

MODELADO PETROFISICO BASICO DEL FLANCO NORTE DE LA CUENCA DEL GOLFO SAN JORGE

SINTESIS MODELOS DE ARCILLOSIDAD, POROSIDAD Y SATURACION DE AGUA

Néstor A. Acosta ^(1, 2)

- (1) YPF S.A., ARGENTINA. nestor.acosta@ypf.com
- (2) Universidad Nacional de la Patagonia San Juan Bosco.

Palabras clave: petrofísica, arcillosidad, porosidad, areniscas.

Abstract: Basic Petrophysics Modelated in North Flank of San Jorge Basin

This study is the result of experiences in petrophysical analysis of fluvial multi-layer clastic reservoirs in the north flank of San Jorge Basin. It summarizes the characteristics of basic petrophysical modelling, its limited components and the problems arose from internal features and fluids of the reservoir. These distinctive features affect the well logging used to obtain petrophysical quality indicators. Every modelling component is considered from clay model, porosity model to water saturation model.

The information belongs to database of rocks and fluids, openhole well logging and basic petrophysical processing of reservoirs from Mina el Carmen, Comodoro Rivadavia and El Trébol formations. They mainly correspond to sandstone and tuff sedimentary rocks that contain pyroclastics within clasts and fine interstitial material. These reservoirs are located in a multilayer surface in floodplain of argillaceous and tuffaceous composition.

This contribution highlights the importance of knowledge in sedimentary model, statistical integration of lithological, mineral and fluids information reservoir at the moment of generating petrophysical models that change according to geological formations. It also provides improvements based on high tech well tools (nuclear magnetic resonance and 3D induction were used) that thanks to their parameter measurements succeed in solving situations related to heterogeneities intra reservoir and lithological complexity.

INTRODUCCION

Las peculiaridades que se observan en la Cuenca del Golfo San Jorge tanto en su complejidad litológica, características sedimentológicas internas y relaciones estratigráficas hacen que los modelos petrofísicos que se utilizan habitualmente tengan que ser adaptados y que deban tener un fuerte sustento geológico para poder reflejar de manera cuantitativa las características de los reservorios productivos. Esta tarea de modelado se encuentra estrechamente vinculada a la optimización de operaciones involucradas directamente con el incremento de producción, con el cálculo de reservas y modelado estático de reservorios.

La presente contribución trata de presentar de manera resumida las características principales de los modelos petrofísicos que permiten una caracterización fehaciente de los reservorios clásticos que componen la columna estratigráfica productiva del Flanco Norte de la Cuenca. Se muestra un análisis de cada uno de los componentes del modelo petrofísico básico desglosando el mismo en los modelos de arcillosidad, porosidad y saturación de agua.

También se realiza un análisis crítico de las herramientas convencionales utilizadas para la adquisición de registros de pozo abierto cuyos datos se emplean en el cálculo de indicadores de petrofísica básica (Volumen de arcilla, porosidad efectiva, saturación de agua, espesor permeable y útil). Sobre esta base crítica, se destaca la utilización herramientas de alta tecnología que por sus principios de medición deberían constituirse en elementos esenciales para la optimización de los cálculos que llevan a la cuantificación de indicadores básicos de calidad petrofísica antes mencionados.

MARCO GEOLOGICO REGIONAL

La Cuenca del Golfo San Jorge se encuentra ubicada en la parte central de la Patagonia Argentina en donde cubre una importante porción de la provincia de Chubut y el norte de Santa Cruz. En planta presenta forma irregular y una definida elongación en dirección este-oeste. Se ubica entre dos altos positivos como son los Macizos del Deseado y Nordpatagónico los cuales controlan su flanco sur en la provincia de Santa Cruz y su Flanco norte en Chubut. Siendo este

último sector el principal objeto de estudio y análisis de la presente publicación (Fig. 1).

ESTRATIGRAFIA DE LOS RESERVORIOS PRINCIPALES

Las principales formaciones que actúan como roca reservorio en el sector del Flanco Norte se encuentran agrupadas en el denominado Grupo Chubut (Lesta y Ferello 1972). El mismo se encuentra conformado por las formaciones: Pozo D-129, Mina del Carmen, Comodoro Rivadavia y Yacimiento El Trébol, abarcando un lapso del tiempo geológico que va desde el Aptiano hasta el Mastrichtiano (Hechem *et al* 1990).

Por encima del mencionado Grupo de Formaciones se encuentra Miembro Glauconítico de la Formación Salamanca de edad Paleoceno. El mismo se representa depósitos sedimentarios que son producto de una transgresión atlántica cuyos sedimentos de origen marino proximal fueron los primeros reservorios descubiertos hace más de cien años en la Cuenca del Golfo San Jorge.

Si bien existen potenciales rocas reservorios en casi todas las unidades estratigráficas presentes en la columna (Fig. 1), no todas las unidades se presentan productivas en todas las áreas del flanco. Debido a su importante representación productiva en este sector de la cuenca, fueron objeto de estudio y análisis para la presente publicación los reservorios correspondientes a las formaciones Mina del Carmen, Comodoro Rivadavia y Yacimiento El Trébol.

Dadas las características contrastantes, en cuanto a litologías, composición mineralógica, subambientes de sedimentación, diferencias areales y verticales en los contenidos de fluidos de reservorio y puesto que han sido por excelencia las productoras principales en la mayoría de los yacimientos de este sector de la cuenca, se presentan únicamente los modelos petrofísicos que caracterizan a las tres unidades formacionales mencionadas anteriormente.

