

IMPACTO DE LA SÍSMICA 3D EN EL DESARROLLO DE LOS YACIMIENTOS DE CAMISEA BLOQUE 88 - CUENCA UCAYALI - PERÚ

IMPACT OF THE 3D SEISMIC IN THE DEVELOPMENT OF THE CAMISEA FIELD. BLOCK 88 - UCAYALI BASIN - PERU

Juan Chung¹, Marcelo Arteaga², Sean Davis³ & Federico Seminario⁴

RESUMEN

El gas de Camisea fue descubierto en 1984, en dos anticlinales con tres reservorios independientes de clase mundial. El volumen original de gas in-situ varía de 10 a 15 trillones de pies cúbicos (TCF) con 600 a 900 millones de barriles de líquidos asociados. El desarrollo de estos campos fue retardado por casi 20 años, principalmente debido a las incertidumbres en la explotación de hidrocarburos sobre una zona altamente sensible y remota de la amazonía Peruana. Pluspetrol Perú Corporation toma control de la operación en Diciembre del año 2000 encabezando el consorcio Camisea. El desarrollo dependió de un número de incertidumbres geológicas, operacionales y económicas. Para resolver las incertidumbres geológicas se aplicaron tecnología de última generación. El primer trabajo de operación relacionado a G&G fue la adquisición de 765 km² de sísmica 3D con el objetivo de mejorar la imagen estructural, identificar la geometría de los reservorios y delinear la distribución de los fluidos. Un modelo geomecánico apoyó el programa de perforación de los pozos de alto alcance y alto ángulo de desviación. La adquisición de datos en tiempo real fueron exitosamente utilizados. La transmisión de estos datos vía Internet permitió a un equipo multi-disciplinario tomar importantes decisiones en forma rápida. Un preciso diseño de ensayos de los pozos permitió una excelente performance con AOFs que varían de 0.5 a 1.0 BCFGD (Billones de pies cúbicos de gas por día). Un simulador multi-composicional ayudó en la predicción del comportamiento de los reservorios y anticipó los caudales de inyección. La aplicación de tecnologías de última generación asegurará que el gas de Camisea sea explotado y manejado de manera racional y sostenible.

Palabras Claves: Camisea, desarrollo de yacimientos, sísmica 3D, diseño de pozos, cuenca Ucayali, Perú

ABSTRACT

The gas in Camisea was discovered in the 1980's, in two anticlines with three independent world-class reservoirs. GIIP ranges from 10 to 15 TCF with 600 to 900 MMB of associated liquids. The development of these fields was delayed 20 years, due mainly to uncertainties in the exploitation of hydrocarbons in the Peruvian Amazonian, a remote highly sensitive location. Pluspetrol Peru Corporation took over the operations in December 2000, heading the Camisea Upstream Consortium. The development plan depends on a number of geological, operational and economical uncertainties.

The acquisition of 765 km² of 3D seismic was the first field operation, the objectives of which were improving the structural image, identifying the reservoir geometry and delineating the fluid distribution. Seismic interpretation allowed for the optimization of the drilling program, high-angle extended reach wells, with AOF's ranging from 0.5 to 1.0 BCFGD.

Keywords: Camisea, Oil Field Development, 3D Seismic, Well Design, Ucayali basin, Perú

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 (ver Fig.1). Los yacimientos están vinculados a los anticlinales

¹ jchung@pluspetrol.net, ² marteaga@pluspetrol.net, ³ sdavis@pluspetrol.net, ⁴ fseminar@pluspetrol.net

de San Martín al Norte y Cashiriari al Sur, los cuales se originan por propagación y 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 Neógeno.

Las fallas de atajo «*short-cut*», imbricaciones y 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 edad Siluro-Devónica que posteriormente se convierte en una cuenca de antepaís durante el Cretácico y Terciario. Los reservorios son areniscas de edad Cretácica (Vivian, Chonta Inferior y Nia Superior) y Pre-Cretácica (Nia Inferior y Noi-Ene) con espesores que superan en conjunto los 250m (ver Fig. 2).

EXPLORACION EN EL AREA 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 compresiva con basamento involucrado denominado Sepa 1 (ver Fig. 3). Este pozo, si bien no probó hidrocarburos en cantidades comerciales, demostró la existencia de un sistema petrolero con la producción de 8 galones de petróleo de 33° API en las arenas basales de la Fm. 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, confirmando 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 encontrando una acumulación relativamente pequeña de gas en reservorios clásticos del Pérmico (ver Fig. 1).

La campaña de exploración de la Compañía Shell en el área culminó con éxito, siendo Sepa-1 el único pozo descubridor no comercial en el área. En el año 1988, las negociaciones con el gobierno Peruano

fracasaron postergándose el desarrollo de los campos descubiertos y la exploración en el área.

En el período 1997-98 el consorcio Shell-Mobil perforó dos nuevos pozos en las estructuras San Martín y Cashiriari definiendo los contactos de agua y descartando la presencia de petróleo en dichos 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, siendo adjudicada al consorcio liderado por Pluspetrol.

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 (ver Fig 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 de atajo «*Short-Cut*» modifican sustancialmente los buzamientos (ver Fig. 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 utilizando información sísmica y de pozos, los resultados obtenidos tampoco fueron concluyentes.

ADQUISICION DE LA SISMICA 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.

Tres eran los aspectos técnicos que se buscaba definir: 1) mejorar la resolución lateral de los

