por ejemplo, clorita, que también fue constatada en el estudio de coronas.

Como se puede ver en la figura 14 existe una muy buena correlación entre los volúmenes de arcilla obtenidos con procesamiento y los medidos en corona.

Para potenciar el modelo definido se trabajó en todo lo concerniente a fluidos de formación. El dato de  $R_w$  se tomó a partir de la producción de agua en un pozo que posee una salinidad de 100.000 ppm de NaCl. Información adicional de campos cercanos para la Formación Mulichinco sugieren salinidades del agua de formación por encima de los 100.000 ppm de NaCl.

Con toda la información litológica- petrofísica y la inherente al método de interpretación inversa, se realizaron los cálculos volumétricos de minerales y fluidos que

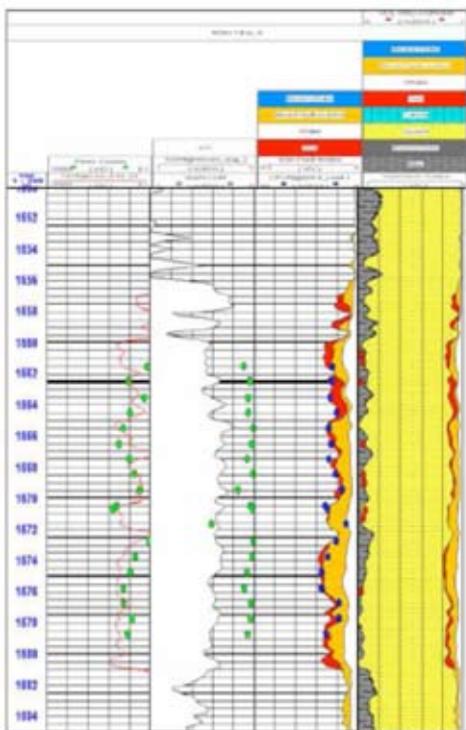


Figura 14. Ajuste Phie Log - Phie Corona

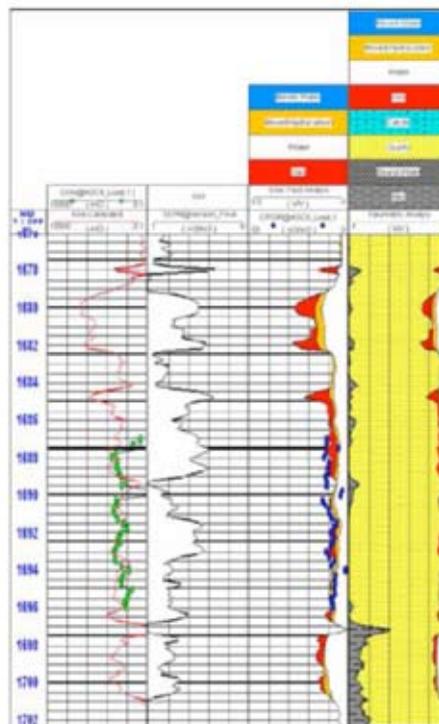


Figura 15. Ajuste Phie Log - Phie Corona

posteriormente fueron utilizados para la simulación de curvas sintéticas, que finalmente se compararon con las curvas originales con indicación de la incertidumbre y probabilidad del resultado.

Los resultados del procesamiento de perfiles fueron comparados con los resultados de coronas de porosidad y volúmenes de arcilla. También se obtuvieron resultados de permeabilidad Kint, que fueron posteriormente ploteados con la permeabilidad de corona, para su posterior calibración.

Los volúmenes de gas y petróleo fueron modelados. No obstante, el efecto gas en las curvas de neutrón y densidad generó incertidumbres con respecto a los volúmenes de arcilla y gas en la zona invadida. Este problema fue resuelto con la información de rayos gamma, aunque se debería cuantificar las arcillas (y, consecuentemente, gas y petróleo en zona invadida) por otros métodos libres del efecto gas (espectroscopia neutrónica de rayos gamma).

La porosidad total y efectiva fue calculada a partir de los datos de densidad, neutrón y sónico. Estos resultados se contrastaron con porosidad de corona y registros de resonancia magnética nuclear.

La correlación entre porosidad de perfil y de corona fue muy buena en los dos pozos con adquisición de corona. Esto se representa en las figuras 14 y 15. La comparación entre los resultados obtenidos de perfiles versus porosidad de corona mostró valores muy semejantes.

