

ATRIBUTOS DE LA DIFERENCIA DE ANGLE STACKS COMO INDICADORES DE GAS

Christian J. J. van Haaster¹

1: PAEG, cvanhaaster@pan-energy.com

Palabras clave: Angle Stacks, Fm. D129, gas, Cuenca del Golfo San Jorge

ABSTRACT

It's well known that when a seismic wave propagates through Earth's interior, its energy diminishes due to spherical divergence, scattering, intrinsic absorption and reflection at interfaces where there are changes in the rock properties. There are a variety of factors such as geological structure, layer thickness, lithology, and pore fluid properties that affect the amplitude and frequency of the reflected seismic wave. Once the wave field returns to the surface, it also brings back the information related to stratigraphic features, rock property changes and hydrocarbon accumulations.

The Amplitude Variation with Offset (AVO) has been widely used in the oil industry as a tool to predict gas presence. Because of that it is common nowadays to have a set of 3D data processed as Near-Middle-Far Angle/Offset Stack that allow a better picture of the AVO information in the seismic data. The present work shows an effective predictive tool that uses the amplitude and frequency content of the partial angle stack difference to detect gas accumulations zones.

We are going to show the evolution of a simple workflow with which, once verified the feasibility of the use of the partial angle stack datasets we'll be able to generate two seismic cubes, the Root Mean Square (RMS) Amplitude and the Instantaneous Frequency of the Far Angle and Near Angle Stack difference. After that we use cross plot that let us correlate ranges of RMS Amplitude and Instantaneous Frequency with the wells's petrophysics and obtain geobodies containing the same reservoir characteristics than the wells used as input to the model.

Finally we are going to show the results of three wells drilled in the North Flank of Cuenca del Golfo San Jorge whose proposals were based in this methodology as a predictive tool to find reservoirs with commercial quantities of gas.

INTRODUCCIÓN

A partir del año 2006, Pan American Energy ha estado desarrollando yacimientos gasíferos cuyos objetivos se ubican en la sección superior de la Formación D129. Los campos mencionados, en los que hasta el momento se han perforado una veintena de pozos, se ubican en el sector Oriental del área de concesión de la compañía en el flanco norte de la CGSJ.

A partir de la herramienta de predicción de presencia de gas que se presenta en éste trabajo se han detectado nuevas oportunidades de perforación, ubicadas éstas en el sector Occidental del área de concesión, tal como se observa en la (Fig. 1) que cuenta con el Mapa de Ubicación de

Cerro Dragón en el Flanco Norte de la CGSJ y además se resalta el área de estudio.

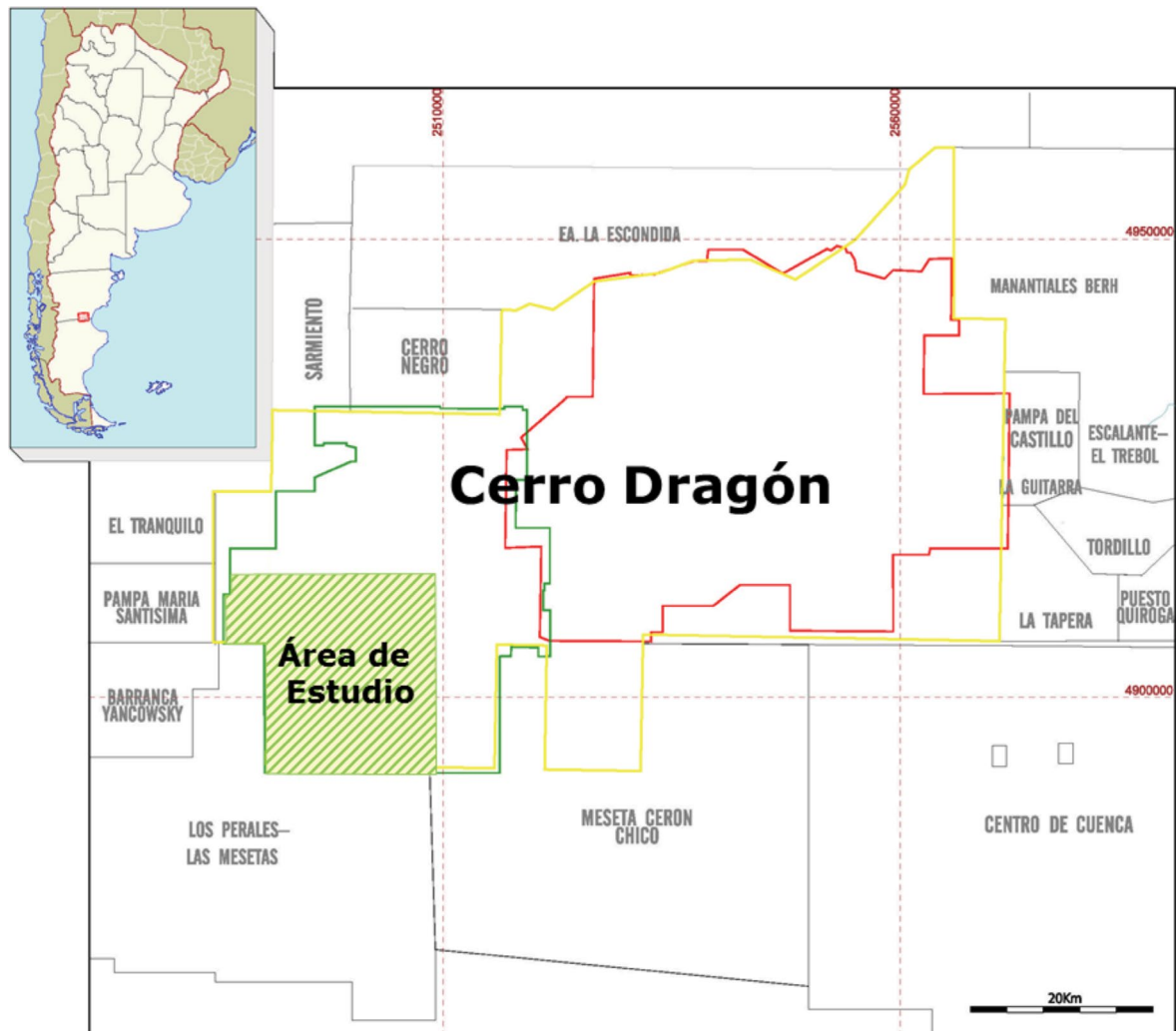


Figura 1. Mapa de Ubicación de la concesión Cerro Dragón y Área de Estudio

Marco Geológico: El presente caso se presenta con datos, tanto de perforaciones como sísmicos ubicados en el flanco norte de la cuenca del Golfo San Jorge. Es una cuenca intracrátónica, predominantemente extensional con inversión tectónica en la zona de estudio y cuyo depocentro tiene una orientación general E-W. El estudio se focaliza en las primeras etapas del ciclo sedimentario Chubutiano, específicamente en la Fm. Pozo D-129, de origen principalmente lacustre esta formación es la roca madre más importante de la cuenca.

