

DELIMITACIÓN DE UN CONTACTO DE FLUIDOS DETERMINADO POR UNA ANOMALÍA DE AMPLITUD DE TIPO FLAT SPOT, EN EL FLANCO NORTE DE LA CUENCA GOLFO SAN JORGE, ARGENTINA

Maximiliano A. García Torrejón¹, Luis Vernengo²

1: mgtorrejon@pan-energy.com

2: lvernengo@pan-energy.com

Palabras clave: Flat spot, contacto gas-agua, bright spot

ABSTRACT

Delimitation of a fluid contact determined by a flat spot amplitude anomaly, in the northern flank of Golfo San Jorge Basin, Argentina

It is shown a methodology to apply in a possible gas-liquid contact through an analysis from the seismic interpretation in Golfo San Jorge Basin. Jurassic and Cretaceous formations are mainly silicoclastic and volcanoclastic minerals from fluvial and lacustrine depositional environments. These factors had generated a succession of interbedded sand reservoirs between shale deposits, where the reservoirs are mostly of few meters thickness, at the limit or below seismic resolution. All the area is cover with pstm seismic data recorded in 2000.

The main objective is to identify the anomaly in pre stack and post stack seismic, studying the seismic character attributes for P impedance, frequency, amplitude, geometry attributes and waveform.

The result shown enables the development of new wells looking for gas or oil in the future.

INTRODUCCIÓN

Este trabajo describe cómo a través de la utilización de distintas herramientas geofísicas, se pudo caracterizar una anomalía de amplitud sísmica relacionada con un evento de contacto de fluidos dentro de un reservorio perforado y permite proponer una metodología de base para caracterizar futuros trabajos con características similares. Esta anomalía se puede describir como un reflector horizontal discordante, de mayor amplitud que las circundantes y que puede ser atribuido al contacto gas-líquido del reservorio prospectado.

El área de estudio se encuentra ubicada en el bloque alto de la estructura determinada por el sistema de fallas de tipo extensional en Valle Hermoso, en el Yacimiento Cerro Dragón. La geomorfología de la misma está conformada por un pequeño anticlinal para las formaciones geológicas productivas del Jurásico y Cretácico, entre los 1.500 y 1.700 milisegundos de tiempo

sísmico en el área, que en profundidad representa entre 1.800 y 2.200 mbbp aproximadamente. La litología de las formaciones geológicas prospectadas poseen variado contenido de minerales volcánicoclásticos y silicoclásticos, siendo que los ambientes depositacionales fluvial y de lacustre generaron una sucesión de intercalaciones entre reservorios y sellos donde los reservorios tienen mayormente espesores de pocos metros, lo que los sitúa al límite de la resolución de la sísmica.

La disposición de los reservorios además de los eventos de migrado y migración de fluidos, hacen que estos se presenten en la columna de manera que puede haber capas de agua por encima de capas de gas, o de petróleo y viceversa.

La zona de interés para este estudio actualmente está perforada y se encuentra en producción. La misma está totalmente cubierta por sísmica 3D (pstm) registrada en el año 2000 y reprocesada en el año 2007.

Luego de observarse la anomalía en el cubo de trabajo con amplitud y ganancia, como paso inicial se la verificó en los cubos sin tratamiento de amplitudes y balanceo de frecuencias constatándose su persistencia.

METODOLOGÍA

De acuerdo con la bibliografía consultada, una anomalía tipo *flat spot* que sea indicador de hidrocarburos se define como un incremento de amplitud en una sección sísmica, que produce una reflexión sísmica horizontal atribuida a una interface entre dos fluidos, tales como gas y agua o gas y petróleo. Cabe destacar que es una anomalía de amplitud del tipo geométrica, Sheriff (2002).

Normalmente este tipo de horizontalización está íntimamente asociada con un cambio significativo en la amplitud de la sísmica debido al cambio de impedancia acústica por la presencia de gas, y nos permite clasificar estos indicadores de hidrocarburos según lo muestra esquemáticamente la Figura 1. La convención de polaridad adoptada para la Figura 1 (y en todo el trabajo) se denomina SEG normal o americana, y establece que un aumento de impedancia acústica con la profundidad se expresa como un pico de color azul y una disminución de impedancia acústica se corresponde con un valle de color rojo. Los picos y valles son simétricos para eventos de fase cero.