En la figura 14 presentamos el resultado de la interpretación. Se utilizó un coeficiente de 0.15 a 0.20 para la correlación entre la permeabilidad calculada (Kint) y la permeabilidad de corona.

Estudios de presiones capilares por inyección de mercurio (drenaje e inhibición) realizados en el pozo RDM.x-1 sugirieron saturaciones de agua irreducibles

muy bajas, ubicadas entre 2% y 1%, con un solo *plug* de 43%, a presiones de 2000 psi en prácticamente para todas las muestras.

Por otro lado, las microaberturas (<0.5  $\mu\text{m}$ ) dominaron en porcentaje frente a las mesoaberturas (1.5-0.5  $\mu\text{m}$ ) y macroaberturas (>1.5  $\mu\text{m}$ ), que podrían explicar la baja permeabilidad medida en corona. No se ha contado con permeabilidades relativas momentáneamente.

Si bien no existen datos de resonancia magnética nuclear en este pozo que permitan cotejar estos resultados, los valores obtenidos de corona sugieren saturaciones de agua irreducible más bajas que las obtenidas por NMR en otros pozos.

Por otro lado, en el pozo RDM.x-1, los resultados de las saturaciones de agua obtenidos con la interpretación de perfiles indicaron saturaciones mayores a las obtenidas por corona. Sin embargo, el pozo manifestó la presencia de gas por un ensayo a pozo abierto, es decir, presumiblemente toda el agua que posee la roca se encuentre a condición irreducible.

La presencia de clorita podría afectar de manera significativa la resistividad de la formación y, como consecuencia, en intervalos con alto contenido de clorita los volúmenes de agua calculados podrían ser sobreestimados.

Por último, se sugiere la presencia de cemento como una posible causante del bloqueo de las gargantas porales y, consecuentemente, de una significativa disminución de la permeabilidad.

Dos pozos cuentan con información de herramienta de NMR, con los que se realizó un análisis de los volúmenes de agua irreducible. Se pudo observar en el Mulichinco Inferior una porosidad de 20 pu, de los cuales alrededor de 10 pu corresponden a fluido irreducible (aquella señal que se encuentra por debajo de los 33 ms considerados

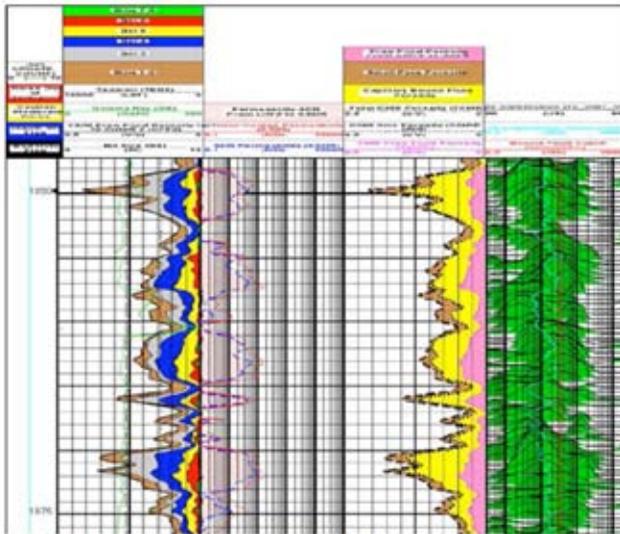


Figura 16. Saturación de agua irreducible obtenida del perfil de NMR.

como T2 cut off-arenas).

Esto sugeriría saturaciones de agua irreducible para el Mulichinco inferior, que podrían llegar hasta el 50%. En el Mulichinco Medio también se observaron altos volúmenes de agua irreducible. En general, los resultados de análisis NMR indicaron volúmenes de agua irreducible mayores que los de corona aun en ambientes sedimentarios similares. Se debería realizar un análisis de la corona tendiente a la mejor definición del T2 cut off para calibrar mejor los volúmenes de agua irreducible obtenidos con corona (pista 4 del perfil de NMR presentado en la figura 16).

Se han realizado crossplots porosidad-permeabilidad de corona pero no se han definido aún unidades de flujo.

Para el cálculo de saturación de agua ( $S_w$ ) se utilizó la ecuación de Simandoux, internacionalmente utilizada en cálculos de saturación de hidrocarburos. Se mantuvieron constantes los parámetros  $n=2$  y  $a=1$  para todos los intervalos de Mulichinco interpretados.