En la (Fig. 2) puede verse la columna estratigráfica de la cuenca, con un detalle del objetivo del trabajo.

Sísmica: Contamos con un total de 565 km² de sísmica 3D, divididos en dos registraciones independientes cada una con sus correspondientes cubos de partial angle stack. El 3D Norte

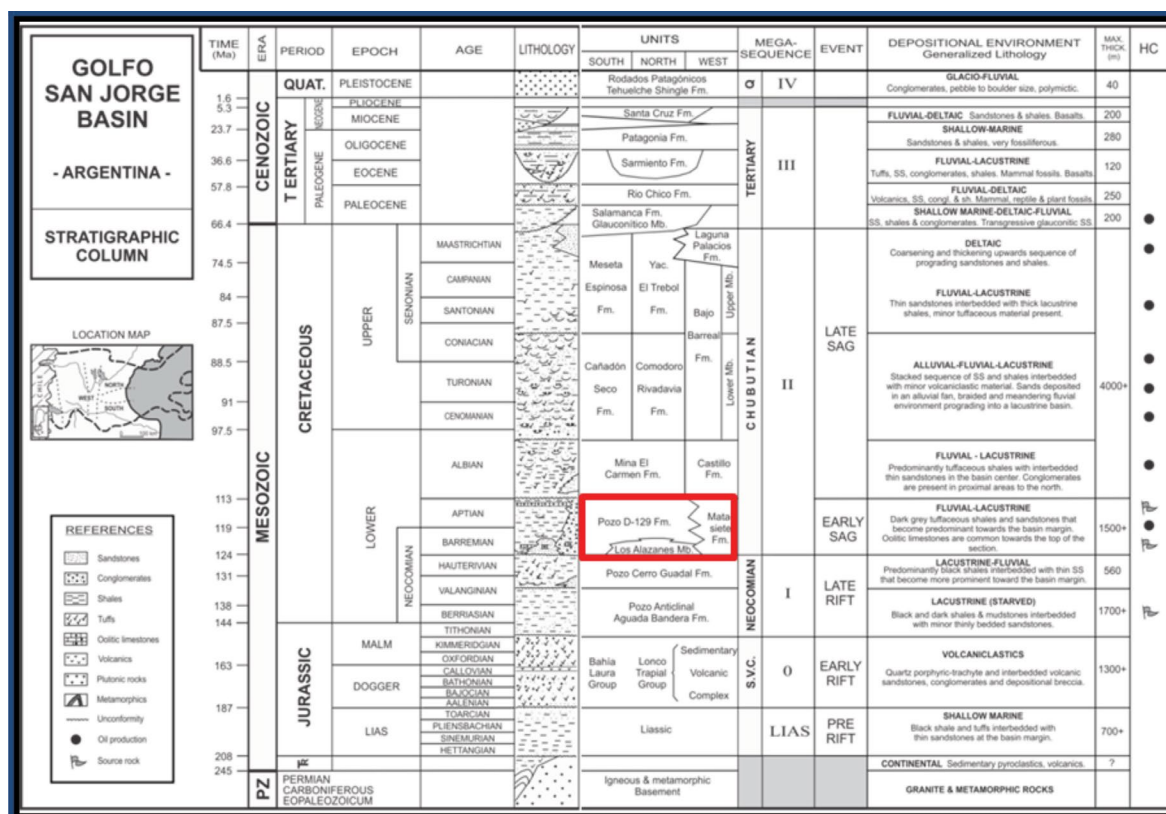


Figura 2. Columna estratigráfica de la cuenca del Golfo San Jorge, modificada de Sylwan (2001)

(3DN), adquirido en 1996 cuenta con 318 km², donde se ubican los 5 pozos que nos han servido de modelo para desarrollar la presente técnica, de los cuales 1 fue exitoso en el sentido que es productor de gas con altos caudales. El 3D Sur (3DS), adquirido en 2001 cuenta con 247 km², sobre éste se han perforado hasta el momento 3 pozos que han sido exitosos. Cabe mencionar que el 3D Sur tiene un overlap con el 3D Norte de 135 km².

De manera independiente, ambos proyectos sísmicos fueron reprocesados en el año 2007. En ambos se implementó una PreStack Time Migration, con Preservación de Amplitudes Relativas, Correcciones Estáticas por Inversión Tomográficas 3D, Deconvolución FXY en el dominio XSPREAD antes de Suma y Sustracción de Ruidos en el Dominio de la Transformada de Radon antes de Suma.

Luego de la Migración, a los gathers se les aplica una Corrección Dinámica Residual previo al Apilamiento. Los partial angle stacks seleccionados fueron: Near (0°, 8°), Middle (7°, 12°) y Far (12°, 35°).

Cabe mencionar que tanto los parámetros de adquisición como de procesamiento de los datos sísmicos empleados en el presente trabajo fueron seleccionados para iluminar a la Fm. Mina el Carmen, tradicional productora de hidrocarburos de la cuenca

Horizontes Interpretados: Para la zona de interés, esto es la sección superior de la Fm. D129, se tienen los niveles Top1, Top2 y Top3 interpretados sobre el stack final de datos migrados en tiempo previo al apilamiento de los denominados 3DN y 3DS.

