

INTERPRETACIÓN SÍSMICA DE ANOMALÍAS DE GAS: CLASIFICACIÓN DE FACIES SÍSMICAS Y ANÁLISIS AVO PARA SU CARACTERIZACIÓN

Ana Arustizia¹, Daniel Krenek¹, Carlos Pérez¹

1: YPF S.A., ana.m.arustizia@ypf.com, daniel.krenek@ypf.com, carlos.l.perez@ypf.com

Keywords: Gas somero, análisis AVO, facies sísmicas

ABSTRACT

Seismic interpretation of gas anomalies: Facies classification and AVO analysis for its characterization. From cross sectional seismic interpretation, some Lobe-shaped anomalies were interpreted. Those anomalies are related with gas-bearing, tertiary reservoirs, which is of great interest since they lie in shallow depths and those reservoirs have free gas only.

The anomalies were characterized from the pre-and post-stack seismic record; different seismic attributes maps were made (spectral decomposition, sweetness, Hilbert Transform, etc.), in order to define their geometry. Then, a seismic facies classification PCA was made to obtain rock-type characterization supported by well-log data. Since the AVO analysis is useful for fluid characterization, a qualitative AVO analysis was performed in this case of study.

From this analysis, a number of workovers were identified. Three wells were intervened in order to perforate the reservoirs associated with seismic anomalies in Salamanca Formation (Maastrichtiano-Daniano). The flow-in test proved gas in all of them, with low CO₂ content and static pressure.

INTRODUCCIÓN

Ubicación física y geográfica

El área de estudio se encuentra en el flanco sur de la Cuenca del golfo San Jorge, en el sector nororiental de la provincia de Santa Cruz.

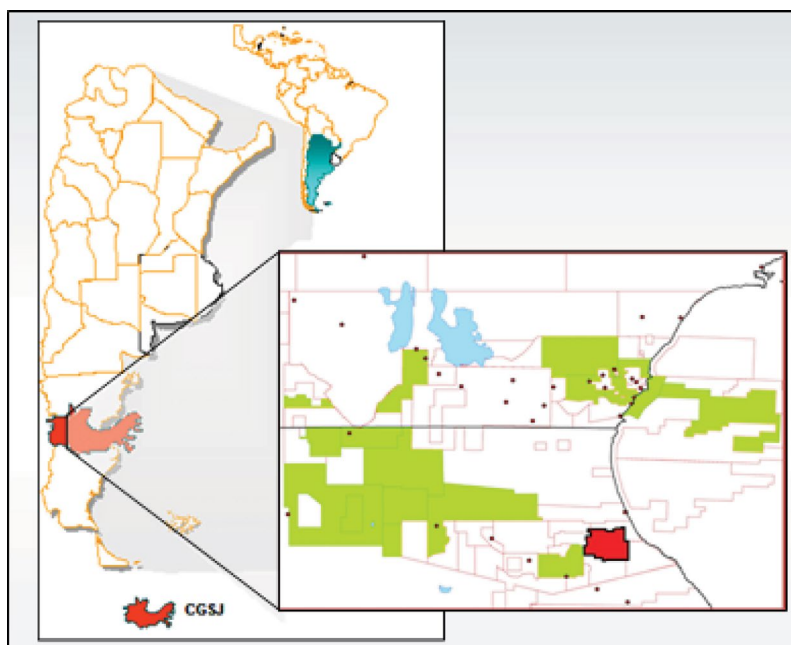


Figura 1. Ubicación geográfica del flanco sur de la Cuenca del Golfo San Jorge.

Contexto geológico: Columna estratigráfica

La Secuencia Mesozoica del Golfo San Jorge se integra con cuatro unidades, de abajo hacia arriba Liásico (Jurásico temprano), el Grupo Bahía Laura (Jurásico medio y tardío), el Grupo Las Heras (Titoniano a Hauteriviano) y el Grupo Chubut (Barremiano superior a Maastrichtiano). Estas unidades se encuentran limitadas por discontinuidades mayores. Finalmente, la secuencia es cubierta por sedimentitas y vulcanitas terciarias y cuaternarias (Figari *et al.*, 2002).

