

APLICACIÓN DEL ESTUDIO DE INDICADORES DIRECTOS DE HIDROCARBUROS Y DE AVO EN LA CUENCA INEXPLORADA DE TRUJILLO.

Machín Palacios, Javier; García Mojonero, Consuelo y Martínez del Olmo, Wenceslao.
Repsol Exploración del Perú, Sucursal del Perú.

RESUMEN

La cuenca marina inexplorada de Trujillo, zócalo de Perú, está situada 200 kms al sur de la provincia petrolera de Talara y 160 kms al oeste de Sechura. Sobre los más de 13000 kms² que ocupa, solo un viejo pozo exploratorio, Delfín-1, realizado en un extremo del margen SE, proporciona una reducida información litológica o cronoestratigráfica con la que abordar el modelado de las numerosas anomalías de amplitud visibles principalmente en las líneas sísmicas adquiridas durante 1993, 1996 y 1998.

La interpretación geológica de la malla sísmica disparada en el bloque y los escasos datos litocronoestratigráficos procedentes del citado pozo, conducen a concebir el relleno sedimentario de los cuatro semi-grabens que conforman la cuenca, y que constituyen el principal objetivo exploratorio, como un espeso sistema de arena-arcilla depositada por sistemas turbidíticos eocenos de dos tipos: confinados y no confinados.

Este contexto geológico caracteriza numerosas posibles trampas estratigráficas, lo que unido a la presencia de numerosos indicios de hidrocarburos tanto en la superficie del mar como en las líneas sísmicas ha conducido a la búsqueda de Indicadores Directos de Hidrocarburos (DHI) como bright-spot, flat-spots, dim-spots ,etc y a la consecución de un estudio AVO como herramientas más eficaces para tratar de reducir el riesgo asociado a los prospects y seleccionar los de más alto potencial exploratorio.

Así se ha realizado un inventario de anomalías de amplitud con la posterior identificación de bright-spots, dim spots, flat spots, time sag y pérdidas de frecuencias para estas anomalías de amplitud. Asimismo se ha realizado un análisis AVO con un método propio, que permite tratar las anomalías de amplitud como líneas pseudo 3D, facilitando la identificación e interpretación del efecto AVO en la anomalía seleccionada, puesto que se parte siempre de datos reales y que es el interpretador el que desde el principio interviene en la selección de las anomalías y en su análisis AVO. Todo este trabajo permite clasificar los prospects definidos en el área no solo en base a su componente estructural sino teniendo en cuenta los fenómenos antes descritos que relacionan los prospects con la posible presencia de hidrocarburos en los almacenes. Esta clasificación ha definido los prospects con un mayor valor exploratorio.

El objeto de la comunicación no es otro que el de mostrar la metodología de trabajo que creemos válida para la exploración de la Cuenca de Trujillo y, por analogía, para otras cuencas poco exploradas. Una vez perforados los sondeos de exploración obligados en el área, podremos validar esta metodología con datos geológicos precisos y, particularmente petrofísicos que dichos sondeos nos proporcionarán.

INTRODUCCIÓN

Tras la revisión de las líneas sísmicas disparadas en los años 70 en el offshore peruano, se observó que una cuenca de gran espesor (hasta 6000 m de sedimentos) y extensión (casi 250 kms a lo largo de su eje axial), permanecía prácticamente inexplorada costas afueras del Norte peruano, entre las localidades de Chiclayo y Chimbote, ya que tan solo un pozo exploratorio sobre el borde de la cuenca había sido perforado.

Una vez que Digicon en el año 1993 disparara una sísmica sobre todo el offshore peruano, las ideas meramente bosquejadas con la anterior sísmica, de mediocre calidad, fueron confirmadas. Fue entonces cuando Repsol Exploración Perú procedió a la petición de un lote a Perupetro que ocupaba todo el área de la cuenca de Trujillo. La posterior campaña sísmica disparada por Digicon en 1996 permitió la definición del esquema estratigráfico y estructural de la cuenca.

Simultáneamente a este trabajo, una serie de imágenes Landsat de satélite fueron tomadas, tratadas y estudiadas sobre esta zona del offshore peruano, reconociéndose el área como la segunda zona con mayor presencia de oil seeps activos del mundo (fig. 1), tras el Golfo de México. Estos oil-seeps sobre la cuenca de Trujillo ya habían llamado la atención desde el siglo XV, cuando aparecen referencias a la existencia de manchas de aceite cercanas a las Islas de Lobos, en el norte de la cuenca. El estudio geoquímico de datos muestreados de estas manchas confirmó que su origen era de la misma familia de crudos que los producidos en Talara.

Este contexto, la presencia de hidrocarburos sobre la superficie del mar producidos en un sistema petrolífero activo, fue el que condujo a realizar un estudio exhaustivo de anomalías de amplitud tales como bright-spots, flat-spots, etc (DHI) así como un estudio de AVO. Los resultados de ambos estudios fueron tomados en cuenta para programar la última campaña sísmica disparada en la cuenca en 1998 por Western, que permitió definir con precisión los diferentes "leads" identificados y realizar un estudio AVO más profundo que permitiera decidir los mejores proyectos para perforar.



Fig. 1 Mancha de aceite sobre la superficie del mar

ANTECEDENTES TEÓRICOS

El estudio de indicadores directos de hidrocarburos y de la variación de la amplitud con el offset es una técnica conocida desde los años 70. Los adelantos tanto en la adquisición digital de los datos como en el procesamiento de los mismos, siempre unido al desarrollo tecnológico de microprocesadores cada vez capaces de realizar más cálculo en menores tiempos, ha permitido un importante salto cualitativo en la interpretación sísmica. No solamente las estructuras o los diferentes modelos deposicionales de cada diferente cuenca pueden ser extraídos de las líneas sísmicas sino que un estudio sismoestratigráfico y de facies sísmicas es poco menos que obligado con la actual calidad de sísmica con la que se trabaja.

Las propiedades petrofísicas de las rocas y la propagación de ondas en medios continuos se basa en la teoría de la elasticidad cuyos dos parámetros básicos son los constantes de Lamé, λ (relacionado con la compresibilidad del medio por donde se propagan las ondas) y μ o módulo de cizalla, relacionado con los esfuerzos y deformaciones tangenciales. Estas dos constantes se pueden relacionar entre sí mediante el coeficiente de Poisson, σ :

$$\sigma = \frac{\lambda}{2(\lambda + \mu)}$$

Las variaciones que se producen en el coeficiente de Poisson de un material como consecuencia de la porosidad y del relleno por parte de un fluido, bien líquido bien gas, de los poros intersticiales, (que inciden directamente en la densidad y velocidad de un depósito sedimentario), son los elementos que nos van a permitir discernir la ocurrencia de facies arenosas, arcillosas, calizas, etc y la posibilidad de que esas formaciones se encuentren rellenas de hidrocarburos.

