

INTEGRACIÓN DE IMÁGENES RESISTIVAS Y REGISTROS DE RESONANCIA MAGNÉTICA PARA LA CONSTRUCCIÓN DE UN MODELO PALEOAMBIENTAL. CUENCA DEL GOLFO SAN JORGE. ARGENTINA.

Nestor Acosta¹, Cecilia Cabrera², Fermín Goya², Roberto Medori².

(1) Baker Hughes Argentina. Division Baker Atlas, Nestor.Acosta@bakerhughes.com

(2) YPF S.A., mccabrerac@repsolypf.com

(2) YPF S.A., fgoyaa@repsolypf.com

(2) YPF S.A., rmedorim@repsolypf.com

ABSTRACT

The use of borehole images is a valuable and rising strategy to evaluate fluvial reservoirs in continental environments. One of the key factors for understanding the behavior of developing mature oil fields, or potential ones, is the construction of meticulous geological models of reservoirs. This type of evaluation requires a detailed scale that permits the analysis of internal heterogeneities, which may work as barriers among the fluid flow. Borehole images do not only provide a way of obtaining the typical data on structural dip and directions of paleocurrents, but they are also a relevant source of information about the fabric, texture and existent sedimentary structures. The sedimentologic analysis of resistivity images and stratigraphy was one of the main tools used for carrying out this study. The descriptive methodology was useful for permitting the interpretations and later genetic hypotheses.

In this contribution, the facies of images, their processes and types of loads were identified and described. It was also possible to determine facies sequences, which were then integrated to indicators of petrophysic quality from nuclear magnetic resonance. The comparison with different models of sedimentation, proposed by other authors, permitted a deductive interpretation of the processes, as well as the deposition of sedimentites from the western part of the Bajo Barreal Formation in El Guadal area, located in the west flank of San Jorge Basin.

KEYWORDS: GEOLOGICAL MODEL, BOREHOLE IMAGES, PETROPHYSIC QUALITY, PALEOCURRENTS.

INTRODUCCION

Los testigos corona proveen la mejor información para determinar facies en los reservorios. Sin embargo, en yacimientos multicapa como los de la Cuenca del Golfo San Jorge resulta muy costoso muestrear la totalidad de los mismos. Por esta razón, otras herramientas como los registros de imagen de pozo pueden ser usados para interpretar reservorios no muestreados.

Las imágenes de facies son asignadas sobre la base de la fábrica de la imagen de pozo, el patrón de buzamientos presente, la respuesta de los registros convencionales de pozo y a la disponibilidad de muestras de roca, en este caso testigos rotados.

La fina escala de resolución de las imágenes de pozo permite reconocer fábricas laminadas y estratificadas de diferente tipo. En este sentido existe en la actualidad una excelente bibliografía sobre imágenes de pozo (Thompson, 2000) como así también recientes trabajos que han dejado documentado los principales desarrollos y aplicaciones de las imágenes de pozo (Lofts *et al.*, 2002).

Las estructuras sedimentarias condicionan en parte la calidad petrofísica de los reservorios continentales de ambiente fluvial y no podrían ser reconocidas en registros convencionales. Por esta razón, entender la distribución y abundancia de las mismas permitiría mejorar la recuperación de hidrocarburos en este tipo de reservorios.

El análisis de facies de imágenes y de asociaciones de facies de imágenes provee información directa para el modelado de reservorios en subsuelo. El análisis de subambientes sedimentarios permite comprender la conectividad de cuerpos de arena y mejorar la ubicación de pozos en áreas de mejor calidad.

MARCO GEOLOGICO DEL AREA

El yacimiento El Guadal se halla ubicado en la parte Norte de la provincia de Santa Cruz en Argentina. Desde el punto de vista geológico regional, se sitúa en el contexto del Flanco Oeste de la Cuenca del Golfo San Jorge (Figura 1).

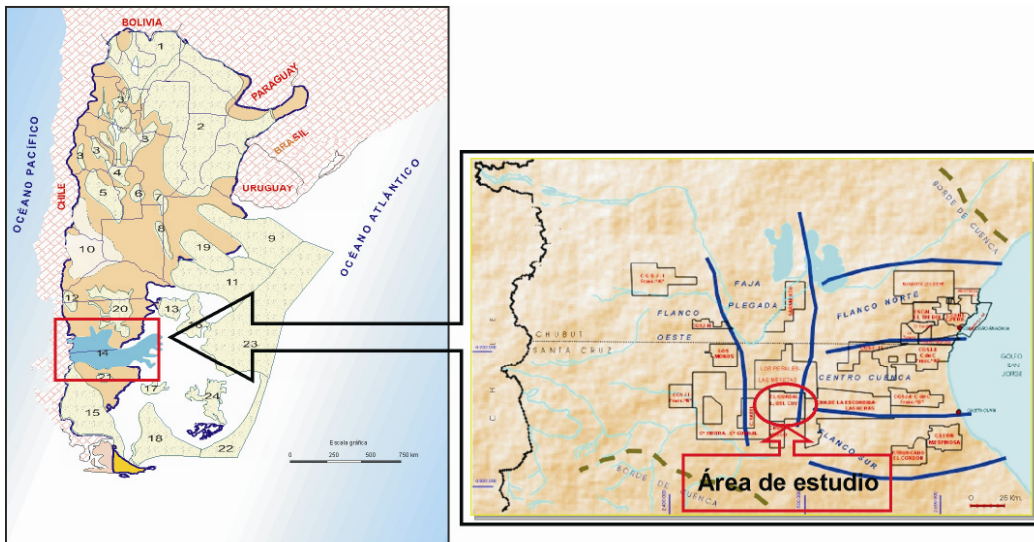


Figura 1. Ubicación del área de estudio en la Cuenca del Golfo San Jorge (Modificado de Figari *et al.*, 1999).

