

LAS ROCAS RESERVORIO PRODUCTIVAS DEL GRAN CAMISEA, CUENCA UCAYALI-PERÚ

Federico Seminario, José Luquez – Pluspetrol; Silvia Blanco – LCV del Perú

Resumen

El presente trabajo realiza una descripción geológica detallada de los reservorios productivos de gas y condensado en la parte sur de la cuenca Ucayali. Para tal fin, la información utilizada proviene principalmente de estudios efectuados recientemente en la campaña de perforación del campo San Martín y se apoya en una recopilación de estudios de los pozos en Mipaya, Pagoreni y Cashiriari. Además toma algunos conceptos y datos de las secciones medidas anteriormente en los ríos Cashiriari, Mayapo y Pongo de Mainique. Los 762 km² de sísmica 3D han sido fundamentales para definir tanto las estructuras como para entender la distribución de los distintos reservorios: han aparecido anomalías de amplitud y de espesor con las que se han generado nuevas hipótesis sobre sus génesis y distribución. Estos conceptos volcados en líneas regionales de sísmica 2D y trasladados a los pozos y afloramientos han ayudado a entender e identificar los límites de secuencias y discordancias.

El área donde se desarrolla este trabajo es denominada Gran Camisea y está ubicada al Sur de la región sub-Andina de la cuenca Ucayali en el oriente Peruano. El intervalo estudiado tiene un espesor aproximado de 650 metros y se concentra con especial interés en los reservorios productivos de las formaciones de Noipatsite-Ene, Nia Kaatsirinkari, Chonta y Vivían que están compuestas principalmente por sedimentos clásticos que van desde Pérmico hasta el Cretácico. Todo el intervalo nombrado es prolífico en almacenar hidrocarburo el cual se encuentra en los yacimientos en forma de gas y condensado de condensación retrógrada.

Se puede describir las rocas reservorio usando cuatro grupos, de la base hacia el tope encontramos sobre las calizas de la formación Copacabana los reservorios de Noi Ene del Pérmico, tienen un espesor que varía entre 70 a 150 metros, presenta principalmente tres unidades, Ene, Noi Inferior y Noi Superior, la más interesante por sus características de roca son las areniscas eólicas de Noi Inferior que forman una alineación de cuerpos alongados de gran extensión distribuida regularmente en todo el área, vistos en la sísmica 3D e interpretados como un campo de dunas. Separados por las arcilitas y dolomitas de la formación Shinai encontramos a Nia inferior compuesta enteramente por areniscas eólicas, alcanza su mayor espesor hacia el Oeste sobre los campos de Pagoreni y Mipaya, mientras al este del Lote 88 es erosionada por una discordancia mayor en la base del cretácico (DBK). Sobre la DBK descansa una secuencia arenosa de 30 a 50 metros que pertenecen al Nia medio, se interpreta un ambiente aluvial, con depósitos de ríos entrelazados “braided” asociados con otros de corrientes efímeras y no confinadas. Luego el Nia superior representado por un cuerpo que tiene un espesor de 25 metros bastante homogéneo y ampliamente distribuido compuesto por areniscas finas con depósitos fluviales de tipo efímero, con excelente propiedades de reservorio.

Por encima haciendo “onlap” en la sísmica aparece el miembro Chonta Basal y luego Chonta inferior que se muestra como una interesante formación productiva en el Campo Cashiriari. Está compuesto por una intercalación de capas de areniscas y lutitas de ambiente costero evidenciando la trasgresión hacia el mar de Chonta superior. La Formación Vivian del Cretácico superior es de amplia distribución en toda la cuenca, se encuentra bien definida formando tres cuerpos denominados Inferior, Medio y Superior, está compuesta principalmente por areniscas cuarzosas depositados en un ambiente afectado por corrientes de marea.

Introducción

El área del estudio se encuentra en la parte Sur de la cuenca Ucayali aproximadamente a 400 Km de distancia de la ciudad de Lima. Las rocas reservorio están presentes principalmente en cuatro yacimientos denominados San Martín, Cashiriari, Pagoreni y Mipaya. Son anticlinales de forma alargada formados en la parte externa del frente Andino. Su geometría está controlada por las fallas fuera de secuencia y retro-corrimientos que liberan gran parte del acortamiento producido.

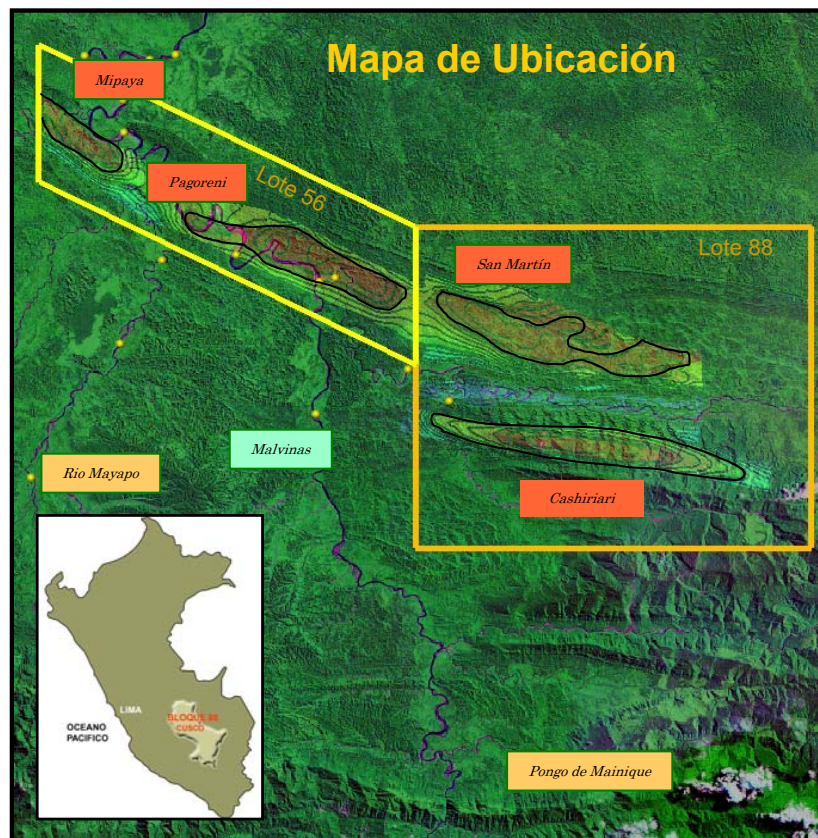


Figura 1. Gran Camisea esta ubicado en la selva sur del Perú, departamento del Cusco provincia de la Convención donde los ríos Urubamba, Mayapo y Cashiriari discurren hacia el llano amazónico.

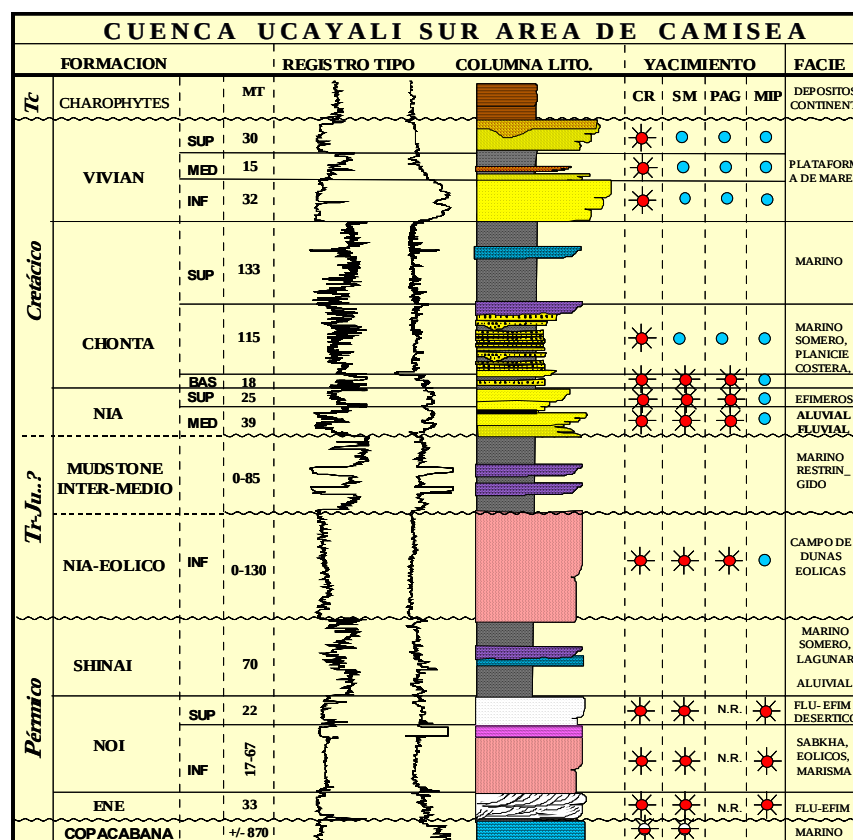


Figura 2. Columna estratigráfica y registro eléctrico tipo del lote 88 y 56

Distribución de Los Hidrocarburos

Cuatro yacimientos comerciales han sido descubiertos en el área, dos de ellos, San Martín y Cashiriari se encuentran ubicados en el lote 88 y fueron adjudicados al consorcio de Camisea cuyo operador es la compañía Pluspetrol Perú Corporation, los otros dos, Pagoreni y Mipaya pertenecen al consorcio de lote 56 y su proyecto es de exportación de gas natural "LGN" (ver columna litológica)

En el yacimiento San Martín existen dos acumulaciones principales de gas y gas y condensado: la más profunda se encuentra en los reservorios Noi-Ene y la más somera en Nia y Chonta Basal. Este campo inicia las actividades de producción el 9 de Agosto del año 2004, un año después se produce de 5 pozos 490 MMPCD y se inyecta 360 MMPCD en tres pozos. De este volumen producido se extraen mediante un proceso criogénico en la planta de Malvinas aproximadamente 36,900 BPD de GLP mas condensado los cuales son acarreados hasta la costa en donde son fraccionados en la planta de Pisco para su posterior venta. El gas natural remanente llega a Lima mediante un gasoducto para su venta.