Para el desarrollo de la caracterización del evento se toma como base un ejemplo esquemático simplificado donde los reservorios son de arena intercalada en un medio compuesto por arcillas. Normalmente la impedancia acústica de las rocas aumenta con la profundidad y la edad de la roca, y la compactación diferencial de las arcillas hace que el gradiente de impedancia acústica con la profundidad sea distinto respecto de las arenas. Además el contenido de distintos fluidos en los espacios porales de la roca modifica la velocidad de las ondas acústicas compresivas en los reservorios, Gardner y Gregory, (1974).

Los reservorios saturados con gas tendrán entonces menos impedancia acústica que las

arcillas en rocas jóvenes y someras, y en contraparte tendrán mayor impedancia acústica en rocas viejas y más profundas, siendo la impedancia acústica de una arena con agua un valor medio de impedancia acústica entre arcillas y arenas con gas en ambos casos.

El diagrama de la Figura 1 esquematiza el caso más común que mayormente se encuentra en zonas someras, para una curva de soterramiento normal, donde las arcillas tienen mayor velocidad acústica que las arenas, y por lo tanto tienen mayor impedancia acústica que los reservorios normalmente prospectados. El contenido de gas disminuye notablemente la impedancia acústica del reservorio con respecto al mismo si está saturado de agua, generando un *bright spot* (zona brillante). Si el reservorio tiene un espesor lo suficientemente grande como para que se separen las reflexiones de techo y base, se forma además una reflexión debida al contacto de los fluidos, el *flat spot*. Esta reflexión será un pico por un aumento en la impedancia acústica al pasar entonces de gas en la parte superior a agua en la parte inferior dentro del mismo reservorio.

De este modelo simplificado se concluye que el *flat spot* se identifica fácilmente por su horizontalidad, y porque es discordante con reflexiones adyacentes. Por lo tanto es un buen indicador del contacto gas/líquido. Es de destacar que sin embargo no necesariamente tiene asociada una amplitud alta.

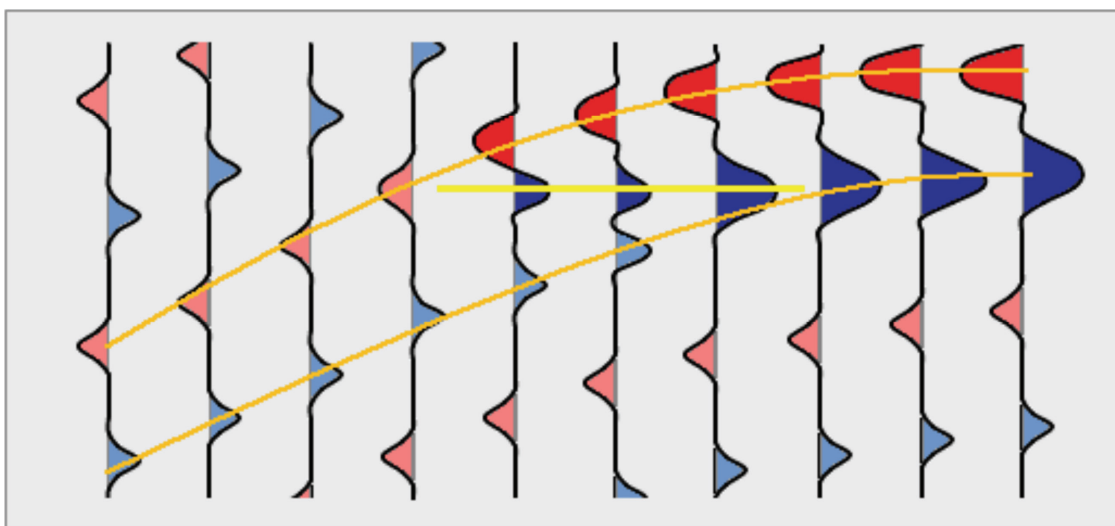


Figura 1. Modelo de anomalía *flat spot*. Se resalta en amarillo la reflexión generada por el mismo. También se observa el aumento de amplitud (y por lo tanto de impedancia acústica) en la sección superior por la presencia de gas. Polaridad SEG normal.

Las Figuras 2 y 3 muestran una sección sísmica que corresponde a una línea arbitraria, en dirección perpendicular al sistema de fallas y que pasa por el centro de la anomalía objetivo de este trabajo. Las reflexiones de *flat spots* son de color negro (incremento de impedancia acústica) y las reflexiones del tope del reservorio de gas son de color rojo (decrecimiento de la impedancia). La arenisca superior es bastante delgada, así que sólo hay un indicio muy sutil de la reflexión del

flat spot en el límite de la zona de brillo. La arena inferior tiene mayor espesor y la reflexión del *flat spot* es más clara.