El parámetro "m" se zonificó en función de gráficos de pickett plot (\*) y saturaciones de agua irreducible obtenidos para algunos intervalos donde se adquirió resonancia magnética nuclear. Como resultado, se asumió un valor de  $m=1,8$  para el intervalo Mulichinco Superior y  $m=2$  para el Inferior que fue utilizado.

Si bien estos parámetros fueron calibrados en función de los datos disponibles, existe aún incertidumbre en los resultados de saturación entre ellos, por la presencia de clorita en el sistema poral, que podría disminuir significativamente los valores de resistividad de formación. La

determinación de la resistividad de arcillas fue obtenida por pozo a través del cross plot GR versus RT o resistividad inductiva profunda.

El análisis de presiones capilares realizado en el pozo RDM.x-1 indicó bajas a muy bajas saturaciones de agua irreducible (menores al 10%) a presiones de 2000 psi en prácticamente todas las muestras. Por otro lado, las microaberturas ( $<0.5 \mu m$ ) dominaron en porcentaje frente a las mesoaberturas (1.5-0.5  $\mu m$ ) y macroaberturas ( $> 1.5 \mu m$ ), lo que podría explicar la baja permeabilidad medida en corona.

Hay que destacar que se observaron contactos originales de fluidos determinados por perfiles ni tampoco por análisis de gradientes de presión ni muestras de fluidos.

El último punto antes de desarrollar el modelo geocelular 3D fue la determinación de tipos de rocas a partir de las unidades hidráulicas de flujo. Esta metodología fue aplicada para extender los datos de permeabilidad a los tramos de pozos no coronados, ya que no se observó una clara relación directa entre la porosidad y permeabilidad a partir del cross plot log permeabilidad versus porosidad.

A partir de la relación  $RQI \text{ FZI} \log = \log \phi + \log$  definida por Amaefule, se puede inferir que en un logplot de RQI versus  $U_z$  (como muestra la figura 17), todas las muestras de similar valor de FZI se ubicarán en una línea recta de pendiente unidad.

En tanto, muestras de otro valor de FZI se encontrarán en otras líneas paralelas. Las muestras alineadas en la misma recta poseen similares atributos de gargantas porales y por lo tanto, constituyen una unidad de flujo. A partir de este gráfico se precisaron 5 unidades de flujo definidas por distintos puntos en los pozos muestreados.

Luego de definir estas unidades, se compararon con las descripciones petrográficas de los pozos muestreados. Al analizar estas descripciones, se encontraron características comunes para distintas muestras de la misma unidad, que a continuación se detallan.

### Unidad hidráulica de flujo N° 1

Arenisca mediana.

Selección moderada a buena.

Empaquetamiento intermedio a abierto.

Porosidad: 11,36 o 13 (corte).

Permeabilidad: 10,53 mD.

Porcentaje de microporos: 17,5.

Porcentaje de mesoporos: 65.

Porcentaje de macroporos: 17,5.

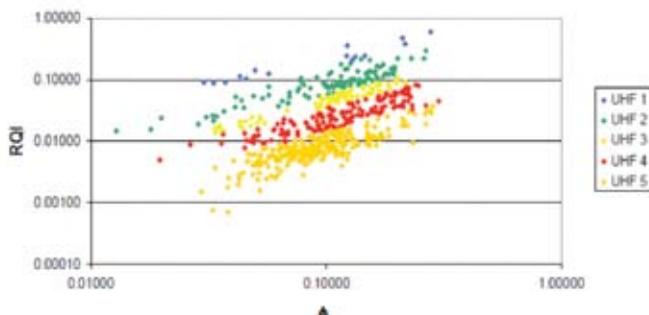
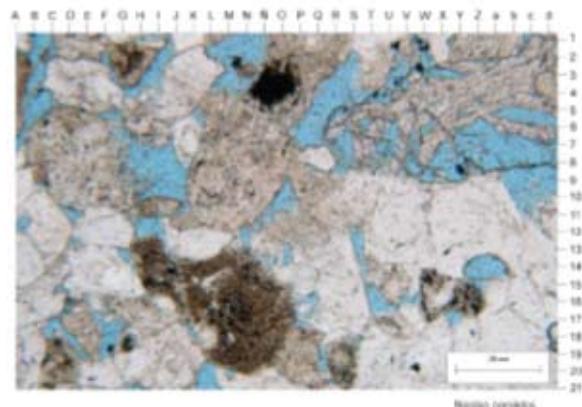


Figura 17. Gráfico log-log de RQI vs.  $\phi_2$  donde se distingue la separación de las distintas unidades de flujo.