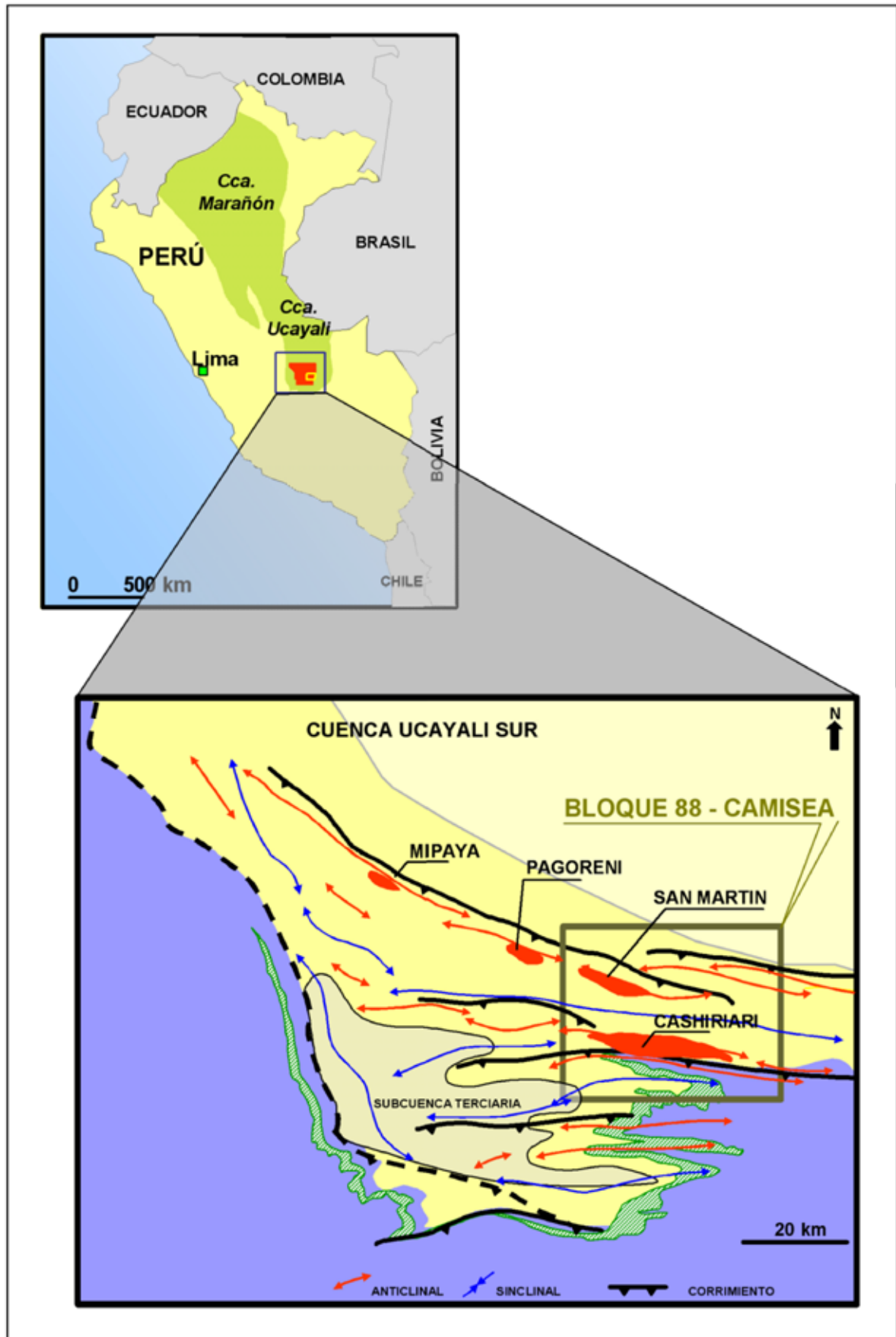


Figura 1.- Mapa de ubicación.

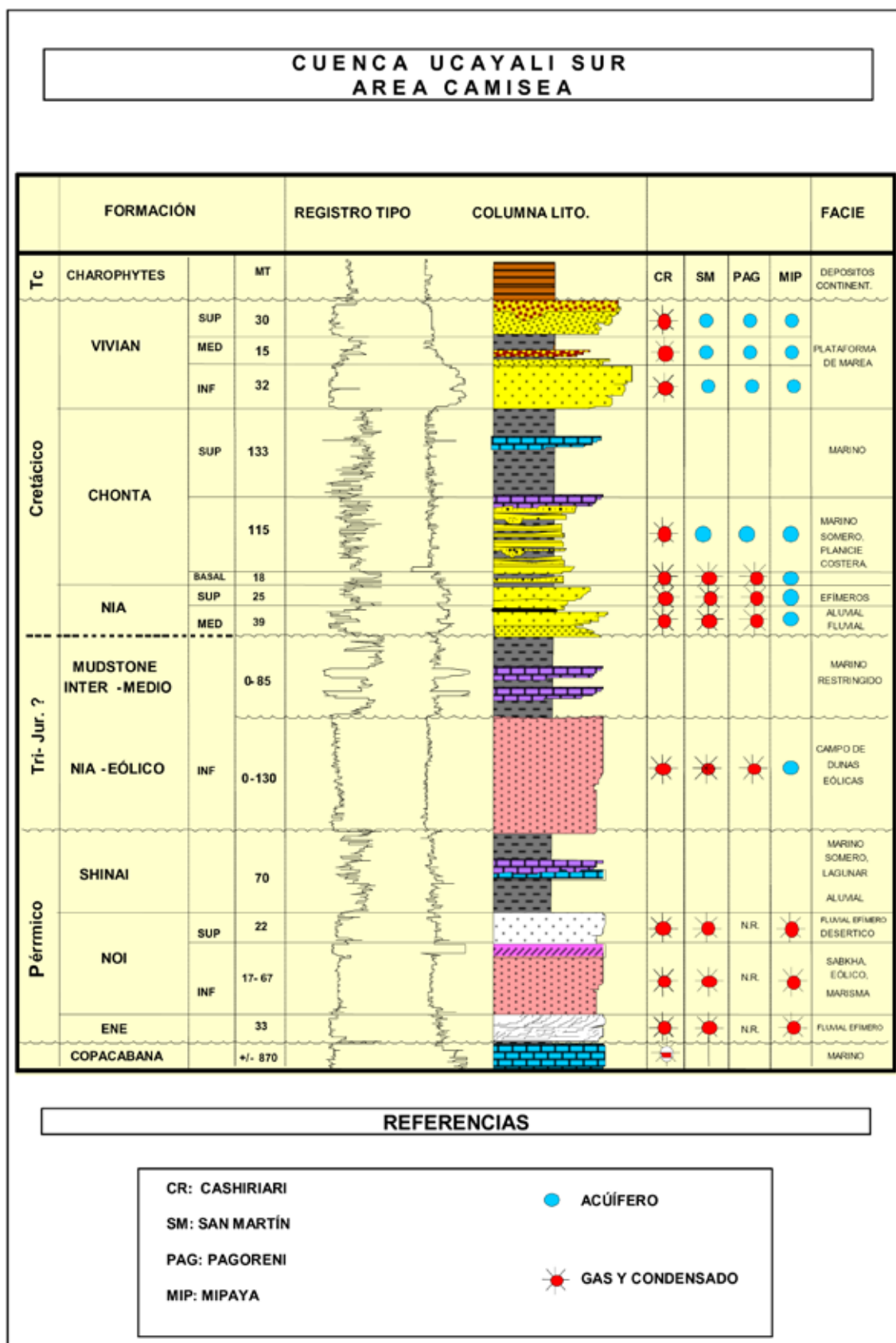


Figura 2.- Columna estratigráfica generalizada de la zona de Camisea.

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 Matsigenkas y posibles tribus nómades no contactadas habitando en la zona) un punto clave a definir era la superficie que abarcaría la sísmica 3D. El desafío era 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, teniendo en cuenta las probables distribuciones 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 (ver Fig. 4).

La definición de los parámetros sísmicos fue optimizada utilizando el siguiente flujo de trabajo: 1) Análisis de los datos sísmicos pre-existentes, 2) Simulación y evaluación de los diferentes diseños propuestos y 3) Pruebas de parámetros en campo con distintos arreglos de geófonos y fuentes (Chung & 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 30x60m (*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 (ver Tabla 1) se optó por el Diseño #2 que, a igualdad de resultados en cuanto a calidad, representaba un menor esfuerzo operativo y en consecuencia menor costo (ver Fig. 6).

Los trabajos de campo fueron realizados por la Compañía Veritas DGC en un período de 9 meses, de Febrero a Octubre, aprovechando el período de «sequía» (200mm) teniendo la limitación temporal de evitar la época de lluvias (800mm) que comienza a partir de Noviembre.

