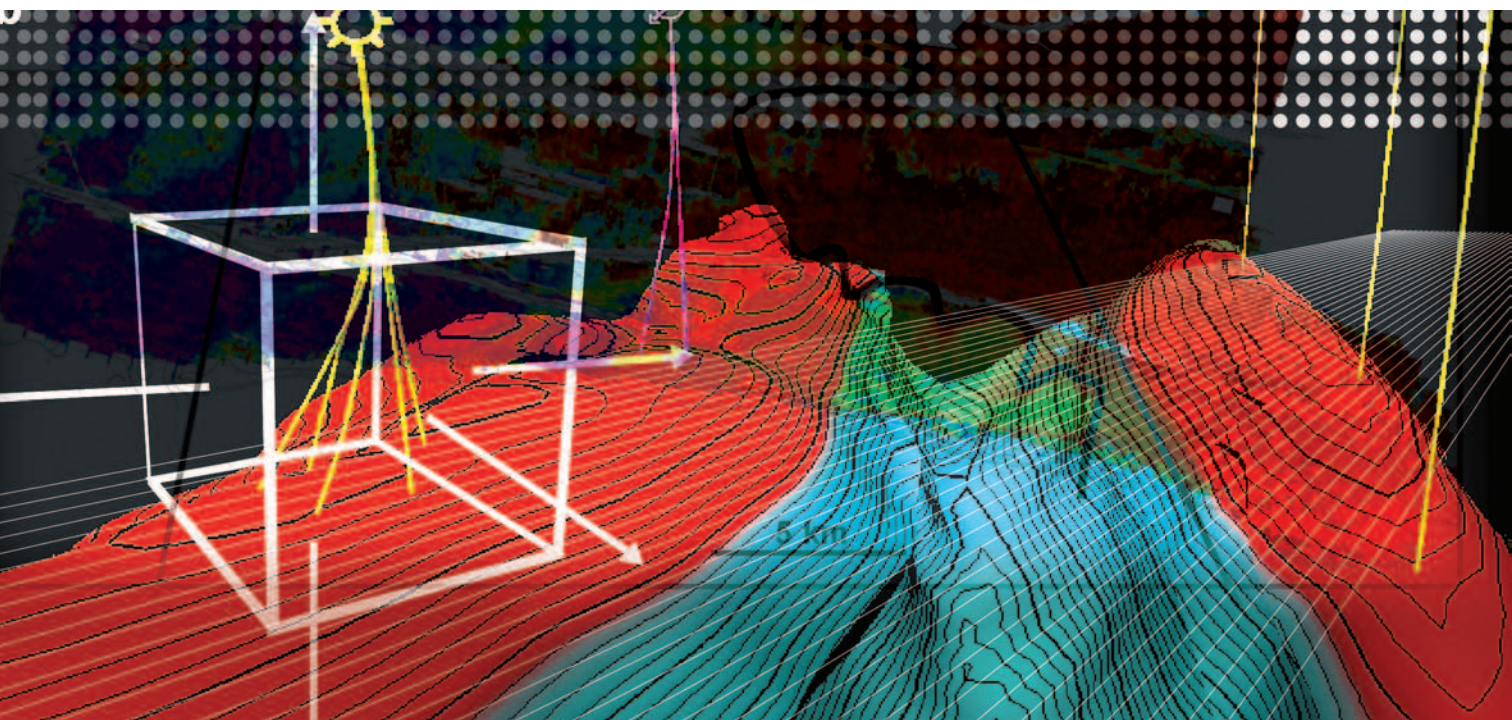


Premio al mejor trabajo del Simposio de Reflexión "Más allá de la imagen estructural" del VI Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos

Impacto de la sísmica 3D en el desarrollo de los yacimientos de Camisea - Bloque 88, Cuenca Ucayali, Perú



Por **Juan Francisco Chung Ching**,
geofísico *senior*, Pluspetrol Perú Corporation
Camisea G&G

Marcelo Esteban Arteaga,
geofísico *staff*, Pluspetrol SA

Sean Francis Davis,
gerente Adquisición y Procesamiento Sísmico,
Pluspetrol SA Corporation

Federico Seminario,
geofísico *senior*, Pluspetrol Perú Camisea G&G

Con la adquisición de sísmica 3D en el bloque Camisea se pudo mejorar notablemente el conocimiento geológico del área gracias a la excelente calidad de la información obtenida. La mejor imagen estructural permitió establecer correctamente la geometría de las capas, definir la correlación y continuidad de las fallas, la compartimentalización de las estructuras y la ubicación y los factores que condicionan los cierres críticos. Por otro lado, se pudo conocer la distribución y el desarrollo de los espesores de cada uno de los reservorios.

Introducción

Los yacimientos de Camisea se encuentran en la parte central del Perú, en el departamento de Cuzco, a unos 450 kilómetros de la ciudad de Lima. Geológicamente están ubicados en la zona externa de la faja plegada de la cuenca Ucayali (figura 1).

Los yacimientos están vinculados a los anticlinales de San Martín al norte y Cashiriari al sur, que se originan por flexión de fallas de bajo ángulo que despegan en las lutitas devónicas de la formación Cabanillas y se resuelven

como retrocorrimientos en un nivel de despegue superior que involucra sedimentos sintectónicos del terciario.

Las fallas fuera de secuencia, las imbricaciones y los retrocorrimientos determinan la geometría final de los anticlinales y constituyen los puntos críticos del cierre estructural que condicionan el llenado con hidrocarburos (Disalvo, *et. al.*, 2003)

La secuencia estratigráfica está constituida por más de 7000m de sedimentos clásticos y carbonáticos depositados sobre una cuenca de *rift* de edad siluro-devónica que, posteriormente, se convierte en una cuenca compresiva durante el cretácico y terciario. Los reservorios son areniscas de edad cretácica (Vivian, Chonta inferior y Nia superior) y pérmica (Nia inferior y Noi-Ene) con espesores que superan, en conjunto, los 250m (figura 2).

Exploración en el área de Camisea

Los esfuerzos de exploración más recientes se iniciaron en la década de los '80 por la compañía Shell con la adquisición de sísmica regional 2D.

Esto confirmó la existencia de grandes anticlinales en subsuelo, que conllevó a la perforación del primer pozo exploratorio en el año 1983 sobre una estructura de inversión con basamento involucrado denominado Sepa 1 (figura 3). Este pozo, si bien no probó hidrocarburos en cantidades comerciales, demostró la existencia de un sistema petrolero con la producción de ocho galones de petróleo de 33°API en las arenas basales de la formación Tarma de edad carbónica.

La exploración continuó con los descubrimientos de los campos de gas en San Martín y Cashiriari, con los pozos San Martín-1 (1984) y Cashiriari-1 (1986). Posteriormente se perforó un pozo más en cada una de estas estructuras, que confirmó la presencia de grandes acumulaciones de gas y condensado.

En el año 1987 se perforó Mipaya-1 en el extremo occidental del alineamiento estructural de San Martín y se encontró una acumulación relativamente pequeña de gas en reservorios clásticos del pérmico (figura 1).

La campaña de exploración de la compañía Shell en el área culminó con éxito: Sepa-1 fue el único pozo descubridor no comercial en el área. En el año 1988, las negociaciones con el gobierno peruano fracasaron, por lo que se postergó el desarrollo de los campos descubiertos y la exploración en el área.

En el período 1997-1998, el consorcio Shell-Mobil perforó dos nuevos pozos en las estructuras San Martín y Cashiriari, definió los contactos de agua y descartó la presencia de petróleo en estos anticlinales.

Por último, en 1998 se perforó una estructura ubicada entre los yacimientos San Martín y Mipaya, denominada Pagoreni, en la cual se descubrió gas en los reservorios clásticos del cretácico y pérmico.

