

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

Aldo Omar Montagna, YPF S.A., aomontagnab@ypf.com

Elsa Beatriz Zardo, YPF S.A., ebzardob@ypf.com

María Agustina Celentano, YPF. S.A., maria.celentano@ypf.com

Sinopsis

Rincón del Mangrullo está ubicado en el centro de la cuenca Neuquina, siendo la Formación Mulichinco el reservorio más conspicuo en cuanto a almacenamiento y producción de hidrocarburos. Está conformada por depósitos continentales y marinos someros, con un espesor promedio de 100 metros. En la base predominan los depósitos eólicos, continuando con sedimentos fluviales (sección media), culminando con sedimentos fluviales y marino someros.

Esta diversidad paleoambiental tiene su correlato en una marcada heterogeneidad en cuanto a asociación de facies y características petrofísicas, y directamente, con las condiciones de producción del reservorio.

A esta problemática de fuerte variación de estilos depositacionales presentes, debemos sumarle un escaso número de pozos perforados comparado con el acreaje de la concesión; la irregular distribución areal de los mismos; el hecho de tener relativamente poca información de roca (dos testigos corona, información de "cutting", algunos testigos rotados, y un afloramiento análogo); y, la alta saturación de agua calculada por perfiles que no tenía relación con la producción de los pozos.

Esto nos llevó a utilizar métodos de análisis que permitieran maximizar la utilidad de los datos e información disponibles. Para el modelo de facies, el uso de perfiles de imágenes ajustados a los datos de roca permitió obtener un adecuado marco estratigráfico para la concreción del modelado geocelular 3D.

Para el modelado petrofísico, la utilización del perfil de resonancia magnética permitió conocer más sobre la distribución de fluidos, así como el modelo de porosidad presente. Por otra parte, a partir del análisis del registro de Rayos Gamma Espectral y herramientas de Espectroscopia Neutrónica de Captura, se identificaron y cuantificaron los tipos de arcillas, en especial cloritas y cemento calcáreo, que colaboraron fuertemente en la definición de la permeabilidad y saturación de agua. El método de interpretación inversa (o probabilística), de perfiles resultó de invalorable ayuda al momento de realizar la evaluación de registros eléctricos.

Por último, la utilización de la relación tamaño de garganta poral a partir del concepto de unidades hidráulicas de flujo, nos permitió un modelo de permeabilidad para ser utilizado en la simulación dinámica del campo.

La capacidad predictiva, en términos petrofísicos (porosidad, permeabilidad), y de asociación de facies, fue corroborada utilizando la técnica de "validación cruzada", a partir de no utilizar ciertos datos e información de diferentes sondeos y compararlos con los resultados de los modelos litológico – facial – petrofísicos obtenidos.

Objetivos

El principal objetivo del trabajo fue lograr una caracterización petrofísica en base a información de roca y registros de pozo que permitiera la determinación del modelo de facies presente y 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

disponible (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, a 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/o reparaciones.

Introducción

El yacimiento Rincón del Mangrullo (Figura 1), está ubicado en la provincia de Neuquén, en el centro oeste de la República Argentina. Las poblaciones más cercanas son Añelo, situada a unos 50 km al Este y Plaza Huinca a unos 75 km al Sur.

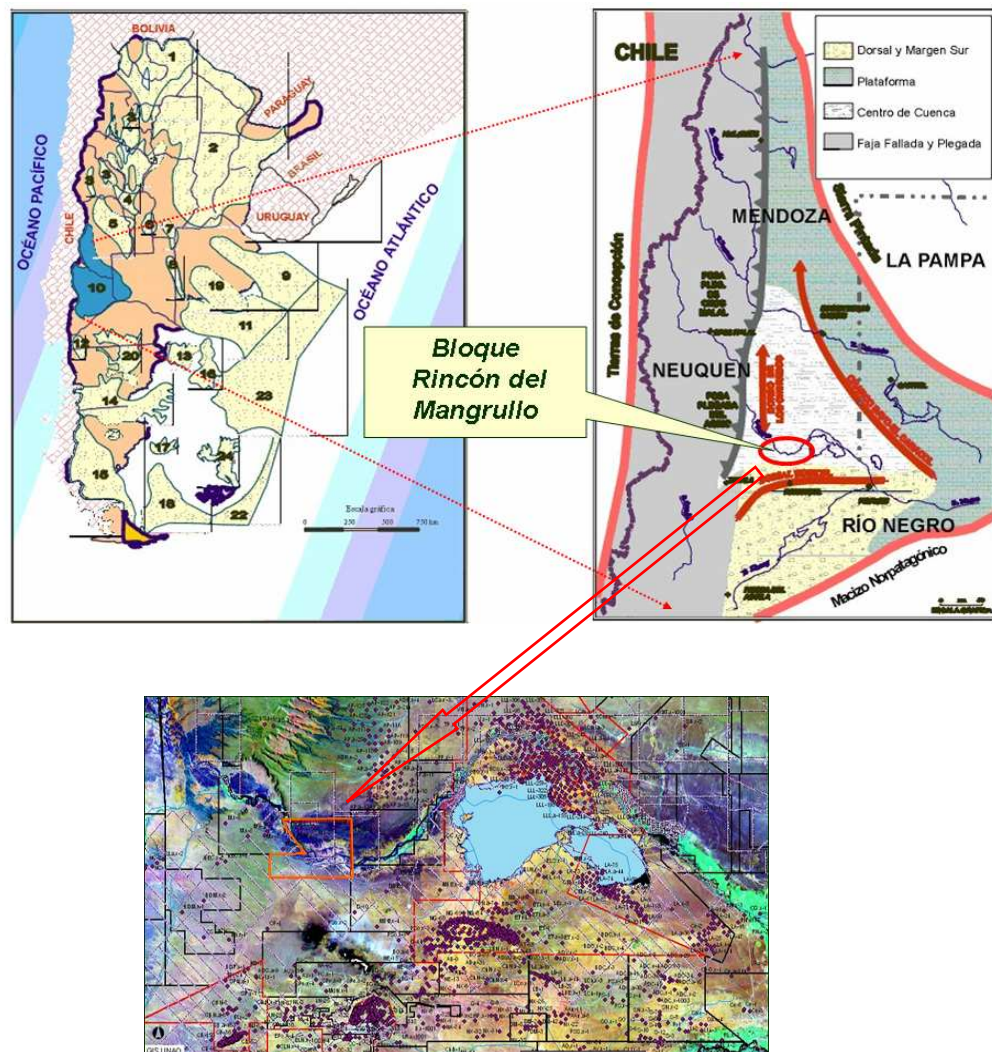


Figura 1. Mapa de ubicación

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

Al momento del estudio, había nueve pozos perforados en toda el área, de los cuales seis 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), alternancia de arenas y arcillas de origen marino - continental, depositada en ambientes marino-deltaico (Tight Sand Gas)
- Fms Lotena y Barda Negra (Gr Lotena), la primera de ambiente fluvial y la segunda originada en ambiente plataforma somera con se 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 explicitada en la figura 2.