El movimiento de equipos, materiales y gente 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, construcción de la planta, 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

Tabla 1

	Diseño #1	Diseño #2	Diseño #3	Diseño #4	Diseño #5
Rec. Interval	60	60	60	60	60
Rec. Line Interval	480	360	480	480	960
Rec. Patch	10 x 120	10 x 120	10 x 120	10 x 120	6 x 120
Source Interval	134.16	134.16	134.16	67.08	134.16
	120x, 60y	120x, 60y	120x, 60y	60x, 30y	120x, 60y
Source Line Interval	600	420	600	600	600
Bin Size	30 x 60	30 x 60	30 x 30	30 x 30	30 x 30
Fol. Max.	30	43	15	30	9
X min/max X min	31/682	59/456	31/1170	24/679	31/1319
X max	4302	3998	4302	4302	4583

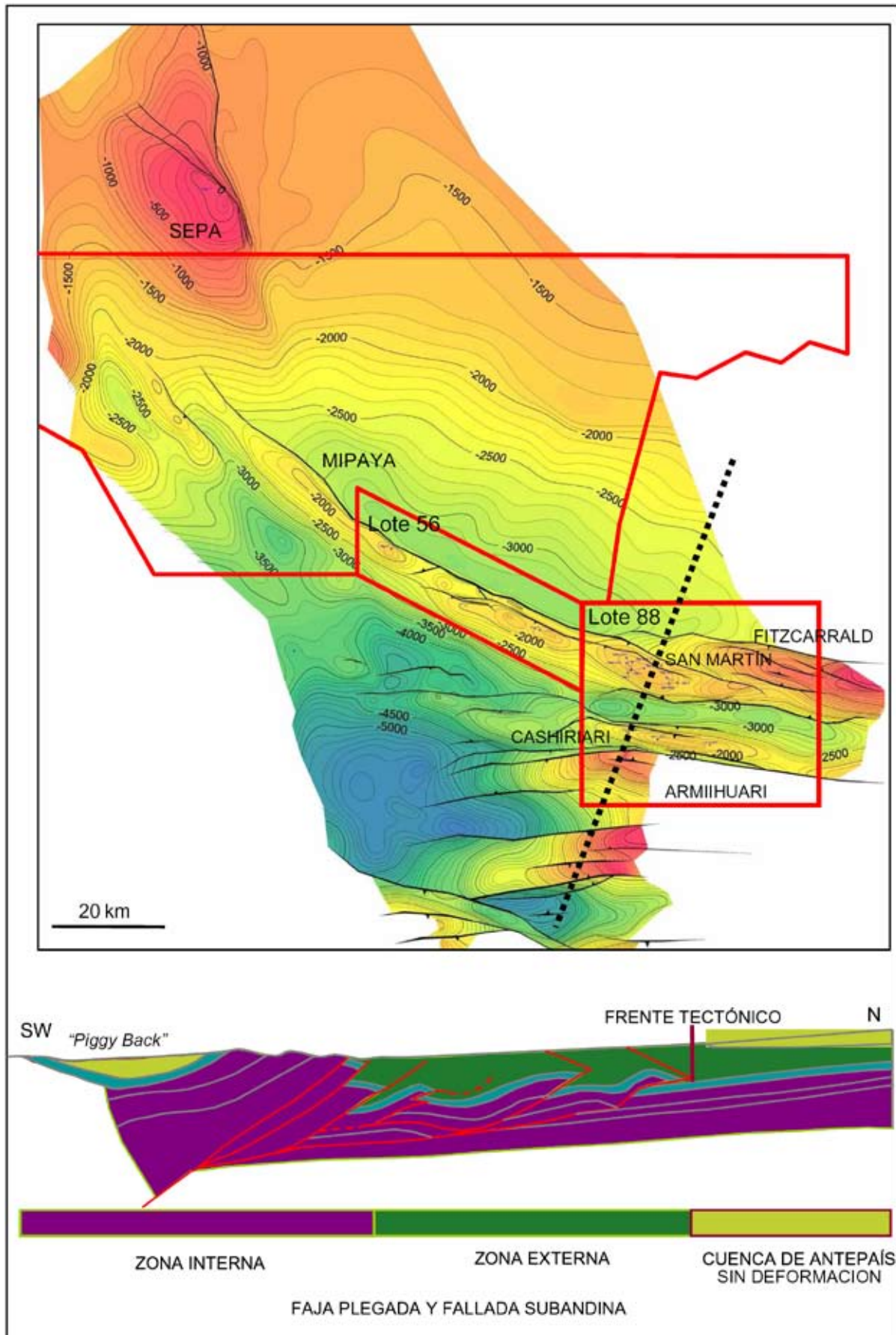


Figura 3.- a) Mapa estructural en profundidad (metros) al tope de la Fm. Nia. b) Corte estructural.

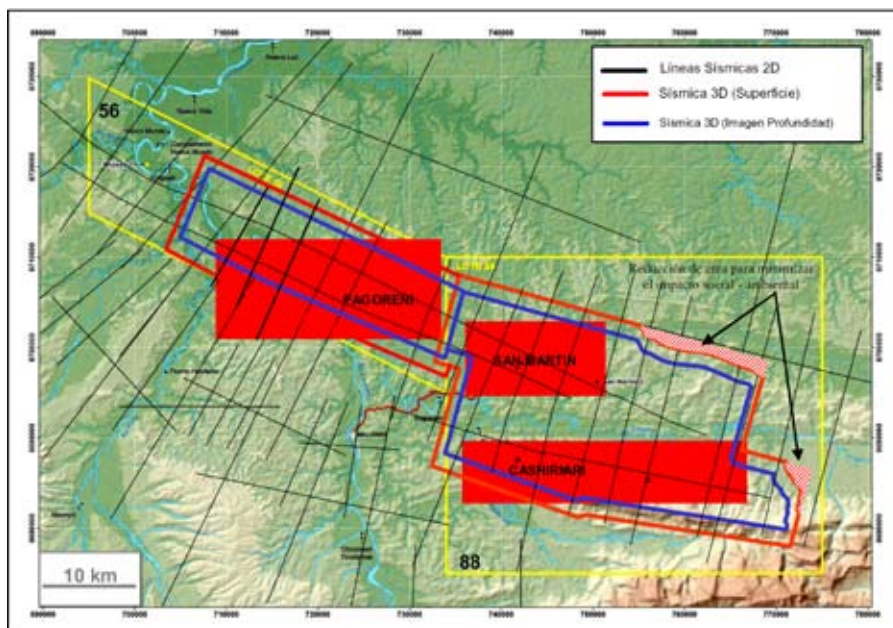


Figura 4.- Cobertura sísmica del área.