Un nuevo fracaso en las negociaciones del consorcio Shell-Mobil con el gobierno peruano condujo a llevar a cabo una licitación pública internacional para la explotación de los campos de gas de San Martín y Cashiriari, adjudicada al consorcio liderado por Pluspetrol.

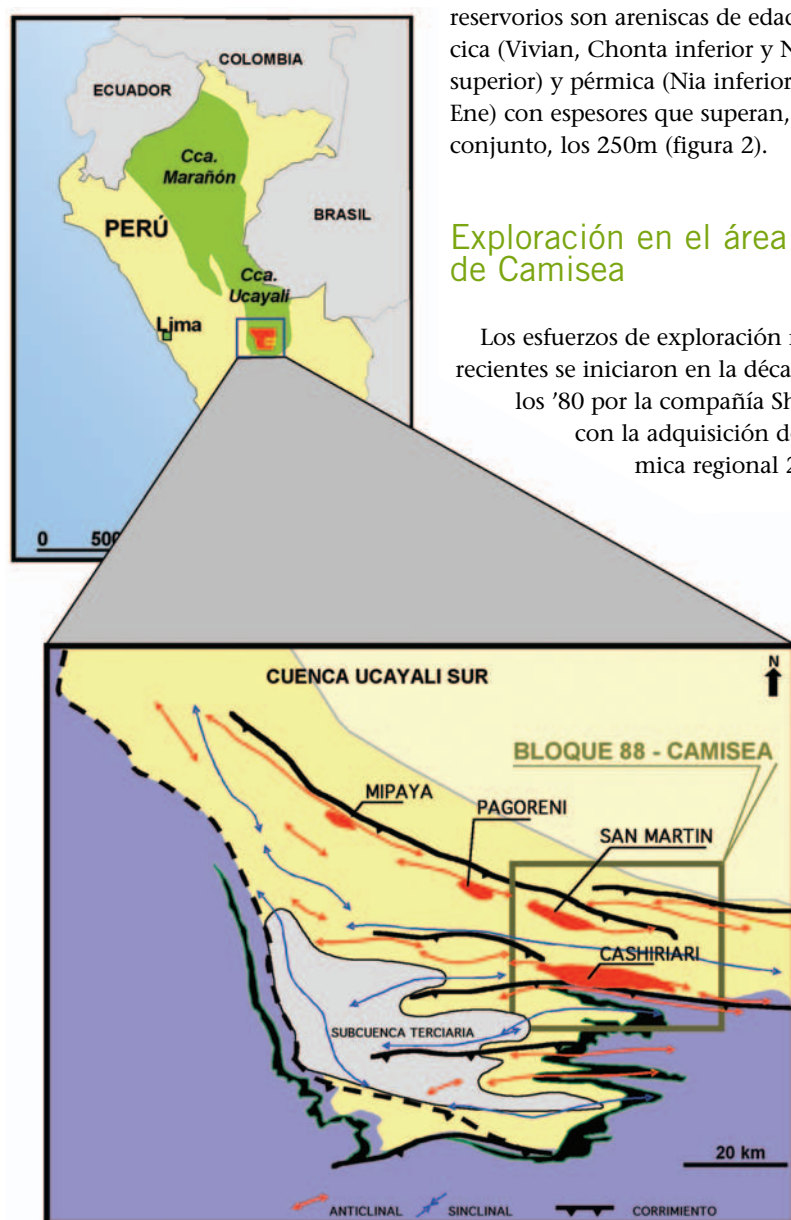
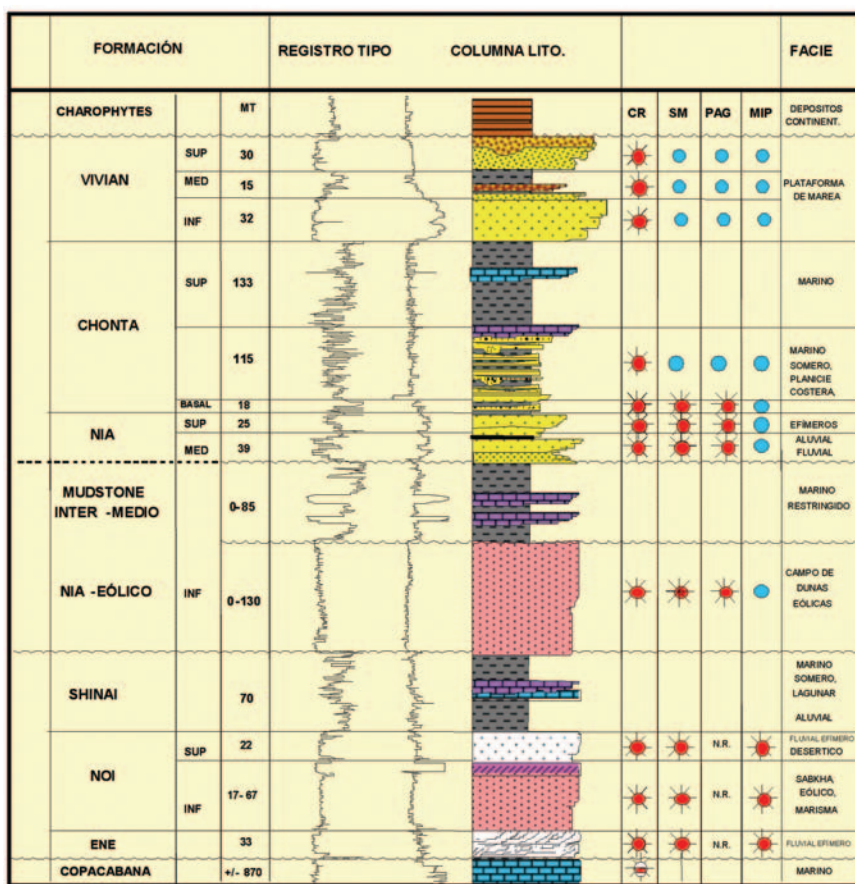


Figura 1. Mapa de ubicación.



Referencias:

CR: Cashiriari
 SM: San Martín
 PAG: Pagoreni
 MIP: Mipaya

● Acuífero
 ★ Gas y condensado

Figura 2. Columna estratigráfica generalizada de la zona de Camisea.

Datos existentes (sísmica 2D)

En el área de Camisea se han registrado más de 3500km de líneas sísmicas 2D, de los cuales 540km se encuentran dentro del lote 88 y 187km en el lote 56 (figura 4).

En general, la información sísmica 2D es de buena calidad en las crestas de los anticlinales, sin embargo tiende a desmejorar hacia los sinclinales, en el *foot-wall* de los corrimientos principales y sobre las terminaciones del *hanging-wall*, donde las fallas fuera de secuencia modifican sustancialmente

los buzamientos (figura 5).

Debido a la limitada distribución de líneas sísmicas 2D (una línea cada 4km y, en algunos casos, hasta 8km), la interpretación geológica no es concluyente en cuanto a los modelos estratigráficos y estructurales imperantes en la zona.

Además, si bien se realizaron estudios para identificar la presencia de fluidos y determinar propiedades petrofísicas de los principales reservorios que utilizaban información sísmica y de pozos, los resultados obtenidos tampoco fueron concluyentes.

Adquisición de la sísmica 3D

Con el objetivo de minimizar las incertidumbres antes mencionadas y facilitar el desarrollo de los campos de San Martín y Cashiriari se propuso adquirir un programa de sísmica 3D en el área de Camisea.

Los aspectos técnicos que se buscaba definir eran tres: 1) mejorar la resolución lateral de los componentes geológicos estructurales, principales y secundarios; 2) reconocer discordancias, geometrías internas, variaciones de espesor, etc., lo cual permitiría establecer un mejor modelo estratigráfico en la zona; y 3) poder inferir la presencia de fluidos y propiedades petrofísicas a través de atributos sísmicos asociados a los principales reservorios.

