

DESARROLLO DE RESERVORIOS ASOCIADOS A TRAMPAS ESTRATIGRÁFICAS YACIMIENTO CAÑADÓN DE LA ESCONDIDA, CUENCA DEL GOLFO SAN JORGE

Fabían Pedro Oggier¹, Víctor Guillermo Monsalvo¹

1: YPF S.A., fabian.oggier@ypf.com, guillermo.monsalvo@ypf.com

Palabras clave: desarrollo, control estratigráfico, atributos sísmicos, Fm. Castillo, CGSJ

ABSTRACT

Development of reservoir associated stratigraphic traps

Cañadón de la Escondida Field at the southern flank of San Jorge Basin is an oil producer since 1961. The productive units are Bajo Barreal and Castillo. The incorporation of reserves by primary productions wells can be critical in times of strong increase in drilling activity, with this premise it was proposed to study the potential in areas where known mineralized levels of the Fm. Bajo Barreal and extend in the vertical reaching the levels of the Fm. Castillo Superior that had not been contacted. Through geophysical interpretation (geophysical geomorphology), channeled zones have been identified that allow optimizing the development of deep reservoirs. This contribution aims to show the development associated with traps with predominance of stratigraphic control in the lower part of Bajo Barreal Fm. it and the upper levels of the Fm. Castillo.

INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS

El yacimiento Cañadón de la Escondida está ubicado al norte de la provincia de Santa Cruz, 25 km al Este de la ciudad de Las Heras, sobre el flanco sur de la herradura productiva de la Cuenca del Golfo San Jorge (Fig. 1). El área ocupa una extensión de 950 km², forma parte del Área de Reservas Barranca Baya y tiene actualmente alrededor de 705 pozos productores y 135 inyectores activos, alcanzando una producción diaria estimada de 1650 m³/d.

Se reporta producción de gas y petróleo desde el año 1961 de la Fm. Bajo Barreal. A partir del año 1980 se inicia la producción de petróleo de objetivos más profundos correspondientes a la Fm. Castillo (Mb. Sup). El campo inicia con la recuperación secundaria en el año 1990 en niveles de la Fm. Bajo Barreal que en la actualidad corresponde aproximadamente al 30% de su producción diaria.

Las unidades productoras de hidrocarburo son la Formación Bajo Barreal (principalmente el Miembro Inferior) y la Formación Castillo Superior pertenecientes al ciclo Chubutiano, Hechem, J., y Strelkov, E. (2002).

La estrategia de desarrollo fue cambiando con el tiempo pasando por etapas de mayor actividad de perforación con el objetivo de incrementar la curva de producción o con mejores márgenes de rentabilidad del negocio.

La incorporación de reservas por pozos de primaria fue parte de la estrategia y puede ser crítica en momentos de fuerte incremento de la actividad de perforación, con esta premisa se propuso estudiar el potencial en zonas con niveles mineralizados conocidos de Fm. Bajo Barreal y extender dicho estudio a niveles más profundos que no se habían contactado de Fm. Castillo Superior.