Perfiles usados	CC
GR-NPHI-PEFZ-AHT10-SP	0.699
GR-NPHI-PEFZ-DT-SP	0.692
GR-NPHI	0.687
NPHI-AHT10	0.686
Todo sin PEFZ	0.686
Todo sin RHOB	0.683
GR-NPHI-PEFZ-RHOB-SP	0.674
GR-NPHI-PEFZ-SP	0.656
GR-PEFZ-DT-SP	0.656
GR-NPHI-PEFZ-DT-AHT10	0.653

Tabla 1. Perfiles utilizados para entrenar la red y coeficiente de correlación (CC) obtenido al compararlo con el perfil de FZI obtenido por estudios petrofísicos.

A partir de los perfiles de FZI calculados para los sectores muestreados con corona o testigos laterales (ver la figura 18), se emplearon redes neuronales para interpretar el FZI en el resto de los pozos. En este caso, las redes fueron entrenadas con los valores de FZI y distintos perfiles disponibles para todos los pozos: GR, NPHI, RHOB, SP, PEFZ, DT y AHT10.

Con distintas combinaciones de perfiles se obtienen diferentes resultados, por lo que el criterio para seleccionar la configuración de red más adecuada, el perfil de FZI del pozo YPF.Nq.RDM.x-1, no fue introducida para el entrenamiento de la red y se comparó el resultado obtenido por los distintos grupos de perfil con el perfil de FZI original del pozo excluido del conjunto de datos de entrada.

Se calculó el coeficiente de correlación entre los datos calculados por la red y los obtenidos a partir de estudios petrofísicos para el pozo YPF.Nq.RDM.x-1.

En la tabla 1 se enumeran los 10 entrenamientos de red con mayor coeficiente de correlación. En la figura 19 se comparan los perfiles de FZI petrofísicos con calculados a partir de redes.

## Conclusiones

- Se obtuvo una muy buena correlación entre la amplitud sísmica, el atributo fuerza de reflexión, y el espesor poroso. Si bien no fue utilizada cuantitativamente, la integración de informaciones sísmica, geológica, de producción de hidrocarburos y de inyección de agua fue fundamental para comprender el comportamiento del

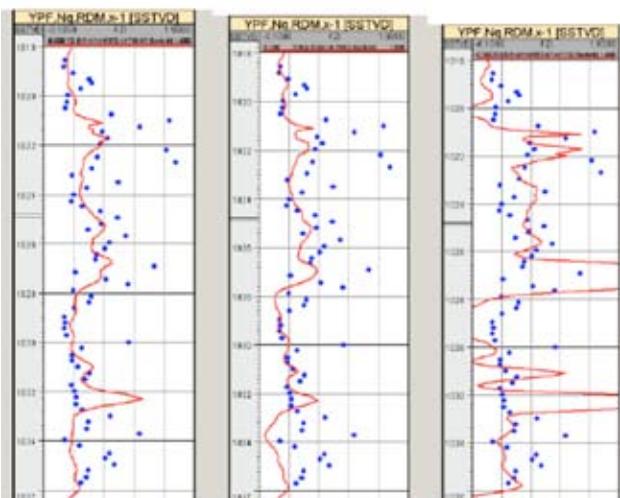


Figura 19. Comparación del FZI petrolífero (puntos azules) con el FZI calculado por las redes neuronales (línea continua roja) para el pozo YPF.Nq.RDM.x-1. A la izquierda se encuentra el FZI calculado con la red GR-NPHI-PEFZ-AHT10-SP, en el centro la red GR-NPHI-AHT10-DT-RHOB-SP y a la derecha, el cálculo con los perfiles GR-NPHI-PEFZ-DT-AHT10.

reservorio y obtener su modelo estático 3D.