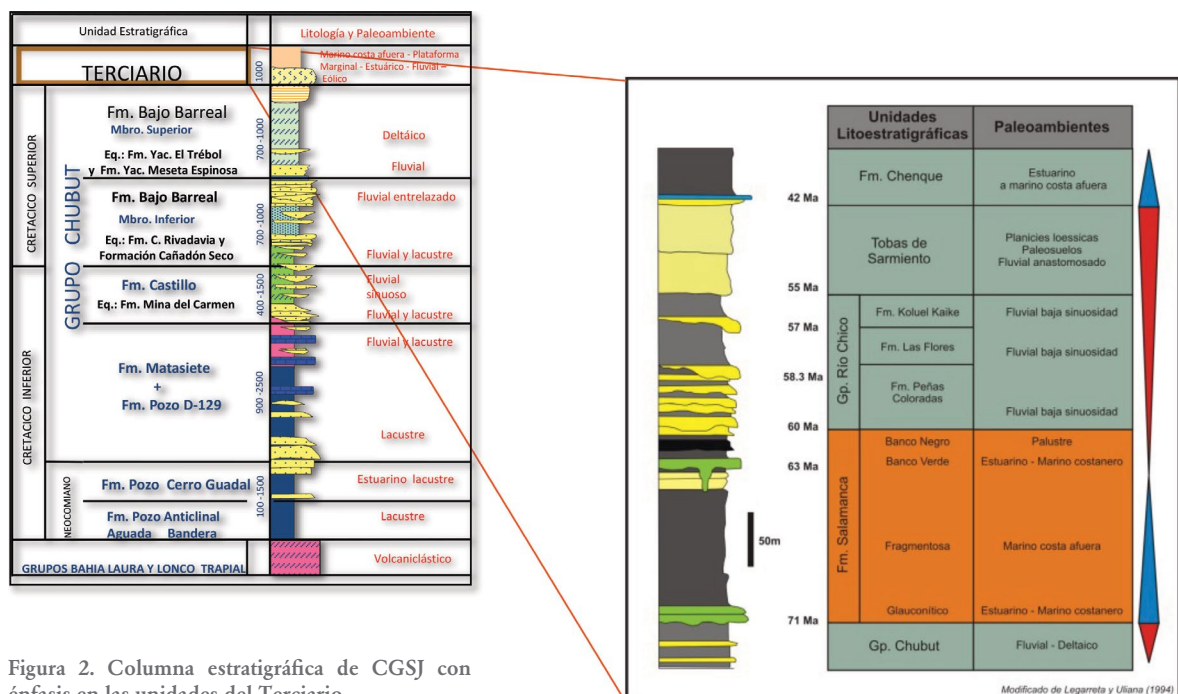


Figura 2. Columna estratigráfica de CGSJ con énfasis en las unidades del Terciario.

Formación Salamanca

Durante el Terciario, la Cuenca del Golfo San Jorge se comportó como un margen pasivo (Legarreta y Uliana, 1994), la Formación Salamanca reúne los depósitos de la primera ingresión del Océano Atlántico, conformada por una superficie de inundación de carácter regional que marca el inicio de la sedimentación terciaria. Las unidades más antiguas registran un apilamiento de facies que reflejan un episodio de inundación epicontinental (Glaucónítico-Fragmentosa) seguido por condiciones de retracción en la influencia marina (Banco Verde – Banco Negro).

La mayoría de los trabajos de análisis en afloramientos de Fm. Salamanca se encuentran en el flanco norte de la CGSJ. En el flanco sur se estima por una relación especular de la cuenca que no habría grandes diferencias en el modelo, e interpretando registros de subsuelo como perfiles de pozos y control geológico, se observa correspondencia en el área de estudio.

Metodología

La presencia de reservorios gasíferos está documentada desde los primeros años de producción del Yacimiento. Aquellos reservorios que antaño han comprobado gas eran cementados o dejados bajo tapón en la mayoría de los casos. A partir de datos sísmicos pre-stack visualizado en 3D (Kidd, 1999) y post-stack se logró caracterizar a los reservorios gasíferos ubicados en los niveles arenosos terciarios de la Formación Salamanca, que resultan de sumo interés por tratarse de gas libre y por yacer en profundidades someras.

Caracterización sísmica

A partir del análisis de secciones sísmicas se identificaron una serie de anomalías con apariencia lobular. Dichas anomalías se relacionaban con espesores arenosos asociados al horizonte Glauconítico de la Formación Salamanca.

El flujo de trabajo utilizado para este estudio consiste en definir una ventana de análisis, sobre la cual se tomaron diversos time slices y se realizó un conjunto de atributos sísmicos (Chopra y Marfurt, 2007) de manera tal de identificar estos cuerpos (Figs. 3 y 4):

- Atributo de amplitud sin filtro ni ganancia, a partir del horizonte base de la unidad analizada, moviéndonos en tiempo ya se lograban ver estos cuerpos canalizados. El dato sísmico corresponde a una sísmica PSTM, adquisición sísmica 3D con un procesamiento en conjunto con otros bloques (merge), reprocesada con una interpolación 5D en el año 2015.
- Atributo de traza compleja, aplicando Transformada de Hilbert, atributo más asociado a la energía, de esta manera logran visualizarse los cuerpos más pequeños. Atributo de