En el caso de los DHI, lo que buscamos en nuestra sísmica son "bright-spot", "flat-spot", "dim-spot", "time-sag" o pérdidas de frecuencias y/o amplitudes. El "bright-spot" ocurre como consecuencia de que

una amplitud, positiva o negativa, correspondiente a un reflector alcanza un valor mucho mayor que el resto de amplitudes para ese reflector sobre un rango determinado de CDPs. De hecho, cualquier “amplitud anómala” o cualquier reflexión que brille relevantemente puede ser catalogada como “bright-spot”, aún a pesar de que ello por sí solo no signifique en absoluto que exista la presencia de hidrocarburos ni tan siquiera la presencia de almacén. Tan solo nos indica que un brusco cambio de impedancia acústica y/o de coeficiente de Poisson, está teniendo lugar para esa interfaz.

Es problema del interpretador razonar las posibles causas que producen este efecto y si están ligadas a una posible presencia de hidrocarburos. El “flat-spot” simplemente es un “bright-spot” que se manifiesta asombrosamente plano y que, cuando corresponde con un contacto hidrocarburo-agua, se muestra disconforme con las reflexiones litológicas que limitan la trampa sobre un área limitada por contornos estructurales. El hecho de que los contactos gas-fluidos o entre fluidos se muestren siempre como una superficie plana ha puesto de relieve que este indicador de hidrocarburos se considere como uno de los más fiables en la detección directa de hidrocarburos. En el “dim-spot”, sobre una serie de CDPs se observa como la amplitud de la ondícula se hace más débil hasta incluso poder llegar a cambiar de polaridad, pasando de valle a pico o viceversa. Ello es debido a que la amplitud con el offset decrece, lo que produce que en las trazas lejanas tengamos polaridad opuesta a la de las trazas cercanas, y en el stack aparezcan amplitudes en torno a cero. Este efecto es uno de las más difíciles de reconocer en las líneas sísmicas. El “time-sag” o la pérdida de frecuencias y/o amplitudes está relacionada con la presencia de gas en el reservorio, que produce una atenuación y una pérdida de frecuencia y/o amplitudes así como retrasa la llegada en tiempo de las reflexiones correspondientes a la base del almacén, por ser menor la velocidad de propagación de las ondas en medios gaseosos.

La existencia de gas en los almacenes, bien asociado al petróleo como “gas-cap” bien rellenando únicamente el reservorio, hace, por un lado, que exista normalmente un contraste fuerte de impedancia acústica en la interfaz sello-almacén del gas, y por otro, determina un cambio fuerte en el coeficiente de Poisson (considerablemente mayor cuando es gas el fluido que rellena los poros del almacén que cuando es petróleo) con el efecto correspondiente en la variación de la amplitud con el offset. La combinación de ambos efectos determina la existencia en sísmica de un claro ejemplo de “bright spot”. Por tanto, la gran mayoría de DHIs están relacionados principalmente con la presencia de gas en los almacenes, pero la presencia de petróleo puede ser también detectada cuando su GOR es alto.

Sin embargo, no basta con la detección de “bright-spots” para la identificación de la presencia de hidrocarburos en un almacén, puesto que otros factores como intrusiones volcánicas, carbones o arenas muy limpias saturadas en agua pueden determinar la existencia de “bright-spots” en la sísmica. Es entonces cuando aplicamos el análisis de la variación de la amplitud con el offset, AVO.

El análisis AVO consiste en el examen de las reflexiones para distintos offsets, es decir, para distintas distancias fuente-receptor. La amplitud de las reflexiones sísmicas en un interfaz que separa dos medios depende del contraste en las propiedades elásticas de los dos medios y del ángulo de incidencia que, a su vez, depende de la distancia fuente-geófono (offset) y de la profundidad del reflector. La presencia de gas rellenando los poros de una roca clástica disminuye la velocidad de propagación de la onda P en la roca de manera sustancial, mientras que prácticamente no afecta a las velocidades de las ondas S. El cambio en el cociente de la velocidad de las ondas P y de las ondas S, o lo que lo mismo, el cambio en el coeficiente de Poisson, determina que para algunos almacenes, la amplitud de las reflexiones asociadas a rocas saturadas en gas aumenten con el offset. Este comportamiento anómalo constituye la base para la utilización del AVO como indicador directo de hidrocarburos. Fue Zoeppritz quien desarrolló las ecuaciones que expresan la dependencia de los coeficientes de reflexión con el ángulo de incidencia. Sus ecuaciones predicen el cambio esperado en amplitud para cualquier combinación de velocidad de la onda P, de la onda S y densidad a ambos lados del reflector. Puesto que las soluciones de las ecuaciones de Zoeppritz son complejas, es difícil interpretarlas de forma intuitiva. Por ello se han desarrollado diferentes aproximaciones como el factor Fluido (Smith/Gidlow), la aproximación de Hilterman o la aproximación de Mobil, siendo entre ellas la más comúnmente usada la aproximación de Shuey para ángulos de incidencia menores o iguales que 30° donde tan solo tomamos en cuenta el primer término de la solución de la ecuación. La aproximación de Shuey (fig. 2) toma la siguiente expresión matemática:

$$R(t,\theta) = R(t)_0 + G(t)\sin^2(\theta)$$

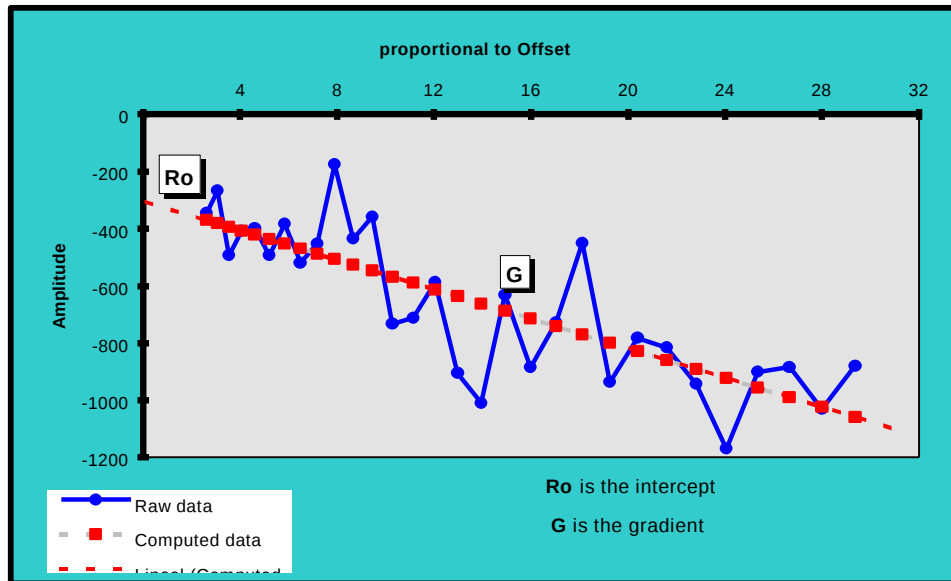


Fig. 2 Recta de regresión correspondiente a la aproximación de Shuey sobre un CDP

