

Prospectividad de la Zona de Desarrollo Conjunto de Nigeria-São Tomé y Príncipe – un método geocientífico integrado

Matthew Tyrrell^{1*}, Muhammad Tammanai¹ y Sam Hosseinzadeh¹ presentan un conjunto de datos sobre una prolífica región productora de hidrocarburos.

El área de la Zona de Desarrollo Conjunto (JDZ, por sus siglas en inglés), entre Nigeria y São Tomé y Príncipe, se encuentra en el frente sur del delta del Níger. El delta es una prolífica región productora de hidrocarburos con numerosos descubrimientos comerciales de petróleo, condensado y gas. La JDZ se divide en 11 bloques de exploración de hidrocarburos que han experimentado rondas de licitaciones competitivas; de forma notable en 2004, cuando se ofrecieron nueve bloques, y un año después, cuando se ofrecieron cinco bloques.

Hasta la fecha, se han perforado ocho pozos dentro de las aguas de la JDZ por parte de grandes compañías petroleras internacionales y se cree que todos han encontrado hidrocarburos. Los pozos Obo-1, Obo-2 y Enitimi-1 encontraron petróleo y gas, mientras que Lemba-1X, Malanza-1X, Oki East-1X, Bomu-1 y Kina-1XR encontraron gas. Esos ocho pozos únicamente se han dirigido a trampas estructurales – seis de esos pozos se han perforado en bloques superiores

de cabalgamientos de pie de talud, mientras que sólo dos (Obo-1 y 2) se han dirigido a yacimientos dentro de un bloque inferior, encontrando petróleo.

En 2002, PGS adquirió un conjunto de datos sísmicos 3D multicliente de 3000 km² sobre la parte norte de las aguas de la JDZ; a continuación, en 2007 se reprocesó este conjunto de datos a través de una secuencia de migración en tiempo preapilado. La prospección sísmica cubre los bloques 1 a 4 (y parcialmente los bloques 5 y 6), cubriendo los ocho pozos exploratorios, y está situado en profundidades de agua de entre 1500 y 2300 m.

Contexto geológico

La JDZ se sitúa sobre la zona compresiva exterior del delta del Níger. Esta zona se asocia normalmente con cabalgamientos de pie de talud de dirección este-oeste que son aparentes dentro de la Formación Agbada y a los que se ve despegar dentro de las lutitas móviles de Akata (Figura 1).

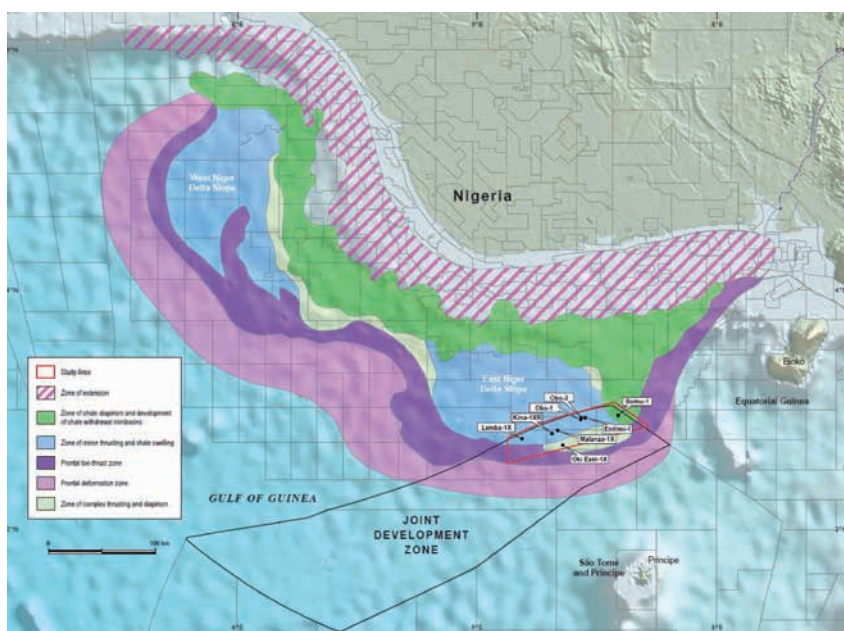


Figura 1 Mapa que muestra las zonas tectónicas del delta del Níger junto con la localización de la Zona de Desarrollo Conjunto (contorno negro), el área de estudio de la prospección sísmica 3D multicliente de PGS (contorno rojo) y la localización de los ocho pozos de estudio.