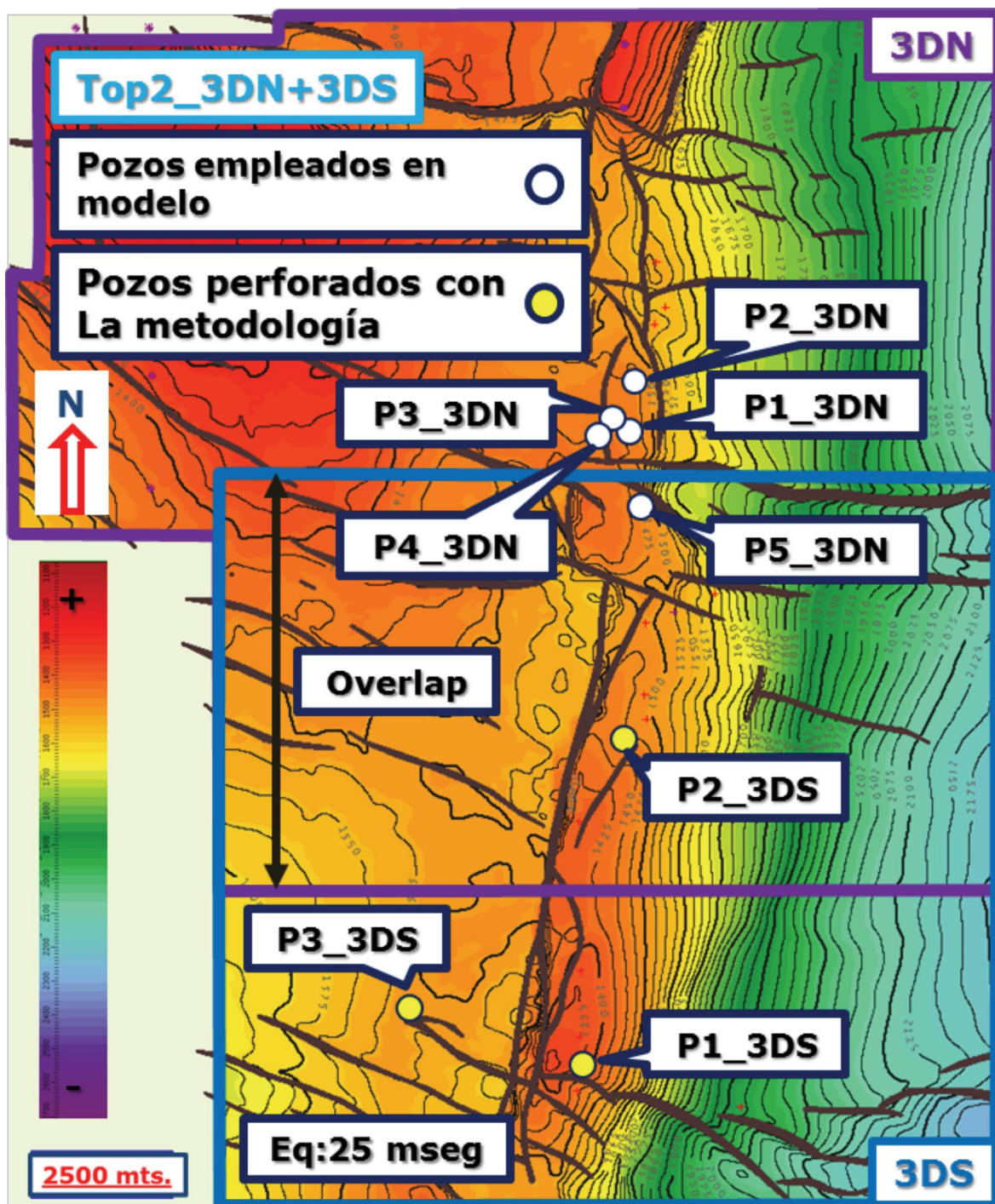


Figura 3. TWT map al tope de Top1_3DN+3DS

Pozos: El objetivo de los pozos del área es la sección superior de la Formación Pozo D129. Hasta el momento se han perforado 8 pozos con éste objetivo. Cinco de los cuales se perforaron en el área cuya cobertura es abarcada por la llamada 3DN, de éstos solo uno fue exitoso. Estos cinco pozos y parte de sus perfiles (Sónico Compresional, Densidad y Porosidad Efectiva) nos han servido como modelo para desarrollar la presente técnica y a partir de la cual se perforaron 3 pozos en el área del 3DS los cuales fueron exitosos en el sentido antes mencionado.

DESARROLLO DE LA HERRAMIENTA DE PREDICCIÓN

El objetivo del pozo P1_3DN, era una anomalía de amplitud de la PSTM de la sísmica 3DN. Tal anomalía se desarrolla en un alto estructural de la sección superior de la formación D129.

Vemos en la (Fig. 3) un mapa TWT interpretado a un nivel cercano al objetivo del pozo, en el que se muestra además el área abarcada por el 3DN y el 3DS y las ubicaciones de los 5 pozos que se emplearon para calibrar la herramienta, P1_3DN a P5_3DN y también los 3 que, al momento de escribirse el trabajo, fueron perforados a partir del desarrollo de la presente metodología, P1_3DS al P3_3DS. Debe notarse que existe un pozo (P5_3DN) que se ubica en la zona de overlap entre el 3DN y 3DS, con esto tiene cierto protagonismo pues hará las veces de nexo para controlar la consistencia de la metodología en ambos tendidos.

En la (Fig. 4a) se observa el buen ajuste del pozo con la sísmica y también se muestra que la zona que ensayó gas se ubica en el intervalo comprendido entre los horizontes Top1 y Top2 de los horizontes sísmicos interpretados en el 3DN.

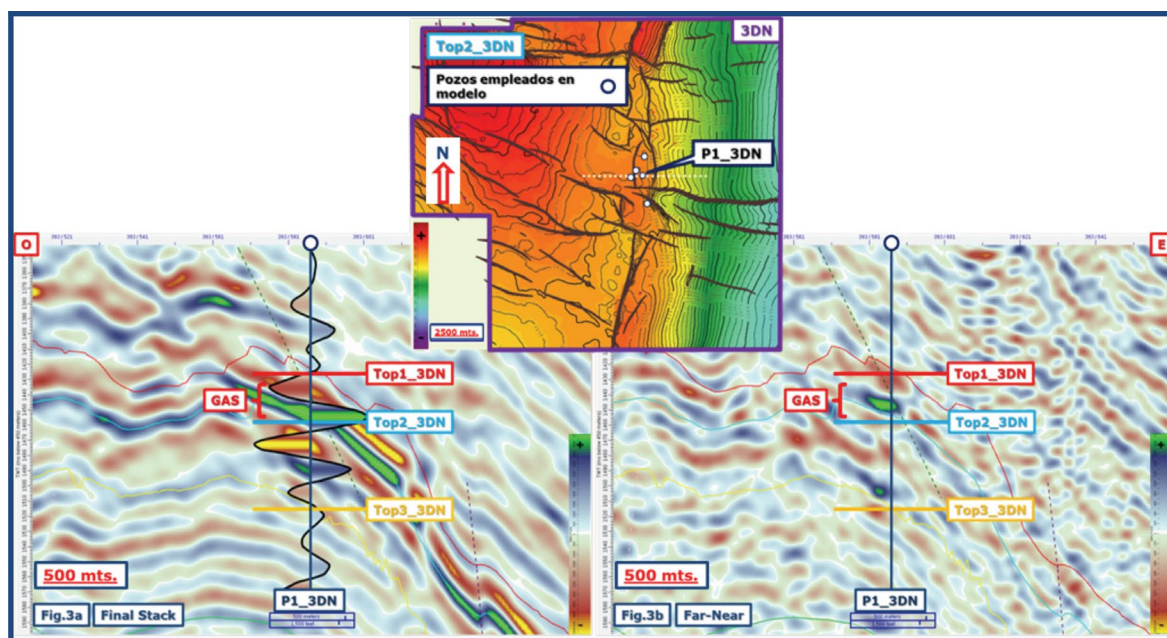


Figura 4a. Ajuste P1_3DN con Final Stack, Fig 4b. Cubo diferencia entre Far Angle Stack y Near Angle Stack.