Son tres las clases de anomalía AVO más asiduamente descritas, aunque recientemente Castagna propone una cuarta categoría adicional (Clase IV):

- Clase I, disminución de la amplitud con el offset, R_0 grande y positivo
- Clase II, R_0 positivo o negativo, pero próximo a cero y aumento de la amplitud con el offset produciéndose incluso un cambio de polaridad.
- Clase III, R_0 negativo y grande, y aumento de la amplitud con el offset haciéndose el intercept todavía más negativo.
- Clase IV, R_0 negativo y grande, y la amplitud disminuye con el offset para el caso en que la velocidad de la onda S sea incluso menor para la arena con gas que para las arcillas envolventes

El estudio de DHIs, tanto a nivel de sección stack/migrada, como a nivel de CDP (AVO) nos va permitir evaluar la bondad y el potencial exploratorio de una cuenca realmente inexplorada teniendo en cuenta las limitaciones impuestas por los siguientes condicionantes: escasez de parámetros petrofísicos para el modelo geológico, imposibilidad de encontrar una solución única, dispersión en la naturaleza de los datos, etc.

ENCUADRE GEOLÓGICO

La cuenca de Trujillo (fig.3) se encuentra ubicada a 150 kms de la costa peruana, en el zócalo marino, a la latitud de la ciudad de Trujillo. 200 kms más al norte se encuentra la prolífica provincia petrolera de Talara, donde cerca de 2 MMBO han sido producidos hasta la fecha. La cuenca de Trujillo se extiende sobre más de 13000 kms² y la lámina de agua varía entre 60 y 1400 m.



Fig. 3 Mapa de posición de la cuenca

Un corte W-E nos muestra la cuenca de Trujillo emparedada entre el prisma de acreción de la placa Pacífica que subduce bajo la placa sudamericana al Oeste, y la cuenca de Salaverry al Este. En este contexto se podría catalogar la cuenca de Trujillo como una cuenca de antearco, aunque realmente tiene una historia geológica diferenciada de este tipo de cuencas. Tras el estudio estructural de la sismica disparada en el bloque tres principales eventos han sido reconocidos en la cuenca:

- Una fase de pre-rift durante el Mesozoico, e identificable en sismica por una discordancia angular; es la responsable de las principales rocas madres de las diferentes cuencas peruanas (Cretácico Inferior en Talara),
- una apertura de cuenca pull-apart gracias a un sistema transtensional durante el Eoceno, responsable del enorme relleno de sedimentos de los semigrabens abiertos, hasta 6000 m de clásticos, y sincrónico con el primer levantamiento andino y posteriormente
- una fase transpresional durante el Oligoceno/Mioceno, coincidente con el pleno levantamiento de los Andes, que ha invertido considerablemente el Norte de la cuenca, Lobos graben, llegando a aflorar el Paleozoico en las islas de Lobos de Afuera, y ligeramente el resto de la cuenca, comportándose en esta fase la cuenca como una típica cuenca de antepaís con la dirección de aporte de sedimentos del Este.

El esquema litoestratigráfico (fig.4) del bloque, basado en la interpretación sísmica, permite bosquejar tres principales episodios turbidíticos durante el Eoceno. El Paleozoico aparece metamorfozado y se revela como el basamento económico para esta área. En el Cretácico Inferior aparecen calizas con un alto contenido orgánico, responsables del petróleo de Talara, la formación Muerto, así como una serie arcillosa. El Paleoceno no aparece en ninguno de los pozos exploratorios del área sin existir una razón convincente para explicar este hiato deposicional. Posteriormente se identifican los tres episodios turbidíticos mencionados. Se encuentran encastrados en arcillas hemipelágicas y siempre asociadas a los ejes axiales N-S de los depocentros. Han sido diferenciados tres sistemas:

- Un sistema del Eoceno Inferior, que corresponde a facies de aguas profundas en el Norte del bloque, Lobos semigraben, reconociéndose turbiditas no confinadas asociadas a basin floor fan y slope fan complex con shingled turbidites, y facies conglomeráticas, como las reconocidas en Delfín-1, depositadas en el borde de la paleoplataforma en el resto del bloque.

- Un sistema del Eoceno Medio, depositado principalmente en los grabens centrales, Morsa y León, y que corresponde a sistemas clásticos turbidíticos confinados y controlados por fallas sinsedimentarias, estando sus depósitos caracterizados por canales agradacionales y facies tabulares deformadas por el movimiento de fallas lísticas.
- Un sistema del Eoceno Superior, depositado principalmente en el graben del Sur, Orca, que corresponde igualmente a facies de aguas profundas con turbiditas clásticas no confinadas y controladas en menor medida por fallas sinsedimentarias. En este caso se observan canales amalgamados y facies lobulares.