¹ PGS Reservoir Limited.

* Correo electrónico del autor de contacto: Matthew.Tyrrell@pgs.com

Cuencas y geología del petróleo

En esta sección exterior distal del delta hay presentes dos formaciones: en la parte inferior de la sección estratigráfica está la Formación Akata, que consta de limos de aguas profundas, mientras que la parte superior de la sección consiste en las secuencias de arenas y lutitas deltaicas de la Formación Agbada. Los depósitos de la Formación costera Benin, que normalmente se superpone a la Formación Agbada, no están presentes en este contexto distal (Corredor et al., 2005).

Método de interpretación integrada

Para evaluar con precisión los resultados de los pozos exploratorios recientemente perforados y para determinar la prospectividad de hidrocarburos de la zona, PGS adoptó un método geocientífico integrado que incorpora el volumen sísmico 3D recientemente reprocesado junto con los resultados procesados de los datos de los registros de los pozos y de los informes de la operadora.

Integración e interpretación de los datos de pozo

Los datos de los registros de pozo de la operadora de los ocho pozos perforados se catalogó, digitalizó y procesó para generar una serie de registros lista para la estación de trabajo. A continuación, se sometió a los datos de los registros de pozo a un análisis petrofísico para determinar las propiedades del reservorio y de los fluidos y se generaron conjuntos de registros de CPI (siglas en inglés de Interpretación Procesada por Ordenador). Los resultados del trabajo petrofísico confirmaron las propiedades registradas de los hidrocarburos descubiertos y permitieron evaluar las relaciones neto a bruto, las calidades de los reservorios y las respuestas del relleno de fluidos y también proporcionaron parámetros de entrada para el trabajo de interpretación cuantitativa.

Los conjuntos de registro listos para la estación de trabajo de los ocho pozos se interpretaron utilizando técnicas de estratigrafía secuencial, corroboradas con los datos del informe bioestratigráfico de la operadora. Este método permitió identificar patrones de apilado que corresponden a paquetes de depósito controlados por el nivel relativo del nivel del mar, así como discordancias relacionadas con los cabalgamientos (Figura 2).

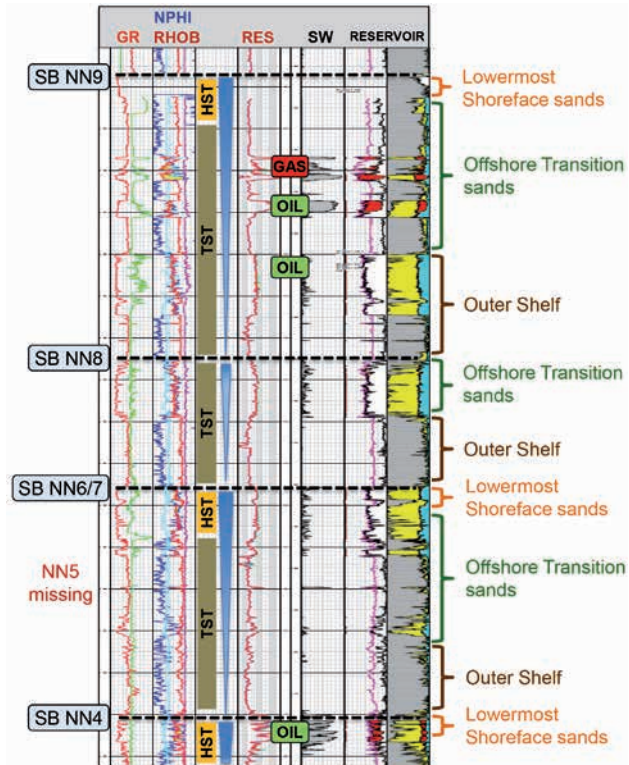


Figura 2 Ejemplo de un registro de pozo del estudio procesado listo para la estación de trabajo que muestra la secuencia estratigráfica y la interpretación del ambiente de depósito junto con los hidrocarburos encontrados.