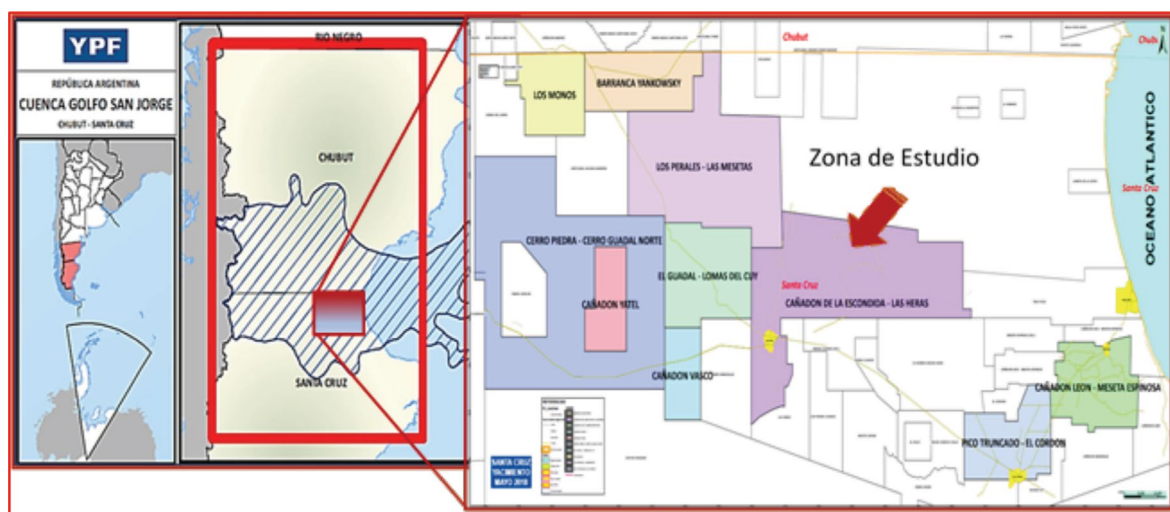


Figura 1. Ubicación geográfica del yacimiento Cañadón de la Escondida

En general el desarrollo se ha caracterizado por la compartimentación de los bloques de explotación debido a la estructuración ya mencionada por Jalfin, *et al.*, (2005). Con referencia a los modelos geológicos en CGSJ sugerimos consultar la detallada síntesis realizada por Hechem, J., (2015). El control estratigráfico es bien conocido en el ámbito de estudio (Hechem, J. y Strelkov, E., 2002; Jalfin *et al.*, 2005 y Foster M. y G.M. Iovine, 2008). Se presenta un desafío al definir y documentar el tamaño de las trampas estratigráficas, evaluar los reservorios y estimar los volúmenes de reservas. Ejemplo de esta situación lo constituye la ubicación de pozos en zonas estructuralmente altas que no han contactado reservorios y por el contrario pozos que alcanzan importantes producciones de Hidrocarburos en zonas sin cierre estructural. La conectividad de los reservorios está limitada por discontinuidades laterales y variaciones de facies los cuales se han podido comprobar y definir al momento de avanzar con el desarrollo de este campo.

Por medio de la interpretación geofísica (geomorfología sísmica) se han identificado zonas de geoformas canalizadas o “fajas de canales” Abreu *et al.*, (2010), que permiten optimizar el desarrollo de reservorios profundos. La interpretación y mapeo de geoformas sísmicas alcanzó gran escala entre los años 2014 y 2016 aplicando lineamientos planteados por Foster, M. y G. Iovine, (2008).

Esta contribución propone mostrar el desarrollo asociado a trampas con predominio de control estratigráfico de la sección basal del miembro inferior de la Fm. Bajo Barreal y los niveles superiores de la Fm. Castillo (Fig. 2).

Se presenta la metodología aplicada y se discute sobre el modelo predictivo utilizado para ubicar los pozos.