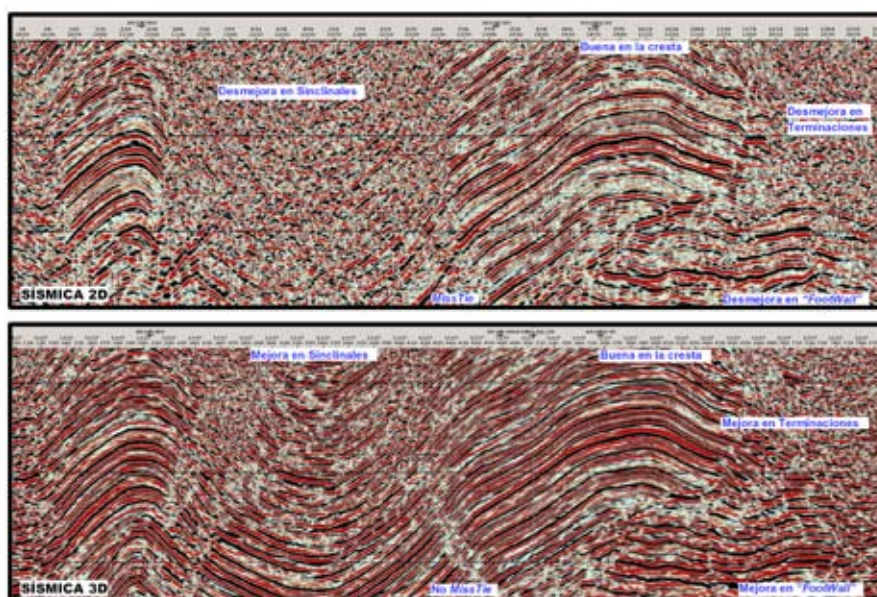


Figura 5.- Comparación de la calidad sísmica 2D vs 3D.

de «offset» y «azimuth» deseada. En la zona de más interés este porcentaje alcanzó el 95%.

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

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

RESULTADOS DE LA INTERPRETACIÓN SISMICA 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 mostramos 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 definición

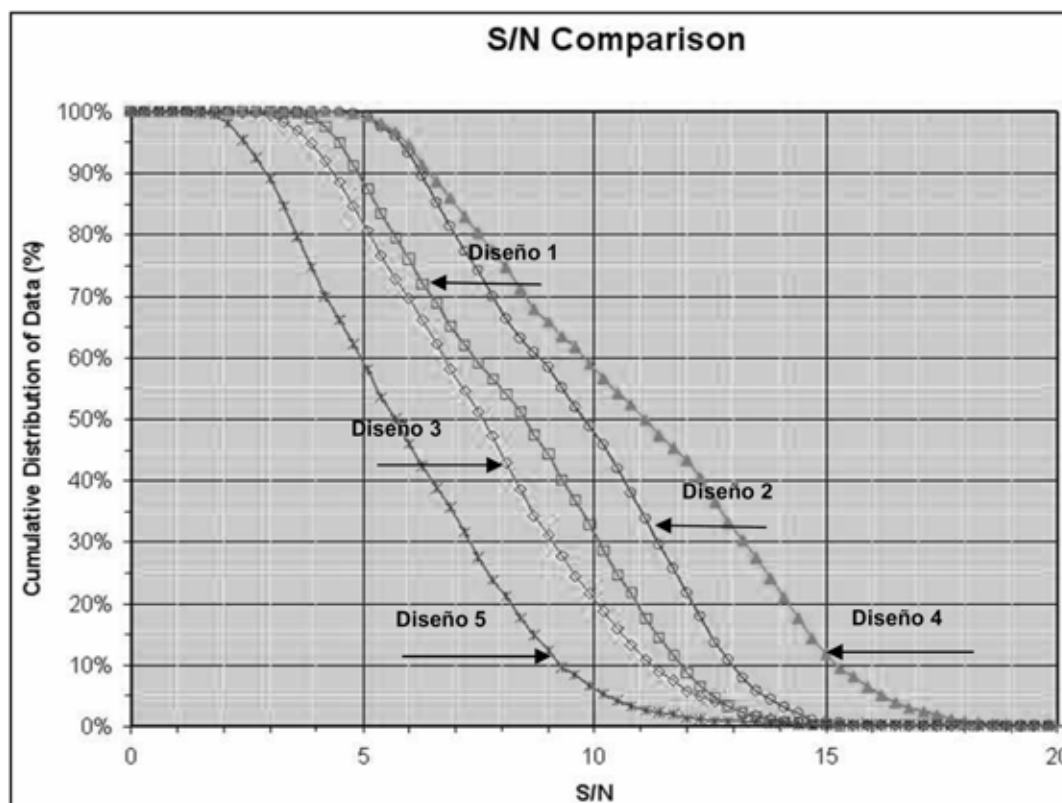


Figura 6.- Curva acumulada de relación Señal/Ruido para diferentes tipos de diseño.

de la estructura.

De los tres objetivos propuestos, éste era donde, obviamente, se tenían las mayores expectativas de alcanzar un buen resultado. La continuidad de la información sísmica 3D es sin lugar a dudas una ventaja sobre la discreta cobertura sísmica 2D permitiendo correlacionar y definir con certeza la ubicación de las fallas.

Tabla 2

Horas Hombre	6,956,760 Horas
Máximo numero de personal en planilla	2660 Personas
Máximo numero de personal en campo	1918 Personas
Horas de vuelo en helicóptero	4904 Horas
Cantidad de explosivos utilizados	62,131 Kg
Cantidad de Combustible	2.176.375 Litros
Montañistas	81 Personas
Longitud de sogas	520 Km

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

Fallas que se interpretaban con una determinada trayectoria y continuidad, resultan ser diferentes

evaluando la nueva información, 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 de atajo «short cut», 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 considerando el cierre estructural del mismo.

Con la nueva interpretación se pudieron comprender en dónde se encontraban los cierres críticos, delimitando 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 de atajo «short cut».