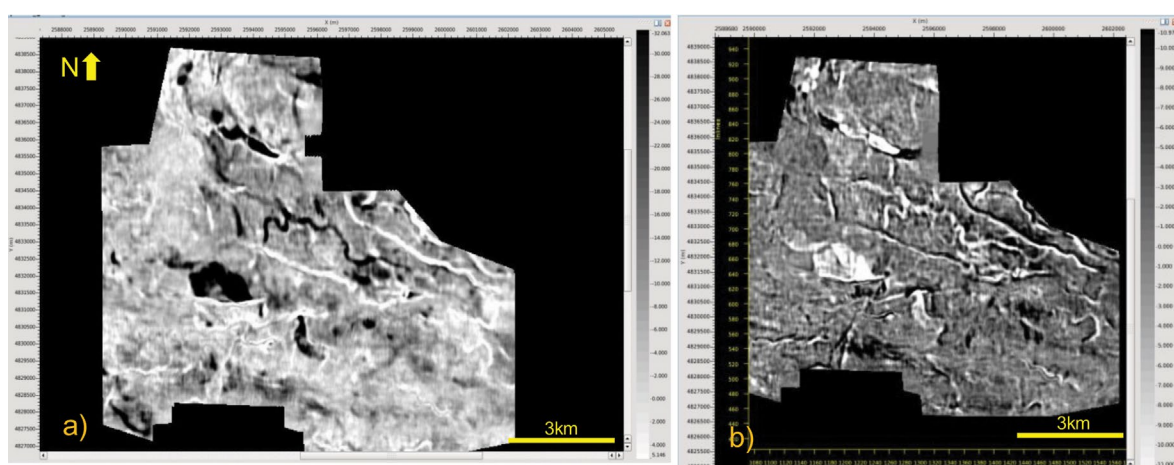


Figura 3. Mapas de atributos sísmicos, a) time slices del atributo de amplitud, a simple vista se pueden visualizar geoformas canalizadas que se encuentran entrampadas dentro del sistema de fallas normales; b) time slices del atributo Transformada de Hilbert que logra resaltar eventos de menor escala que no se veían con la simple amplitud.

descomposición espectral, con el objetivo de enfatizar los aspectos geomorfológicos a partir de la superposición de 3 cubos a distinta frecuencia característica (15, 35 y 45 HZ), las cuales fueron consideradas a partir de tomar una ventana de 25ms.

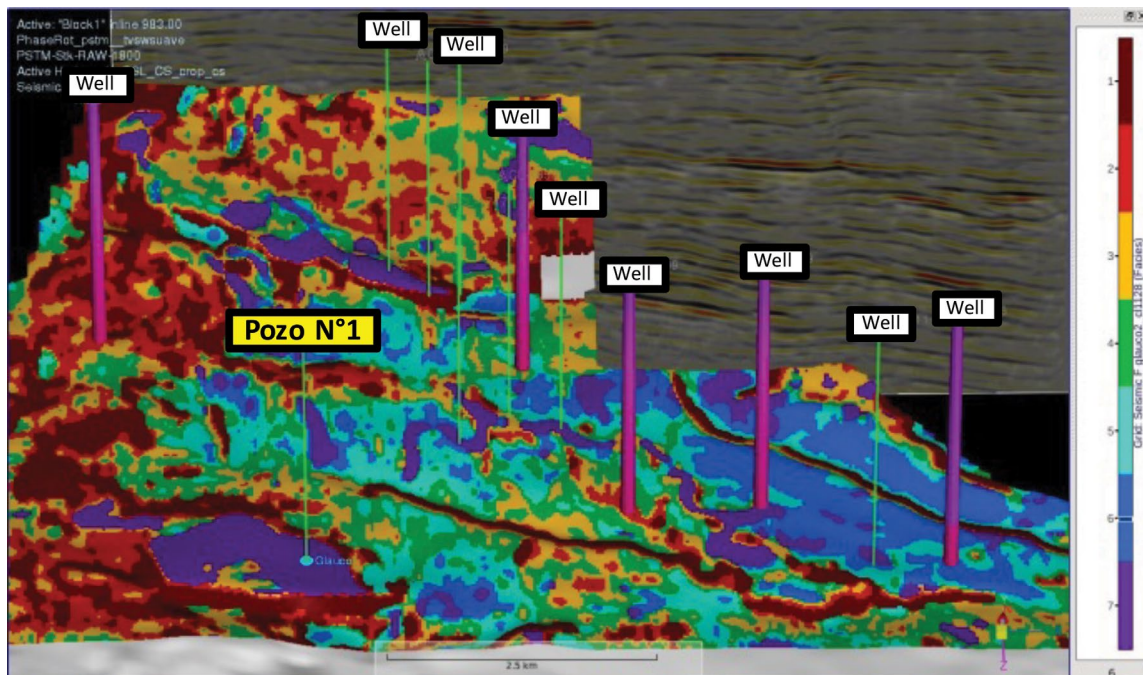


Figura 4. Time slices del atributo de descomposición espectral, el blending de frecuencias permitió resaltar la señal de los mayores eventos canalizados como se señala con las flechas.

Para un mejor análisis de la arquitectura del sistema fue necesario realizar un flattening de la sísmica siguiendo la superficie de máxima inundación ubicada en la sección denominada Fragmentosa.

