

UNIVERSIDAD NACIONAL MAYOR DE SAN MARCOS *Fundada en 1551*

FACULTAD DE GEOLOGÍA, MINAS, METALURGIA Y CIENCIAS GEOGRÁFICAS

E.A.P. INGENIERÍA GEOLÓGICA

“EVALUACIÓN PETROLÍFERA DE LA CUENCA SANTIAGO”

TESIS Para optar el Título Profesional de: **INGENIERO GEÓLOGO**

MARLENE MAGDALENA VARA ABANTO

LIMA – PERÚ 2003

..	1
AGRADECIMIENTOS .	3
RESUMEN .	5
I. INTRODUCCIÓN . .	7
I.A. OBJETIVOS . .	8
I.B. ESTUDIOS ANTERIORES . .	8
II. GEOLOGÍA REGIONAL DE LA CUENCA SANTIAGO .	11
II.A. UBICACIÓN Y EXTENSIÓN . .	11
II.A.1 . VÍAS DE ACCESO .	12
II.B. GEOGRAFÍA . .	13
II.C. ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL . .	18
II.D. ESTRATIGRAFÍA DE LA CUENCA SANTIAGO . .	19
II.D.1. PALEOZOICO .	20
II.D.2. MESOZÓICO .	23
II.D.3. CENOZÓICO .	35
II.D.4. CUATERNARIO .	41
II.E. EVOLUCIÓN DE LA CUENCA SANTIAGO . .	41
II.F. GEOLOGÍA ESTRUCTURAL Y TECTÓNICA .	43
II.G. ACTIVIDAD EVAPORÍTICA EN LA CUENCA SANTIAGO . .	46
II.H. GEOQUÍMICA . .	47
II.H.1. ROCA GENERADORA . .	48
II.I. ROCA RESERVORIO . .	48
1. Formación Cushabatay . .	49
2. Formación Vivian . .	52
II.J. SELLOS . .	53
II.K. SISTEMA DE PETRÓLEO .	53
II.L. TRAMPAS . .	53

II.L.1. ESTRUCTURAS .	54
III. EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LA CUENCA SANTIAGO . .	69
IV. EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LOS PROYECTOS EN LA CUENCA SANTIAGO . .	73
IV.1. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD . .	74
IV.2. ANÁLISIS DEL PUNTO DE QUIEBRE .	75
V. GLOSARIO ECONÓMICO .	77
VI. CONCLUSIONES . .	81
1. Evaluación Económica . .	81
2. Principales Prospectos .	82
3. Tipos de Yacimientos . .	82
4. Principales Formaciones en el Sistema de Petroleo . .	82
VII. RECOMENDACIONES .	85
BIBLIOGRAFÍA .	87

A mis queridos padres y hermanas...

AGRADECIMIENTOS

A mis padres por su infinita paciencia y dedicación.

Al personal de PERUPETRO S.A., en especial a la Gerencia de Proyectos Especiales y al Grupo Funcional Banco de Datos, por permitirme el acceso a la información para la elaboración de esta tesis, y de manera muy especial al señor José L. Sebastian por toda la ayuda prestada.

Al Comité de Administración de Recursos (CAREC), por el financiamiento de la Beca de Tesis.

A mi asesor, Ing. Edwin Mendiola por sus invaluables consejos.

RESUMEN

La cuenca Santiago tiene una extensión de 24000 Km². Es una cuenca de intermontañas formadas por plegamientos y fallamientos inversos, con estadios de actividad evaporítica que datan desde el Triásico, los cuales han sido observados e interpretados por varios autores en muchas secciones sísmicas. Existe un adelgazamiento de la secuencia mesozoica en el tope de los domos salinos y al parecer se extiende hasta la base de Pozo; seguido de un período de compresión durante el Mioceno Superior, que invirtió a las estructuras.

La información de exploración geológica, geoquímica y geofísica mencionada en este trabajo, es la resultante de una recopilación de datos adquiridos durante varios períodos de exploraciones realizados por diversas compañías, así como evaluaciones y estudios de varios consultores, que demostraron el potencial hidrocarburífero de la cuenca Santiago. Sin embargo, las evidencias físicas de hidrocarburos de producción han sido económicamente negativas, debido a pocos pozos exploratorios dentro de la cuenca. Para encontrar yacimientos con potencial hidrocarburífero, convendría entonces realizar nuevas pruebas y perforaciones de otros pozos en ubicaciones estratégicas recomendadas en esta evaluación.

Asimismo, se tienen evidencias en el campo de 23 indicios superficiales de hidrocarburos en toda la cuenca, y algunos indicios de petróleos con hasta 37,9° API (Pozo Piuntza 1X).

Estos indicios superficiales de petróleo registrados en la cuenca demuestran su excelente capacidad generativa, sin embargo, también es evidencia de un sistema deficiente de entrapamiento.

Las porosidades y permeabilidades de las rocas reservorios han sido en muchos casos afectadas, disminuyendo considerablemente su capacidad debido a la sobrecarga de los sedimentos Terciarios.

Por otro lado, se ha realizado una evaluación económica – en base a supuestos- creándose una hoja de cálculo en donde se muestra paso a paso cada uno de los parámetros utilizados para este fin. Asimismo, se ha realizado diversas operaciones demostrando hasta que punto influye en la realización del proyecto las variaciones de factores como el precio del petróleo y los porcentajes de las regalías, y en cuanto tiempo el proyecto comenzará a dar resultados positivos.

I. INTRODUCCIÓN

El motivo de la tesis es el de desarrollar un modelo económico que permita evaluar el potencial hidrocarburífero de la cuenca Santiago, para lo cual se ha desarrollado en dos partes, la primera consta de una evaluación geológica a partir de datos tomados de todas las evaluaciones realizadas en esta cuenca y la segunda, del desarrollo de un modelo económico desarrollado en una hoja de calculo, para lo cual se ha tomado los principales prospectos provenientes de la evaluación geológica.

En cuanto a la parte de geología podría resaltarse el estilo estructural ya que es de intenso plegamiento y de fallamientos inversos, como resultado de la Orogénia Andina. Los anticlinales constituyen excelentes prospectos los cuales podrían confirmarse mediante programas de perforación exploratoria y de una intensa campaña sísmica en cuyo objetivo central es la de encontrar producción en rocas del Cretácico.

En cuanto a la evaluación económica del proyecto, se tiene como precio base del petróleo en US\$ 23 (dólares americanos), así como, las regalías establecidas de acuerdo a la Ley General de Hidrocarburos (Ley N° 26221, REGLAMENTO PARA LA APLICACIÓN DE LA REGALÍA Y RETRIBUCIÓN EN LOS CONTRATOS PETROLEROS, Título II), y a partir de esto, se realiza sensibilidades para el precio del petróleo y se propone nuevas regalías de acuerdo al factor "R". De esta manera se pretende elaborar un modelo económico que permita el desarrollo de los prospectos dentro de la cuenca Santiago y hacerla atractiva a pesar de su riesgo geológico.

I.A. OBJETIVOS

- Obtener el título de Ingeniero Geólogo.
- Elaborar un modelo económico que permita determinar la factibilidad del desarrollo de los prospectos dentro de la cuenca Santiago. Asimismo, determinar el momento en el cual las operaciones realizadas en el área mostraran resultados positivos en la economía, así como el tiempo de duración del proyecto.
- Compilar y sintetizar toda la información proveniente de reportes técnicos, mapas, datos de pozo, sísmica, geoquímica entre otros relacionados a la cuenca Santiago.
- Evaluar el remanente potencial hidrocarbúfero de la cuenca Santiago.
- Analizar el modelo geológico existente que permita comprender la historia de la evolución de la Cuenca Santiago.
- Ubicar áreas de entrapamientos.
- Determinar las reservas probables y posibles.
- Determinar costos de exploración y explotación.

I.B. ESTUDIOS ANTERIORES

La historia de la exploración en la cuenca Santiago se remonta a los años 40, cuando la compañía Mobil Oil efectuó trabajos de geología de superficie. Durante los años 60, Mobil Oil-Unocal realizó una campaña exploratoria con geología de campo y el registro de 625Km de líneas de sísmica convencional 2D, que condujeron a la perforación de los pozos Domingaza 1X, Putuime 1X y Piuntza 1X.

La Compañía Petróleos del Perú también realizó estudios de exploración con levantamientos geofísicos entre los años 1980 a 1982, levantando un total de 1131Km de líneas de sísmica convencional 2D, completados con estudios de gravimetría hasta 280Km comprendido entre los años 1982 a 1984. Posteriormente, efectuó una intensa campaña de geología de campo y muestreo en el año 1984, con el objeto de realizar estudios geoquímicos, geofísicos, análisis estructurales de fracturas e interpretaciones y reinterpretaciones sísmicas. A pesar de esto, PetroPerú no realizó perforación en la cuenca.

Asimismo, durante los años 90, la compañía Petromineros efectuó estudios adicionales de geoquímica y reprocesamiento de 2000Km de líneas sísmicas 2D realizadas anteriormente por Mobil Oil - Unocal y PetroPerú. Registró 177Km de líneas sísmicas, no realizó perforación durante su período de operaciones.

La Compañía Quintana Minerals (QMC) y asociados condujeron un programa de

exploración geofísica durante de 1995 a 1997, registrando un total de 308Km de sísmica convencional 2D, y 205Km de registros gravimétricos. Se reprocesaron además, 893Km de líneas sísmicas antiguas tomadas anteriormente por PetroPerú y Petromineros, y 381Km de la parte cercana a la Cuenca Marañón. También efectuaron estudios de geología de campo, geoquímica y estudios bioestratigráficos. Luego de esta evaluación, decidieron realizar nuevos programas geofísicos, realizando 514Km de líneas de sísmica convencional, gravimetría, y adicionalmente 19150Km² de aerogravimetría-magnetometría cubriendo casi toda el área de la Cuenca Santiago.

Asimismo, esta empresa (como operadora) y otros socios (YPF S.A., ELF Petroleum, Enterprise Oil Exploration perforaron entre los años 1996 a 1998, 4 pozos exploratorios: Caterpiza 1X, Pupuntas 1X, Manseriche 1X y Tanguintza 1X (este último con indicios de gas y condensado). Al no obtener resultados económicamente positivos, esta empresa decidió abandonar el lote.

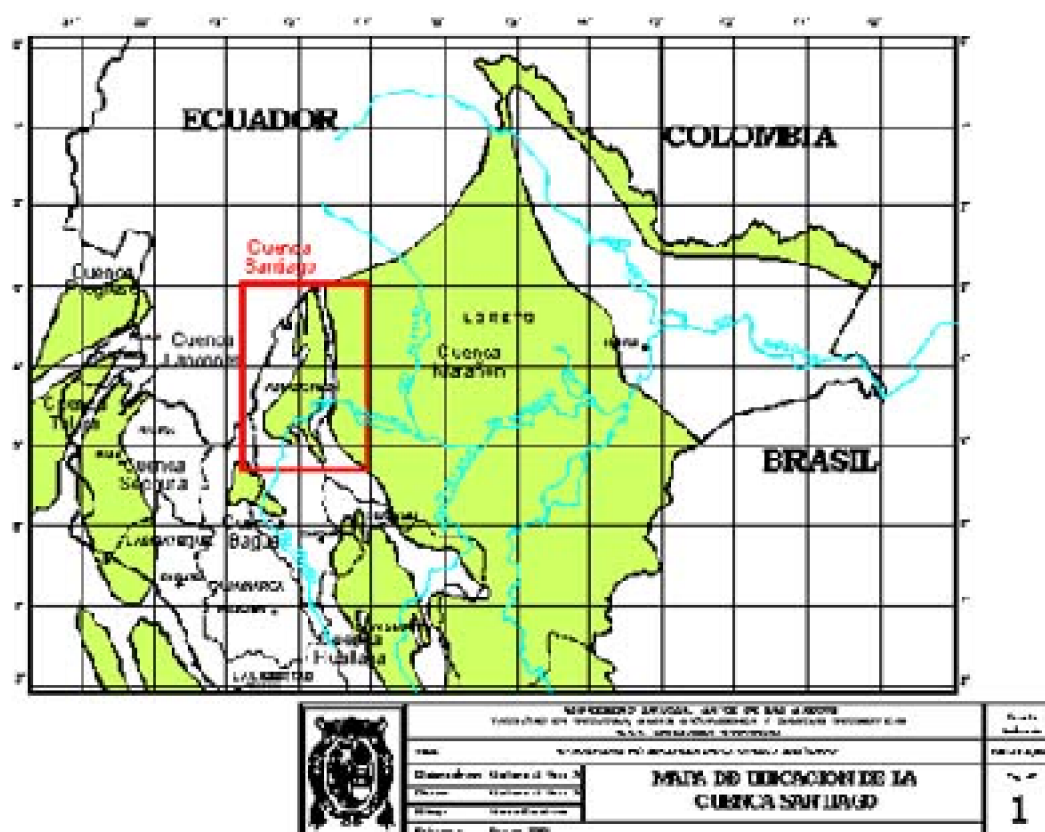
El Grupo Parsep, teniendo como socios a PERUPETRO S.A., Canadian International Development Agency (CIDA), Canadian Petroleum Institute (CPI) y Technica Overseas Ltd. (TOL), culmina en el mes de setiembre del 2001 el Informe Final de Hidrocarbon Potential of the Santiago Basin, consistente en una reinterpretación de los trabajos realizados por diversas compañías a lo largo de su historia exploratoria.

II. GEOLOGÍA REGIONAL DE LA CUENCA SANTIAGO

II.A. UBICACIÓN Y EXTENSIÓN

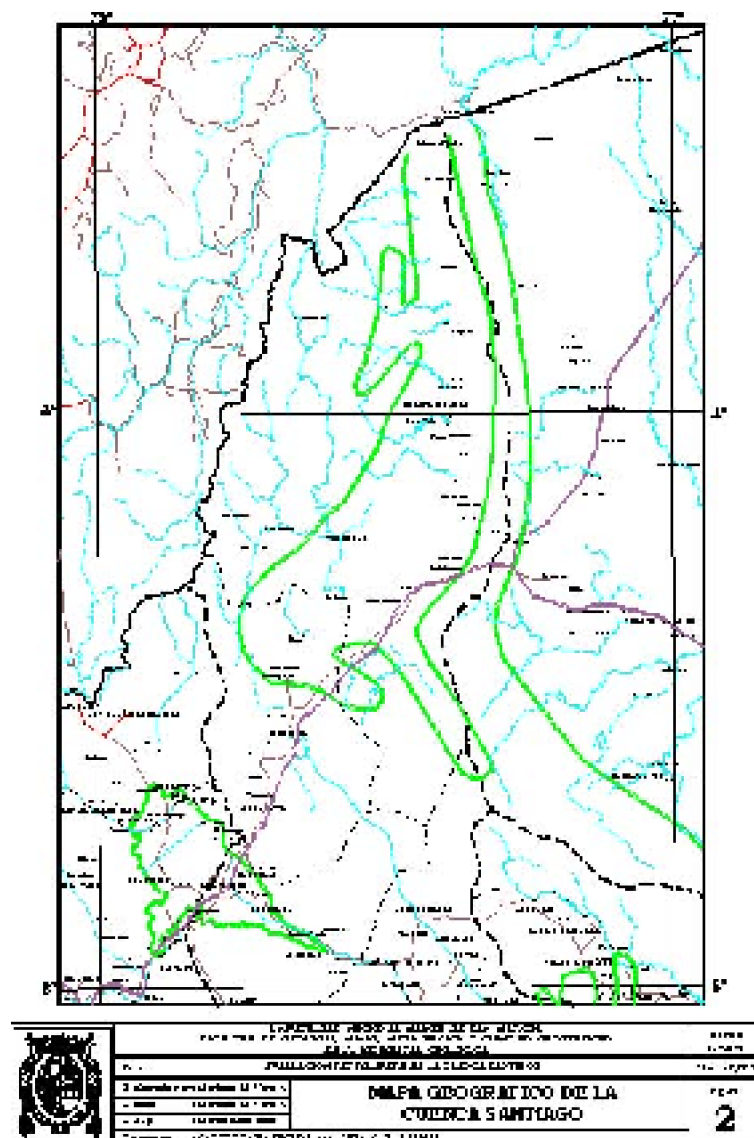
La cuenca Santiago está localizada en el extremo Oeste de la cuenca Marañón, -ella se separó de la cuenca Marañón durante la Orogénia Andina del Mioceno - Plioceno- los bordes de la cuenca Santiago muestran una dirección Norte – Sur, entre las montañas de Manseriche y Campanquiz. Por el lado Sur, con dirección Este – Oeste, limita con la deflexión de Huancabamba, comprendiendo así una extensión de 24000Km². En el extremo Norte afloran rocas Pre – Cambrias en la cordillera del Cóndor.

La cuenca Santiago está ubicada geográficamente entre los paralelos 3°00' y 5°15' de latitud Sur y meridianos 77°27' y 78°04' de longitud Oeste. (Figura. N° 1)



II.A.1 . VÍAS DE ACCESO

Las principales rutas de acceso al área son los ríos Maraón, Santiago y Nieva, que son navegables por embarcaciones pequeñas y medianas de hasta 30 toneladas. El acceso por vía aérea también se realiza por hidroaviones, que pueden acuatizar en los ríos grandes, además de la existencia de al menos 2 pistas de aterrizaje (la Fortaleza en el Maraón y La Poza en el Santiago). Finalmente, por la carretera que parte desde Olmos en la costa, cruza los Andes por el paso Porculla (2130m.s.n.m.), y sigue a lo largo del río Maraón por Nazaret hasta Sarameniza.