En la parte superior de muchas de las secuencias identificadas, los patrones de registro sugieren que el aporte de sedimentos comenzó a exceder el espacio de acomodación, como demuestra la presencia de cuerpos de arenisca granocrecientes hacia arriba que pueden indicar procesos de depósito de mayor energía. Aquí, los sistemas son asignados a un cortejo de nivel alto y se interpreta que los ambientes de depósito están dominados por el shoreface inferior. Esos cuerpos de arenisca de nivel alto presentan techos discordantes donde están cubiertos por limolitas de aguas más profundas.

En las partes media e inferior de cada secuencia, el abundante espacio de acomodación dio lugar al depósito de arenas en procesos de depósito de flujos masivos. Aquí,

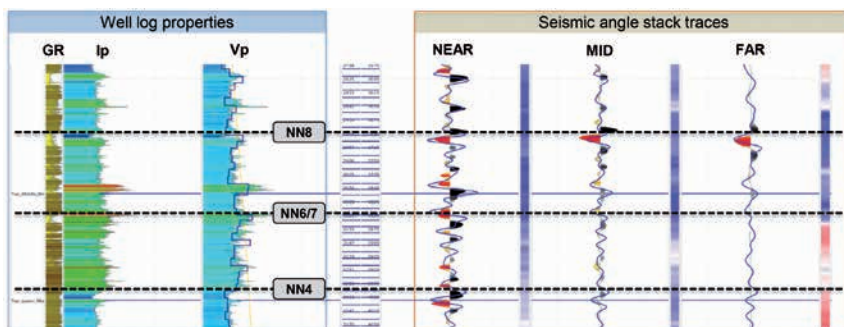


Figura 3 Ejemplo del atado de los pozos y la sísmica preapilado.

Cuencas y geología del petróleo

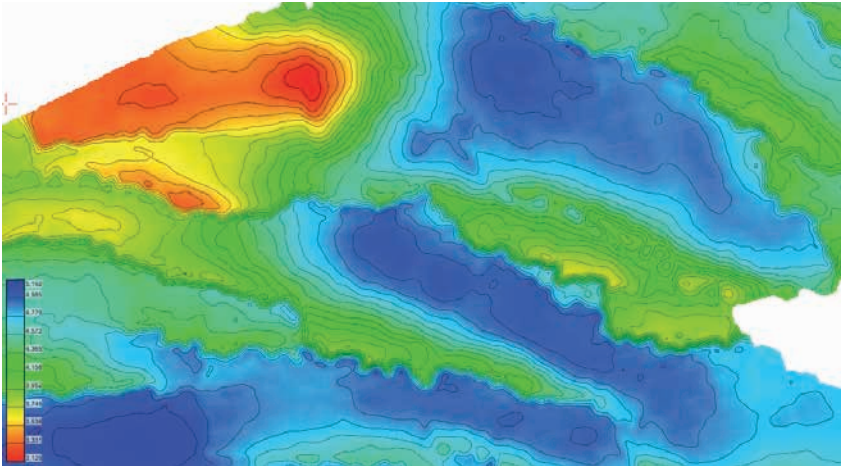


Figura 4 Ejemplo de una superficie de un horizonte en tiempo bidireccional que indica las orientaciones de las fallas y las estructuras de los cabalgamientos de pie de talud y las zonas de lutitas diapíricas. Son esas estructuras las que proporcionan las trayectorias de migración y los mecanismos de entrapamiento para los hidrocarburos encontrados.

los sedimentos se asignan a un cortejo transgresivo o posiblemente de nivel bajo y se interpreta que el ambiente de depósito estaba dominado por una transición marina o por la plataforma exterior. Dentro de esos cortejos en muchos pozos se observan características apiladas y granodecrecientes hacia arriba en los registros de pozo indicativos de depósitos de canales amalgamados (Chapin, 2002).

Los límites de secuencia identificables a partir de los datos de los registros y que se consideran indicativos de grandes eventos regionales son las limolitas transgresivas que se apoyan discordantemente sobre los depósitos más someros de nivel alto del agua. Esas limolitas transgresivas normalmente tienen elevadas respuestas de rayos gamma y bajas velocidades sísmicas y se espera que sean eventos sincrónicos y regionalmente correlacionables (Reijers, 2011). Además de esas limolitas transgresivas, se identificaron discordancias controladas por cabalgamientos de pie de talud utilizando datos bioestratigráficos junto con la correlación con discordancias observadas en los datos sísmicos.