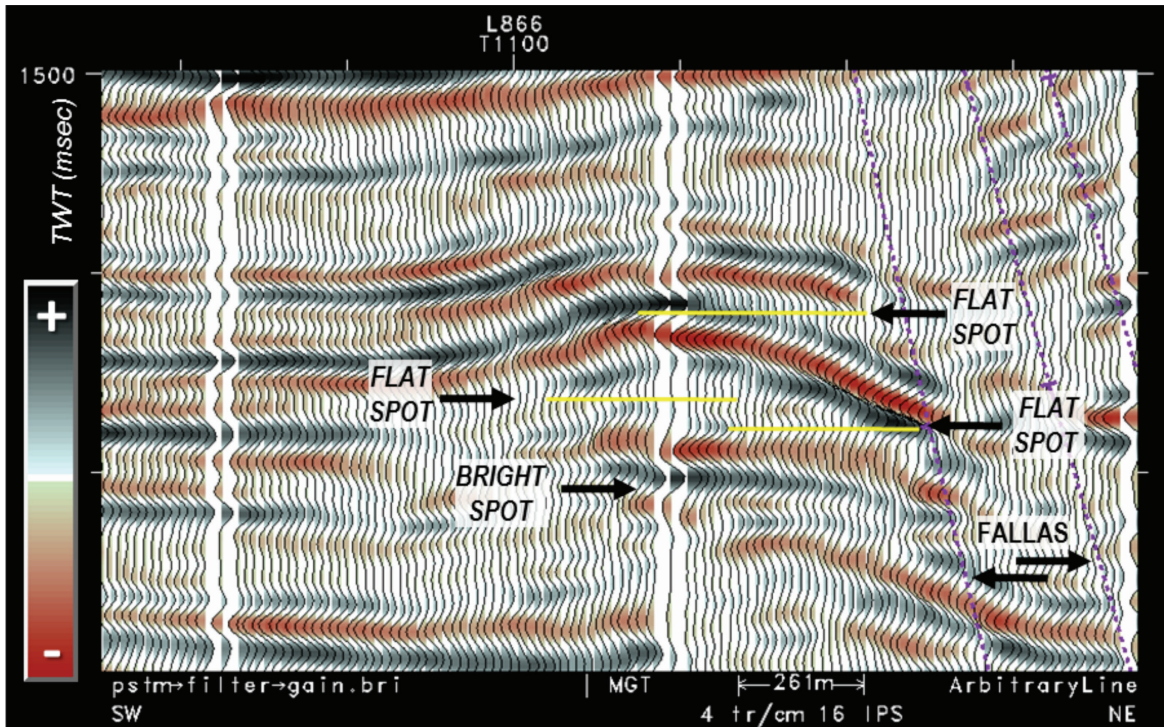


Figura 2. Línea arbitraria perpendicular a la estructura correspondiente a la sísmica 3D pstm en *wavelets* y la interpretación de los múltiples *flat spots*.