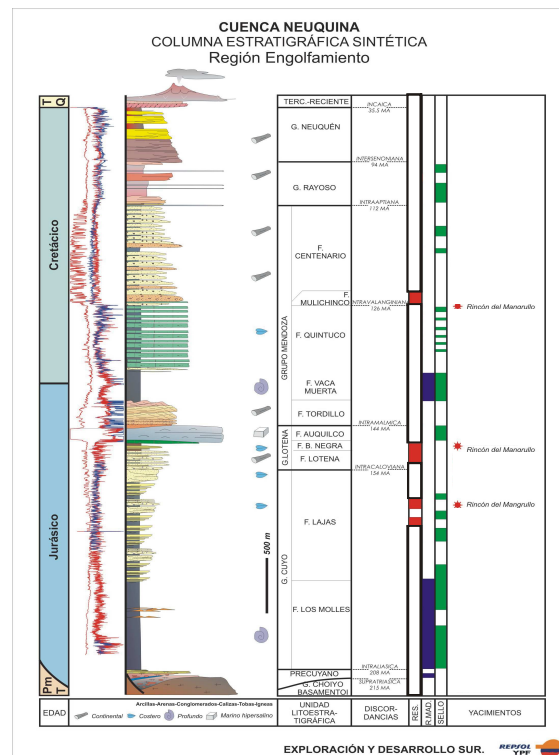


Figura 2. Columna estratigráfica presente en el área de estudio

Como se expuso líneas arriba, el principal reservorio en Rincón del Mangrullo lo constituye la Fm. Mulichinco (productora de gas y condensado), que se interpreta como desarrollado en un ambiente continental (eólico - fluvial) a marino somero, en general transgresivo, donde 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. Culminando 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, finalizando con la transgresión de la Fm Agrio.

De los tres miembros que la conforman, resulta de particular interés el Miembro 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 O-NO (Figura 3). Suprayacente, el Miembro Medio, donde las corrientes tenían una dirección O-SO, preponderando lo fluvial en el Oeste del bloque y las barras marinas costeras hacia el Este (Figuras 4 y 5). El Miembro superior es netamente marino somero y es el que presenta pobres condiciones de reservorio. Se observa la progradación del sistema desde el SSE.

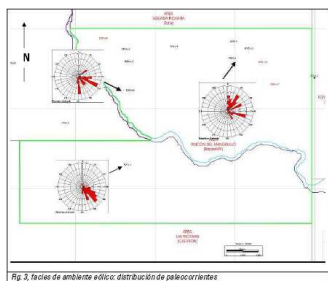


Figura 3

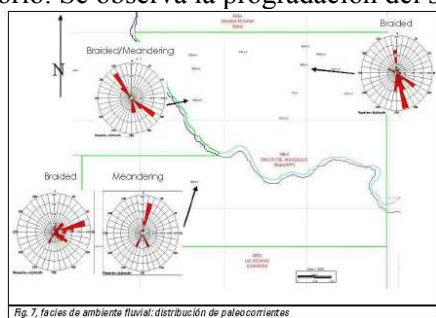


Figura 4

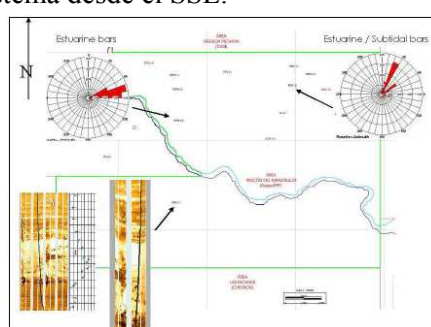


Figura 5

Estructuralmente se define como un monoclinal cuyo alto estructural se encuentra hacia el Oeste, en el área vecina llamada Mangrullo (Petrobras), el mismo profundiza hacia el E.

Se trata de una trampa estratigráfica, donde la presencia de hidrocarburos estaría determinada por las variaciones laterales de litología y fundamentalmente de características petrofísicas de las secciones de la Fm Mulichinco. Estos cambios pueden constituir barreras de permeabilidad de los cuerpos arenosos actuando así 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 madurez térmica tardía para la generación de petróleo, no obstante 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 kerógeno de tipo II, formado por materia orgánica de origen marino, con un 4% 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.

El reservorio Mulichinco, en Rincón del Mangrullo, con los datos que se tienen hasta el momento, mostraría un desmejoramiento en sus condiciones petrofísicas. A pesar de contar con solo nueve pozos en el área, los mismos se encuentran distribuidos en forma tal que dieron 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, registros de buzamiento, el espesor útil varía entre 10 y 25 metros, (considerando el espesor total de la Fm Mulichinco de 100 - 110 m). Se utilizó un cut-off de porosidad de 8

%, siendo la porosidad promedio de capa de 11 %. Los pozos producen gas, en algunos casos con un 8 % de agua y 10 % de condensado. La S_w es alta, esto se debe al agua irreducible que se puede observar en los perfiles de resonancia magnética, por lo que se tomó un cut-off de S_w del 70 %.

Metodología

La metodología de análisis de perfiles se resume en la figura 6.