Para permitir realizar correlaciones con otras partes del delta del Níger, así como con los puntos calientes de exploración cercanos de São Tomé y Príncipe y Guinea Ecuatorial, se asignó una nomenclatura de zonas de nanofósiles (NN) a cada una de las superficies transgresivas (Martini, 1971). Donde estaban disponibles, se utilizaron los datos del informe bioestratigráfico de la operadora para guiar la asignación de esas zonas.

Atado de pozos con la sísmica

Los pozos se han atado con los datos sísmicos preapilado utilizando la información disponible de disparos de prueba y PSV de la operadora, junto con los registros de atributos elásticos (velocidades de las ondas p y s) del conjunto de datos de pozo procesados. Donde ha sido necesario se han aplicado pequeños ajustes tiempo-profundidad para permitir realizar una correlación más precisa entre los eventos de las trazas sísmicas y los atributos elásticos de los registros de pozo.

Identificación y extrapolación de secuencias y facies de depósito en el volumen sísmico 3D

Contando con un marco de secuencias de depósito, junto con una correlación precisa de pozos y sísmica, las superficies transgresivas límite de secuencia identificadas en los pozos se podrían asociar con los reflectores sísmicos y las discordancias en el volumen sísmico 3D de apilado completo. Las limolitas transgresivas que se interpreta que limitan las secuencias en los datos de los registros de pozo se han seleccionado como discordancias en los datos sísmicos, y éstas se observan como reflectores continuos de elevada amplitud. Cuando se extrapola fuera del control de los pozos a través del volumen sísmico, esos reflectores resultan ser regionalmente amplios, confirmando los como eventos transgresivos regionales.

De los siete límites de secuencia identificados dentro de la interpretación de los pozos, se han seleccionado cuatro superficies regionales de inundación en el volumen sísmico 3D a través del área de estudio de la JDZ (Figura 4). Además de los horizontes del fondo marino y del techo de la lutita Akata, las superficies de inundación seleccionadas fueron el Messiniense (NN11b), cerca del techo del Tortoniense (NN11a), Intra-Tortoniense (NN9) y el techo del Mioceno Inferior (NN4).

La interpretación de los datos de registro de los pozos restringida por las secuencias ha mostrado la presencia de arenas de shoreface inferior dentro de los cortejos de nivel alto inmediatamente por debajo de superficies transgresivas y la transición costa afuera a arenas de flujo masivo de la plataforma exterior, abanicos y canales dentro de los cortejos transgresivos o de nivel bajo. Dentro del marco de los horizontes sísmicos, esas facies de depósito se pueden identificar localmente en los pozos aunque, debido a los cabalgamientos después del depósito, la extrapolación de esas características de facies sísmicas fuera del control de los pozos es difícil y puede ser menos fiable.

Cuencas y geología del petróleo

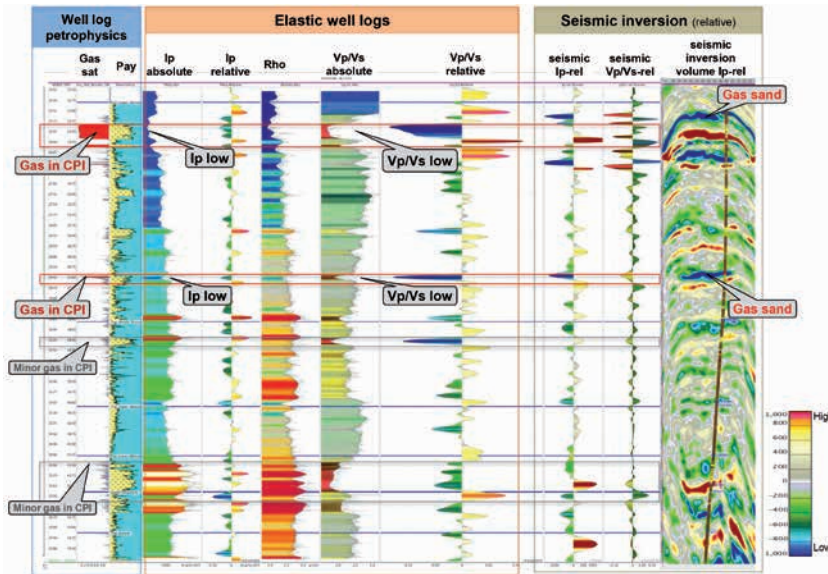


Figura 5 Ejemplo de un atributo elástico de registro de pozo para representar la comparación del volumen de inversión sísmica que muestra la correlación entre la presencia de hidrocarburos y las respuestas del volumen de inversión sísmica.