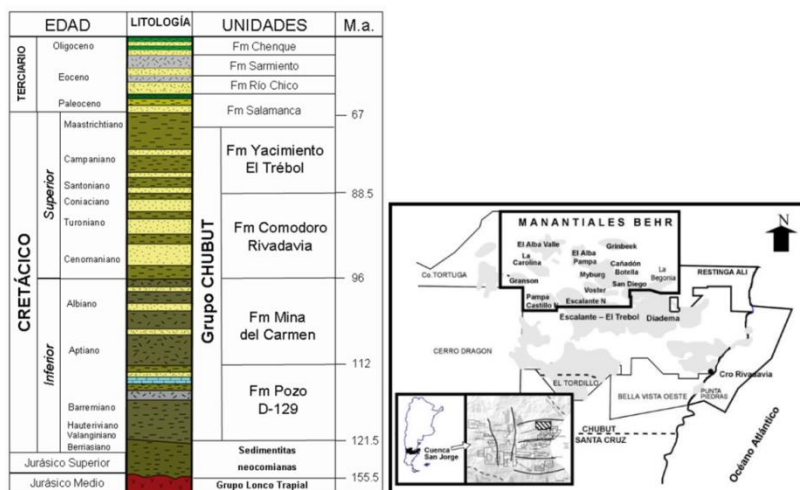


Figura 1. Ubicación del área del Flanco Norte de la Cuenca del Golfo San Jorge y columna estratigráfica.

ASPECTOS ESTRUCTURALES DEL FLANCO NORTE

Desde el punto de vista estructural, en el ámbito de este sector de la cuenca predominan estructuras de tipo extensivo con fallamiento directo. En su mayoría, las fallas son de tipo lítricas, afectan al basamento y se encuentran asociadas a fallas antitéticas menores que generan estructuras de tipo *roll-over* (González *et al* 2002). Existen bloques fallados y basculados, altos vinculados a zonas de transferencia y zonas de interferencia entre fallas regionales sintéticas. Estos aspectos condicionan la ubicación de las zonas mineralizadas, las cuales están vinculadas a los lineamientos de fallas que sitúan los principales yacimientos de este flanco de la cuenca. Si bien este trabajo resume experiencias en casi todos los yacimientos del flanco, las principales observaciones sobre bases de datos (rocas y fluidos), registros de pozo abierto y datos petrofísicos utilizados corresponden a los Yacimientos Manantiales Behr, Escalante, El Trébol, Cañadón Perdido, Campamento Central, Restinga Alí y Caleta Córdova.

CARACTERÍSTICAS DE LOS RESERVORIOS

En la Formación Mina El Carmen se destacan los cuerpos lenticulares depositados en ambientes fluviales de alta sinuosidad

que suelen concentrarse en la sección superior y complejos clásticos más gruesos que se concentran hacia la base. Dentro de esta formación de ambiente fluvial sinuoso de mediana a baja energía, la relación arena- arcilla es muy baja existiendo numerosos intervalos pelíticos-tobáceos que constituyen sellos locales para los cuerpos arenosos lenticulares. Los cuales muestran bajo grado de conectividad. Estas características corresponden a un momento de nivelación y baja paleopendiente.

En la porción media de la Fm. Comodoro Rivadavia, existe una sección pelítica de importante continuidad areal que provee un límite a secuencias productivas bien definidas a base y techo de esta unidad.

Por encima, se ubica una sucesión de rocas continentales asignadas a la Fm. Yacimiento El Trébol. Este intervalo es dividido por superficies de significado regional en dos conjuntos de secuencias. La inferior corresponde al Miembro Inferior de la Fm. Yacimiento El Trébol y se interpreta depositado en un ambiente con canales fluviales de baja a moderada energía. Estas areniscas presentan una importante producción en los yacimientos El Trébol, Diadema, Campamento Central y Escalante.

El conjunto siguiente está limitado en su base por un intervalo de pelitas de significado regional; a tope por una superficie de erosión regional. Este intervalo es interpretado como depósitos fluvio-deltaicos con dirección de aporte desde el NNO. Las areniscas de esta secuencia presentan importante producción en los yacimientos Cañadón Perdido, Diadema y Campamento Central.

ELEMENTOS PETROFISICOS BASICOS

Un modelo petrofísico básico consta de elementos esenciales: arcillosidad, porosidad efectiva, saturación de agua. Estos elementos en conjunto definen de manera cuantitativa las características de los reservorios en cuanto a su calidad. Los mismos deben ser definidos y calibrados con la mayor precisión posible puesto que permiten determinar parámetros de procesamiento que deben poder ser extrapolados a efectos de optimizar la predicción de porosidades, saturaciones de agua y espesores útiles. Por consiguiente definen el grado de actividad en pronóstico de fluidos entre otras aplicaciones vinculadas a la generación de modelado estático de reservorios. La determinación de los parámetros de procesamiento que aplicados a ecuaciones permiten determinar los indicadores de calidad

petrofísica no debiera ser fija sino dentro de un rango acotado por el uso de estadística aplicada.

La precisión en la determinación de los elementos esenciales se encuentra sujeta a los tipos y calidad de los registros de pozo adquiridos en el área como así también de la representatividad de datos de roca y de agua de formación. El conocimiento de esta información debiera ser tratada de manera estadística a través de bases de datos que permitan un análisis estadístico de aplicación a directa a cálculos petrofísicos.

Los registros comúnmente adquiridos en los pozos de este Flanco de Cuenca incluyen resistividad con herramienta de inducción múltiple, potencial espontáneo, densidad, acústico y ocasionalmente neutrón (en caso de posibilidad de presencia de gas en los reservorios). Sobre esta base de registros convencionales de pozo abierto, información de roca y fluidos de reservorios se confeccionan los diferentes modelos petrofísicos por Formación.