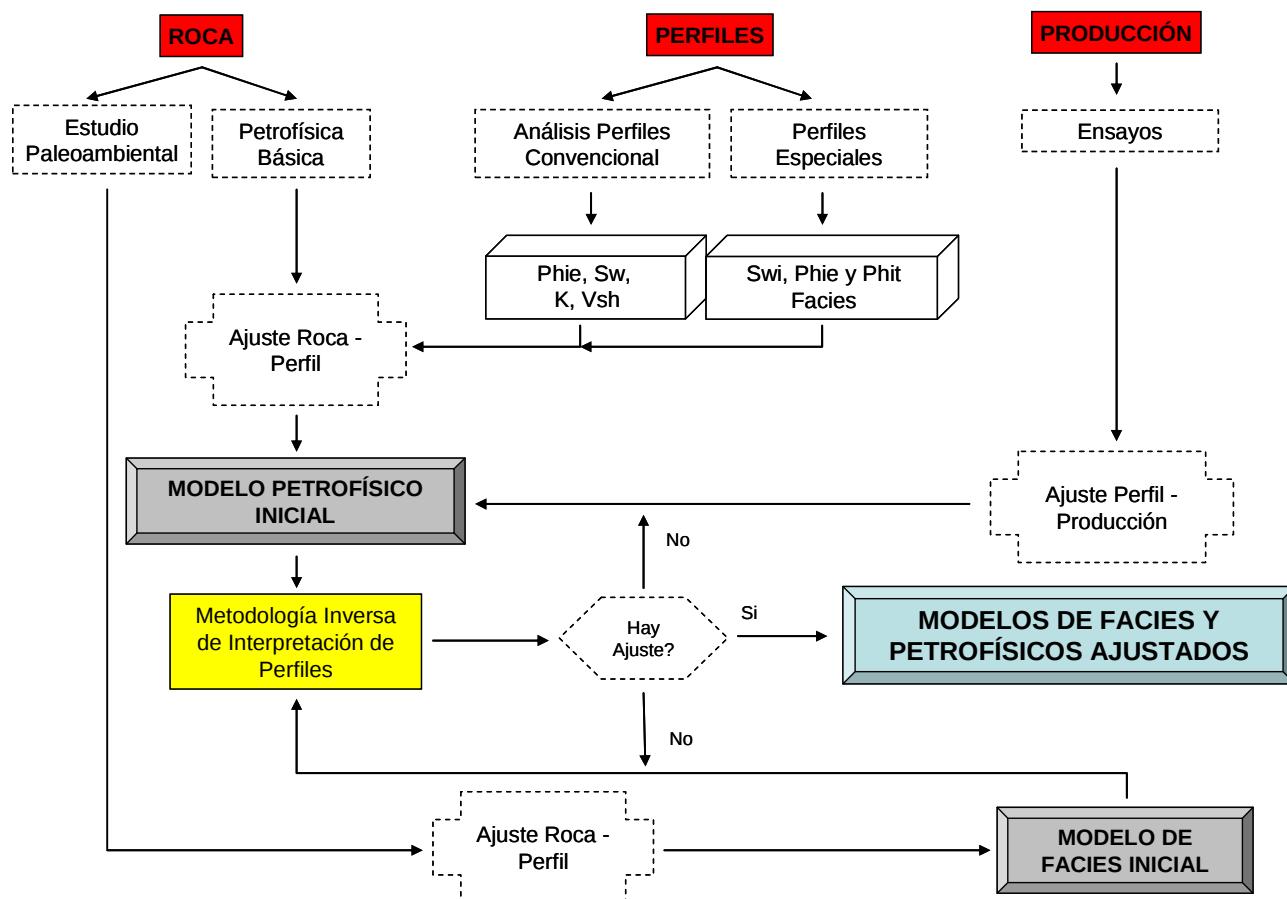


Figura 6. Flujo de trabajo propuesto para la caracterización petrofísica realizada.

Este flujo de trabajo estuvo soportado, en gran medida, por el método inverso de interpretación de perfiles.

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 nos 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 predeterminadas (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, etc.), se obtienen como resultado un conjunto de parámetros petrofísicos (volumen de arcilla, porosidad, saturación de agua, permeabilidad, etc.)

Generalmente, en esta técnica los datos son parcialmente usados, no se tiene un control de la calidad de los resultados y éstos están sujetos a la aplicación de un solo modelo interpretativo. En casos como la evaluación de las áreas exploratorias de Argentina, donde no todos los datos e informaciones están disponibles en todos los sondeos, muchas veces la incertidumbre de los resultados en esos 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.

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. (Figura 7)

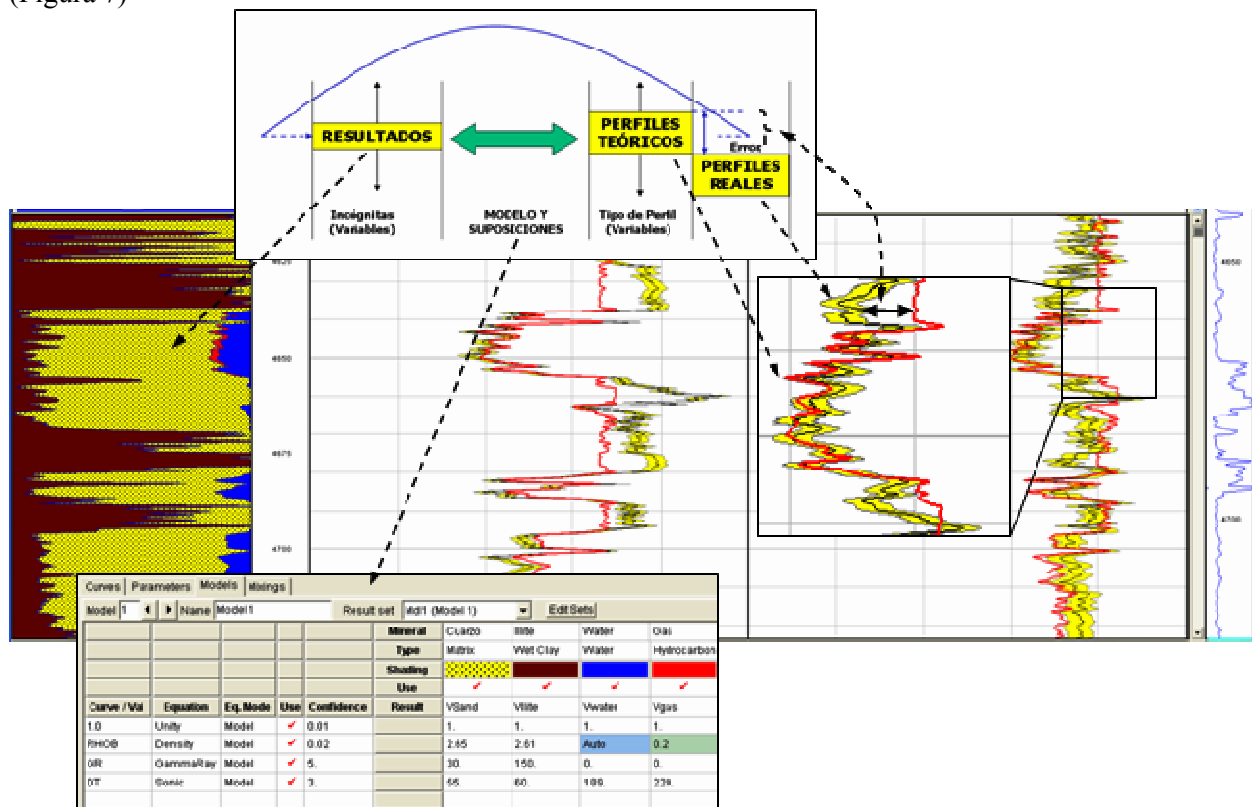


Figura 7. Principio básico de la metodología de interpretación inversa (o probabilística) de registros eléctricos de pozo

Esto es, partiendo de modelos geológicos - petrofísicos predeterminados (los cuales pueden armarse con todos los datos disponibles: afloramientos, coronas, ensayos de pozos, ensayos de producción, etc.), y utilizando las ecuaciones de las herramientas de perfilaje de las distintas compañías, se obtiene la respuesta teórica de cada herramienta para dicho modelo.

Cada modelo es independiente, permitiendo esto hacer un mix entre los distintos modelos, por ejemplo un modelo para carbonatos, otro para clásticos, etc., 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 de 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, optimizándose 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 considerando los parámetros de ubicación, distribución, forma y variaciones internas de los elementos litológicos y de los fluidos en condiciones originales. El mismo 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 figura 8 muestra el flujo de trabajo seguido.