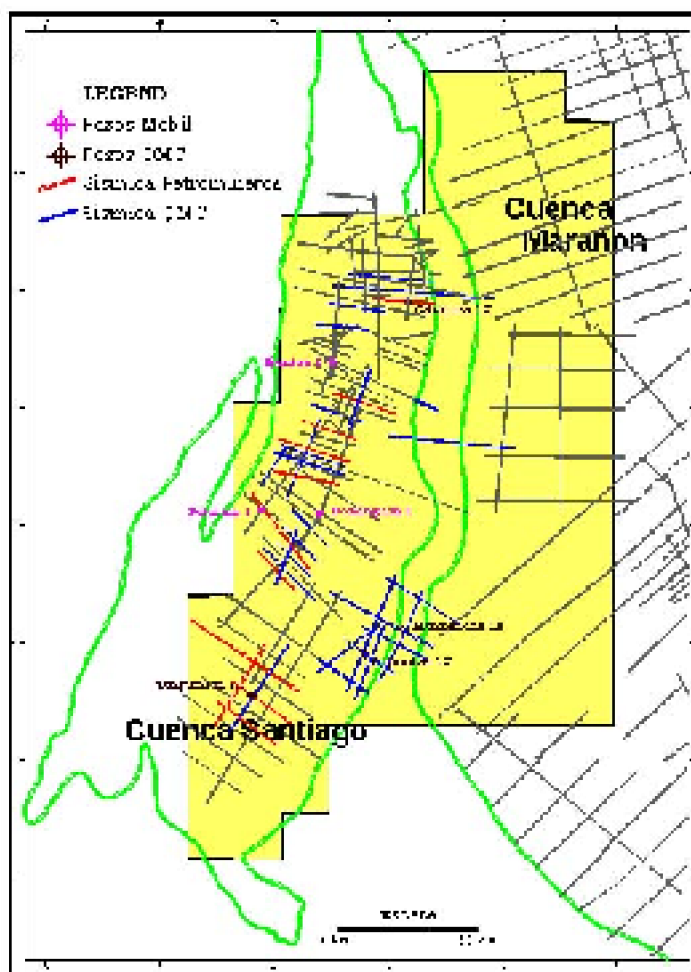
II.B. GEOGRAFÍA

La cuenca Santiago constituye depresiones morfológicas bordeadas por cadenas de montañas con elevaciones de más 1800m. Asimismo, el flanco Este de la cuenca Santiago está constituido por la cadena de los cerros Campanquiz. Mientras el flanco Oeste por la Cadena de Huaracayo. Ambas cadenas, de rumbo Norte – Sur, se aproximan y juntan en la frontera peruana - ecuatoriana, formando el límite Norte de la cuenca. Finalmente, al Sur con dirección Este – Oeste se encuentra la deflexión de Huancabamba. El área central de la cuenca es de relieve más bajo y está constituida por ríos y quebradas que drenan el área del interior de la cuenca. Se distinguen algunas cadenas de elevaciones alineadas en forma diagonal al valle, las que constituyen elevaciones conspicuas en la parte baja de la cuenca. Entre estas elevaciones, formadas

por núcleos de rocas duras de las formaciones Yahuarango y Huchpayacu, las más pronunciadas se encuentran en los cerros de Putushim -300m sobre la base del río- y la cadena de Caterpiza. Los ríos Santiago-Nieva y Maraón son los ríos principales que drenan el área de la cuenca Santiago, y en los cuales desembocan los afluentes que nacen en las cadenas Campanquiz y Huaracayo.

Toda el área de la cuenca Santiago esta cubierta por la típica vegetación tropical, producto del clima húmedo y de la intensa precipitación pluvial anual. Las condiciones de salubridad se consideran en general buenas, en comparación con áreas de la cuenca Maraón. La presencia de zancudos y mosquitos es más restringida y por consiguiente, las enfermedades transmisibles como el paludismo son poco frecuentes.

El área esta escasamente habilitada por comunidades nativas de Huambizas y Aguarunas, y en menos proporción por colonos mestizos que se dedican al cultivo de productos agrícolas. La mayor cantidad de habitantes se encuentra en los pueblos como Borja, Pinglo y Santa María Nieva.



	INSTITUTO NACIONAL DE ENERGÍA Y MINERÍA INFORME DE INVESTIGACIÓN, ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LA CUENCA SANTIAGO	1.4.4
	INFORME DE INVESTIGACIÓN, ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LA CUENCA SANTIAGO	1.4.4.1
	INFORME DE INVESTIGACIÓN, ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LA CUENCA SANTIAGO	1.4.4.1.1
	INFORME DE INVESTIGACIÓN, ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LA CUENCA SANTIAGO	3

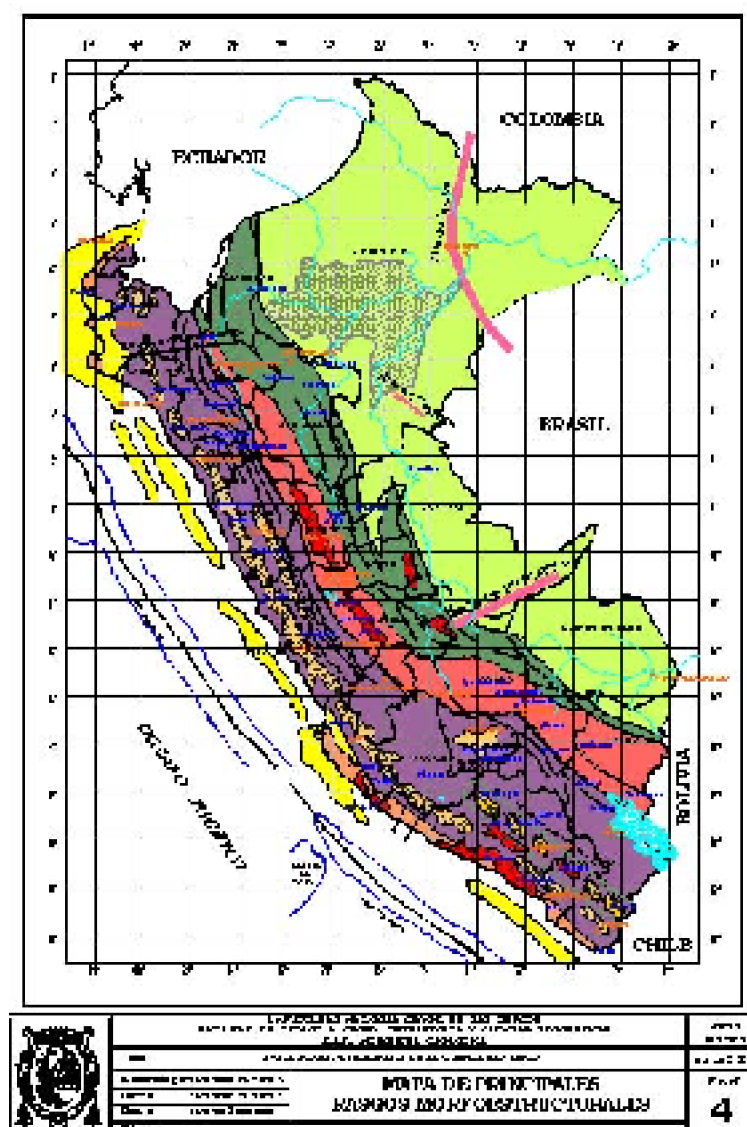
Las unidades morfoestructurales constituyen depresiones o cuencas intermontánicas, cuya configuración ha sido determinada durante el levantamiento de la Tectónica Andina del Neógeno Tardío (Mioceo - Plioceno). En ellas se han preservado una secuencia sedimentaria que incluyen rocas de edad Paleozoica, Mesozoica y Cenozoica, las que por sus características genéticas y por su historia geológica se podrían constituir potenciales prospectos de hidrocarburos.

Regionalmente se distinguen las siguientes unidades morfoestructurales de Oeste a Este:

La deflexión de Huancabamba limita el flanco Sur de la cuenca, presentando una orientación Este – Oeste perpendicular a la Cadena de los Andes.

El Geanticlinal del Marañón es una zona montañosa, estructuralmente plegada y constituida por un núcleo de basamento, aparentemente ha estado tectónicamente activo durante el Paleozoico y probablemente en forma temporal durante el Mesozoico. Transforma este núcleo de rumbo Noroeste – Sureste, cambió de rumbo hacia el Norte y Sur, hundiéndose en esa dirección.

La prolongación hacia el Norte constituye La Cordillera del Cóndor (Cordillera Real en el Ecuador) y las estribaciones en el flanco Este, se denomina Cordillera de Huaracayo. Esta cordillera constituye el flanco Oeste de la cuenca Santiago y está conformada por sedimentos del Paleozoico, Jurásico, Cretácico y Paleógeno – Neógeno, y exhibe un intenso plegamiento y fallamiento inverso de dirección Norte – Sur. Los anticlinales son apretados y los sinclinales son más amplios y conservan una gruesa cubierta de sedimentos del Paleógeno – Neógeno, éstos aparentemente llegan a tener espesores considerables.



- La faja Comaine – Cenepa – Noraima, paralela a la Cordillera del Cóndor y constituida por sedimentos Cretácicos, Jurásicos y Triásicos.
- La faja de Kumpin – Ipururo, compuesta por sedimentos Paleógeno – Neógeno.

El geanticlinal Marañón con la deflexión de Huancabamba limita por el Sur y la Cordillera de Campanquiza al Este, la separa de la llanura Amazónica o cuenca Marañón.

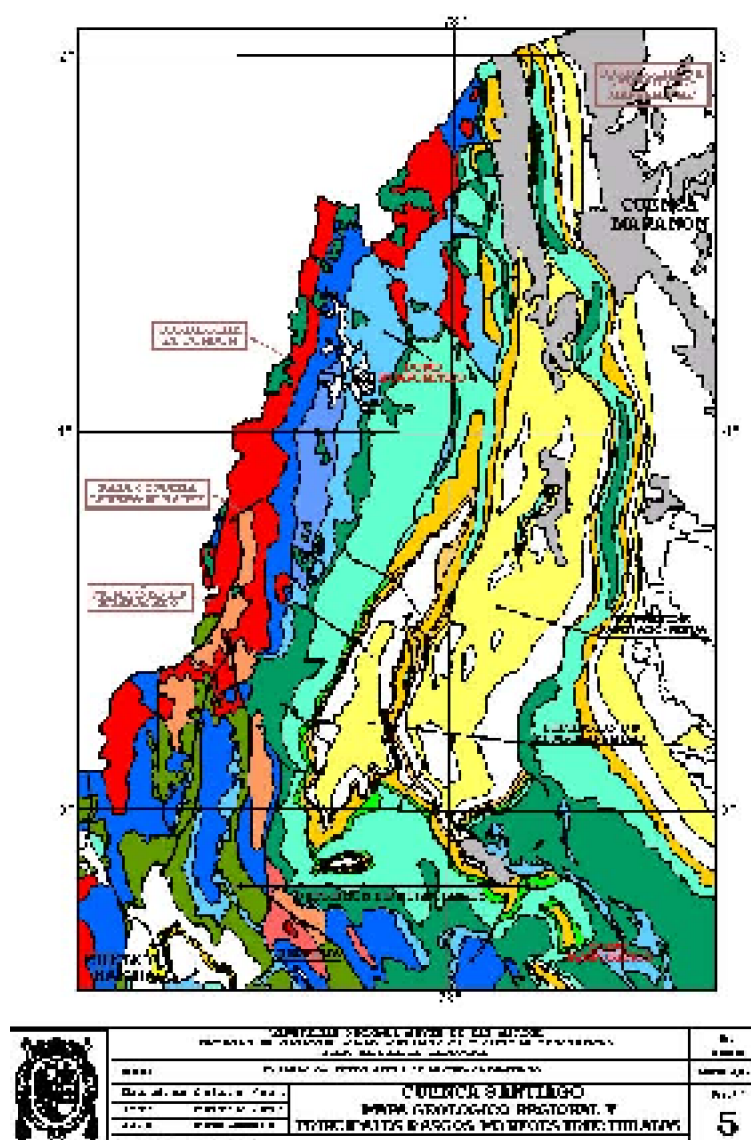
Hacia el Norte, la cuenca Santiago se estrecha notablemente por la aproximación de sus flancos y en territorio ecuatoriano se juntan y constituyen el levantamiento del alto Cutucú.

La cuenca Santiago tiene un área de 24000Km^2 . Donde se preserva una secuencia sedimentaria de rocas de edad Paleozoica y Jurásica – Triásica, Cretácica y Paleógeno – Neógeno a Cuaternaria. Estructuralmente es un sinclinorio (definido por Mobil Oil en 1961), con alineamientos estructurales Norte – Sur con rumbos un tanto oblicuos al rumbo andino.

Las estructuras anticlinales están cortadas por fallas longitudinales y por fallas transversales, que han determinado un desplazamiento de los ejes. La complejidad estructural de la cuenca parece haber sido influenciada también por otras causas, entre las cuales podrían haber núcleos antiguos de actividad salina o quizás actividad ígnea, sin embargo, las características geológicas la definen como de filiación petrolífera.

La cordillera de Campanquiz al Este constituye un anticlinal (Manseriche) de rumbo Norte – Sur, de flancos muy empinados con buzamientos desde 70° a verticales, y en ciertos tramos cortados por fallas inversas, como en la zona de Anango en el Norte y de Japaina en el Sur. La cordillera de Campanquiz no sólo forma el flanco Este de la cuenca Santiago, sino también constituye el límite oriental del plegamiento andino, y de la llanura Amazónica.

- La Llanura Amazónica se caracteriza por su topografía baja y plana, constituida por ondulaciones y con relativo fallamiento, forma parte de la plataforma pericratónica, y constituye la cuenca Marañón.



II.C. ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL

Debido a que el motivo de ésta tesis es una evaluación geológica – económica, realizada en base a estudios realizados anteriormente por varias compañías y consultores, y por lo tanto los prospectos propuestos no han sido verificados en el campo, es difícil realizar una Evaluación de Impacto Ambiental. De modo que el estudio se limitará a mencionar los principales estudios realizados en un campo en operación de acuerdo a la Ley Orgánica de Hidrocarburos (Decreto Supremo N° 046-93-EM), en donde se establecen normas y disposiciones para regular las actividades de exploración, explotación, transformación, transporte, comercialización, almacenamiento y conexas en el aprovechamiento de los recursos hidrocarburíferos, de tal manera que estas no ocasionen un impacto ambiental negativo para las poblaciones y el ecosistema.

Los organismos competentes encargados de velar por el cumplimiento de las disposiciones establecidas por la Ley antes mencionada, son la Dirección General de Hidrocarburos que contará con el apoyo de la Dirección General de Asuntos Ambientales.

El estudio de impacto ambiental se realizará previo al inicio de cualquier actividad de hidrocarburos, el cual incluirá lo siguiente:

- Estudio de Línea Base
- Descripción detallada del proyecto propuesto.
- Descripción y evaluación técnica de los efectos previsibles directos e indirectos al medio ambiente.
- Plan detallado del Plan de Manejo Ambiental (PMA).
- Plan de abandono de área.

Todo esto se encuentra estipulado en el Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos de la Ley Orgánica de Hidrocarburos (ley N° 26221).

II.D. ESTRATIGRAFÍA DE LA CUENCA SANTIAGO

Las rocas sedimentarias que se encuentran en la cuenca Santiago son mayormente de edad Triásico – Jurásico, Cretácico y Paleógeno - Neógeno, acumulando un total aproximado de 10000m de espesor, depositado en más de tres megasecuencias, sobreyaciendo al basamento metamórfico del Pre-Cámbrico. Estas megasecuencias son La Megasecuencia Pérmica a Jurásica (Mitu, Pucará, Sarayaquillo); La Megasecuencia Cretácica (Cushabatay, Chonta, Vivian, Cachiyacu); y La Megasecuencia Paleógeno – Neógeno (Grupo Parsep, 2001). La mayor parte de los estudios realizados en la cuenca se han llevado a cabo en el antiguo lote 50, operado por diversas compañías petroleras desde los años 40.

Las rocas más antiguas se presentan fuera del lote y son del Jurásico, las Capas Rojas del Sarayaquillo afloran en las afueras del Abra de Pajacusa y Pupuntas, aproximadamente a 16Km al Sur de Santa María de Nieva. Las rocas más antiguas perforadas en el lote 50 pertenecen a la formación Cushabatay del Cretácico Inferior, y están a una profundidad a 2955m en el pozo Putuime 1X.

[illegible]

II.D.1. PALEOZOICO

20	"Programa Cybertesis PERÚ - Derechos son del Autor"
----	---

Nombre : Grupo Tarma.

Edad : Pensilvaniano.

Localidad Típica : Es reconocida como localidad típica la sección medida. Se encuentra a 25Km al Oeste de la ciudad de Tarma.