En la presente contribución se analizaron un número estadísticamente representativo de muestras de roca (petrografía y difracción de rayos x), de análisis de fluidos y de procesamiento petrofísicos con registros convencionales y especiales de pozo (resonancia magnética nuclear e inducción tridimensional) validados con ensayos individuales de terminación correspondientes a diferentes yacimientos del Flanco Norte de la Cuenca. A continuación se presentan los elementos esenciales de los modelos petrofísicos aplicados a las formaciones productivas del Flanco Norte de la cuenca.

Modelo de zonación geológica vertical

Las características arquitecturales de los reservorios multicapa en este sector de la cuenca, hacen necesario contar con un criterio de zonación que permita extrapolar arealmente parámetros de procesamiento petrofísico y/o propiedades de roca y fluidos. Los reservorios se encuentran apilados verticalmente y separados por cuellos pelítico-tobáceos correlacionables arealmente. Estas particularidades permiten agrupar verticalmente en secuencias o parasecuencias reconocibles en la respuesta de los registros de pozo (Fig. 2). Estas secuencias agrupadas de acuerdo al patrón de apilamiento de los reservorios poseen connotaciones genéticas y temporales en cuanto a la deposición de los mismos.

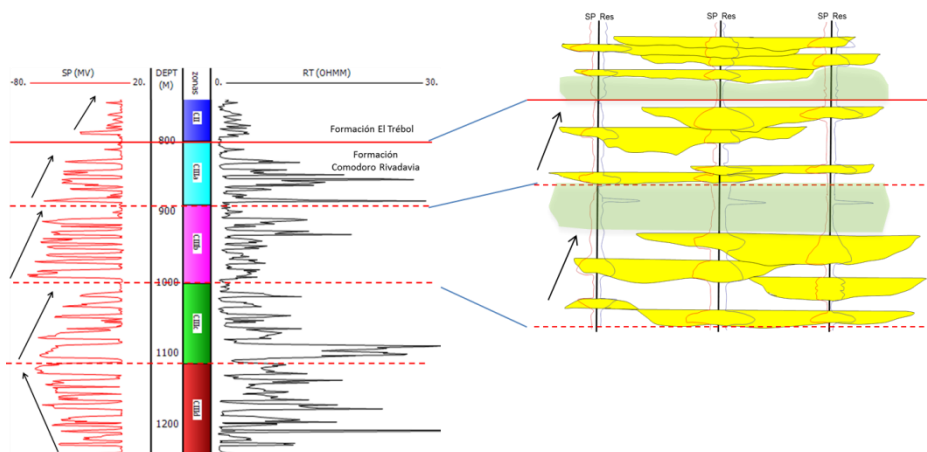


Figura 2. Zonación geológica vertical sobre un registro de inducción típico del Flanco Norte de la Cuenca del Golfo San Jorge.

Las zonas determinadas sobre la base de arreglos o patrones determinados en los registros de pozo (potencial espontáneo, resistividad o conductividad) permiten agrupar parámetros de procesamiento que pueden extrapolarse arealmente a través de correlación entre pozos de las zonas determinadas. Esta zonación, si bien no es igual en su generación, está estrechamente vinculada a la correlación estratigráfica entre pozos realizada por el geólogo y debe compararse con la misma.

Modelo Arcillosidad y Petrografía

Aun cuando los registros de pozo del tipo potencial espontáneo y resistividad se encuentran afectados por el contenido de fluidos en el reservorio (salinidad del agua de formación y presencia de hidrocarburo) y por la litología del mismo (presencia de material tobáceo tanto en matriz intersticial como en la fracción clástica) históricamente se han utilizado ecuaciones lineales simples que permiten una estimación rápida y sencilla de la arcillosidad de los reservorios sedimentarios clásticos, principalmente debido a la disponibilidad y abundancia de estos registros. Estas determinaciones se realizan de acuerdo a la zonación descrita en el apartado anterior y los resultados se comparan con bases de datos, discriminadas por complejos o formaciones, de datos de petrografía de roca que relacionan fracciones clástica, fina y cemento (Fig. 3).

Los cálculos consideran la determinación de línea base de arcilitas o lutitas y valores de resistividades determinados en zonas pelíticas. Se consideran tanto los cálculos utilizando cada indicador (menor valor obtenido) como así también los promedios.

Desde hace un tiempo, estos cálculos están siendo optimizados con muy buenos resultados utilizando el registro de RMN a través de una relación simple entre la porosidad asociada a las arcillas, la cual es determinada con un T2 de corte de 3 a 4 milisegundos aproximadamente (Acosta 2008), y la porosidad total en niveles pelíticos, tobáceos o no reservorio (Fig. 3). Estos cálculos resultan muy importantes para la discriminación de niveles reservorios en secuencias de la Formación Mina El Carmen, en donde el aporte tobáceo muchas veces induce error en los cálculos utilizando los registros convencionales antes mencionados. La utilización de RMN implica que se utilizan variables independientes de fluido y de litología de la roca.