Lo siguiente fue trabajar con el dato sísmico por clasificación en forma de traza; es decir análisis de facies sísmicas por multiatributo PCA (Principal Component Analysis) considerando los distintos aportes de atributos; geométricos, de traza compleja y los de descomposición espectral para de esta manera eliminamos la redundancia de datos y el ruido (Fig. 5).

La caracterización del dato sísmico a través de facies sísmicas apunta a extraer del dato el mayor contenido de información geológica, la finalidad es poder correlacionar las facies sísmicas con los posibles tipos de roca presentes en el volumen analizado (Trappe *et al.*, 2002).

Del análisis se pudo obtener una caracterización de tipos de roca apoyada con los datos de pozo (Zeng, 2004). Se logró interpretar por mapas de trazas sísmicas que la clase siete contactaba las arenas del Glauconítico que presentaba la mejor facie de reservorio en consonancia con perfiles de pozo y petrofísica (Fig. 6), los pozos con traza fucsia contactan las clases 6 y 5 de facies sísmicas que por perfil de pozo indican pronóstico de agua o sin entrada, mientras que las clases 4 y 3

de facies sísmicas responderían a zonas pelíticas, y finalmente las clases 2 y 1 de facies sísmicas estarían asociadas al sistema estructural.

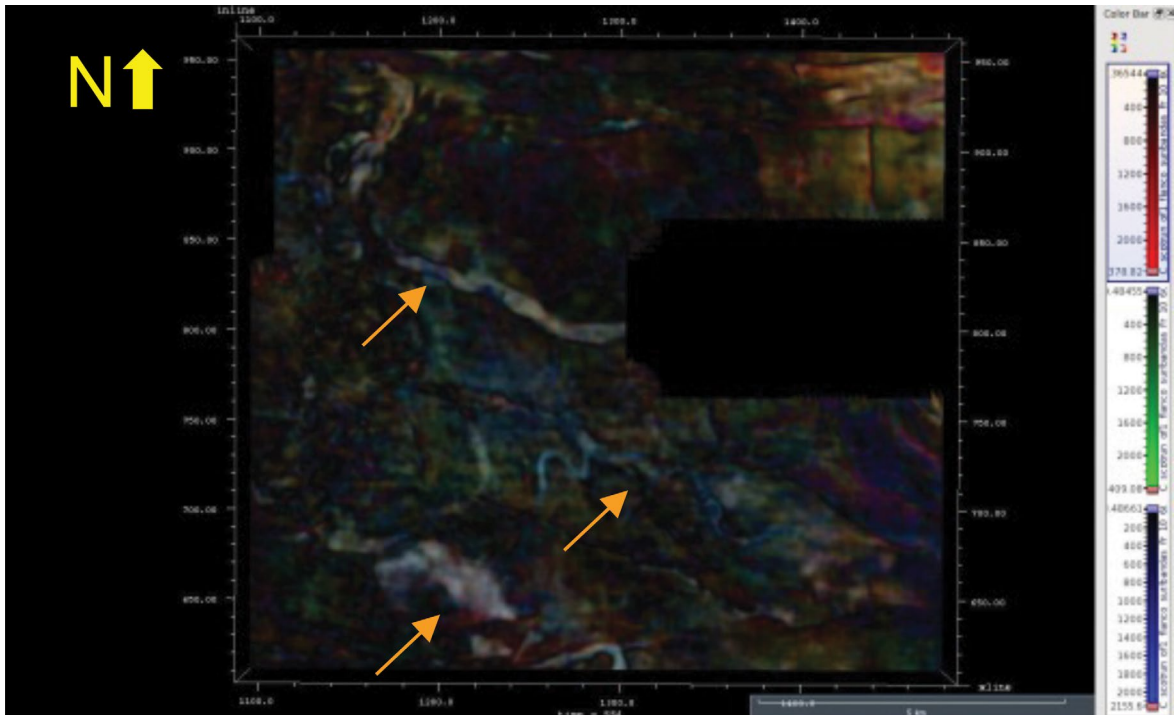


Figura 5. Mapa resultante de clasificación de facies sísmicas por caracterización de forma de traza en siete componentes principales, siendo la clase siete la que representa las arenas glauconíticas.