Autor : Ha sido estudiado desde Steinmann, pero fueron Newell y Dumbor en 1946 los que le dieron la denominación.

Litología : Las rocas del grupo Tarma son predominantemente marinas, debido a la transgresión que se produjo como resultado de una subsidencia Post Mississippiana. Los sedimentos son de color gris oscuro, conformados por calizas densas con menor proporción de lutitas intercaladas y algunos delgados estratos de areniscas en la base.

MEDIO AMBIENTE : Marino.

Distribución : Los afloramientos del Grupo Tarma se han observado en forma discontinua a lo largo del lado Oeste de la cordillera Oriental, desde la localidad de Muñami (Departamento de Puno) hasta Ambo (Departamento de Huánuco). También aparecen expuesto en la Región Subandina, en los Amotapes (Noroeste del Perú), y en la Quebrada del Chira (20Km al Norte de Camaná, costa Sur). (Extraído del Boletín 55 Serie A: Carta Geológica Nacional, pág. 54 – INGEMMET 1995).

Infrayace : En la cuenca Marañón el Grupo Tarma está discordante infrayaciendo al basamento. El cual consiste en metasedimentarios del Carbonífero Superior y en formaciones antiguas, afectadas por la Orogénia Hercínica –Fase Eohercínica-(Devónico Superior).

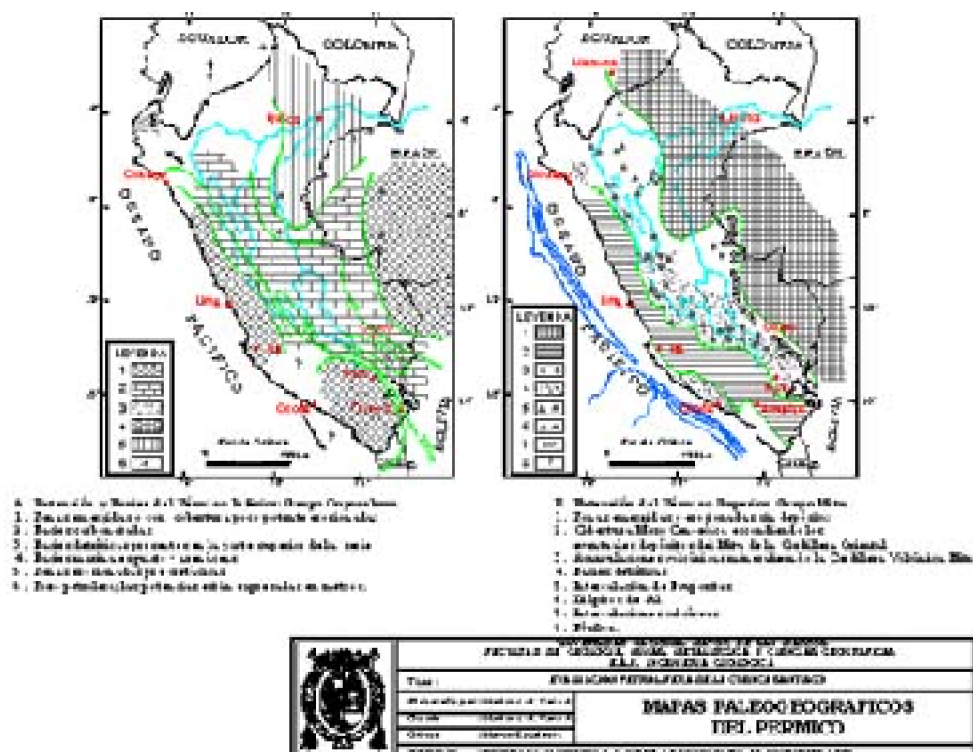
Sobreyace : Concordante sobre la formación Tarma está la secuencia Permiana marina del Grupo Copacabana.

Observaciones : La estratigrafía está basada en el supuesto de que las formaciones del Paleozoico Superior aflorantes al Este de la cuenca Marañón están presentes en la cuenca Santiago.

2. GRUPO COPABANA

Nombre : Grupo Copacabana.

Edad : Pérmico.



Localidad Típica : En la península de Copacabana en Bolivia (Lago Titicaca) (Cabrera La Rosa y Petersen, 1936).

Autor : Cabrera La Rosa y Petersen en 1936, siendo Newell quien eleva la serie carbonatada a la categoría de Grupo.

Litología : Con sedimentos en la parte Noreste del Perú de calizas de color gris oscuro a negro, de grano fino, bituminosas. Con una sección evaporítica cerca al tope del Copacabana.

Espesor : La combinación Tarma Copacabana tiene un espesor aproximado de 300m a 2000m.

Medio Ambiente : Marino.

Distribución : Reconocida en la Cordillera Oriental desde Liembamba, en el Departamento de Amazonas, hasta la frontera con Bolivia (Península de Copacabana); en el Departamento de Puno; en el Nevado de Ampay; en el Departamento de Cuzco y al Noreste de Huanta; en la Región Subandina y en la Llanura Amazónica el Pérmico y el Pensilvaniano; formando una sola unidad. (Boletín 55 Serie A: Carta Geológica Nacional, INGEMMET, 1995).

Infrayace : Concordante al Grupo Tarma.

Sobreyace : Se encuentra discordante al Grupo Mitu.

Luego de la sedimentación marina del Pérmico Inferior tuvo lugar el último movimiento de la Tectónica Hercínica (Fase Tardihercínica), dando lugar a la emersión de la cuenca Paleozoica y luego a una erosión, cuyos productos de facies molásicas rojizas son reconocidos como Grupo Mitu.

Esta Orogénia se desarrolla desde Vilcabamba (Cuzco) hasta el Perú Central. Se caracteriza por un levantamiento de bloques a lo largo de fallas de rumbo Noroeste a Sureste, las que dieron lugar a la formación de fosas y pilares tectónicos con el consiguiente retiro de los mares (Boletín 55 Serie A: Carta Geológica Nacional, INGEMMET, 1995), seguido de la erosión arriba mencionada. Además se piensa que durante la fase Tardihercínica se inició el desarrollo de las deflexiones de Huancabamba y Abancay (Marocco, 1978).

3. GRUPO MITU

Nombre : Grupo Mitu.

Edad : Pérmico Superior a Triásico Inferior.

Localidad Típica : Se denominó así a la secuencia sedimentaria clástica de la zona de Yauli en el Perú Central, y como volcánicos Yauli a la parte efusiva (Newell, Chronic y Roberts, 1953).

Autor : Este nombre fue asignado por McLaughlin (1924), quien lo denominó como formación, siendo Newell, Chronic y Roberts quienes en 1953 lo elevaron a la categoría de Grupo (O. Palacios, 1999).

Orogénia : Segunda fase de la Orogénia Hercínica (Fase Tardihercínica) del Pérmico Inferior a Superior.

Litología : Los sedimentos más representativos constan de capas rojas continentales de areniscas arcósicas y conglomerádicas, limolitas y lutitas, que localmente presentan evaporitas y yeso, incluyendo facies mixtas, salobres a marinas; intercalados con brechas volcánicas, aglomerados, y algunos derrames.

Espesor : Desde 300m a 1500m.

Medio Ambiente : Continental y volcánico.

Distribución : Sus afloramientos se extienden a lo largo de la Cordillera de los Andes, desde la frontera con el Ecuador hasta el departamento de Puno, cerca de Bolivia. También se pueden encontrar en algunos valles interandinos de la costa Sur, en la zona de Atico y Ocoña, presentando sólo la secuencia sedimentaria.

Infrayace : Se encuentra discordante sobre el grupo Copacabana.

Sobreyace : Presencia de nivel salino. Sobre esta secuencia, en contacto transicional se encuentra el Grupo Pucará; y localmente puede ser no concordante.

Observaciones : Durante el Pérmico Superior a Triásico Inferior, existió un período de calma relativa, ya que la fase Finihercínica se desarrolló casi en su totalidad en la parte central del territorio peruano.

II.D.2. MESOZÓICO

Durante el Mesozóico se desarrolló el Ciclo Andino que continua hasta el Cenozóico, dando el relieve actual de las estructuras. El primer movimiento desarrollado durante el

Terciario Medio hasta el Cretácico Superior consta de un hundimiento (Cuenca Geosinclinal Andina), ingresando el mar por el Norte y extendiéndose hasta la Región Andina en la Zona Central, interrumpido por un escaso levantamiento y deformación compresiva; caracterizado todo este evento por secuencias marinas, continentales o volcánicas.

1. TRIASICO SUPERIOR – JURASICO INFERIOR

1.1. GRUPO PUCARÁ

Nombre : Grupo Pucará.

Edad : Triásico Superior (Norian) al Jurásico Inferior (Toarciano-Aaleniano)

Autor : Fue definido por McLughlin en 1924 en el Perú Central, pero fue Megard en 1968 quien diferenció al grupo Pucará en las formaciones Chambará, Aramachay y Condorsinga. La primera de edad Noriano - Retiano y las últimas de edad Liásica. Se han reconocido también, según Weaver en 1942, los pisos Hettangiano y Sinemuriano en dos series calcáreas denominadas formación Chilingote y Suta, equivalentes a las formaciones Aramachay y Condorsinga. (O. Palacios 1999).

Orogénia : Ciclo Andino (Primera Fase)

Litología : Es predominantemente carbonatado. Depositado durante una transgresión marina sobre las capas rojas continentales del grupo Mitu. Consisten principalmente de calizas gris negras, densas bituminosas, intercaladas con lutitas oscuras fosilífera (amonites), ricas en materia orgánica.

Espesor : Dentro de los límites del ex-lote 50, las interpretaciones realizadas por PetroPerú durante los años 80 indican que el Grupo Pucará presenta un espesor de 1000m en el lado Este del lote y 2250m en el eje deposicional el cual corre a lo largo del lado Oeste del lote.

Medio Ambiente : El lado Sur de la cuenca, perteneciente al ex-lote 50, corresponde a una plataforma carbonatada somera con desarrollos de evaporitas intercaladas hacia el tope, las que se comportan como superficie de despegue de las principales estructuras de sobreescurreamiento del lote.

Distribución : Afloran en los cerros que forman la Cordillera del Cóndor al Noroeste de la cuenca. En la Cordillera Oriental hacia el Oeste de la cuenca, y en los valles de los ríos Chiriaco y Utcubamba hacia el Sur. En el subsuelo se adelgaza y acuña hacia el Este contra el alto de la charnela Cretácica, a unos 200Km hacia el Sureste.

Regionalmente el grupo Pucará se extiende desde el Ecuador, donde la secuencia consta de limolitas y es conocida como Formación Santiago, teniendo por dirección Norte – Sur. A partir de la deflexión de Huancabamba pasa a los Andes Centrales con dirección Noroeste - Suroeste, llegando hasta la deflexión de Abancay cerca al Cuzco, donde termina el Grupo Pucará. Sus afloramientos se extienden por el valle del Marañón, por la parte alta del río Huallaga, por Cerro de Pasco, por la laguna Junín, por el Valle del Mantaro, por el río Pampas, y por la parte Sur de Ayacucho hasta Abancay y

Chuquibambilla. Mientras que en la faja Subandina una potente secuencia se desarrolla en San Ramón, Oxapampa, Tingo María, Chachapoyas y en el valle del río Utcubamba. (O. Palacios 1999)

Sobreyace : Sobre las capas rojas continentales del grupo Mitu, el contacto es transicional y localmente puede estar no concordante.

Infrayace : Progradacionalmente a la Formación Sarayaquillo

Formaciones :

Chambará: (Noriano – Retiano), secuencia dolomítica, compuesta por facies marinas y lagunares. Al Norte está compuesta mayormente por calizas, pero se observan depósitos de lutitas y dolomitas en la base. La secuencia superior contiene rocas carbonatadas bien estratificadas, las cuales incluyen rocas silicoclásticas con notable incremento de los niveles de lutitas hacia la base. De forma transicional sobreyace a la formación Aramachay.

Formación Aramachay: (Hettangiano – Sinemuriano), las facies marinas profundas de esta formación presentan un período de máximo inundamiento de la secuencia Pérmico – Jurásico. Tiene un espesor de 50m a 150m, compuesto por sedimentos clásticos finos y carbonatados ricos en materia orgánica, tal como se observa en los Andes, esto indicaría que la depositación fue estrictamente marina y ocurrió durante una transgresión basal -este evento está relacionado al rápido crecimiento del nivel del mar- Luego viene una baja del nivel del mar dando lugar a la Formación Condorsinga.

Formación Condorsinga: Está representada por una secuencia de plataforma carbonatada con algunas facies lagunares y de sedimentos marino somero. Sus grosores en la cuenca son desconocidos, sin embargo puede alcanzar en el lado Oeste de la cuenca desde 200 a 400m, engrosando la faja Subandina, donde sobrepasa los 600m (O. Palacios, 1999).

Geoquímica : Tiene buen potencial, tanto como roca madre como para reservorio.

Observaciones : Sobreyaciendo al Pucará, en la cuenca Santiago puede estar compuesta por una secuencia de sal, tal como se observa en la cuenca Huallaga, al Sur del Santiago. Durante la sedimentación la presencia de sal en el tope del Pucará habría tenido una influencia marcada en el depocentro a lo largo del tiempo. Adicionalmente este nivel salino actuó como una plataforma de desprendimiento o resbalamiento en las deformaciones Terciarias (fallamientos).

2. JURÁSICO SUPERIOR

2.1. FORMACIÓN SARAYAQUILLO

Nombre : Formación Sarayaquillo ó Chapiza en el Ecuador.

Localidad Típica : Río Sarayaquillo en el departamento de Loreto.

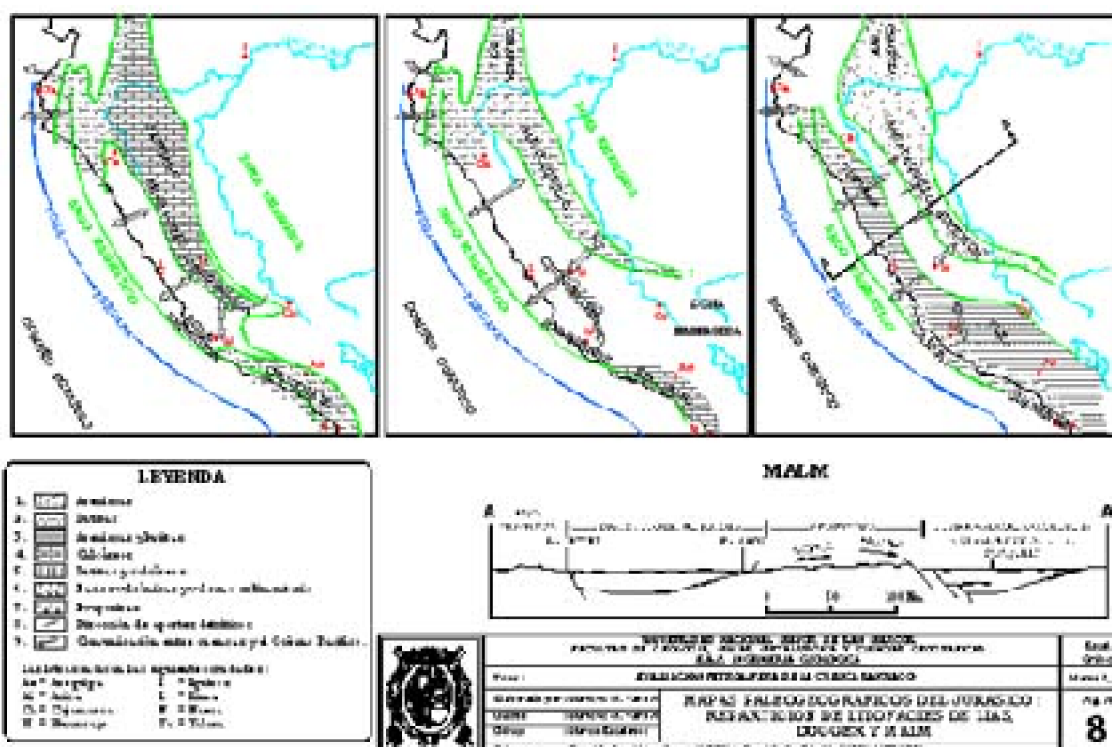
Autor : Kummel 1946.

Edad : Jurásico Superior.

Orogénia : Fase Nevadiana.

Litología : Está constituida por una secuencia de capas rojas continentales de areniscas de grano grueso a medio, y conglomerados con algunas intercalaciones de limolitas y lutitas de color rojizo.

Espesor : La formación Sarayaquillo alcanza espesores que van de los 1500m a los 3000m en el depocentro al Noroeste del ex - lote 50, cerca a la frontera con el Ecuador.



Medio Ambiente : Continental

Distribución: Se extendió desde el Ecuador hasta el paralelo 12°00' de latitud Sur, en la cuenca Oriental, en la Región Subandina y en el Llano Amazónico.

Infrayace : En disconformidad progradacionalmente al Grupo Pucará.

Sobreyace : La Formación Cushabatay descansa en disconformidad ligeramente angular sobre el Sarayaquillo.

Observaciones : La cuenca Nororiental está separada de la cuenca marina Noroccidental por el geanticlinal del Marañón durante el periodo del Triásico Medio a Jurásico Inferior. La erosión originada por este levantamiento da lugar a la secuencia continental conocida como la formación Sarayaquillo.