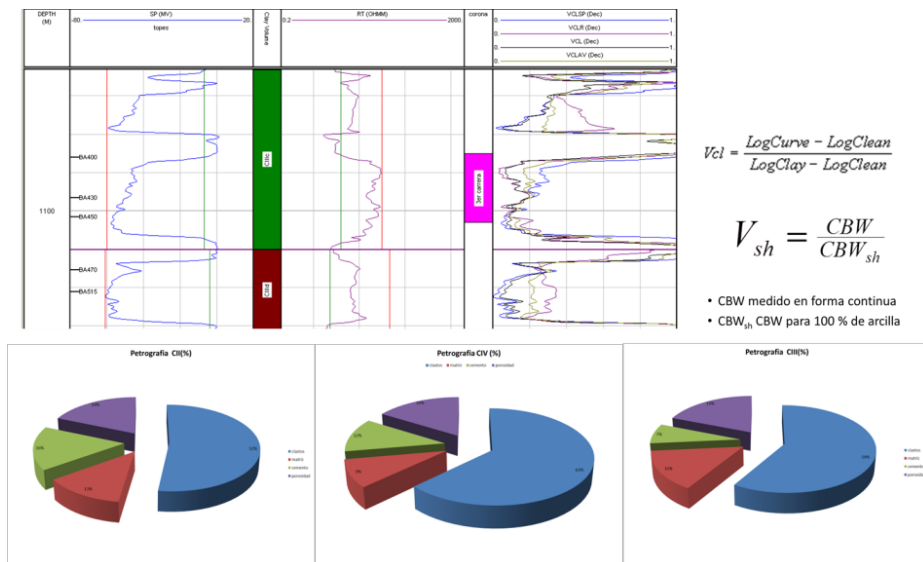


Figura 3. Estadística de Petrografía de Rocas Sedimentarias discriminada por complejo y ecuaciones para el cálculo de arcillosidad

Para estos cálculos la combinación densidad – neutrón es muy poco utilizada puesto que no se cuenta en la totalidad de los pozos con la combinación mencionada y además el aporte material piroclástico y

los procesos de alteración diagenética generan una amplia variabilidad en las densidades de roca determinadas. Muchas veces este amplio rango de datos de densidad induce a errores en los cálculos.

Modelo Porosidad

En relación al modelo de porosidad, los cálculos y ecuaciones se encuentran discriminados por formación. Esta discriminación se basa en el contraste litológico que se da por el incremento en la presencia de material piroclástico, el cual aumenta en profundidad. Esta situación sumada a las variaciones en el agua de formación, que trataremos en el siguiente apartado, genera procesos importantes de diagénesis (Acosta *et al*, 2007) los cuales a su vez provocan importantes y erráticas variaciones en la densidad de las rocas debidas a estos procesos. Esta cuestión litológica genera errores en la determinación correcta tanto de la porosidad efectiva como en la porosidad total. De esta manera, en formaciones superiores (Formaciones El Trébol y Comodoro Rivadavia) se utilizan ecuaciones basadas en la densidad mientras que formaciones infrayacentes a estas (Mina El Carmen) con importantes volúmenes de material tobáceo se aplican ecuaciones sobre la base del registro acústico o sónico.

La ecuación que representa el modelo de porosidad con la densidad considera algunas variables de las cuales algunas se consideran de mayor impacto en los cálculos (Fig. 4). Las de mayor consideración y que se encuentran separadas por campo y formación son la densidad de matriz y las densidades de arcilla seca y húmeda. Estas últimas dos variables son determinadas a través de gráficos de puntos del tipo densidad-tiempo de tránsito en los cuales se utiliza como punto de calibración la distribución de tipos mineralógicos de arcilla determinados estadísticamente a través de un número representativo de análisis de difracción de rayos x sobre muestras de roca (Fig. 4). Mientras que para la determinación primera se asume que la densidad de una roca formada por la mezcla de varios componentes es el promedio de las densidades de los componentes ponderado por la fracción volumétrica en que cada uno de ellos se encuentra presente en la mezcla. De esta manera la densidad de matriz es determinada a través de evaluación estadística determinada sobre cierto número de análisis petrofísico básico que

determinan densidad en laboratorio sobre muestras de testigos corona y/o testigos laterales rotados.

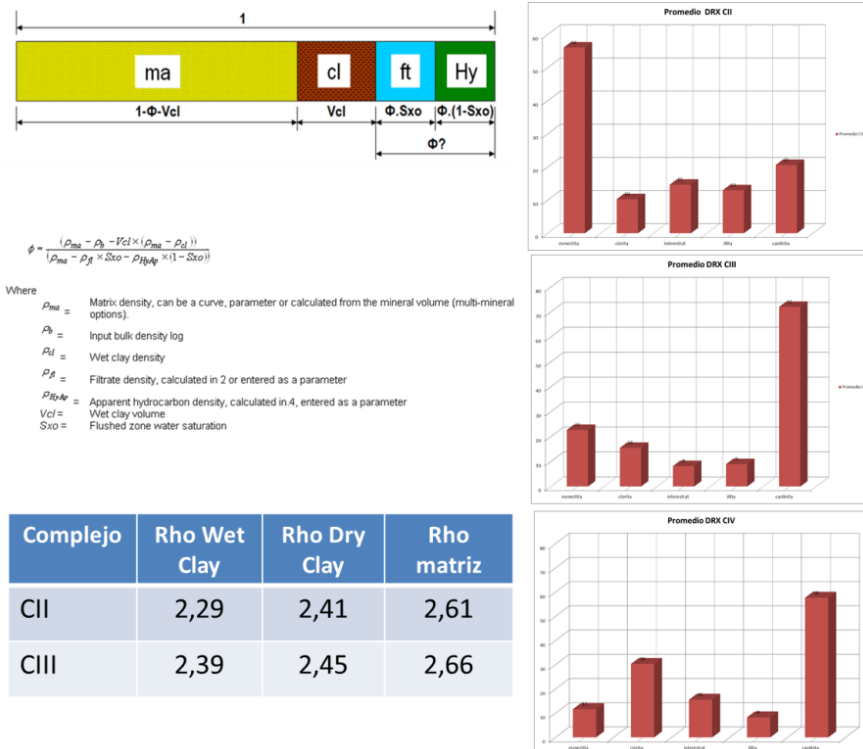


Figura 4. Modelo de Porosidad de densidad, parámetros de procesamiento promediados por complejo y datos de tipos de arcillas determinadas por formación.