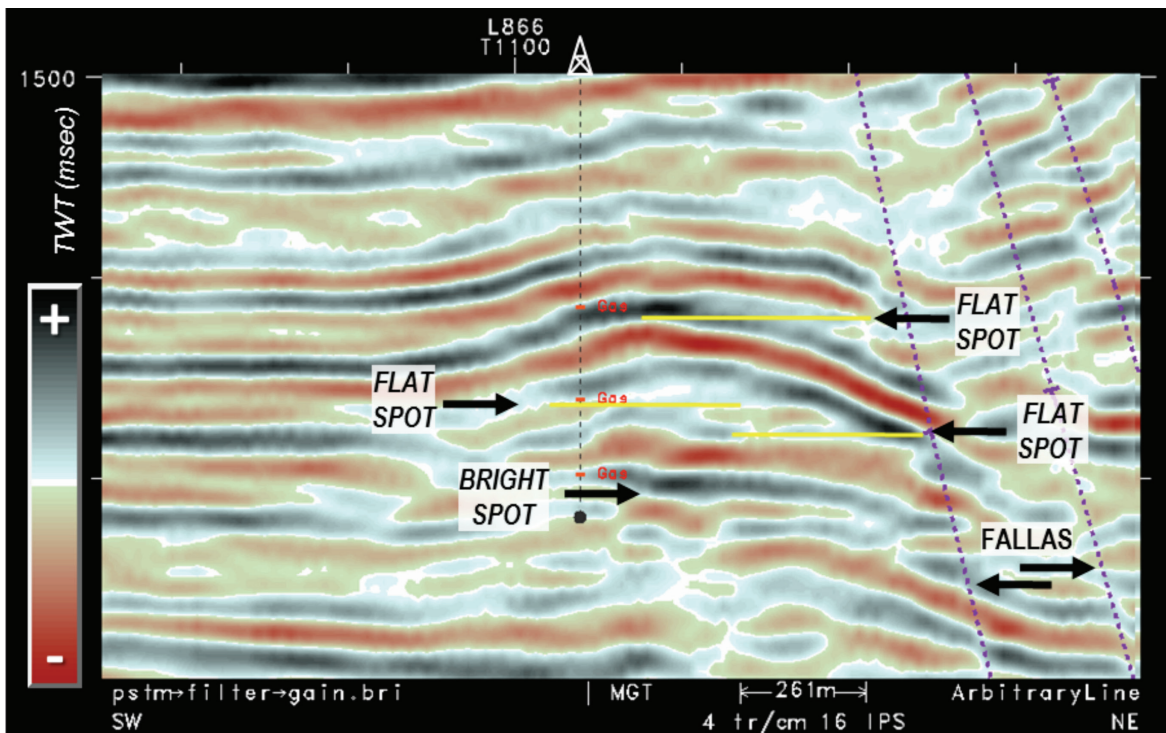


Figura 3. Línea arbitraria perpendicular a la estructura correspondiente a la sísmica 3D pstm con un pozo que comprobó gas en los niveles correspondientes a los eventos estudiados.

Continuando con la interpretación, se estudian las variaciones de impedancia acústica para discriminar reservorio de no reservorio, y en el caso de los primeros, determinar la sustitución de fluidos líquidos por gas. Primero se identificaron capas que hayan ensayado agua, gas y petróleo en pozos cercanos, determinando a qué valores de impedancia de onda P corresponden los reservorios en una inversión sísmica *post stack*.

En las Figuras 4 y 5 se observa un aumento de la amplitud así como la horizontalización del evento sísmico en un volumen de impedancias de banda limitada, sobre una inversión acústica de onda realizada para esta zona, donde los reservorios se caracterizan por tener valores bajos de impedancia (colores más fríos en la escala) y el *bright spot* correspondiente.

Otra forma de estudiar estos eventos es a través de la sísmica *prestack*, es decir revisando los *gathers*. En muchos casos prácticos arenas con gas muestran un aumento de la amplitud con el *offset* y es otra herramienta que se puede utilizar como un medio de identificación de reservorios de gas. Para el análisis de la sísmica *pre stack* se cuenta un CDP gather correspondiente a los alrededores de la traza de un pozo cercano a la zona anómala que comprueba una capa de gas reconocida para un reservorio de características similares al estudiado en este trabajo, donde las reflexiones no son de gran amplitud. El aumento de la amplitud con el *offset* es apenas visible, por lo que no se espera efecto AVO (Amplitud *Versus* *Offset*).