Sistemas y plays petroleros

Reservorios

Los resultados de este estudio de interpretación, integrando tanto datos de pozo como sísmicos, han mostrado que el contexto de depósito de la Formación Agbada dentro del área de la 3D multicliente de la JDZ es predominantemente una plataforma exterior a un prodelta.

La interpretación realizada en los datos de los registros procesados para los ocho pozos ha identificado que las facies con más arena pertenecen a depósitos de flujo en masa en la plataforma exterior (con evidencias de canales y abanicos) en cortejos de nivel bajo o transgresivos y depósitos de shoreface inferior en cortejos de nivel alto. Las facies con más limo pertenecen a depósitos de aguas profundas en cortejos de nivel bajo o transgresivos.

A partir del trabajo de interpretación realizado en el volumen sísmico 3D, se cree que los yacimientos más continuos son las arenas de flujo de masas de plataforma exterior depositados durante periodos de transgresión y se pueden identificar y cartografiar numerosos canales sinuosos y lóbulos de flujo de masas y abanicos a través de la sección de Agbada.

Por tanto, dentro del área de estudio las rocas reservorio se pueden categorizar y se espera que estén presentes como parte de:

- Depósitos de areniscas de shoreface inferior en cortejos de nivel alto.
- Depósitos de areniscas de flujos de masas de prodelta/transición marina en cortejos transgresivos con geometrías de canales, abanicos o lóbulos.
- Depósitos de areniscas de flujo de masas de la plataforma exterior en cortejos transgresivos o de nivel bajo con geometrías de canales, abanicos o lóbulos.

El análisis de los datos del registro cableado proporcionan algunas evidencias de que las areniscas de los depósitos de shoreface inferior en cortejos de nivel alto pueden poseer las mejores calidades de reservorio.

Rocas madre

Dentro del área de la prospección 3D multicliente de JDZ, la Formación Akata se toma como las limolitas de aguas profundas por debajo de la zona de despegue, con los estratos superiores asignados a la Formación Agbada.

Se interpreta que la roca madre principal dentro del área de la JDZ son las lutitas de la Formación Akata, las cuales se muestra que cuentan con un espesor de aproximadamente 2000 a 3000 m. La Formación Akata no ha sido penetrada por los ocho pozos del estudio y, así, no hay disponibles datos o propiedades directos de la roca madre.

El análisis de los registros de pozo también indica que puede haber presente una roca madre secundaria dentro de las limolitas intraformacionales de la parte inferior de la Formación Agbada. Esta sección ha sido penetrada por los ocho pozos de estudio y la interpretación de estos datos muestra que las limolitas intraformacionales con el mejor potencial generador son los depósitos en cortejos de nivel bajo y transgresivos tempranos asociados con la inundación cíclica del delta.

Estimación de la ventana de petróleo actual

Seis de los ocho pozos disponibles para este estudio tenían disponible la temperatura de fondo de pozo corregida. Este dato se utilizó junto con los horizontes sísmicos convertidos a profundidad para establecer un gradiente geotérmico actual que, cuando se combinó con las mallas sísmicas interpretadas, permitió estimar las temperaturas actuales a través del volumen sísmico 3D.