Se involucran en la presente contribución sedimentitas correspondientes al Grupo Chubut o Chubutiano, el cual involucra formaciones depositadas en un intervalo de tiempo que va desde el Barremiano tardío hasta el límite Cretácico-Terciario (Hechem *et al.*, 1990).

Dentro de estos niveles se evaluaron reservorios pertenecientes a la formación Bajo Barreal, la cual esta compuesta por dos miembros Barreal Superior e Inferior (Sciutto, 1981). Se incluye en este último la denominada Sección Tobácea.

Estructuralmente el área El Guadal presenta una serie de anticlinales de orientación NNO-SSE, cuyo flanco oriental esta limitado por un sistema de fallas inversas producto de la compresión Terciaria (Homovc *et al.*, 1995). Existe también, un sistema extensivo de orientación NO-SE originado en la primera fase de estructuración de la Cuenca, dando lugar a sistemas estructuralmente complejos. Estas condiciones permiten descomponer la estructura de El Guadal Norte en tres secciones: un bloque central, uno Norte y otro Sur.

La orientación preferencial de los cuerpos arenosos es Este-Oeste y secundariamente Norte-Sur (Perrot *et al.*, 2008 comunicación verbal). Existe incertidumbre en el área en cuanto a las dimensiones del ancho de estos, sin embargo, se han realizado un relevamientos en el área del Cerro Ballena, cercano al área de estudio, determinando que los anchos medios de las fajas de canales son de 150 a 300 metros y excepcionalmente 400 metros (Georgieff y Di Benedetto, 2005)

En la columna estratigráfica que se muestra a continuación se pueden ver las secuencias de interés petrolero para los pozos del área.

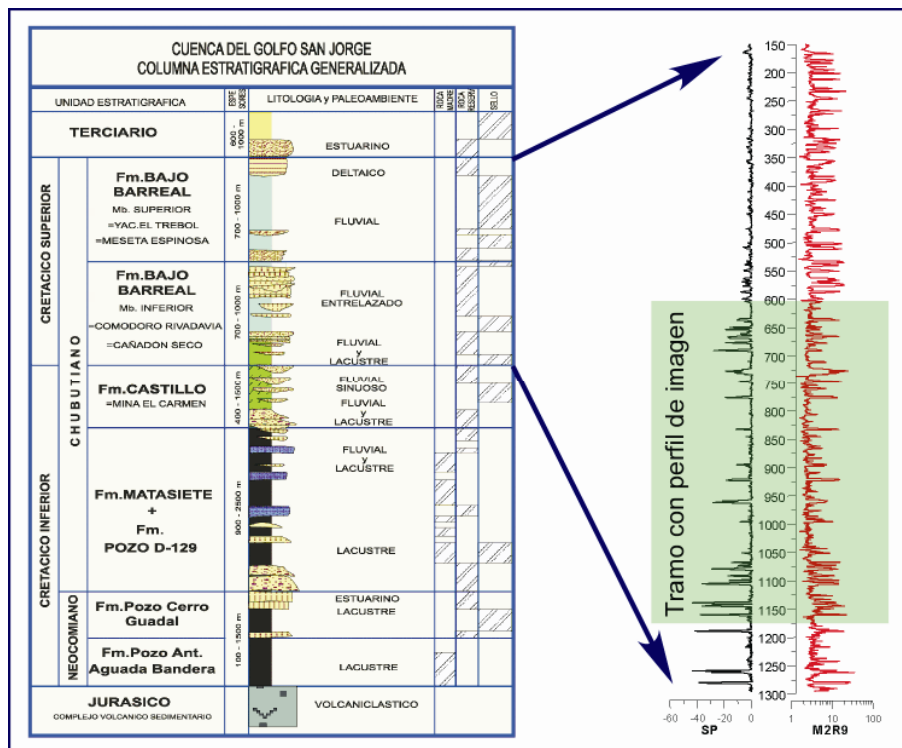


Figura 2. Columna estratigráfica y registro de inducción para el área (modificado de Fígari *et al.*, 1999)

METODOLOGIA DE INTERPRETACION

El presente trabajo consistió en la interpretación interactiva de la imagen resistiva de pozo recientemente registrada en uno de los pozos del área El Guadal y en la descripción de las diferentes facies de imágenes que pudieron reconocerse en el tramo registrado. El propósito final de esta tarea consistió en intentar determinar sub-ambientes a partir del análisis de secuencias de facies de imágenes. Posteriormente se vincularon los subambientes interpretados a algunas variables petrofísicas (Índice de permeabilidad de Coates y porosidad asociada a fluidos móviles) obtenidas con resonancia magnética nuclear. El proceso de interpretación de las imágenes resistivas de pozo se realizó de manera interactiva, y no se utilizó ningún tipo de computación automática para las correlaciones de los planos reconocidos.

