USO INTEGRADO DE TECNOLOGIAS DE ALTA RESOLUCION PARA CARACTERIZACION ESTRATIGRAFICA DE RESERVORIOS – FLANCO NORTE DE LA CUENCA DEL GOLFO SAN JORGE

Néstor Acosta-Miguel D'onofrio

Nestor.Acosta@bakerhughes.com Baker Hughes Incorporated Baker Atlas Division SLA Comodoro Rivadavia Geosciences Center

Palabras clave: alta tecnología, calidad de reservorio, anisotropías de resistividad, inducción tridimensional, datos petrofisicos.

ABSTRACT

Integrated use of high technology for the stratigraphic characterization of reservoirs – North Flank of the San Jorge Basin

A methodology of work based on the use of high tech logs is presented. It integrates the obtained data to predict the location of better quality reservoirs levels.

The use of these logs presented in an integrated way allowed to come to important conclusions for the evaluation of reservoirs in a well in the North Flank of the San Jorge Basin. This belongs to a secondary recovery pilot project already in progress and which is starting the development of the area.

Upon the base of a sedimentary interpretation of the reservoirs carried out with the resistive image log. We incorporate petrophysic data which were obtained through the use of nuclear magnetic resonance. The resistive anisotropies are analyzed through the analysis of already determined resistivities with the three-dimensional induction tool.

The conclusions support the geologic model of the area, determining the variability among the evaluated reservoirs. They lead to a possible geologic explanation and valid the use of parameters from the processing and interpretation of the obtained data with tools.

This significant contribution comes from the detailed knowledge of the characteristics of the reservoir rocks, showing that it is possible to achieve a better recovery of hydrocarbons through this methodology.

INTRODUCCION

Se presenta una metodología de caracterización de reservorios que tiene como principal objetivo plantear un modelo geológico de sedimentación basado en información de perfiles de alta tecnología e integrar el mismo a los datos del área analizada.

Los datos proporcionados por cada una de las herramientas utilizadas ya sea en forma individual y/o en combinación entre sí permitieron realizar la caracterización de los reservorios de un sector perteneciente a un yacimiento ubicado en el flanco norte de la cuenca. De esta manera fue posible ajustar el modelo geológico del mismo prescindiendo de la necesidad de obtener testigos corona para ello.

Las interpretaciones corresponden a uno de los sondeos que esta iniciando el desarrollo del área mediante recuperación secundaria. Se pretende resaltar la necesidad de un modelo de sedimentación preliminar para iniciar el proyecto el cual podrá ser validado o modificado mediante la utilización de la metodología en futuros sondeos.

La premisa fundamental de esta metodología de trabajo radica en optimizar eventuales operaciones involucradas directamente con el incremento de la producción del área mediante el aumento y mejoramiento de la distribución de la inyección en el proyecto piloto del área.

MARCO GEOLOGICO

La Cuenca del Golfo San Jorge se encuentra ubicada en la parte central de la Patagonia Argentina. Cubre una importante porción de la provincia de Chubut y el norte de Santa Cruz. El sector analizado corresponde al flanco norte de la misma y pertenece a un yacimiento ubicado a 20 km. al norte de Comodoro Rivadavia (Fig.1).

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

Dentro de estos niveles se evaluaron reservorios pertenecientes a la parte superior de la formación Yacimiento El Trébol (Complejo I o Miembro Valle C), también denominado informalmente, en el área estudiada, Complejo Continental. Desde el punto de vista estructural, en el ámbito de este sector de la cuenca predominan estructuras de tipo extensivo con fallamiento directo (Fígari *et al*, 1999). En menor proporción y en clara asociación aparecen algunas estructuras de tipo compresivo las cuales guardan relación directa con los reservorios en esta parte de la cuenca.



Figura 1. Zona de ubicación del área de estudio, Flanco norte Cuenca del Golfo San Jorge.

CARACTERISTICAS DE LOS RESERVORIOS

Los niveles estudiados pertenecen a un proyecto piloto de recuperación secundaria en el cual se pretende mejorar y optimizar la respuesta de producción mediante inyección de agua.

Los depósitos sedimentarios pertenecen al Miembro Valle C (Lesta, 1966) de la Formación Yacimiento El Trébol. Los mismos corresponden a ambientes continentales de tipo fluvial, se trata de reservorios de variada calidad y continuidad areal.