3. CRETACICO

La estratigrafía es similar a la de la Cuenca Marañón, siendo en Santiago más marina, presentando casi las mismas unidades desde Chonta hasta Casa Blanca. La formación Agua Caliente tiende a desaparecer hacia el Oeste por cambio de facies. Las lutitas de la formación Nueva Esperanza se confunde con la parte inferior de la formación Chonta. El

sistema Cretácico alcanza aquí un espesor mayor de 2,600 m. (Pardo 1999)

El levantamiento de la cuenca Triásico – Jurásico terminó aparentemente a fines del Jurásico (Fase Nevadiana). Y es a comienzos del Cretácico que nuevamente en el área ocurre un proceso de subsidencia (rezagos de la tectónica Hercínica y de movimiento Nevadianos), que da lugar a la transgresión marina desde el Oeste hacia el Este, desarrollándose un ciclo completo transgresivo y regresivo, marcando de esta manera tres secuencias que serán descritas a continuación: 1) una facie transgresiva basal constituida por sedimentos clásticos depositados en un proceso deltáico a transicional denominado Cushabatay, 2) una facie transgresiva marina que representa el máximo ingreso del mar Cretácico sobre el continente, dando lugar a la depositación de los sedimentos de la formación Chonta (incluido aquí Nueva Esperanza y Agua Caliente), 3) una facie epinerítica, formada por areniscas, limolitas y lutitas, las que conforman las formaciones Vivian, Cachiyacu y Huchpayacu, respectivamente (PetroPerú 1985).

Desde el punto de vista regional esta secuencia revela cambios litológicos, no sólo en profundidad, sino también en la distribución horizontal de los sedimentos en la cuenca. Así también puede observarse un adelgazamiento de toda la secuencia desde el Oeste hacia Este.

De acuerdo a la interpretación geológica realizada por PetroPerú en 1985, se detecta un adelgazamiento de la secuencia Cretácica en el Alto de Putushim, donde observan que en la parte alta el Cretácico presenta un espesor de menos de 1000m, incrementándose hacia los bordes hasta más de 2500m.

Este adelgazamiento pudo haber sido consecuencia del tectonismo desarrollado en el área. Esto parece indicar que este alto se desarrolló simultáneamente con la depositación de la secuencia sedimentaria del Cretácico. Este hecho explica de algún modo el origen de la proliferación de sumideros de petróleo, ya que éstos siempre acompañan a los altos estructurales preexistentes.

Esta secuencia está ampliamente distribuida a través de la cuenca y aflora tanto en el borde Este como en el Oeste.

Descansa en disconformidad ligeramente angular, con la formación Sarayaquillo. Hacia el Alto de Putushim es angular y posiblemente descansa sobre rocas del grupo Pucará. Esta secuencia sedimentaria es la que ofrece mejores características litológicas para constituir rocas reservorios y generadoras para prospección petrolífera.

3.1. FORMACIÓN CUSHABATAY

Nombre : Formación Cushabatay.

Localidad Típica : Se encuentra en el río Cushabatay, distrito de Contamana, provincia de Ucayali.

Autor : Kummel B. 1946.

Edad : Cretácico Inferior, Aptiano - Albiano Inferior.

Litología : La formación Cushabatay está conformada por areniscas cuarzosas de color blanco a suavemente coloreado, de aspecto limpio, en estratificación cruzada, de

grano fino a areniscas conglomerádicas de canales del tipo torrencial (corrientes entrelazadas), que frecuentemente representan ondulitas. Las areniscas son duras a friables. El cemento más común es la sílice autógena (cuarzo). Las areniscas están intercaladas con tufos volcánicos de color crema, lutitas grises, y areniscas tufáceas gris parduzco. Las capas de carbón y lentes carbonáceos están también localmente presentes, así como restos de madera fósil.

Espesor : En el antiguo lote 50 el alcance del Cushabatay, en espesor se encuentra desde cerca a 450m en el Noroeste hasta casi 900m en el Suroeste – siendo su máximo espesor -. En la Quebrada de Candungos y Ayambis (al Sur del ex - lote 50) existe un mayor depocentro, donde se asume este espesor de acuerdo a la interpretación realizada por QMC en 1998. En su localidad típica tiene un espesor de 500m. Sin embargo, el grosor varía notablemente de acuerdo a su ubicación.

Medio Ambiente : Los ambientes deposicionales se refieren a depósitos fluviales deltáicos – lacustrinos a salobre - marino.

Distribución : Es la unidad basal de la secuencia Cretácica, se encuentra aflorando en los flancos de la cuenca, constituyendo en su mayor parte núcleos de grandes pliegues. Se considera presente completamente en la cuenca Santiago. Regionalmente se extiende desde El Pongo de Mainique hasta Ucayali, Huallaga, Contamana, Sierra de Cushabatay, río Mayo y continúa hacia el Norte del país (O. Palacios 1999).

Infrayace : Descansa en disconformidad ligeramente angular sobre las capas rojas de la formación Sarayaquillo.

Sobreyace : Formación Nueva Esperanza.

Micropaleontología y Paleontología : Las formas identificadas están constituidas mayormente de esporas Trilletes de exina lisa y *Triplanosporites*, así mismo, *Classopollis* sp. y pocos granos de *Ephedripites* spp., *Balmeisporites minutus*, Trilletes esculptados y otros no identificados. También se ha observado en esta formación la presencia de restos carbonosos y tejidos vegetales abundantes. No se observan marcadores importantes debido a la mala preservación de los palinomorfos, lo que no permite precisar la edad de estos sedimentos, - posiblemente este comprendido en el Aptiano-.

Pozos : Putuime 1X (2986m), Pupuntas 1X (2146m), Manseriche 1X (612m)

Observaciones : En Ecuador es correlacionable con la formación Ollín, y en Brasil con las areniscas de Noah. Ambas son potenciales de rocas reservorios para la búsqueda de petróleo.

3.2. FORMACIÓN NUEVA ESPERANZA

Nombre : Formación Nueva Esperanza (Raya de acuerdo a QMC, 1998).

Localidad Típica : El nombre proviene del Puerto de Nueva Esperanza, sobre el río Cushabatay, en las montañas de Contamana.

Autor : Esta denominación fue propuesta por Kummel en 1948, pero fueron otros como Chalco y Williams, quienes lo elevaron a la categoría de formación.

Edad : Albiano Medio a Superior.

Litología : Predominantemente compuesta por lutitas gris a gris oscuras fosilíferas, e intercaladas con calizas gris oscuras.

Espesor : A nivel regional tiene un espesor de 280m. Pero en su localidad típica tiene un espesor de 150m.

Medio Ambiente : De ambiente sedimentario continental, posiblemente.

Distribución : Han sido reconocidos en el valle del Huallaga, valle del Mayo, hasta el valle del Santiago, donde se confunden con las lutitas inferiores de la formación Chonta.

Infrayace : Formación Cushabatay.

Sobreyace : Formación Agua Caliente.

Micropaleontología y Paleontología : Los polimorfos de la formación Raya están constituidos en su mayoría de esporas Trilletes de exina lisa y Triplanosporites, y también en menor frecuencia de *Ephedrites spp.*, *Classopollis sp.*, *Toroisporis sp.*, *Monocolpites labiatus*, *Cicatricosisporites*, *Aplanopsis dampieris* entre otros. Asimismo, restos carbonosos y tejidos vegetales. Los marcadores son también deficientes, pero en conjunto podría indicar que se encuentra en el Albiano Inferior hasta Superior (Zona de *Pentapsis*). De ambiente sedimentario continental, posiblemente.

3.3. FORMACIÓN AGUA CALIENTE

Nombre : Formación Agua Caliente.

Localidad Típica : Su nombre deriva de la quebrada de Agua Caliente en Contamana.

Autor : Kummel 1946.

Edad : Por su posición estratigráfica se le asigna la edad Albiano Superior a Turoniano.

Litología : Consiste de areniscas de grano medio a fino grueso, con estratificación cruzada con una matriz caolinita, y contiene unas pocas intercalaciones de delgados niveles de lutitas carbonosas marrón claro a gris claro, y ocasionalmente lodolitas y arcillitas marrón claro. En la cuenca Santiago está representado por lutitas intercaladas, y en menor cantidad por areniscas.

Espesor : Los espesores son variados desde 200m a 350m en los cerros Contamana. En la cuenca Huallaga presenta cerca de 400m, en los cerros Cushabatay hasta 500m, aproximadamente. En los afloramientos del flanco Este de la cuenca (Cerro Campanquiz) esta formación tiene un espesor de más o menos 60m.

Medio Ambiente : Ambiente marino.

Distribución : Cerros Contamana, cerros Cushabatay, cerros Campanquiz.

Infrayace : Formación Nueva Esperanza.

Sobreyace : Formación Chonta.

Micropaleontología y Paleontología : Con palimorfos formando un conjunto palinológico caracterizado por la presencia de *Elaterocolpites castellaini*, *Elaterosporites*

klaszi, *E. Protensus*, *E. Verrucata*, *Elaterosporites sp.*, *Crassulina sp.*, entre otros. Así como alto contenido de esporas Triletes de exina lisa y ocurrencia de microplácton marino. Los marcadores de zona indicarían la edad Cenomaniano Inferior a Medio (Zona de *E. Castellaini*).

Asimismo, se han encontrado en la río Cushabatay y pongo de Tiraco *Elateroplicites africaensis*, *Elaterosporites klaszi*, *Elaterosporites sp.*, *Monocolpopollenites spheroidites*, *Ephedripites spp.* (Zona de *Elateroplicites africaensis*) y microplácton marino de edad Cenomaniano Medio a Superior correspondiente a la parte media a superior de la formación. (Muller 1981).

En la zona de *Gnetaceapollenites crassipoli* de edad Turroniano Inferior, su contenido palinológico se caracteriza por la alta ocurrencia de *Gnetaceapollenites clathratus*, *Gnetaceapollenites similis*, *Gnetaceapollenites diversus*, *Elateroplicites africaensis* y *Elaterosporites klaszi*.

Observaciones : Las unidades superiores de esta secuencia presentan niveles de agua que brotan a altas temperaturas.

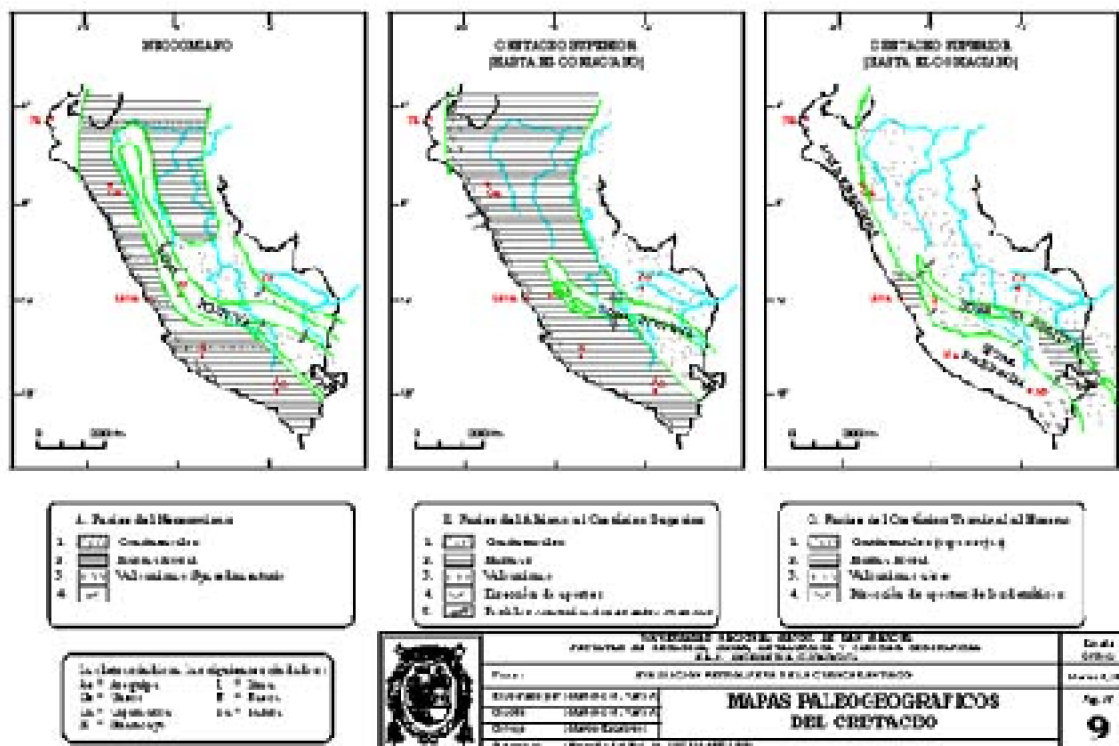
3.4. FORMACIÓN CHONTA

Nombre :Formación Chonta.

Localidad Típica : Su localidad tipo aflora en la isla Chonta en el río Pachitea.

Autor : Morán y Fyfe en 1933 estudiaron por primera vez esta secuencia de calizas.

Edad : Fue depositado durante una transgresión marina del Cretácico Medio.



En general se podría afirmar que la formación Chonta tiene un rango de edad

bastante amplio, que iría de acuerdo a su posición estratigráfica y a su contenido fósil. Desde el Turoniano hasta el Santoniano, o quizás se extienda un poco más hacia el Campaniano Inferior.

Litología : Se encuentra dividida informalmente dentro de la Cuenca Santiago en tres unidades: 1) una unidad inferior de lutitas carboníferas oscuras; 2) una unidad media de calizas de color gris en parte fosilífera, calizas micríticas, margosas a nodulares con frecuentes intercalaciones de calizas arcillosas negras, densas, sub-bituminosas, fétidas en corte fresco, con fragmentos de material terrígeno, consistente de limo, granos de arena, pirita, algo de glauconita y detritos bioclásticos. Esta secuencia es correlacionable con la formación Napo en el Ecuador y; 3) una unidad superior de lutitas calcáreas con menor proporción de calizas gris oscuro a negro. De aspecto bituminoso, con olor pronunciado a petróleo. Algunos horizontes contienen glauconita, micas, pirita y fósiles (foraminíferos).

Las unidades inferiores de la formación Chonta son correlacionables con la formación Nueva Esperanza (Raya), llegando algunas veces a ser confundidas por la similitud de sus sedimentos. Localmente, las calizas de la unidad media son reemplazadas por las areniscas de la Formación Agua Caliente, -una unidad regresiva depositada durante un breve nivel de "lowstand"- . Al Este en la cuenca Marañón, las formación Nueva Esperanza (Raya) y Agua Caliente están designadas a infrayacer a Cushabatay, siendo identificadas en el Pongo de Manseriche y en la Quebrada de Candungos.

Espesor : El espesor de la formación Chonta varía de acuerdo a la posición donde se encuentra; así por ejemplo, el pozo Putuime 1X, en el lado Oeste de la cuenca, tiene un espesor de casi 123m, mientras en el pozo Pupuntas 1X se observa más de 961m, y en el Manseriche 1X, 612m.

Medio Ambiente : La formación Chonta configura una facie transgresiva marina que representa el máximo ingreso del mar Cretácico sobre el continente, dando lugar a la depositación de los sedimentos. (PetroPerú 1985). Pertenece a una zona de plataforma marina somera.

Distribución : Regionalmente la formación Chonta ha sido reconocida en todo el lado Este peruano hasta el Ecuador, donde se le reconoce con el nombre de formación Magma. La formación Chonta tiene amplia distribución dentro de la cuenca Santiago, tanto en el borde Este, Oeste, Norte y Sur.

Infrayace : Formación Agua Caliente

Sobreyace : Formación Vivian

Micropaleontología y Paleontología : Las muestras de esta sección carecen de palinomorfos, habiéndose encontrado solamente algunas formas monocolpadas, tetraporadas, en algunos casos trilletes lisos.

La asociación palinológica presente en esta secuencia es perteneciente al Cenomaniano Inferior hasta Campaniano Inferior.

En Chonta también podemos apreciar microfósiles coprolitos y/u ostrácodo marino sp., otros como foraminíferos calcáreos rotaliformes, planctónicos, casi todas con

contenido de ostrácodos y/o coprolitos (de la familia de *Cytheridea*, bentónico y de amplia distribución geográfica). Entre los propios de esta unidad se registró el rotaliforme *Cibicides cf. stephensoni* y *Heteohelix (Gumbelina) cf. H. Globulosa*.

Se caracteriza en esta secuencia la zona de *Tricolporopollenites*, que lo ubicaría en el Coniaciano. Los caracteres litológicos y microfósiles observados son compatibles en esta unidad.

Pozos : Putuime 1X (2862m), Pupuntas 1X (superficie, 1185m), Manseriche 1X (superficie), Piuntza 1X (3997m).