Columna Estratigráfica

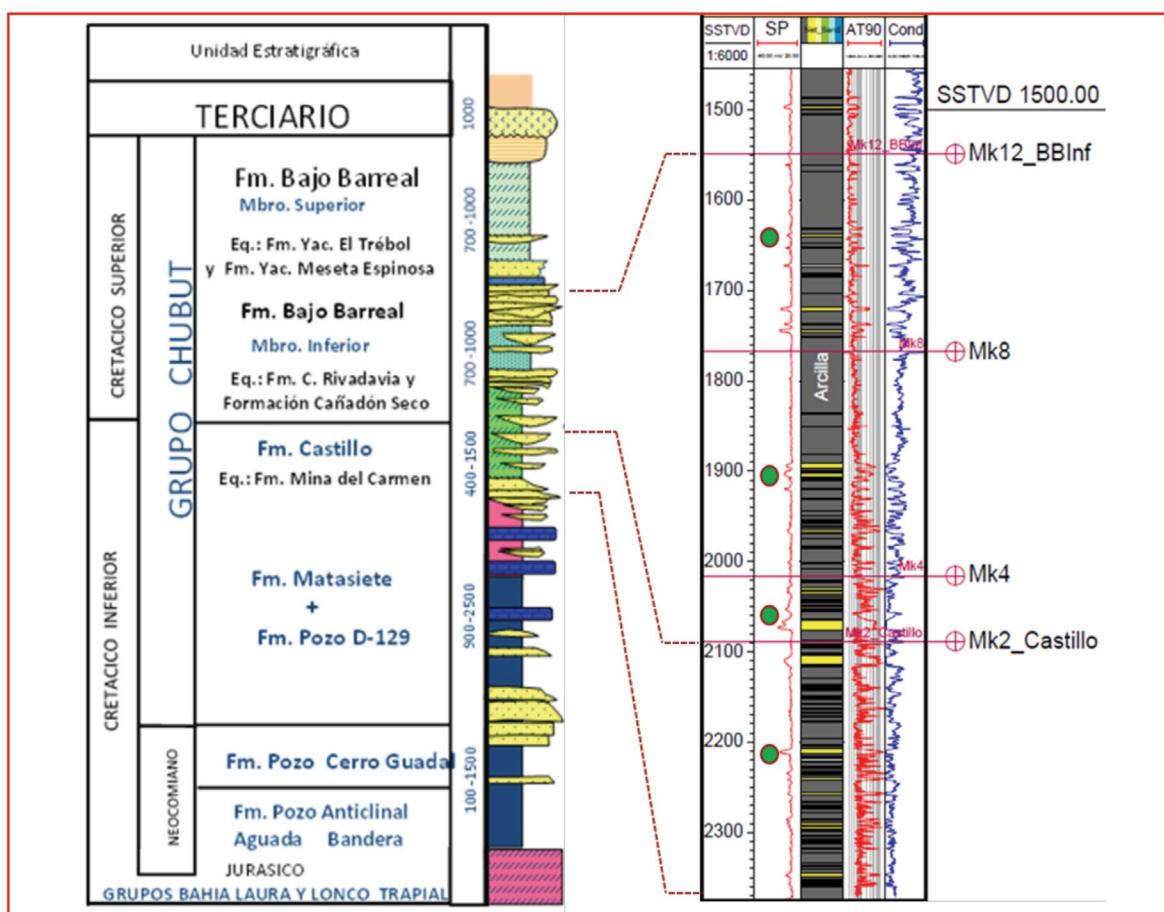


Figura 2. Estratigrafía de la zona de estudio. Perfil tipo de las unidades mineralizadas. Track 2 muestra la curva de Potencial Espontáneo (SP) y los principales niveles con HC (círculos verdes). Track 3 perfil discreto Areniscas-Arcillas. Track 4 curva de Resistividad Profunda (AT90). Track 5 curva de Conductividad generada a partir de la curva AT90. Track 6 nivel estructural de referencia para el campo de TVDSS: 1500m y los marcadores sísmicos (Mks) del tope Mbros. Inferior de la Fm. Bajo Barreal (Mk12_BBInf) y el tope de Fm. Castillo (Mks2_Castillo); informalmente se define el techo de la Sección Tobácea con el Mk8.

METODOLOGÍA

Partiendo de una correlación de detalle se construye el modelo 2D (capa-capa). En la construcción del modelo Estático 3D del área se utilizaron correlaciones de pozos, evaluaciones petrofísicas e interpretaciones geofísicas.

Los datos geológicos de pozos con los que se trabajó fueron el control geológico (*strip-log* y *cutting*), perfiles eléctricos, testigos rotados, datos de ensayos y datos de presiones (RFT y estimulaciones). Las técnicas geofísicas, estudios de *horizon slice*, y curvatura (Fig. 6) son de utilidad para delimitar el marco tectono-estratigráfico con el cual se caracterizó el modelo sedimentológico de reservorios multicapas.

Modelo Sedimentario

De manera simplificada y haciendo foco en la sección de la columna con HC comprobado, decimos que para esta zona la sedimentación del área se desarrolló principalmente en dos sistemas de transporte uno transversal y otro paralelo al sistema de fallas.

Para el Mbro. Inferior de la Fm. Bajo Barreal, se describen cuerpos tabulares complejos, que en la sección superiores se presentan como cuerpos aislados, tabulares, con anchos de canal de 200 a 800m y de espesores de 1 a 3m; en direcciones longitudinales respecto de las estructuras. La sección basal presenta mayor contribución piroclástica, anchos de canal aprox. de 400 m y espesores de 2 a 5 m, con orientación general perpendicular a la estructura.

En el caso de la Fm. Castillo los cuerpos se presentan aislados, tabulares y eventualmente meandriformes de 1 a 3 m de espesor, que desarrollan complejos arenosos de mayor espesor (4 a 6 m) y presentan ancho de canal de 200 a 600 m, con orientación perpendicular a la estructura.

Modelo Estático 2D

El modelo estático 2D se construyó con el armazón estratigráfico ajustado por correlación de pozos y presenta un primer orden de jerarquía asignados a los topes de unidades formales Bajo Barreal y Castillo. Después se define el nivel de HC más alto conocido, el nivel más bajo de HC comprobado y se identifican los marcadores con los que se divide la columna productiva, en este caso son 14 Mks, no obstante, existen intervalos que producen agua, evidenciado la complejidad del mecanismo de llenado de estas trampas y la presencia de sellos locales Jalfin *et al.*, (2005) .

Los Mks definen secuencias compuestas por uno o más elementos de “complejos de canales” Abreu *et al.*, (2010). Se ha utilizado la curva de Conductividad para ajustarlos y una adecuada combinación de esta curva con el perfil sónico (DT) permite discriminar la variación de las pelitas con mayor o menor participación tobácea.

Esta subdivisión de escala métrica o decimétrica, permite discretizar y entender mejor las secuencias fluviales.

Con estos marcadores ajustados se contabilizan los reservorios presentes en toda la columna y se define el patrón de apilamiento de reservorios (Wright y Marriott, 1993 y Abreu *et al.*, 2010).

Estos Mks se asignan a los niveles donde se horizontaliza la secuencia para identificar

continuidad de reservorios en la construcción del modelo capa-capa (Figs. 3 y 4).

