

2° CONGRESO LATINOAMERICANO Y DEL CARIBE DE GAS Y ELECTRICIDAD

27 al 29 de marzo del 2000

Hotel Conrad – Punta del Este – Uruguay

Yacimientos de Camisea: Estimado de las reservas para reservorios naturalmente fracturados de gas condensado retrógrado

AUTOR: Ing. Lucio Carrillo Barandiarán

TEMA DEL TRABAJO: 2 – Reservas y Recursos Energéticos.

EMPRESA: PERUPETRO S.A.



Yacimientos de Camisea: Estimado de las reservas para reservorios naturalmente fracturados de gas condensado retrógrado

AUTOR: Ing. Lucio Carrillo Barandiarán

TEMA DEL TRABAJO: 2 – Reservas y Recursos Energéticos.

EMPRESA: PERUPETRO S.A.

INTRODUCCION

El área Camisea comprende 04 yacimientos Cashiriari, San Martín, Mipaya y Pagoreni, actualmente descubiertos y en los cuales se ha perforado a la fecha 08 pozos. Esta área está localizada en la Selva Amazónica, en la parte sur de la Cuenca Ucayali, aproximadamente a 500 kilómetros al este de la ciudad de Lima, Perú.

En esta área se han detectado, en adición a los yacimientos descubiertos por lo menos 03 grandes estructuras y varias estructuras relativamente menores, lo cual podría significar un potencial total de 25 Tcf de gas natural y alrededor de 1,300 millones de barriles de líquidos del gas natural, para el área.