Las interpretaciones paleoambientales realizadas están basadas en comparación y analogías con modelos de superficie. Debido a la escasa cantidad de sondeos con registro de imagen resistiva de pozo, no existe un estricto control lateral que permita determinar con exactitud la geometría y arquitectura de los cuerpos interpretados, por lo que solo fue posible realizar inferencias al respecto.

Análisis de Facies de Imágenes

Se consideraron en la discriminación de estas unidades las heterogeneidades internas producto de la presencia de estructuras sedimentarias primarias (estratificaciones, laminaciones, etc.). Se destaca que los cambios en la litología (incremento de la participación tobácea con la profundidad) provocan variaciones en las resistividades medidas con la herramienta de imagen, generando diferenciaciones de tonalidad, textura y color en la imagen de pozo analizada. Por otra parte, rugosidades de las paredes y cambios bruscos en la geometría del pozo influyen en la calidad de los datos adquiridos impactando negativamente en las descripciones que se realizan (Lofts, 1999).

Un total de siete facies de imágenes fueron reconocidas, además se integraron datos de litología (testigos rotados en pozo de estudio y registros de control geológico en pozos vecinos) y de registros convencionales (de inducción y de potencial espontáneo). Estas facies fueron clasificadas usando un esquema simple basado en la litología inferida, en la fábrica que muestra la imagen de pozo y en el análisis detallado del patrón de los planos de estratificación interpretados. Las facies de imagen se nombraron en alusión a sus características y además se usó un código numérico para facilitar su presentación en los registros. En la siguiente tabla se presenta una descripción e interpretación de las facies de imágenes reconocidas.

Nombre Facies de Imagen	Código Numérico	Descripción	Interpretación de procesos
Arenisca tobácea con estratificación paralela	3	Respuesta alta en la resistividad. Presenta una fábrica estratificada con bandeamiento resistivo y conductivo en escala de decímetros.	Deposición a partir de corrientes unidireccionales en un ambiente de moderada a alta energía.
Arenisca tobacea con laminacion paralela	5	Respuesta alta en la resistividad. Bandeamiento en una escala del orden del centímetro. Trazas conductivas y resistivas alrededor de la pared del pozo.	Deposición en condiciones de baja energía en la parte superior de canales bajo condiciones de bajo régimen de flujo. En algunos ejemplos las fábricas laminadas aparecen ondeadas indicando el posible desarrollo de <i>ripples</i> .
Arenisca con estratificación paralela	9	Respuesta moderada en la resistividad. Presenta una fábrica estratificada con bandeamiento resistivo y conductivo en escala de decímetros.	Deposición a partir de corrientes unidireccionales en un ambiente de moderada a alta energía por debajo de condiciones de alto régimen de flujo.
Arenisca con laminacion paralela	11	Bandas de resistividad en una escala del orden del centímetro. Se observan trazas conductivas y resistivas alrededor de la pared del pozo.	Deposición en condiciones de baja energía en la parte superior de canales bajo condiciones de bajo régimen de flujo. En algunos ejemplos las fábricas laminadas aparecen ondeadas indicando el posible desarrollo de <i>ripples</i> .
Arenisca con estratificación entrecruzada en artesa	10	Aparece como bandeamiento de resistividad de escala del cm. o dm. La fábrica aparece inclinada por encima de 35 grados antes de la remoción del buzamiento estructural.	Representa deposición por corrientes moderadas a fuertes que forman areniscas con estratificación planar y entrecruzada producto de formas de lecho canalizadas.
Arcilita tobacea con estratificación paralela	2	Respuesta alta en la resistividad. Bandeamiento sutil en la resistividad en una escala del orden del centímetro. Se observan trazas de horizontes conductivos y resistivos alrededor de la pared del pozo.	Deposición a partir de corrientes unidireccionales en un ambiente de moderada a alta energía por debajo de condiciones de alto régimen de flujo.
Arcilita sin estructura	14	Apariencia moteada respuesta variable en la resistividad. Sin estructura. Masiva.	Depósitos típicos de condiciones de baja energía. Probable bioturbación.

Tabla 1. Facies de imágenes reconocidas, descripción y procesos involucrados

Secuencias de Facies de Imágenes

La observación de la transición vertical en los tipos de imágenes de facies determinadas en las imágenes resistivas de pozo permitió agruparlas en asociaciones. Fue utilizado el concepto de secuencia elemental para representar la expresión vertical de una combinación de facies genéticamente relacionadas, siendo la expresión de la sedimentación de una parte concreta de un medio sedimentario. El método de análisis propone además la integración de registros convencionales (de inducción y potencial espontáneo), fundamentalmente con fines interpretativos siguiendo los criterios establecidos por la bibliografía del tema (Serra y Abbott, 1982). Fueron reconocidas cinco asociaciones de facies de imágenes las cuales reflejan distintos subambientes de un medio sedimentario complejo.