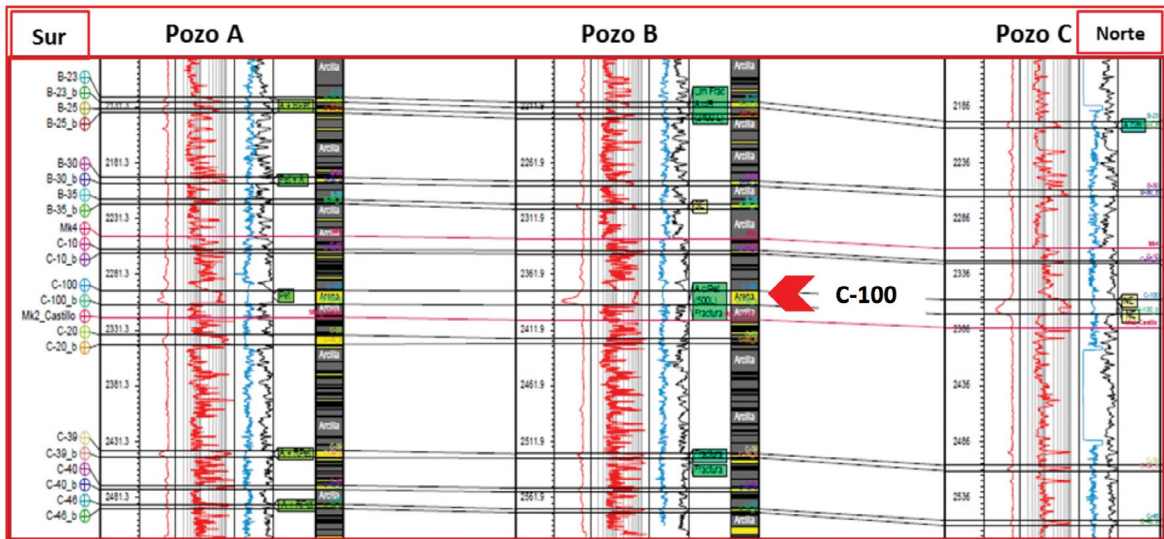


Figura 3. Panel de correlación Capa-Capa. Corte Sur-Norte, se muestra la continuidad del reservorio C-100 en los pozos A, B y C. Nótese que la “capa” C-100 es parte de la trampa estratigráfica mapeada en la fig. 4.

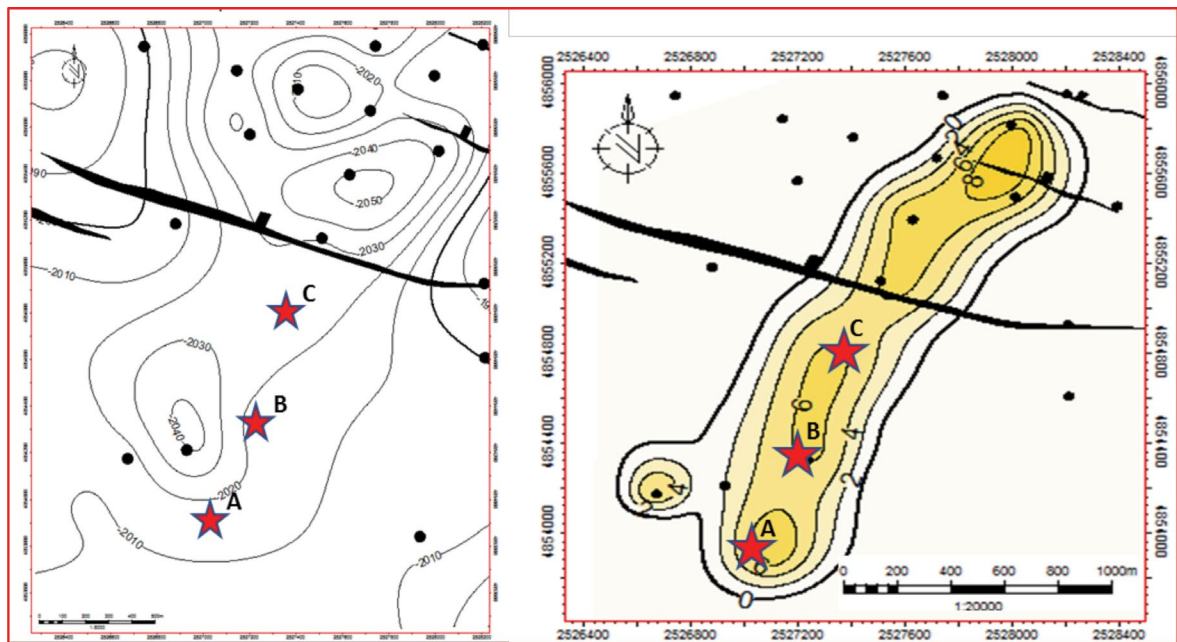


Figura 4 A la izq. Mapa estructural al Mks 4. Derecha. Mapa de espesor permeable de la trampa estratigráfica que representa al reservorio C-100. Resaltado en color rojo los pozos A, B y C.