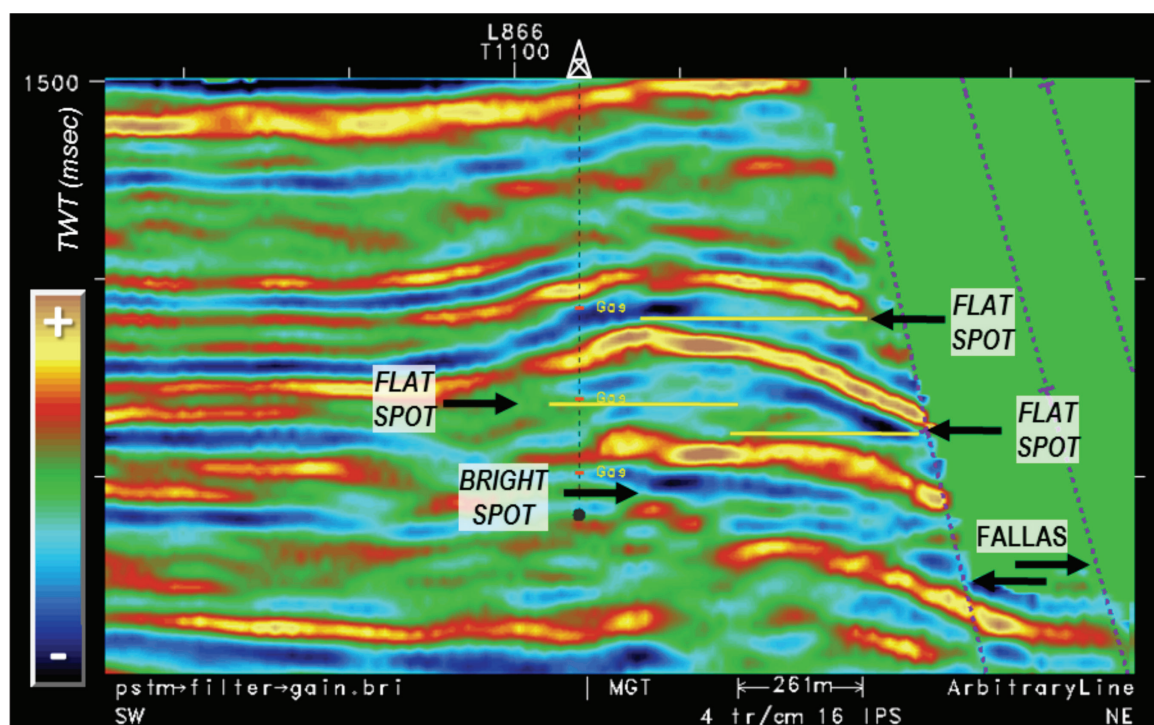


Figura 4. Línea sísmica arbitraria perpendicular a la estructura, en la misma posición que los cortes de las Figuras 2 y 3, correspondiente a una inversión acústica de onda P, donde los reservorios tienen valores bajos de impedancia filtrada a la frecuencia sísmica (colores azules). Se muestran el pozo que comprobó la presencia de gas.

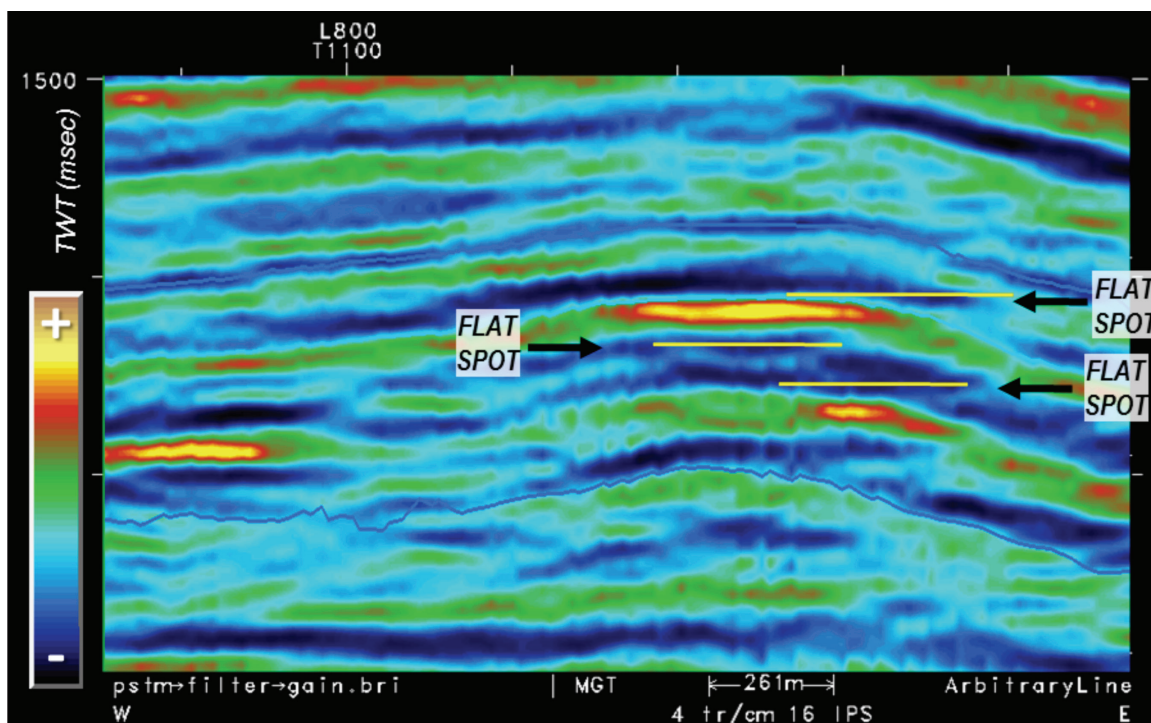


Figura 5. Línea sísmica arbitraria de la misma clase sísmica de impedancia P, por sobre el eje mayor de la anomalía en dirección noroeste - sureste.