Secuencia de Imagen 1 (facies de imagen 9 y 11)

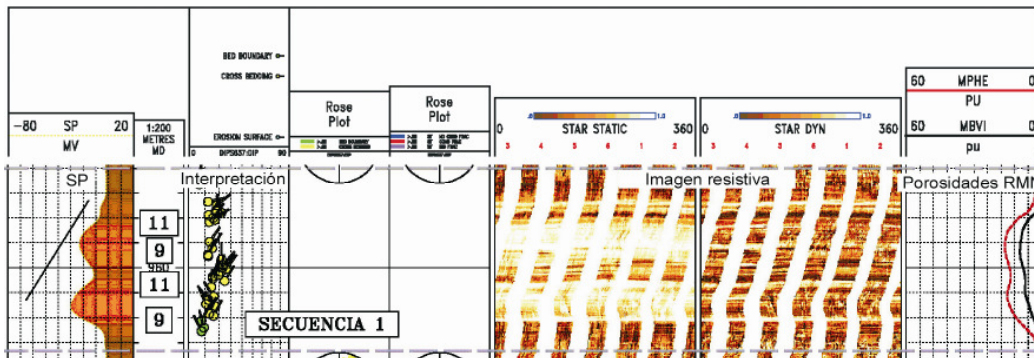


Figura 3. Secuencia de Facies de imagen para uno de los intervalos estudiados. El ejemplo muestra aproximadamente 7 metros y el código numérico de facies de imagen.

Estos intervalos muestran típicamente en la base contactos basales planos y erosivos con arreglos de formas tanto granodecipientes como agradantes en forma de bloque. La litología se infiere compuesta por areniscas gruesas en la base a medias y finas al tope de los cuerpos. Principalmente se observan estructuras sedimentarias conformadas por estratificación paralela (facies de imagen 9) y laminación paralela (facies de imagen 11). El espesor promedio de los cuerpos (1,1 a 4,7 metros), los arreglos y las estructuras sedimentarias presentes permiten interpretar que esta secuencia correspondería a una asociación de depósitos de canal entrelazado de sinuosidad media.

Secuencia de Imagen 2 (facies de imagen 3, 5 y 2)

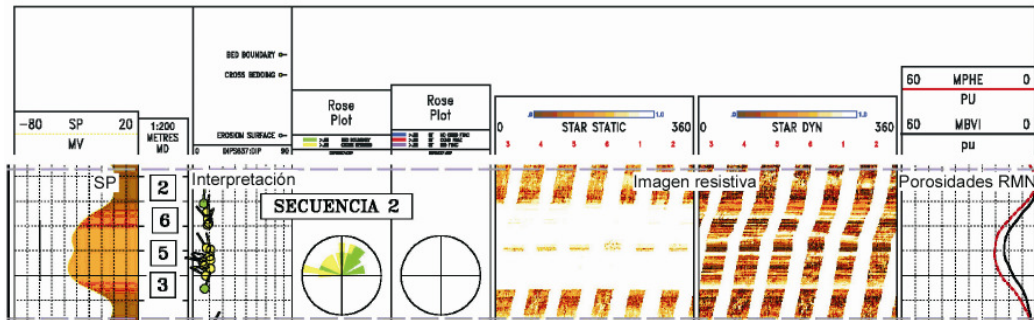


Figura 4. Secuencia de Facies de imagen para uno de los intervalos estudiados. El ejemplo muestra aproximadamente 6 metros y el código numérico de facies de imagen.

La base es neta y plana, la litología se infiere compuesta por areniscas tobáceas gruesas a medias. Las estructuras sedimentarias principales son: probable estratificación y laminación paralela. El arreglo se presenta agradante y en menor proporción granodeciciente, el espesor aproximado de los cuerpos varía entre 0,7 y 4,1 metros.

Esta secuencia correspondería a una asociación de depósitos de canal que contienen elementos que permiten inferir barras transversales dentro de un canal entrelazado de sinuosidad media a alta.

Secuencia de Imagen 3 (facies de imagen 10, 9, 11 y 14)

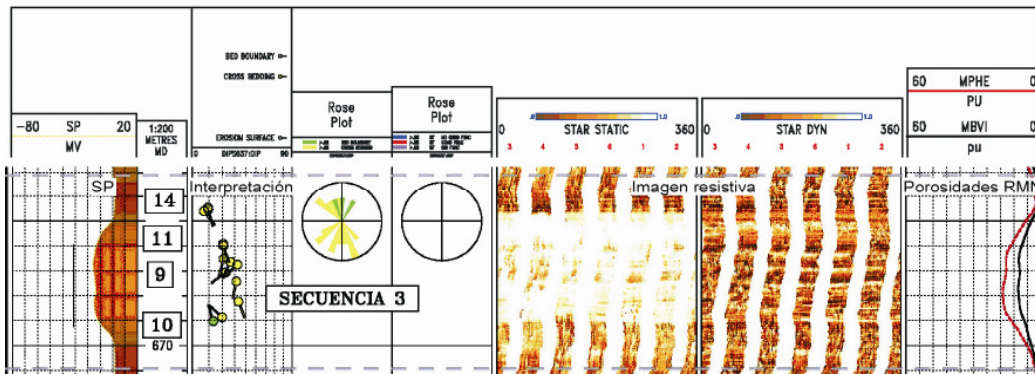


Figura 5. Secuencia de Facies de imagen para uno de los intervalos estudiados. El ejemplo muestra aproximadamente 8 metros y el código numérico de facies de imagen.