En las formaciones profundas (Mina El Carmen) con amplia participación de material tobáceo, con mayores niveles de compactación y de procesos de alteración diagenética se utiliza el modelo de porosidad sónico. Las ecuaciones de cálculo son diferentes a las del modelo de densidad. Se sabe que registro acústico no responde en forma lineal ante la variación de las proporciones de cada uno de los componentes de una roca como si lo hace la densidad. Por esta razón existen diferentes ecuaciones para el cálculo de porosidad a partir del perfil acústico las cuales consideran en lugar de la densidad el tiempo de tránsito (Δt) o la velocidad acústica. Se plantean dos ecuaciones principales (Fig. 5) que se utilizan de acuerdo al mejor ajuste que presenten en

calibraciones estadísticas con petrofísica básica de laboratorio en roca o registro de resonancia magnética nuclear. Una de ellas considera un factor de compactación (C_p), tiempo de tránsito en la matriz de la roca y tiempo de tránsito en la arcilla esta es la *Ecuación de Willy* mientras que la otra, *Ecuación de Raymer*, no considera la variable de compactación, la cual es una de las constantes difíciles de estimar.

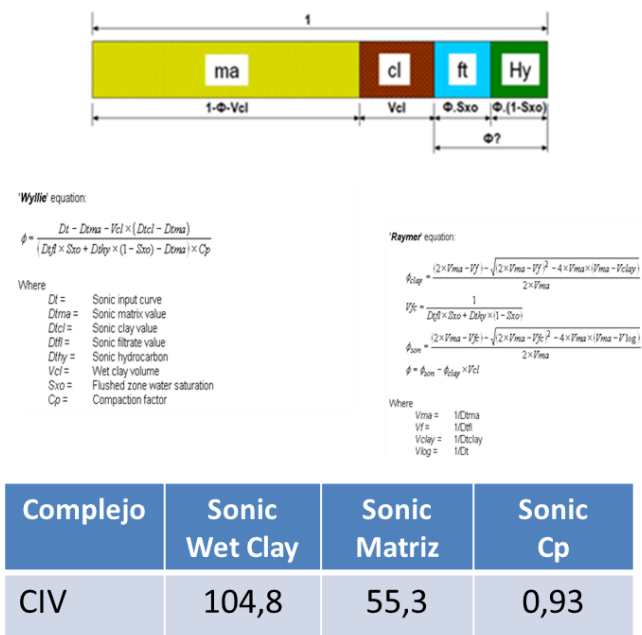


Figura 5. Modelo de Porosidad Acústico, ecuaciones utilizadas y parámetros de procesamiento promedio.

Un gran aporte para la optimización del modelo de porosidad resulta de la utilización de una medida de porosidad total independiente de las características de la roca (litología, mineralogía, grado de compactación, etc.) como es la porosidad obtenida con RMN. Esto permite prescindir de densidades de matriz o tiempos de tránsito, índices de compactación, etc. Pudiendo utilizarse también la arcillosidad calculada con estos registros para determinar porosidad efectiva (Acosta 2008). Una característica de estos reservorios es la presencia de importantes procesos de diagénesis de distinto grado que modifican y reducen la porosidad primaria aunque muchas veces estos procesos generan porosidad secundaria mejorando conectividad poral de estas areniscas productoras de hidrocarburo

que tienen espesores variables que nunca llegan a más cinco o seis metros como máximo (Acosta *et al.* 2007). Esta situación inherente a la singularidad de procesos de diagénesis en la cuenca requiere ser sumamente cuidadosos en la determinación de la porosidad de reservorios que resultan ser productivos y concentran importantes volúmenes de hidrocarburo pero que, por limitaciones de los registros convencionales, pueden llegar a ser evaluados erróneamente.

En el grafico (Fig. 6) siguiente se muestra un ejemplo comparando los resultados obtenidos con un mismo modelo petrofísico básico pero uno utilizando registros convencionales y otro optimizado con el uso del registro de RMN. La aplicación concreta del registro a los elementos esenciales de un modelo petrofísico radica en la utilización de la porosidad total y el cálculo de arcillosidad considerando la zonación vertical presentada anteriormente.

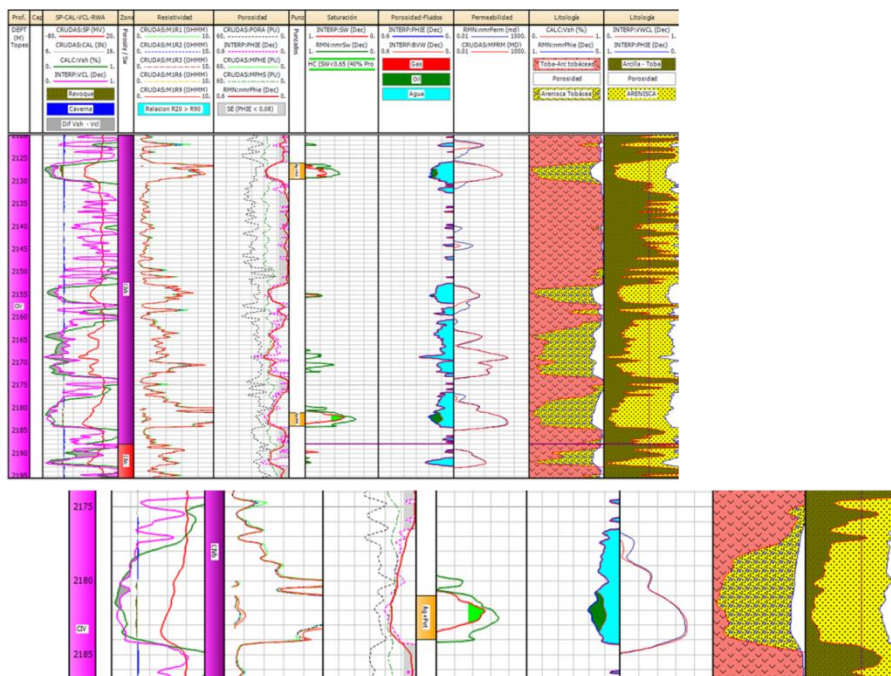


Figura 6. Optimización de cálculos de petrofísica básica utilizando registro de RMN. Ejemplo de un pozo de uno de los yacimientos productivos del Flanco Norte.