Se ha mencionado que los parámetros de procesamiento de los datos sísmicos fueron seleccionados para iluminar a la Fm. Mina el Carmen, que se ubica inmediatamente sobre la Fm. D129. Es por esta razón que previo a aplicar la metodología debemos hacer un control de calidad a los cubos de partial angle stack. Este control consiste en verificar que entre el Far Angle Stack y el Near Angle Stack tengamos diferencias en el contenido de amplitud de ambos sets, pero no diferencias estructurales, este caso se da cuando el modelo de velocidad aplicado durante el procesamiento no es apropiado para un determinado nivel, en general los que caen fuera del objetivo para el cual fue diseñado el tendido sísmico.

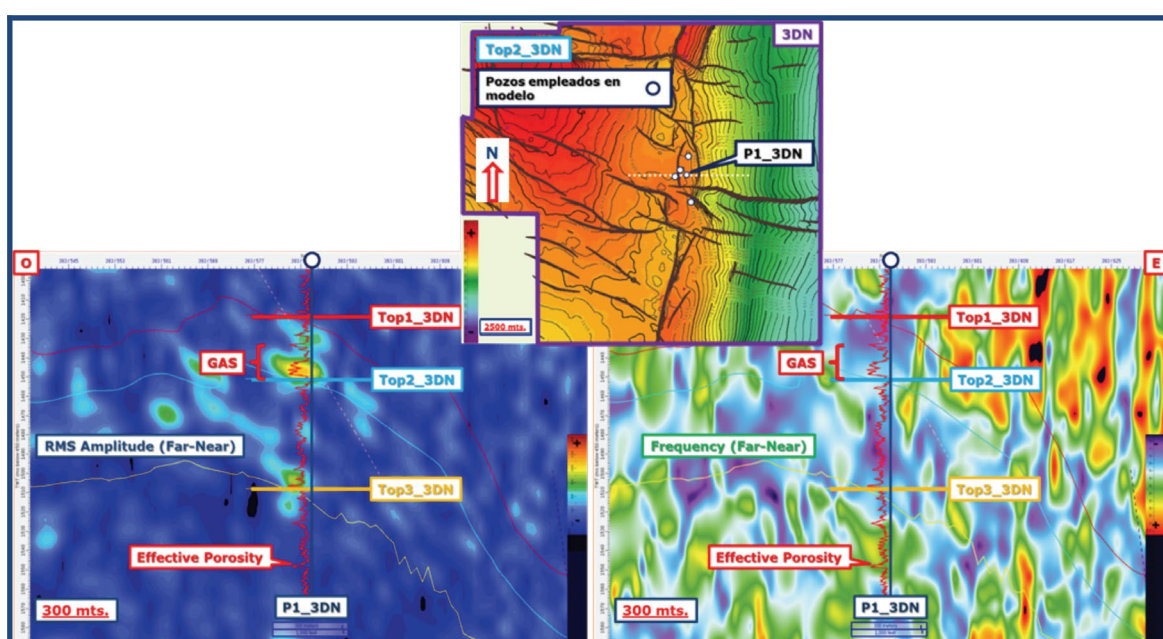


Figura 5. Amplitud RMS y Frecuencia del cubo diferencia entre Far Angle Stack y Near Angle Stack.

Sabemos que los partial angle stacks son datos de entradas clave para calcular Atributos de AVO, nos centraremos en quizás el más sencillo de los atributos que es la diferencia entre el Far Angle Stack y el Near Angle Stack. Vemos el resultado de esta diferencia en la (Fig. 4b), que es una línea W-E por el pozo P1_3DN, que como se mencionó anteriormente tenía como objetivo testear una anomalía de amplitud que se desarrollaba en la sección superior de la Fm D129, específicamente entre los denominados horizontes sísmicos Top1_3DN y Top3_3DN. El resultado de la perforación fue exitoso, teniendo el pozo una capa con altas productividades de Gas, tal capa coincide con la anomalía que se observa inmediatamente por encima del Top2_3DN.

Una manera de cuantificar la magnitud de esta anomalía que presenta la diferencia de los partial angle stacks es tomar su amplitud RMS. Por otro lado el contenido de frecuencia es

altamente sensible a la presencia de gas. El resultado se observa en la Fig. 5, en la que además se ha posteado la curva de Porosidad Efectiva. Notemos como la capa de GAS se torna más evidente en las zonas donde tenemos altos valores de amplitud RMS y bajos valores de Frecuencia para la resta del Far y el Near.

Veamos el ajuste de estos atributos con los pozos empleados para desarrollar la herramienta de predicción, esta línea arbitraria que los conecta se observa en la (Fig. 6).

Por otro lado, de la Tabla 1, que muestra el ajuste entre el resultado de los pozos perforados y los atributos calculados, se desprende que los reservorios con cantidades comerciales de gas los encontramos en aquellos pozos con altos valores de Amplitud RMS y bajos valores de Frecuencia para la resta de los Partial Angle Stack.

	(Top1_3DN, Top2_3DN)			
	RMS(Fa-Ne)	Freq(Fa-Ne)	Ø Avg (%)	Test
P1_3DN	High	Low	0,15	Gas
P2_3DN	Low	Low	0,10	Non Productive
P3_3DN	Medium	Low	0,11	Not Tested
P4_3DN	Medium	Medium	0,13	Gas Low Rate
P5_3DN	Low	High	0,10	Not Tested
	(Top1_3DN, Top2_3DN)			
	RMS(Fa-Ne)	Freq(Fa-Ne)	Ø Avg (%)	Test
P1_3DN	Medium	Low	0,11	Oil
P2_3DN	Low	High	No Reservoir	Not Tested
P3_3DN	Low	Low	0,12	Oil
P4_3DN	Low	Low	No Reservoir	Not Tested
P5_3DN	Medium	Low	No Reservoir	Not Tested

Tabla 1. Ajuste entre resultados de pozos 3DN y atributos

Con el objetivo de tener una distribución areal de las oportunidades de perforación que nos podía ofrecer esta herramienta, se generan mapas de extracción de Amplitud RMS y Frecuencia de la resta entre el Far Angle Stack y el Near Angle Stack. Estas extracciones, que se observan en la (Fig. 7), fueron hechas entre los intervalos de interés de los horizontes en tiempo integrados del 3DN y el 3DS.