El campo Cashiriari, tiene tres pozos perforados y ensayados, toda la columna desde Noi-Ene hasta Vivian está saturada con gas y condensado. Si bien aun no ha sido puesto en producción se prevé en un futuro la perforación de nuevos pozos y la ampliación de la planta de procesamiento de líquidos.

Los yacimientos de Pagoreni y Mipaya tienen un solo pozo perforado en cada una de las estructuras, el primero encontró gas en las formaciones de Nia y por problemas operativos nunca perforó las capas mas profundas de Noi-Ene, Mientras Mipaya encontró una acumulación gas en el reservorio de Noi-Ene.

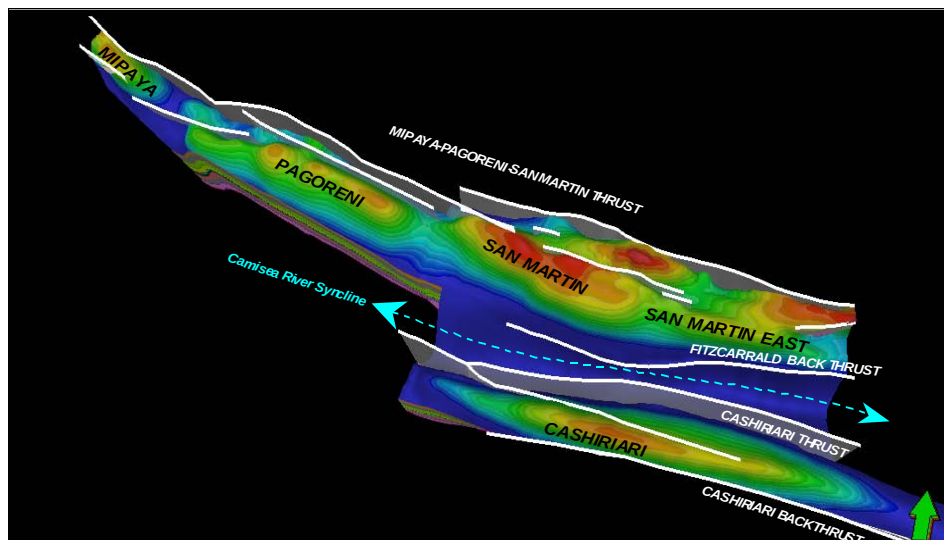


Figura 3. Visualización en 3d de los yacimientos de gas y condensado lotes 88 y 56.

Descripción de Las Rocas Reservorio

Reservorio NOI-ENE

La secuencia compuesta por las formaciones de Noipatsite "Noi" y Ene del Pérmico son descritas en conjunto debido a que las encontramos bastante relacionadas, han sido estudiadas en las inmediaciones del Pongo de Mainique, río Mayapo, río Cashiriari y en los pozos de San Martín, Cashiriari, Mipaya y Sepa.

Desde hace unos años, diversos autores describen esta formación, primero fue Benavides en un reporte interno de I.P.C., luego Valdivia ("Informe Preliminar de Ene área de Sepa", 1970), Doubinger y Marocco (1981) para ser luego estudiados por geólogos de Shell y Chevron. En este siglo XXI nueva información proveniente de núcleos en los pozos San Martín 1003 y 1006 así como la sísmica 3D permiten a los geólogos de Pluspetrol no sólo identificar genéticamente esta roca sino interpretar su distribución areal.

Este intervalo posee litología que sería comparable al grupo Mitu, está reconocido en el Pongo de Mainique en el pozo Sepa-1x y en SM-1x por la abundancia de esporas tipo "Polypodiisporites mutabilis" (Balme, 1970) entre otras. La edad aproximada sería Artiskiano (Pérmico inferior), también en el pozo San Martín 2 utilizando testigos laterales ha sido datada la parte inferior de Shinai como Pérmico

(Bessman, 1988), la secuencia Noi-Ene ha sido datada con recortes de perforación del pozo San Martín 1 por Bouman, 1984, sin embargo puede ocurrir alguna contaminación de micro-flora del Cretácico.

Presenta un espesor aproximado que varía entre 70 a 150 metros, empieza con una lutita gris oscura que esta en para-concordancia sobre las calizas de la formación Copacabana, luego aparece una arenisca cuarcítica de 30 a 40 metros de espesor de color blanquecino de pobre calidad como reservorio, inmediatamente por encima una intercalación de capas delgadas de pelitas, limolitas y areniscas bioturbadas muy finas. Sobreyaciendo a esta unidad aparecen unas areniscas eólicas de color rojizo con un espesor variable y que forman una alineación de cuerpos tabulares de gran extensión y que son interpretados en la sísmica 3D (figura 9), son de forma alargada con una longitud superior a los 30 kilómetros y tienen una orientación preferencial NE-SW, están separados entre sí aproximadamente cada tres kilómetros, éstos son interpretados como campos de dunas en un ambiente árido. Hacia el tope de esta secuencia eólica se encuentran depósitos evaporíticos del tipo sabkha, inmediatamente por encima 35 metros de una arenisca blanquecina moderadamente cementada con características regulares de porosidad y permeabilidad de hasta 50 mD. Sobreyace una secuencia muy constante de pelitas rojas y grises así como dolomitas y calizas de la formación Shinai, ésta por su litología y expresión areal actúa como capa sello y convierte a Noi/-Ene en unidad hidráulica independiente. Esta secuencia es importante ya que contiene parte de los hidrocarburos cubicados para las estructuras de Cashiriari, San Martín y Mipaya, Pagoreni aun no ha sido perforado pero se estima que existe gran potencial hacia del mismo.

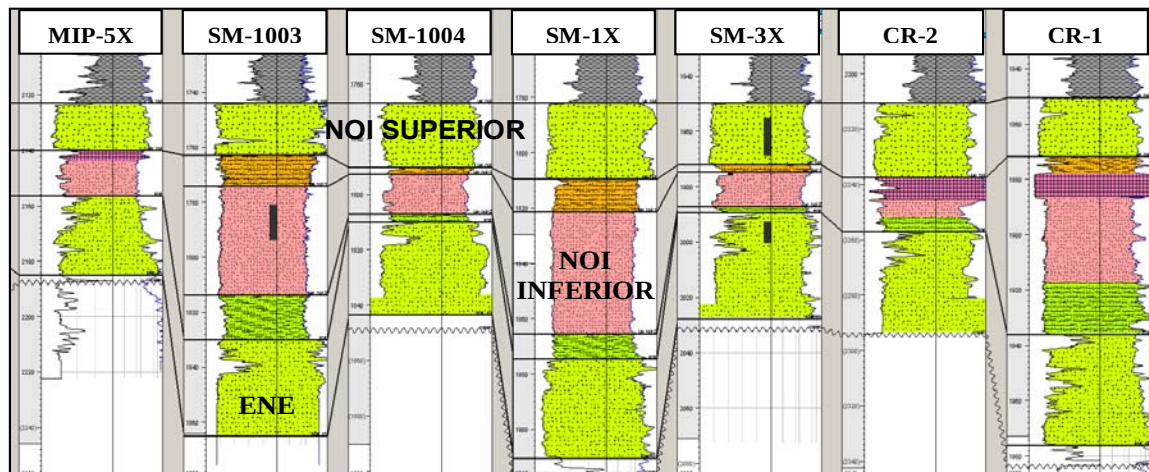


Figura 4. Sección estratigráfica del intervalo Noi-Ene, nótese mostrando la variación de espesor de Noi Inferior.