El espesor promedio del paquete denominado informalmente Complejo Continental es de unos 40 metros y el de los cuerpos individuales oscila entre los 3 y los 7 metros, generalmente a una profundidad entre los 500 y 550 metros bajo boca de pozo aproximadamente.

En el pozo analizado se estudiaron tres capas productoras denominadas capas 0, 1 y 2 de acuerdo a las correlaciones estratigráficas de detalle realizadas en el área.

METODOLOGIA DE TRABAJO

La presente metodología de trabajo tiene fuerte sustento en la integración y el análisis detallado de perfiles obtenidos con herramientas de alta tecnología.

En el pozo XS-004 se registro un completo set de perfiles, compuesto por:

- HDIL: Inducción de alta resolución vertical
- STAR: Imagen resistiva
- **3DEX:** Inducción tridimensional
- MREX: Resonancia Magnética Nuclear

El perfil de imagen resistiva permitió realizar un análisis sedimentológico detallado de las capas que representan los principales reservorios del área, las cuales están ubicadas entre 510 y 540 mbbp. Además mediante análisis estadísticos se pudo determinar la dirección de las paleocorrientes que depositaron los mismos.

El perfil de resonancia magnética nuclear permitió determinar, mediante adquisición en modo POROPERM + OIL y procesamiento tipo FE (Evaluation Formation) de los datos adquiridos, distintos parámetros de calidad de reservorio para cada uno de los niveles perfilados.

El perfil de inducción tridimensional permitió analizar las anisotropías de resistividad (relación R_{ν}/R_h) y los valores de resistividad de la fase arenosa (R_{sand}) de los reservorios con presencia de niveles de arcilitas laminares.

A partir del análisis sedimentario realizado sobre la imagen resistiva del pozo y el perfil de inducción del mismo se propone definir tipos de reservorios con probables características comunes en lo que se refiere a calidad de los mismos.

Posteriormente se pretende agrupar los distintos parámetros obtenidos del procesamiento de los datos obtenidos con cada herramienta para vincularlos a los medios sedimentarios interpretados en el análisis sedimentario.

ANALISIS DE ELECTROFACIES

El objetivo fundamental pretende la estimación de un modelo geológico de sedimentación. El análisis se basa en la jerarquizacion de superficies limitantes y en la interpretación geológica de perfiles eléctricos. La misma tiene en cuenta características tales como arreglo de curvas de potencial espontáneo, tipo de contactos, espesores permeables y numero de intercalaciones por capa. Aplicando el concepto de secuencias elementales para la representación de la expresión vertical de una combinación de electrofacies (Serra y Abott, 1980) genéticamente relacionadas, se entiende que estas serian la expresión de la sedimentación de una parte concreta de un medio sedimentario. En el análisis fue posible la identificación de secuencias como las siguientes (Fig.2):

Secuencia Tipo A (capa 2): compuesta por las electrofacies tipo con arreglo de los cuerpos grano y estratodecreciente en la vertical, la geometría en corte de los cuerpos se interpreta de base cóncava hacia arriba y techo plano, el espesor es de menos de 3 metros.

Secuencia Tipo B (capa 0 y 1): involucra la electrofacies con un arreglo que en general que no suele distinguirse, aunque se presenta levemente grano y estratodecreciente. La geometría se interpreta de base cóncava y techo plano se distingue por un mayor espesor que varía entre los 6 a 8 metros aproximadamente y la forma aserrada de su contorno (forma de bloque aserrado en la curva de potencial espontáneo). Podría tratarse de cuerpos multihistóricos que indican la superposición de distintos eventos de sedimentación.



Figura 2: secuencias de electrofacies interpretadas en el nivel estudiado

Estas inferencias fueron analizadas en el pozo analizado como así también en el contexto de la respuesta eléctrica en los sondeos vecinos. Un análisis preliminar de las electrofacies reconocidas permite inferir que los cuerpos arenosos no guardan un patrón común de sedimentación. Los tres niveles examinados se encuentran separados por niveles arcillosos que representan límites para cada una de las secuencias.

ANALISIS SEDIMENTARIO DE LA IMAGEN RESISTIVA

El análisis de la imagen resistiva muestra en primera instancia un claro contraste de tonalidad y textura que permite discriminar tramos arcillosos de tramos arenosos. Estos tramos arcillosos permitieron determinar límites entre secuencias. A su vez dentro de las capas reservorio las intercalaciones de arcilla enfatizan coloraciones que permiten agrupar los reservorios en las mismas secuencias tipo que se presentan en el análisis de electrofacies. Las heterogeneidades que muestra la imagen resistiva permiten inferir posibles variaciones importantes en las propiedades petrofisicas de los reservorios.