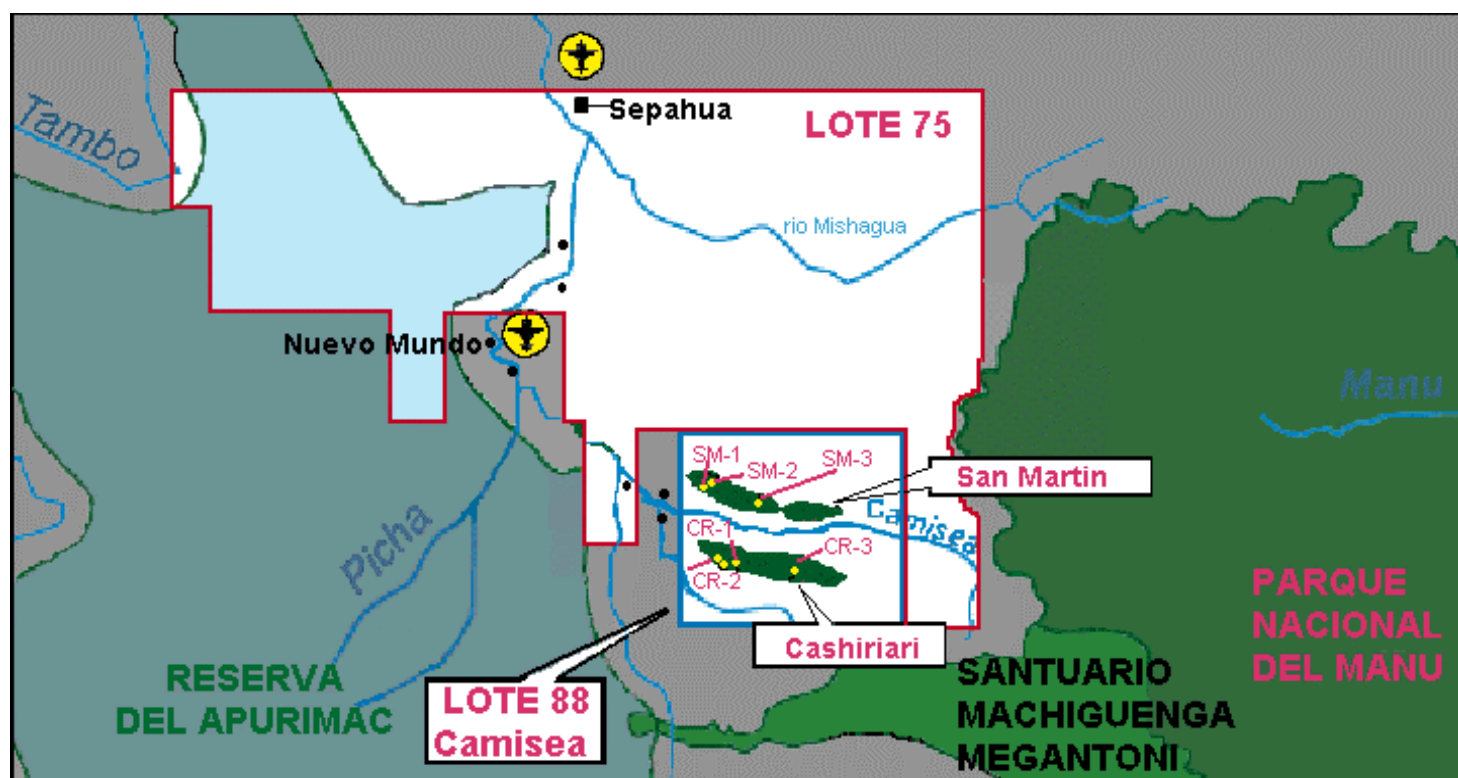
GEOLOGIA

La Cuenca Ucayali en el área de Camisea, está limitada al oeste por la cordillera de los Andes, al norte por el arco de Contaya y Cushabatay, al Sur por el arco de Fitzcarrald y al Este por el basamento Precambriano. El relleno de esta cuenca comprende aproximadamente 3,000 metros de clásticos continentales del Terciario cubriendo secuencias del Ordoviciano hasta sedimentos del Cretáceo. Los reservorios de la Cuenca Ucayali son secuencias clásticas de edad Cretácea y Pérmica.

Los yacimientos de Cashiriari y San Martín están separados por el sinclinal de Camisea.

La estratigrafía del subsuelo del Proyecto Camisea consiste principalmente de rocas sedimentarias del Cretáceo y Pérmico. La sección más antigua penetrada por los pozos de Cashiriari y San Martín es el Grupo Copacabana de edad Pérmica. Estas rocas son carbonatos de plataforma típicamente fosilífera encontradas a través de la Cuenca, excepto sobre los paleoaltos tal como el arco de Contaya.

AREA DE CAMISEA MOSTRANDO LOS ACTUALES LOTE 88 y LOTE 75



YACIMIENTO CASHIRIARI

Descripción

El yacimiento Cashiriari es un anticlinal orientado en la dirección Este - Oeste y con medidas en superficie de 30 Km por 5 Km. El cierre de la estructura lo proporciona una combinación de relieve estructural y falla sellante.

La forma estructural del Cashiriari permite el desarrollo de un gran cierre en las cuatro direcciones en el tope de Vivian y va hasta los reservorios más profundos incluyendo Noi y Ene. La extensión de la acumulación puede incrementarse por algún componente adicional de la falla sello a lo largo del flanco norte del campo.

La formación de la estructura ha resultado en un grado de fracturamiento significativo en los reservorios. Este fracturamiento puede ser suficiente para permitir una comunicación efectiva en tiempo geológico entre el Noi, Ene y Nia y posiblemente a escala de tiempo de producción.

Distribución de Hidrocarburos

Se ha encontrado gas en dos principales acumulaciones:

- 1.- En Vivian con un GDT (Gas Down To's - Gas hasta) de 1,698m (TVD) establecido en el pozo Cashiriari 2S1 y no se ha identificado nivel de agua libre (Free water level - FWL). La extrapolación de datos de

fluidos a partir de los reservorios infrayacentes sugiere que el FWL puede estar tan profundo como 1,925m (TVD). Los datos de presión muestran que este reservorio no está en comunicación de presión con los reservorios más profundos.

- 2.- En Lower y Basal Chonta, Upper y Lower Nia, Noi y Ene. Este complejo tiene un FWL establecido a 2,060m (TVD). Como reservorios individuales pueden estar en comunicación de presión por alguno de los mecanismos siguientes:
- (a) Comunicación a través de fallas o yuxtaposición de los reservorios
 - (b) Comunicación a través de fracturas abiertas conectadas
 - (c) Comunicación a través de lodolitas no sellantes.