Reservorio ENE:

Esta sección consta de un espesor aproximado entre 30 y 45 metros, es de forma tabular ha sido mapeado sobre toda el área desde Sepa hasta en pongo de Mainique. En la base presenta una lutita oscura con alto contenido de materia orgánica de 3 a 4 metros de espesor luego aparece arenisca de color fina de color blanco, de composición cuarzo-feldespática y cementada con dolomita, posee además lodolitas y nódulos de anhidrita. Por lo general esta sección se muestra bastante cementada y con algunas fracturas, sin embargo en los pozos San Martín 1001 y San Martín 1004 aparentan tener mejores características petrofísicas. Sobre los afloramientos del pongo se interpreta una caída de nivel de base evidenciado por depósitos fluviales efímeros y hacia la parte superior en el núcleo en el pozo Cashiriari 3S1 se ubica depósitos efímeros, lacustrinos con laminación de ondulitas, suave deformación y bioturbación. Este reservorio se encuentra saturado con gas, sobre las estructuras de San Martín y Mipaya y presenta porosidades efectivas de 11% y las permeabilidades entre 0.1 y 10 mD, hacia Cashiriari estas condiciones empeoran. En la sísmica no se ha podido seguir el tope de esta unidad, según el modelado directo (Forward Modeling) esto ocurre porque el espesor de Noi inferior lo enmascara

Reservorio NOI Inferior:

Dos pozos San Martín 1003, y San Martín 1006 han perforado la anomalía de espesor del miembro Noi inferior y en los cuales se han tomado dos núcleos orientados, cada uno de 18 metros (Figura 4). Las facies y las características litológicas descritas en ambos son muy parecidas, los estudios indican que está compuesto de una arenisca de color rojo claro a tonos naranja de grano fino a medio, clastos sub-redondeados y bien seleccionados formando localmente laminaciones individuales que varían de 1 mm a 6 cm y a mayor escala estratificación cruzada planar de alto ángulo, identificando principalmente

estructuras de avalancha. Los estudios petrográficos muestran que esta roca es de composición subfeldespática y compuesta por clastos de cuarzo (85%), feldespatos (10%) y líticos 5%. La matriz está compuesta por una patina arcillosa que está recubriendo los granos, el cemento es dolomítico y tiene sobrecrecimiento de cuarzo y feldespatos.

La interpretación ambiental sugiere que esta unidad corresponde a un ambiente eólico desértico, formando un complejo de dunas. En los núcleos extraídos no se reconocen depósitos de interduna pero el modelo generado las prevé. Las porosidades promedio varían entre 16% y 21%, la permeabilidad promedio es de 450 mD.



Figura 5. Fotos de núcleos, areniscas eólicas de Noi Inferior.

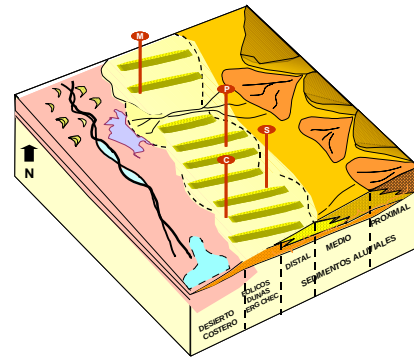


Figura 6. Modelo deposicional de Noi Inferior.

Si bien durante la campaña de perforación efectuada por Pluspetrol se usaron herramientas con tecnología de última generación, la petrofísica encuentra algunos problemas en la evaluación de registros para este reservorio principalmente en el cálculo de saturación de agua, esto se debe a que las lecturas de las curvas resistivas están alteradas. Usando la información de los núcleos y los estudios con el microscopio electrónico se interpreta que esto sucede producto del agua adherida en una película muy delgada de arcillas que está recubriendo a cada grano con un espesor promedio de 6.5 a 13 μm , (Figura 7). La composición de este “coating” arcilloso principalmente es de illita-esméctica, y en menor cantidad de hematita. Cabe resaltar que esta aparente alta saturación de agua ocurre en intervalos donde se ha probado gas, ejemplo (pozos SM-1, SM-1003, SM-1001, etc.).

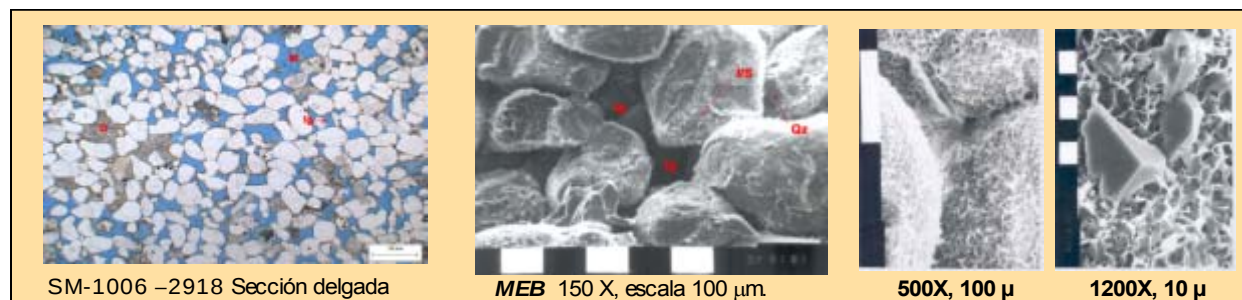


Figura 7. Muestra sección delgada y de microscopio electrónico para el pozo san Martín 1006, la porosidad de la muestra es de 19% y permeabilidad de 179 mD; nótese en la sección delgada el escaso volumen de arcilla y en la foto del ampliada 1200 x de la derecha la composición del coating arcilloso principalmente de illita esméctica.

La principal característica de esta unidad son los cambios de espesores que varían entre 15 y 65 metros, los cuales se observan en la sísmica 3D. Internamente posee reflectores que cambian de amplitud, longitud de onda y son bastantes discontinuos, arealmente estas “ondulas” se distribuyen homogéneamente siguiendo una dirección NE-SO a manera de “costillas”. Esta interpretación ha sido puesta en el modelo geocelular 3D que se elaboró para la simulación de reservorios del yacimiento, primero se construyeron las facies y luego se le asignó propiedades petrofísicas siguiendo los alineamientos tal como se aprecia en la siguiente figura.

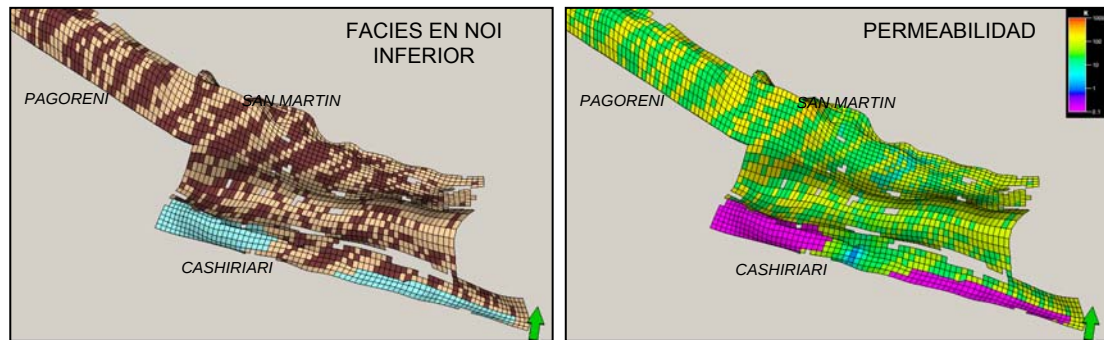


Figura 8. Imagen del modelo geocelular 3D del lote 88 y 56, muestra capa de Noi inferior, grilla de facies y de permeabilidad

Las “costillas” poseen un ancho de aprox. 800m y están separadas por una distancia de aprox. 3 Km, su longitud supera los 30 Km y el relieve estructural producido es de alrededor de 80m en el Lote 88. Se ha probado con simulación de ondulitas “Forward modeling”, se observa que solamente variaciones de espesor podrían generar la sismofacies observada. Adicionalmente atributos extraídos a este intervalo nos han mostrado la presencia de hidrocarburos que insinúan el contacto gas / agua en San Martín y Cashiriari.