La litología se infiere compuesta por tobas con estratificación paralela y areniscas tobáceas de granulometría variable desde gruesas a finas lo cual contribuye a la presencia de arreglos variables en los cuerpos sedimentarios, granodecreciente en la mayoría de los casos y algunos agradantes (forma de bloque). La base de los mismos es plana en parte ondulosa, pudieron reconocerse las siguientes estructuras sedimentarias: estratificación entrecruzada en artesa (facies de imagen 10), paralela (facies de imagen 9) y laminación paralela (facies de imagen 11). El espesor promedio es de aproximadamente 1,8 metros. En función de los elementos encontrados se interpreta una depositación generada por corrientes tractivas de sinuosidad media a alta influenciadas por variaciones en la energía del medio con importantes aportes de material piroclástico y fluctuaciones en el régimen de flujo.

Secuencia de Imagen 4 (facies de imagen 11)

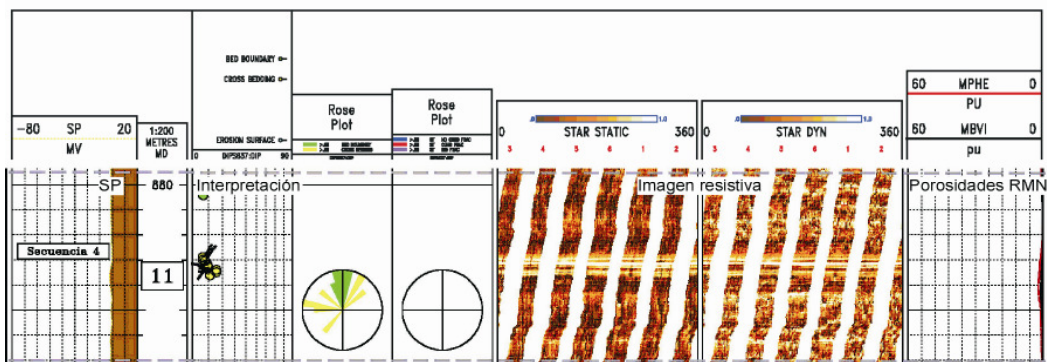


Figura 6. Secuencia de Facies de imagen para uno de los intervalos estudiados. El ejemplo muestra aproximadamente 7 metros y el código numérico de facies de imagen.

La base se presenta neta, la litología se infiere compuesta por areniscas medias a finas, muestra principalmente laminación paralela. El arreglo se presenta granodecreciente, el espesor es escaso de aproximadamente entre 0,5 y 0,7 metros. Esta secuencia correspondería a depósitos de derrames de canales sobre planicie de inundación.

Direcciones de paleocorrientes de los cuerpos sedimentarios

Las imágenes resistivas de pozo se analizan interactivamente en pantalla usando una técnica de picado manual. Un paso clave en la interpretación sedimentológica y estructural de datos de imágenes de pozo es la generación de un set de datos manuales de alta calidad. Los planos visualizados son reconocidos como marcas sedimentarias las cuales pueden ser categorizadas de acuerdo a su tipo geológico.

La precisión en la determinación del buzamiento estructural es clave en el análisis geológico de un área dado que este dato asiste en la identificación de características tectónicas de escala subsísmica, ayuda en la correlación de datos sísmicos y permite determinar direcciones de paleotransporte. Para esta tarea, utilizando como curva discriminante la de resistividad profunda y un valor de corte de 2 ohm-m se procedió a discriminar arenas de arcillas a los efectos de centrar el análisis en planos de estratificación que corresponden a tramos arcillosos. Además se consideraron sólo aquellos planos menores de 12° de buzamiento, para no involucrar datos asociados a posibles arrastres producidos en probables zonas de falla.

Habiéndose determinado el buzamiento estructural (7° hacia el NNO) se procedió a sustraerlo en los intervalos arenosos cuya dirección de sedimentación se quería conocer. La evaluación de estos datos en el contexto del modelo geológico planteado muestra las direcciones predominantes de inclinación de la estructura interna de los reservorios al momento de sedimentarse, quedando así definida la tendencia en la dirección de las paleocorrientes que depositaron los mismos. Las direcciones de paleocorrientes promedio calculadas, indican una dirección preferencial de sedimentación NW-SE. Este resultado además, permitiría hacer inferencias acerca de la ubicación de la fuente de aporte de sedimentos, resultando esta desde el NW.