Dadas las condiciones donde se encuentra Camisea (topografía abrupta en una región de selva tropical, con comunidades nativas matsiguengas y posibles tribus nómades no contactadas que habitan en la zona), un punto clave a definir era la superficie que abarcaría la sísmica 3D. El desafío consistía en alcanzar los objetivos técnicos, minimizando tanto el impacto social como el ambiental, priorizando la seguridad.

Para definir el área a registrar se utilizaron todos los mapas estructurales disponibles, propios y de estudios e interpretaciones anteriores, y se tuvieron en cuenta las distribuciones probables de los fluidos. El concepto era disparar lo estrictamente necesario considerando las distintas alternativas de interpretación. Se definió así un área de 780km². Posteriormente el área se redujo a 765km² para no afectar las zonas socialmente más sensibles (figura 4).

La definición de los parámetros sísmicos se optimizó utilizando el siguiente flujo de trabajo: 1) análisis de los datos sísmicos preexistentes; 2) simulación y evaluación de los diferentes diseños propuestos; y 3) pruebas de parámetros en campo con distintos arreglos de geófonos y fuentes (Chung y Davis, 2005).

De la evaluación realizada se concluyó que:

- para obtener una buena imagen estructural se requería una relación señal/ruido (S/R) > 1:1;
- para definir eventos moderados

tanto estructurales como estratigráficos: $S/R > 3:1$;

- para identificar propiedades petrofísicas y/o presencia de fluidos en el reservorio: $S/R > 6:1$;
- para obtener una resolución lateral suficiente sería recomendable una celda menor o igual a 30 x 60m (*dip & strike*).

Además se evaluaron el tamaño del *patch* ideal, la apertura de migración conveniente y la multiplicidad óptima, entre otros parámetros.

Las pruebas en campo definieron el arreglo de geófonos adecuado y la profundidad y cantidad de carga para los puntos de tiro.

De todos los diseños evaluados (tabla 1) se optó por el número 2 que, a igualdad de resultados en cuanto a calidad, representaba un menor esfuerzo operativo y, en consecuencia, menor costo (figura 6).

Los trabajos de campo fueron realizados por la compañía Veritas DGC en un período de nueve meses, de febrero a octubre; aprovecharon el período de “sequía” (200mm) y tuvieron la limitación temporal de evitar la época de lluvias (2000mm) que comienza a partir de noviembre.

El movimiento de equipos, materiales y personas en el área del proyecto se realizó por vía aérea (90%) y fluvial (10%). Por razones de protección del medio ambiente no se utilizaron equipos motorizados terrestres.

Los trabajos de adquisición se llevaron adelante bajo condiciones especiales, ya que se ejecutaron simultáneamente con la perforación de pozos, la construcción de la planta, las líneas de conducción y otras obras de infraestructura. Pese a ello y a las dificultades topográficas, se mantuvo en un 90% la ubicación de los puntos de emisión y recepción definidos en el *preplot* manteniendo la distribución de *offset* y *azimuth* deseada. En la zona de más interés, este porcentaje alcanzó el 95%.

Respecto de los parámetros de emisión, se lograron mantener los originales (pozo único de 10 a 15m y 4kgs) en un 80% y en la zona crítica, 90%.

La tabla 2 muestra algunas de las cifras que reflejan la magnitud de esta operación.

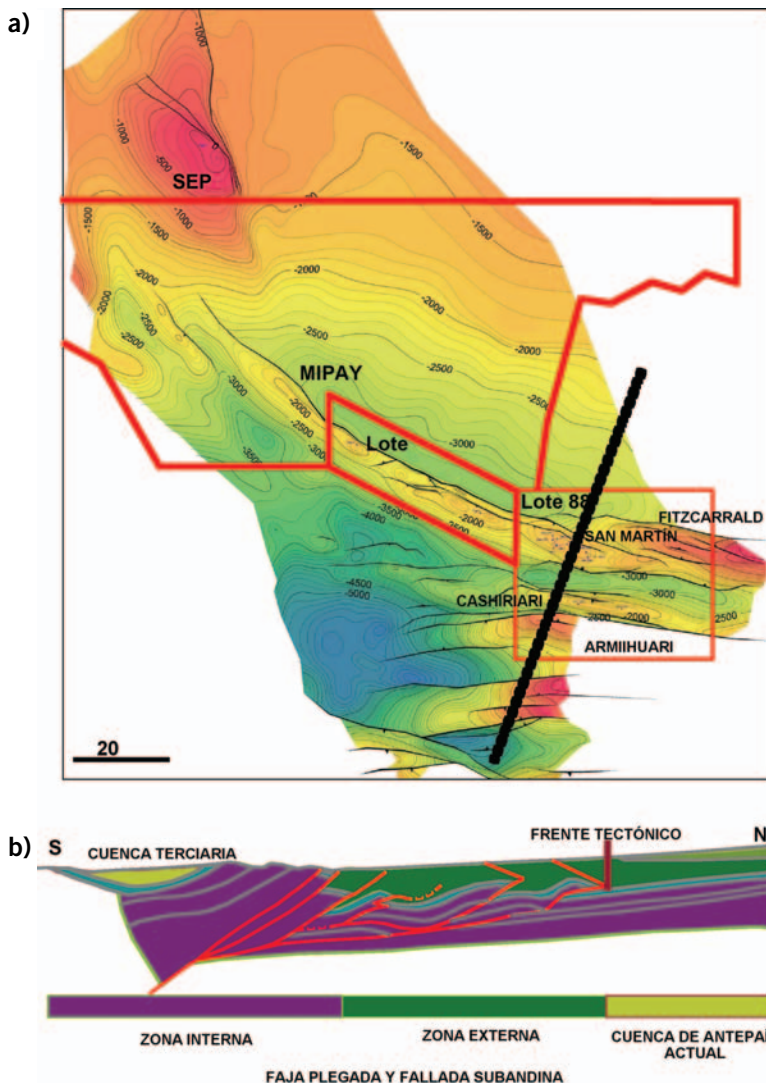


Figura 3. a) Mapa estructural en profundidad (metros) al tope de la F. Nia. b) Corte estructural.

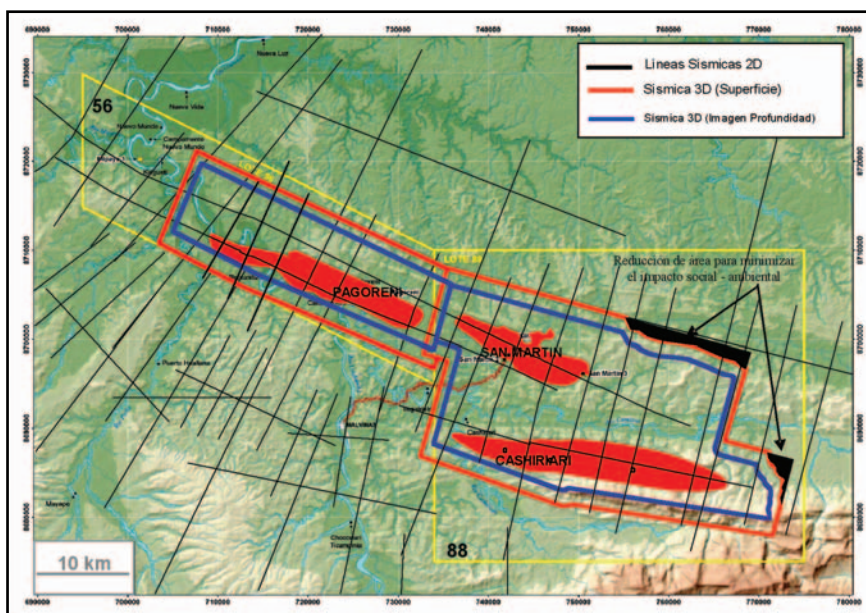


Figura 4. Cobertura sísmica del área.