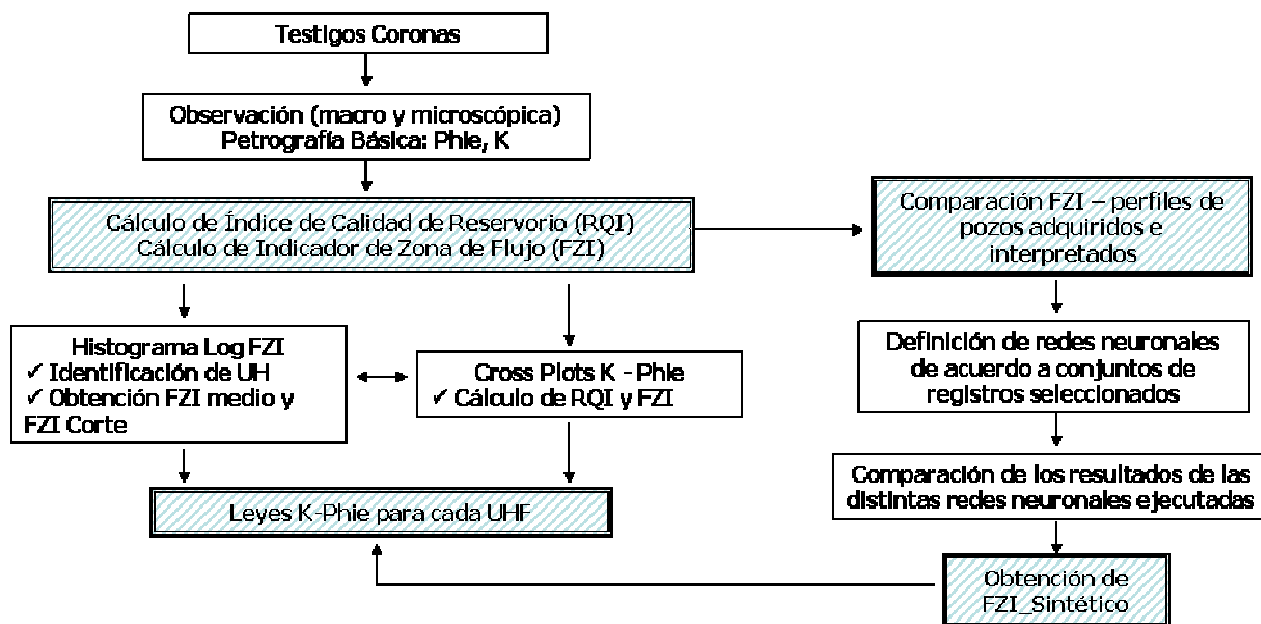


Figura 8. Flujo de trabajo propuesto para la determinación de Unidades Hidráulicas de Flujo

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 necesariamente con los límites de éstas. El movimiento de los fluidos está influenciado por la geometría poral, la cual 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 HU. En conclusión, una UH puede estar presente en más de una facies, dependiendo de su textura deposicional y contenido mineralógico.

Desarrollo

La problemática general, desde el punto de vista estratigráfico - petrofísico, que presenta el reservorio Mulichinco en el yacimiento Rincón del Mangrullo se puede generalizar en:

- La multiplicidad de estilos depositacionales caracterizados por grandes variaciones laterales y verticales.

- La incerteza de conocer 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 si.
- La distribución areal irregular de los pozos perforados.
- La carencia de historia de producción y presiones, ya que solo se cuenta con ensayos extendido en la terminación de los pozos.

Para intentar explicar esta problemática es que se realizó el modelado de facies y petrofísico, con el objetivo final de obtener una caracterización estática del reservorio a partir del modelado geocelular 3D.

La primera instancia consistió en definir si la información sísmica existente podía ser utilizada en la caracterización mencionada. Cómo 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.

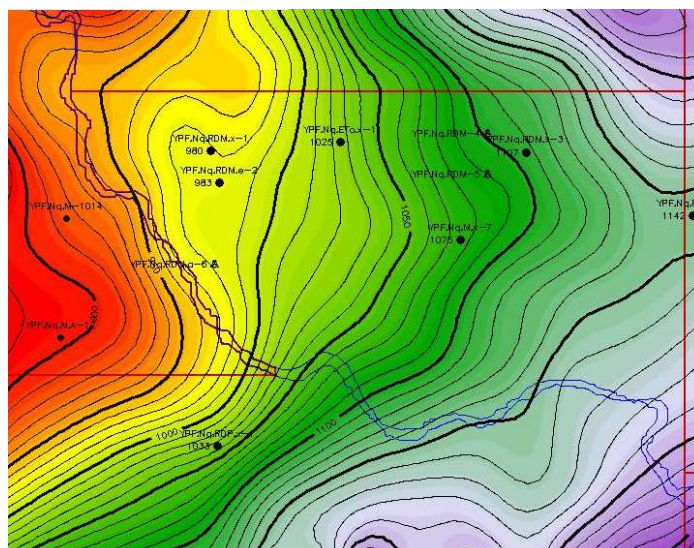


Figura 9. Mapa estructural del tope de la F. Mulichinco en el área de estudio

Conjuntamente se realizaron 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, caracterizándose a la sección superior de la Fm. Mulichinco como de alta impedancia y escaso potencial como reservorio, 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.