Se ha encontrado gas también debajo del FWL en los reservorios Nia y Noi. Se cree que sea gas residual y puede ser un indicativo de una historia compleja de acumulación.

Descripción de los Reservorios

Vivian

Este reservorio ha sido subdividido en tres unidades que son correlacionables desde los afloramientos hacia el subsuelo: Upper Vivian, Middle Vivian y Lower Vivian.

La correlación de los perfiles eléctricos muestra una excelente subdivisión en tres miembros del reservorio Vivian a través del campo que puede ser localmente objeto de una mayor subdivisión por la correlación de lodolitas gruesas entre algunos de los pozos. Se ha establecido una correlación de por lo menos 4.5 Km para algunas de estas unidades no-reservorios. Los datos de los núcleos del pozo Cashiriari 2S revelan que los reservorios Lower y Middle Vivian son una serie de arenas estuarinas transgresivas con evidencia de una influencia fluvial en la base del reservorio. Este estilo de deposición es característica de arquitecturas de reservorios con predominancia a tipo "layer cake".

Chonta/Nia/Noi/Ene

Esta complejo está muy bien definido en el pozo Cashiriari 3, donde existe un juego completo de perfiles eléctricos, núcleos y pruebas de producción y presión para soportar la evaluación y descripción del reservorio.

El tope de este complejo y la parte superior del Lower Chonta está definido por la ocurrencia de arenisca y gas en el pozo, compatibilizado con los registros y

correlacionado a través del campo. El límite es gradacional a lo largo de pocos metros y puede variar de locación a locación a través del campo.

El reservorio Lower Chonta es una continuación de una secuencia de sedimentación transgresiva y registra la transición desde predominantemente fluvial hacia una predominantemente restringida sedimentación marina. La base del Lower Chonta esta marcada por sedimentación de canal fluvial retrabajada que pasa hacia arriba en progresivamente sedimentos mas estuarinos y “shoreface” con restricción marina hasta intercalaciones lodolíticas “lagoonal”. Hacia el tope de la formación un horizonte de carbonatos marinos correlacionables esta presente con muy poco espesor neto productivo.

El **Basal Chonta** es un paquete de lodolitas marrones intercaladas con delgadas areniscas que son correlacionables a través del campo.

El tope del **Upper Nia** es tomado en el tope (brusco) de la capa gruesa de arenisca (canal) con una lodolita que la suprayace.

El Upper Nia tiene un espesor uniforme a través del campo promediando unos 51m. En la base inmediatamente sobre la disconformidad del Cretáceo, es un complejo de canal aluvial de cuarzo gradando a conglomerático el cual es correlacionable a través del yacimiento Cashiriari. Consiste de capas de una serie de canales de cuerpos arenosos que tienen espesores del orden de 10m a 20m separados por lodolitas marrones de hasta 2m de espesor que son interpretadas como que han sido depositadas en asentamientos tidal (tidal flat settings) y aluvial (alluvial plain settings). Estas lodolitas son correlacionables a través del campo y proporcionarían barreras potenciales al flujo vertical en el reservorio.

La base del Upper Nia es tomada en la notoria disconformidad de la Base del Cretaceo que separa el Upper Nia del Lower Nia. El límite es tomado en la base de un canal fluvial cuarzosa arenisco/conglomerática coreada en Cashiriari 2 y Cashiriari 3.

El **Lower Nia** visto en Cashiriari 3 esta parcialmente truncado por la disconformidad de la Base del Cretáceo. Esto representa parte de un sistema migrante que parece estar completo en los pozos Cashiriari 2 y Cashiriari 2S. Este sistema de dunas tiene un medio ambiente sabkha en su base en la cual están presentes en los sedimentos fluviales, clastos redondeados de material volcánico.

El intervalo correspondiente al reservorio Chonta/Nia, contiene el mayor volumen de hidrocarburos de Camisea. En Cashiriari, todos las unidades de reservorios individuales parecen estar en comunicación hidráulica y formando una sola acumulación.