A partir de estos mapas se ubica el pozo P1_3DS, cuyo objetivo está ubicado entre Top2_3DS y Top3_3DS. La (Fig. 8) es una línea Oeste-Este donde se muestra tanto el stack final, como la diferencia del Far y el Near, en la ubicación del pozo propuesto.

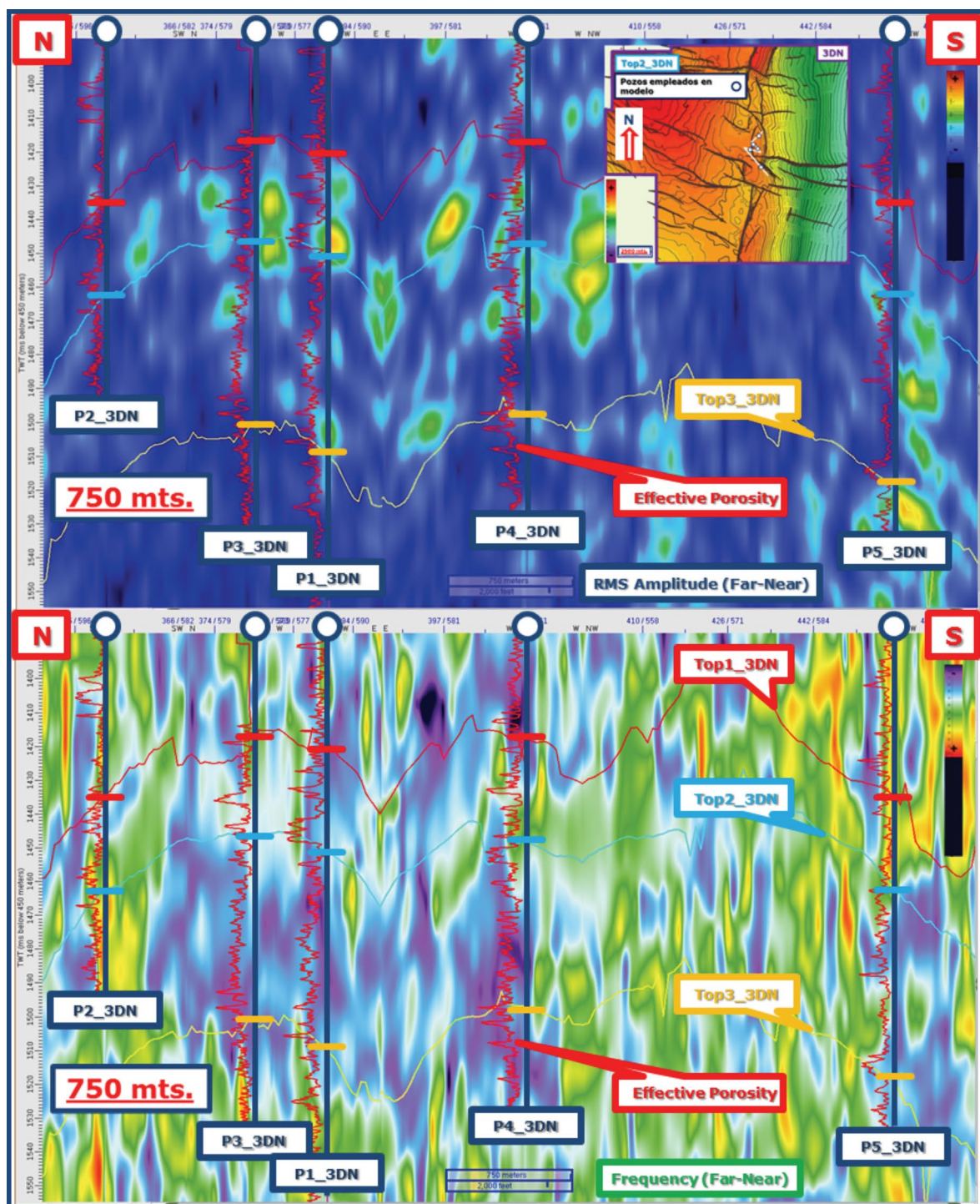


Figura 6. Línea arbitraria conectando pozos empleados para desarrollar la herramienta.