Tipo de Secuencia	Espesor permeable promedio (metros)	Interpretación geológica	Dirección de paleocorrientes promedio (grados)
Secuencia de Imagen 1	1,6	Canal entrelazado de sinuosidad media a alta	183,8 (N-S)
Secuencia de Imagen 2	2,1	Barras transversales de canal de sinuosidad media a alta	160,8 (NW-SE)
Secuencia de Imagen 3	1,8	Canal de sinuosidad media	169,5 (NW-SE)
Secuencia de Imagen 4	-	Depósitos de explayamientos	178,0 (N-S)

Tabla 2. Datos de espesor permeable, dirección de paleocorrientes promedio e interpretación geológica para cada secuencia

Modelo Paleoambiental Propuesto

El análisis sedimentario de las imágenes resistivas de pozo pertenecientes al Miembro inferior de la Formación Bajo Barreal sugiere la presencia de un ambiente fluvial en conjunción con una componente piroclástica que se incrementa en profundidad, lo cual se observa claramente en los cambios de tonalidad y textura que presenta el registro de imagen.

La imagen resistiva analizada presenta una sucesión de areniscas, arcilitas y tobas limosas. Las secuencias de imagen elementales estarían mostrando cuerpos entrelazados de sinuosidad media a alta (Secuencia de Facies de Imagen 1) intercalados dentro de una planicie aluvial (Facies de imagen 14). Estos cuerpos presentan elementos tales como barras transversales de canal entrelazado (Secuencia de Facies de Imagen 2) producto de la migración de canales.

También pudieron reconocerse facies de imágenes que sugieren depósitos de explayamientos (Secuencia de Facies de Imagen 4) los cuales fueron interpretados como cuerpos de desborde depositados en posiciones adyacentes a los canales como consecuencia de corrientes que irrumpen de forma súbita sobre la planicie de inundación producto de la rotura del albardón durante las inundaciones.

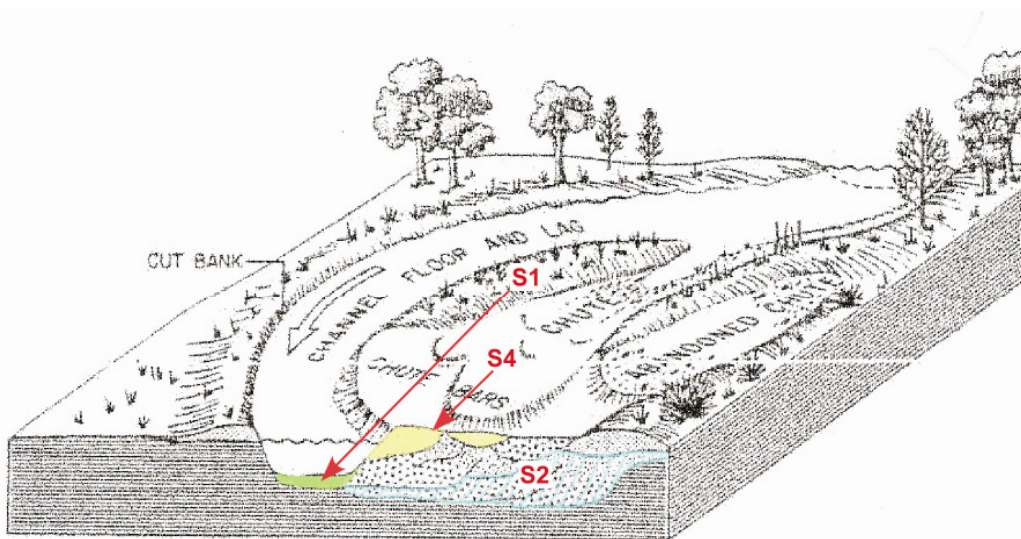


Figura 7. Block diagrama con el modelo conceptual idealizado mostrando corrientes canalizadas de sinuosidad media a alta (S1), barras transversales de canal entrelazado (S2) y depósitos de explayamientos (S4). Modificado de Galloway *et al.* 1996)

La parte inferior del tramo de registro analizado muestra secuencias de facies de imágenes compuestas por sedimentos depositados por corrientes canalizadas de sinuosidad media (Secuencia de Facies de Imagen 3) influenciadas por variaciones bruscas en el régimen de flujo las que a su vez provocaban incrementos bruscos en la descarga de sedimentos arenosos. Estos depósitos se encuentran intercalados dentro de una planicie aluvial piroclástica (Facies de imagen 2) que presenta una clara estructuración interna producto de procesos de agradación vertical.