La Figura 6 muestra los CDP *gathers* correspondientes a 2 trazas, una en el centro de la anomalía y el otro correspondiente a una zona hacia el borde de la misma. En ambos casos nos encontramos ante un evento sísmico correlacionable en tiempo y se define en este caso, como el evento de reflexión del tope de una de las capas de interés. De los perfiles de pozo se obtiene el espesor aproximado del reservorio en estudio, así que de esta forma es posible conocer cuántos milisegundos serán necesarios para ubicar la reflexión asociada a la base del mismo. Teniendo en cuenta lo anterior, se observó una reflexión de la misma polaridad en aproximadamente el tiempo predicho, por lo que a este se lo correlaciona con la reflexión de la base de la capa. En los datos sísmicos apilados, se observa que existe una reflexión entre el tope y la base del reservorio cuya amplitud es relativamente mayor respecto de las amplitudes cercanas.

Hasta el momento entonces se describieron en la sísmica *pre* y *post stack*, eventos de amplitud y geometría correlacionable con un *flat spot*. El siguiente paso consiste en intentar caracterizar los mismos, utilizando atributos sísmicos geométricos y litológicos. Con los atributos obtenidos se estudió el carácter sísmico de la anomalía, validando las mismas características por aspectos (amplitud, geometría, forma de onda) independientes entre sí, permitiendo identificar la dimensión y distribución espacial del evento, que junto a una primera estimación de porosidad por perfiles, permite calcular un volumen de gas *in situ*.

La descomposición espectral muestra una zona de mayor amplitud en el alto de la estructura coincidente con el área del *flat spot*, para el rango de frecuencias elegido entre 28 hz y 36 hz,

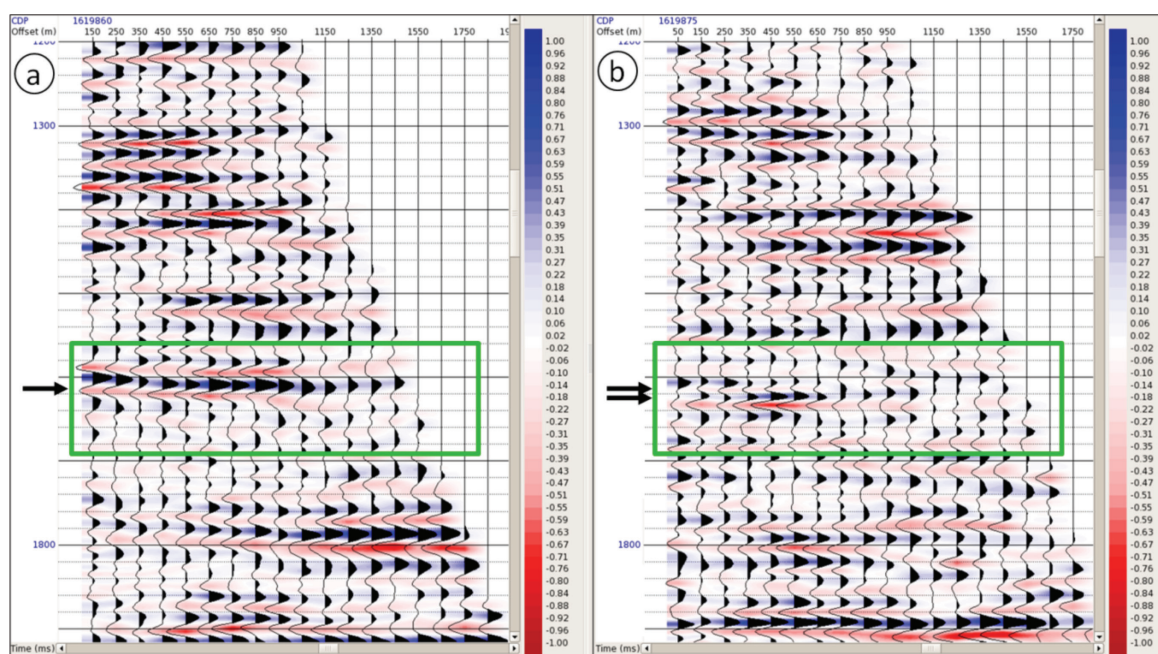


Figura 6. (a) *Gather* sobre el ápice del anticlinal, donde se ve un máximo de alta amplitud. (b) *Gather* sobre un flanco del anticlinal, donde se ven 2 máximos, uno al mismo tiempo por el *flat spot* y otro que se corresponde con la estructura.

correspondiente a la longitud de onda media de esta anomalía. A través de este atributo el borde del contacto puede ser mapeado por el contraste de amplitud como se muestra en la Figura 7 (a).