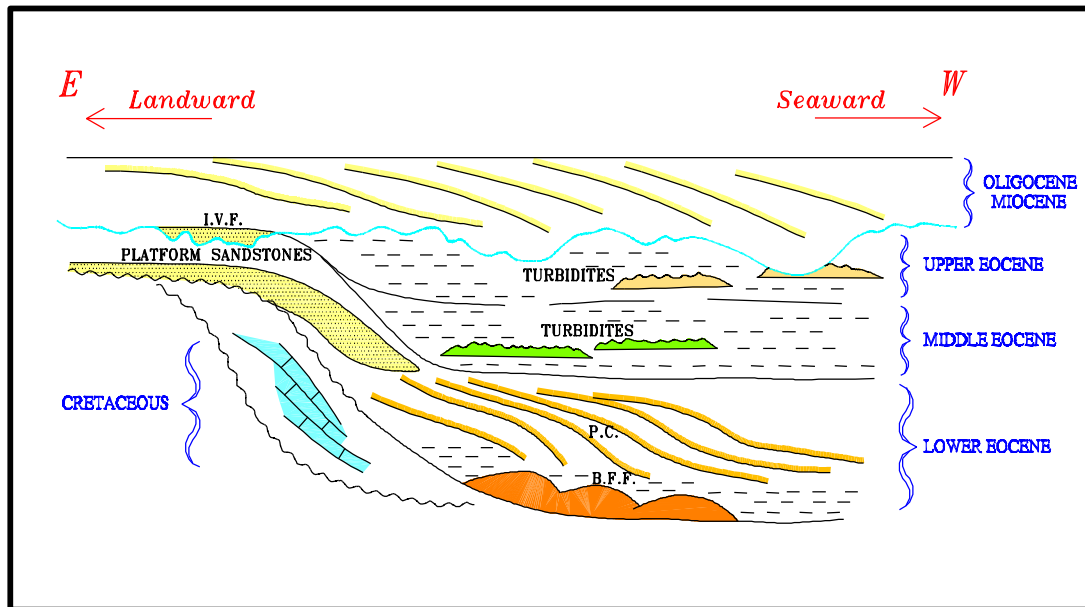


Fig. 4 Esquema litoestratigráfico

La interpretación estructural del bloque ha definido cuatro grabens principales, de Norte a Sur: Lobos, León, Morsa y Orca. Cada depocentro tiene un relleno diferenciado, más joven hacia el Sur, como resultado de una actividad tectónica continua y diacrónica.

Con estas conclusiones sacadas de nuestro estudio sísmico y los datos del sondeo Delfín-1 hemos asumido como reservorio arenas turbidíticas en arcillas hemipelágicas. Con este tipo de almacén como objetivo, las herramientas sísmicas del estudio de amplitudes se manifiestan las más útiles para tratar de extraer más conocimiento de esta área remota.

VOLUMEN DE DATOS Y PROCEDIMIENTO

Para el estudio de anomalías de amplitud se han utilizado las líneas sísmicas provenientes del especulativo de Digicon del 93 y de dos campañas sísmicas programadas por Repsol y disparadas por Digicon y Western Atlas en los años 1996 y 1998 respectivamente. A pesar de que los parámetros de adquisición no fueron idénticos en las diferentes campañas, se intentó respetar tanto el offset a la primera traza como la longitud del dispositivo para obtener unos resultados acordes en la ventana de estudio, que se extendía desde los 500 ms hasta los 3000 ms de profundidad, y tener el suficiente rango de ángulos de incidencia para el posterior estudio de AVO.

Tanto en la campaña especulativa como en las programadas posteriormente los procesados realizados estuvieron encaminados a la preservación de amplitudes y a que el propio procesado no alterara la distribución de amplitudes presentes en los reflectores sísmicos. De esta manera se evitó utilizar cualquier control de ganancia de amplitud, procesamiento de coherencia, etc.

Dada la diferente fuente de energía que fue utilizada en cada una de las campañas sísmicas adquiridas, desde 2800 a 4500 pulgadas cúbicas, ninguna medida absoluta y ninguna comparación entre amplitudes

de diferentes campañas pueden ser realizada, pero todos estos datos se muestran tremendamente válidos para efectuar comparaciones cualitativas tanto de las amplitudes que se encuentran en cada línea sísmica como de las amplitudes halladas en las trazas cercanas y lejanas, correspondientes a los diferentes ángulos de incidencia, como de las amplitudes correspondientes a la misma campaña en diferentes áreas o inclusive diferentes campañas en la misma área. (En cualquier caso, lo que resulta evidente es que a mayor control de procesamiento, y a unos objetivos más claros y concisos, la distribución de amplitudes aparece más aleatoria y se encuentra menos saturada).

Otro elemento imprescindible para realizar nuestro estudio AVO fue la utilización del único sondeo presente en el área, Delfín-1 (fig. 5), como fuente de los parámetros petrofísicos que posteriormente se utilizarían para el modelado del citado sondeo así como para hipotéticos casos de almacenes arenosos impregnados en gas e hidrocarburos líquidos. El sondeo Delfín-1 fue un pozo exploratorio perforado por Oxy en 1975 sobre el margen suroriental de la cuenca de Trujillo. Alcanzó la profundidad de 2668 m y atravesó una gruesa sección de Mioceno, 930 m, un espesor de Eoceno Superior de 700 m, otra tanta sección de Eoceno Medio, 650 m, y unos 170 m de Eoceno Inferior para posteriormente penetrar 60 m en gneises del basamento, presuntamente Paleozoico. El objetivo del sondeo eran unos niveles arenosos reconocibles en sísmicas posteriores que se acuñaban contra el basamento. El pozo encontró indicios de gas en el Eoceno Superior.

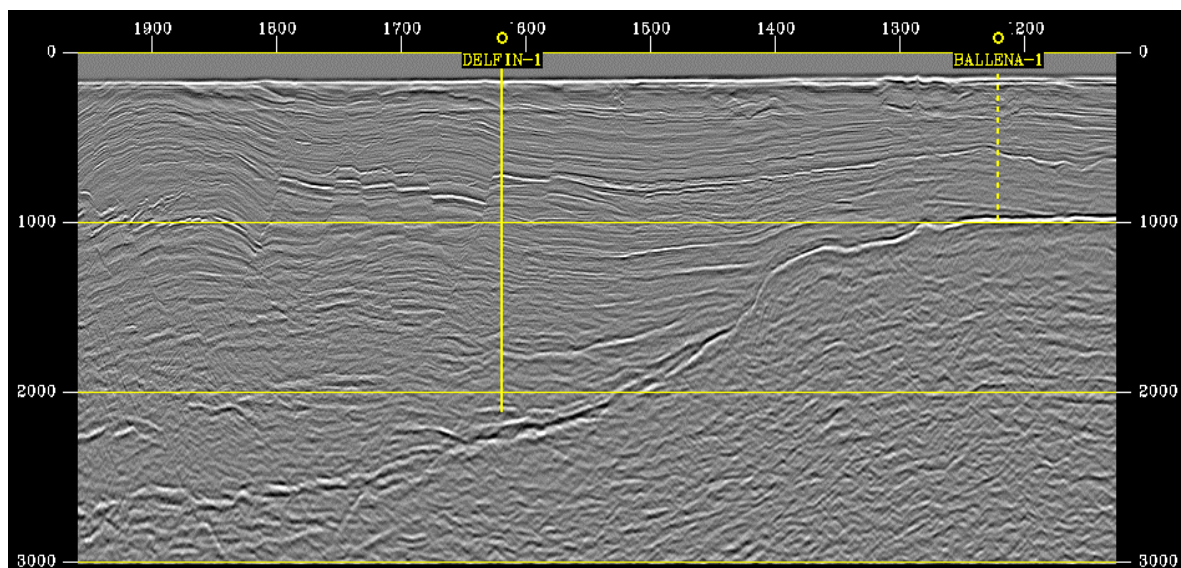


Fig. 5 Línea sísmica sobre el sondeo Delfín-1

A pesar de encontrarse situado el sondeo Delfín-1 en el margen de la menos profunda de las subcuencas, Orca semigraben, y que dentro del encuadre tectonosedimentario, las posibles turbiditas depositadas en esta área se encuentran en unas facies más distales y menos limpias (mayor proporción de arcillas que de arenas), se han hallado paquetes de arena turbidíticas de hasta 40 m de potencia, con porosidades máximas del 25% y medias del 15% en dicho pozo.