Tabla 1

	Diseño #1	Diseño #2	Diseño #3	Diseño #4	Diseño #5
<i>Rec. interval</i>	60	60	60	60	60
<i>Rec. line interval</i>	480	360	480	480	960
<i>Rec. patch</i>	10 x 120	10 x 120	10 x 120	10 x 120	6 x 120
<i>Source interval</i>	134.16	134.16	134.16	67.08	134.16
	120x, 60y	120x, 60y	120x, 60y	60x, 30y	120x, 60y
<i>Source line interval</i>	600	420	600	600	600
<i>Bin size</i>	30 x 60	30 x 60	30 x 30	30 x 30	30 x 30
<i>Fol. máx.</i>	30	43	15	30	9
<i>X mín./máx. X mín.</i>	31/682	59/456	31/1170	24/679	31/1319
<i>X máx.</i>	4302	3998	4302	4302	4583

Tabla 2

Horas hombre	6.956.760 horas
Máximo número de personal en planilla	2660 personas
Máximo número de personal en campo	1918 personas
Horas de vuelo en helicóptero	4904 horas
Cantidad de explosivos utilizados	62.131kg
Cantidad de combustible	2.176.375 litros
Montañistas	81 personas
Longitud de sogá	520km

Resultados de la interpretación sísmica 3D

Los resultados obtenidos en la adquisición sísmica cumplieron satisfactoriamente los tres objetivos técnicos planteados, observándose un impacto positivo desde el punto de vista de la interpretación geológica y el desarrollo operativo del yacimiento. A continuación describimos algunos de los beneficios producidos en la interpretación que no se hubiesen podido lograr sin esta información.

Mejora de la imagen estructural

Como se mencionó anteriormente, la complejidad estructural del área de Camisea y la insuficiente densidad sísmica en el área constituían factores de incertidumbre en la correlación de fallas y la definición de la estructura.

De los tres objetivos propuestos, éste era donde, obviamente, se tenían las mayores expectativas de alcanzar un

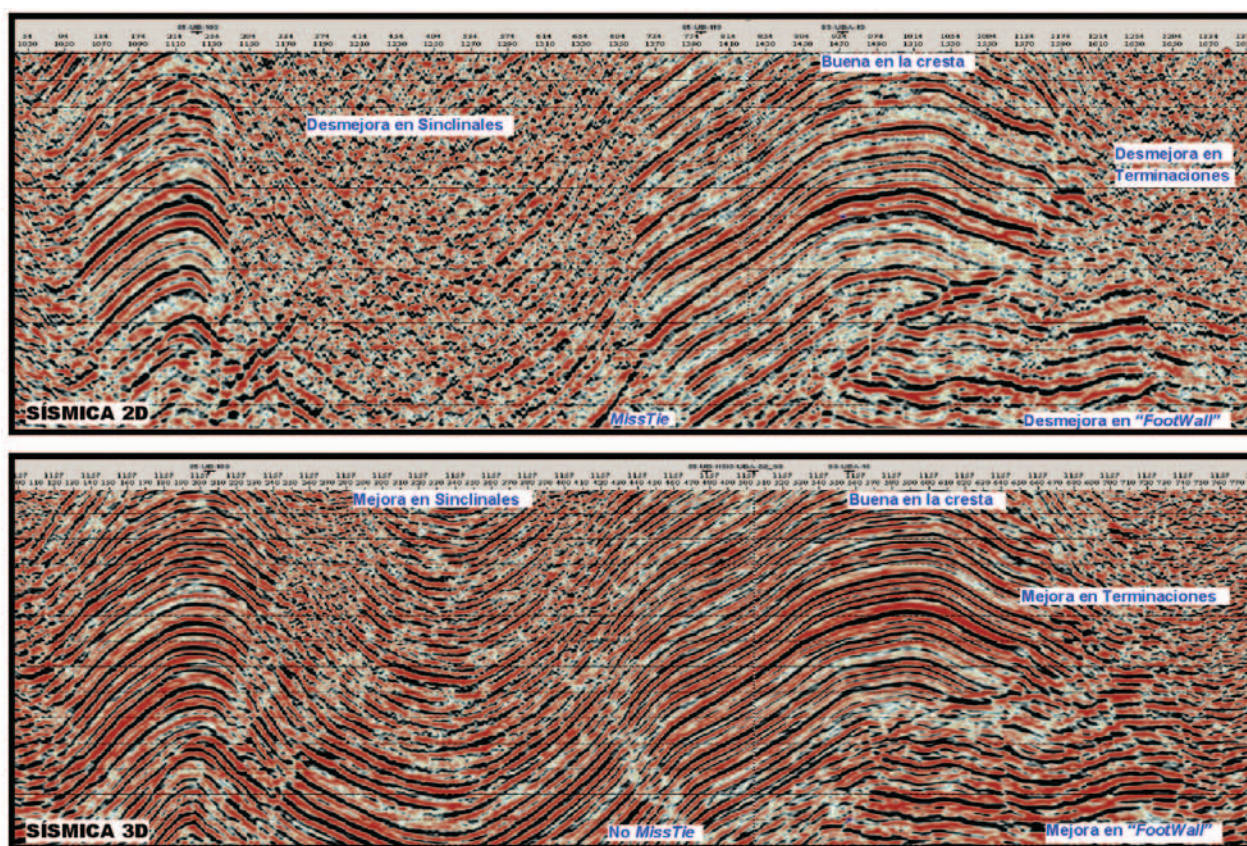


Figura 5. Comparación de la calidad sísmica 2D vs. 3D.

buen resultado. La continuidad de la información sísmica 3D es, sin lugar a dudas, una ventaja sobre la discreta cobertura sísmica 2D, que permite correlacionar y definir con certeza la ubicación de las fallas.

Los mapas estructurales antes y después de la sísmica 3D muestran las pequeñas y/o grandes diferencias que existen entre ambas interpretaciones (figura 7).

Las fallas que se interpretaban con una determinada trayectoria y continuidad resultan ser diferentes al evaluar la información nueva, con lo cual la compartimentalización de los yacimientos resulta ser distinta a la prevista. Como ejemplo, el prospecto San Martín norte se interpretaba separado de la estructura principal por las fallas fuera de secuencia; sin embargo, la sísmica 3D permitió interpretar que en realidad está conectado con ella. En el caso del prospecto San Martín este resulta estar vinculado al anticlinal de Fitzcarrald, lo cual implicaría un mayor riesgo al considerar el cierre estructural del mismo.

Con la nueva interpretación se pudieron comprender en dónde se encontraban los cierres críticos y se delimitó con más precisión el área mineralizada de la estructura San Martín. Mientras el punto de fuga se encuentra en la silla estructural ubicada al este, el cierre norte está vinculado con las fallas fuera de secuencia.

Además, en el anticlinal San Martín se observa una serie de culminaciones en la cresta producto de las variaciones de espesor de las formaciones Noi y Nia inferior.

La interpretación sísmica del área utilizando la información 3D recientemente adquirida provocó la modificación del programa de desarrollo original del campo San Martín, fue clave en la navegación y el diseño de los pozos y tuvo un impacto importante en la estimación, distribución y categorización de las reservas.