Interpretación Sísmica

Luego realizado el ajuste de tiempo-profundidad de los pozos A, B y C se identifica el evento de interés, capa C-100 (Fig.4), y se lo asocia a una respuesta en el cubo de amplitud sísmica (Fig. 5.), el reservorio identificado por pozos tiene un espesor aproximado de 6 metros o 6ms (TWT).

Por esta razón se utilizaron técnicas enfocadas a la identificación de reservorios de poco espesor.

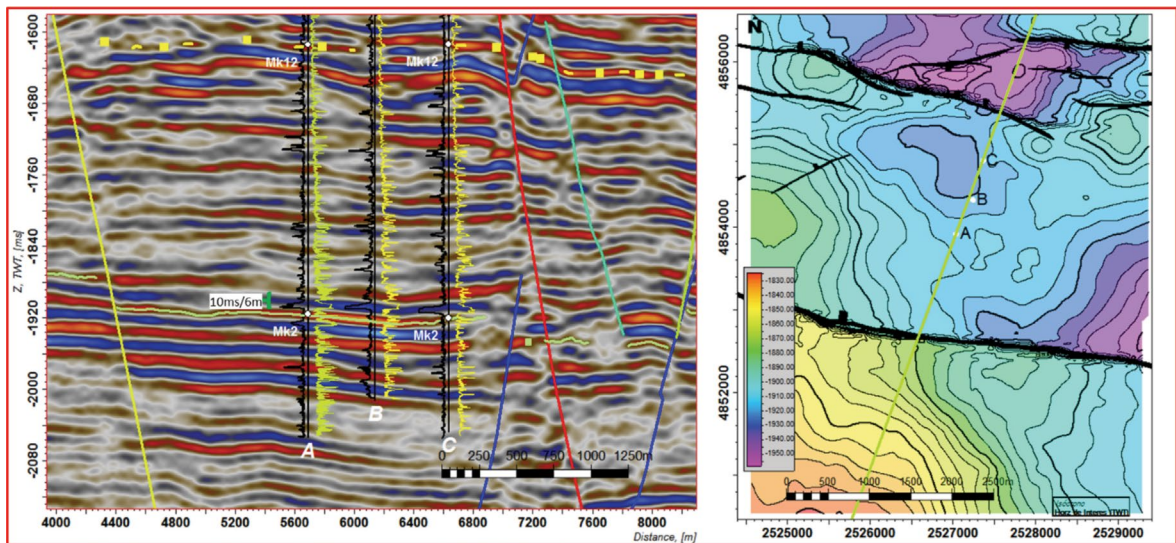


Figura 5. A la izq. sección sísmica que vincula los pozos A,B y C. Los pozos están ajustados en TWT, se presentan las curvas de SP (negro) y Resistividad profunda (amarillo) el evento de interés (trampa mapeada en Fig.4) tiene un espesor de 4 a 6 metros ò 6 a 10ms en TWT(verde), se encuentra asociado a un mínimo de amplitud sísmica (en azul). El evento identificado se asocia al Mk2 correlacionado con perfiles. Derecha. Isócrono de interés que representa el Mk2.

Para lograr las imágenes sísmicas de los canales fluviales, se toma de referencia el horizonte sísmico que coincide con el evento Mks2 identificado en los pozos, el cual es continuo en el bloque de estudio, asumimos que un evento representado por un reflector sísmico continuo representa una superficie geológica correspondiente a un tiempo depositacional. Luego el cubo sísmico es horizontalizado respecto al horizonte de interés, donde se observa un intervalo de tiempo alrededor del mismo que mantiene el paralelismo entre reflectores (Fig. 6.1). De esta forma es posible asumir que dentro de ese intervalo cualquier time slice es equivalente a un *horizon slice* y corresponden a una paleo-superficie depositacional. Las variaciones de las amplitudes sísmicas mostradas en cada uno de los *horizon slice*, revelan nítidas imágenes de geoformas interpretadas como cuerpos arenosos canalizados depositados por sistemas fluviales Foster e Iovine, (2008), Alvarez *et al.* (2013), utilizando la técnica de atributos como curvatura Chopra *et al.* (2008), Carozzi (2014), se resaltaron detalles más sutiles de las mismas (Fig. 6.2). La posibilidad de utilizar esta técnica para reconocer los cuerpos de poco espesor aún por debajo de la resolución sísmica, se explica porque el cuerpo tiene el espesor suficiente para generar un fenómeno de *tuning*.