Geoquímica : La información geoquímica disponible en todos los reportes hasta el momento indican que los petróleos de los resumideros de la cuenca Santiago, así como de los shows, correlaciona bien con los extractos de hidrocarburos desde las lutitas de la formación Chonta. (Pardo 1999)

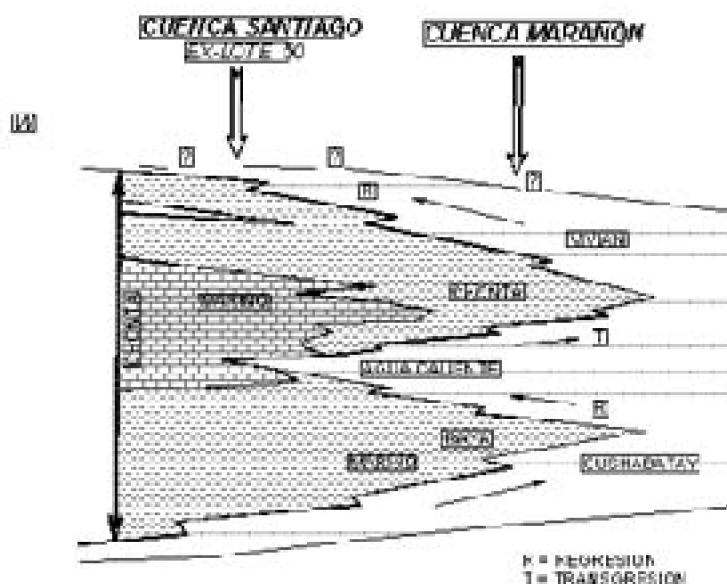
Observaciones : Regionalmente descansa discordante sobre la formación Cushabatay.

3.5. FORMACIÓN VIVIAN

Nombre : Formación Vivian.

Localidad Típica :La denominación proviene de la quebrada del mismo nombre, en el distrito de Contamana, provincia de Ucayali.

Autor : Fue estudiada por Singewald en 1927, describiéndola como Areniscas Huancaní, también por Kummel en 1948, quien le dio el nombre de Vivian



	UNIVERSIDAD NACIONAL DE UCAYALI		Pág. 10
	FACULTAD DE INGENIERÍA DE SISTEMAS Y TELECOMUNICACIONES CARRERA DE INGENIERÍA DE SISTEMAS		
Tema : DISTRIBUCION DE LAS FORMACIONES		Módulo 1.1	
Elaborado por: Raulito G. Vargas		DISTRIBUCION DE LAS FORMACIONES 10	
Revisado: Raulito G. Vargas			
Aprobado: Raulito G. Vargas			

Edad : Presenta escasas evidencias paleontológicas, siendo dificultosa la

determinación de su edad. Sin embargo es posible que pertenezca a la edad Campaniana, de acuerdo a su posición estratigráfica.

Orogénia : Constituida por una facie regresiva por efecto del retroceso del mar Cretácico, producido por un leve levantamiento de los Andes, como consecuencia probablemente de un primer movimiento de la fase Peruana.

Litología : Llamada antes Areniscas de Azúcar, está compuesta por areniscas de grano medio, cuarzosas, blanco a blanco amarillento, a veces conglomerádicas. Presenta estratificación cruzada, con algunas intercalaciones de lutitas negras a carbonosas. Cerca al contacto con la formación Chonta, muestra sedimentos fluvio - deltáicos, facies de líneas de aguas poco profundas con arenas blancas a marrón grisáceo, típicamente depositado en canales entrelazados. En general las areniscas son muy finas a gruesas, muy bien clasificadas y también con estratificación cruzada con menor intercalación de lutitas arcillosa y micáceas negras.

Espesor : Esta formación tiene un promedio de 100m de espesor de Este a Oeste dentro del ex-lote 50. Así, se tiene en el pozo Putuime 1X casi 27m de espesor, en el Piuntza 1X 110m, en el Tanguintza 1X 117m, Pupuntas 1X 69m, y en el Caterpiza 1X de 145m.

Medio Ambiente : . En cuanto al medio de depositación, se trata de un ambiente cercano de la línea de costa, y esto está sustentado con la presencia de terrígenos y de material de plantas fosilizadas dentro de los sedimentos.

Distribución : Esta formación está ampliamente distribuida en la faja Subandina, así como en el Llano Amazónico, llegando hasta el Ecuador, Colombia y Brasil. Está ampliamente distribuida en toda la cuenca Santiago, donde se encuentra aflorando en los bordes tanto Norte, Sur, Este y Oeste.

Infrayace : El contacto inferior es concordante con la formación Chonta.

Sobreyace : El contacto superior es concordante con la formación Cachiyacu.

Micropaleontología y Paleontología : Es semiestéril en su contenido de palinomorfos; las escasas formas identificadas están constituidas mayormente de *Monocolpites sp.*, *Liliacidites sp.*, *Tricolpites sp.*

Por su contenido palinológico, estas muestras corresponderían a una edad Campaniano Inferior, -referencia que es válida para las cuencas Marañón, Huallaga y Ucayali (Muller 1982)-.

Pozos : Putuime 1X Piuntza 1X (3887m) Tanguintza 1X (4985m) Pupuntas 1X (1115m) y Caterpiza 1X (3625m, 3134m, 2930m).

3.6. FORMACIÓN CACHIYACU

Nombre : Formación Cachiyacu.

Localidad Típica : Su localidad típica se encuentra en la Quebrada Cachiyacu, afluente de la margen izquierda del río Ucayali.

Autor : Fue estudiada por Kummel en 1948.

Edad : La edad de la formación Cachiyacu comprende los pisos del Campaniano y Maestrichtiano Inferior, de acuerdo al estudio palinológico realizado en el Pongo de Manseriche (PetroPerú 1982).

Orogénia : Fase Peruana - Tectónica Andina.

Litología : Conformada por una serie pelítica, consistente de lutitas fisibles gris negruzcas, micáceas a piríticas con ocasionales trazas de glauconita y carbón, y en la parte inferior contiene capas de areniscas cuarzosas bioturbadas. La formación Cachiyacu consiste de limolitas, lutitas y arcillitas, así también de arenas silíceas.

Espesor : Los espesores dependen de la distribución. Así se observa un depocentro ubicado longitudinalmente en la parte central de la cuenca, presentando en la quebrada Candungos un espesor de 149m, mientras en los flancos Oeste y Este del anticlinal Campanquiz en el pongo de Manseriche, muestran espesores de 101m y 59m respectivamente, indicando un adelgazamiento rápido hacia el límite Sureste de la depresión del valle del Santiago. Las secciones marcan cambios de espesores en la estratigrafía a una corta distancia por debajo a la superficie. Asimismo, las variaciones de los espesores en la cuenca Santiago se presentan tal como se muestran en los pozos Putuime 1X con un espesor de 56m, en Piuntza 1X 159m, en Pupuntas 1X 109m, en el pozo Caterpiza 1X 151m, y en el Tanguintza 1X 106m.

Medio Ambiente : El ambiente de sedimentación es marino. Corresponde a una breve subsidencia que acompañó a la secuencia regresiva del mar en el Cretácico Superior.

Distribución : En la quebrada Candungos, en los flancos Oeste y Este del anticlinal Campanquiz en el pongo de Manseriche.

Infrayace : En contacto gradual a la formación Vivian.

Sobreyace : Formación Puca Inferior (Miembro Huchpayacu).

Micropaleontología y Paleontología : Se caracteriza por la abundancia de formas monocarpadas con retículo fino, comparables con *Monocolpopollenites SCI 39C*, *Proteacidites cf. Tienabaensis* y formas de polen triporado, tricolporado de dimensiones pequeñas, con ornamentación lisa o reticulada.

Se observa la presencia de tejidos vegetales, abundancia de Kerógeno tipo ligno - húmico y materia carbonosa en las muestras analizadas.

En algunas muestras encontradas en la sección Numpatkaime, se encuentran restos de coprolitos (cilindros fecales fosilizados), lo que se le atribuye al paleoambiente deposicional marino de aguas tranquilas. El carácter marino es sugerido además por la presencia de glauconita. La litología y los restos examinados, son conformes con la denominación estratigráfica de campo.

Pozos : Putuime 1X (2776), en Piuntza 1X (3733), en Pupuntas 1X (1007m), en el pozo Caterpiza 1X (2780m, 3463m), y en el Tanguintza 1X (4880m).

Geoquímica : De acuerdo a los datos geoquímicos disponibles, la formación Cachiyacu tiene un pobre contenido de materia orgánica, tal como muestran los resultados obtenidos en la quebrada Candungos, Pongo de Manseriche y en el pozo

Piuntza 1X (PetroPerú 1982), que sin embargo no son suficientes para evaluar el verdadero potencial generador. Por otra parte, puede constituir una buena roca sello.

II.D.3. CENOZÓICO

1. TERCIARIO INFERIOR

La fase Orogénica de fines del Cretácico (Fase Peruana), Post- Santoniano, da lugar al levantamiento de los Andes, dando termino a la sedimentación marina e iniciando la sedimentación de la facie continental, desarrollándose así la Formación Puca Inferior (INGEMMET, 1995). La fase Inca ocurre del Eoceno al Oligoceno, sin embargo al Este de la Región Subandina continuó la subsidencia en forma lenta y en algunos levantamientos esporádicos en el área de aporte marginal, reflejado por los niveles de capas rojas representados en el Puca Inferior. Durante el Oligoceno, una breve transgresión marina ingresa por la zona Norte de la cuenca Subandina, depositándose las lutitas y limolitas de la formación Pozo.

Luego de la retirada del mar Oligocénico, se deposita en el Mioceno una gruesa secuencia de sedimentos clásticos rojizos, conocidas como las Capas Rojas Superiores, marcando así la "Fase Quechua 2".

1.1. FORMACIÓN PUCA INFERIOR

Presenta afloramientos a 750m al Suroeste y 1700m al Noroeste del ex – lote 50.

El mayor alcance del depocentro del Puca Inferior tiene una profundidad de más o menos 2000m, y se encuentra a casi 48Km al Oeste del lote. Así tenemos que en los pozos Putuime 1X, el Puca Inferior tiene un alcance de 1020m, mientras que en el pozo Puintza 1X se tiene 1605m. El pozo Caterpiza 1X presenta una secuencia bastante amplia, con dos repeticiones en la secuencia, debido a un doble fallamiento inverso. La potencia de esta unidad en este pozo es de 2629m. En el pozo Tanguintza 1X se tiene cerca de 2003m. El miembro Manseriche o Huchpayacu representa casi el 75% de la formación; el miembro Casa Blanca cerca al 2%; y el miembro Putushim o Yahuarango cerca al 23% del total de la formación. (QMC, 1998)

Esta sub-dividido en tres miembros, tal como se describe a continuación:

1.1.1. MIEMBRO HUCHPAYACU

Nombre : Miembro Huchpayacu.

Localidad Típica : Río Huchpayacu, distrito de Contamana, provincia de Ucayali.

Autor : Esta secuencia de Capas Rojas fue estudiada por Koch y Blissembach en el año 1962.

Edad : A pesar de que su contenido fósil es deficiente. Puede datarse desde el Maestrichtiano Superior al Paleoceno Inferior, basándose en las Carofitas. (Pardo, 1999)

Orogénia : Fase Peruana - Tectónica Andina

Litología : El miembro Huchpayacu (Manseriche, de acuerdo a QMC 1998), está conformada por una secuencia de capas rojas compuestas de lodolitas limosas púrpura, abigarradas y arcillas gris verdosas.

Espesor : Tiene un espesor promedio de 700m dentro de la cuenca.

Medio Ambiente : Continental.

Infrayace : Formación Cachiyacu.

Sobreyace : Miembro Casa Blanca.

Observaciones : Para algunos autores, el miembro Huchpayacu podría tratarse de una unidad transgresiva, un paso del Cretácico Superior al Terciario Inferior, sin embargo otros autores prefieren marcar el Terciario a partir de Huchpayacu (O. Palacios, 1999). Así, por motivos de correlación, se marcará el paso al Terciario en el Huchpayacu de acuerdo a la separación propuesta por QMC en 1998.

1.1.2. MIEMBRO CASA BLANCA

Nombre : Miembro Casa Blanca.

Edad : Está unidad no presenta fósiles, pudiendo pertenecer por posición estratigráfica al Paleoceno, no tiene amplitud regional.

Orogénia : Fase Peruana – Tectónica Andina

Litología : Está conformada por areniscas cuarzosas, de matriz arcillosa, de grano medio a grueso y de coloración blanco amarillento. A pesar de la arcillosidad que exhiben algunas muestras superficiales en el subsuelo, las condiciones petrofísicas mejoran notablemente, así en los pozos Dominguzza 1X y Putuime 1X, dichas areniscas tienen una porosidad de 13% y 22%. En el primero se recuperó una pequeña cantidad de petróleo móvil. Por dichas razones, la formación Casa Blanca puede considerarse como un objetivo atractivo en la Cuenca Santiago. (PetroPerú 1985)

Espesor : con un espesor promedio de 60 m.

Medio Ambiente : Continental.

Infrayace : Miembro Huchpayacu.

Sobreyace : Miembro Yahuarango.

Observaciones : Buenas cualidades como reservorio (Pardo 1999).

1.1.3. MIEMBRO YAHUARANGO

Nombre : Miembro Yahuarango. Denominada también Putushim de acuerdo a QMC en 1998. En la Zona de Huayabamba se le conoce como formación Huayabamba de acuerdo a Valdivia, 1974.

Localidad Típica : Las riveras del río Cushabatay en la quebrada de Yahuarango, región Santa Clara, distrito de Contamana, y provincia de Ucayali.

Autor : Fue estudiada inicialmente por Kummel en 1949.

Edad : Por su posición estratigráfica y de acuerdo a su contenido fósil estaría ubicada dentro del Paleoceno a Eoceno Inferior.

Orogénia : Hacia este lado de la Región Subandina, sólo se evidencian pequeños movimientos de la Fase Inca, teniendo algunos aportes y levantamientos intermitentes en las áreas de aporte marginal. No siendo posible en muchas ocasiones correlacionarlos con otros eventos del territorio peruano.

Litología : Está compuesta por areniscas arcillosas de grano fino a medio, rojo violáceo, generalmente bioturbadas, y que incluyen capas lenticulares o nódulos de arcillitas gris verdosas. Se encuentran intercaladas por areniscas de grano fino a medio, gris verdosas a marrón verdoso, duras y compactas, además de microbrechas calcáreas lenticulares gris marrón a gris, gris marrón a gris verdosa, de cemento calcáreo. Conformada por estructuras de canal, con marcada laminación cruzada y desarrollada en forma cíclica; se intercalan también lutitas y limolitas arcillosas, de color rojo ladrillo y generalmente bioturbadas.

Espesor : Los espesores de esta unidad varían dentro de la cuenca, exhibiendo un depocentro que parece cruzar diagonalmente la depresión de Noroeste a Sureste, con espesores de 914m en la quebrada de Tatanguza y 876m en el pongo de Manseriche; los grosores promedio en los flancos Este y Oeste son 300 y 600m, respectivamente.

Medio Ambiente : Línea de costa.

Infrayace : Al miembro Casa Blanca.

Sobreyace : Con marcada discordancia erosional sobre la formación Pozo.

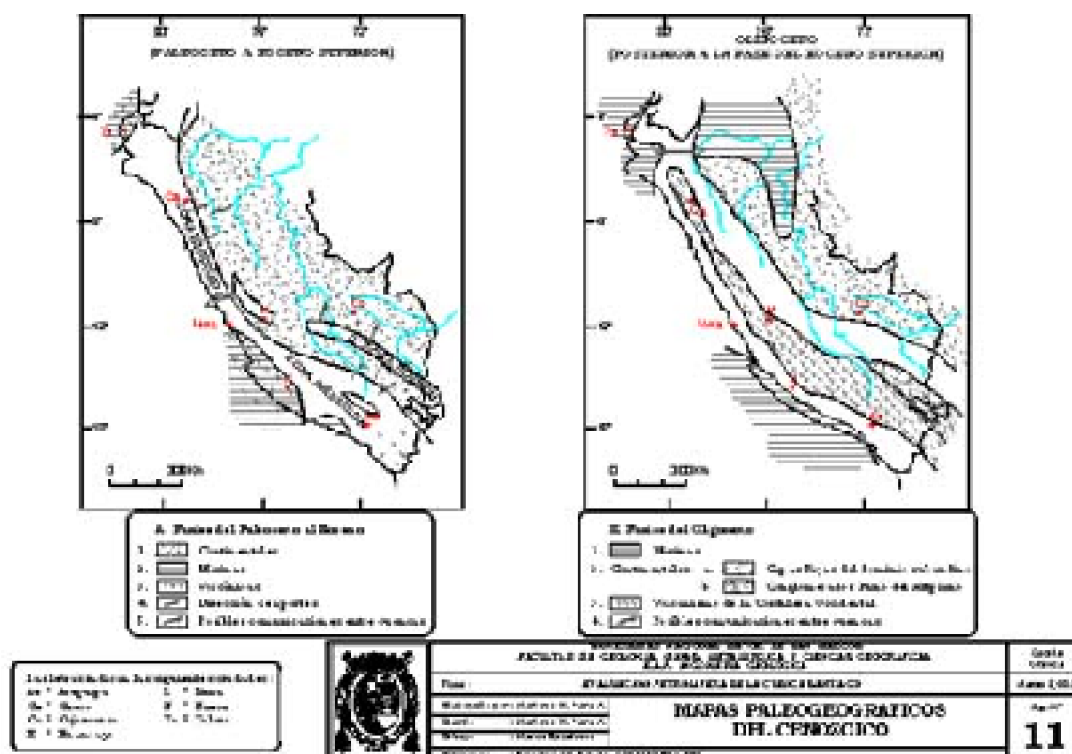
Micropaleontología y Paleontología : Las formas predominantes están constituidas por polen tricolpado en forma abundante, especialmente *Retitricolpites sp.*, *Monocolpites sp.*, *Lycopodiumsporites sp.* y esporas trilete.