Cuencas y geología del petróleo

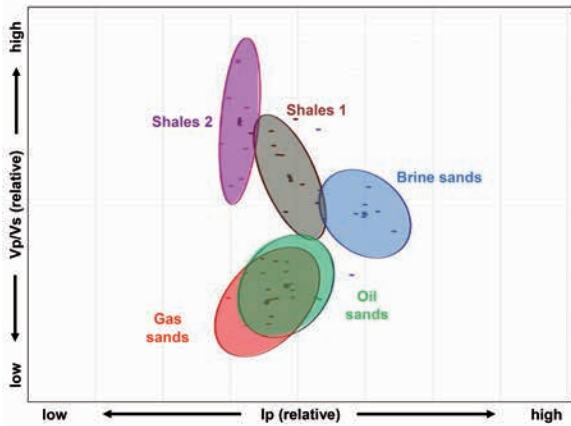


Figura 6 Gráfico comparando Vp/Vs y los valores de impedancia acústica (Ip) que demuestra la diferenciación entre lutitas, arenas con gas, arenas con petróleo y arenas con salmuera. Este gráfico representa los resultados del análisis de PGS de la tendencia física de las rocas dependiendo de la profundidad, comenzando con la selección del miembro final y la modelización directa estocástica. Las elipses superiores (lutitas 1-2, arenas con salmuera, arenas con petróleo y gas) representan contornos de dos desviaciones estándar de la función de distribución de probabilidad (PDFs, por sus siglas en inglés) 2D ajustada. Esas elipses proceden del análisis de la física de la roca e incorporan incertidumbres para cubrir la distribución de valores esperable que tendría un fluidolitológia en particular.

Las temperaturas óptimas esperadas para la ventana de petróleo actual se establecen entre 70°C y 120°C, considerándose que la temperatura de expulsión son 110°C. Utilizando los valores del gradiente geotérmico actual, las profundidades verticales que se calcula que están a 70°C y

120°C se han marcado como el techo y la base de la ventana de petróleo actual, junto con la isoterma de 110°C, por debajo de la cual se espera que tenga lugar una expulsión significativa de petróleo.

Se han evaluado dos casos diferentes de gradientes geotérmicos posibles para proporcionar las ventanas de generación de petróleo con la suposición de que las profundidades de enterramiento son mayores hoy en día. Utilizando un gradiente geotérmico de 35°C/km, la ventana de petróleo actual se ha estimado entre 1900 m y 3300 m bajo el fondo del mar. De forma similar, para un gradiente geotérmico de 40°C, se ha estimado que la ventana de petróleo existe entre 1650 y 2900 m bajo el fondo del mar.

Los resultados de la estimación de la ventana de petróleo actual indican que la parte superior de la Formación Akata y la parte inferior de la Formación Agbada están dentro de la ventana de petróleo actual.

Interpretación sísmica cuantitativa (QI)

Se realizó la inversión sísmica preapilado en toda la extensión de la prospección para producir propiedades elásticas: impedancia acústica y de cizalla relativa y absoluta (Ip e Is) y relación de velocidad entre las ondas P y las ondas S (Vp/Vs).

A continuación, se realizó la interpretación sobre los volúmenes sísmicos derivados. Este proceso incluyó la calibración de los fluidos conocidos de los reservorios a partir de los resultados de los pozos de la operadora, junto con los fluidos del reservorio interpretados a partir de la interpreta-