Mejora de la imagen estratigráfica

La optimización de los parámetros de adquisición y diseño del 3D para alcanzar los objetivos deseados (S/R

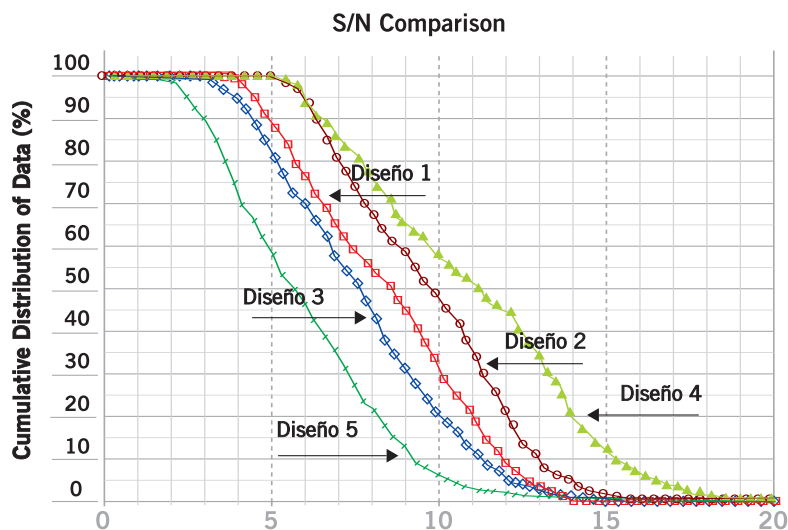


Figura 6. Curva acumulada de relación S/R para diferentes tipos de diseño.

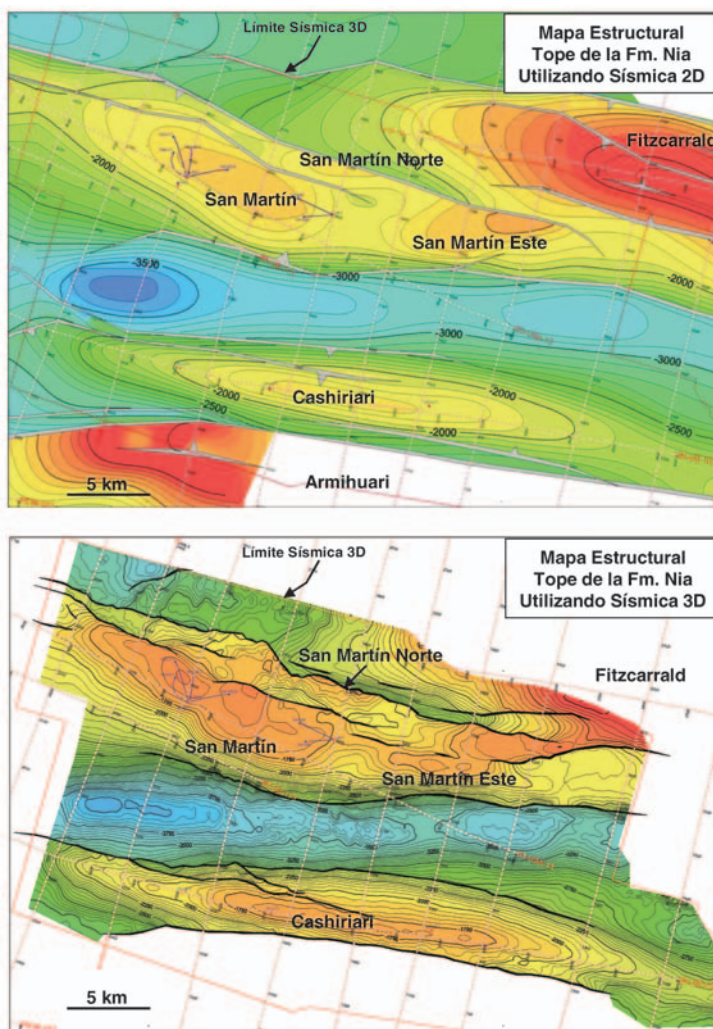


Figura 7. Comparación entre el mapa obtenido usando la información sísmica 2D vs. 3D. Nótese la correlación entre fallas, las fallas fuera de secuencia, las diferentes culminaciones estructurales, la conexión entre San Martín y San Martín Norte y Este, la estructura cerrada contra falla, etcétera.

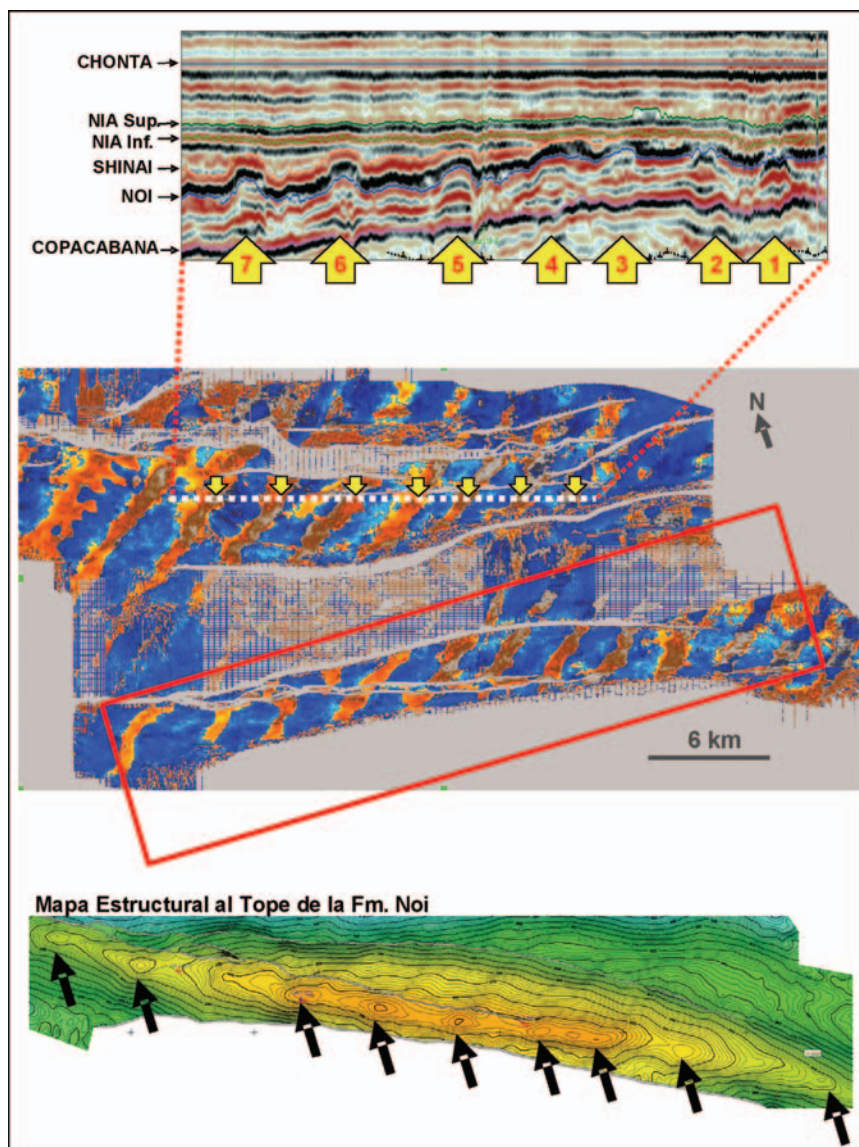


Figura 8. Dunas eólicas longitudinales. La descomposición espectral a 27Hz en el intervalo de la formación Noi muestra la distribución espacial de estas dunas que, a su vez, pueden ser identificadas en las líneas sísmicas (Partyka, *et. al.*, 1999). Nótese cómo esta característica estratigráfica posee una expresión en el mapa estructural a manera de culminaciones.

3:1), más la obtención de una buena resolución vertical junto con una mejora en la imagen estructural, fueron factores esenciales para disminuir las incertidumbres en la interpretación estratigráfica del área.

Se pudieron identificar y correlacionar terminaciones de reflectores, estableciéndose los límites de secuencia principales y la arquitectura estratigráfica del área. Además, fue posible definir y propagar la discordancia más importante en la región correspondiente a la base del cretácico (figura 8).