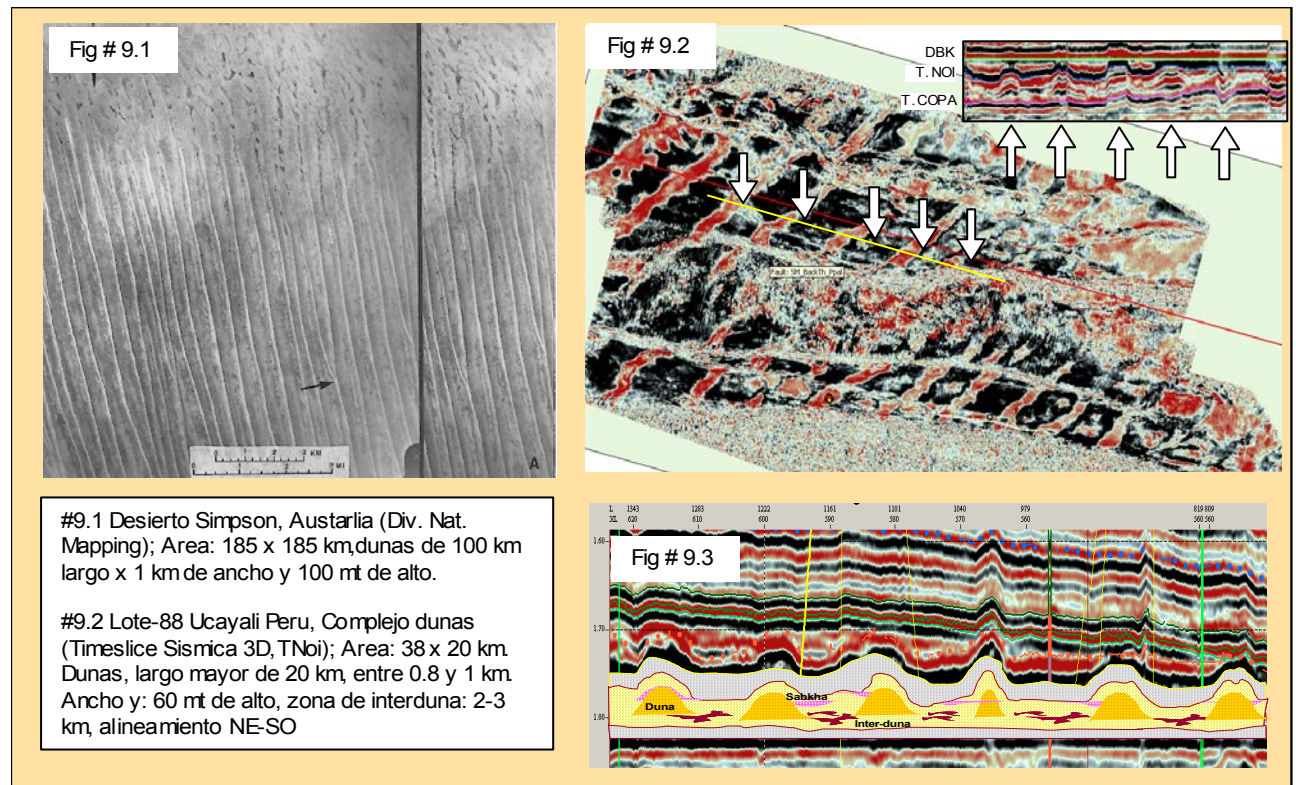


Figura 9. Muestra una comparación de una imagen aérea de un campo de dunas del desierto de Simpson en Australia (Foto 871-872, 7 Sep 1971); un corte horizontal en tiempo “timeslice” de la sísmica 3D sobre el Lote 88 y una sección sísmica interpretada, para comparar un modelo actual y un paleó ambiente. Esta interpretado para el lote un complejo de dunas paralelas del tipo ERG Chech, lineares, las zonas oscuras en la foto aérea corresponden a la zona de interdunas con pequeños árboles y tipos de vegetación. En la sísmica se aprecia zonas oscuras que corresponden a interduna con mucho menor espesor del orden de los 15 metros, mientras en las zonas rojas el espesor llega a 70 metros y corresponde centros de duna, esto ha sido comprobado con núcleos de pozos.

Reservorio NOI Superior:

Luego de un periodo bastante árido y desértico empezaría paulatinamente un aumento del nivel de base evidenciando los pulsos iniciales de un sistema transgresivo hacia Shinai encontramos un intervalo arenoso con espesores bastante homogéneos en el área entre 30 y 40 metros, está formado principalmente por areniscas de grano fino a mediano de composición cuarzo-feldespáticas, posee cemento variable y halos hematíticos. Las facies predominantes son las de estratificación cruzada en varias formas, se interpretan un ambiente desértico marginal, con cursos fluviales efímeros. La sección

tiene una porosidad promedio de 12% y se presentan ligeramente cementada con dolomita y arcillas, presenta además sobrecrecimiento de cuarzo.

En los registros, la curva de rayos gamma no muestra mayores desviaciones y es un buen indicador de VCL. La arena neta tiene una porosidad promedio de 12% en San Martín, 9.5% en Cashiriari y 11.7% en Mipaya y las permeabilidades de registros de resonancia magnética y núcleos varían en el campo San Martín entre 0.1 y 200 mD, para Cashiriari los núcleos muestran porosidades de 12% y permeabilidad promedio de 30 mD. No existen ensayos de pozos para esta unidad que permiten obtener un valor exacto de producción sin embargo ensayos conjuntos con el miembro inferior nos indican que no entregaría tanto gas como lo hace el otro porque posee menor permeabilidad, pero como está bien distribuido en el área es un importante almacén de hidrocarburo.

Formación SHINAI:

Siguiendo con la secuencia de depositación y aunque no es roca reservorio las pelitas y carbonatos de Shinai son importante para el sistema petrolífero ya que dividen en unidades hidráulicas diferentes Nia Inferior de la secuencia de Noi-Ene. Esta secuencia de aproximadamente 75 metros mantiene un espesor constante sobre toda el área desde el pongo de Mainique hasta el pozo Sepa-1, sin embargo en los afloramientos de la sección estudiada por SPDP sobre el río Cashiriari es de 60 metros. Principalmente está representado por una sucesión de arcillitas de color rojizo y gris verdoso, dolomitas micríticas de color rosado en algunos intervalos con chert. Tal como se refiere en párrafos anteriores la edad asignada es Pérmico (Bessman 1988).

La sismofacie está constituida por un pico y un valle muy fuerte, la base es fácilmente correlacionable pero su tope es débil y carece de continuidad lateral, el espesor es bastante homogéneo, en general sigue la forma “ondulada” de la secuencia que subyace (Noi-Ene). Hacia el Este del lote 88 este intervalo se encuentra erosionado debido a la discordancia de la base del cretácico “DBK”.

Reservorio NIA Inferior:

Por encima de las arcillitas de la formación Shinai encontramos un intervalo de areniscas eólicas, formando un complejo de dunas, arealmente varía en espesor, hacia el Oeste en los pozos Pagoreni y Mipaya encontramos que tiene 130 metros mientras que hacia el Este el espesor va decreciendo hasta encontrar su límite como consecuencia de la discordancia que está en la base del Cretácico “DBK” y que afecta a esta formación y rocas más antiguas (Figuras 11,12)

Por sus características ambientales, Nia inferior es estéril por lo que no se le puede asignar una edad definitiva, probablemente podemos decir que es Pre-Cretácica y además pero con duda que pertenece al Triásico Superior / Jurásico Inferior, según muestras de palinomorfs del Pongo de Mainique y el pozo San Martín 1X (SPDP Reporte No 5533) aunque no son concluyentes. Su edad es interpretada por su posición sismo-estratigráfica, en las secciones se interpreta una discordancia regional “DBK” que divide las formaciones de Nia Medio y Nia Inferior. Hacia el Oeste puede ser otra historia ya que aparece en Mipaya río Mayapo y Pongo de Mainique una secuencia marina de arcillitas y caliza sobreyaciendo a las areniscas eólicas e infrayaciendo a las areniscas fluviales del Nia Medio, ésta viene siendo llamada “Middle Mudstone”, probablemente esta tenga alguna equivalencia con el Pucará ya que los resultados de un estudio con microforaminíferos y dinoflagelados, acusan asociaciones desde Jurásico al Pleistoceno (LCV, Ottone, 2005).

Nia inferior está caracterizado por el predominio de areniscas de grano fino a medio bien seleccionadas. Presentan estratificación cruzada de mediana y gran escala y son interpretados como depósitos de duna (facies de pie y núcleo) intercaladas con depósitos finos, arcillosos, correspondientes a interdunas húmedas y secas “dry and damp-wet (Figura 10). Sobre la base de las estructuras sedimentarias definidas se asigna un origen eólico para estos depósitos.

Petrográficamente corresponden a arenitas subfeldespáticas con escaso cemento (dolomita, illita, microcristales y crecimiento secundario de cuarzo y feldespato y hematita). La porosidad es buena, primaria y secundaria (13%), y la textura predominante es intergranular. En una evaluación petrofísica convencional utilizando registros eléctricos el cálculo de saturación de agua está en el orden de 50-60% aún encontrándonos incluso encima de la zona de transición. Esta respuesta es anómala ya que los estudios especiales de presión capilar sobre los núcleos muestran una saturación irreducible entre 15-30 % y los ensayos de pozo confirman lo dicho. Se interpreta que este cálculo está afectado por una pátina de cemento arcilloso que recubre a los granos (“coating”) ésta retiene agua adherida “bound water” generando una amplia superficie conductiva lo que redundo en una respuesta anómala. Sumado a esto encontramos hematita distribuida a manera de parches la cual por su mineralogía es conductiva.