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

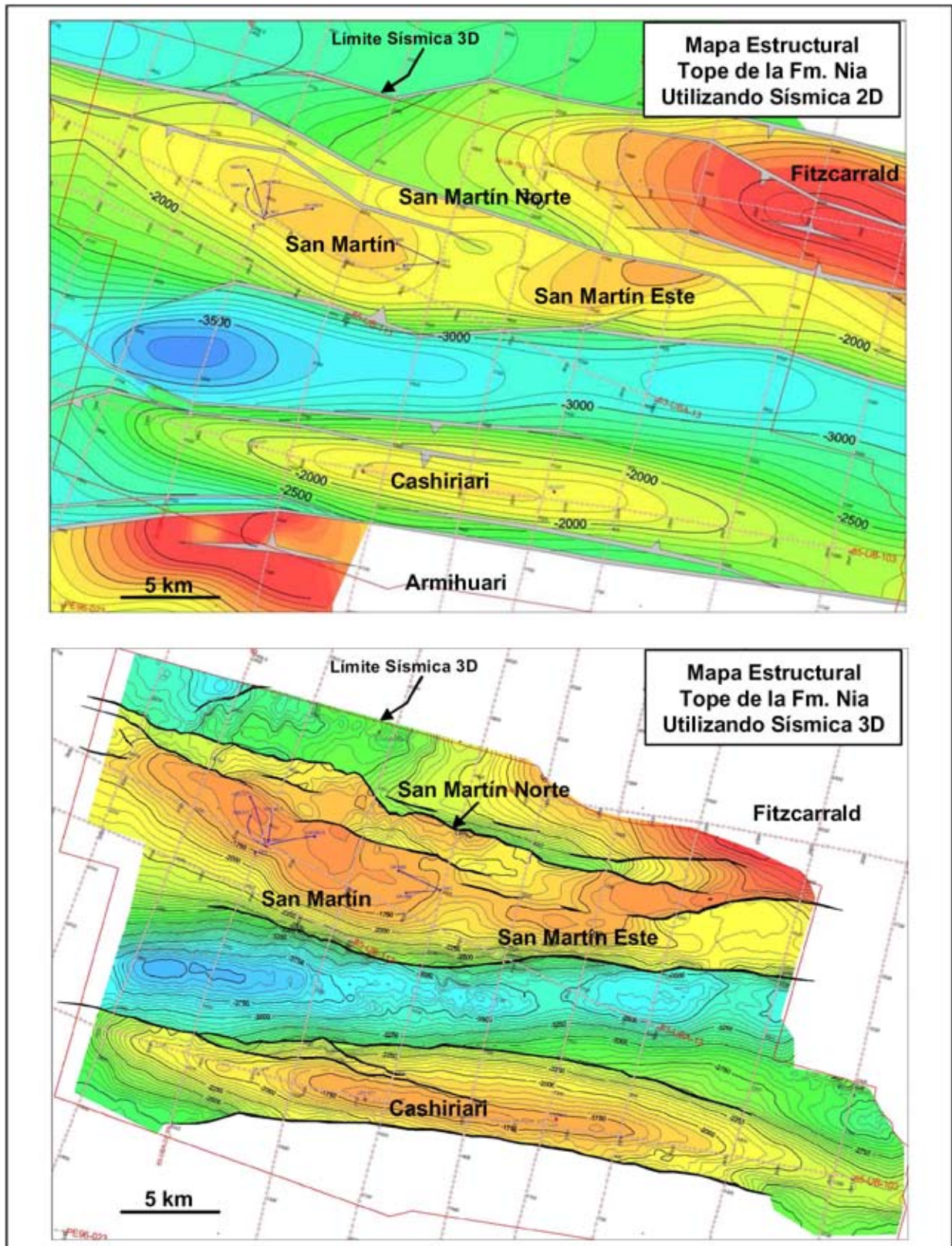


Figura 7.- Comparación entre el mapa obtenido usndo la información sísmica 2D vs. 3D. Nótese la correlación entre fallas, las fallas fuera de secuencia, las diferentes culminaciones estructurales, la conexión ntre San Martín y San Martín Norte y Este, la estructura cerrada contra falla, etc.

y 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 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. Se pudo, además, definir y propagar la discordancia más importante en la región correspondiente a la base del Cretácico (ver Fig. 8).

Se obtuvo una excelente imagen de las variaciones de espesor que ocurren en las unidades de interés, como las Fms. Noi y Nia Inferior. Si bien en algunas líneas 2D se habían observado algunas anomalías de espesor en estos intervalos, no se sabía exactamente cual era su distribución y geometría.

En la Formación Noi se observaron 15 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. 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 es Fm. Nia Inferior. Ambas unidades compensan sus espesores (ver Fig. 8).

La impronta de estas zonas de mayor espesor se puede también observar 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 (Fms. Nia Inferior y Noi) junto con otras unidades que funcionan como sello (Fm. Shinai). Un estudio de este intervalo utilizando redes neuronales para la clasificación de formas de ondículas (facies sísmicas) muestra con claridad la desaparición hacia el Este de estos niveles de reservorio (ver Fig. 9).

Durante la interpretación pudieron definirse algunas formas canalizadas presentes en la Fm. 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 navegación de los pozos y fue esencial en el modelado y 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 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 (ver Fig. 10).

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

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 podido determinarse por medio de pozos, al no haber alcanzado estos el acuífero (ver Fig. 11).

En la estructura San Martín Este se observa una anomalía de amplitud en la Formación Vivian la cual