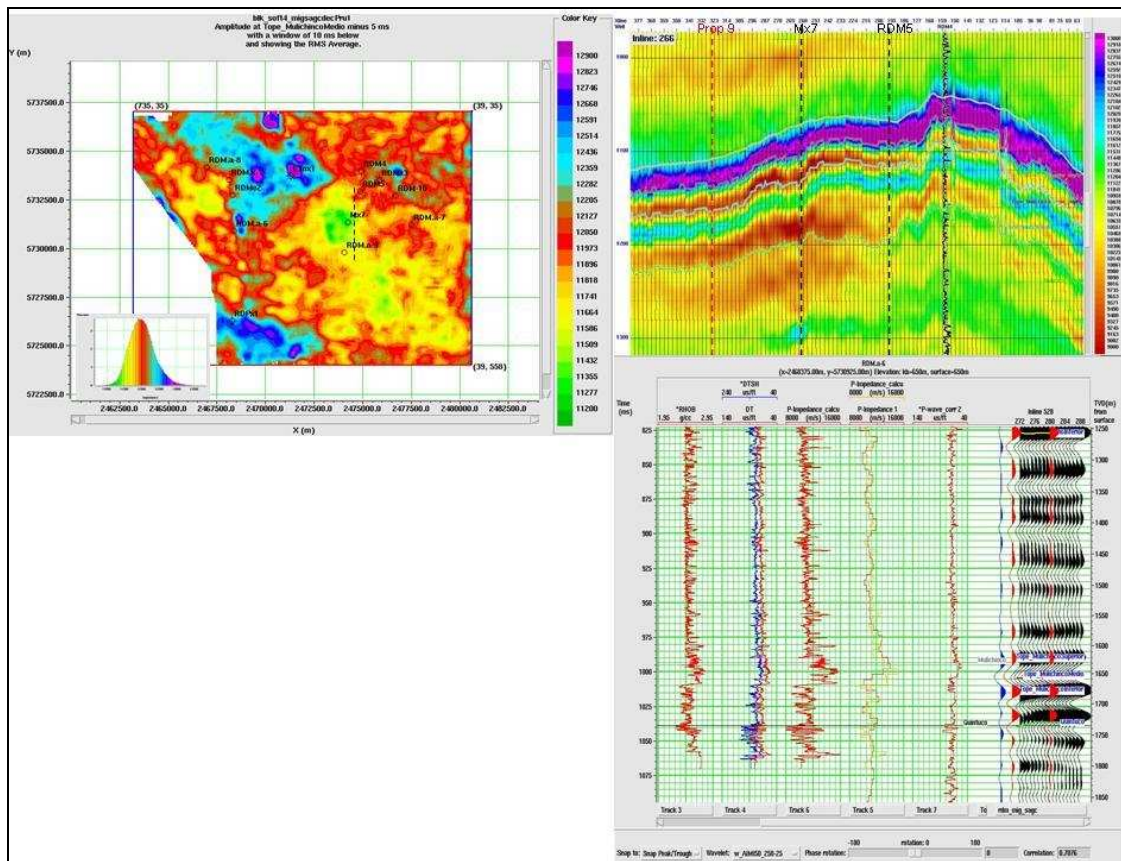


Figura 10. Mapa y sección sísmica a partir del cubo sísmico invertido

Las figuras 11a y 11b muestran secciones sísmicas en sentido O-E y S-N, en Amplitud e Impedancia Acústica. Todo lo explicitado nos permite concluir que si bien la sísmica no fue usada cuantitativamente, fue de gran utilidad para ayudar a cualificar y caracterizar petrofísicamente nuestro reservorio.

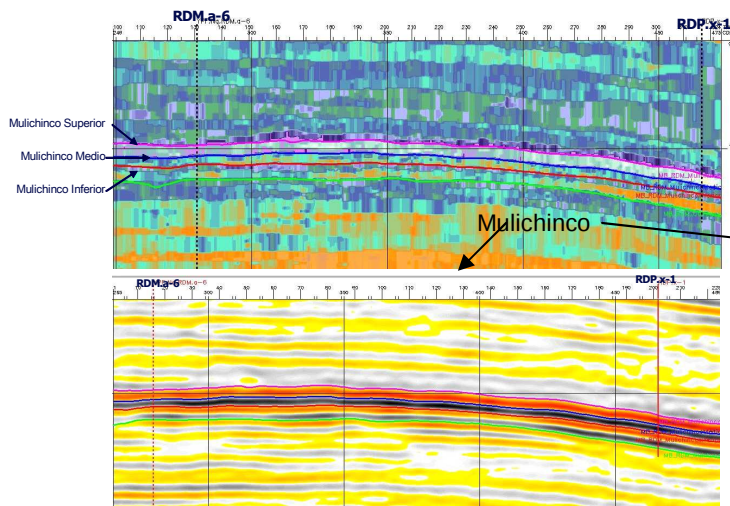


Figura 11a - Línea O-E

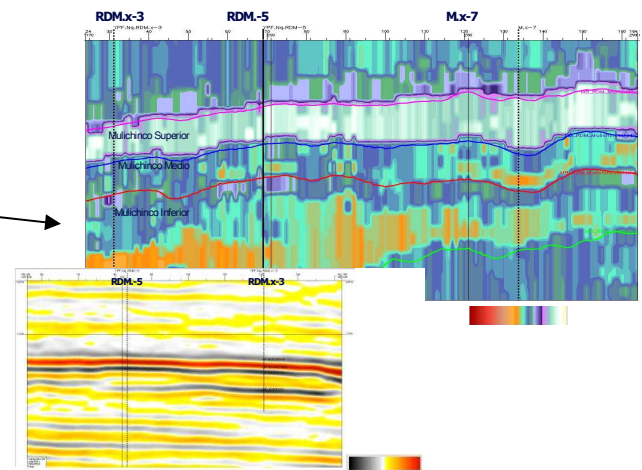


Figura 11b - Línea S-N

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 es generar un “modelo teórico litológico – petrofísico – de fluidos” inicial, teórico, que sirva 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, recortes 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, este primer modelo se va ajustando, hasta la obtención de 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 perfil 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 sónica no permitía su reprocesamiento 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 crossplot 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 representados por valores más altos de rayos gama.

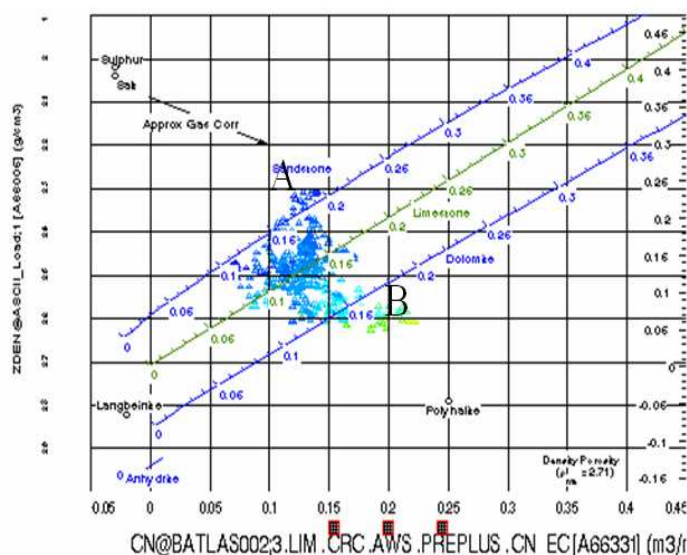
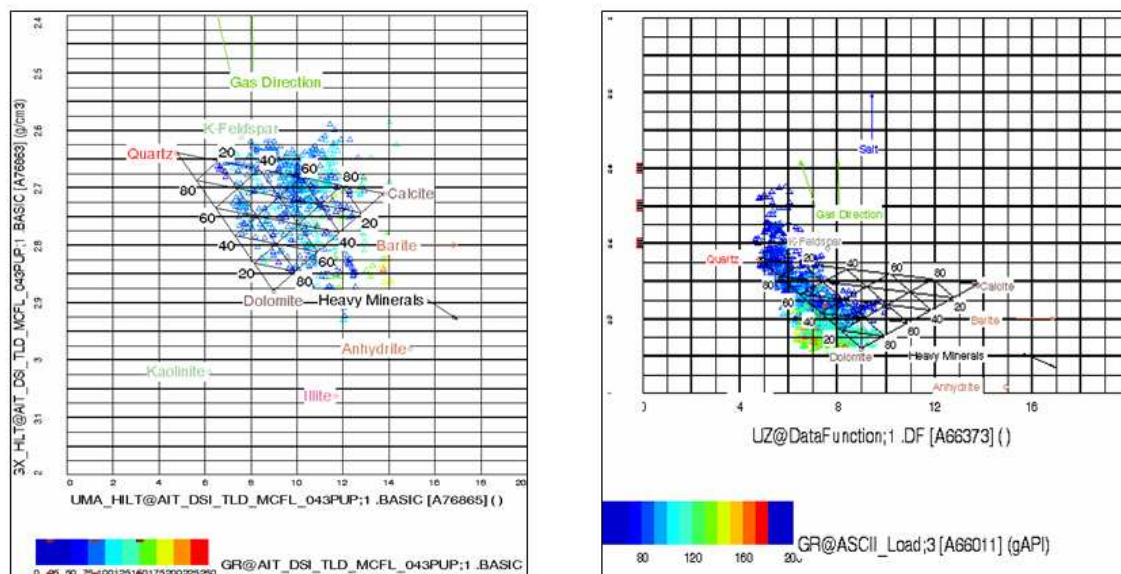


Figura 12. Composición mineralógica de acuerdo a análisis de perfiles

En algunos casos, la presencia de gas sitúa a los puntos por encima de la línea arena arcilla (Zona A), lo cual dificulta la cuantificación de los volúmenes de arcilla (efecto gas) con las curvas Neutron/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 crossplot de la Figura 13, sugieren una roca compuesta por arena, arcilla y alguna proporción de carbonato, este último presente de manera significativa en la sección correspondiente al Mulichinco superior.