Modelo Petrofísico

El modelo petrofísico cuantifica la arcillosidad, porosidad efectiva y saturación de agua, estima el contenido de material tobáceo y define el *Net Pay*. Se evalúa individualmente cada uno de los

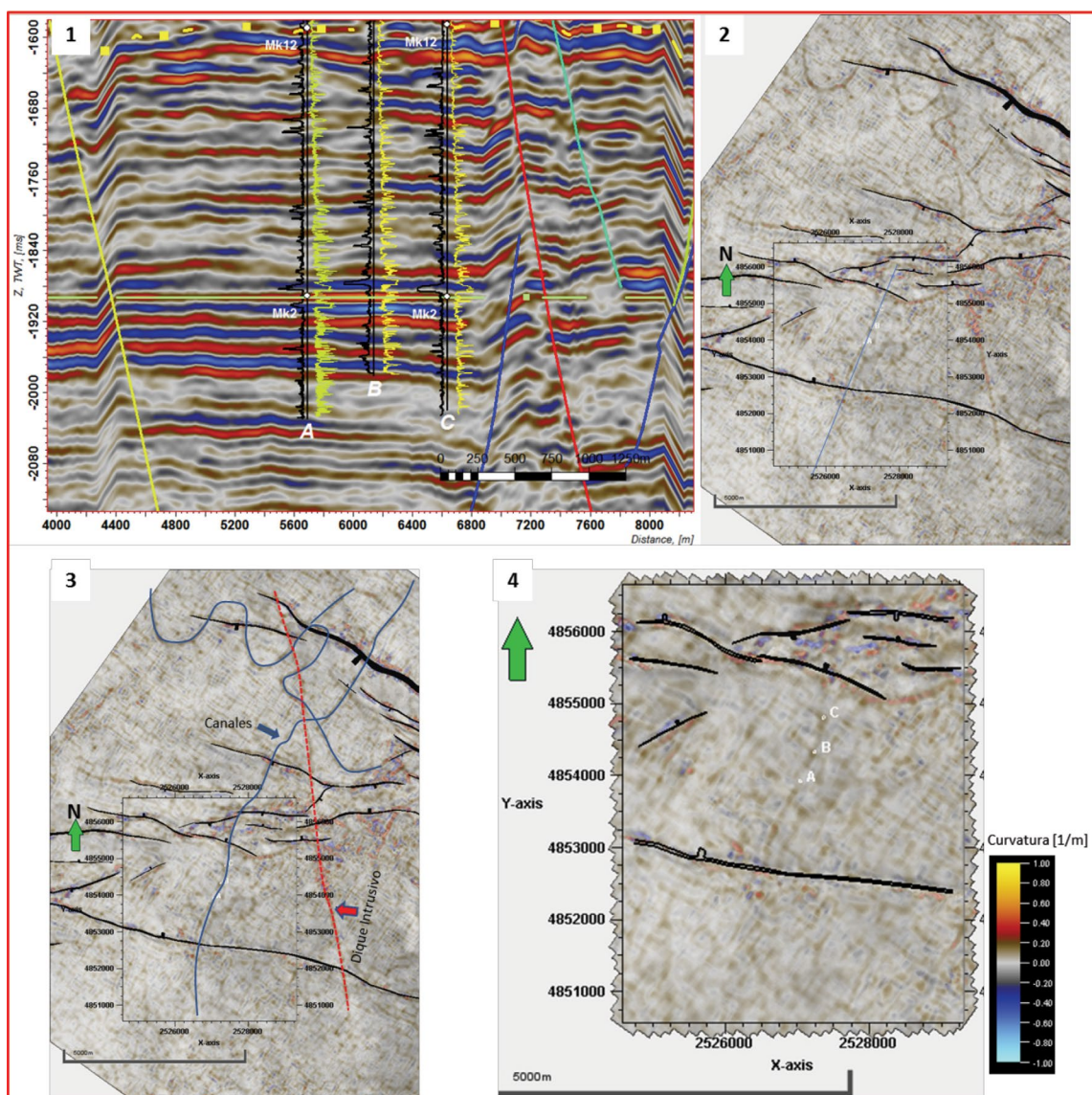


Figura 6. 1. Horizontalización del corte sísmico presentado en la Fig. 5. respecto al Mks2. 2. *Horizon slice* de bloque de estudio con una blend de atributos de amplitud y curvatura con la superposición de las fallas interpretadas, la línea azul representa la sección sísmica Fig. 6.1. 3. Interpretación del *horizon slice* de Fig. 6.2, se observaron geoformas fluviales (flecha azul) y un dique intrusivo (flecha rojo). 4. Ampliación de la zona alrededor de los pozos A, B y C, donde se aprecia el sutil trazo de la geoforma fluvial asociada a la respuesta de perfiles de pozo.

niveles de la columna productiva que presentan diferentes características litológicas y petrofísicas.