Nótese las diferencias en los cálculos arcillosidad y el impacto en los valores de saturación de agua obtenida calculando con registros

convencionales y con registro de RMN. El intervalo presentado corresponde a reservorios productivos de areniscas tobáceas contenidos en niveles tobáceos principalmente.

Modelo Saturación de Agua

En general, en la Cuenca, los modelos de saturación de agua que presentan mayor ajuste son los de “*doble agua*” y “*Simandoux*” (Fig. 7). En rigor y de acuerdo a las características sedimentológicas de los reservorios clásticos y a sus componentes (clastos, matriz, cemento y poros), el modelo “*doble agua*” (Clavier *et al.* 1984) es el más representativo ya que considera la presencia de agua intersticial y agua libre que puede tener diferencias en sus conductividades. Sin embargo ante la gran cantidad de variables en la ecuación, las cuales a veces terminan resultando incógnitas difíciles de determinar es que suele utilizarse la ecuación de *Simandoux* por la simpleza en cuanto a variables involucradas. De todas formas, dado que existen metodologías estadísticas para la determinación de variables de procesamiento y puesto que el modelo que refleja de manera más fiel a reservorios clásticos la presente contribución propone la utilización de la Ecuación de Doble Agua.

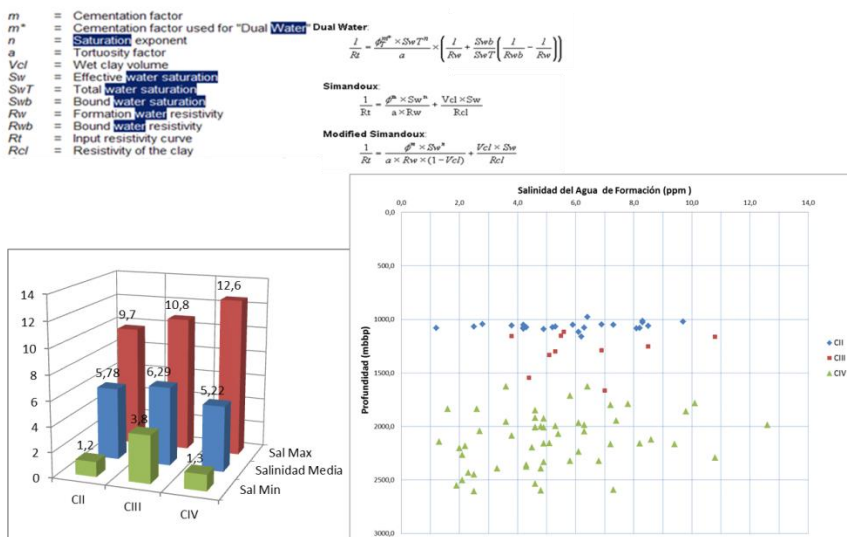


Figura 7. Ecuaciones de Saturación de Agua y datos de salinidad de agua de formación separados por complejos o formaciones.

Los parámetros eléctricos son definidos a partir de estadística sobre muestras de roca y chequeo con gráficos de Picket. Están definidos por complejo- zona de manera de poder extrapolar los mismos arealmente. Además, una vez conocidos los resultados de ensayos de terminación y de producción de los pozos se construyen bases de datos que permiten ver los rangos de variación estadística de estos parámetros petrofísicos lo cual genera un proceso permanente de ajuste de los mismos.

Uno de los grandes inconvenientes referidos a la utilización del modelo de doble agua radica en la determinación de la resistividad del agua de formación tanto libre como ligada. Por otro lado, también el uso correcto de la resistividad verdadera (R_t) suele ser un tema en discusión (Acosta *et al* 2011). En relación al primer punto se conoce la amplia variabilidad que presentan los valores de salinidad del agua de formación en la Cuenca, la cual no solo varía en profundidad sino también arealmente (Fig. 7). Además, existen muy pocas zonas en donde se puedan regular por algún patrón como la profundidad, la temperatura o distribución areal. Se generaron bases de datos de salinidad de agua de formación tomadas de ensayos individuales de terminación de pozo con caudales representativos. Este número de muestras es separado por formación y por yacimiento/área a efectos de conocer estadísticamente los rangos de variación para diferentes zonas. Los resultados se cruzan con análisis sobre gráficos de Picket para la determinación de la resistividad del agua de formación. De esta manera se procedió a manejar rangos de trabajo para los valores que se utilizan en la zonación geológica vertical descripta anteriormente (Fig. 7).

La estimación de resistividad del agua ligada se realiza a través de gráficos que relacionan la conductividad del agua de formación versus la saturación del agua ligada. El primer término es calculado a través de una ecuación simple que determine R_{wa} (la conductividad es la inversa) y el segundo utilizando una relación entre la porosidad y volumen de arcilla y la porosidad total (Fig. 8). Todos estos datos pueden obtenerse con mayor precisión del registro de RMN dando mayor acertividad a la estimación planteada, puesto que son obtenidos independientemente del factor litológico y mineralógico de la roca.