En este sondeo, se registraron diagrfías de rayo gamma, de potencial espontáneo, resistividades, sónico de ondas P y densidades de las formaciones. Con estos dos últimos registros se generó una curva de impedancia acústica para el pozo, de la que posteriormente se produjeron una serie de sismogramas sintéticos (fig. 6) generados a partir de diferentes tipos de onda con diferentes frecuencias, y que se utilizaron para hallar la polaridad y la fase de la ondícula presente en las líneas sísmicas utilizadas. Así se comprobó que una onda Ricker fase cero de 25 Hz de frecuencia era la que mejor se emparejaba con la ondícula presente en nuestra sísmica. La polaridad de la onda de esta manera definida era normal, es decir, un incremento en impedancia acústica está representado por un pico negro, un valor positivo. Asimismo se ha constatado que en la sísmica adquirida la ondícula es fase cero con un pequeño retraso, correspondiendo el tiempo del evento al inmediatamente posterior a la interfaz valle rojo – pico negro, ya en la ondícula del pico negro, pero distante del punto de su máximo valor de amplitud.

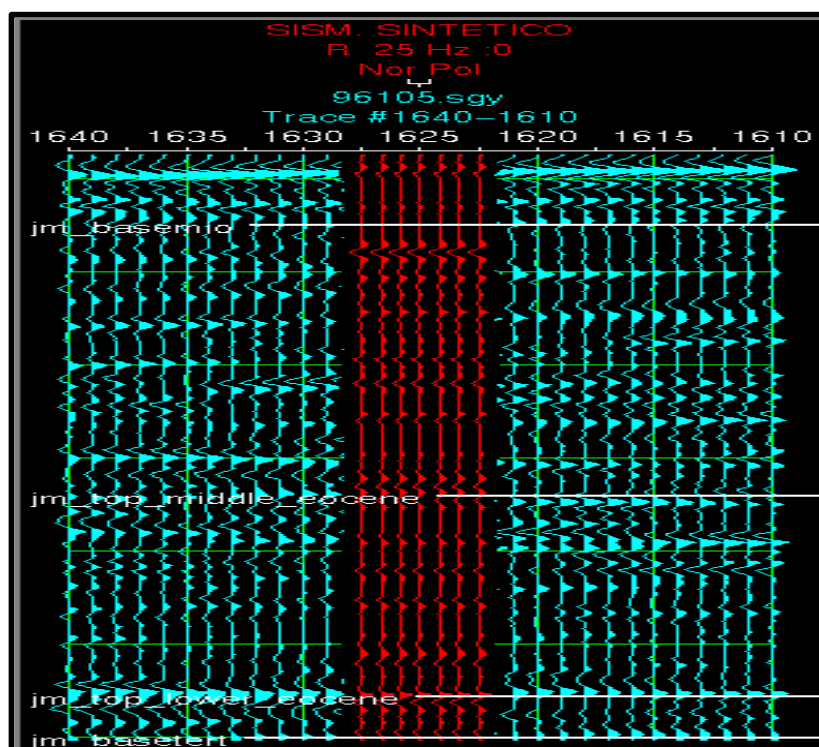


Fig. 6 Sismograma sintético del sondeo Delfín-1

El sondeo Delfín-1 también fue utilizado para realizar un modelado AVO que nos suministrara información sobre el comportamiento del reservorio en presencia de hidrocarburos. Con los datos suministrados de las diagráfias realizadas en el sondeo, se generó una curva de impedancias acústicas para las formaciones atravesadas por el sondeo. Dado que no se registraron ondas de cizalla, fórmulas empíricas que relacionan el potencial espontáneo y/o el rayo gamma con la velocidad de las ondas S se utilizaron para crear una curva de coeficientes de Poisson lo más cercana a la realidad posible para toda la columna del sondeo.

Se modelaron dos niveles diferentes de arenas, unas pertenecientes al Eoceno Medio y otras al Eoceno Inferior, con diferentes propiedades petrofísicas: potencia, permeabilidad, porosidad, velocidad de las ondas y compresibilidad, teniéndose en cuenta dos casos: agua y gas.

Para el caso del agua, el caso real, la respuesta AVO de los niveles fue similar. Ambas presentaron R_0 y G cercanas a cero, es decir, no había contraste de impedancias y no se producía ni aumento ni disminución de la amplitud con el offset. Esta respuesta AVO negativa lleva a la conclusión de que la arena con agua sería muy difícil de identificar en la sísmica, y tan solo veríamos de forma muy tenue el techo de la arena o almacén. En el caso de la arena impregnada en gas, la respuesta de cada nivel es más variada. No obstante para ambos niveles arenosos se produce el fenómeno del cambio de polaridad, de tal manera que el techo del almacén que correspondía a un pico negro se transforma en un valle rojo por la presencia de gas. En el caso de las arenas del Eoceno Medio, R_0 es cercana a cero y negativa y G pequeña y positiva, AVO respuesta de clase II, y para el reservorio del Eoceno Inferior (fig. 7), R_0 es negativa y grande y el gradiente también negativo, AVO respuesta de clase III, la más típica de las arenas gasíferas.