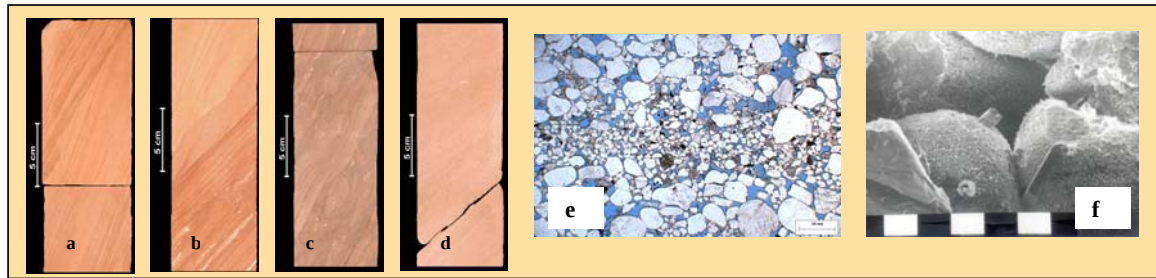


Figura 10. Fotos de núcleo en los pozos San Martín 1004 (a) facies de duna con estratificación cruzada y caras de avalancha producidas por la terminación de capas. (b) Combinado de facies de duna en interduna húmeda mostrando contacto abrupto. (c) San Martín 1002 Facies de interduna húmeda, capas irregulares y lentes areniscas muy finas y arcillosas. (d) depósitos de dunas con bandas de deformación. *Nota: la inclinación de las capas que se ve en las fotos es aparente por la desviación del pozo.* (e) Sección delgada de una arenisca subfeldespática con láminas de grano medio y muy fino. La porosidad se aprecia en azul 21% dominado los mesoporos con textura intergranular. (f) correspondo al SEM (Mag. 150x) y muestra una sub-feldsarenita con los granos de cuarzo recubiertos por cristales euhedrales de dolomita y feldespato potásico.

En la sísmica la sismofacies sigue la forma ondulada de las secuencias inferiores y en algunas partes pareciera que hiciera onlap sobre la secuencia Shinai. Los espesores en el Lote 88 son muy variables debido a la fuerte erosión causada por la DBK. En las zonas altas (“costillas”) la erosión es mayor y en los bajos tiende a conservar los espesores.

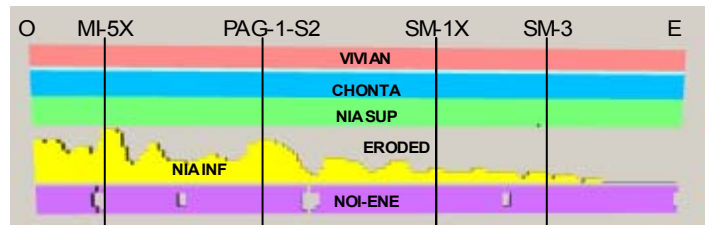
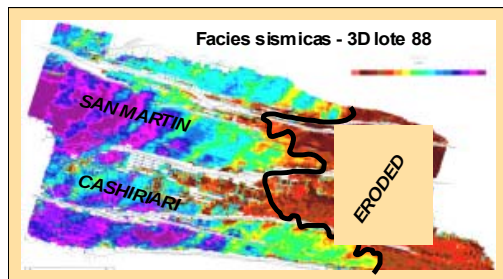


Figura 11. Mapa de sismofacies, los cambios de color estarían relacionados a las variaciones de espesor de Nia Inferior; **Figura 12** corte desde Mipaya hasta San Martín (O-E) del modelo geocelular horizontalizado, se ve la variación de espesor de Nia inferior producto de la erosión en la base de Cretácico (DBK).

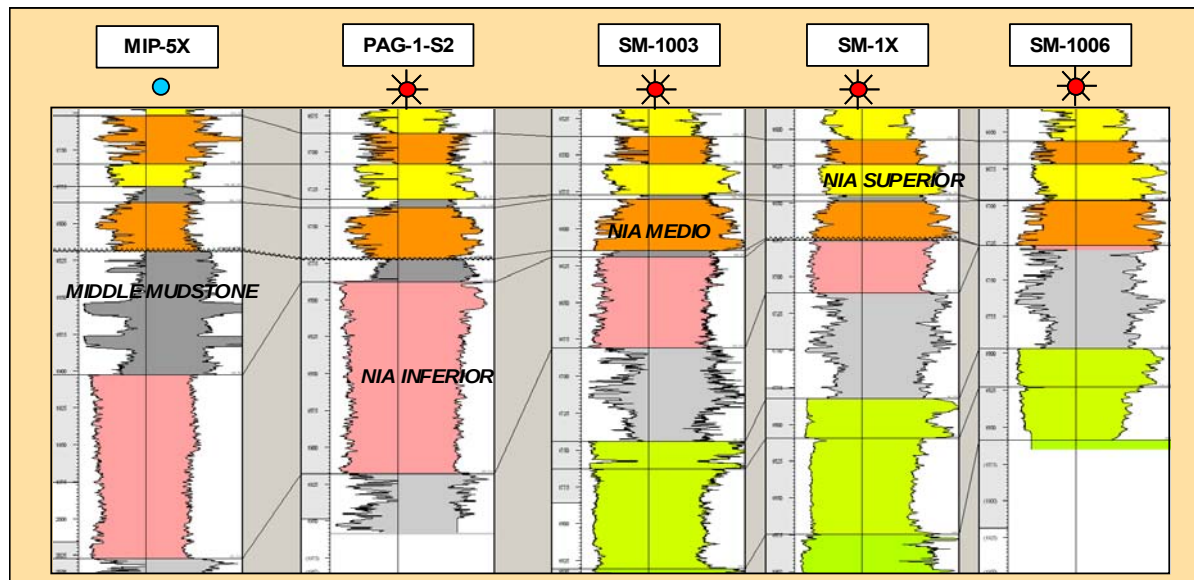


Figura 13. Sección estratigráfica de los reservorios de Nia, nótese la reducción de espesor en Nia eólico inferior.

Reservorio NIA Medio:

Sobreyaciendo a la discordancia DBK una sección arcillosa de 1 a 5 metros aparece sobre los campos de San Martín y Cashiriari, este intervalo podría correlacionar hacia el Oeste donde en el Campo Mipaya alcanza un espesor de 80 metros. Esta capa sello es parcial y divide a los reservorios de Nia Inferior del reservorio de Nia medio que es una secuencia de espesor variable, entre 30 y 50 metros que se encuentra por toda el área, es fácilmente identificable porque en las correlaciones de pozo con registros eléctricos se apilan cuerpos tabulares y en formas de campana correspondientes principalmente tres tipos de depósitos.

En Nia Medio se han adquirido núcleos en cuatro pozos (SM-3, SM 1002, CR-3S1 y CR-2-S3) con éstos se ha podido interpretar el ambiente y caracterizar las respuestas de las curvas provenientes de los registros. Se interpreta un ambiente aluvial, con depósitos de ríos entrelazados “braided” asociados con otros de corrientes efímeras y no confinadas, del tipo “sheet flood”, generados en condiciones de clima árido a semiárido con un régimen estacional o descarga fuertemente intermitente.

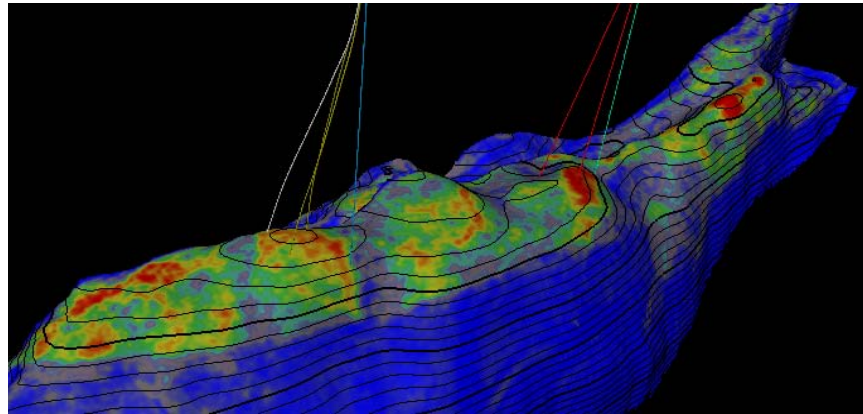


Figura 14. Yacimiento San Martín, tope de Nia Medio cubierto con la anomalía de amplitud extraída de la sísmica, nótese la coincidencia del GWC con los contornos de profundidad

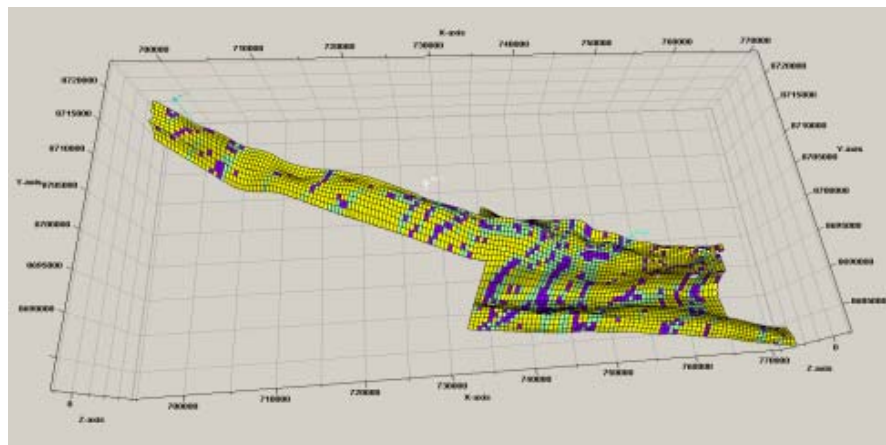


Figura 15. Al lado modelo geocelular de distribución de facies (3D) sobre Mipaya, Pagoreni, San Martín y Cashiriari, en color amarillo pertenece a depósitos no canalizados (flood Sheet), mientras el verde y morado se relacionan a depósitos fluviales

Los depósitos de corrientes efímeras están compuestos por feldsarenitas finas y medianas, localmente pueden ser gruesas de color rojizo claro conglomerados de un complejo de canales de baja sinuosidad. Predomina la estratificación cruzada en festón. Las porosidades aquí son del orden del 13-15% y las permeabilidades entre 15 y 1000 mD además poseen muy bajo contenido de arcillas en la matriz, en los registros eléctricos se ve un muy buen cruce densidad-neutron lo que es en este caso un buen indicador de reservorio de gas. Posee poco o nada de matriz y cemento caolínítico, sobre crecimiento de cuarzo y feldespatos, algunas impregnaciones de hematita y bajo contenido de dolomita.