1.2. FORMACIÓN POZO

Nombre : Formación Pozo.

Localidad Típica : Alrededores de Yurimaguas, Provincia Alto Amazonas.

Autor : Fue estudiada por Williams en 1949, quien realizó las primeras investigaciones sobre esta secuencia dándole el nombre de formación Pozo, debido a que Brasler en 1924 le dio el nombre de Pozo Beds a una secuencia de lutitas y areniscas en un área denominado Pozo, cerca de la desembocadura del río Santiago. Asimismo Petersen en los años 60 también estudió estas secuencias en el Pongo de Huaruyacu sobre el río Marañón.



Edad : La edad de la formación del Pozo, de acuerdo a los datos micropaleontológicos, queda asignada entre el Eoceno Superior y el Oligoceno.

Orogénia : Fase Inca. El mar ingresa a la cuenca Subandina por el Norte, depositándose en un medio salobre, que permanece por muy poco tiempo.

Litología : Litológicamente, la unidad se compone de tres secuencias predominantes que son: a) Pozo Tufáceo, b) Lutitas Pozo y c) Pozo Regresivo. (QMC, 1998)

- El miembro Inferior o Pozo Inferior o Pozo Tufáceo, infrayace a las Capas Rojas del Puca Inferior. El Pozo Tufáceo consiste de intercalaciones de tufos, areniscas tufáceas gris claro a blanquecinas, y areniscas blancas de grano fino a medio, hasta conglomerados. Son bastante silíceas y presentan espesores de unos 70m.
- Sobre los Tufos se encuentran las Lutitas Pozo. Consiste de lutitas gris oscuras, verde oliva, así como calizas arcillosas blanquecinas y bioclásticas de casi 250m de espesor.
- El miembro Superior es el miembro Regresivo y consiste de arenas cuarzosas marinas a salobres, limos arenosos, limolitas, arcillitas y arcillas tufáceas, marrones y rojizos de 677m de espesor.

Espesor : Alcanzando un espesor total de aproximadamente 1000m en el pozo Tanguintza 1X.

Medio Ambiente : De ambiente marino somero a lagunar (ambientes salobres a marinos), como efecto de la única y breve transgresión del mar Terciario en la cuenca.

Distribución : Esta secuencia se encuentra bien desarrollada en la parte Norte del país y en la parte Sur del Ecuador, siendo restringida en el Huallaga Central y en los

campos Corrientes y Tigre en la Cuenca Marañón, donde se encuentran pozos petrolíferos. La formación Pozo se haya en toda la cuenca. Hacia la base presenta areniscas cuarzosas y conglomerados, con buenas características de reservorios potenciales.

Infrayace : En marcada discordancia erosional sobre las Puca Inferior.

Sobreyace : La formación Puca Superior.

Micropaleontología y Paleontología : Esta secuencia está constituida por polen poliporado, especialmente *Petiporites ssp*, *Tetraporites*, *Echiperiporites*, *Bombacacidites*, *Liliacidites sp.* *Stephanocolpites sp.*, *Tricolporopollenites sp.*, *Retitricolpites sp.* y *Verrucatosporites sp.*, en frecuencia común. *Verrucatosporites cf.usmensis*, *Apiculatisporites sp.*, e *Inaperturopollenites* ocurren en forma rara.

La asociación palinológica encontrada en estas muestras es muy similar a la zona de *Verrucatosporites usmensis* descritas por Germeraad J. H. Hoppin C. A. y Muller J. 1978, para sedimentos Terciarios de las áreas tropicales. A esta zona se le asigna una edad Eoceno Superior a probablemente Oligoceno.

En Tatangos, la forma predominante está constituida por polen periporado, tales como *Periporites spp.*, *Tetraporite sp.* y *Triporites sp.*, *Lycopodiumsporites sp.*, *Verrucatosporites sp.*, *Stephanocolpites sp.* *Verrucatosporites sp.* y *Tricolpites sp.* en forma frecuente.

Verrucatosporites cf. usmensis y *Apiculatisporites sp.* ocurren en forma rara.

En algunas muestras es notable la presencia de *Botriococcus* (alga de agua dulce).

La asociación palinológica que se presenta tiene afinidad con la zona de *Verrucatosporites usmensis* (Germeraad J.H., Hoppin C.A. y Muller J., 1978), la cual ha sido referida al Eoceno Superior y probablemente a parte del Oligoceno.

Pozos : Domingua 1X (superficie), Piuntza 1X (1397m), Putuime 1X (967m), Tanguintza 1X (1874m).

Geoquímica : Los análisis geoquímicos obtenidos de algunas muestras de campo de la Quebrada Yutupiza, Pongo de Manseriche y el pozo de Piuntza 1X, arrojan un buen contenido de materia orgánica, considerándose por tanto un buen potencial generador. Sin embargo, lo análisis de pirólisis de muestras de superficie indican que la materia orgánica recién se encuentran en la fase inicial para la generación del petróleo. Aunque la información proporcionada por Mobil Oil, indica que el tipo de petróleo encontrado en las muestras con indicaciones de petróleo (aromático), encontrado en el pozo Piuntza 1X, correlacionan con los petróleos de por lo menos tres sumideros muestreados en la cuenca Santiago. Esta unidad constituye un objetivo atractivo para la prospección por petróleo.

Observaciones : El miembro tufáceo tiene cerca al 10% del total de la formación, el miembro de lutitas y limolitas cerca de 30% y el miembro regresivo cerca del 60% (QMC; 1998).

2. TERCIARIO SUPERIOR

2.1. PUCA SUPERIOR

Nombre : Puca Superior.

Localidad Típica : En la quebrada Chambira, en un afluente del río Cushabatay.

Autor : Ha sido descrita por Kummel en 1948.

Edad : La edad de la serie probablemente esté comprendida entre el Mioceno y el Plioceno, de acuerdo a algunos registros fósiles.

Orogénia : Fase Quechua 2.

Litología : Está conformada por sedimentos de color gris, marrón, rojo y blanco de grano fino a grueso, subangular arenas cuarzosas intercaladas con arcillitas tufáceas rojas, marrones y púrpuras y limolitas. Ocasionalmente se encuentran presentes capas rojas de carbón.

Espesor : La formación Puca Superior presenta una potencia de hasta 2500m, con un depocentro principal marcado de Norte a Sur a lo largo del lado Este del ex - lote 50. (PetroPerú 1982)

Medio Ambiente : Esta formación constituye un depósito continental de tipo fluvio - aluvial, que podría correlacionarse con partes de la formación Chambira y el grupo Ipururo de la Cuenca Marañón, cuyo origen se encuentra al Este debido a una vigorosa erosión de la Cordillera de los Andes, evidenciando un rápido levantamiento.

Distribución : Se encuentra rellenando depresiones. Es bastante desarrollada en las cuencas Huallaga, Santiago, Marañón y Madre de Dios. Aproximadamente el 35% a 40% de la formación aflora dentro de ex - lote 50, encontrándose al Puca Superior tectónicamente disturbado.

Infrayace : La formación Puca Superior está constituida por las capas rojas del Mioceno, que se encuentran yaciendo sobre la formación Pozo.

Sobreyace : La formación Nieva se encuentra por lo general en discordancia sobre la formación Puca Superior.

2.2. FORMACIÓN NIEVA

Nombre : Formación Nieva

Edad : Probablemente sea Pliocénica.

Orogénia : Quechua 3

Litología : La formación Nieva consiste de arenas cuarzosas calcáreas de grano fino en estratificación cruzada, de coloración gris azulada a verde y algunas veces también conglomerádicas. Las arenas son intercaladas con limolitas gris rojizas a gris azuladas.

Espesor : Constituye de 47 a 2800m de espesor, y tal como lo reportara QMC, presenta espesores de hasta 4750m justo fuera del límite Suroeste del lote 50.

Medio Ambiente : Esta es una secuencia clástica del terciario, culmina con unos depósitos continentales. Esta formación es probablemente correlacionable con el Grupo

Ipururo (en su parte superior).

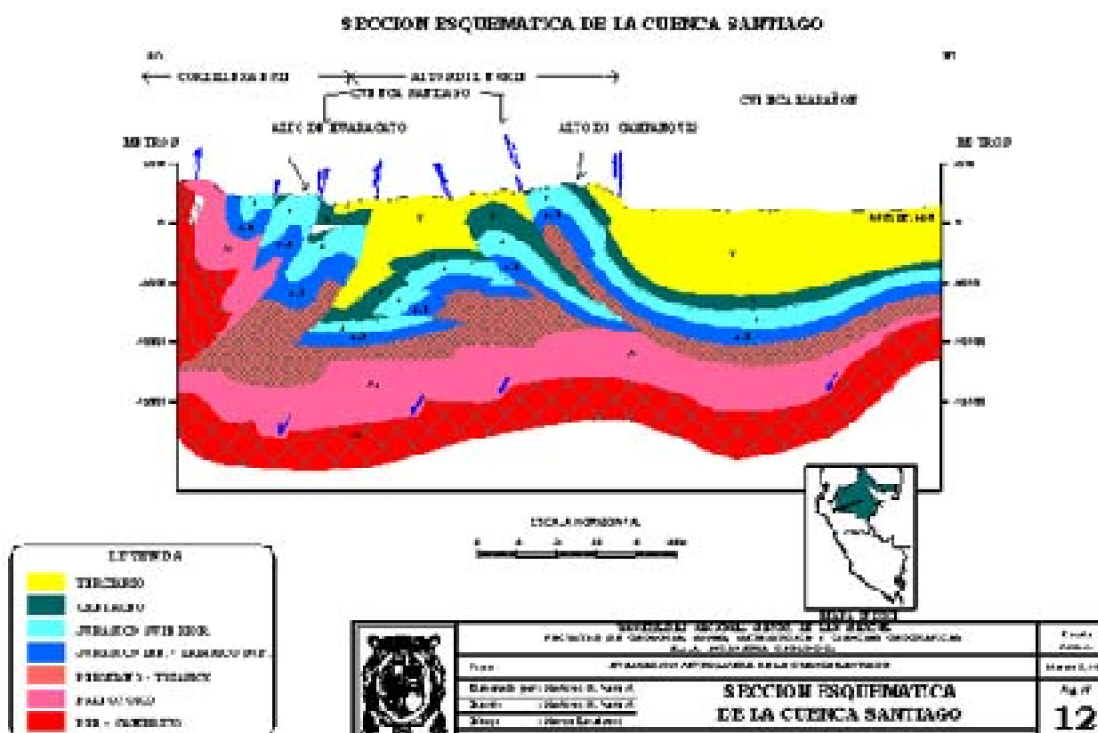
Infrayace : La formación Nieva se encuentra por lo general en discordancia sobre la formación Puca Superior.

Sobreyace : Cuaternario.

Observaciones :La formación Nieva está también plegada y fallada. Es testigo de la naturaleza juvenil de la más reciente deformación estructural en la cuenca Santiago (Fase Quechua 3).

II.D.4. CUATERNARIO

Los depósitos cuaternarios son recientes compuestos por aluviones y gravas de ríos. Las áreas de aluviones están presentes a lo largo del río Santiago y río Marañón. Los sedimentos aluviales del llano Amazónico se encuentran al lado Este de la margen de los cerros Campaniz.



II.E. EVOLUCIÓN DE LA CUENCA SANTIAGO

La evolución de la cuenca comienza con la depositación de sedimentos desde el Ordovícico, representado en la zona Subandina y en el llano Amazónico por la formación Contaya. Posteriormente, ocurre la orogenia Caledoniana - Taconiana terminando de esta manera la sedimentación en el Silurico - Devónico con la depositación de la

formación Cabanillas.

La secuencia carbonífera se inicia con el grupo Ambo, seguido de una transgresión marina representada por el grupo Tarma Copacabana (Carbonífero Superior – Pérmico), las cuales tienen amplia distribución en la parte Subandina. Posteriormente se inicia la fase compresiva de la Tectónica Hercínica que da lugar a la depositación de las molasas del Grupo Mitu, seguido inmediatamente después por una subsidencia y significativa incursión marina que dio origen a la formación del Grupo Pucará del Triasico Superior a Jurásico Inferior, el cual consta de una serie carbonatada y de una secuencia evaporítica desarrollada en la parte superior del mismo.

El movimiento orogénico ocurrido durante el Jurásico Superior y el Cretácico Superior (Fase Nevadiana) se encuentra bien definido en el Perú y Ecuador, y el mismo, está representado en la cuenca Santiago por inclinaciones moderadas de ligeras elevaciones de la formación Sarayaquillo -antes de la depositación de la formación Cushabatay del Aptiano-.

Los episodios de deformación por compresión ocurrieron durante el Cretácico Superior (Fase Peruana) y también del Eoceno Medio al Mioceno - Plioceno (Fase Quechua 1), -fases de la Orogénia Andina-. La interpretación sísmica (Touzett y Sanz, 1985) evidencia un menor retiro de evaporitas durante el Jurásico Inferior y Superior, con respecto al incremento y variación de las tasas de sedimentación a lo largo del Mioceno Superior. El empuje penetrante acompañado por diapirismo salino formó estructuras de depresión a lo largo de la río Santiago.

La evolución de la cuenca Santiago al parecer experimentó algunos estadios de depositación estructural desde el Mesozóico, estos ha sido definido por varios autores como Tousett, Aleman, Pardo, entre otros, de los cual se resume lo siguiente:

Terminada la depositación de las evaporitas, los movimientos tectónicos y la sedimentación causaron inestabilidad gravitacional y provocaron movimientos iniciales de evaporitas. El mayor retiro de sal se dio durante el evento extensional relacionado a la orogénia ocurrida en el Jurásico Superior (Movimiento Nevadiano), con movimientos laterales y ascendentes de evaporitas dentro de los centros de las Montañas de Campanquiz y Huaracayo. Las rocas Cretácica y Jurásicas, delgadas han sido plegadas por acción almohadas de formadas por las evaporitas, esto sugieren que la sedimentación ha sido controlada aparentemente por tectónica salina (lo cual ha sido rechazado por el Grupo Parsep en 2001). Estos alteraciones de grosores pronunciados fueron también acompañados por significantes cambios de facies a lo largo de la faja.

La carga de sedimentos continuó a través del Paleoceno con movimientos evaporíticos dentro de la depresión del Santiago, como una muestra esto se encuentra en la estructura Apingraza dentro de la cuenca; en el cual el crecimiento del fallamiento está registrado en las secciones sísmicas (Touzett y Sans, 1985). Las altas tasas de sedimentación, asociadas con el Cretácico Superior y el Paleoceno de las Fases Peruanas (Santoniano) e Incaicas (Eoceno medio) de la Orogénia Andina, se encuentran provistas de mecanismos para la removilización de evaporitas. Asimismo, la mayor migración de evaporitas hacia las montañas Huaracayo y Campanquiz, iniciaron la evolución inicial de la cuenca intermontánica del Santiago. Esta inundación de evaporitas

fue posiblemente inducida por reactivación de fallas pre -salinas la cual crearon una presión de vacío.

El Oligoceno fue el período de latencia con pocos o ningún movimiento. Las tasas de sedimentación desaceleraron y los cambio de facies se tornaron de fluvial -en el Puca Inferior- a marino somero -en la formación Pozo-. Los espesores de esta unidad fueron relativamente uniformizados a través de la cuenca, tal como se encuentra sustentado en los trabajos de interpretación sísmica realizados por Aleman en 1997.

La reactivación de los movimientos evaporíticos durante el Mioceno Inferior estuvo acompañada por la depositación fluvial recurrente de la formación Puca Superior. Las evaporitas son las causantes de los anticlinales estrechos y del agrandamiento de sinclinales anchos pre - existentes. Las tasas de sedimentación se incrementaron significativamente y algunas estructuras muestran adelgazamientos sindeposicionales.

Luego, la inversión, fallamiento y ampliación de pliegues separados tomaron lugar durante los movimientos de la fase Quechua de la Orogénia Andina del Mioceno Superior y Plioceno- Pleistoceno. La deformación fue el resultado de esfuerzos compresionales, los cuales se reactivaron y modificaron el patrón estructural establecido inicialmente en la evolución de la cuenca. Esto generó la presencia de anticlinales cerrados simétricos separados por sinclinales anchos, observándose también anticlinales rotos por estructuras diapiricas.