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

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

Figura 13. Composición mineralógica de acuerdo a análisis de perfiles

Podemos apreciar que los puntos se ubican en la línea Cuarzo/Arcilla para el pozo RDM-4, mientras que la presencia de carbonatos desplaza los puntos hacia la zona de caliza en el Mulichinco Superior del RDM-6. Se observa en ambos pozos un posible efecto de gas y/o aumento en la cantidad de minerales feldespáticos.

Este mineral fue descrito en los testigos corona del pozo RDM.x-1. La fracción arena se caracteriza por valores bajos de rayos gamma y la sección arcilla posee valores altos característicos de las mismas. Se dispuso de dos coronas de 9 m (una en evaluación) y testigos laterales.

El estudio de cortes delgados define a la roca como una Arenisca Lítico 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 indican que la fracción arcilla esta compuesta por Clorita e Illita.

Sobre la base de los resultados del análisis de crossplots 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 cuenta con mucha información de perfiles rayos gama espectral o herramientas de espectroscopia de captura.

La **arcillosidad** fue definida con los perfiles de densidad, neutron y rayos gamma. La arcilla modelada fue de tipo Illita debido a que 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.

Con el objeto de potenciar el modelo definido se trabajo en todo lo concerniente a fluidos de formación. El dato de **Rw** 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.

Ya con toda la información litológica – petrofísica, e inherente al método de interpretación inversa, se realizaron los cálculos volumétricos de minerales y fluidos que posteriormente fueron utilizados para la simulación de curvas sintéticas que finalmente se compararon con las curvas originales indicando 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.

Fueron modelados volúmenes de gas y petróleo. No obstante, el efecto gas en las curvas de neutrón y densidad genera 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).

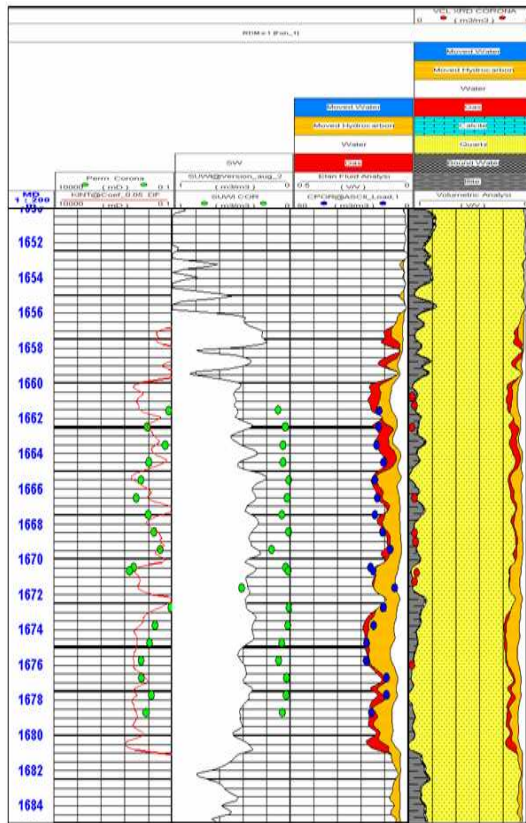


Figura 14. Ajuste Phie Log – Phie Corona

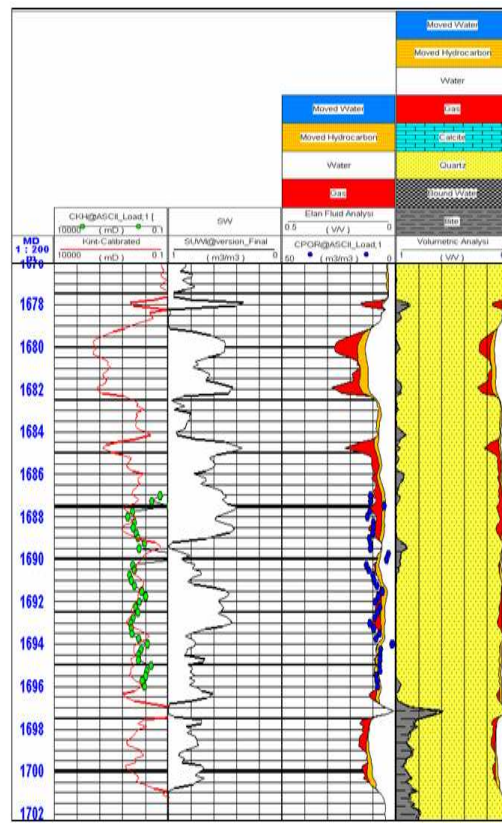


Figura 15. Ajuste Phie Log – Phie Corona

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 es 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 vs porosidad de corona muestra valores muy semejantes.

En la Figura 14 presentamos el resultado de la interpretación. Cabe destacar que se utilizó un coeficiente igual a 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 sugieren saturaciones de agua irreducibles muy bajas ubicadas entre 2% y 12% con un solo “plug” de 43 %, a presiones de 2000 psi en prácticamente para todas las muestras.

Por otro lado, las microaberturas (<0.5 μm) dominan en porcentaje frente a los mesoaberturas (1.5-0.5 μm) y macroaberturas (> 1.5 μm) y podría explicar la baja permeabilidad medida en corona. No se cuenta con permeabilidades relativas momentáneamente.

Para el cálculo de saturación de agua (S_w) se utilizó la ecuación de Simandoux. La misma es 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 de esto, 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 aun 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 crossplot GR vs RT o resistividad inductiva profunda.

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

Hay que destacar que no se observan 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 coroneados debido a no observarse una clara relación directa entre la porosidad y permeabilidad a partir del crossplot log permeabilidad vs. porosidad.

A partir de la relación $\log RQI = \log \phi_z + \log FZI$ definida por Amaefule, se puede inferir que en un log-plot de RQI versus ϕ_z (Figura 17), todas las muestras de similar valor de FZI se ubicarán en una línea recta de pendiente unidad. 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 definieron 5 unidades de flujo definidas por distintos puntos en los pozos muestreados.