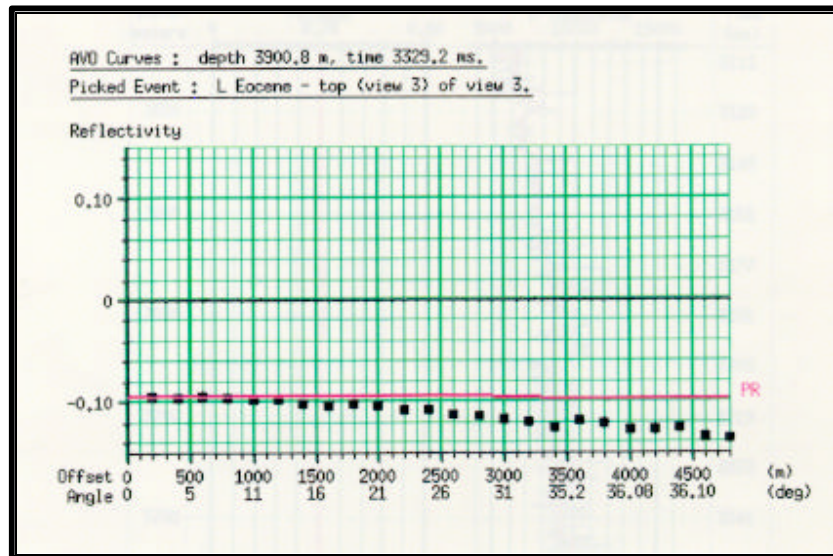


Fig.7 Modelo teórico, presencia de gas

Con estos resultados del modelado de Delfín-1, y puesto que en el caso de la cuenca de Trujillo, tanto por el tipo de roca madre, kerógeno de tipo II-III, como por la evidencia en los oil-seeps, que siempre se encuentran asociados a burbujas de gas, se procedió a una búsqueda e identificación exhaustiva principalmente de anomalías AVO de clase III en las imágenes sísmicas que podían asimilarse a trampas, tanto estructurales como estratigráficas.

Se tomaron todas las líneas disparadas sobre el bloque, y se procedió a la identificación de aquellas imágenes sísmicas (fig. 8,9) que mostraban un alto potencial exploratorio ya fuera bien por mostrarse especialmente brillantes, altas amplitudes relacionadas con el almacén, bien por revelar algún otro indicador directo de hidrocarburos o por descubrir relieves deposicionales ligados a la presencia de arenas. Tras seguirse exactamente el horizonte de estudio, se extrajeron las amplitudes para el rango de media longitud de onda en torno a al pico de la reflexión, y se procedió a hacer un estudio de amplitud por semigrabens y campañas sísmicas, al efecto de tener tanto los rangos de variación de las amplitudes como los máximos valores observados en cada uno de ellos. Una vez homogeneizados todos estos valores se prestó especial atención a aquellas figuras sísmicas que superaban un corte mínimo de amplitud. De estas imágenes sísmicas se deshecharon aquellas figuras que no concordaban con el modelo geológico de deposición de sistemas turbidíticos en aguas profundas. Se valoró asimismo la presencia cercana de chimeneas de gas y oil seeps en las proximidades de las figuras sísmicas. Posteriormente una serie de figuras sísmicas fueron seleccionadas con estos criterios para realizar sobre ellas el estudio de AVO.

Para realizar el estudio AVO se utilizó el método desarrollado por Repsol que se estructura en los siguientes pasos:

- Lectura de la cinta SEG Y con los CDP gathers.

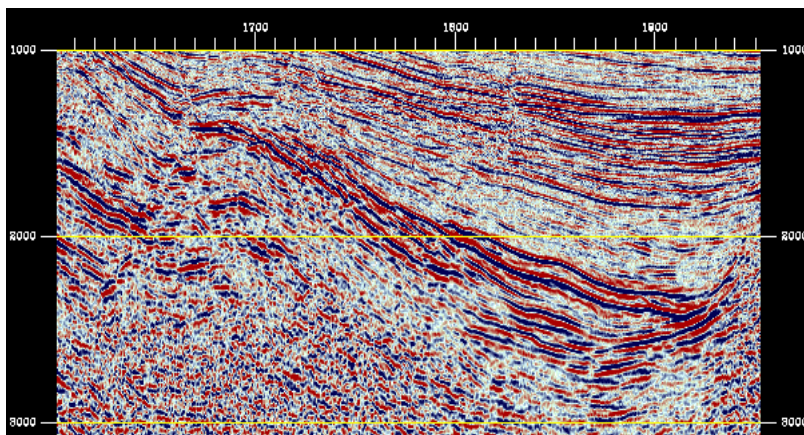


Fig. 8 Línea sísmica 1, anomalía de amplitud

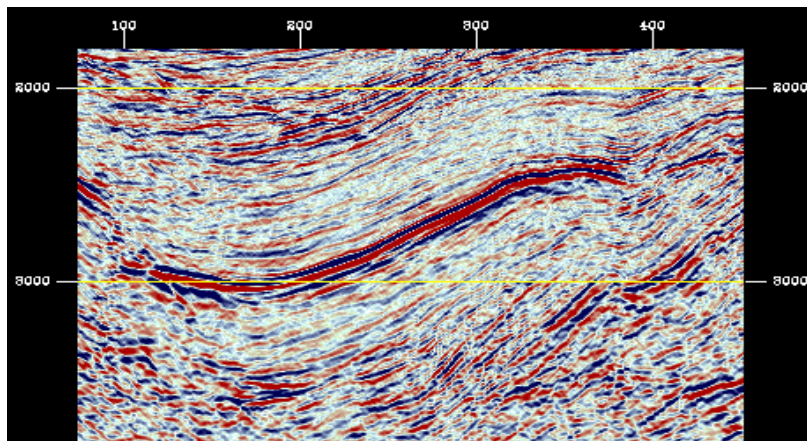


Fig. 9 Línea sísmica 2, anomalía de amplitud

- Carga de los CDP gathers como proyecto 3D en una estación de trabajo de interpretación sísmica. El nº de CDP pasa a ser "inline" y el nº de canal pasa a ser "crossline". Al no ser una 3D real careceremos de coordenadas por lo que se utiliza como intervalo entre CDPs la distancia real entre ellos, realizándose la misma operación para los canales, eligiendo un origen de coordenadas cualquiera.
- El interpretador procede a la identificación del horizonte de interés y realiza el picking y la extracción de un horizonte de amplitud automáticamente. De este horizonte se exporta un fichero ASCII con las amplitudes así calculadas. El picking debe ser cuidadoso, eligiendo un máximo o un mínimo. Asimismo es conveniente extenderse fuera de la anomalía para poder apreciar los cambios de comportamiento
- Edición del fichero ASCII generado. Esta edición se debe hacer simultáneamente viendo las trazas de un CDP y los valores de amplitud interpretados pues es fundamental eliminar del fichero los valores de amplitud anómalos que corresponden a malas trazas, ruidos, etc.