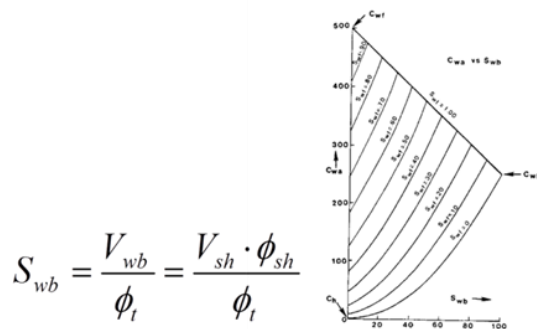


Figura 8. Estimación de la resistividad del agua ligada y ecuación de entrada para la obtención gráfica de este parámetro de la ecuación de saturación de agua.

Las características de sedimentación en varios sectores del Flanco Norte y sobre todo reservorios de las Formaciones El Trébol imprimen heterogeneidades internas que afectan directamente a algunas de las medidas de los registros de pozo (Acosta; D'Onofrio 2005). Este es el caso de las herramientas convencionales de inducción múltiple utilizadas para medir resistividad de formación. La presencia de heterogeneidad producida por alternancia de facies (gruesas y finas) de diferente distribución de tamaños porales en los cuerpos arenosos causa una caída de los valores de resistividad medida con cualquier herramienta inductiva convencional puesto que estas trabajan con un solo anillo de corriente ubicado en un plano horizontal que por ser paralelo o subparalelo a los planos de estratificación hace que las corrientes se concentren en las láminas más conductivas. Esta situación puede provocar cálculos erróneos en el modelo de saturación de agua por la utilización de una resistividad de formación enmascarada por la estructura interna de los reservorios y por el principio de medición de las herramientas (Fig. 9). Esta situación y contexto de medición ha sido y aún continua siendo estudiado a través de la integración de herramientas de inducción tridimensional diseñadas para resolver mediciones de resistividad en reservorios con anisotropía resistiva (Acosta *et al*, 2011). El uso de inducción tridimensional, previo a un conocimiento de la estructura interna de los reservorios puede optimizar el cálculo de saturación de agua. Situación que fuera demostrada en varias publicaciones (Acosta *et al*, 2005; Acosta *et al* 2011) referidas a algunas áreas del Flanco Norte.

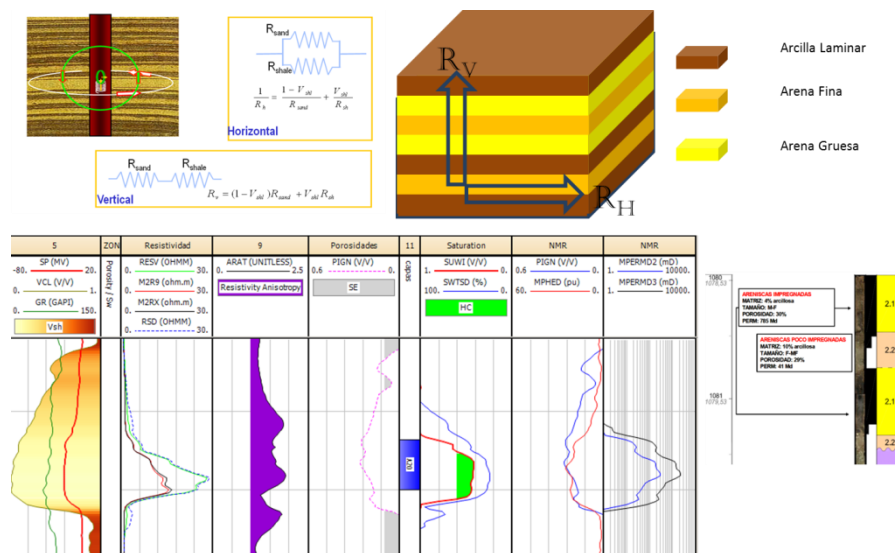


Figura 9. Heterogeneidad intra-reservorio y anisotropía resistiva

Validación del modelo petrofísico básico

Los indicadores de calidad petrofísica obtenidos requieren ser validados de alguna forma que permita conocer el grado de incertidumbre de los mismos. En este aspecto es necesario analizar un número representativo de valores obtenidos en reservorios que hayan sido ensayados durante la terminación y en los cuales se pueda conocer la evolución temporal de su producción.

La siguiente gráfica muestra la validación de la saturación de agua para un modelo petrofísico básico en un área del Flanco Norte de la Cuenca (Fig. 10).

El mismo muestra dos graficas separadas, la inferior es la tasa de éxito real y la superior la tasa de éxito teórica. Para obtener los mismos y conocer tasa de éxito predictivo del indicador se dividió el valor analizado en rangos cada diez unidades y se ubicaron sobre cada uno de ellos la relación entre acierto y desacierto (cantidades de ensayos de agua de formación y de petróleo de formación).