II.F. GEOLOGÍA ESTRUCTURAL Y TECTÓNICA

De acuerdo a la interpretación realizadas por Aleman en 1997, en la tectónica de la cuenca Santiago se reconocen tres unidades tectono - estratigráficas:

- Una unidad rígida inferior debajo de una capa de sal Permo – Triásica, esta secuencia del Paleozóico Superior, está compuesta de carbonatos y rocas silicoclásticas. Esta unidad no está reconocida en los datos de sísmica; no obstante, en los afloramientos de las montañas del Cutucú en el Ecuador y a lo largo del río Marañón, en los Andes Centrales. La deformación de esta unidad puede estar relacionada al sobrecabalgamiento del escudo brasileño debajo del geanticlinal del Marañón (Cordillera Oriental).
- La segunda secuencia es una unidad más plástica, está constituido por la sal Permo - Triásica. Esta unidad deformada y movida en un amoldamiento plástico, dio elevaciones a una serie de bordes salinos y pliegues aislados.
- La unidad rígida superior sobreyaciendo a la unidad salina, se caracteriza por presentar sinclinales confinantes y fallas compresivas. Esta unidad hace que en conjunto la faja plegada se caracterice por colapsos y fallamientos asociados con fracturas diapiricas compresivas sobre de la capa de evaporitas.

Consultores Varios, En cuanto al estilo estructural de la cuenca Santiago, propuesta por

Antenor Aleman, (entre otros como Pardo y Tousset), se postula que fue dominada por bordes salinos Mesozoicos y diapirismo sindeposicional, realizados por una rápida depositación molásica del Paleoceno. Estas estructuras han sido ocasionadas durante los eventos compresionales del Mioceno Superior, que invirtieron las estructuras iniciales creando una desescamación delgada de sal relacionada a la faja plegada. La orientación de las estructuras extensionales iniciales, controladas por el estilo de inversión y la presencia de intrusiones evaporíticas diapíricas de baja viscosidad por incremento de la temperatura debido a una gruesa capa de sobrecarga.

La inestabilidad gravitacional inicial fue provocada por eventos extensionales del Jurásico (Aleman, 1997). Los movimientos evaporíticos se dieron por rápida depositación y variaciones de facies de las unidades evaporíticas posteriores. Los desarrollos de almohadas y diapiros salinos estuvieron acompañados por movimientos salinos pasivos contemporáneos a la sedimentación, y caracterizados por adelgazamiento hacia el tope del diapiro.

Los diapiros post – deposicionales son caracterizados por movimientos salinos activos, desde depocentros asociados con fallamientos y secuencias sedimentarias adelgazadas hacia las paredes de los diapiros. La migración lateral y externa mayor de evaporitas toman lugar hacia las montañas de los Campanquiz y Huaracayo.

Los depósitos del Cretácico Superior a Eoceno Medio están cargados por secuencias molásicas asociadas a la fase Inca y Peruana de la Orogénia Andina, incrementando el porcentaje de movimientos salinos. Esto se deduce por las rápidas depositaciones y cambios de facies de la formación Puca Inferior.

Una pulsación de relativa tectónica latente con pequeños y hasta casi imperceptibles movimientos salinos, a una máxima subsidencia de la Fase Quechua (Neógeno), de la Orogénia Andina, dio lugar a la depositación de la formación Pozo. En la cuenca Santiago el evento Quechua fue caracterizado por deformaciones de “descascaramientos” delgadas y por la formación de evaporitas relacionadas a la faja plegada y fallada. El inicio de esta deformación ha sido datado por el método de AFT por ser del Mioceno Superior (10MY).

La faja plegada y fallada de la cuenca Santiago está formada por una interacción compleja de inestabilidad gravitacional de evaporitas, fuerzas compresionales e inversión significativa marcada de las rocas Miocénicas Pre – Superiores. Esta faja orogénica consiste de una estructura diapírica marcada por una deformación de plegamiento y fallamiento con ángulo cónico en sección cruzada, similar a como ocurre al Sur de la cuenca Huallaga. Los pliegues son caracterizados por anticlinales engrosados y sinclinales adelgazados por acción de las evaporitas. Los fallamientos están dominados por fallas inversas de alto ángulo y fallas actuales con movimientos no determinados.

En conjunto, hay una carencia de preferencia de una vergencia estructural de rampas y pliegues. Los domos de sal son a menudo localizados cerca de los ejes de anticlinales con desarrollos simultáneos de sinclinales confinados. Estas estructuras fueron formadas por retiros de sal en la base de la pared de las fallas lítricas o por carga diferencial en los flancos de los diápiros. Los diápiros de sal explican la causa de las estructuras periclinales y la ampliación de sinclinales anchos preexistentes. La elevación

significante de la falla frontal (montaña Campanquiz) y el alto adyacente (montaña Huaracayo) están relacionados a engrosamientos pronunciados de evaporitas. La falla frontal está caracterizada usualmente por desarrollos de pliegues en cofre, pliegues tumbados o pliegues montados (vertical) sobre un núcleo evaporítico mayor.

Los principales cambios de orientación de pliegues y fallas desde Norte – Noreste a Noroeste, se ubican cerca de la latitud del río Marañón. Este oroclinal doblado fue quizás iniciado durante la acreción del Cretácico Inferior en la margen peruana.

- **Quintana Minerals Cooperation**, la cuenca Santiago, con frecuencia referida como una subcuenca de la cuenca Marañón se encuentra separada de la cuenca Marañón al Este por las montañas con alineación Norte – Sur, las cuales incluyen a los sinclinales Campanquiz y Pupuntas. Aproximadamente 10000m de rocas fueron depositadas en un periodo de 100 millones de años. El Mesozoico y Cenozoico de las cuencas Marañón y Santiago son muy similares. Asimismo, en la cuenca Santiago como en la cuenca Huallaga al Sur los movimientos salinos pre-cretácicos dieron como resultado depocentros los cuales influenciaron localmente a la estratigrafía, sus espesores y probablemente las facies depocicionales a lo largo de la cuenca.

El campo geológico mostrado en las montañas de Campanquiz, tiene a las rocas del Cushabatay depositados a lo largo de los ríos Cashpa y Ayambis al Noroeste del ex-lote 50 y el apatito desde la formación Vivian y la parte media de las areniscas del Chonta dentro del lote son del Terciario Superior (Plioceno). Se está estimando que aproximadamente 3962m ha sido erosionado.

La evolución de la cuenca Santiago se resume entonces en lo siguiente: 1) la extensión y movimientos salinos característicos en la cuenca desde el Jurásico al Eoceno, crearon altos lineares, fallas extensas normales y una mayor variación de los sedimentos. 2) la compresión Micénica formó un decollement regional de fallas inversas, anticlinales invertidos y diapirismo salino.

- **Grupo Parsep**, consideran que no hay suficiente soporte técnico que demuestre que la cuenca Santiago esté controlada por “tectónica salina”, y por el contrario, piensan que la cuenca Santiago fue conducida en gran parte por “wrench tectonics” (fallamiento casi vertical desarrollado debido a una tectónica de compresión, también activada en los estadios de extensión).

Durante el Jurásico Superior a Cretácico Inferior, la cuenca Santiago fue desarrollada como una cuenca extensional, consistiendo de segmentos de fallas aisladas con dirección Noroeste, con zonas de acomodo destrales. La orientación de la cuenca formada por fallas extensionales fue Norte – Noroeste. La interpretación sísmica de esta cuenca extensional, es muy limitada siendo difícil distinguir entre una cuenca puramente extensional de una trantensional.

Las comparaciones geológicas regionales sugieren una fuerte subsidencia con un comportamiento extensional. Durante este periodo la cuenca tuvo un complejo depocentro extensional que es vinculado, no obstante, a la cuenca Marañón. En efecto la cuenca Santiago, Marañón y Huallaga formaron parte de una plataforma de extensión continua.

La deformación Andina en el Cretácico Superior – Terciario resultó en una inversión estructural masiva de la vieja cuenca extensional. La inversión de la cuenca fue manejada por fallas sinestrales con dirección Noroeste y una orientación Noreste, las fallas destrales antitéticas que son expresadas en la inversión estructural transtensional. Estas fallas se combinan y dividen en secciones la deformación, éstas estructuras contornean una serie de bloques estructurales que parecen haber rotado como resultado del desplazamiento de las fallas sinestrales.

La rotación relativa de los bloques cohesivos resultan en áreas de extensión y compresión coincidentes.

Las áreas compresionales están asociadas a la formación de trampas estructurales y consecuentemente ha sido blanco de algunos pozos exploratorios. Las áreas extensionales, reflejan dilatación y por consiguiente baja presión, y posiblemente puede indicar un camino para la migración.

II.G. ACTIVIDAD EVAPORÍTICA EN LA CUENCA SANTIAGO

La edad de la formación de las evaporitas en la Cuenca Santiago está determinada de acuerdo a algunas interpretaciones sísmicas, así como por correlaciones hechas a partir de evidencias directas en zonas aledañas. La interpretación sísmica sugiere que las evaporitas son tan antiguas o más que las calizas de la formación Pucará, y estratigráficamente arriba de esta secuencia se encuentran una gruesa secuencia que representa a la formación Sarayaquillo de Jurásico. Esta formación delgada hacia el tope del borde de la sal, indica movimientos desde el Jurásico. Quizás hay contribuciones de múltiples generaciones como indica Aleman (1997). Asimismo, la mayor cantidad de evaporitas podrían encontrarse en la base del Triásico de la Formación Pucará y posiblemente en la base del Grupo Mitu del Pérmico Superior.

De acuerdo a Newell (1953), las evaporitas o sales propiamente dichas, las areniscas, lutitas y conglomerados del grupo Mitu del Pérmico Superior, contienen significantes cantidades de yeso y sal. Por otro lado, Benavides (1968), describió lentes y capas de yeso hasta de 8m de espesor en el grupo Mitu, cerca al pongo de Retama a 80Km al Oeste de la Cuenca Santiago.

Algunas otras evidencias se encuentran en la cuenca Huallaga, donde la sal en el domo de Yuramarca contiene fragmentos de calizas pertenecientes al grupo Pucará del Triásico - Jurásico. Además, la sal emergida en el domo Pilluana trajo consigo a la superficie calizas con contenido fósil de *Myophoria pascoensis* del Triásico Superior, y amonites del Jurásico Superior como *Arietites sp.* (Benavides 1968). También describe a las capas de la formación Sarayaquillo con contenido de niveles de yeso, con espesores de varios decenas de metros. De igual manera, las dolomías masivas y calizas del Triásico, las cuales descansan sobre capas de yeso que parecen ser de igual edad que en el valle Utcubamba al Norte del Perú. Describe también sobreyaciendo a capas del

Jurásico Medio cerca de la localidad Yeso, las cuales contienen anhidrita y yeso correlacionado con la formación Chambará, cerca de Tarma en el Perú Central (Megar 1978). En Morococha, en los Andes centrales, se describe una unidad de anhidritas con capas de hasta 150m intercalados con lutitas y calizas del Jurásico Medio.

II.H. GEOQUÍMICA

Las rocas generadoras potenciales de la cuenca Santiago han sido registradas en las rocas del Grupo Pucará del Triásico – Jurásico, en las formaciones Cretácicas Cachiyacu, Chonta y Nueva Esperanza, y en la formación Pozo del Eoceno Medio. Las unidades Mesozoicas son del tipo de Kerógeno II y III por lo general y las Terciarias del tipo I y II. El Grupo Pucará, con menos del 1.0% de TOC (Contenido Orgánico Total), se encuentra en la fase grafitica, (cerca al límite de la frontera Perú- Ecuador, a lo largo de la carretera, desde General Méndez hacia Morona). Se presume que ha pasado la ventana de petróleo antes de la Orogénia Inca. (Aleman, 1997)

El TOC para la formación Nueva Esperanza varía entre 0.5% a 3.5%. En las lutitas y limolitas de la formación Chonta varia de 0.4% a 4.7% y en la formación Cachiyacu desde 0.5% a 4.8%.

El marco deposicional controla la calidad del TOC así tenemos que las formaciones contemporáneas a los altos son cubiertos y depositados en un ambiente oxigenado. Asimismo, las capas desarrolladas en ambientes reductores y en lentos estadios de deposición son ricas en materia orgánica. Desafortunadamente, estos depósitos lentos tienen pequeñas áreas y relativamente bajo potencial generador.

Las muestras seleccionadas desde las lutitas Pozo varían en calidad desde 3.5% a 15% de TOC y son del tipo de Kerógeno I pudiendo llegar hasta II.

El modelamiento de la cuenca (propuesto por Aleman), al lado Oeste del anticlinal Manseriche, indica que la formación Chonta ingresa a la ventana de petróleo entre los 35 y 55 millones de años, alcanzando el pico de la ventana de generación de petróleo en 25 y 50 millones de años. La roca madre pasa a la ventana de generación entre los 20 y 40 millones de años. Así, el tiempo de generación designada para el desarrollo de estructuras principales y fallamientos, muestran un alto riesgo de que las estructuras puedan haber provocado migración de los hidrocarburos o presenten otros límites y/o simplemente no haber sido llenadas dentro de las estructuras.

Las lutitas Pozo aún se encuentran inmaduras o entrando a la ventana de generación.

La presencia de shows de gas tuvieron mejores valores arriba de los 1177 m, por debajo de esa profundidad, los shows de gas ocurren muy esporádicamente y con frecuencia menores a 20 unidades. (parsep, 2001)

La formación Vivian presenta muy baja porosidad no siendo capaz de producir hidrocarburos en cantidades (Mobil, 1968)

II.H.1. ROCA GENERADORA

De acuerdo a los exámenes geoquímicos de evaluación de potencial de las rocas generadoras y sus niveles de maduración, realizados por las diferentes compañías que han operado en el área, se tiene los resultados siguientes:

Los estudios regionales concluyen que los carbonatos y los sedimentos clásticos de grano fino (argiláceo) de las formaciones Pucará, Chonta, Cachiyacu, Vivian y Pozo, son suficientemente ricos en materia orgánica y presentan las condiciones necesarias para la generación de hidrocarburos, probablemente en cantidades comerciales. Dependiendo del lugar dentro de la cuenca Santiago, los niveles de maduración han sido alcanzados en diferentes tiempos para generar petróleo y/o gas.

Se han hallado 23 vertederos de petróleo. De acuerdo a las evaluaciones realizadas por varias compañías, se ha llegado a la conclusión que los hidrocarburos provienen de la Formación Chonta. A esta formación se le atribuye como generadora de petróleo de muchos campos de la gran cuenca Marañón – Oriente.

Los estudios realizados por QMC de estos vertederos, dos en el alineamiento de Cangaza y uno en el alineamiento Putuime, ambos a 8Km al Noroeste del pozo Putuime 1X, presentan distribuciones de biomarcadores cercanos, indicando un origen común derivado de rocas generadoras marinas silicoclásticas con Kerógeno de tipo II y III enriquecido en materia algal. El detalle geoquímico fue alcanzado fuera de los fluidos recuperados durante el DST #2 de la formación Vivian en el pozo Tanguintza 1X. El resultado indica que el gas y el condensado son singenéticos y provenientes de los sedimentos de la formación Chonta.

Por otro lado, en algunos de los primeros informes presentados por Mobil, los petróleos recuperados de los pozos Piuntza 1X y Domingaza 1X, así como de algunos vertederos, se encuentran cercanos de la Formación Pozo, constituyéndose de esta manera las lutitas de esta formación, como una de las mejores rocas generadoras en la cuenca. El TOC de esta formación varía considerablemente, pero pueden encontrarse valores arriba del 10% de TOC, con rangos menores de 2% – 5%. La madurez del hidrocarburo podría indicar un Kerógeno del tipo I y II. Las lutitas Pozo del Terciario presentan un buen potencial de roca generadora.

II.I. ROCA RESERVORIO

Las principales rocas reservorios en la cuenca Santiago son Cretácicas (Cushabatay, Chonta, Vivian). Y también Terciarias (Puca Inferior - Casa Blanca).

1. Formación Cushabatay

Las areniscas consisten predominantemente de granos de cuarzo que van generalmente de muy fino a muy grueso -algunas veces granular a guijarrosos, subangular a subredondeado, con buena a pobre clasificación-. Las areniscas pueden ser de duras y densas a friables y porosas, dependiendo del grado de cementación. Las muestras en las partes superiores de las formaciones pueden ser friables y porosas debido al intemperismo. Algunas rocas en profundidad tienen porosidad y permeabilidad limitada. Las areniscas tienen colores en tonos suaves de blanco, cremas, rosados o pardos.

Las arenas más abundantes en la formación Cushabatay son las areniscas cuarzosas. Otras areniscas incluidas son las areniscas subarcóicas y feldespáticas, con variada cantidad de feldespato (ortoclasa, microclina, y plagioclasa) y fragmentos líticos en adición a cuarzo. Los fragmentos líticos son sedimentarios, metamórficos y rocas volcánicas. Los granos accesorios incluyen micas, y también glauconitas, turmalina, esfena y epidota. Estos minerales indican depositación marina de proveniencia del Este (Cratón de Brasil) y quizás de aportes del arco volcánicos al Oeste.

La matriz de las areniscas es detrítica o de minerales de precipitación química. Los más comunes minerales diagenéticos son sílices, como cuarzo con sobrecrecimiento, obstruyendo el espacio de los poros y destruyendo la permeabilidad. La porosidad de las areniscas Cushabatay, tomadas de las muestras de superficie, varía desde 5% a 15% con un promedio de cerca de 9.5%. La porosidad medida desde las areniscas tiene altos valores de areniscas cuarzosas, que pasan de subarcóicas a litoarenitas.

Si se considera una relación de la porosidad con respecto a la profundidad, las evaluaciones realizadas en la cuenca Santiago indican una gran profundidad de enterramiento.