Se obtuvo una excelente imagen de

las variaciones de espesor que ocurren en las unidades de interés, como las formaciones Noi y Nia inferior. Si bien en algunas líneas 2D se habían observado algunas anomalías de espesor en estos intervalos, no se sabía exactamente cuál era su distribución y geometría.

En la formación Noi se observaron quince anomalías de amplitud orientadas NE-SO con dimensiones superiores a los 30km (extensión limitada por el área de cobertura de la sísmica 3D). Estas anomalías se encuentran separadas cada 3000m, poseen un relieve vertical de 80m y un ancho de 800m

aproximadamente. La información de coronas y registros eléctricos correlacionan estas anomalías con cuerpos arenosos de un campo gigante de dunas eólicas longitudinales tipo erg (Seminario & Chung, 2004). Su identificación y localización tienen importancia porque corresponden a uno de los reservorios del yacimiento, pero además condiciona la distribución y geometría de los espesores de uno de los principales reservorios, como la formación Nia inferior. Ambas unidades compensan sus espesores (figura 8).

La impronta de estas zonas de mayor espesor se puede observar también en las pequeñas culminaciones sobre la configuración geométrica de los grandes anticlinales.

Como fue mencionado anteriormente, en la base del cretácico se encuentra una discordancia de importancia regional que condiciona la distribución de los reservorios. Sus efectos se hacen notables hacia el este, donde algunos de los reservorios principales desaparecen por erosión (formaciones Nia inferior y Noi) junto con otras unidades que funcionan como sello (formación Shinai). Un estudio de este intervalo que utilizó redes neuronales para la clasificación de formas de ondulaciones (facies sísmicas) muestra con claridad la desaparición de estos niveles de reservorio hacia el este (figura 9).

Durante la interpretación pudieron definirse algunas formas canalizadas presentes en la formación Vivian superior. Su distribución y extensión han sido identificadas con claridad mediante descomposición espectral (Partyka, *et. al.*, 1999).

Definir la distribución y la geometría de los espesores de los principales reservorios permitió optimizar el diseño y la navegación de los pozos y fue esencial en el modelado y la simulación de los campos.

Determinación del contenido de fluidos y propiedades petrofísicas de los reservorios

Uno de los objetivos en el diseño de la sísmica 3D en Camisea fue la posibilidad de poder identificar la presencia de

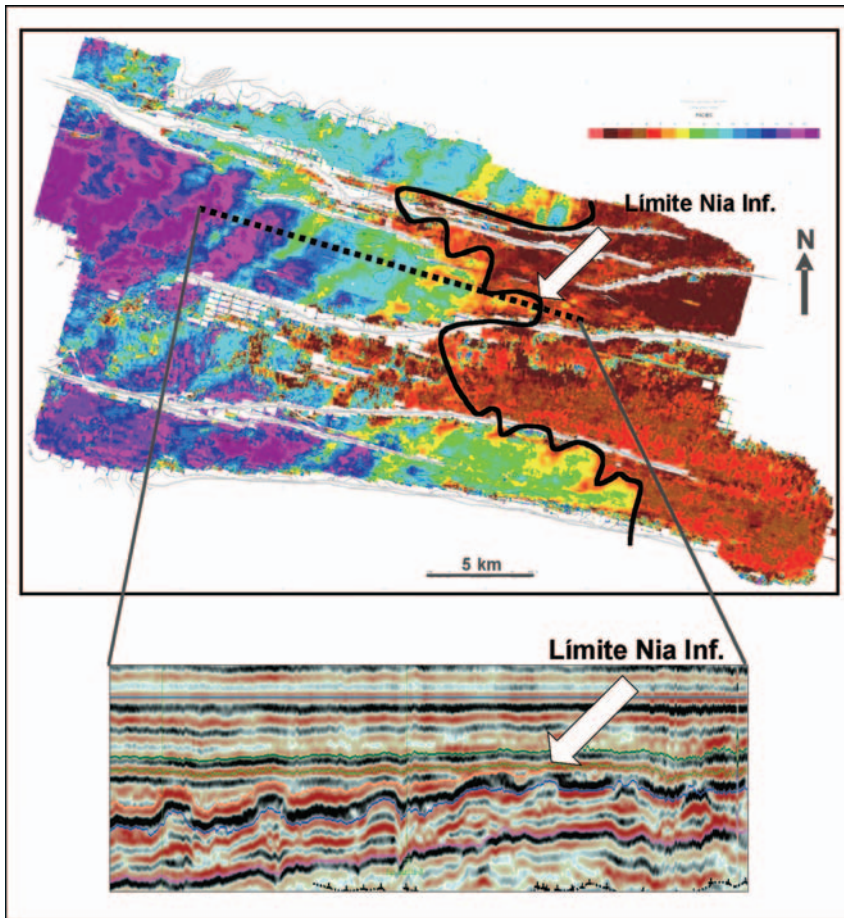


Figura 9. Mapa de facies sísmicas para el intervalo del reservorio Nia (clasificación de ondulaciones no supervisadas). Nótese que los colores pardos y rojos indican ausencia del reservorio Nia inferior.

fluidos y estimar propiedades petrofísicas de los reservorios.

La calidad de la información sísmica adquirida permitió realizar una extracción de amplitud dentro del reservorio principal Nia superior, obteniéndose una anomalía cuya extensión coincide con el contorno estructural del contacto gas/agua del campo San Martín definido por los pozos. Esto nos llevó a inferir que la anomalía de amplitud correspondía realmente a la presencia de gas en el yacimiento (figura 10).

Además se observó que esta anomalía de amplitud se extendía hacia la estructura San Martín este siguiendo su forma estructural e, inclusive, con el mismo nivel del contacto gas/agua de la estructura San Martín, por lo que los volúmenes de hidrocarburos considerados para esta estructura fueron recategorizados a un nivel de mayor confianza.

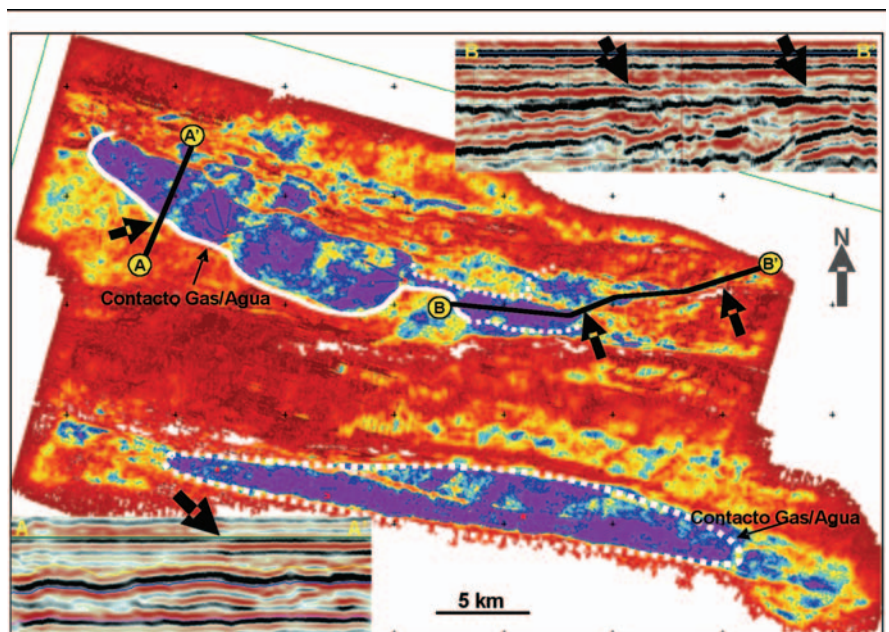


Figura 10. Extracción de amplitud en el intervalo Nia Superior. Notar que las anomalías de amplitud corresponden al contacto gas/agua del yacimiento. Véanse también las secciones sísmicas en las cuales se aprecia la disminución de la amplitud.