El cálculo del volumen de arcilla (Vcl) se realiza utilizando como curvas de entrada el Potencial Espontáneo (SP) y la Resistividad Profunda (RT). El cambio de la línea base de las curvas Resistivas (registro de inducción) permite discretizar los intervalos de trabajo que corresponden a Fm. Castillo, Sección Tobácea y Fm. Bajo Barreal Inferior, los cuales son ajustados con correlaciones y sísmica.

La porosidad efectiva puede ser calculada del registro ΔT o del Densidad dependiendo de su disponibilidad. En el caso del ΔT se utiliza la ecuación de Wyllie, y con el Densidad se

utilizan densidades de matrix discriminadas para la Fm. Bajo Barreal Inferior y la Fm. Castillo. Las densidades de matrix utilizadas se calibraron con determinaciones realizadas en testigos laterales rotados. Para el cálculo de la saturación de agua (S_w) se utiliza la ecuación de “Simandoux”, que resuelve en arenas arcillosas, se ha utilizado también “Archie” llegando a pronósticos más conservadores y se ha descartado utilizar la ecuación de “Doble Agua”, ya que necesita mayor cantidad de parámetros sensibles de la fracción arcillosa (Fig. 7).

El valor de Resistividad del agua de formación (R_w) utilizado es obtenido por *pickett plot* y ajustado con datos de salinidad obtenidos en análisis de producción. Para las variables “ a ”, “ m ” y “ n ” se asumen valores clásicos de Archie. El cálculo del *Net Pay* se realiza utilizando las curvas de S_w , $Phie$ y Vcl . La tabla 1 muestra un promedio orientativo de los *cut off* y de R_w utilizados en cada una de las unidades. Finalmente se define calidad de reservorios utilizando un gráfico *buckles* $S_w/Phie$.

Formación	PHIT(%)	PHIE(%)	SW (%)	R_w (@25°C)
BBInf	18	16	60	0.18
S. Tobácea	16	14	55	0.22
Castillo	16	11	55	0.36

Tabla 1. Promedio “orientativo” de cut off en cada una de las unidades del bloque estudiado. Nótese el valor de PHIE bajo para Fm. Castillo, lo cual hace a estos reservorios fractura-dependientes.



Figura 7. Petrofísica. Capas C-100 y C-20. Nótese en el track 1 la correspondencia entre la curva de SP (color rojo) y GR (color verde) para definir espesor total. El matcheo en los tracks 2 y 3 de la resistividad y la curva de Gas total del control geológico, la Resistividad profunda (color rojo), la Resistividad somera (color verde) y GT (color rojo). El track 4 muestra el ajuste de las porosidades calculadas con el perfil de Densidad (verde) el sónico (rojo) con datos de laboratorio (puntos azules).

DISCUSIÓN

Se planteó como hipótesis de trabajo la presencia de trampas estratigráficas con potencial de reservas a desarrollar, las cuales se generaron en un medio sedimentario de origen fluvial, dominado por ríos de baja sinuosidad y entrelazados. Las mismas pueden ser identificadas siguiendo el concepto de “fajas de canales” Abreu *et al.*, (2010), interpretando en sísmica elementos constitutivos principales (canales, llanuras de inundación y depósitos de derrames) y se pueden mapear ajustándose a una correlación de detalle.

El cálculo de atributos sísmico permitió ajustar las interpretaciones previas sobre caracteres estructurales y rasgos estratigráficos.

Como parte de la estrategia se identificaron zonas que estaban ya en producción y niveles con potencial interés para ser reparados, los cuales no habían sido ensayados o estimulados en otras épocas. Esto permitió definir fluidos y caracterizar reservorios aportando datos para actualizar el mapeo. Se limitaron nuevos prospectos donde se propuso perforar pozos de avanzada.

Teniendo en cuenta estas premisas se perforó el primer pozo (Pozo A) en el año 2015, ubicado en la zona del eje de una zona de canales (*channel fill*) contigua a una zona de relación favorable de net gross, la propuesta buscaba desarrollar los reservorios conocidos en los bloques vecinos considerados como análogos e incorporar nuevos reservorios profundizando la columna productiva hasta los niveles de Castillo Superior. Esta propuesta presenta como antecedentes petroleros un pozo abandonado por razones técnicas, el pozo “C” (Fig. 3, Fig. 4) distante a 1000 m, perforado en el año 1971 al mismo nivel estructural y visualizado en esta nueva interpretación sísmica (Fig. 5 y Fig. 6), el cual reportó rastros de HC en las capas ensayadas de Bajo Barreal y no presentaba historia de producción. Un segundo pozo ubicado a 500 m al Oeste del pozo “A” perforado en el año 1985, sin rastros de HC fue supuesto como posible límite lateral de la trampa.

Con el objetivo de disminuir el grado de incertidumbre, respecto de la extensión lateral de la trampa, se decidió perforar un pozo a 300 m al NO del pozo “A”, utilizando el criterio de distanciamiento considerado óptimo en el desarrollo del campo y poder definir lateralmente la extensión productiva de la faja de canales. Ubicado entre los pozos “A” y “B” (Fig. 4).