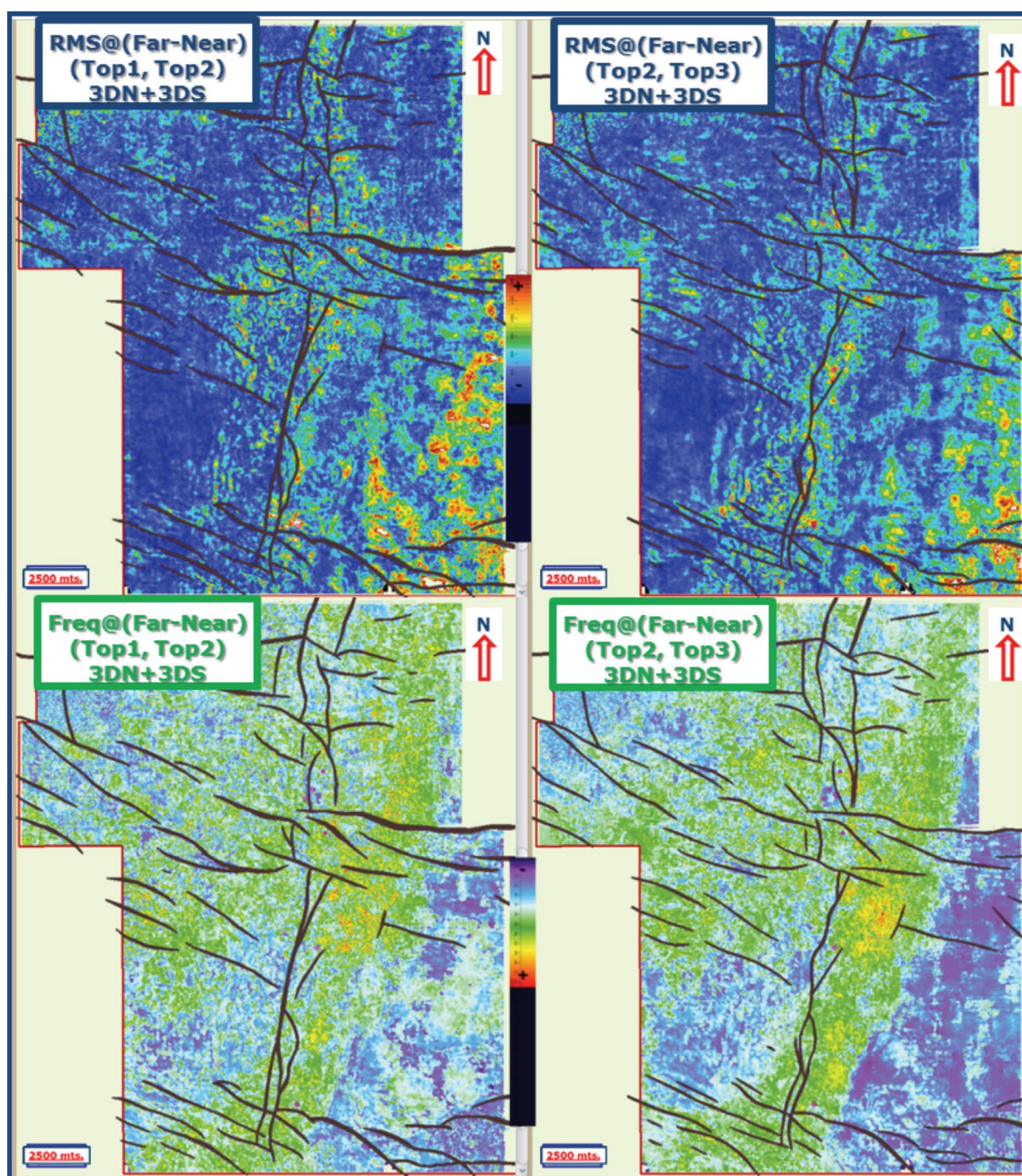


Figura 7. Mapas de extracción de atributos en niveles de interés.

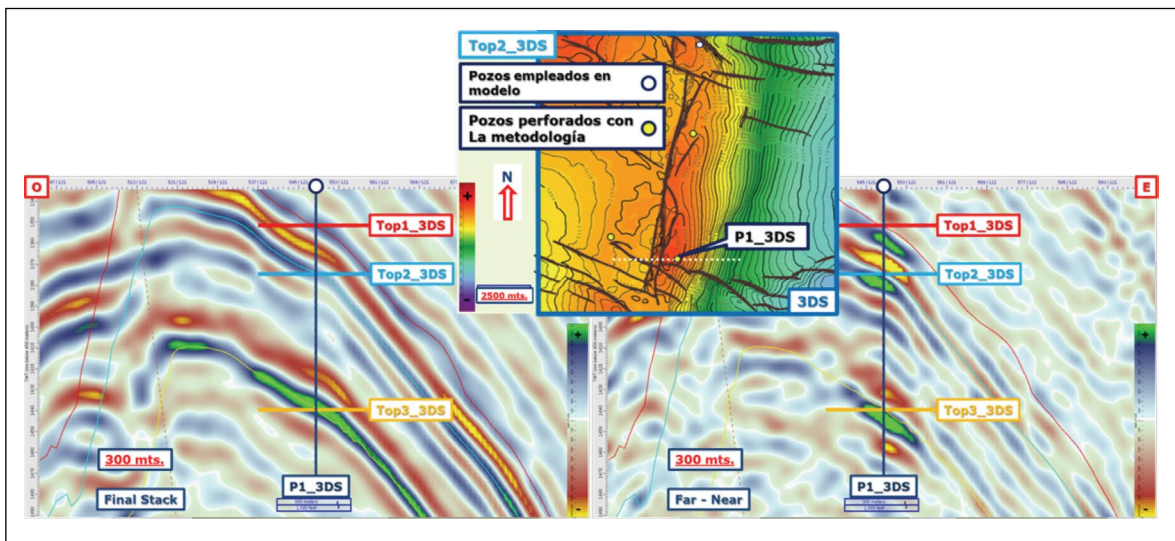


Figura 8. Final Stack y Cubo diferencia entre Far Angle Stack y Near Angle Stack en propuesta P1_3DS

En la (Fig. 9) observamos la misma línea sobre el pozo pero se han agregado los atributos que nos permiten predecir la presencia de gas, además se ha agregado la curva de porosidad efectiva que confirma la predicción de zona con acumulación comercial de gas en el intervalo Top2_3DS y Top3_3DS. Debemos notar que si bien tenemos una anomalía de amplitud comprendida en el intervalo Top1_3DS, Top2_3DS que se pone en evidencia tanto en la sísmica stack como en la diferencia del Far y el Near (Fig. 9), y en su amplitud RMS, vemos que para este intervalo no tenemos bajos valores de Frecuencia, de modo que no se cumple la doble condición, alta RMS y baja Frecuencia.

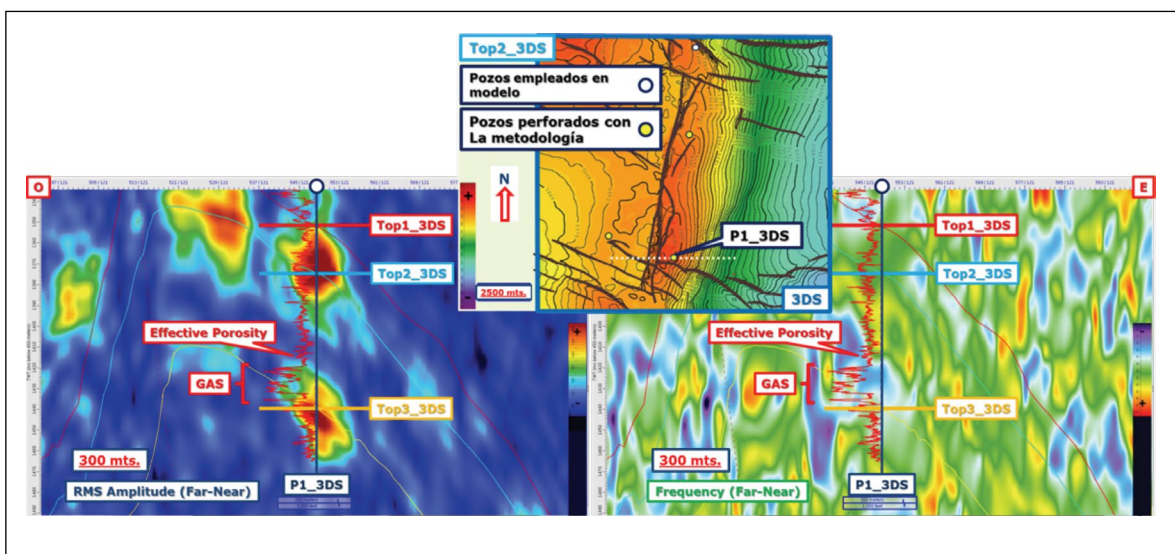


Figura 9. Amplitud RMS y Frecuencia del cubo diferencia entre Far Angle Stack y Near Angle Stack en propuesta P1_3DS.