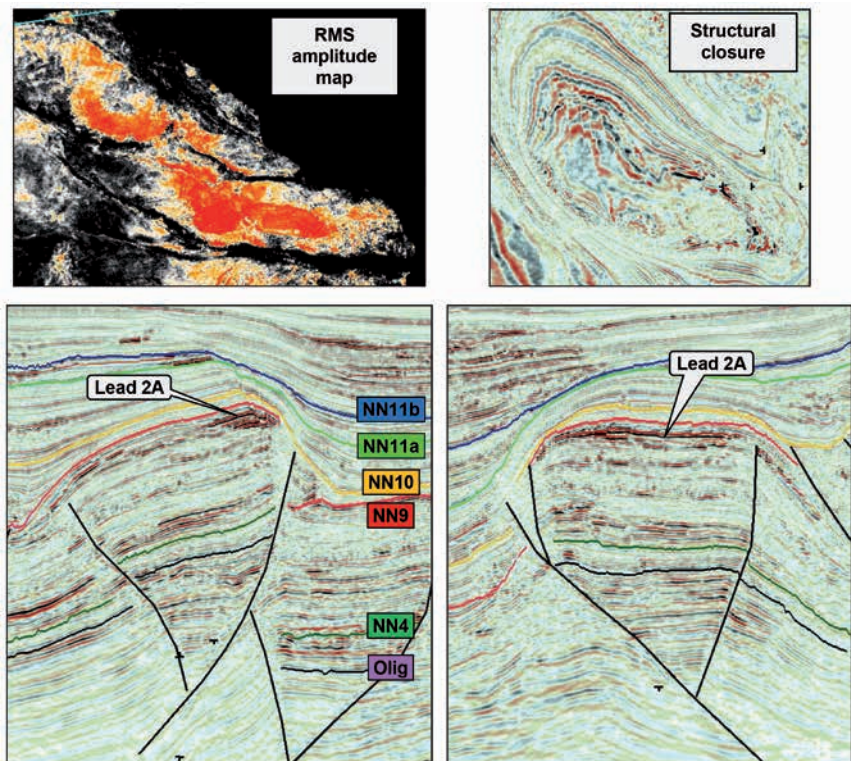


Figura 7 Ejemplo de un lead identificado utilizando la interpretación estratigráfica secuencial de los datos sísmicos de apilado completo. En este ejemplo, es probable que las amplitudes brillantes inmediatamente debajo del límite de secuencia NN9 sean arenas de shoreface inferior del cortejo de nivel alto, mientras que los sedimentos de sellado por encima es probable que sean limolitas transgresivas de aguas más profundas.

Cuencas y geología del petróleo

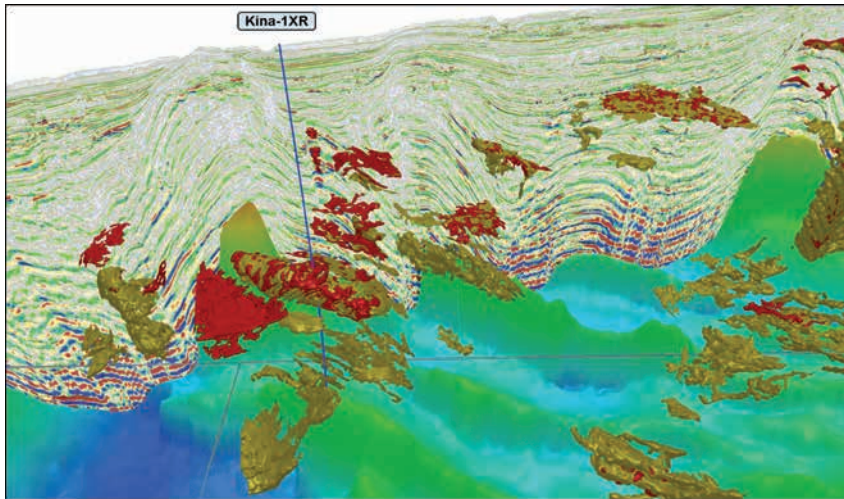


Figura 8 Imagen que muestra los cuerpos geológicos de los reservorios extraídos a partir del volumen de inversión sísmica junto con la localización del pozo Kina-1XR. Se pueden observar varios objetivos apilados sin perforar.

ción petrofísica, para seguir identificando acumulaciones de hidrocarburos lejos de los pozos existentes (Figura 5).

El flujo de trabajo aplicado utilizó atributos elásticos de los datos de las curvas de registro de los pozos para entender sus respuestas en relación con las litologías y los fluidos de los reservorios. Los atributos de inversión (impedancia acústica relativa (I_p e I_s) y relaciones de las velocidades de las ondas P y las ondas S (V_p/V_s)) utilizados para dirigir la identificación y con propósitos de evaluación demuestran una buena coincidencia con los datos de los registros de pozo.

Los resultados de la interpretación cuantitativa muestran claramente la diferenciación entre lutitas, areniscas rellenas de salmuera y areniscas con hidrocarburos en las secciones sísmicas derivadas de la inversión, con fuertes cambios en los contactos hidrocarburos-agua (Figura 6). Se concluyó que la combinación de valores bajos de I_p y bajos de V_p/V_s representa la presencia de areniscas con hidrocarburos, por lo que se ha utilizado la combinación de esos dos atributos para delinear reservorios de areniscas cargados de hidrocarburos.

La modelización de la respuesta al reemplazamiento de fluidos sugiere que esos reservorios pueden contener hidrocarburos ligeros (gas o petróleo ligero).

Identificación e interpretación de leads

El marco de las secuencias de depósito ha mostrado que dentro de los ocho pozos perforados en el área de estudio hay presentes areniscas con calidad de reservorio en diferentes cortejos de sistemas; en los cortejos de nivel bajo o transgresivos como depósitos de flujo de masas de plataforma exterior y de prodelta, con evidencias de canales y abanicos, y en los cortejos de nivel alto como depósitos de shoreface inferior. El análisis de los registros de densidad y de neutrones, junto con los fluidos del reservorio interpretados entro de los registros petrofísicos CPI, sugiere que de esos cortejos de sistemas las areniscas de shoreface inferior en cortejos de nivel alto pueden tener las mejores calidades de reservorio.