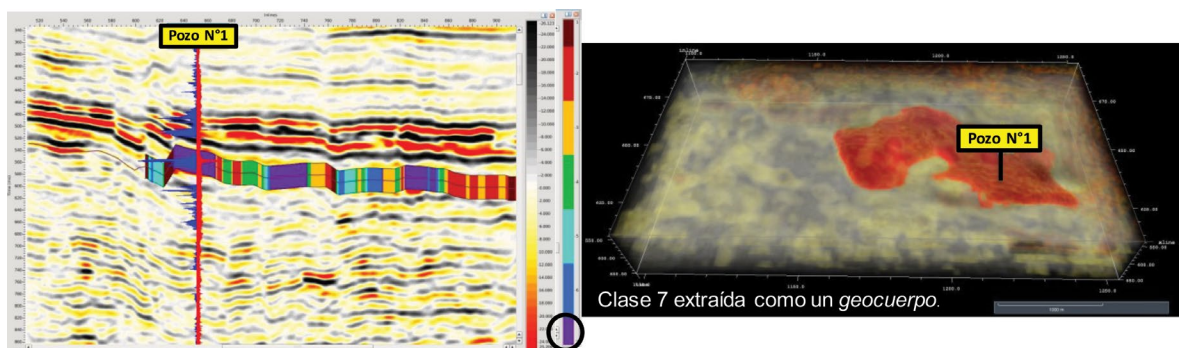


Figura 6. Sección sísmica que contiene el intervalo de facies sísmicas, la deflexión de las curvas SP-ILD de la capa de gas está en la facie siete la cual se modelo para extraerla como un geocuerpo y así obtener su volumetría

Se continuó con un relevamiento en toda la zona de estudio, buscando el historial de producción de cada pozo para poder atribuir esta interpretación a datos directo de pozo; finalmente se encontró que esta anomalía interpretada por sísmica coincidía con capas de gas que estaban cementadas (Fig. 7).

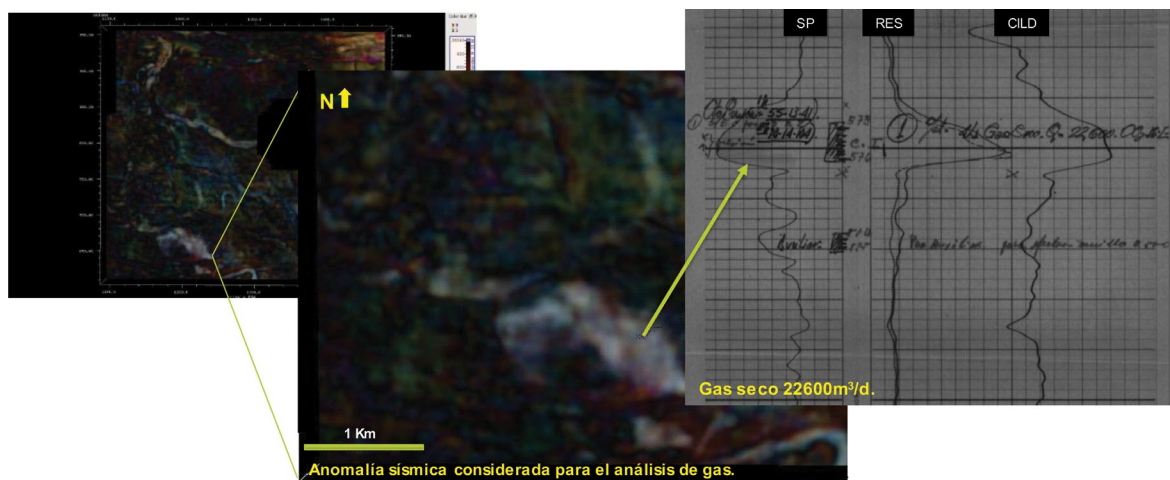


Figura 7. Recorte del Time slices del blending de frecuencia, la anomalía interpretada por sísmica estaba asociada a un pozo que tenía cementada una capa de gas.

Una vez interpretadas las anomalías, se seleccionó una en particular que había comprobado gas (Pozo N° 1) y al ser pozos de la década del 60' solo contenían perfiles SP-ILD; por lo que se veía imposible el escenario de inversión AVO, sin embargo considerando que el análisis AVO es implementado para caracterizar fluido, se decidió trabajar considerando únicamente un análisis cualitativo ya que es una herramienta que se utiliza en la interpretación de las anomalías para determinar si pueden ser causadas por la presencia de hidrocarburos.

Varios métodos de clasificación han sido desarrollados para identificar las anomalías AVO (Castagna, y Backus, 1993) basados en los cambios de amplitud a lo largo de los gathers, para