El tercer pozo perforado en el año 2016 corresponde al pozo “B”, ubicado a dos distanciamientos del “A” hacia el N, continuando con la zona central de la faja de canales visualizada en sísmica y ajustada por la correlación.

Los resultados obtenidos durante los años 2015 y 2016 permitieron continuar con el desarrollo de reservas incorporando volumen en categoría de Probadas no desarrolladas (PND), Probables (PRO) y posibles (POS).

La perforación de un pozo exploratorio que alcanzó la Fm. D-129 ubicado a 900 m Pozo “xp” (Fig. 4) permitió extender hacia el E la zona analizada. Se confirmó el modelo y permitió delimitar el borde de las trampas principales.

CONCLUSIONES

La integración de los datos petroleros, petrofísicos, geológicos y geofísicos constituye una herramienta multidisciplinaria que permite:

- Identificar y caracterizar trampas con predominio de control estratigráfico, confirmando la hipótesis de trabajo planteada. Agregando valor al campo al incorporar volúmenes de reservas
- La caracterización petrofísica es fundamental para definir la existencia de HC.
- Con el modelo 2D comprobado, se está utilizando como dato de entrada para el modelado en 3D.
- Para la zona se pudo ajustar las visualizaciones sísmicas con las observaciones de pozos, logrando estimar trampas con longitudes de mas de 1000 m y anchos de 300 a 400 metros.

TRABAJO A FUTURO

- El desafío es la implementación de Recuperación secundaria en zonas más profundas, que ahora sabemos han comprobado producción de estas trampas.
- Evaluar oportunidades de proyectos de inyección temprana en zonas nuevas.
- Definir la relación entre características petrofísicas y respuestas sísmicas, para futuros estudios de sismofacies o inversión sísmica.

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen a las autoridades de YPF S.A. por permitir la publicación del trabajo. Un agradecimiento especial a Ana Limeres por su lectura crítica que contribuyó a mejorar este trabajo y a los árbitros por sus observaciones realizadas.

REFERENCIAS CITADAS

- | | |
|--|--|
| Abreu V., Neal J., Bohacs K., and Kalbas, J. 2010. Sequence Stratigraphy of Siliciclastic Systems - The ExxonMobil Methodology: Atlas of Exercises. SEPM Concepts in Sedimentology and Paleontology # 9. | Carozzi F. 2014. Cálculo de atributos de coherencia y curvatura para reservorios de origen fluvial. Simposio de Geofísica. XI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, 83-93 |
| Alvarez, P. F., 2015. Geoformas fluviales en Santa Cruz; su vínculo con el desarrollo y el potencial remanente de los Activos de la Regional. V Jornadas de G&G. YPF. | Chopra S., Marfurt K. J. 2008. Seismic attributes for stratigraphic feature characterization. SEG Las Vegas 2008 Annual Meeting, 1590-94 |

- Figari, E., Laffitte, G., Lafourcade, P., Strelkov, E., Cid de la Paza, M. y Villas, H.J. 1999. Los sistemas petroleros de la Cuenca del Golfo San Jorge. 4° Congreso de Explotación y Desarrollo de Hidrocarburos, Actas 1: 197-237, Mar del Plata.
- Foster, M. y G.M. Iovine. 2008. Geometría y paleodrenaje regional de los sistemas fluviales de la Formación Castillo y Sección Tobácea, Cuenca del Golfo. VII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Trabajos Técnicos. I-575-586. Buenos Aires.
- Hechem, J., 2015. Cien años de modelos Geológicos en la CGSJ. Revista de la Asociación Geológica Argentina. Vol 72, N°1. p1-15.
- Hechem, J., y Strelkov, E. 2002. Secuencia Sedimentaria Mesozoica del Golfo San Jorge. Geología y Recursos Naturales de Santa Cruz. Relatorio del XV Congreso Geológico Argentino. El Calafate, I-9; 129-147.
- Jalfin, G., Manceda, R., Palacio, L., Bellosi, E.S., Chebli, Pa., Coria, C., Miguel, K. y Sanz, A. 2005. Caracterización de trampas y sellos de la Cuenca del Golfo San Jorge. Esquema de compartimentación. 6° Congreso de Explotación y Desarrollo de Hidrocarburos, Trabajos Técnicos, CD ROM., Mar del Plata.
- Wright V. y Marriott, S., 1993. The sequence stratigraphy of alluvial depositional systems: the role of flood plain sediment storage. Sediment. Geol., 86:203-210.



**10° CONGRESO DE
EXPLORACIÓN Y
DESARROLLO DE
HIDROCARBUROS**

Energía y Sociedad
aliados inseparables
Mendoza 2018