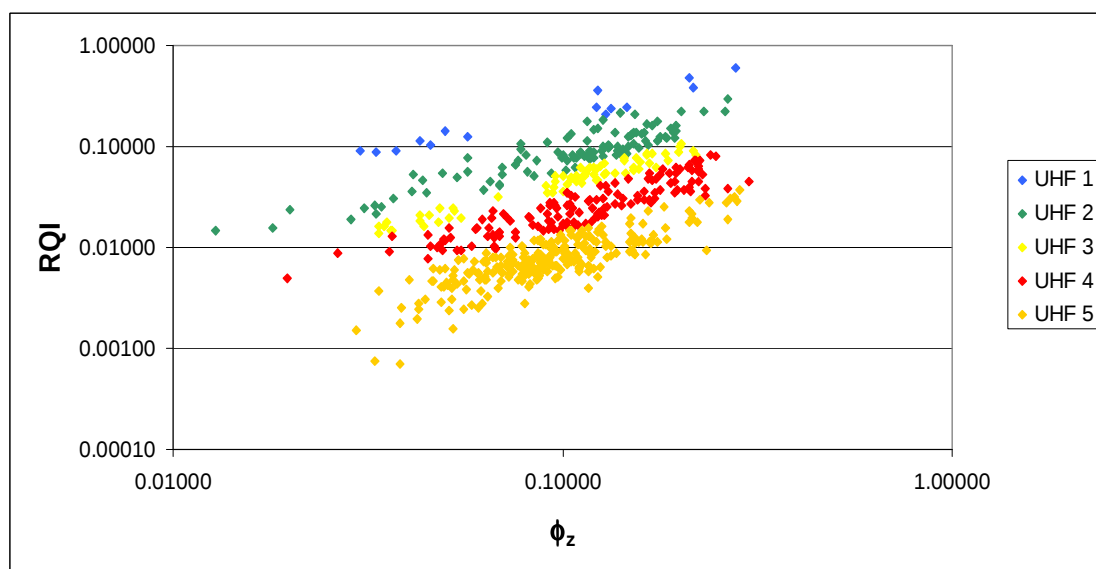


Figura 17: Gráfico log-log de RQI vs. ϕ_z donde se distingue la separación de las distintas unidades de flujo.

Habiendo definido estas unidades, se compararon con las descripciones petrográficas de los pozos muestreados. Analizando 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

Unidad Hidráulica de Flujo N° 2

- Arenisca mediana y fina subordinada
- Selección buena a moderada
- Empaquetamiento abierto a intermedio
- Porosidad: 10,11 o 12 (corte)
- Permeabilidad: 1,093 mD
- Porcentaje de microporos: 26
- Porcentaje de mesoporos: 67
- Porcentaje de macroporos: 7

Unidad Hidráulica N° 3

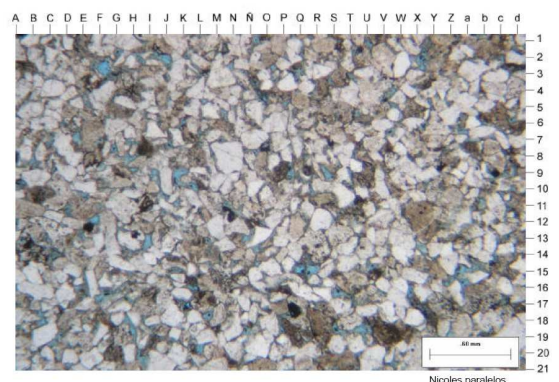
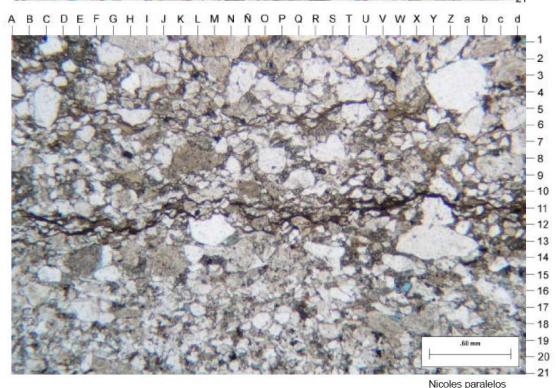
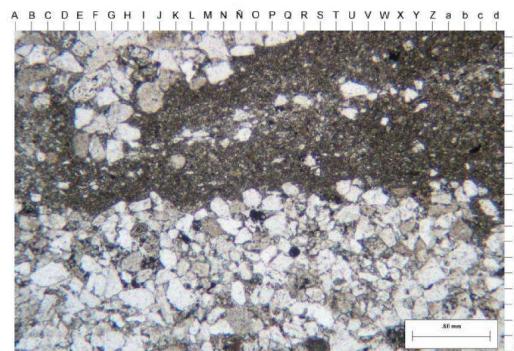
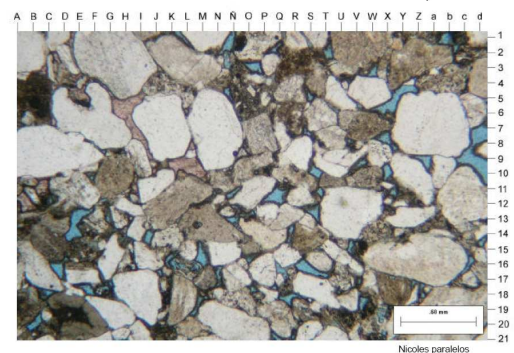
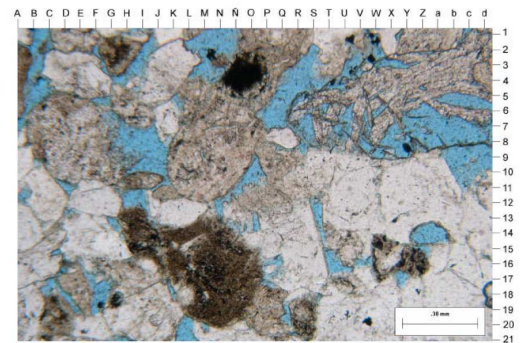
- Arenisca fina
- Selección moderada
- Empaquetamiento intermedio
- Porosidad: 4,13 o 4 (corte)
- Permeabilidad: 0,02 mD
- Porcentaje de microporos: 60
- Porcentaje de mesoporos: 40

Unidad Hidráulica N° 4

- Arenisca fina a mediana
- Selección moderada a buena
- Empaquetamiento intermedio
- Porosidad: 7,52 o 6 (corte)
- Permeabilidad: 0,024 mD
- Porcentaje de microporos: 63
- Porcentaje de mesoporos: 35
- Porcentaje de macroporos: 2

Unidad Hidráulica N° 5

- Arenisca fina y muy fina
- Selección moderada a pobre
- Empaquetamiento intermedio a cerrado
- Porosidad: 10,79 o 7,8 (corte)
- Permeabilidad: 0,024 mD
- Porcentaje de microporos: 70
- Porcentaje de mesoporos: 28
- Porcentaje de macroporos: 2