El análisis estadístico detallado de los dips generados por picado interactivo de la imagen permitió determinar el dip estructural. Utilizando como curva discriminante la de resistividad profunda (M2RX) y un valor de corte de 2 Ohm-m se procedió a discriminar arenas de arcillas a los efectos de centrar el análisis de dips en aquellos que corresponden a tramos arcillosos. Además se consideraron sólo aquellos dips menores de 12° de buzamiento, para no involucrar datos asociados a posibles arrastres producidos en probables zonas de falla.

Habiéndose determinado el dip estructural correspondiente a los tramos arcilloso se procedió a sustraerlo en los intervalos arenosos cuya dirección de sedimentación se quería conocer.

La evaluación de estos datos muestra las direcciones predominantes de inclinación de la estructura interna de los reservorios al momento de sedimentarse, quedando así definida la dirección de las paleocorrientes que los depositó.

Con el objeto de interpretar procesos deposicionales que permitieran establecer la génesis sedimentaria de los reservorios también se identificaron probables estructuras mecánicas. La evaluación conjunta de los datos de la imagen resistiva (Fig.3) permitió reconocer medios sedimentarios como los siguientes:

Depósitos de relleno de canal: para la llamada Capa 2 se presenta un patrón definido de orientación en la sedimentación. Los depósitos se

inician con contactos erosivos presentando estratificaciones planas o en capas horizontales y culminando en niveles finos con laminaciones.

Resultan bastante frecuentes las **estratificaciones planas o en capas horizontales**. La capa plana es interpretada como el producto de un régimen de flujo de transición que se da en corrientes de elevada velocidad.

Una estructura primaria frecuente es la **laminación**. Las dimensiones de las mismas son discretas. Por su geometría se las interpreta de escaso ritmo agradante dado que consta únicamente de laminas frontales a veces inclinadas. Estas estructuras son generadas por corrientes unidireccionales de bajo régimen de flujo (menor al que produce capas planas o entrecruzadas).

Depósitos de canales amalgamados: Para las denominadas Capa 0 y 1 no existe una dirección preferencial de sedimentación, sino más bien presenta un patrón caótico de orientación en los dips.

Están constituidos por ciclos que alcanzan hasta 1 metro de potencia erosionados entre si y con tendencia general granodecreciente. Las estructuras sedimentarias mas comunes son la estratificación entrecruzada planar y en artesa, alternando con escasos niveles con laminación paralela.

Predomina una **estructura interna planar** con laminas frontales delgadas en ocasiones laminaciones subhorizontales. Las estructuras entrecruzadas planares son propias de bajo régimen de flujo y generadas por trenes de ondas de arena de crestas continuas, en este caso de pequeñas dimensiones.

Es menos común la variedad de **estratificación entrecruzada en artesa** con formas lenticularizadas. La geometría de los cuerpos es poco acanalada y se presentan invariablemente como conjuntos multiepisodicos o amalgamados. Las estructuras en artesa son debidas a fenómenos de migración de dunas subacueas bajo la acción de corrientes unidireccionales su régimen de flujo es superior al de las ondas de arena que forman las estructuras entrecruzadas planares.

Dado que este análisis fue realizado para el caso puntual de este pozo la consideración de otra interpretación llevaría a replantear el modelo de sedimentación, alternativa que no se descarta ni se niega. La puerta se encuentra abierta a nuevas interpretaciones o a la validación de la misma mediante la utilización de la metodología en futuros sondeos.



Figura 3: Imagen resistiva interpretada

INTEGRACION DE HERRAMIENTAS DE ALTA TECNOLOGIA

Se presentan una serie de tablas resumen (Figs. 4 y 6) y gráficos (Figs. 5 y 7) integrando la información obtenida mediante procesamiento de datos obtenidos con las distintas herramientas utilizadas.