Interpretar los datos sísmicos junto con este marco de secuencias (lo cual permite evaluar las facies de depósito del reservorio) ha permitido identificar un número significativo de leads, tanto estructurales como estratigráficos. Los leads estructurales cartografiados comprenden cierres de buzamiento en cuatro direcciones asociados con cabalgamientos de pie de talud y diapiros de lutitas, mientras que los leads estratigráficos comprenden cuerpos de arenisca con acñamientos controlados por los mismos cabalgamientos y diapiros. La localización de los cuerpos de arenisca dentro de la jerarquía de cortejos de sistemas se puede utilizar para predecir si las areniscas son depósitos de shoreface inferior, prodelta o plataforma exterior y, así, se pueden realizar inferencias acerca de su potencial calidad de reservorio (Figura 7).

El flujo de trabajo geológico y geofísico integrado descrito anteriormente ha proporcionado un marco robusto de secuencias de depósito y ha demostrado una buena correlación entre los registros de cable y los volúmenes de inversión sísmica que se puede utilizar para identificar y recalificar leads.

Habiendo establecido una buena correlación entre las propiedades de los fluidos de los reservorios y los volúmenes de inversión sísmica, también se puede utilizar la interpretación cuantitativa para identificar reservorios y la naturaleza de sus fluidos de relleno; donde a través del proceso de inversión preapilado se estiman valores bajos de V_p/V_s y bajos de I_p , se pueden asociar con areniscas cargadas de hidrocarburos y, así, se puede eliminar el riesgo de los leads. Utilizando este método se han recalificado 30 de los leads identificados donde se considera que existe una buena oportunidad de encontrar hidrocarburos en reservorios de calidad razonable (Figura 8).

La clave del futuro éxito

Los ocho pozos perforados hasta la fecha han sido pozos exploratorios que han buscado normalmente probar pros-

Cuencas y geología del petróleo

pectos individuales. Los resultados de esos pozos han mostrado el descubrimiento de hidrocarburos; petróleo, gas o en algunos casos ambos, y este éxito ha confirmado la presencia de los elementos necesarios de un sistema petrolero activo.

El estudio geológico y geofísico integrado presentado, utilizando datos de pozo procesados de la operadora y los conjuntos de datos sísmicos 3D recientemente reprocesados, ha buscado entender esos elementos del sistema petrolero y situarlos dentro de un marco regional de secuencias de depósito.

Además de perseguir entender las características de depósito, de reservorio y de los fluidos de los descubrimientos que se han perforado, este estudio ha utilizado la interpretación cuantitativa para identificar y recalificar 30 leads adicionales. Esos leads, junto con los prospectos perforados, proporcionan numerosas oportunidades de objetivos de reservorios apilados, así como oportunidades de desarrollo de campos cercanos.

La reciente actividad en Guinea Ecuatorial en el complejo del campo Fortuna, así como en Nigeria en campos como Egina, indica un interés renovado en la región y ha mejorado

los conocimientos de los sistemas de hidrocarburos de los que la JDZ forma parte.

Agradecimientos

Deseamos agradecer sinceramente a todos nuestros colegas de PGS por las fructíferas discusiones durante los últimos meses y las diversas contribuciones que hicieron a este artículo y a PGS por el permiso para publicar este trabajo.

Referencias

- Corredor, F., Shaw, J.H. and Bilotti, F. [2005] Structural styles in the deep-water fold and thrust belts of the Niger Delta. *AAPG Bulletin*, 89 (6), 753-780.
- Chapin, M., Swinburn, p., Van der Weiden, R., Skaloud, D., Adesanya, S., Stevens, D., Varley, C. and Wilkie, J. [2002] Integrated seismic and subsurface characterization of Bonga Field, offshore Nigeria. *The Leading Edge*, 21 (11), 78-95.
- Reijers, T. [2011] Stratigraphy and sedimentology of the Niger Delta. *Geologos*, 17 (3), 133-162.
- Martini, E. [1971] Standard Tertiary and Quaternary Calcareous Nannoplankton Zonation. In: Farinacci, A. (Eds.) *Proceedings II Planktonic Conference, Roma*, 739-785.