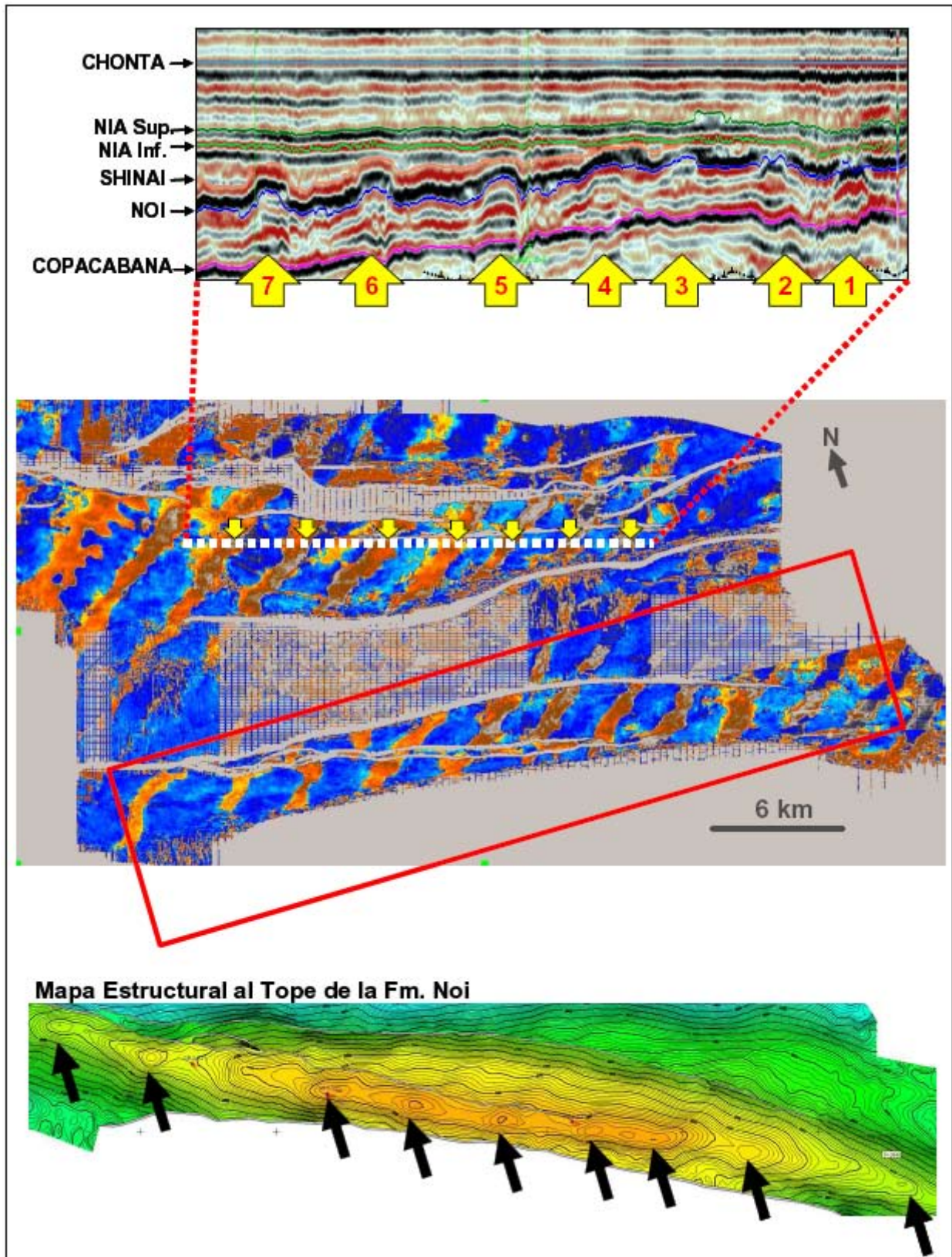


Figura 8.- Dunas eólicas longitudinales. La descomposición espectral a 27 Hz en el intervalo de la formación Noi muestra la distribución espacial de estas dunas que a su vez pueden ser identificadas en las líneas sísmicas (Partyka, et al, 1999). Nótese cómo esta característica estratigráfica posee una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

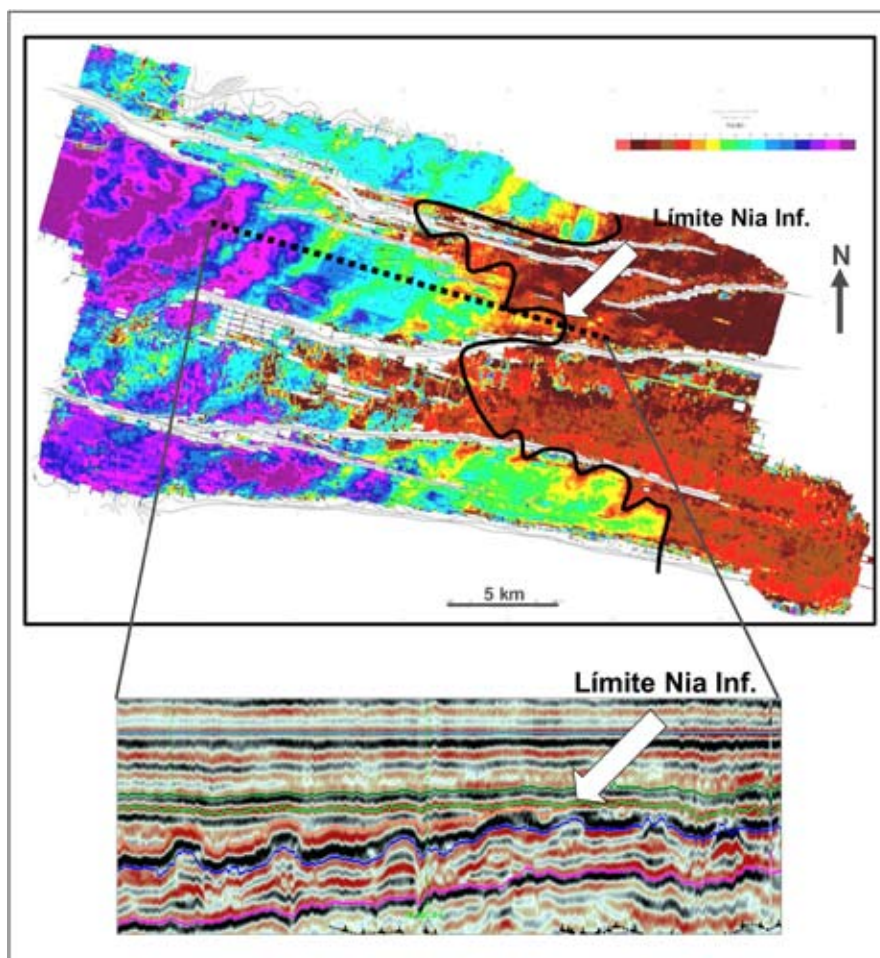


Figura 9.- Mapa de facies sísmica para el intervalo del reservorio Nia (Clasificación de ondículas no supervisada). Nótese que los colores pardos y rojos indican ausencia del reservorio Nia inferior.

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 en los reservorios, se realizó un modelado de efecto AVO en los pozos perforados por Shell y en el primero 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 ser necesario en ese momento. En el futuro, tener una historia de producción del campo ayudaría a tener más claros los cambios o anomalías que pretendemos detectar para poder de esa manera definir qué método o proceso especial debe ser aplicado para resolver el problema planteado.

IMPACTO DE LA SISMICA 3D EN EL DESARROLLO DE CAMISEA

El primer pozo perforado por Pluspetrol (SM-

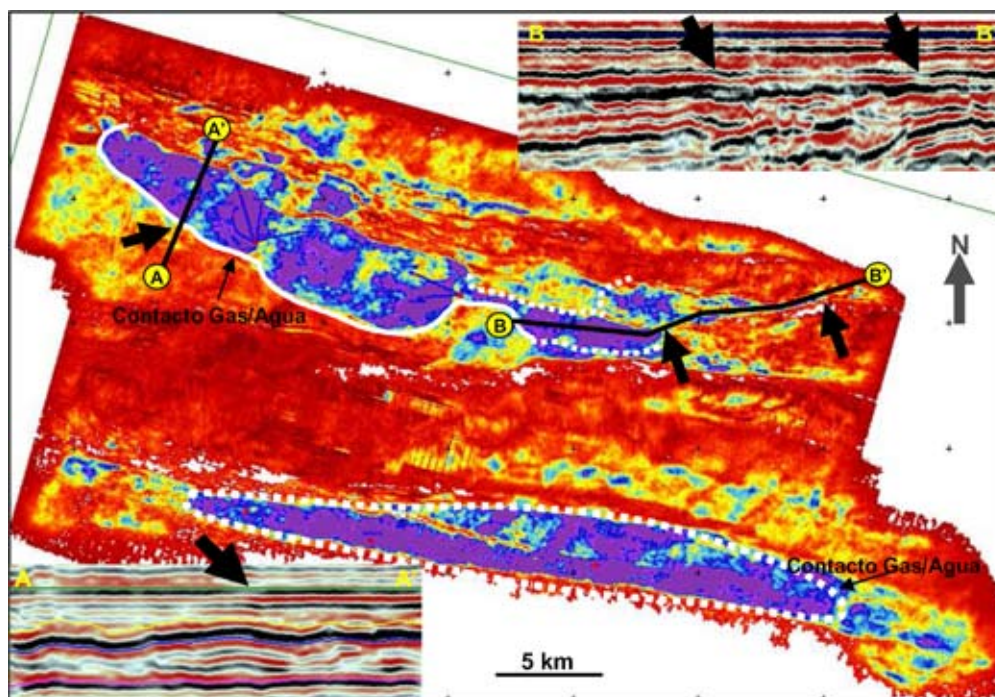


Figura 10.- Extracción de amplitud en el intervalo Nia Superior. Notar que las anomalías de amplitud corresponden al contacto gas/agua del yacimiento. Véase también las secciones sísmicas en las cuales se aprecia la disminución de la amplitud.