A partir de los datos de amplitud extraídos de la estación de trabajo por el interpretador se realizan las siguientes operaciones:

- Conversión del número de canal a offset y $\sin^2$ del ángulo de incidencia. Esta conversión se realiza para representar las amplitudes respecto al $\sin^2$ del ángulo. En la aproximación de las ecuaciones de Zoeppritz realizada por Shuey, las amplitudes varían linealmente con el $\sin^2$ del ángulo. Esta aproximación es la que se utiliza habitualmente, al ser válida para ángulos menores de 30° , los usuales, y permitir extraer información adicional de los parámetros de la recta de regresión (G , gradiente, y R_0 , ordenada en el origen).
- Cálculo de la recta de ajuste de cada CDP y las amplitudes teóricas que de ella se derivan (fig. 2).
- Representación de amplitudes reales brutas y filtradas (fig. 10), amplitudes teóricas, residual de amplitud (diferencia entre las reales y las teóricas) y coeficiente de regresión. Estos dos últimos documentos son muy útiles para calibrar tanto la calidad de los datos como la del ajuste al modelo teórico. La representación es en forma de mapas de isolíneas, donde el eje X es el nº de CDP y el eje Y el $\sin^2$ del ángulo de incidencia.

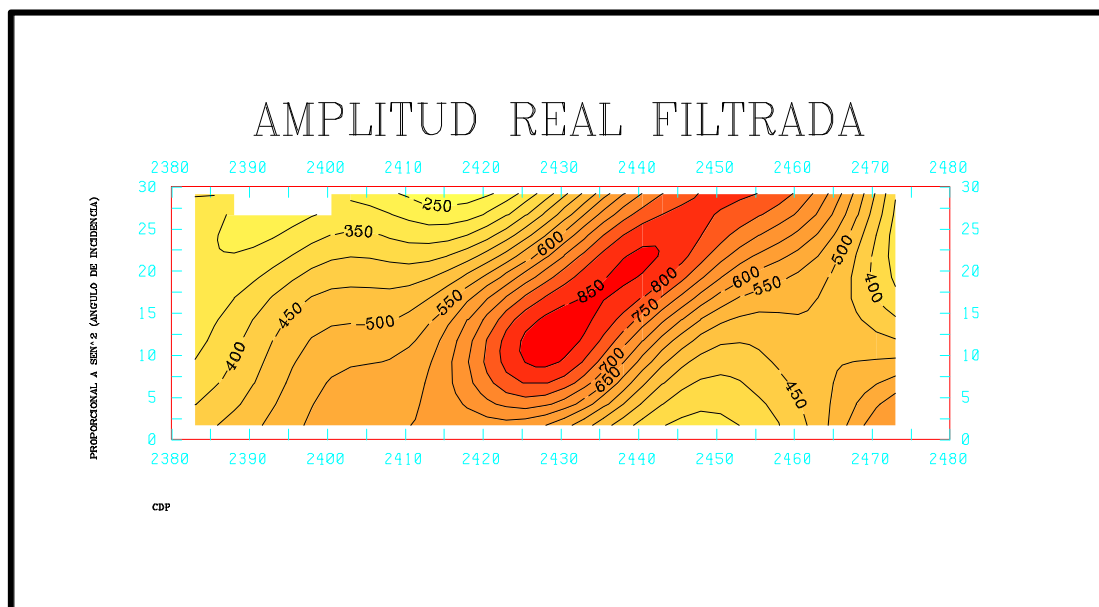


Fig. 10 Mapa amplitud real filtrada

Una vez creados todos estos mapas y vistas las tendencias que mostraban las amplitudes contra el offset así como los valores de R_0 y G se pasó a su interpretación teniendo en cuenta los resultados alcanzados tras modelar el sondeo Delfín-1, es decir, la búsqueda de figuras sísmicas con un comportamiento AVO de clase III, un aumento de la amplitud con el offset, lo que en nuestros mapas se observaría como un cambio del rango de colores del amarillo hacia el rojo.

CONCLUSIONES

Tras el análisis de los datos reflejados en el estudio AVO, se observó que un alto porcentaje de las figuras sísmicas seleccionadas mostraban una respuesta AVO positiva, anomalía de clase III (fig. 11,12,13), de acuerdo a las hipótesis empleadas en el modelado del sondeo Delfín-1. Los mejores resultados aparecieron ligados a los depocentros centrales, León y Morsa, debido principalmente a dos factores: la calidad de la respuesta sísmica, mucho mejor que en el área del Norte, Lobos subgraben, donde el estudio AVO no ha sido concluyente por la pobre calidad de la respuesta sísmica, y la clara identificación de los objetivos en los cuerpos turbidíticos para estas dos subcuencas.

El proyecto pues, fue exitoso en la identificación de los prospects de más alto potencial exploratorio basado en los resultados del estudio de anomalías de amplitud y presencia de respuesta de AVO de clase III. Esta clase de anomalía detectada está asociado a almacenes arenosos impregnados en gas, y cuando en la cuenca se ha generado tanto gas como petróleo, como en la cuenca de Trujillo (la prueba concluyente son los oil-seeps asociados a burbujas de gas), son potencialmente indicadores de almacenamiento tanto de hidrocarburos gaseosos como líquidos.