Los depósitos arenosos no canalizados “sandy sheets floods”, corresponden a un grupo de capas de feldsarenitas finas y muy finas con estratificación cruzada de bajo ángulo, ondulitas y “climbing ripples” producto de episodios superpuestos. Las arenitas son texturalmente son maduras y poseen cemento dolomítico y caolínítico con sobrecrecimientos de cuarzo y feldespatos. En estos depósitos las porosidades son muy buenas (20%) y abundan los mesoporos, las permeabilidades pueden sobrepasar

en un tramo a 1000 mD En estos depósitos hay que tener cuidado cuando evaluamos la arcillosidad por que el gamma ray da valores muy alto por la abundancia de feldespatos.

Depósitos de ríos entrelazados: corresponde a cuerpos granodecrecientes de areniscas conglomerádicas con clastos de arenitas, arcillas y carbonatos y cemento dolomítico. La estructura predominante es estratificación cruzada de bajo ángulo. Lo primero que salta a la vista en los registros eléctricos es que se ven cuerpos bien definidos con el gamma ray y resistividad, la porosidad es baja (12 %) y el cruce densidad neutron no es tan marcado como en las otras facies debido a la baja permeabilidad (1-30 mD) producto de la pobre selección de tamaño de granos.

Este reservorio está saturado con gas en los campos de Pagoreni, San Martín y Cashiriari, posee muy buenas reservas y según los ensayos con registros de producción viene a la fecha mostrando un buen comportamiento productivo en el yacimiento de San Martín.



Figura 16. Núcleo del pozo san Martín 1002, reservorio Nia medio, grafico interpretado “selley” y fotos

Reservorio NIA Superior:

Está representado por una arenisca que tiene un espesor de 25 metros bastante homogéneo y una continuidad lateral en los yacimientos que lo convierten en una unidad hidráulica de alto régimen productivo (ver Figura 17). Se encuentra saturada con gas y condensado en los yacimientos de Pagoreni, San Martín y Cashiriari.

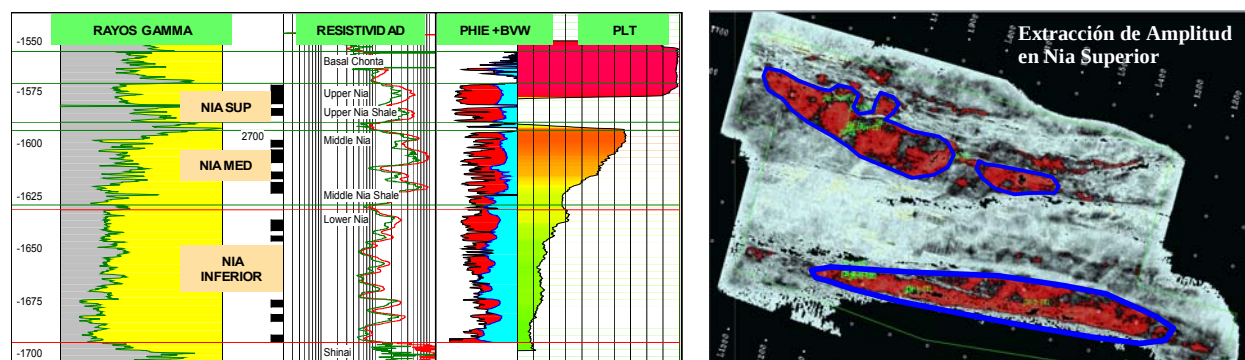


Figura 17. Registro eléctrico pozo San Martín 1004; a la derecha se aprecia la curva de producción “PLT” durante el ensayo “DST” indicando que el reservorio Nia inferior aporta el 20% de la producción total, el Nia Medio 38% y el Nia Superior 32 %, el 10% que resta proviene del reservorio de Noi-Ene de abajo. **Figura 18.** Anomalía de amplitud sísmica coincidente con el contacto gas / agua en la estructura San Martín y con un poco de variación en la estructura de Cashiriari.

Este reservorio está compuesto por areniscas finas con laminación paralela horizontal o cruzada de bajo ángulo. Se interpreta un ambiente fluvial arenoso de tipo efímero con depósitos generados por superposición de avenidas no canalizadas (sheet floods) asociados con canales someros de baja sinuosidad. Se infieren condiciones de clima árido a semiárido con un régimen estacional o descarga fuertemente intermitente. Está separado del Nia Medio por una arcilita de 1 a 4 metros de espesor.

Petrográficamente las arenitas son feldespáticas con cemento calcítico y crecimiento secundario de cuarzo y feldespato. La porosidad es excelente, primaria y secundaria, y la textura predominante es intergranular.

La petrofísica de este reservorio es muy buena con porosidades que van de 18%-20% en el alineamiento San Martín Pagoreni y un poco menor 15% para Cashiriari, así mismo las permeabilidades varían entre 50 – 1500 mD MilliDarcys. Poseen bajo contenido de arcilla sin embargo debido al contenido de feldespatos presenta hasta 80 unidades API de rayos gamma por eso se utiliza la relación densidad neutron para el cálculo VCL. La electro-facies que presenta forma de campana invertida sería producto del arreglo de la progradación, que empieza de abajo con facies distales y hacia el tope termina con facies más proximales.

Reservorio Chonta Basal

Este miembro se encuentra en la base de la formación Chonta sobreyaciendo a Nia superior, la edad es cretácico superior (Coniaciano) y ha sido datado en el pongo de Mainique, tiene mucha continuidad lateral en toda el área y presenta un espesor promedio de 17 metros; está compuesto por una intercalación de capas muy finas de areniscas y pelitas. Está saturado con gas y condensado en Cashiriari, San Martín y Pagoreni pero con pobres condiciones petrofísicas y una baja relación arena-lutita.

Los pozos: CR3-S1, CR2-S3 y SM3 tienen núcleos en este reservorio, las facies interpretadas y su asociación vertical indicarían un ambiente de baja energía en una planicie costera afectada por procesos de marea y con arribos esporádicos de flujos distales desde el continente. Podemos encontrar areniscas finas y lutitas con intensa bioturbación.

La evaluación petrofísica y los núcleos muestran baja porosidad y permeabilidad, en la sísmica se aprecia a este miembro haciendo “downlap” sobre el tope de Nia superior.

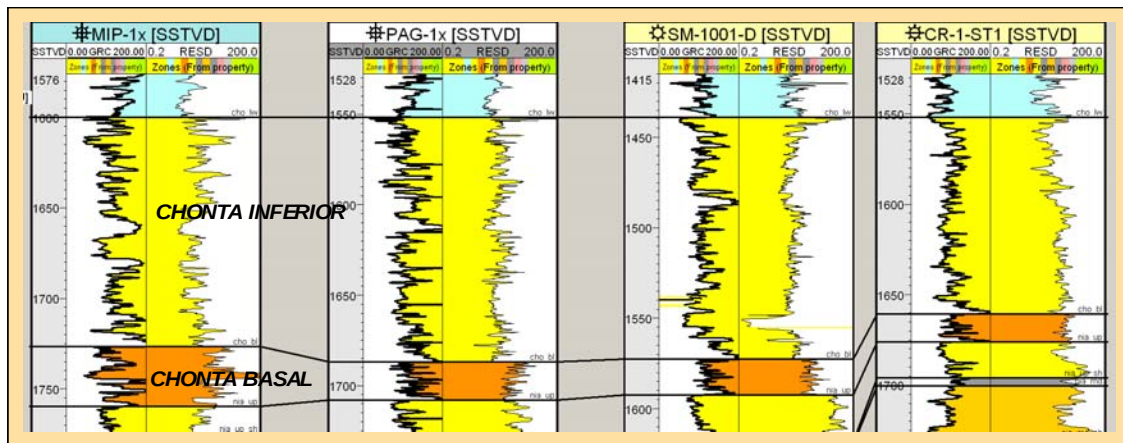


Figura 19. Sección estratigráfica del reservorio Chonta inferior y Chonta basal desde el campo Mipaya hasta Cashiriari.