Por analogía, se analizaron las amplitudes de todos los reservorios en el resto del bloque. La anomalía de amplitud detectada en la estructura Cashiriari a nivel del reservorio Vivian ha sido muy importante ya que, por su calidad y definición, permitió estimar el contacto gas/agua que no había sido posible determinar por medio de pozos, al no haber alcanzado éstos el acuífero (figura 11).

En la estructura San Martín este se observa una anomalía de amplitud en la formación Vivian, que se extiende hacia la zona del anticlinal de Fitzcarrald. Esto permitiría suponer la existencia de un potencial entrapamiento de hidrocarburos pese a los riesgos en el cierre estructural mencionados anteriormente para esta zona (trampa estratigráfica o variación en la conversión tiempo/profundidad).

Los hidrocarburos acumulados en Nia superior en San Martín y en Vivian inferior en Cashiriari representan el 70% de las reservas del bloque. Para los demás reservorios, si bien se observan anomalías, los resultados no son tan concluyentes.

En una primera etapa y con el objetivo de disminuir las incertidumbres para definir la presencia de hidrocarburos

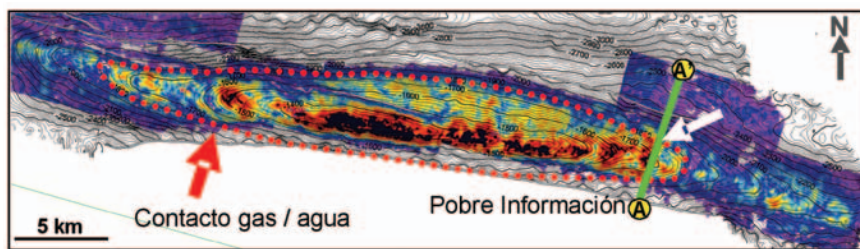
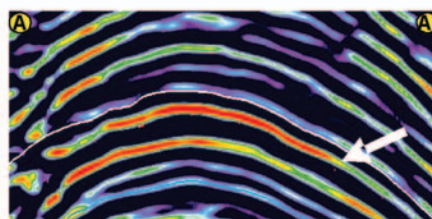


Figura 11. Extracción de amplitud a nivel del reservorio Vivian Inferior. Nótese que la anomalía de amplitud coincide con el contacto estimado gas/agua.



de esa manera, definir qué método o proceso especial debe aplicarse para resolver el problema planteado.

Impacto de la sísmica 3D en el desarrollo de Camisea

El primer pozo perforado por Pluspetrol (SM-1001) fue propuesto utilizando la información brindada por la sísmica 2D. Mientras este pozo se perforaba se recibió el primer cubo parcial procesado fast track. Su interpretación permitió definir que, con la trayectoria que se estaba siguiendo, al reservorio Noi se lo encontraría por debajo del contacto de agua. Se replanteó el diseño del pozo y finalmente cumplió su objetivo (figura 12).

Con este resultado y al tener en cuenta los aportes suministrados por la sísmica 3D (una mejor imagen estructural y un modelo estratigráfico más ajustado) se replanteó el desarrollo del campo San Martín en conjunto con las demás disciplinas. Los pozos fueron reubicados y su diseño modificado con el objetivo de alcanzar los reservorios en una posición óptima tanto desde el punto de vista estructural como estratigráfico (figura 13; Chung y Arteaga, 2004).

Con el procesamiento final de los datos se obtuvo una sensible mejora en la estimación de la conversión de tiempo a profundidad. Junto con la adquisición se registraron un total de veintidós *up holes* de 60 a 75m de profundidad, que se utilizaron para definir los campos de velocidad en la capa meteorizada y la profundidad de la misma. Esto ayudó significativa-

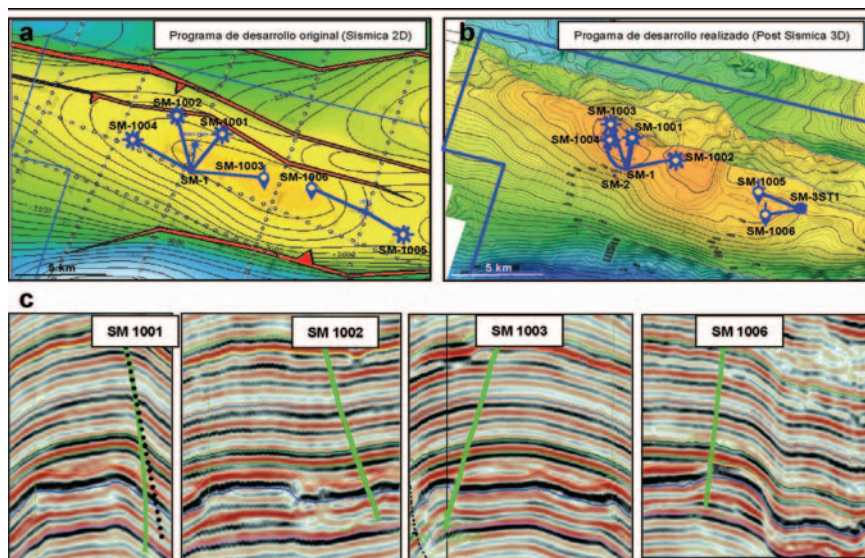


Figura 12. a) Plan de desarrollo original. b) Plan de desarrollo efectuado. c) Geometría de algunos de los pozos perforados.

ros en los reservorios, se realizó un modelado de efecto AVO en los pozos perforados por Shell y en el primero de los pozos perforado por Pluspetrol. Los resultados fueron positivos. Sin embargo, la transferencia y propagación a través de la sísmica no tuvo los resultados concluyentes.

Al mismo tiempo se realizaron pruebas de inversión (impedancia acústica) con resultados satisfactorios.

Una vez completado el desarrollo inicial del campo San Martín, la información aportada por los nuevos pozos perforados permitió conocer que los reservorios son muy homogéneos desde el punto de vista petrofísico y en la distribución de fluidos, con lo cual caracterizar los reservorios utilizando estos

pozos y la información sísmica 3D no resultaba necesario en ese momento. En el futuro, contar una historia de producción del campo ayudaría a tener más claros los cambios o las anomalías que pretendemos detectar para poder,

Tabla 3

Pozo	Dato*	Nia sup.**	Nia inf.**	Shinai**	Noi sup. **	Copacabana	TD (mMD)
SM - 1001	2D	47	60	93	98	57	3002
SM - 1002	3D	3	4	3	3	1	3377
SM - 1003	3D	10	11	15	5	-	3530
SM - 1004	3D	2	0	1	4	-	3060
SM - 1005	3D	12	14	13	-	-	3287
SM - 1006	3D	23	-	15	24	-	2952

* Dato sísmico utilizado para la propuesta del pozo.