Caracterización de Reservorios con Resonancia Magnética Nuclear

La adquisición de datos en el modo POROPERM + OIL y el procesamiento en el módulo FE (Formation Evaluation) permitió mediante el software desarrollado específicamente para el análisis de datos de resonancia magnética nuclear obtener la siguiente información de calidad petrofísica de la roca:

- **MPHS:** Porosidad Total
- MPHE: Porosidad Efectiva
- MBVI: Porosidad asociada a Fluidos Irreductibles
- MBVM: Porosidad asociada a Fluidos Móviles
- Kc: Índice de Permeabilidad de Coates

Los parámetros que son utilizados para definir la calidad de los reservorios son (Fig.5): el Índice de Permeabilidad de Coates (Kc) y el Índice de porosidad asociado fluidos móviles (MBVM)

Esto se debe a que el volumen de fluido móvil se encuentra mejor representado por estos indicadores permitiendo reconocer la calidad de

los reservorios con mejor precisión tal cual se vera mas adelante en la discusión presentada mas adelante.



Figura 5: Grafico comparativo de datos de resonancia magnética

El análisis conjunto de la orientación de los cuerpos sedimentarios analizados en la imagen resistiva con datos de petrofísica obtenidos del perfil de resonancia magnética muestra claramente las similitudes y diferencias entre las capas estudiadas.

Nombre	Prof. (mbbp)	Kc	MBVM	Bzto Azimut	Int. Perfil
CAPA 0	514.5/23.5	34.5	12.1	9/85	Depositos amalgamados
CAPA 1	526.5/35.5	37.3	12.3		Depósitos amalgamados
CAPA 2	536.0/40.0	5.5	7.1	10/160	Depósitos canalizados

Figura 4. Resumen de datos obtenidos con STAR-MREX-HDIL

Análisis de anisotropías resistivas

La herramienta de inducción tridimensional **3DEX** trabaja induciendo en la formación anillos de corriente ubicados en tres planos perpendiculares entre sí y mide las conductividades asociadas a cada uno de esos anillos o planos. La herramienta conductiva convencional trabaja 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. La presencia de arcilitas laminares en los cuerpos arenosos causa una caída de los valores de resistividad medida con cualquier herramienta inductiva convencional, a esa resistividad se la llama Resistividad Horizontal por ser medida con anillos de corrientes horizontales.

La herramienta **3DEX** aparte de medir la resistividad horizontal también mide la resistividad vertical para lo cual utiliza los anillos de corrientes verticales, esta resistividad no se ve tan afectada por la presencia de arcilitas laminares de baja resistividad porque las corrientes de medición al ser verticales deben atravesar tanto las láminas de arcilita como las de arenisca.

Haciendo una analogía con los circuitos eléctricos, tanto la resistividad horizontal como la vertical se pueden expresar en función de las resistividades de las láminas de arcilita y de arenisca y del volumen porcentual de arcilita laminar. La diferencia entre ambas es que la expresión de la resistividad horizontal es una ecuación que se asemeja a la de las resistencias en paralelo, mientras que la de la resistividad vertical se asemeja a la de las resistencias en serie. Las siguientes son las ecuaciones:

$$\frac{1}{R_h} = \frac{1 - V_{shl}}{R_{sand}} + \frac{V_{shl}}{R_{sh}}$$
$$R_v = (1 - V_{shl})R_{sand} + V_{shl}R_{sh}$$

En estas dos ecuaciones R_h y R_v son medidas por la herramienta **3DEX**, R_{sh} se puede estimar de las arcilitas vecinas a la capa analizada con lo que quedan dos ecuaciones con dos incógnitas: V_{shl} y R_{sand}

Es de hacer notar la relación que existe entre las anisotropías de resistividad detectadas con *3DEX* en las capas de interés con las estructuras sedimentarias reconocidas en la imagen y finas láminas de arcilitas presentes en los testigos laterales extraídos de esos niveles.

Nombre	Rt	RSand	Ani	Estructuras sedimentarias
CAPA 0	5.5	8.3	1.5	estratificación entrecruzada planar y en artesa
CAPA 1	7.0	9.5	1.5	estratificación entrecruzada planar y en artesa
CAPA 2	7.2	12.2	1.9	niveles finos con laminaciones

Figura 6. Resumen de datos obtenidos con 3DEX-HDIL-STAR



Figura 7: Grafico comparativo de datos inducción tridimensional

DISCUSION

Existe una discrepancia entre los datos de porosidad efectiva y los demás indicadores utilizados para agrupar los reservorios. Esto queda demostrado en la dispersión que muestran los datos de porosidad efectiva correspondientes a los reservorios analizados. Lo cual demuestra la necesidad de utilizar indicadores tales como los obtenidos por resonancia magnética nuclear (MVBM y Kc) para evaluar de manera precisa reservorios de este tipo.