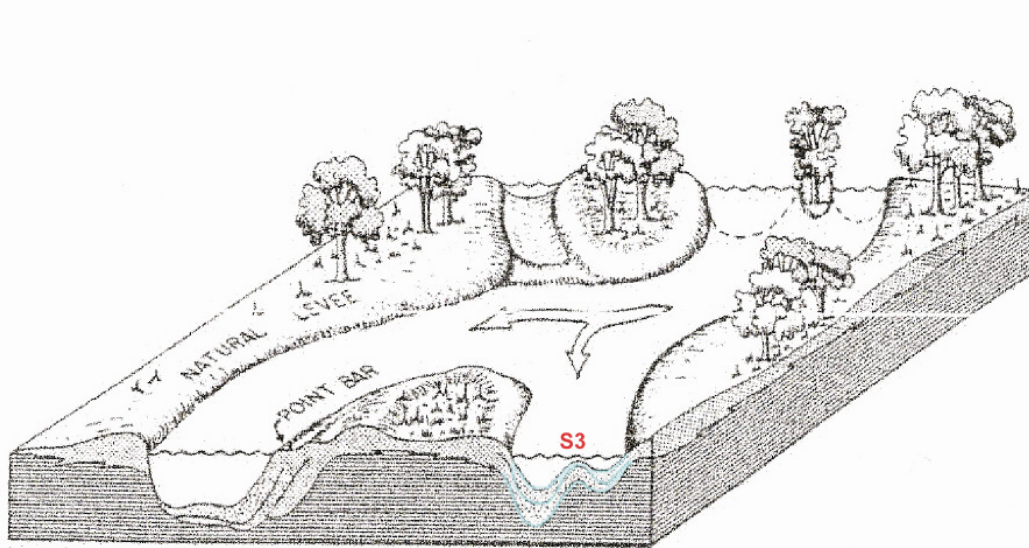


Figura 8. Block diagrama con el modelo conceptual idealizado mostrando corrientes canalizadas de sinuosidad media (S3). Modificado de Galloway *et al.* 1996)

Análisis de calidad de los reservorios

Analizando los indicadores de calidad petrofísica ($K \times h$: permeabilidad de coates integrada por el espesor y $M \times h$: porosidad asociada a fluido móvil integrada por el espesor) obtenidos del registro de resonancia magnética nuclear se puede ver claramente, las diferencias entre las propiedades petrofísicas de cada una de las secuencias interpretadas tal cual muestran los gráficos adjuntos. Para hacer comparables los datos entre si se integraron los valores por el espesor de las capas y además se agregaron los resultados de fluidos obtenidos en los ensayos de terminación.

Estos parámetros fueron utilizados para definir la calidad de los reservorios debido a que el volumen de fluido móvil se encuentra mejor representado con la porosidad asociada a fluidos móviles que con porosidades totales o efectivas. (Acosta *et al.*, 2005). Los datos de porosidad efectiva muestran dispersión mientras que los indicadores antes mencionados permiten discriminar tipos de reservorios los cuales correlacionan con la secuencia de facies de imagen.

Del análisis de los datos surge que la secuencia 1 (canales entrelazados de sinuosidad media a alta) se encuentra mejor representada que las secuencias 2 (barras transversales de canal de sinuosidad media a alta), 3 (canales de sinuosidad media) y 4 (explayamientos), siendo la secuencia 2 la que sigue en importancia.

La secuencia de facie imagen 2 (barras transversales de canal de sinuosidad media a alta) resulta ser la de mejor calidad de reservorio y se diferencia claramente de las otras tres secuencias, las cuales poseen menores valores de porosidad asociada a fluidos móviles ($MVBM \times h$) y menores valores del Índice de Permeabilidad de Coates ($Kc \times H$).

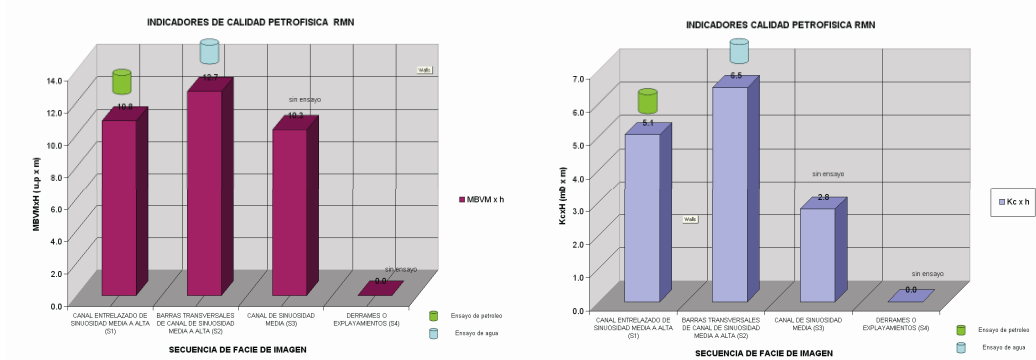


Figura 9. Indicadores de calidad petrofísica obtenidos con RMN (K x h: permeabilidad de Coates integrada por el espesor y M x h: porosidad asociada a fluidos móviles integrada por el espesor) y resultados de ensayos de terminación de pozo.

Del gráfico anterior se deduce que los reservorios analizados poseen entre sí características petrofísicas contrastantes y bien diferenciadas; esto puede apreciarse en el análisis de datos obtenidos de registros RMN y su comparación con resultados de ensayos de terminación de pozo. Estas variaciones probablemente están vinculadas a la estructura interna de los cuerpos, la cual a su vez está estrechamente relacionada a los procesos deposicionales actuantes en su génesis. En otras palabras, las estructuras sedimentarias primarias condicionan la calidad petrofísica; por esta razón, entender la distribución y abundancia de las mismas permitiría mejorar la recuperación de hidrocarburos en este tipo de reservorios clásticos de ambiente fluvial continental.