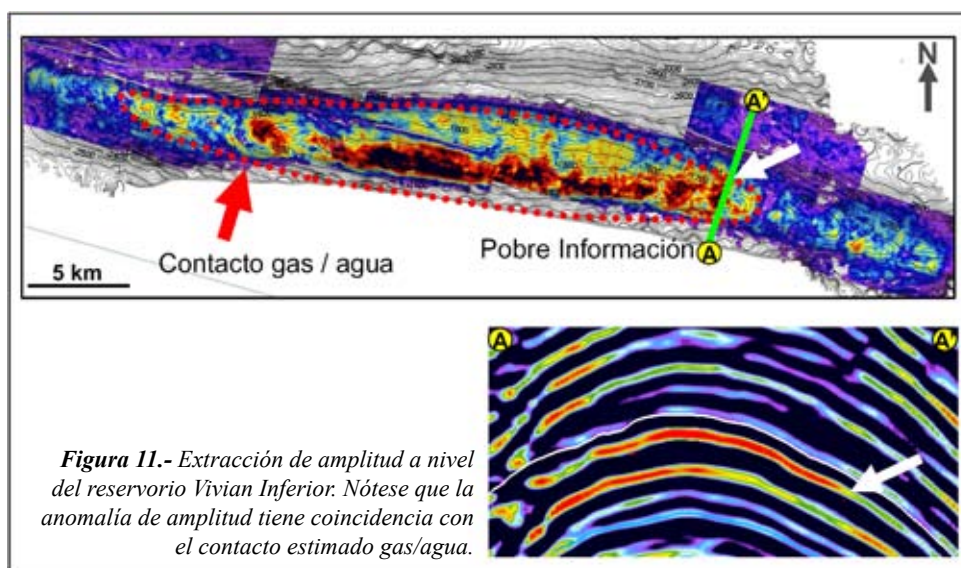


Figura 11.- Extracción de amplitud a nivel del reservorio Vivian Inferior. Nótese que la anomalía de amplitud tiene coincidencia con el contacto estimado gas/agua.

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, cumpliendo finalmente su objetivo (ver Fig. 12).

Con este resultado y teniendo 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, ver Fig. 13, (Chung & 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 21 «Up Holes» de 60-75m de profundidad que se utilizaron para definir los campos de velocidad en la capa meteorizada y la profundidad de la misma. Esto ayudó significativamente en la solución de las correcciones estáticas por tomografía permitiendo definir mejor la geometría de la estructura, con lo cual la estimación de las profundidades y el amarre entre pozos mejoró significativamente (ver 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) fueron perforados desde la plataforma SM-1. Los inyectores (SM-1005 y 1006) desde la plataforma SM -3 (ver Fig. 14). Todos ellos 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, pudiendo alcanzarse notables valores de producción en cada uno de ellos (ver 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 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 a 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.

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

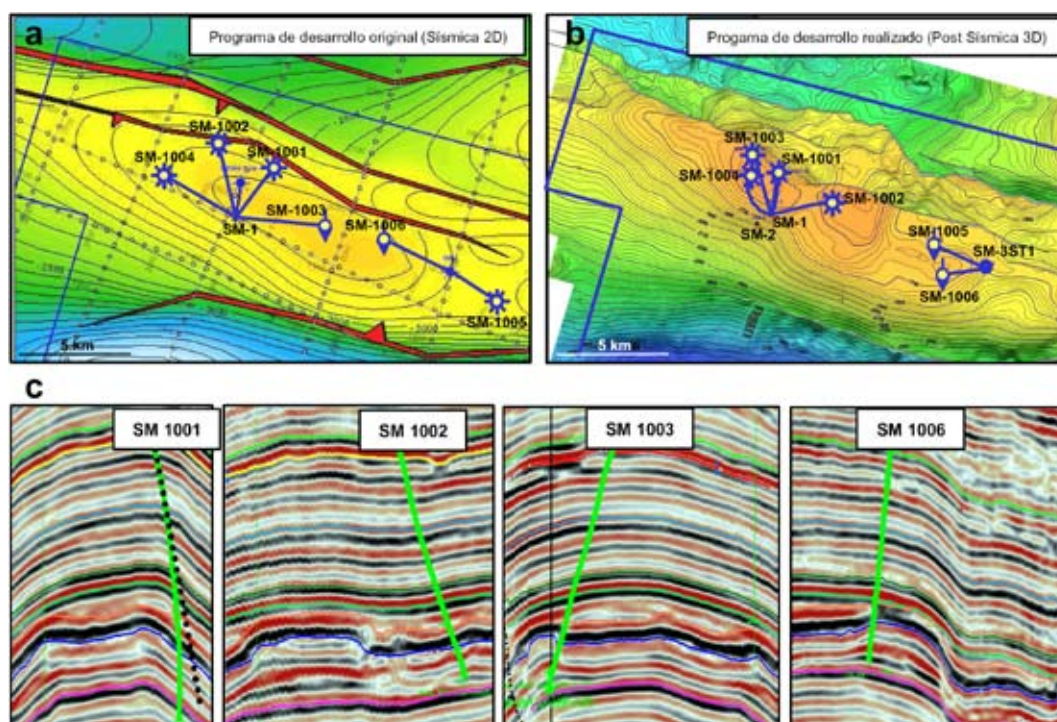


Figura 12.- a) Plan de desarrollo original b) Plan de desarrollo efectuado c) Geometría de algunos de los pozos perforados.