A partir de los perfiles de FZI calculados (Figura 18) para los sectores muestreados con corona o testigos laterales, 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

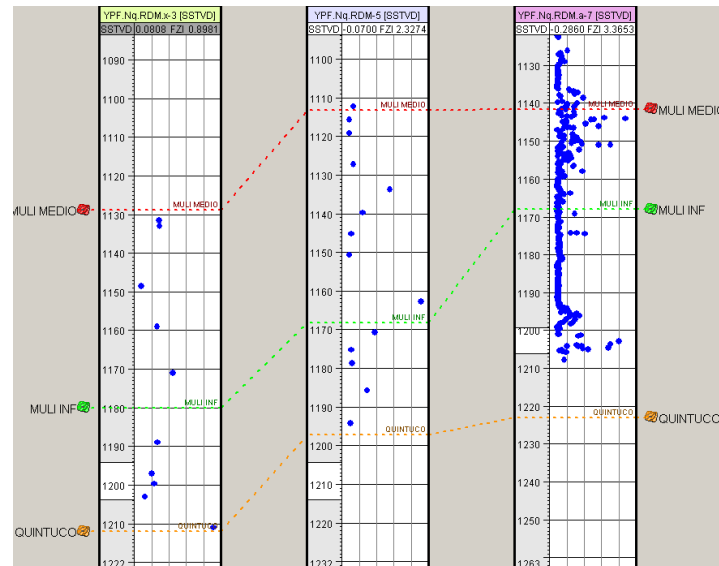


Figura 18: Valores de FZI calculados a partir de estudios petrofísicos para los pozos YPF.Nq.RDM.x-3, YPF.Nq.RDM.a-5 y YPF.Nq.RDM.a-7.

Utilizando distintas combinaciones de perfiles, se obtienen diferentes resultados, por lo que el criterio para seleccionar la configuración de red mas adecuada, el perfil de FZI del pozo YPF.Nq.RDM.x-1 no fue introducido 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 diez 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.

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.

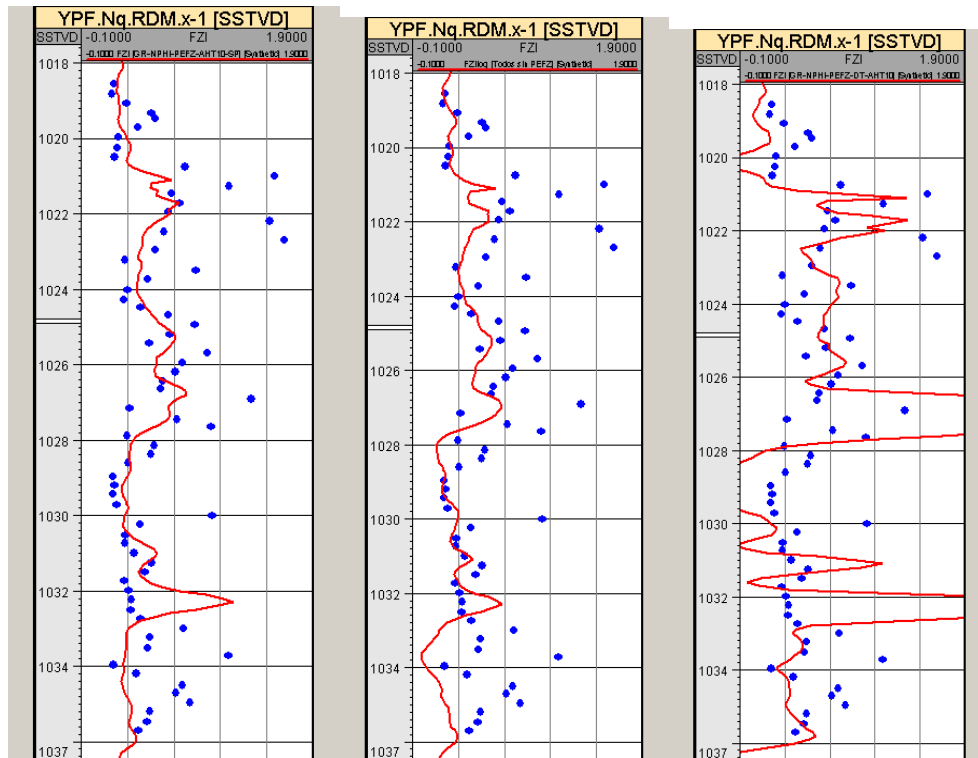


Figura 19: Comparación del FZI petrofísico (puntos azules) con el FZI calculado por las redes neuronales (línea continua roja) para el pozo YPF.Nq.RDM.x-1. A la izquierda se encuentra el FZI calculado con la red GR-NPHI-PEFZ-AHT10-SP, en el centro la red GR-NPHI-AHT10-DT-RHOB-SP y a la derecha, el cálculo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

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 información sísmica, geológica, de producción de hidrocarburos y de inyección de agua fue fundamental para comprender el comportamiento del reservorio y obtener el modelo estático 3D del mismo.
- Se consiguió un modelo predictivo de alta calidad tanto en términos de producción como, fundamentalmente, en cuanto a comportamiento petrofísico.
- Los resultados petrofísicos indican para el reservorio Mulichinco 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 vs petrofísica ELAN es muy buena en los dos pozos analizados.
- En general se observa una mejora de las características petrofísicas hacia el tope del Mulichinco medio y base del Mulichinco inferior.
- Si bien los volúmenes de arcilla interpretados son coincidentes con los de corona, aun existe incertidumbre en el volumen de feldespatos 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 a desarrollar en el área.
- Los resultados de saturación de agua presentan 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

calculo de saturación. Se recomienda en este caso 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 identificación y cuantificación de tipos de arcillas, en especial cloritas y cemento calcáreo, ayudaran 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 poder generar un modelo estocástico de permeabilidad, y para precisar el T2 cut off de resonancia.
- Se sugiere la realización de estudios geomecánicos, calibrados con datos del 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

Se destaca que esta metodología (sustentada en la integración de herramientas, disciplinas y profesionales), permitió obtener un conocimiento integrado del campo, y fundamentalmente contar con un modelo predictivo para la ubicación de nuevas perforaciones.

Agradecimientos

Los autores quieren agradecer a YPF S.A. 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.

_ Department of Earth Sciences, University Oxford; "Sedimentary Environments: processes, facies and stratigraphy"; Ed. 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, 1- 27; 2006

_ Veiga, R.; Verzi, H.; Maretto, H.;" Modelado bidimensional en el ámbito central de la cuenca neuquina – Argentina"; Informe interno. Repsol-YPF SA. Dirección Exploración y Desarrollo Sur, Neuquen. Argentina; 2002

_ Walter, R.G; James, N.P, "Facies Models", Geological Association of Canadá, 1992.

_ Zavala, C; Mosquera, Kim, H. J; "Depósitos eólicos de la Fm. Mulichinco (Valanginiano) en el área de Fortín de Piedra – Cuenca Neuquina"; VI Congreso de exploración y desarrollo de hidrocarburos, Mar del Plata 2005.