Reservorio Chonta Inferior:

Este reservorio pertenece a la formación Chonta y suprayace a la unidad basal del mismo, presenta un espesor total promedio de 115 metros y se encuentra ampliamente distribuido por toda el área, se define como una secuencia transgresiva en la base con depósitos arenosos costeros del tipo “shoreface”, y va progresivamente haciéndose cada vez más heterolítico hacia el tope evidenciando la subida del nivel de base hasta encontrar facies más finas de lutitas y carbonatos que corresponderían a la máxima inundación.

La información utilizada consta de tres núcleos Cashiriari 2, 3 y San Martín 3 respectivamente, también los afloramientos del río Cashiriari y del Pongo de Mainique así como la información de perfiles y recortes de perforación en el área. Por su fauna diversos estudios le asignan sin duda una edad de cretácico superior.

Este reservorio se encuentra saturado con gas en el campo Cashiriari representando un volumen de gas importante.

Dos intervalos pueden ser definidos por sus características litológicas, el más importante como reservorio corresponde a una sección de aproximadamente 60 metros predominantemente arenosa con intercalaciones muy finas de lutitas de color marrón rojizo, posee estratificación cruzada de bajo ángulo,

estratificación cruzada planar, en algunos casos con clastos de arcilla dentro de las arenas y facies más finas de pequeños canales con influencia mareal y bioturbación. Se interpreta en un ambiente de planicie costera afectado por procesos diagenéticos durante los periodos de baja tasa de sedimentación (Figura 20). De acuerdo a su composición son areniscas feldespáticas, presentan en algunos casos sobrecrecimiento de cuarzo y calcita rellenando los poros, tiene buena porosidad intergranular con un promedio de 13% y permeabilidades de 30-80 mD. Inmediatamente por encima encontramos el segundo intervalo definido como un facie mas heterolítica de intercalaciones de areniscas y arcillas de colores grises y verdosos con ondulitas e intensa bioturbación, en algunos casos en los núcleos se evidencian contactos abruptos, esta sección es más abundante en arcillas, hacia el tope continuamente se deterioran las características de roca reservorio encontrando calizas y dolomitas.

En general en la sección del reservorio de Chonta inferior las arcillas están distribuidas en forma laminar y estructural como clastos y capas muy delgadas, esto representa inconvenientes en el cálculo de arcillosidad "VCL", hay que tener cuidado ya que la roca es más limpia de los que la curva de rayos gamma muestra, por eso es recomendable utilizar el gráfico densidad-neutron.

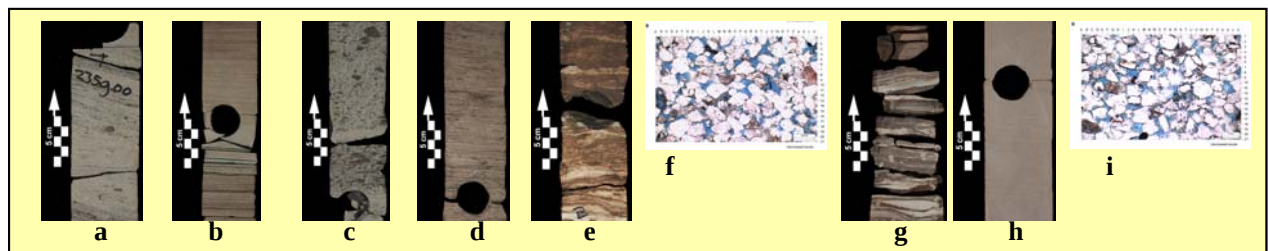


Figura 20. (a) canal de marea $\Phi = 12.5\%$, $K = 80$ mD; (b) planicie costera, $\Phi = 12.4\%$, $K = 5$ mD; (c) base de canal de marea, $\Phi = 13.8\%$, $K = 16.5$ mD; (d) abundante flaser y ripple, canales distributarios menores, $\Phi = 9.8\%$, $K = 1$ mD; (e) marisma, $\Phi = 5.4\%$, $K = 0.08$ mD; (f), sección delgada feldsarenita con buena porosidad primaria y cemento dolomítico-calcítico; (g,h,i) Chonta basal, planicie costera depósitos de baja energía, depósito aluvial distal, $\Phi = 13.6\%$, $K = 27$ mD, sección delgada feldsarenita 3% cemento sin matriz

En la sísmica el reflector del tope de la secuencia es muy fuerte y continuo en el área por lo cual puede ser utilizado como un reflector guía para las correlaciones, presenta reflectores sub-paralelos que en el ámbito regional muestran "down-lap" hacia el Oeste contra la secuencia del Nia Superior.

Reservorio Vivian Formación

La formación Vivian del Cretácico superior es de amplia distribución en toda la cuenca Ucayali, se encuentra bien definida el área de Camisea formando tres cuerpos denominados Inferior, Medio y Superior. Está compuesta principalmente por areniscas cuarzosas de estratificación cruzada, se interpreta como cuerpos arenosos depositados en un ambiente afectado por mareas. Se encuentra sobreyaciendo a las lutitas oscuras de la formación Chonta, en los afloramientos no se identifica una discordancia angular aunque los pozos muestran en algunos casos una base erosiva; hacia el tope las líneas sísmicas evidencian sutilmente ser discordantes con las secuencias rojas de Charophytes. En los pozos se puede identificar y mapear fácilmente con un espesor que varía entre los 60 y 85 metros siendo constante en lotes 88 y 56 con un promedio de 77 metros, hacia el norte en la cuenca antepaís la sísmica indica un adelgazamiento de esta formación con un probable "pinchout".

La información que se dispone para evaluar esta formación incluye los afloramientos cercanos del pongo de Mainique, sísmica 3D y 2D, registros eléctricos, de imágenes y magnéticos, así como también dos núcleos tomados en los pozos de Cashiriari 2-S2-S3 y Cashiriari 3 si bien no existen ensayos especiales para presión capilar, la petrofísica básica indica excelentes características, los valores de porosidad varían entre 4 y 20% y los de permeabilidad entre 5 y 2749 mD.

La formación Vivian se encuentra saturada con Hidrocarburo en el campo Cashiriari. Si bien aún este yacimiento todavía no ha sido puesto en producción todos los indicios apuntan a que el comportamiento productivo de estas arenas será impresionante, es de notar la ausencia o escasa matriz de roca lo que podría ocasionar en un futuro una probable producción de arena.

Utilizando núcleos y registros de imágenes un pequeño número de fracturas han sido identificadas en Vivian en los pozos CR-2-S2 y CR-3-S1 de Cashiriari, principalmente del tipo "I" y con menor frecuencia del tipo "II". Las primeras son de alto ángulo y tienen una orientación preferencial E-W. El miembro superior de Vivian tiene hacia el tope silicificación por diagénesis es allí donde aparece una mayor densidad de éstas. Hacia la base donde la roca tiene poco o nada de matriz, trabajos de imbibición

demuestran que debido a la alta permeabilidad de estos reservorios el sistema no se comportaría como un clásico fracturado predominando el sistema de porosidad primario.

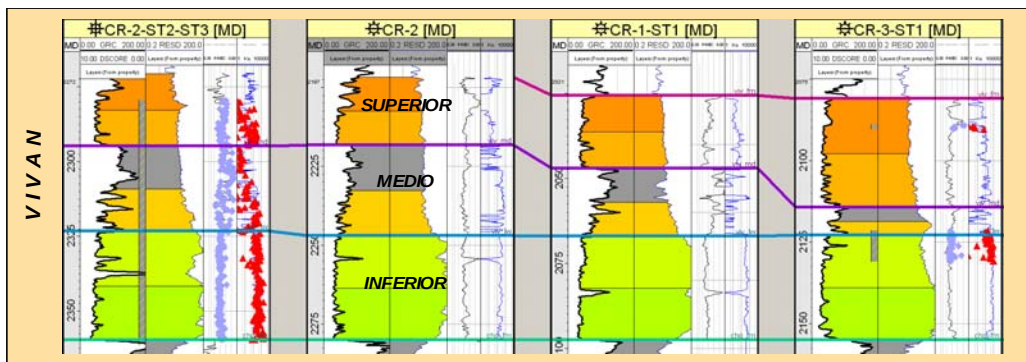


Figura 21. Sección estratigráfica de Vivian formación

Unidad Vivian inferior:

Este intervalo sobreyace a las lutitas de Chonta superior, se presenta bastante homogéneo y bien distribuido por toda el área, es fácilmente distinguible con un espesor promedio de 32 metros. Está caracterizado por paquetes de arenisca con estratificación cruzada planar de mediana y gran escala, laminación tangencial hacia la base y marcada bimodalidad, intercalado cíclicamente con particiones heterolíticas. Localmente se preservan “mud drapes” en las caras frontales y paquetes de pequeña escala de estratificación sigmoidal. Presenta en los niveles finos escasa bioturbación (*Planolites*, *Lockeia*?). No se observan bases erosivas y se registra la superposición de cuerpos arenosos. Se interpreta como cuerpos generados o modificados por corrientes de marea de alta energía.