Empleando esta combinación de atributos para predecir la presencia de gas, se perforaron 3 pozos más en el área del 3DS. Una línea arbitraria que los conecta se muestra en la (Fig. 10).

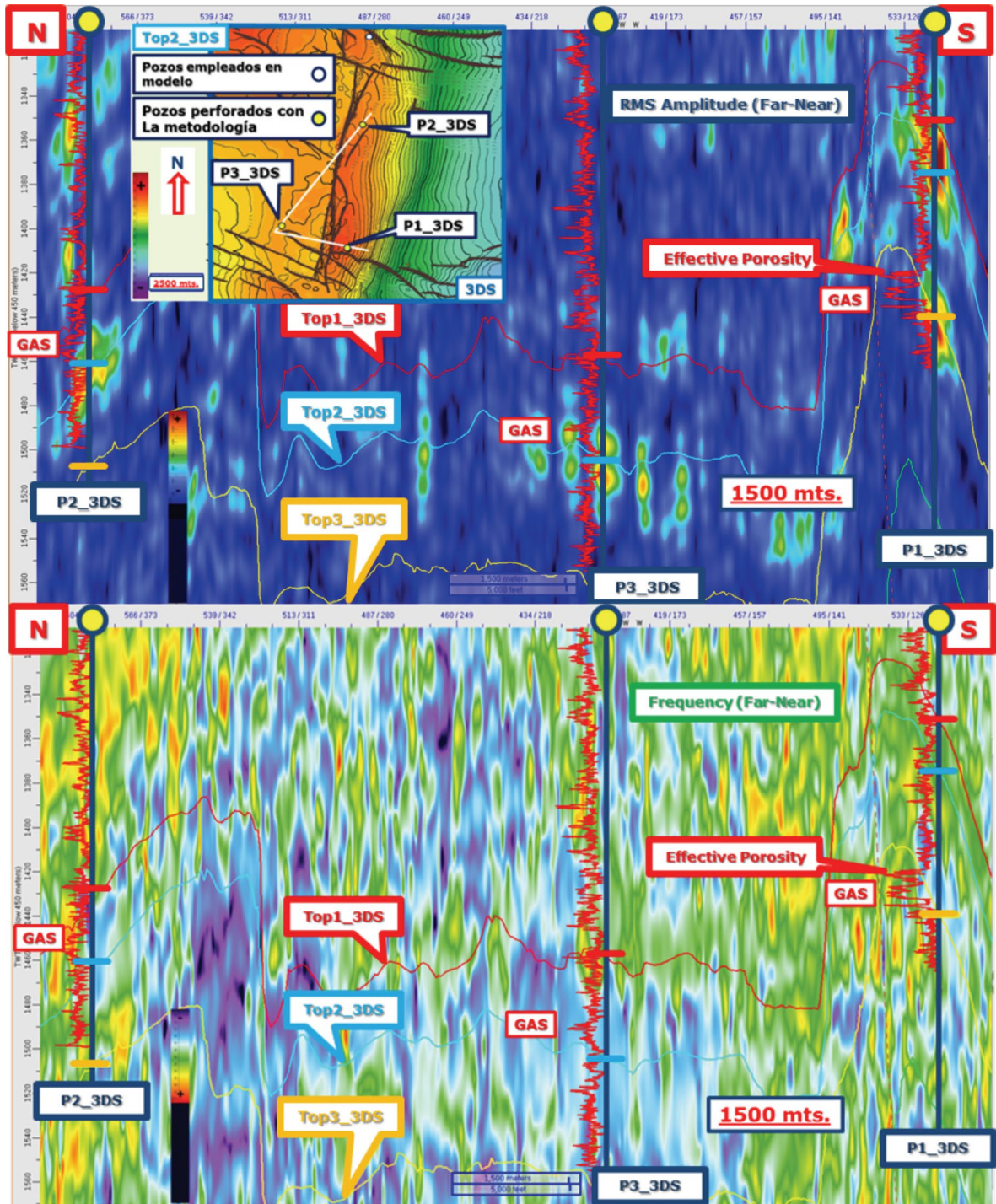


Figura 10. Línea arbitraria conectando pozos perforados en 3DS.

La Tabla 2, mostrando el ajuste de la predicción y el ensayo para los pozos del 3DS es similar a la previamente mostrada para los pozos que hicieron las veces de modelo para desarrollar la herramienta.

	(Top1_3DS, Top2_3DS)			
	RMS(Fa-Ne)	Freq(Fa-Ne)	Ø Avg (%)	Test
P1_3DS	High	High	0,08	Not Tested
P2_3DS	High	Low	0,13	Gas
P3_3DS	High	Low	0,13	Gas
	(Top2_3DS, Top3_3DS)			
	RMS(Fa-Ne)	Freq(Fa-Ne)	Ø Avg (%)	Test
P1_3DS	High	Low	0,2	Gas
P2_3DS	High	Low	<0,1	Not Tested
P3_3DS	High	Low	?	Not Tested

Tabla 2. Ajuste entre resultados de pozos 3DS y atributos

La Fig. 11 muestra el flujo de trabajo completo para implementar la herramienta de predicción. En resumen, luego de hacer un control de calidad de la viabilidad del uso de los partial angle stack en el sentido antes mencionado, procedemos a su diferencia y posteriormente calculamos la amplitud RMS y la frecuencia de dicha diferencia. La distribución areal de las oportunidades de perforación puede ajustarse determinando superficies que agrupen zonas que cumplan la doble condición: altos valores de amplitud RMS y bajos valores de frecuencia. Esto puede lograrse con una serie de x-plot que relacionen los atributos derivados de la sísmica con alguna curva que dé cuenta de las buenas propiedades petrofísicas de un pozo, la porosidad efectiva por ejemplo. Podemos entonces delinear un polígono de captura que ilumine las buenas facies de los pozos perforados una vez seleccionados los pares de valores indicados de Amplitud RMS y Frecuencia de la diferencia del Far y el Near.