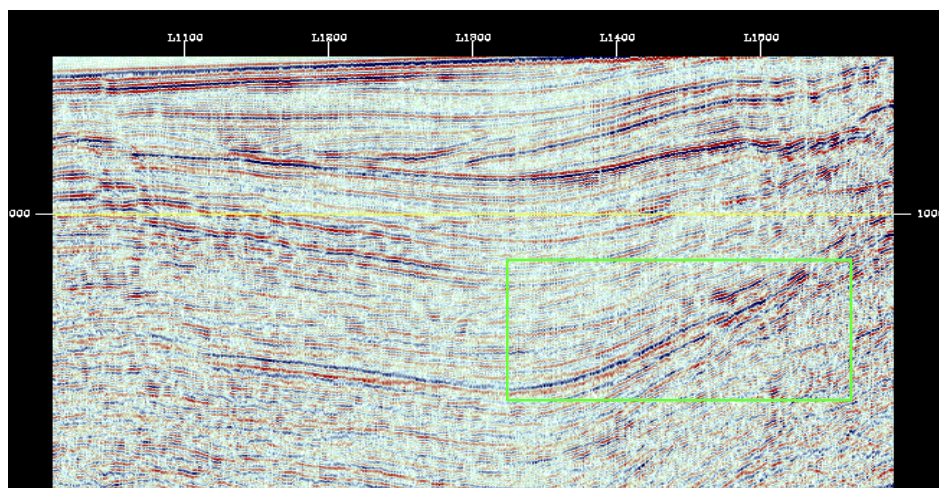


Fig. 11 Línea sísmica 3, trazas cercanas

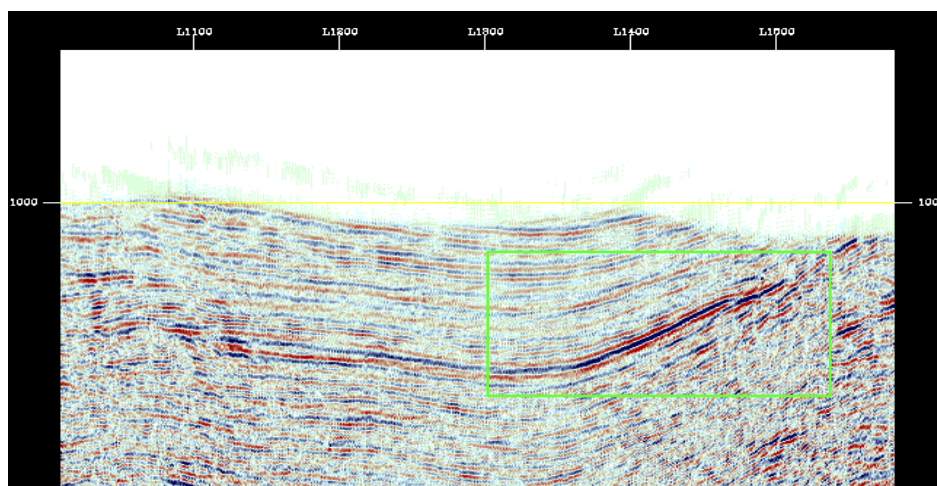


Fig. 12

Línea sísmica 3, trazas lejanas

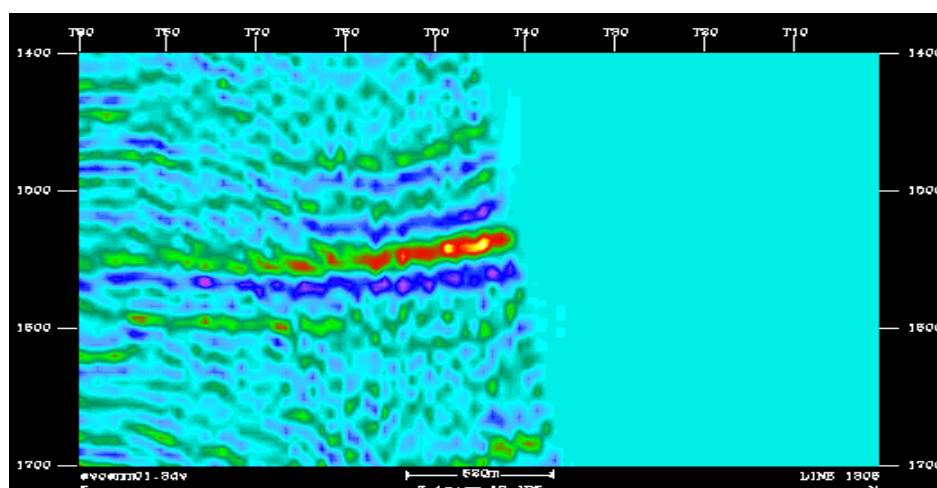


Fig. 13

Línea sísmica 3, AVO clase III sobre un CDP seleccionado

El modelado del sondeo Delfín-1 y los resultados de esta investigación podrán ser validados a medida que se conozcan los resultados de los próximos sondeos que se perforen en el área. En este sentido, información de las velocidades de las ondas P y S en los próximos sondeos a perforar, así como el exacto conocimiento de las propiedades petrofísicas de los almacenes redundarán en el mejor conocimiento del área, el perfecto ajuste del modelo geológico tenido en cuenta y de la clase de anomalía AVO asociada a esta cuenca, y por ende, en el éxito de su futura exploración.

CONTRIBUCIONES TÉCNICAS

Las principales contribuciones técnicas que este método permite realizar se detallan a continuación:

- Innovación en el tratamiento pormenorizado del estudio AVO, evitando las limitaciones impuestas por el procesamiento sísmico: picado de los horizontes a tiempo constante o falta de control del error sistemático de los CDPs, limitaciones siempre presentes en el análisis AVO convencional
- Introducir una nueva dimensión, amplitud, que se suma a las dos dimensiones conocidas para las líneas sísmicas 2D, esto es, longitud y tiempo para poder trabajar con estas líneas como líneas 3D.
- Aplicación de una técnica, utilizada con éxito por Repsol en campos productivos, sobre un área inexplorada.
- Exploración en detalle del zócalo marino peruano costas afuera de la ciudad de Trujillo.

BIBLIOGRAFÍA

- AKI, K. y RICHARDS, P.G. 1979, Quantitative Seismology, W.H. Freeman and Co.
- BROWN A., 1986, Interpretation of 3 Dimension Data, AAPG, Memoir 42
- BACKUS M y CHEN L. 1975, Flat spot exploration, Geophysical Prospecting, V. 23, 533-577.
- CASTAGNA, J.P., BATZLE M.L. y EASTWOOD R.L. 1985, Relationships between compressional waves and shear waves velocities in clastic silicate rocks, Geophysics 50, 571-581.
- CASTAGNA, J.P. y SWAN H., 1997, Principles of AVO crossplotting, The Leading Edge, April, 337-342.
- GIDLOW P.M., SMITH G.C. y VAIL P.J. Soekor, South Africa 1992, Hydrocarbo detection using Fluid Factor traces. A case story, 78-89.
- HILTERMAN F. 1990, Is AVO the seismic signature of lithology?, The leading Edge, V.9, N° 6, 15-22
- LANFRANCHI P. 1991, Amplitude versus offset processing, CGG Technical series 593.91.10
- OSTRANDER W.J., 1984, Plane wave reflection coefficients for gas sand at no-normal angles of incidence, Geophysics, vol. 49, 1637-1648
- RUTHERFORD S. y WILLIAMS R. 1989, Amplitude versus offset variations in gas sands. Geophysics, vol. 34, 680-688
- SHUEY, R.T., 1985, A simplification of the Zoeppritz equations, Geophysics 50, 609-614
- SMITH, G.C. y GIDLOW, P.M. 1987, Weighted stacking for rock property estimation and detection of gas, Geophysical Prospecting 35, 993-1014
- VERM, R y HILTERMAN, F. 1995, Lithology color-coded seismic sections. The calibration of AVO crossplotting to rock properties, The Leading Edge, August, 847-853