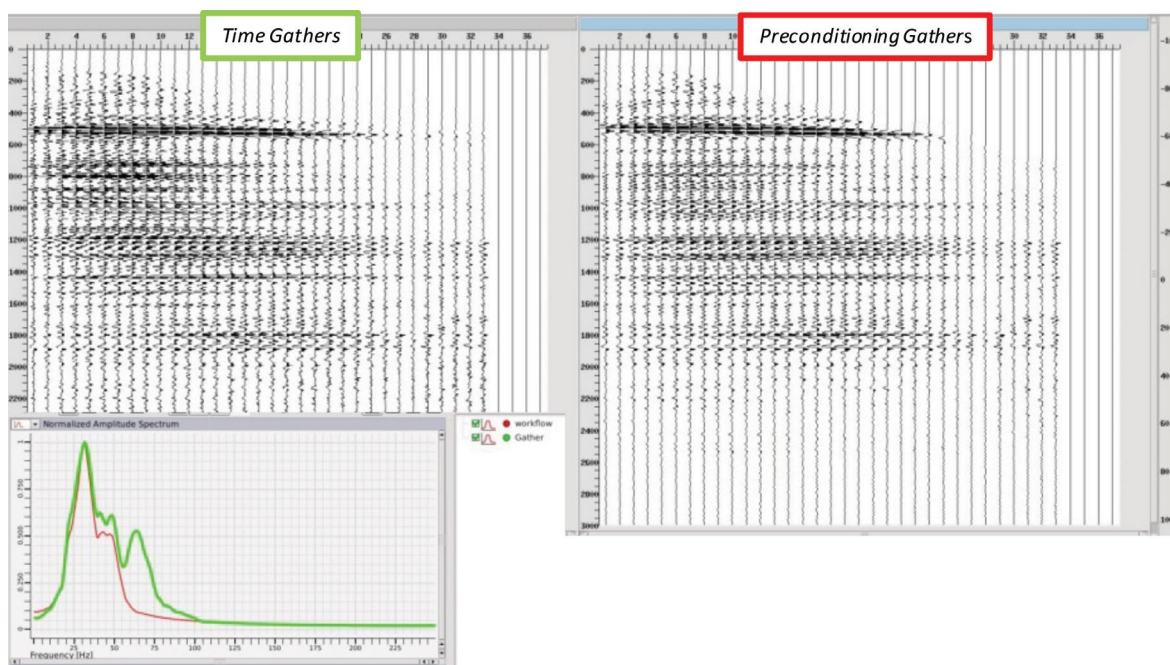


Figura 8. Aplicación de filtro pasa banda en el time gather para una mejor relación S/N.

dicho análisis fue necesario realizar un pre-acondicionamiento de los gathers para poder de este modo asegurar que los atributos extraídos del análisis AVO intercepto (A) y gradiente (B) fueran representativos a la hora de obtener la clase a partir del crossplot de los mismos.

Entonces, lo primero fue analizar si a esa profundidad somera teníamos información de cobertura sísmica, luego adecuamos el dato a un filtro pasa banda (Fig. 8) en nuestra ventana de análisis para remover el ruido sobre el dato pre-stack, consiste en un filtro trapezoidal de (5-15-30-60) Hz, con el objetivo de mejorar el espectro de frecuencia y la relación señal ruido. S/N.

La aplicación de procesos de escalado que afecten las amplitudes por lo general no debe realizarse porque se alteran los valores reales de la amplitud que están directamente asociados a las impedancias. Por lo tanto, si existieran problemas de ganancia y la amplitud no fuera confiable, se debe revisar el procesamiento.

Aplicamos una corrección hiperbólica NMO de segundo orden, es una corrección a los efectos cortos y medio offset o ángulos. Una vez horizontalizados los gathers se aplica un filtro de mediana para todas las muestras de amplitud del gather a un tiempo seleccionado, con el fin de poder incrementar la relación S/N en la dirección del offset y remover las interferencias del ground roll, múltiples, ruido etc. Cuando un gather es horizontalizado todos los eventos están alineados y por lo tanto la incidencia normal como el gradiente estará en fase, de allí su importancia.

De los atributos de salida tenemos los angles stack, atributos AVO y el crossplot de los atributos. Considerando los atributos AVO intercepto y gradiente se analiza el crossplot para identificar la clase AVO, siendo este un método de clasificación desarrollado para identificar las anomalías AVO basados en los cambios de amplitud a lo largo de los gather.

De la visualización del crossplot se logra identificar a la clase I como coincidente con la zona de la anomalía de gas interpretada y caracterizada con el dato sísmico post-stack; lamentablemente al no contar con los perfiles de pozo no podemos hablar de altas impedancias donde la amplitud disminuye con el offset, solo se llega a una interpretación cualitativa.

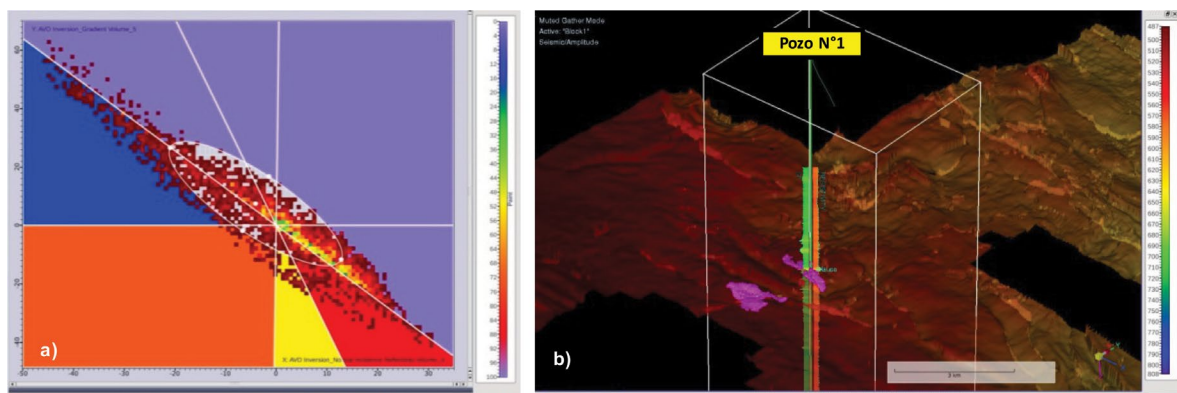


Figura 9. a) Crossplot de los atributos AVO intercepto (X) y gradiente (Y), la anomalía de gas se ve identificada por el color rojo (clase I); b) isócrono estructural del horizonte Glauconítico superpuesto con la anomalía AVO.