En el Lower Nia están presentes fracturas selladas, las que han sido vistas tanto en los núcleos como en los afloramientos de superficie. La distribución de estas fracturas y su efecto sobre el comportamiento del reservorio no es claro a la fecha pero podrían afectar el reciclo de gas.

Existe una lutita localizada en la mitad del Upper Nia y proporciona una unidad correlacionable y que se espera proporcione una barrera a la comunicación vertical dentro del reservorio para toda la vida productiva.

Los núcleos revelan para el reservorio Chonta/Nia, fracturamiento en los pozos Cashiriari-1 y Cashiriari-2, en adición a la pérdida de fluido durante las operaciones de perforación. Para el Cashiriari-3 el examen de los núcleos y la no pérdida de fluido de perforación, indica que no existen significantes fracturas abiertas a lo largo del reservorio. Las fracturas fueron incluidas en los modelos de reservorios por introducir una capa de alta permeabilidad en el Lower Nia.

Noi/Ene

La lodolita **Shinai** suprayace al miembro arenoso Noi vía un contacto brusco. El límite entre las areniscas estuarinas del Upper Noi y las areniscas aeolicas del Lower Noi es tomada en una lodolita correlacionable algunos 20m a 25m debajo del tope del miembro Upper Noi.

El miembro arenoso **Upper Noi** es una cuarzita altamente fracturada depositada como una serie de canales arenosos estuarina amalgamados. Esta separada del Lower Nia por una lodolita de unos 2m a 3m.

El miembro arenoso **Lower Noi** es de espesor variable y comprende areniscas aeolicas intercaladas dentro de delgadas capas de anhidrita.

El límite con el miembro arenoso **Ene** esta colocado en el tope de una lodolita negra, gris oscura. La lodolita basal del miembro arenoso Ene es de unos 2m que suprayace inmediatamente a los carbonatos del Grupo Copacabana.

El miembro arenoso **Ene** no ha sido coreado en el área. Su carácter y propiedades del reservorio son desconocidas.

YACIMIENTO SAN MARTIN

Descripción

El anticlinal de San Martín mide en superficie 10x4 Km. El cierre de la estructura en el Este, Oeste y Sur es por relieve estructural, mientras que por el norte es por una falla de sobreescurreimiento (leading – edge thrust fault). Al norte de la falla de sobreescurreimiento, esta la falla Picha, y entre estas dos fallas podría existir arenas saturadas con gas.

El estructuramiento en San Martín permite el desarrollo de un gran cierre en las cuatro direcciones en los niveles del tope del Nia y Noi. La extensión de las acumulaciones puede ser incrementada por alguno de los componentes de la falla sello a lo largo del flanco Nor Oeste.

Debido al estilo del plegamiento en el anticlinal San Martín, no se espera un extenso fracturamiento abierto en el estrato ya sea en superficie o en el subsuelo, reduciendo la potencial conectividad a través de fracturas entre los reservorios.

La limitada extensión de los reservorios hacia el Este, reduce también la potencial comunicación entre ellos como un resultado de yuxtaposición a lo largo de la disconformidad de la Base del Cretáceo. En este sentido, los reservorios Noi y Nia forman acumulaciones de gas separadas en este campo.

Reservorio Chonta/Nia

No se observa prácticamente al sistema de fracturas abiertas observado en Cashiriari-1 y Cashiriari-2, así como no se ha presentado durante la perforación pérdidas de fluido de perforación. Las propiedades de la matriz se asume sean las mismas que las de Cashiriari.

Complejo Noi/Ene

Estos reservorios son similar al del campo Cashiriari. Este pequeño reservorio volumétrico también ha sido modelado como parte del trabajo principal de los reservorios del Proyecto Camisea.