APLICACIONES DEL ESTUDIO

Sobre la sólida base de un modelo geológico conceptual determinado para el área de estudio se pretenden llevar a cabo los pasos que se mencionan a continuación:

Realizar una correlación entre Petrofacies y Secuencias de Facies de Imágenes a efectos de extrapolar los tipos de reservorio definidos al resto del área.

Establecer correlaciones entre testigos rotados y registros de RMN para definir modelos de porosidad y permeabilidad calibrados para cada tipo de reservorio.

Con la finalidad de detectar oportunidad de reparaciones futuras se pretende identificar zonas y unidades con similar capacidad de flujo y almacenamiento.

Con miras de alcanzar exitosamente estos objetivos planteados se han realizado sobre los testigos rotados los correspondientes análisis petrofísicos de laboratorio, de RMN de laboratorio y petrográficos para cada uno de los tipos de reservorio definidos en este modelo conceptual del área.

CONCLUSIONES

- La integración de registros de imágenes, de resonancia magnética nuclear y de testigos rotados se presenta como una alternativa técnica y económica favorable para obtener información tal como un modelo geológico, petrofísica de laboratorio y calibración de registros.
- Sobre la base de las características sedimentológicas, litológicas y petrofísicas de los intervalos analizados se definieron cuatro secuencias de facies de imagen y se generó un modelo geológico conceptual para el área.
- Si bien la secuencia 2 presenta mejores características petrofísicas, según el registro de resonancia magnética nuclear, los cuerpos productores de hidrocarburo se encuentran circunscriptos a la secuencia 1, mientras que la secuencia 2 tuvo únicamente ensayos comprobados de agua. Las secuencias 3 y 4 presentan características petrofísicas desfavorables, lo que motivó su no inclusión en el programa de terminación ejecutado.

AGRADECIMIENTOS

Los autores desean agradecer a todos aquellos que contribuyeron de alguna manera a esta publicación mediante enriquecedoras discusiones acerca de las características geológicas del área. Se agradece a las autoridades de YPF por permitir la publicación de los datos utilizados.

BIBLIOGRAFIA

Acosta, N., D'onofrio, M. Baker Hughes Argentina. Atlas Division. South District GEOScience Center. 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.

Figari, E., Strelkov, E., Laffite, G., Cid de la Paz, M., Courtade, S., Celaya, J., Vottero, A., Lafourcade, P., Martinez, R., Villar, H. 1999. Los Sistemas Petroleros de la Cuenca del Golfo San Jorge: Síntesis Estructural, Estratigráfica y Geoquímica. Boletín de Informaciones Petroleras. N° 60: 54-90. Buenos Aires.

Galloway, W.E., Hobday, D.K. 1996. Terrigenous clastic depositional systems. Applications to fossil fuel and ground water resources, Springer-Verlag, Berlin, 489 pp.

Georgieff, S., Di Benedetto, L. 2005. Interpretación y correlación entre cuerpos de areniscas en afloramientos y datos de subsuelo. Formación Bajo Barreal. Comunicación interna YPF S.A.

Hechem, J., Homovc, J., Figari, E. 1990. Estratigrafía del Chubutiano (Cretácico) en la Sierra de San Bernardo, Cuenca del Golfo San Jorge, Chubut, Argentina. XI Congreso Geológico Argentino, Actas II 173-176.

Homovc, J.F., Conforto, G.A., Lafourcade, P.A., Chelotti, L.A. 1995. Fold Belt in the San Jorge Basin, Argentina: an example of tectonic inversion. En Basin Inversion, J.G. Buchanan y P.G. Buchanan (eds.), Geological Society Special Publication, 88: 235-248.

Lofts, J.C., Bourke, L.B. 1999. The recognition of artifact images from acoustic & resistivity devices. In Lovell, M. A., Williamson G. and Harvey P (editors) Borehole Imaging: Applications and Case Histories. Geological Society Special Publication No. 159, 59-76.

Lofts, J.C., Evans, M., Pavlovic, M., Dymmok, S. 2002. A new micro-resistivity imaging device for use in oil based mud. SPWLA Annual Conference, Oiso, Japan. Prenskey, S.E. 1999. Advances in Borehole Imaging Technology and Applications. In: Lovell, M. A.

Serra, O., Abott, H.T. 1982. The contributions of loggings data to sedimentology and stratigraphy. Society of Petroleum Engineers Journal, 22: 117-131.

Sciutto, J. 1981. Geología del Codo del Río Senguerr, Chubut, Argentina. VIII Congreso Geológico Argentino, San Luis – Actas III: 203-219.

Thompson, L.B. 2000. Atlas of borehole imagery. American Association Petroleum Geologists Data Pages Discovery Series 4, Tulsa, Oklahoma, USA.

Lovell M.A., Williamson G., Harvey P.K. 1999. Borehole Imaging: applications and case histories Geological Society Geological Society, Special Publications. November 159 305pp.