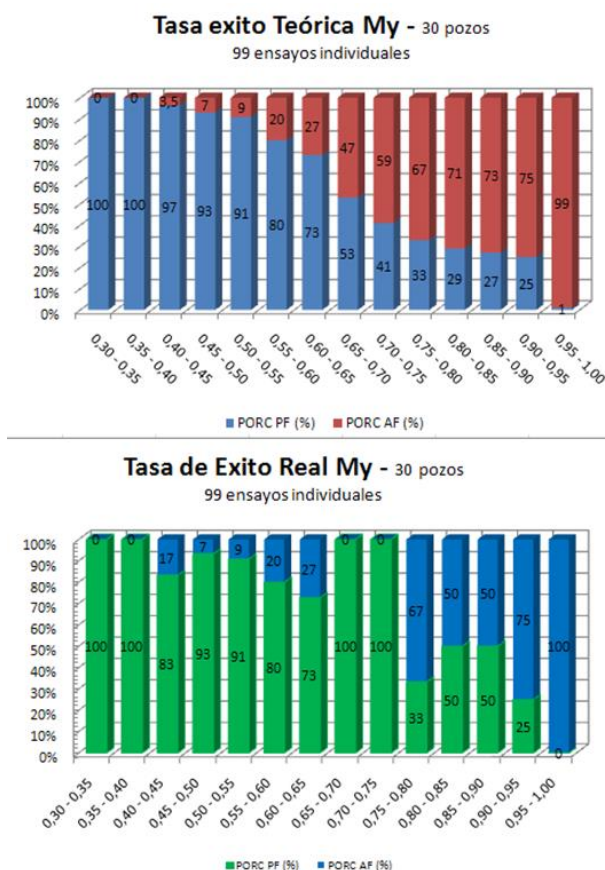


Figura 10. Validación probabilística de saturación de agua para uno de los yacimientos del Flanco Norte.

De esta forma, utilizando estos gráficos es posible predecir la posibilidad de acierto del indicador utilizado para la predicción de fluido de reservorio y realizar un uso más probabilístico que determinístico del indicador. Dando la posibilidad de conocer el riesgo asumido en la elección de punzados seleccionados con indicadores obtenidos con el modelo petrofísico básico.

CONCLUSIONES

Resulta indispensable el uso de bases de datos de roca y fluidos de reservorio y la utilización de herramientas estadísticas para generar rangos en los valores de los parámetros de procesamiento petrofísico a los efectos de trabajar entre máximos, mínimos y promedios.

Los parámetros petrofísicos de procesamiento (m , n , a , R_{wa} , R_{wb} , etc.) también deben ser analizados estadísticamente respetando la discriminación por Formaciones y la zonación geológica vertical planteada. A efectos de la correcta extrapolación areal de los mismos para nuevos procesamiento.

La validación de los indicadores obtenidos de un modelo petrofísico básico (arcillosidad, porosidad efectiva y saturación de agua) contra resultados de producción constituye un factor crítico para la disminución de la incertidumbre en los indicadores obtenidos. El uso de los mismos debe tener un carácter más probabilístico que determinístico.

La integración del registro de resonancia magnética nuclear en el modelo de arcillosidad y en el de porosidad como así también el de inducción tridimensional en el modelo de saturación de agua resultan fundamentales para entender limitaciones de registros convencionales que inducen incertidumbres importantes en los cálculos realizado con un modelo petrofísico básico.

AGRADECIMIENTOS

Al equipo de petrofísica de la Regional Chubut de la empresa YPF S.A. Al Lic. Daniel Astesiano.

REFERENCIAS CITADAS

Acosta, N., D'onofrio, M. 2005. Uso integrado de tecnologías de alta resolución para caracterización estratigráfica de reservorios. Flanco norte de la Cuenca del Golfo San Jorge. VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Mar del Plata. Argentina.

Acosta N., Estrada E., Saavedra B. 2007. Porosity Variations by Diagenesis in Reservoirs of the Bajo Barreal Formation, San Jorge Basin: Methodology of Evaluation with Logs. X Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference. Buenos Aires.

Acosta N., Estrada E. 2005. Integración de modelos litológicos en caracterización de reservorios arenosos. Usos y aplicaciones en el sector norte de la Cuenca del Golfo San Jorge. XVI Congreso Geológico Argentino. La Plata Argentina.

Acosta N., Astesiano D., D'onofrio M., y Saavedra B. 2011. Nuevo Modelo Petrofísico optimizado mediante el uso de inducción tridimensional. Caso de Estudio Área Grimbeek. Cuenca del Golfo San Jorge. VIII Congreso de Exploración de Desarrollo de Hidrocarburos. Mar del Plata. Argentina.

Acosta N. 2008. Análisis de Resonancia Magnética Nuclear para caracterización de reservorios continentales clásticos. Cuenca del Golfo San Jorge. Argentina. *Naturalia Patagonica*. 4 (1): 23-28. Comodoro Rivadavia. Argentina.

Breda, E. Lucero M. 2005. Caracterización de los reservorios de la Formación Bajo Barreal Inferior Arenas y Tobas (Sección Tobácea). VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos.

Clavier, C., Coates, G., & Dumanoir, J. L. "The Theoretical and Experimental Basis for the 'Dual Water' Model for the Interpretation of Shaly Sands." *Society of Petroleum Engineers Journal*, April 1984: 153–167

Gonzalez M., Taboada R y Stinco L., 2002. Los Reservorios del Flanco Norte. 135-153 p. Rocas Reservorio de la Cuencas Productivas de la Argentina. V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Mar del Plata, 2002.

Hechem, J.J., Homovc, J.F., Figari, E.G., 1990. Estratigrafía del Chubutiano (Cretácico) en la Sierra de San Bernardo, cuenca del Golfo San Jorge, Argentina. *11º Congreso Geológico Argentino*, Actas 3: 173-176, San Juan.

Lesta, P., Ferello, R., 1972. Región Extra-andina del Chubut y norte de Santa Cruz. En *Geología Regional Argentina*: Academia Nacional de Ciencias, 601-654. Córdoba.

Tabarovsky, L.A., Epov, M.I. and Rabinovich, M.B. SPE 71706. Measuring Formation Anisotropy Using Multifrequency Processing of Transverse Induction Measurements.