** Diferencia en metros entre la profundidad estimada y la encontrada.

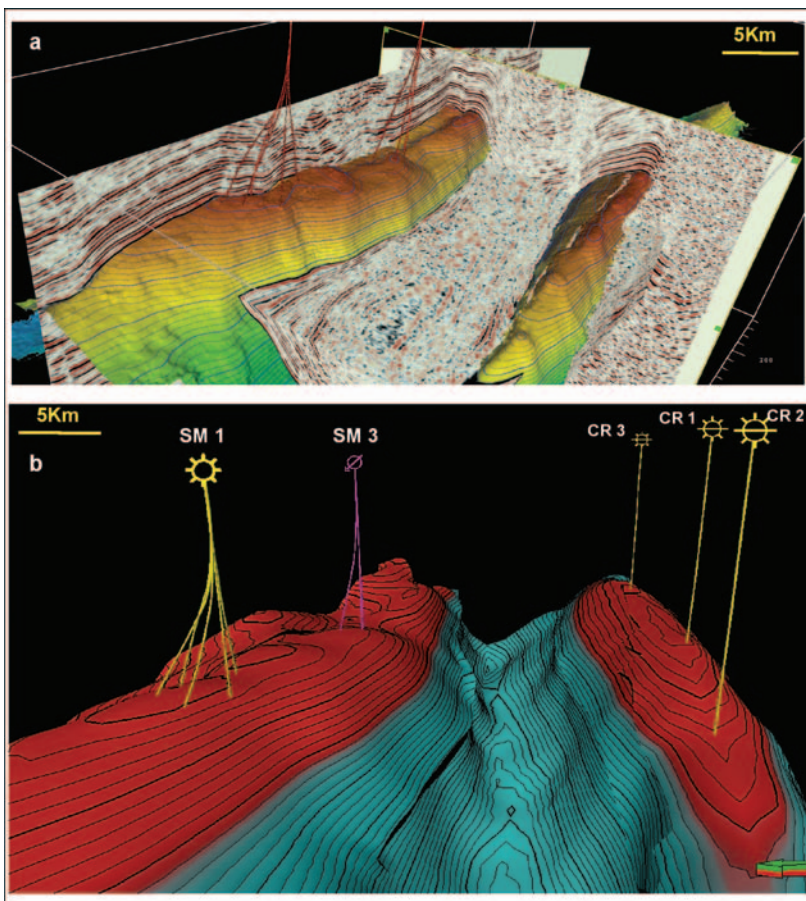


Figura 13. a) Perspectiva de las estructuras San Martín y Cashiriari. b) Localización de los pozos.

mente en la solución de las correcciones estáticas por tomografía, que permitió definir mejor la geometría de la estructura, con lo cual la estimación

de las profundidades y el amarre entre pozos mejoró significativamente (tabla 3).

Por cuestiones ambientales, todos

los pozos fueron perforados utilizando la menor cantidad posible de plataformas: los de producción (SM -1001, 1002, 1003 y 1004), desde la plataforma SM-1; los inyectores (SM-1005 y 1006), desde la plataforma SM -3 (figura 14). Todos fueron pozos desviados que alcanzaron valores de inclinación de hasta 50°.

Planificar con precisión el diseño de cada pozo permitió incrementar el espesor útil en los principales reservorios, por lo que pudieron alcanzarse notables valores de producción en cada uno de ellos (tabla 4).

Conclusiones

Con la adquisición de sísmica 3D en el bloque Camisea se pudo mejorar notablemente el conocimiento geológico del área gracias a la excelente calidad de la información obtenida.

La mejor imagen estructural permitió establecer correctamente la geometría de las capas, definir la correlación y continuidad de las fallas, la compartimentalización de las estructuras y la ubicación y los factores que condicionan los cierres críticos. Por otro lado, se pudo conocer la distribución y el desarrollo de los espesores de cada uno de los reservorios.

La evaluación de esta información condujo a la modificación del programa de desarrollo original previsto para el campo San Martín.

Se planificó el diseño de los pozos de acuerdo con las necesidades óptimas de producción para cada reservorio.

Todo esto, junto con una buena estimación tiempo/profundidad, hizo que los pozos perforados se ajustaran muy bien a la propuesta y se obtuviera un máximo rendimiento en cada uno de ellos. Se optimizaron producciones de gas y líquidos, minimizando tiempo y costos.

Además, las anomalías de amplitud sísmica observadas en los principales reservorios del área (Nia superior y Vivian) permitieron conocer con mayor precisión la extensión de las áreas mineralizadas y ajustar la estimación de reservas. Quedan algunas áreas con anomalías de amplitud

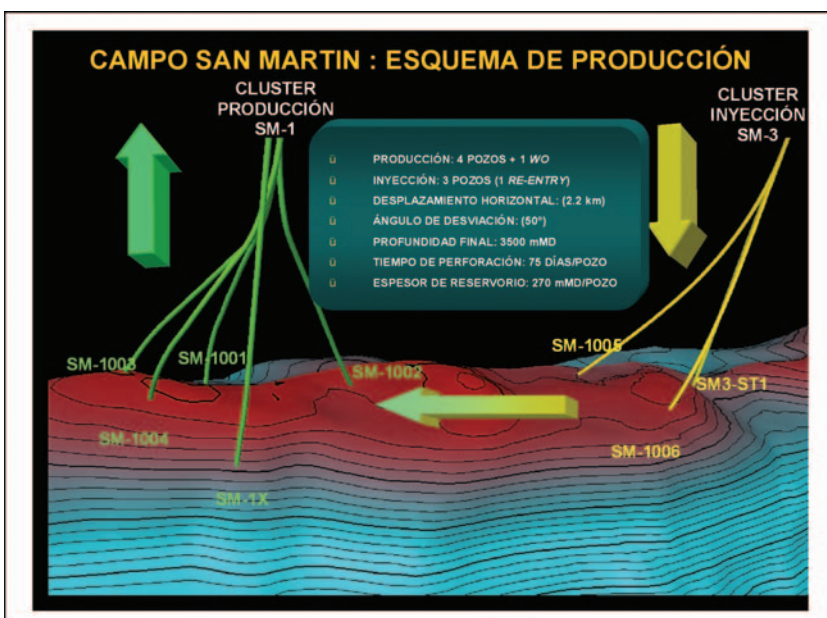


Figura 14. Campo San Martín: esquema de producción.

Tabla 4

Pozo	Producción MMscf	AOF MMscf	Espesor perforado	Espesor total (m)	Espesor Nia MD (m)	Espesor Noi MD (m)
SM1	110	550	65	221	87	134
SM1001	70	500	120	227	136	91
SM1002	125	950	140	306	188	118
SM1003	70	505	60	344	190	154
SM1004	120	700	120	287	200	87
SM1005	[110]	-	88	162	162	-
SM1006	[100]	-	101	146	69	77
SM3-ST1	[120]	-	37	43	43	-

“Geometría de las trampas y análisis estructural en el área de Camisea y sus alrededores. Cuenca Ucayali, oriente de Perú”, VIII Simposio Bolivariano, 2003.

Partyka, G.; Gridley, J. y López, J., “Interpretational Applications of Spectral Decomposition in Reservoir Characterization”, *The Leading Edge*, 1999, pp. 353-360.

Seminario, F. y Chung, J., “Conocimientos, identificación y potencial de los depósitos eólicos de megadunas en la formación Lower Noi, área de Camisea - cuenca Ucayali, Perú”, XII Congreso Peruano de Geología, 2004.

como Vivian en Fitzcarrald, por ejemplo, que deberán ser evaluadas en un futuro.

De acuerdo con las necesidades y la disponibilidad de nueva información, los trabajos de caracterización de reservorios deberían ser extendidos.

La sísmica 3D ha sido un factor importante dentro de un conjunto de disciplinas que convergen en la simulación del yacimiento con la información más confiable y precisa. De esta manera, se pudo y se puede optimizar el desarrollo de campos gigantes de gas cumpliendo los objetivos técnicos pero minimizando el impacto social y ambiental, manteniendo la seguridad en una zona altamente sensible. ■

Agradecimientos

Agradecemos a Pluspetrol por permitir la publicación de este trabajo. A María Silvia Castro por su paciencia y dedicación en la confección de las figuras.

Bibliografía

- Chung, J. y Arteaga, M., “Impacto de la sísmica 3D en la interpretación de los yacimientos de Camisea - Bloque 88 - Cuenca Ucayali, Perú”, XII Congreso Peruano de Geología, 2004.
- Chung, J. y Davis, S., “Desarrollo de los parámetros sísmicos en la faja plegada de Camisea”, V Seminario Internacional INGEPEP, 2005.
- Disalvo, A.; Arteaga, M. y Chung, J.,