TABLA RESUMEN PARA AREA CAMISEA

	POROSIDAD	PERMEABILIDAD	ESPESOR CON GAS
VIVIAN	Middle Vivian 12-18 % Lower Vivian 18 %	Middle Vivian 1 - 500mD Lower Vivian 100 - 2700mD	Cashiriari 40-75m
CHONTA/NIA	Basal Lower Chonta: hasta	Basal Lower Chonta 10-300	Cashiriari 120-200m

	de 15 %. Upper Nia: 15 – 18 %	mD Upper Nia 10 - 1000 mD Lower Nia, pobre	San Martín 30-100m
NOI/ENE	10 – 15 %	Noi/Ene: 1–30 mD y raramente tan alto como 100 mD, baja permeabilidad de matriz	Cashiriari 0-70m San Martín 0-80m

RESULTADOS DE LA SIMULACION NUMERICA COMPOSICIONAL

Cutoffs del Espesor Neto Productivo

El espesor neto fue estimado usando los cutoffs mostrados a continuación para la porosidad, saturación de agua y volumen de lutita. El cutoffs de la porosidad fue determinado efectuando cross plots de la porosidad del núcleo versus la permeabilidad del núcleo y estableciendo una porosidad equivalente a un cutoffs de permeabilidad de 0.1 milidarcy. Ya que no se disponía de datos de núcleos para el pozo de Mipaya, los cutoffs del yacimiento de San Martín fue utilizado para el yacimiento Mipaya. Un cutoffs al volumen de lutita bastante alto de 45 % fue usado para tomar en cuenta la incertidumbre en el estimado del volumen de lutita. Un cutoffs para la saturación de agua de 70 % fue usado basado en experiencias para formaciones similares.

	Cutoffs para espesor neto productivo					
	Yacimiento Cashiriari			Yacimientos San Martín y Mipaya		
Unidad Estratigráfica	Mínima Porosidad (%)	Máxima Saturación de Agua (%)	Máximo volumen de arcilla(%)	Mínima Porosidad (%)	Máxima Saturación de Agua (%)	Máximo volumen de arcilla(%)
Vivian	5.5	70	45	5.5	70	45
Chonta	5.0	70	45	5.0	70	45
Upper Nia	5.0	70	45	5.0	70	45
Lower Nia	7.0	70	45	10.0	70	45
Ene	5.5	70	45	4.0	70	45

Fracturas en el reservorio

Varias formaciones dentro de los yacimientos de Camisea son naturalmente fracturados. Se llevaron a cabo intentos a fin de identificar los intervalos fracturados y cuantificar los parámetros de fractura. Se revisaron los datos de perfiles, incluyendo

los FMI (fullbore formation microimager), análisis de núcleos, fotografías de los núcleos y estudios de comparación núcleos/FMI.

Con la excepción de los registros FMI, no es factible delinear cualitativamente los intervalos fracturados a partir de los datos disponibles de los registros eléctricos. Algunos indicadores que podrían ser útiles tales como densidad de la roca (DRHO) y registro de lodo, no muestran respuesta que permitan distinguir intervalos fracturados.

La información útil respecto a identificación de fracturas incluye reportes de consultores independientes, que compara la determinación de fracturas de los datos de núcleos con la interpretación del registro FMI para los pozos Cashiriari 3/S1, Cashiriari 3/S2 y Cashiriari 3/S3;

De la revisión efectuada, se concluye que la formación Vivian del yacimiento Cashiriari contiene las fracturas mas predominantes. Un número significativo de fracturas “opening-mode” fueron observadas en el núcleo del pozo Cashiriari 2/S2. Los reportes preparados para este pozo, muestran que las fracturas se orientan aproximadamente Este-Oeste. Las fracturas parecen estar agrupadas (clustered) y localizadas verticalmente mas que eventualmente distribuidas a través del reservorio. La densidad de las fracturas no parece estar relacionado al espesor de la formación.

Los reportes de consultores independientes indican que la descripción de núcleos es mejor para distinguir las fracturas naturales de las fracturas inducidas que la interpretación del FMI.

Las fracturas encontradas en la formación Vivian del pozo Cashirairi 3/S1 son generalmente orientadas E-SE al W-NW. Las zonas de pérdidas de circulación en la sección del Vivian en este pozo están probablemente relacionadas a fracturas. Estas zonas ocurrieron entre 2082 y 2090.2 metros MD y entre 2120 a 2130 m MD.