Figura 8: Grafico comparativo de porosidad efectiva

Los reservorios analizados poseen entre si características petrofisicas contrastantes y bien diferenciadas tal cual lo muestran los datos obtenidos de los perfiles. Estas variaciones probablemente están vinculadas a la estructura interna interpretada la cual a su vez esta estrechamente relacionada a los procesos deposicionales actuantes en la génesis de los reservorios.

Las capas superiores (capa 0 y 1) del nivel comparten características comunes tanto en lo que hace a calidad como a génesis sedimentaria. Estas capas poseen mejores indicadores de calidad de reservorio y menores valores de anisotropía resistiva.

La capa 2 se diferencia claramente de la capa 0 y 1 con menores valores de Porosidad asociada a fluidos móviles (MVBM), menor valor de Indice de Permeabilidad de Coates (Kc) y además presenta un mayor valor de anisotropía resistiva.

APLICACIONES

En este sondeo se observa claramente que los límites entre secuencias y las características petrofisicas diferentes entre los reservorios pueden inducir una inyección selectiva, es decir concentrar la inyección de agua en un intervalo específico (capa 0 y 1). Debido a esto el modelo de inyección a utilizar debería elegirse teniendo en cuenta no solo la geometría de los reservorios sino también las características petrofisicas de los mismos.

Con las interpretaciones realizadas en la imagen resistiva de este pozo es posible inferir un probable rumbo deposicional y la posible orientación de los cuerpos arenosos, con lo cual es posible predecir el camino que tomara el agua inyectada.

Las direcciones de paleocorrientes evaluadas de esta manera, es decir dentro de un contexto de modelo geológico de sedimentación otorgarían mayor confiabilidad para ubicaciones de futuros sondeos.

Dadas las variaciones existentes en medios sedimentarios como el que predomina en el área y teniendo en cuenta que estas consideraciones son puntuales para el sondeo en cuestión la extrapolación al resto de la misma quedaría sujeta a la extensión de la metodología en futuros sondeos.

CONCLUSIONES

- El análisis integrado de datos obtenidos con este tipo de herramientas permite generar información análoga a la que se obtendría con un testigo corona. Resultando la metodología una interesante alternativa tanto técnica como económica para formaciones poco consolidadas en donde es probable una escasa recuperación de testigos.

- La utilización de un set de perfilaje similar y el empleo de esta metodología en futuros sondeos permitirá consolidar y extrapolar el modelo para el resto del área o modificarlo paulatinamente.

AGRADECIMIENTOS

A todos quienes hicieron posible esta publicación.

REFERENCIAS

Chen, S. Beard, D. Guillen, M, Fang D and Zhang G.: MR Explorer Log Acquisition Methods: Petrophysical-Objective_Oriented Approaches, SPWLA 44th Annual Logging Symposium, June 22-25, 2003

Diplog: Paleoambientes y Estructuras.Western Atlas International. Atlas Wireline Services.

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.

Gonzalez M.; Taboada R. and Stinco L (2002) Los reservorios del Flanco Norte. 135-153p. Rocas Reservorio de las Cuencas Productivas de la Argentina, V Congreso de Exploración y desarrollo de Hidrocarburos, Mar del Plata, 2002.

Hamilton, D.S., Holtz, M.H., Ryles, P., Lonergan, T.(1998) Approaches to Identifying Reservoir Heterogeneity and Reserve Growgt Opportunities in a Continental Scale bed-Load Fluvial System: Hutton Sandstone, Jackson Field, Australia. AAPG Bulletin, V.82, N 12, p.2192-2219.

Hechem, J., Homovc, J. y E. Figari, 1990. Estratigrafia del Chubutiano (Cretácico) en la sierra de San Bernardo, Cuenca del Golfo San Jorge, Argentina. Actas XI Congreso Geológico Argentino, v 3, p.173-176.

Lesta, P. (1966) Estratigrafía de la Cuenca del Golfo San Jorge. Terceras Jornadas Geologicas Argentinas.p.251-287, Buenos Aires.

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

Stinco L., Elphick R. and Moore R. (2001) Enhanced interactive formations evaluations of El Tordillo Field san Jorge Basin, Argentina: Using electrofacies and productions preditions index determinations. VII LAPEC, SPE 69479, Buenos Aires.