COROLARIO: MANIFESTACIONES EN EL BANCO NEGRO INFERIOR

Se realizó un modelo estático 2D, correlacionando los niveles superiores de la Formación Salamanca (interpretados como pertenecientes al Banco Negro Inferior). En función de la información de subsuelo provista por perfiles eléctricos (Fig. 10) sumado a la anomalía identificada en el registro sísmico (Fig. 11) y un posterior análisis petrofísico (Fig. 10), se identificaron pozos a reparar. En las (Figs. 10 y 11) se exhibe el caso del pozo N° 2.

Durante el desarrollo del plan de reparaciones correspondientes, se ingresó a tres pozos en los que el objetivo incluía punzar las capas visualizadas en Formación Salamanca. Se constató la presencia de gas en los tres pozos, con bajo porcentaje de CO_2 .

Los resultados de las reparaciones dieron valores similares en cuanto a composición de gas, con 97% molar de CH_4 , y 0,3% molar CO_2 y el 2,7% restante de otros componentes; con un poder calorífico superior del orden de 9000 kcal/m^3 , lo cual entra en especificaciones para la venta directa. En cuanto a presiones, la presión estática tomada en los 3 pozos es del orden de 21 kg/cm^2 .

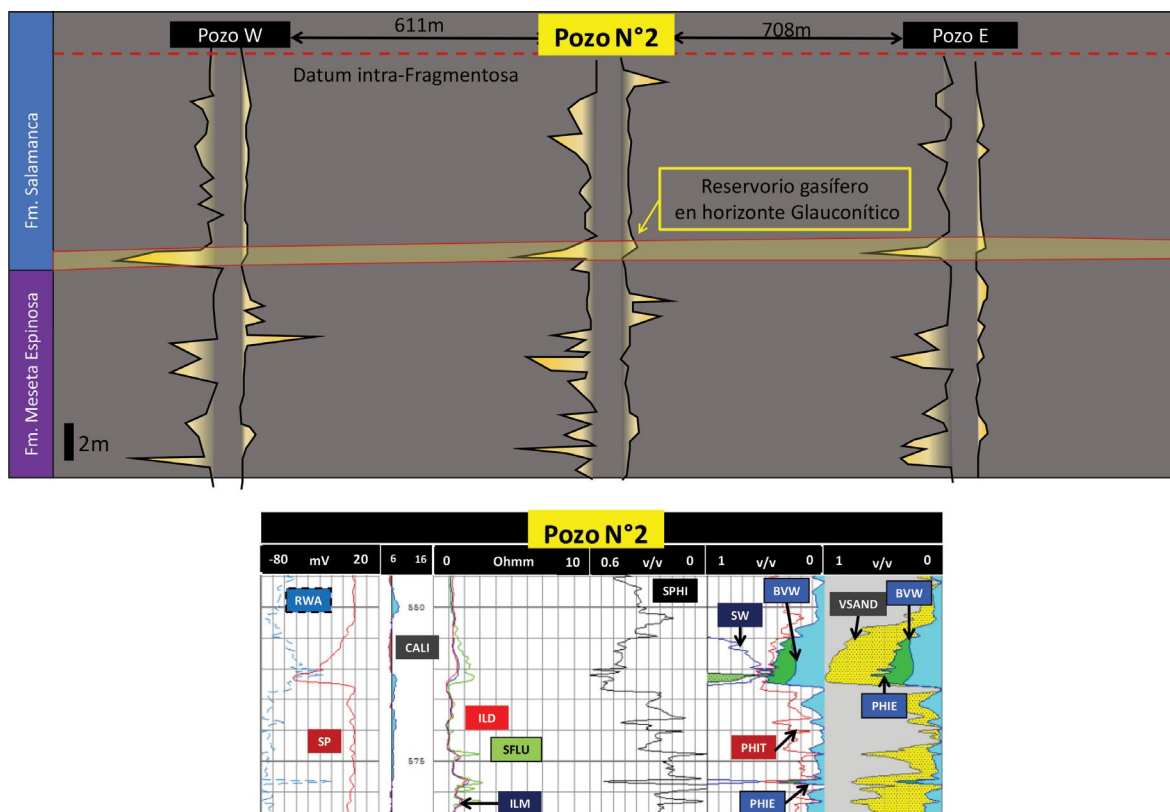


Figura 10. Corte W-E, tramo superior del Pozo N° 2 y petrofísica realizada. Un aspecto notorio en la respuesta eléctrica de los perfiles es la baja resistividad que presenta la capa gasífera en la mayoría de los pozos