También se notan fracturas en las formaciones Lower Nia, Upper Nia y Chonta, pero la frecuencia se redujo a 2 o 4 veces menos que las presentes en Vivian. La orientación de estas fracturas parecen ser SE a NW en el pozo Cashiriari 3/S1. En el pozo Cashirairi 3/S1, tambien se notan fracturas en el Upper y Lower Nia y en Ene debajo de 2550m MD, con una zona altamente fracturada presente cerca de una falla a aproximadamente 2666.5 m MD.

Sobre la base del examen de estos datos y la revisión de reportes efectuados por consultores independientes, la porosidad de la fractura en la formación Vivian del yacimiento Cashiriari se estima se encuentre en el rango de 0.0027 a 0.0133. Además se calculó valores de gamma entre 2 a 10 y fueron usados para la

formación Vivian. Los valores gamma para el Lower Nia, Upper Nia y Chonta fueron entre 0.5 a 2, lo cual resultó en un estimado de la porosidad entre 0.0006 a 0.0027.

Se ha encontrado la presencia de fracturas naturales en varias formaciones del área. De acuerdo con la Simulación Numérica Composicional, el impacto de estas fracturas sobre el comportamiento futuro de los reservorios bajo el esquema de reciclo, no será importante.

Los diferentes esquemas, consideraron el efecto de Difusión Molecular, que toma en cuenta los efectos cuando el gas seco (de reciclo) ingresa a las fracturas y logra contactar con el gas rico presente en la matriz de la roca. Este fenómeno de Difusión Molecular es mas pronunciado en reservorios altamente fracturados con un gran área de contacto entre las fracturas y la matriz de la roca. Los coeficientes de difusión fueron obtenidos del paper SPE 19672 y esta en el rango de 0.0001 centímetro cuadrado por segundo para el metano y 0.0002 centímetro cuadrado por segundo para los componentes pesados. Las corridas de simulación muestra solo una pequeña sensibilidad al valor de los coeficientes de difusión, pero sin embargo la simulación es sensible al espaciamiento de las fracturas. La predicción asumiendo el fenómeno de difusión, prácticamente elimina el efecto negativo de las fracturas.

Contacto de Fluidos

Se revisaron los estimados de los contactos de fluido para cada reservorio, basados en datos de presión y petrofísicos. Los estimados para cada reservorio son los siguientes:

Yacimiento	Reservorio	GWC (m SS)
Cashiriari	Vivian	1,790
	Chonta/Upper Nia/Lower Nia	2,060
	Upper Noi/Lower Noi/Ene	2,060
San Martín	Vivian	Wet
	Chonta/Upper Nia/Lower Nia	1,834
	Upper Noi/Lower Noi/Ene	1,884

Los pozos tanto el descubridor como los de delineación, no penetraron el GWC en el reservorio Vivian del yacimiento Cashiriari. La mayor profundidad medida (gas – down-to GDT) es de 1,698 m SS. El GWC estimado en 1,790 m SS, representa la intersección de las gradientes de gas de la formación Vivian con el gradiente de agua de las formaciones inferiores. En el yacimiento Cashiriari, los reservorios Chonta/Upper nia/Lower Nia y Upper/Noi/Lower Noi/Ene tienen un GWC común. En el yacimiento San Martín, el reservorio Vivian esta mojado y los reservorios inferiores tienen GWC diferentes. El GWC estimado para el yacimiento San Martín fue usado para el análisis volumétrico del prospecto San Martín Este.

Caracterización de los Fluidos

Se desarrollaron 3 diferentes caracterizaciones para los reservorios. La caracterización de los fluidos involucró la agrupación (lumping) de componentes hidrocarburos en seudo-componentes y el ajuste de los parámetros que describen cada seudo-componente. La agrupación de los componentes en seudo-componentes reduce los requerimientos de memoria del computador y se convierte en un proceso de cálculo mas eficiente. Para cada caracterización los componentes fueron agrupados en los siguientes seudo-componentes:

C1-N2

C2-CO2

C3-C4

C5-C6

C7-C10

C11-C20

y C21+

En cada caracterización, la presión crítica, la temperatura crítica y el factor acentrico fueron ajustados para los seudo-componentes C1-N2, C2-CO2, C7-C10, C11-C20 y C21+ y también fueron ajustados los coeficientes de interacción binaria para el C1-N2, con la finalidad de efectuar un ajuste con los datos del laboratorio.