Petrográficamente corresponde a arenitas cuarzosas con escaso crecimiento secundario de cuarzo y escasa caolinita con distribución en parches. El sistema poral está caracterizado por el predominio de poros intergranulares. En la evaluación petrofísica esta capa se muestra como una arenisca con una muy buena selección de granos y escasa matriz, saturada íntegramente con hidrocarburo, delineando un cruce perfecto de las curvas densidad y neutron, básicamente un ejemplo de Archie. La porosidad de registro calibrada con núcleos y ensayos de pozo tiene un promedio de 16 % y la permeabilidad de 400 mD.

Unidad Vivian Medio:

Suprayaciendo a un evento masivo arenoso se encuentra un intervalo granodecreciente de 35 a 40 metros de espesor de areniscas finas a muy finas interestratificadas rítmicamente con capas finas de arcillas, siendo arenoso en la base se vuelve arcilloso hacia el tope encontrándose dominando por procesos sub-mareales de baja energía. En el Pongo de Mainique y en los núcleos se observan ondulitas y bioturbación (*Ophiomorpha*, *Planolites*) así como huellas de vertebrados (footprints). La interpretación de estas ondulitas simétricas indicaría que la dirección de transporte fue desde el Sur con una línea de costa corriendo de Este a Oeste, esto mismo se puede apreciar en el cubo de sísmica 3D (Figura 23).

El Vivian medio divide dos reservorios de diferente comportamiento productivo, siendo considerado como sello parcial para efectos del modelo geocelular y con una relación permeabilidad vertical versus horizontal mucho menor. (Figura 21).

Unidad Vivian superior:

Tiene un espesor que varía entre 35 a 40 metros, está compuesto por areniscas cuarzosas con estratificación cruzada, localmente con evidencias de acción de mareas con frecuentes niveles con deformación sinsedimentaria, se intercalan niveles arcillosos y hacia el techo niveles con alteración. Presenta escasa bioturbación (*Roselia*?) y se definen paquetes arenosos superpuestos con tendencia general suavemente granodecreciente. Se interpreta como cuerpos afectados por corrientes de marea de alta energía (Figura 22).

Petrográficamente corresponde a una arenisca cuarzosa con matriz arcillosa de origen infiltrado, en algunos casos la diagénesis ha sido severa y presenta ópalo y calcedonia (Figura 23). El sistema poral está caracterizado por el predominio de poros intergranulares con distribución moderadamente homogénea. Es importante notar que debido a la diagénesis este miembro superior se ha visto bastante disminuido en calidad de reservorio encontrando baja permeabilidad y alta saturación de agua irreducible producto de las arcillas y la hematita que contiene.

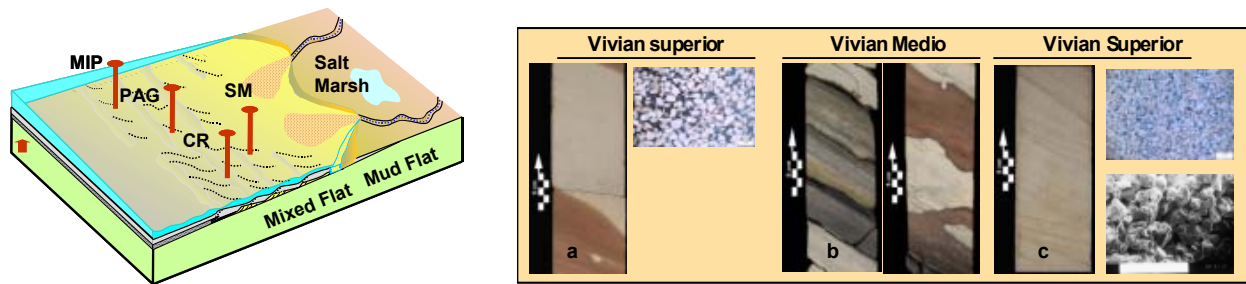


Figura 22. Modelo idealizado de Vivian, representado por un ambiente marino de plataforma arenosa poco profunda donde los procesos son afectados por marea. Figura 23, al lado mostrando fotografías de núcleos en el pozo Cashiriari 2-S2, nótese las coloraciones rojizas producto de la infiltración de arcillas provenientes de las capas rojas suprayacentes.

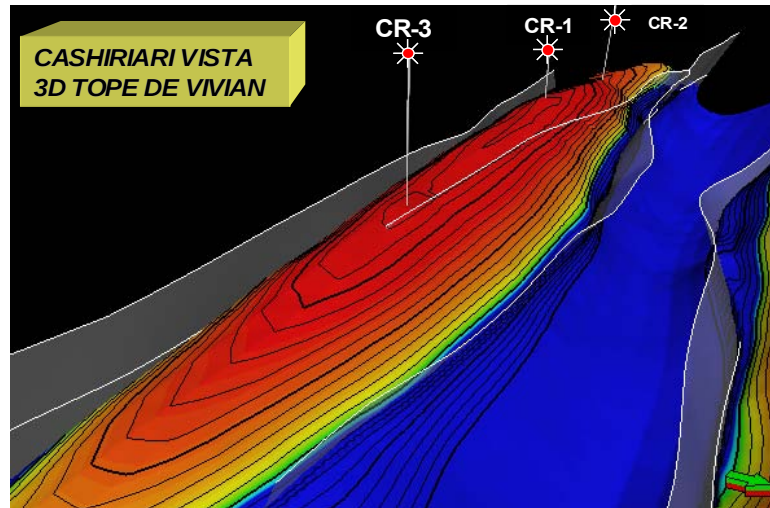


Figura 22. Vista en 3D desde el flanco Este del yacimiento Cashiriari en el reservorio de Vivian, este se encuentra a una profundidad de (-1345) mdnm en el pozo CR-1.



Figura 23. Sección horizontal del atributo sísmico de descomposición espectral mostrando formas con apariencia de canales de marea sobre Vivian en el yacimiento de san Martín.

Conclusiones

Como resultado principal se obtiene una memoria descriptiva y detallada de las rocas reservorios en esta parte de la cuenca, además se obtienen modelos sedimentológicos que junto con las propiedades petrofísicas de las rocas son volcados en un modelo geocelular tridimensional para alimentar el simulador multicomposicional.

Observaciones:

Considerando que estos yacimientos de gas se encuentran en una etapa inicial de desarrollo, el conocimiento de estas rocas productoras influirá en la explotación adecuada de los mismos así como en la exploración de áreas vecinas.

Contribuciones Técnicas del Trabajo

Adiciona a la literatura la descripción de los reservorios de Camisea.

Proporciona una guía de consulta.

Contribución Económica:

La generación de modelos sedimentarios actualizados nos ayuda en la búsqueda de nuevos “plays” para explorar y desarrollar nuevos yacimientos en el área.

Referencias Bibliográficas

- Seminario F, 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
- Chung J, 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
- Pluspetrol P., LCV, Estudio sedimentológico de núcleos, pozos, Cashiriari 2-S2, Cashiriari 2-S3, Cashiriari 3-S1, San Martín-3, Inédito, (2001).
- Pluspetrol P., LCV, SM-1003 well (San Martín – Camisea Area) Core 1 – Lower Noi Formation, sedimentologic, Petrophysical and Fracture Study, informe inédito (2003).
- Pluspetrol P., LCV, SM-1006 well (San Martín – Camisea Area) Core 1 – Lower Noi Formation, sedimentologic, Petrophysical and Fracture Study, Informe Inédito (2003).
- Seminario F., Sánchez De Bustamante A., Blanco S., Aguirre C., Identificación de Litofacies con Datos de Pozo Aplicando el Método de Redes Neuronales en los Yacimientos de Camisea, Cuenca Ucayali, Perú. INGEPET 2002, EXPL-1-FS, (2002)
- Seminario F., Sánchez De Bustamante A., Estudio Petrofísico de los pozos de San Martín y Cashiriari, Informe inédito Pluspetrol, inédito (2004)
- Viera A., Disalvo A., Arteaga M., Luquez J., Blanco S., Gutiérrez A., Estratigrafía Secuencial y Sistemas Depositacionales de los Principales Reservorios del área de Camisea y sus alrededores, Cuenca de Ucayali Oriente de Perú. INGEPET 2002, EXPR-3-AD-12, (2002)
- Viera A., Chung J., Blanco S., Evolución Tectosedimentaria y Arquitectura Estratigráfica de los principales reservorios del Área de Camisea, Cuenca Ucayali. AAPG Bolivariano, Bogota (2003).
- William Jamison, Fracture development in the Camisea Field. Interim report, 2001
- Miller, Mark A, Evaluation of the impact of natural fractures on gas cycling potential in the Camisea Block, Ucayali Basin Peru, Internal report, January 2000.
- SPDP 96-004 Geological Fieldwork Internal Report SPDP, volumes I-IV Ucayali Basin September 1996, No., May 1997
- SPDP Internal report, IT03978 PP, Palynostratigraphy of block 38/42 Ucayali Basin, Peru.
- Dunleavy J, Ferrero J, Ostroff G, Scofield B, Camisea gas project, Ucayali basin, Peru, March 1995