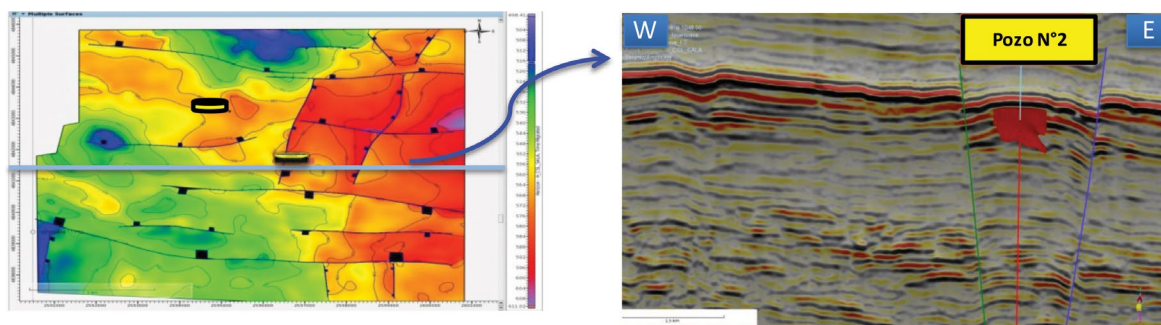


Figura 11. Isócrono estructural al tope de la Formación Salamanca, el sistema estructural ejerce un control en la distribución de las anomalías de amplitud asociadas a gas.

CONCLUSIONES

Se llevó a cabo un estudio integrado de caracterización sísmica y geología que permitió identificar y caracterizar las anomalías de amplitud asociadas a reservorios portadores de gas en los niveles Glauconítico y la sección superior de la Formación Salamanca. A partir de este enfoque se pudo disminuir la incertidumbre respecto de si las anomalías respondían a la presencia de gas, lográndose una buena correlación entre los valores de los atributos sísmicos con los resultados de pozo (método determinístico).

En la sección superior de la Formación Salamanca se hace difícil distinguir formas canalizadas como en otros sectores de la columna en el análisis de secciones sísmicas, no obstante, se puede identificar una serie de anomalías con apariencia lobular vista por sección, dichas anomalías estaban asociadas a reservorios gasíferos de carácter somero, abriendo así una nueva posibilidad de desarrollo en un área con historial de producción importante.

En un área donde la mayoría de los yacimientos son maduros juega un papel muy importante el estudio del sistema petrolero para poder ver las distintas oportunidades del mismo, probablemente las arenas de Salamanca están cargadas de gas dado por la migración a lo largo de las fallas que conectan la Formación Pozo D-129 con la Formación Salamanca, como se observa en el Flanco Norte.

AGRADECIMIENTOS

A Jaime Yáñez por el análisis de los resultados AVO realizados en la suite Paradigm®, a Maximiliano Iglesias, geólogo de YPF, por colaborar activamente en la realización del trabajo y a Federico Späth, geofísico de YPF, por sus valiosas recomendaciones.

Finalmente, a YPF por permitir la publicación de este trabajo.

CITAS BIBLIOGRÁFICAS

- Castagna, J., and Backus, M. (1993): Offset-dependent reflectivity theory and practice of AVO analysis. Society of Exploration Geophysicists. Investigations in Geophysics vol. 8.
- Chopra, S.; Marfurt, K.J. (2007): Seismic attributes for prospect identification and reservoir characterization. Society of Exploration Geophysicists. Geophysical Developments N° 11. 464pp.
- Figari, E.; Strelkov, E.; Cid de La Paz, M.; Celaya, J.; Laffitte, G.; Villar, H. (2002): Cuenca del Golfo San Jorge: Síntesis estructural, estratigráfica y geoquímica, en: Haller (ed.): Geología y Recursos Naturales de Santa Cruz. Relatorio del XV Congreso Geológico Argentino, El Calafate. III-1: 571-601, Buenos Aires.
- Kidd G. D. (1999): Fundamentals of 3D seismic volume visualization, The Leading Edge 18(6).702-709.
- Legarreta, L.; Uliana, M.A. (1994): Asociaciones de fósiles y hiatos en el Supracretácico-Neógeno de la Patagonia: Una perspectiva estratigráfico-secuencial. Ameghiniana. Revista de la Asociación Paleontológica Argentina, 31 (3), 257-281. Buenos Aires.
- Trappe, H.; Schubarth-Engelschall, J.; Laggiard, E. (2002): Seismic facies classification of deep Rotliegend Sandstones by neural network techniques. TEEC Technical Note N° 14.
- Zeng, H. (2004): Seismic geomorphology-based facies classification. The Leading Edge 23(7).644- 688.