Permeabilidad Relativa

Los datos de permeabilidad relativa fueron estimados utilizando "end points" y coeficientes de Corey. El simulador ajustó las curvas de permeabilidad relativa a la saturación crítica del agua y el otro "endpoint" en cada modelo individual de celda. Se utilizó un exponente de Corey de 1.8 para todas las curvas. Los siguientes parámetros fueron usados para generar los juegos de permeabilidad relativa:

Saturación crítica de agua, Sw_c	0.15
Permeabilidad relativa al hidrocarburo a Sw_c	0.80
Saturación residual de hidrocarburo al agua S_{orw}	0.30
Permeabilidad relativa el agua a S_{orw}	0.40
Saturación residual de gas	0.30
Saturación residual de petróleo al Gas	0.05

Análisis de Pruebas de Presión

Los análisis de pruebas de presión fueron llevadas a cabo sobre datos DST obtenidos del pozo San Martín 3 (DST-1 en el Upper Nia/Lower Nia/Chonta), el pozo Cashirairi 3/S1 (DST-1, DST-2 y DST-3 en el Upper Noi/Lower Noi/Ene, Upper Nia/Lower Nia y Chonta y DST-4^a/4B y DST-4C en el Vivian).

La inspección de los resultados obtenidos por la interpretación muestra que el Vivian es el horizonte mas productivo. Muchos de los datos en el Vivian muestran a las gráficas de presión como parecidos a un comportamiento de dual-porosity o dual-permeability. Una inspección mas detallada de estas anomalías, sugerirían que estas son causadas por efectos de pozo (wellbore effects). Bloques pequeños con fracturas o altas permeabilidades de matriz pueden ocultar múltiples formas de la porosidad en una prueba de presión.

El factor skin total observado en los análisis es bastante alto, y tiene un rango entre 10 a 144. Aunque una determinación exacta de la calidad de la completación o factor skin mecánico no es posible, es aparente que la turbulencia es el que mas contribuye a los factores skin observados.

PROPIEDADES PVT

Los principales resultados se resumen a continuación:

	Presión	Punto de Rocío (Psi)		CGR (bl/MMPC)	
Muestra	Reserv (psi)	Experimen	Modelo	Experimen	Modelo
Cashirairi-Vivian	3,079.6	3,081.2	3,081.7	26.51	30.96
Cashirairi-Nia	3,452.2	3,335.9	3,334.3	30.42	35.23
San Martín-Nia	3,123.3	3,105.9	3,105.9	40.92	33.80

La Relación Condensado a Gas (CGR) fue definida como el volumen de condensado en el tanque después de la separación (a condiciones del separador que varió ligeramente para los tres experimentos) dividido por el volumen de gas (del separador mas lo del tanque) a condiciones estándar de 15.6 °C y 14.7 psi, obtenida a partir de la mezcla al punto de rocío.

OBTENCION DE NUCLEOS

Pozo	Recuperación m	Recuperación, %	Comentarios
Cashiriari 2	286	84	11 cores en Vivian, 5 en Chonta y 26 en Basal Chonta/Nia y Noi
Cashiriari 3	179	98	03 en Vivian, 18 en Chonta/Nia y 04 en Noi
San Martín 3	138	97	2 cores en Lower Chonta, 6 en Basal Chonta/Nia y 2 en Noi/Ene.
TOTAL	603		

CONDICIONES INICIALES DEL RESERVOIRIO Y FLUIDOS

Las presiones encontradas en los campos Cashiriari, Mipaya y San Martín muestran que la acumulación de hidrocarburos no son sobrepresurizadas (overpressured). Los datos disponibles actuales obtenidos por las campañas de perforación en Camisea indican que la buena calidad de los reservorios Vivian, Lower Chonta y Upper Nia (Upper Cretaceous) son acompañados de reservorios de regular calidad de los reservorios Lower Nia y Noi/Ene (Permian). Los reservorios de areniscas del Cretáceo (Vivian, Chonta y Upper Nia) están separados por una disconformidad de bajo ángulo (low angle unconformity) del las areniscas del Pérmico (Lower Nia y Noi/Ene).