- Se consiguió un modelo predictivo de alta calidad, tanto en términos de producción como de comportamiento petrofísico.
- Los resultados petrofísicos para el reservorio Mulichinco indicaron porosidades que oscilan entre los 4% y 18%. Los intervalos con buena porosidad son acotados a niveles específicos relacionados a su ambiente de deposición y que podrían, en algunos casos, no estar comunicados entre sí.
- La correlación porosidad y volumen de arcilla de corona versus petrofísica ELAN fue muy buena en los dos pozos analizados.
- En general, se observó una mejora de las características petrofísicas hacia el tope del Mulichinco Medio y base del Mulichinco Inferior.
- Si bien los volúmenes de arcilla interpretados fueron coincidentes con los de corona, aún existe incertidumbre en el volumen de feldespato y cemento calcáreo que eventualmente podrían jugar un papel importante en la permeabilidad. Esto se puede lograr a partir de un mayor número de datos que serán adquiridos en próximos pozos que se desarrollarán en el área.
- Los resultados de saturación de agua presentaron una cierta incertidumbre y requieren de un análisis mayor para la definición de algunos parámetros petrofísicos (m, n, a) como así también a la presencia y cuantificación de cloritas y otras arcillas que, eventualmente, podrían tener un efecto significativo en el cálculo de saturación. En este caso se recomienda la adquisición de coronas, estudios respectivos y perfiles para su posterior comparación.

## Recomendaciones

- En cuanto a la adquisición de datos: contar con rayos gamma espectral y herramientas de espectroscopia neutrónica de captura, para identificar y cuantificar tipos de arcillas, en especial cloritas y cemento calcáreo, que ayudarán en la definición de la permeabilidad y saturación de agua.
- Se recomienda utilizar los datos de corona o los datos de perfiles para generar una relación de la porosidad-permeabilidad para generar un modelo estocástico de permeabilidad, y para precisar el T2 cut off de resonancia.
- Se sugiere realizar estudios geomecánicos, calibrados con datos de campo tendientes a la optimización de fracturas hidráulicas, como así también a la mejora en las condiciones del pozo que, en algunos casos, afectaron de manera significativa los perfiles de patín.
- Trabajar en un mejor ajuste de las UH determinadas con los registros eléctricos de pozos para su posterior propagación en el modelo geocelular 3D.

## Contribuciones técnicas

Esta metodología (sustentada en la integración de herramientas, disciplinas y profesionales) permitió obtener un conocimiento integrado del campo y, fundamental-

mente, contar con un modelo predictivo para la ubicación de nuevas perforaciones.

## Agradecimientos

Los autores quieren agradecer a YPF SA por la posibilidad brindada de compartir este tipo de experiencias.

## Bibliografía

- Amaefule, J.; Kersey, D.; Marschall, D.; Powell, J.; Valencia L.; Keelan, D. *Reservoir Description: A practical synergistic engineering and geological approach based on analysis of core data*. SPE 18167. 1988.
- Sedimentary Environments: processes, facies and stratigraphy*. Department of Earth Sciences, University Oxford. Editorial H.G. Reading, 1986.
- Ebanks, W. *Flow unit concept-integrated approach for engineering projects*. Abstract, AAPG Annual Convention, 1987.
- Montagna, A.; Olmos, M. *Caracterización petrofísica aplicando el método inverso de interpretación de perfiles en un yacimiento de la cuenca neuquina, Argentina*. EXITEP. México, 2001.
- Montagna, A.; Santiago, E.; Barros, S. *Metodología de evaluación petrofísica aplicada al análisis de áreas exploratorias en la República Argentina*. Congreso Geociencias 2007. Cuba, 2007.
- Schiuma, M; Hinterwimmer, G; Vergani, G. *Rocas reservorio de las cuencas productoras de Argentina*. V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Mar del Plata, 2002.
- Schwarz, E; Spalletti, L.;Howel, J. *Sedimentary response to a tectonically induced sea level fall in a shallow back-arc basin: the Mulichinco Formation (Lower Cretaceous), Neuquén Basin, Argentina*. International Association of Sedimentologists, Sedimentology, p. 1- 27; 2006.
- Veiga, R.; Verzi, H.; Maretto, H. *Modelado bidimensional en el ámbito central de la Cuenca neuquina*. Argentina Informe interno. Dirección Exploración y Desarrollo Sur, Neuquén. Repsol-YPF SA. Argentina; 2002.
- Walter, R.G; James, N.P. *Facies Models*, Geological Association of Canada, 1992.
- Zavala, C; Mosquera, Kim, H. J. *Depósitos eólicos de la Fm. Mulichinco (Valanginiense) en el área de Fortín de Piedra – Cuenca Neuquén* VI Congreso de exploración y desarrollo de hidrocarburos. Mar del Plata, 2005.