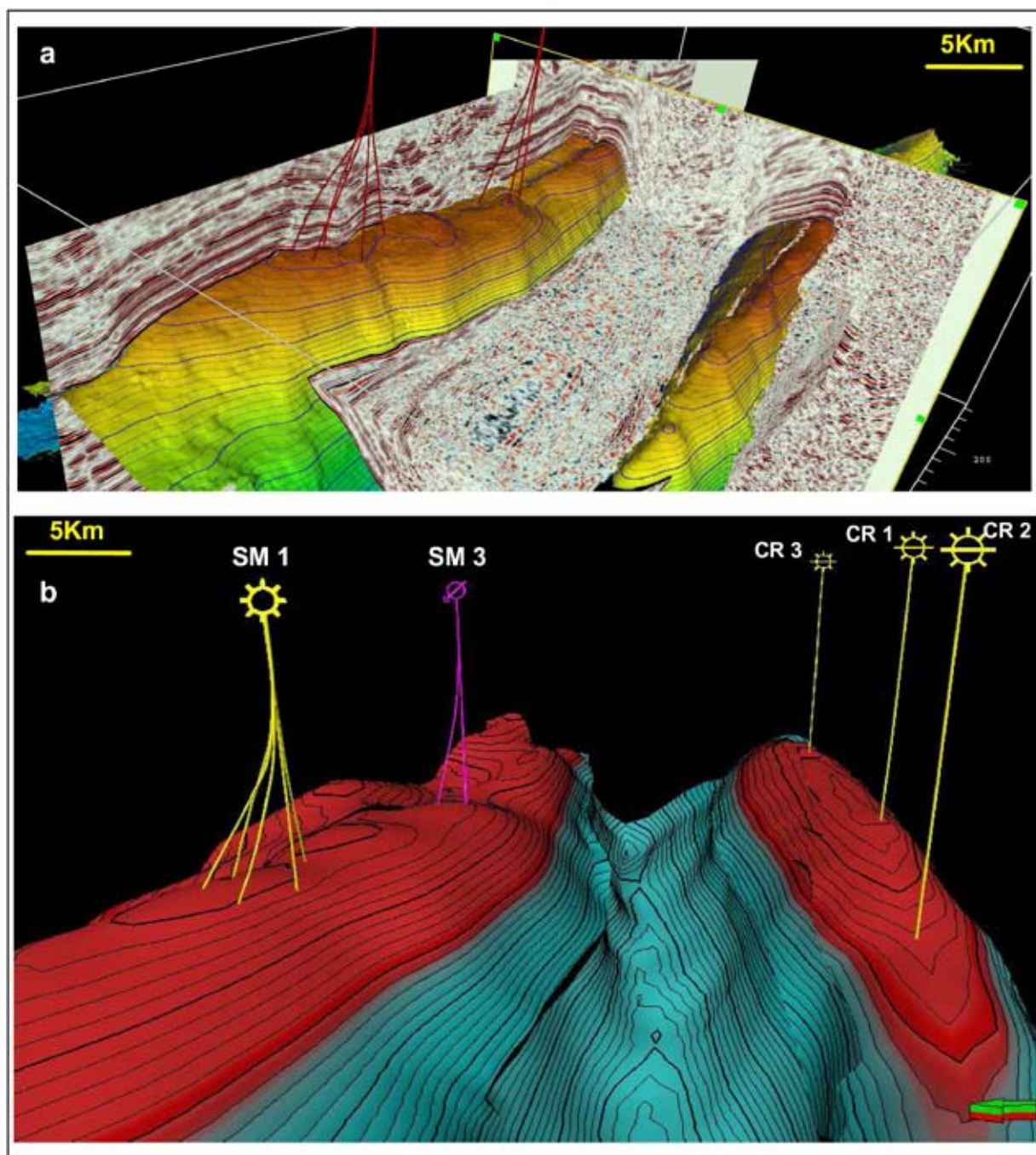


Figura 13.- a) Perspectiva de las estructuras San Martín y Cashiriari. b) Localización de los pozos.

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

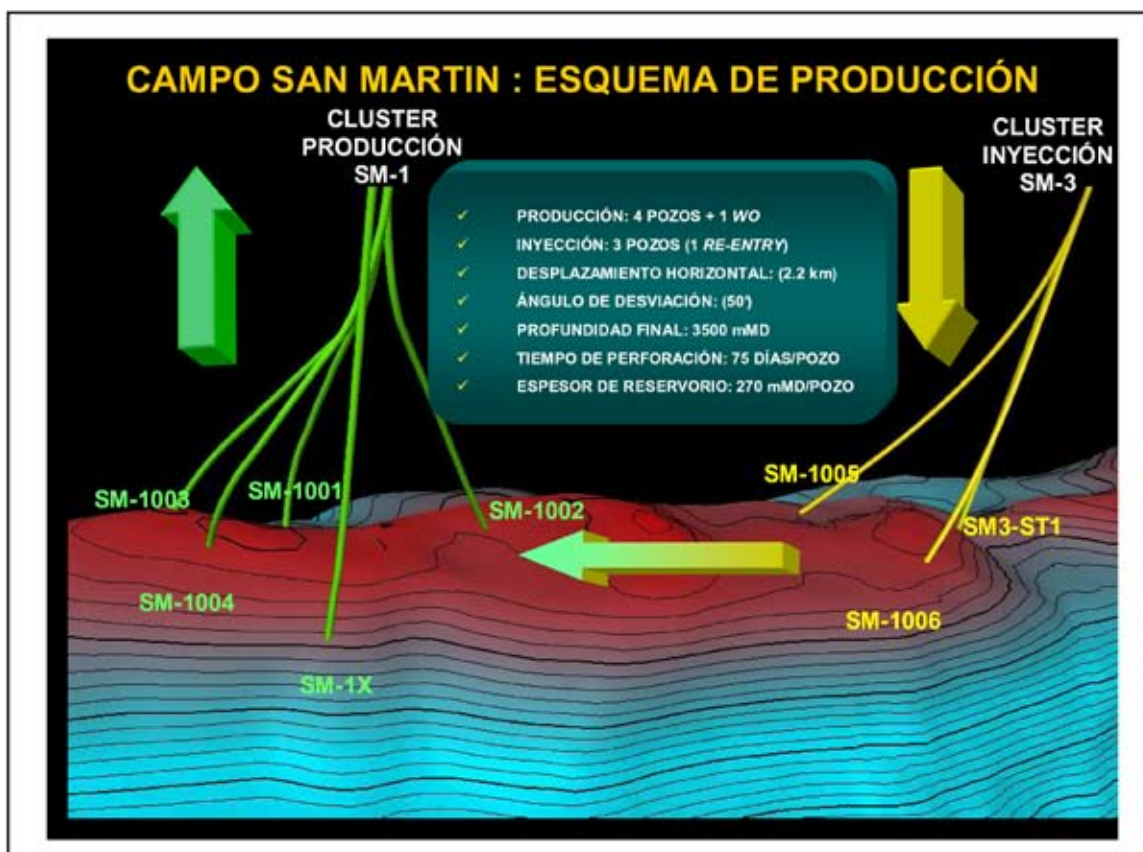


Figura 14.- Campo San Martín: Esquema de Producción

Tabla 4

Pozo	Producción MMscf	AOF MMscf	Espesor Perforado	Espesor Total (m)	Espesor Nia MD (m)	Espesor Noi MD 8m)
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	-

[]: Volumen Inyectado

De acuerdo a las necesidades y a 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 cumpliéndose

los objetivos técnicos pero minimizando el impacto social y ambiental, manteniendo la seguridad en una zona altamente sensible.

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos al consorcio Camisea por permitir la publicación de este trabajo. A María Silvia Castro por su paciencia y dedicación en la confección de las figuras. También agradecemos a Patrice Baby por la revisión del presente manuscrito.

REFERENCIAS

- Chung, J. & Arteaga, M. (2004).- Impacto de la Sísmica 3D en la interpretación de los yacimientos de Camisea - Bloque 88 - Cuenca Ucayali - Perú, XII Congreso Peruano de Geología.
- Chung, J., Davis, S. (2005).- Desarrollo de los parámetros sísmicos en la faja plegada de Camisea, V Seminario Internacional INGEPET.
- Disalvo, A., Arteaga, M., & Chung, J. (2003).- Geometría de las trampas y análisis estructural en el área de Camisea y sus alrededores. Cuenca Ucayali, Oriente de Perú. VIII Simposio Bolivariano
- Partyka, G., Gridley, J. & Lopez, J. (1999).- Interpretational Applications of Spectral Decomposition in Reservoir Characterization, The Leading Edge, 353-360.
- Seminario, F. & Chung, J. (2004).- 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.