ALCANCES Y LIMITACIONES

Debemos mencionar que si bien nuestra herramienta de predicción tiene alcances muy ventajosos, esto es, predecir zonas con acumulaciones comerciales de gas, también tiene ciertas limitaciones –que probablemente dependan de la calidad de los datos sísmico disponibles-, por ejemplo los pozos perforados con esta metodología, si bien tenían valores de amplitud o frecuencia similares, los resultados de la perforación fueron bastante diferentes, como puede observarse en los datos de la Tabla 3.

	Gross (mts.)	Net ($\Phi > 10\%$) (mts.)	Φ (%)	Initial Test(M3/d)
P1_3DS	28.9	23	0,20	340M
P2_3DS	33.2	18	0,13	250M
P3_3DS	35.3	8,3	0,13	54M

Tabla 3. Resultado de producción de pozos 3DS.

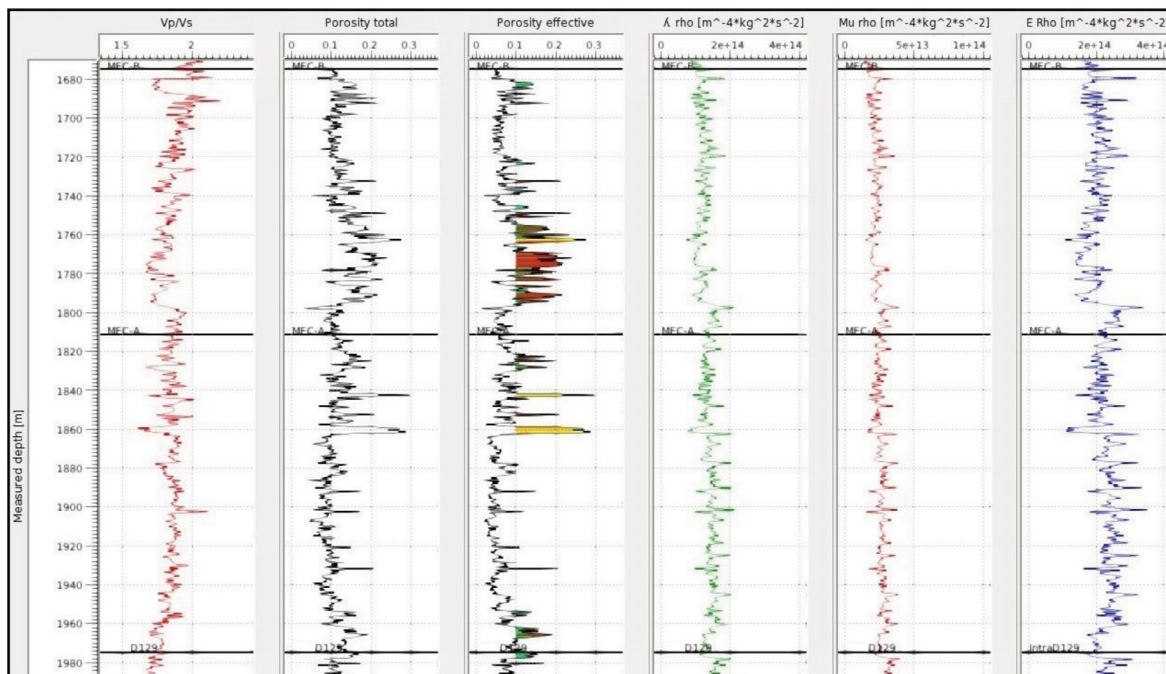


Figura 11. Flujo de trabajo completo de la metodología. 1° Ajuste pozo-sísmica, 2° Viabilidad uso cubos Far y Near, 3° Resta Far-Near, 4° Atributos Far-Near, 5° Extracciones Atributos, 6° Delineación polígonos de captura, 7° Captura de Geocuerpos

CONCLUSIONES

Aún con los datos disponibles, se ha delineado un sencillo pero efectivo flujo de trabajo que permite dar un sentido cualitativo a la relación entre el efecto de AVO y la presencia de gas. Solo deben evaluarse las relaciones entre la amplitud RMS y la Frecuencia del cubo diferencia de los partial angle stacks.

Los resultados de los pozos perforados nos indican que aún tenemos oportunidad de mejorar nuestra herramienta de predicción, una posible opción es acondicionar los datos sísmicos de entrada con parámetros de procesamiento óptimos para la sección superior de la Fm. D129.

AGRADECIMIENTOS

Quisiera agradecer a PAE LLC por haberme permitido emplear sus datos para presentar este trabajo, reconocer el apoyo y soporte por parte del “DVII” integrado por A. Alonso, J. I. Farina, J. Gavilán, F. Mussel, I. Rovira y particularmente a Juan Moirano y Luis Vernengo por la ayuda en la revisión del trabajo.

REFERENCIAS CITADAS

- Castagna J., Swan H., 1997, “Principles of AVO crossplotting”, *The Leading Edge*, 16, 337-342.
- Fitzgerald M. G., Mitchum R. M. JR., Uliana M. A., Biddle K. T., 1990, “Evolution of the San Jorge Basin”, Argentina, AAPG, Volume 74 Issue 6, 879-920
- Gassmann F., 1951, “Elastic waves through a packing of spheres”, *Geophysics*, 16, 673-685.
- Goodway, B., 2001, “AVO and Lamé constants for rock parameterization and fluid detection”, *CSEG Recorder*, 26, 39-60.
- Hilterman F., 1975, “Amplitudes of seismic waves: a quick look”, *Geophysics*, 40, 745-762.
- Hilterman, F. J., 2001, “Seismic amplitude interpretation: SEG and EAGE”, *Distinguished Instructor Short Course 4*.
- Lopez Angriman A., Zarpellón C., Mussel F., Cohen M., 2014, “Modelo Paleogeográfico de la sección superior de la Formación Pozo D-129. Su aplicación al desarrollo de reservas en la Cuenca del Golfo San Jorge, Argentina”. IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG.
- Rutherford S., Williams R., 1989, “Amplitude versus offset variations in gas sands”, *Geophysics*, 54, 680-688.
- Shuey R., “A simplification of the Zoeppritz equations”, *Geophysics*, 50, 609-614.
- Sylwan, C.A., 2001, “Geology of the Golfo San Jorge Basin, Argentina”, *Journal of Iberian Geology*, 27, 123-157
- Yilmaz, Ö., 2001, “Seismic data analysis: Processing, inversion and interpretation of seismic data, 2nd ed.” SEG.