Se cree que los hidrocarburos presentes en el área han sido originados en las lodolitas (mudstone) del grupo Ambo (Carboniferous). La magnitud del gas presente en los campos Cashiriari, San Martín y Pagoreni, indican que la roca madre (marina) esta madura en los bajos adyacentes y que el área de “cocina” es de suficiente tamaño para generar grandes volúmenes de gas. Sin embargo, no se descarta la presencia de petróleo o hidrocarburos pesados en los reservorios. La generación de hidrocarburos y la migración, se cree que ha ocurrido en el Late Neogene después o durante la formación de la estructura. La ocurrencia de seep de gas condensado en Shintuyu en el área de Madre de Dios sugiere que la migración esta actuando a la fecha.

Basado en los datos de prueba de pozos obtenidos en los pozos perforados en la década del 80, las condiciones iniciales son las siguientes:

Reservorio	Prof. m TVDss	Temp °F	Presión, psi
Cashiriari-Vivian	1,398	162.5	3,079.6
Cashiriari-Nia/Chonta	1,688	179.9	3,452.2

San Martín-Nia/Basal Chonta	1,630	165.9	3,123.3
-----------------------------	-------	-------	---------

CALCULOS VOLUMETRICOS

Una máxima incertidumbre areal de $\pm 50\%$ fue considerada apropiada para demostrar la incertidumbre creada por la interpretación y error de mallado asociado con un mallado sísmico de 4 Km y errores asociados con la conversión por profundidad.

Los cálculos volumétricos fueron efectuados para Cashiriari y San Martín. San Martín fue dividido en dos partes; una culminación Este y una culminación Oeste. Los cálculos volumétricos fueron efectuados para la culminación Oeste, en la cual se perforaron los pozos San Martín-1, San Martín-2 y San Martín-3.

Los volúmenes fueron calculados para Cashiriari en Vivian, complejo Chonta/Nia y Noi/Ene y para San Martín en Chonta/Nia y Noi/Ene. El Vivian de San Martín fue encontrado saturado de agua.

	Area Camisea		
	Cashiriari	San Martín	Mipaya
OGIP, Tcf	7.9 – 9.7	3.3 – 4.1	0.3 – 0.8
Reservas mas Probables, Tcf	6.3 – 6.8	2.6 – 2.9	0.2 – 0.5
Líquidos, MMbbls	373 – 407	197 - 210	12 - 30

1 Tcf = 10^{12} pies cúbicos de gas.

OGIP = Gas original en sitio.

MMbbls = Millones de barriles.

Es conveniente mencionar que estos estimados de reservas solo cubren los primeros 38 años de producción para el pronóstico, asumiendo una operación continua de la Planta de Gas, estas reservas incrementarán.

CONCLUSIONES

- (1) El área de Camisea, contiene actualmente 04 yacimiento de gas y líquidos de gas natural, que han sido descubiertas y probadas en 08 pozos, y adicionalmente se han detectado por lo menos 03 grandes estructuras y varias estructuras menores, lo cual podría significar un potencial total de 25 Tcf de gas natural y alrededor de 1,300 millones de barriles de líquidos del gas natural.



- (2) Se ha encontrado la presencia de fracturas naturales en varias formaciones del área. De acuerdo con la Simulación Numérica Composicional, el impacto de estas fracturas sobre el comportamiento futuro de los reservorios bajo el esquema de reciclaje, no será importante.

Los diferentes esquemas, consideraron el efecto de Difusión Molecular, que toma en cuenta los efectos cuando el gas seco (de reciclaje) ingresa a las fracturas y logra contactar con el gas rico presente en la matriz de la roca. La predicción asumiendo el fenómeno de difusión, prácticamente elimina el efecto negativo de las fracturas.