La Figura 7 (b) corresponde a una extracción de valores de Impedancia P sobre un horizonte interpretado en el volumen de impedancia acústica filtrado a frecuencias de la sísmica. Se observa en rojo los valores más bajos de impedancia.

Otro atributo estudiado fue la coherencia sísmica, la cual determina principalmente rasgos estructurales y estratigráficos según la ventana en tiempo utilizada. Para esta zona, las fallas fueron interpretadas principalmente sobre este atributo, visible en la Figura 7 (d).

De acuerdo a la definición de los atributos de curvatura dada por Hart (2000) y Roberts (2001), es posible visualizar el borde del contacto determinado por el *flat spot* en un *time slice* extraído en la zona de interés en el cubo de curvatura most positive, debido a la geometría del mismo.

Del análisis de los resultados de este trabajo, utilizando como dato de entrada un volumen de amplitud filtrado de la sísmica *post stack*, se observó una buena definición de las fallas presentes en la zona, y además, se visualizó la geometría del borde del contacto en los *time slices* extraídos del cubo de curvatura *most positive*, tal lo previsto en la definición teórica de este atributo.

Por otro lado, no fue posible eliminar el ruido preexistente en el dato (*footprint*) mediante filtros, sin alterar la calidad del dato. En la Figura 8 (a) es posible observar un *time slice* de curvatura *most positive*, extraída para el tiempo sísmico de la anomalía, con la misma escala de colores de la sísmica.

La Figura 8 (b) también muestra el resultado del atributo varianza, que resalta con buena definición la estructura y fue el cubo de entrada para la realización de un volumen de *Ant tracking* que se contrapuso a la sísmica en la Figura 8 (c) y donde se puede seguir el límite de la anomalía con precisión, para cada *time slice*.

Dip illumination es un atributo textural, el cual aplica un filtro en el volumen sísmico el cual permite identificar cambios de pendiente en la sísmica y resalta características estructurales con el uso de luz. Este atributo también permitió realzar rasgos estructurales principales y detectar y resaltar el cambio de pendiente del reflector en el borde del *flat spot*, como lo muestra la Figura 8 (d).

Como ya se ha mencionado la zona está perforada, pero no se contaba con perfiles geofísicos, Sónicos de onda P y S. Sin embargo el resto de perfiles eléctricos, caliper, SP, densidad, neutrón y resonancia magnética sí se registraron. Con estos datos se enfocó en la anomalía y se compararon los resultados entre las distintas fuentes. Por control geológico se determina que los reservorios son 3 arenas tobáceas.

Analizando los contactos de fluidos en los perfiles de porosidad neutrón y porosidad densidad con rho matrix calibrado para arenas se ve el cruce característico por presencia de gas en la parte superior de la capa de mayor espesor (Figura 9). La herramienta de resonancia magnética nuclear permite identificar la presencia de fluido móvil y la curva de porosidad total independientemente de la litología, que es consistente con las otras curvas de porosidad.

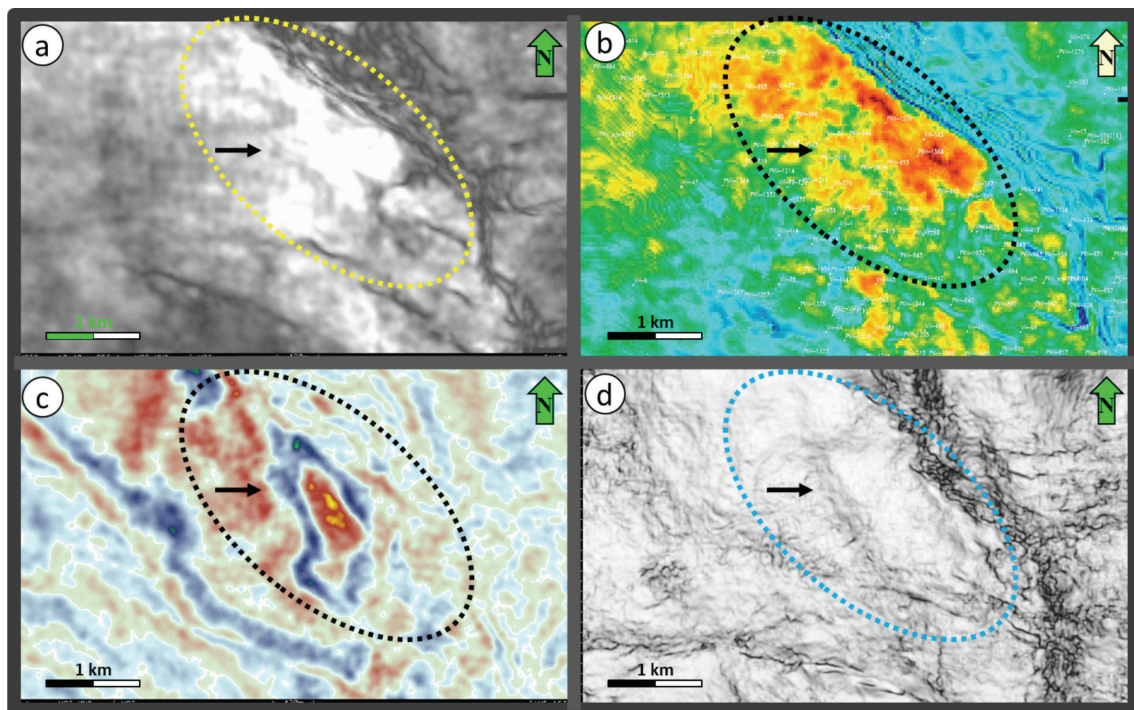


Figura 7. (a) Se muestra en blanco la anomalía a través de una descomposición espectral de frecuencia central 28 hz. (b) Se observa una extracción de valores de Impedancia P sobre un horizonte interpretado en el volumen de impedancia acústica filtrado a frecuencias de la sísmica. Se observa en rojo los valores más bajos de impedancia. (c) Corresponde a un *time slice* de la sísmica pstm en la zona de la anomalía. (d) muestra un *time slice* del atributo de coherencia.

La metodología que se propone para el análisis de este tipo de anomalía es:

Identificar la anomalía en amplitud, comprobar su identidad en otros volúmenes de amplitud con y sin filtro, ganancia, blanqueo espectral resultados de procesamiento convencionales.

Analizar los perfiles en pozos cercanos, relevar ensayos de capas con gas.

Buscar el *gather* correspondiente y analizar si existe efecto AVO, comprobar en las amplitudes, los eventos correspondientes al techo y base del cuerpo de interés.

Analizar las variaciones de impedancia acústica, identificar reservorios, determinar el comportamiento debido a la presencia de gas. Una alternativa válida es el análisis mediante colour inversion, que en este estudio no fue determinada por contar con una inversión acústica.

Estudiar el carácter sísmico de la anomalía, validando las mismas características ya determinadas con atributos *post stack* que resaltan rasgos a partir del análisis de frecuencias, amplitudes, geometría, y de forma de onda, que resulten consistentes con este trabajo.

CONCLUSIONES

Las características litológicas de las formaciones geológicas de interés en la Cuenca Golfo San Jorge permiten identificar estas anomalías, aunque son de difícil localización por encontrarse al límite o por debajo de la resolución sísmica. La identificación de la anomalía más clara es posible con los cubos de impedancia acústica, lo que mejora el contraste entre reservorio y roca sello, y es sensible al contenido de gas.

El resultado de este estudio permite afirmar que esta anomalía de amplitud es un *flat spot*, y es resultado de un contacto gas-líquido dentro de un reservorio. Esto permite el desarrollo de nuevos pozos productores de gas y de petróleo y da el punto de partida para la búsqueda e identificación de otras posibles zonas con características similares en el área. También permite fijar y justificar la profundidad final de los futuros pozos en la zona.

AGRADECIMIENTOS

A Pan American Energy LLC, por la motivación y la posibilidad de la publicar este trabajo. Un reconocimiento especial a Jorge Darío Enrique, excelente mentor y amigo.

REFERENCIAS CITADAS

- Brown, A. Interpretation of three-Dimensional Seismic Data. AAPG Memoir 42 SEG Investigations in Geophysics, No. 9, Sixth Edition, 2004.
- Gardner L., W. Gardner y A. R. Gregory, 1974. Formation velocity and density - The diagnostic basics for stratigraphic traps. Geophysics, Vol. 39, No. 6 p. 770-780.
- Hart, B. S., R. Pearson, J. M. Herrin, T. Engler y R. L. Robinson, 2000, Horizon attributes and fracture-swarm sweet spots in low-permeability gas reservoirs. SPE 63207.
- Roberts, A., 2001, Curvature attributes and their application to 3D interpreted horizons. First Break, v. 19, p. 85-99.
- Sheriff, R., 2002, Encyclopedic Dictionary of Applied Geophysics. Society of Exploration Geophysicists. 13 Geophysical References Series, Fourth Edition. 2002.