ANÁLISIS PEROGRAFICO DE POZOS

*La compactación y cementación son los factores que controlan la calidad del reservorio.

Las arenas “ bubble” en el vivian contienen largas y mejores interconexiones de las porosidades que en el resto de la formación.

Las rocas reservorios presentan una fracturación inicial dando una falsa fracturación

La permeabilidad es insignificante

La formación o retención de fluidos es difícil bajo tales condiciones

ANÁLISIS PETROGRÁFICO POR FORMACIÓN

FORMACIÓN CHONTA – RAYA

FORMACIÓN CHONTA – RAYA						
Pozo	Profundidad	Permeabilidad	Porosidad	Densidad del Grano	Saturación	
	m	md	%	g/cc	petróleo %	agua %
Pupuntas	1776 - 2133	0.03 (0.002-0.084)	5.8 (1.2-10.7)	2.65	5.5	74.2
Manseriche	306 - 607	0.21 (0.003-0.286)	6 (2.4-9.9)	2.65	-	49

FORMACIÓN VIVIAN

Pozo	Profundidad	Permeabilidad	Porosidad	Densidad del Grano	Saturacion	
	m	Md	%	g/cc	petroleo %	agua %
Pupuntas	1140 - 1141	504 (64-1103)	14.3 (11.5-17.0)	2.65	0.3	81
Caterpiza (Vivian 1st)	2937 - 2950	8.8	12	2.66	1	69
Caterpiza (Vivian 3st)	3623 - 3774	82	18.4		0	62
Tanguintza (bubble sand)	4987 - 5039	0.78	7.02	2.65	0	48
Tanguintza	5043 - 5067	0.293 (+/-0.174)	6.7 (+/-1.6)	2.65	0	42.
Putuime	2834 - 2862		10 (logs)			

FORMACIÓN HUCHPAYACU (MANSERICHE)

II. GEOLOGÍA REGIONAL DE LA CUENCA SANTIAGO

	Pozo	Profundidad	Permeabilidad	Porosidad	Densidad del Grano	Saturacion		
	pies	md	%	g/cc	petroleo %	agua %	gas	
	Caterpiza	927 - 1318	13	15	-	0		6
	Caterpiza	2335 - 2391	7	12		0		5
	Caterpiza	2587 - 2728	19	11.2		0		6
	Dominguza	920 - 3086		pobre				

FORMACIÓN CASA BLANCA

FORMACIÓN CASA BLANCA								
Pozo	Profundidad	Permeabilidad	Porosidad	Densidad del Grano	Saturacion		Contenido	
	m	md	%	g/cc	petroleo %	agua %	gas	co
Caterpiza	483 - 514	22.3	16	-	0	68	0	-
Tanguintza	3288 - 3298	5.45 (+/- 8.2)	7.49 (+/-3.23)	2.68	0	83	0	
Dominguza	888 - 920		buena a pobre					
Putuime	1425 - 1667		13.5 (logs)-3(core)					

FORMACIÓN YAHUARANGO

FORMACIÓN YAHUARANGO								
Pozo	Profundidad	Permeabilidad	Porosidad	Densidad del Grano	Saturacion		Contenido	
	m	md	%	g/cc	petroleo %	agua %	gas	co
Dominguza	52 - 888		pobre					

FORMACIÓN POZO

FORMACIÓN POZO							
Pozo	Profundidad	Permeabilidad	Porosidad	Densidad del Grano	Saturación		Co
	m	md	%	g/cc	petróleo %	Agua %	ga
Tanguintza (Pozo regresivo)	1937 - 2550	86.8	17.3		0	64.2	0
Tanguintza (Pozo tufaceo)	2821 - 2827	150	21.2		0	83.4	0

FORMACIÓN PUCA SUPERIOR

FORMACIÓN PUCA SUPERIOR							
Pozo	Profundidad	Permeabilidad	Porosidad	Densidad del Grano	Saturación		Con
	m	md	%	g/cc	petroleo %	agua %	gas
Tanguintza	711 - 1717	230.5	22.6		0	83.2	0

2. Formación Vivian

La formación Vivian consiste de arenas cuarzosas muy finas a muy gruesas. Ocasionalmente guijarrosa y conglomerádica, angular a subredondeado, pobremente clasificada, friable así como también dura. Presenta colores variados desde gris a marrón claro. Minerales accesorios como glauconita, muscovita y clorita, y trazas de turmalina, circón y pirita, indicando un ambiente deposicional y de proveniencia similar a la formación Cushabatay. La matriz está compuesta por sílice, caolinita y arcillas detríticas. Algunas dolomitas pueden estar presentes. No toda la formación Vivian es reservorio, las lutitas y limolitas oscuras no son consideradas reservorios.

Las muestras señalan que presentan rangos de porosidades varían desde 10% a 25 % con permeabilidades de 10md a más de 100md. Las trazas de cemento silíceo van desde una pequeña traza a 6%, teniendo un promedio de 3% el cual es inferior a los cortes realizados en los cores, y esto puede ser el resultado del intemperismo en un ambiente tropical.

Como en el caso de la formación Cushabatay, la formación Vivian tiene considerablemente porosidades menores en los pozos del ex – lote 50 que en la cuenca Maraón, donde hay una mayor producción de petróleo.

II.J. SELLOS

El tope de las rocas sellos se encuentra en las lutitas Chonta para la formación Cushabatay, las lutitas Cachiyacu para la formación Vivian, y las lutitas de la formación Puca Inferior para las arenas Casa Blanca.

La reactivación continua de fallas a lo largo del tiempo forma estructuras con muy poca probabilidad de entrapamiento con proyección económica, ya que éstas son mas un conducto que un sello - lo que está evidenciado por los diferentes vertederos de petróleo-. Sin embargo, es posible el desarrollo de una buena falla que se comporte como un sello lateral en fracturas con largos desplazamientos.

II.K. SISTEMA DE PETRÓLEO

Las rocas generadoras de la cuenca Santiago constan de las calizas del Triásico Superior a Jurásico Inferior (formación Pucará), y las calizas y lutitas de la formación Chonta del Cretácico Medio, las cuales se encuentran relacionadas a las rocas generadoras de los campos de petróleo en la cuenca Marañón, sobre todo para la formación Pucará. Asimismo, las lutitas de la formación Pozo del Eoceno Superior, distribuida ampliamente en la cuenca.

Los reservorios y sellos incluyen la formación Vivian y Cachiyacu del Cretácico, la formación Cushabatay – Chonta, y la formación Pozo (areniscas – lutitas). La generación de hidrocarburos, desde la formación Chonta sugiere que ha pasado a través de una ventana de petróleo anterior a la estructura. Las gruesas molasas condujeron a la roca generadora dentro de la ventana de petróleo, pero finalmente hay problemas de biodegradación, como el alto API de petróleo recuperado en el Pozo Piuntza 1X, que corrobora esto. La preservación de la acumulación de hidrocarburo inicial fue destruida por deformación compresional. Los vertederos de petróleo son quizás un indicio de una interrupción de la formación de las trampas iniciales. Los sellos son deficientes y presenta generación de pequeñas cocinas generadoras. (Rodriguez, 1982)

II.L. TRAMPAS

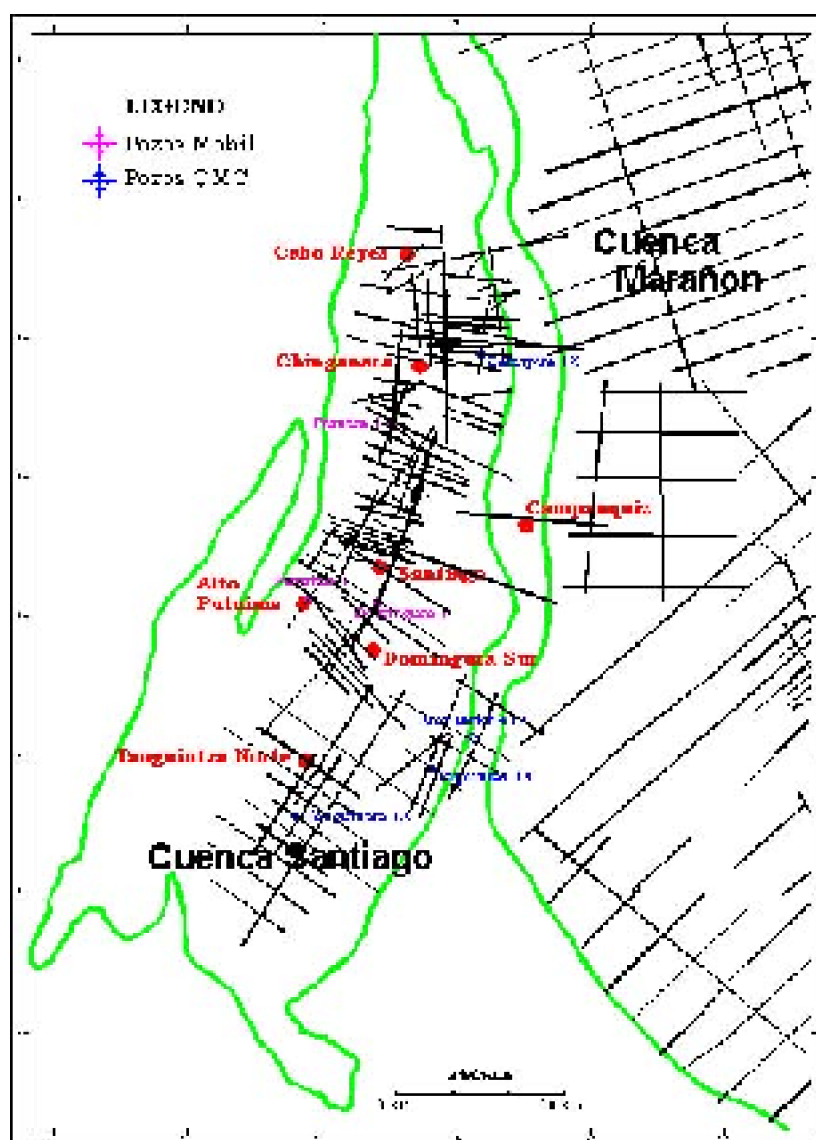
Las trampas de significado económico son estructurales, y por lo tanto se encuentran relacionadas a la evolución de la cuenca Santiago. Las estructuras pegadas fueron formadas durante los movimientos producto de la compresión o empuje, ocurridos durante las diferentes tectónicas desarrolladas a lo largo de la evolución de la cuenca. La sal relacionada a la tectónica forman estructuras denominadas por QMC “estructuras de

tortuga”, diques, sills y diapiros. Las evaporitas actuaron como planos de deslizamiento de los bloques en los movimientos producidos por las fallas de empuje. El posible “basamento” fallado de profundidad puede haber ocurrido en el Pre - Jurásicos el cual pudo haber resultado en basamentos altos que influyen los espesores y facies de la depositación Post – Jurásicos.

II.L.1. ESTRUCTURAS

Los límites actuales de la cuenca Santiago se definen tardíamente en el Terciario Superior como consecuencia de la última fase deformativa del plegamiento Andino (fase Quechua 2 y 3 de edad Mioceno – Plioceno), tiempo en el cual se segrega definitivamente de la cuenca Maraón.

Durante gran parte del Mesozoico (Triásico Superior a Jurásico Inferior, Jurásico Medio a Superior y Cretácico) y Terciario Inferior (Eoceno), los procesos sedimentarios de la cuenca Maraón se desarrollaron sobre áreas dilatadas, que se extendían por delante del arco activo del Maraón en el Oeste hasta la periferia de los escudos cratónicos de Guyana y del Brasil en el lado Este.



La cuenca Marañón de antearco es por naturaleza asimétrica, presentando su zona axial de máxima subsidencia al pie del arco del Geanticlinal del Marañón, donde se acumularon cerca de 16500m principalmente de formaciones Terciarias, en compensación del activo levantamiento de este arco.

La mayoría de las estructuras de la cuenca Santiago tienen un origen geológicamente reciente, predominando un estilo de sobreescorrimiento con zonas de triángulo o pliegues frontales, característico de la faja Subandina.

Como consecuencia del levantamiento de los Andes, la zona de mayor subsidencia se traslada hacia el Este, encontrándose hoy en día entre los ríos de Morona y Pastaza, donde se tiene un gran espesor de depósitos del Cuaternario.

1. DESCRIPCIÓN DE ESTRUCTURAS

1.1. Estructura Dominguez

Esta estructura ha sido estudiada en el pozo Domingua 1X a 3091m de profundidad, el cual atravesó el Terciario Inferior (Formación Pozo, Puca Inferior) y posiblemente Cretácico Superior con la Formación Casa Blanca.

El alineamiento Domingua tiene una extensión de 43Km con una dirección Noreste - Suroeste, de edad relativamente joven (Terciario Superior), correspondiente a un sobreescurreamiento con vergencia hacia el Noroeste.

Se encontraron indicios de petróleo y gas durante la perforación del Domingua 1X, desde la base de la formación Pozo a través del Terciario Inferior hasta la profundidad de 1180m.

El objetivo principal fue la formación Cushabatay mientras la formación Vivian fue un objetivo secundario, el pozo no alcanzó estos objetivos por problemas de desviación durante la perforación, al penetrar en la zona de falla encontró el Terciario Inferior repetido.

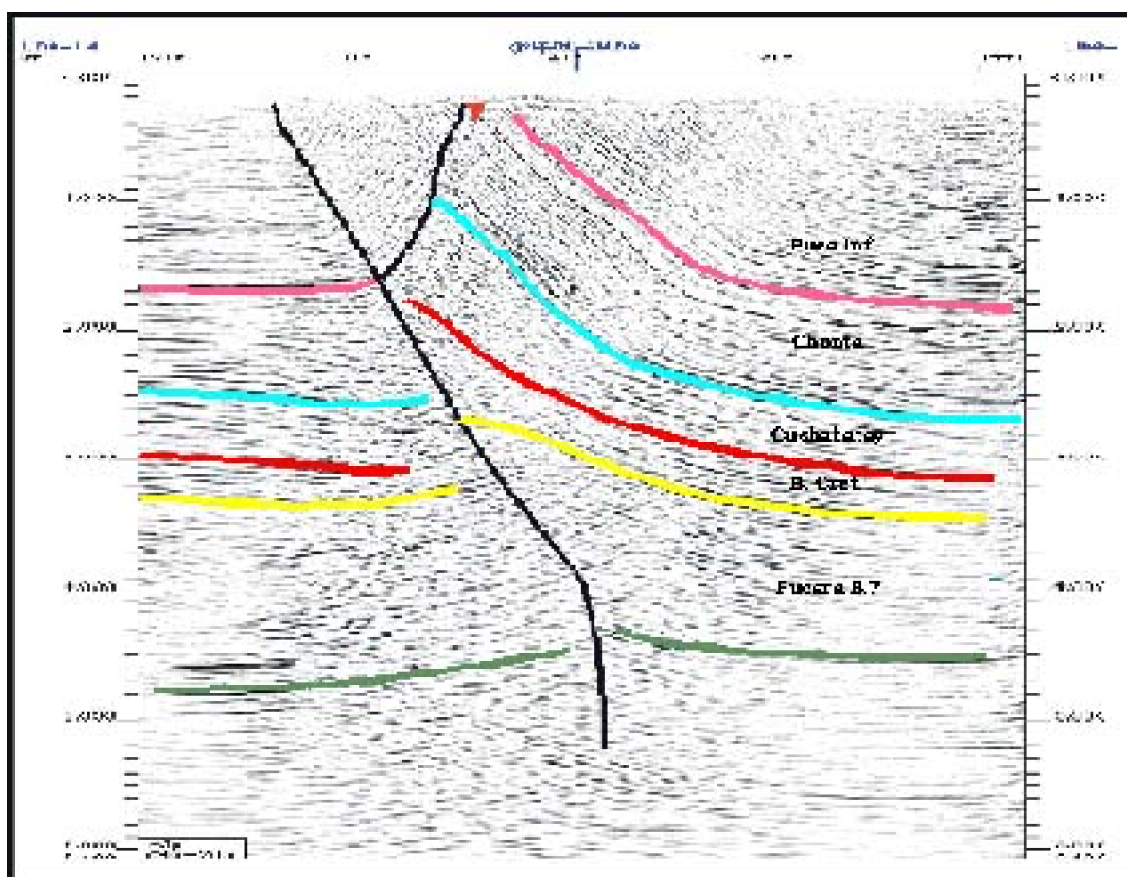
En este intervalo, la formación Casa Blanca presenta una arena petrolífera de cerca de 12m de espesor de regular porosidad, teniendo las pruebas de formación en el intervalo 894m - 895m y una pobre recuperación de fluidos. Esta formación mostraba en los registros sonidos porosidades entre 12% y 30%. La prueba de DST en el intervalo antes mencionado recuperó 9m de lodo cortado con aceite y trazas de aceite libre. Se concluyó que este intervalo tenía poca permeabilidad, posiblemente derivada de fracturas. (Pardo, 1999)

1.1.1. Prospecto Domingua Sur

De acuerdo a la evaluación propuesta por Parsep el 2001, la estructura se encuentra fallada muy complejamente, formando hacia el lado Este una pendiente pronunciada. Esta estructura es un monoclinal con buzamiento hacia el Este y truncado hacia el Oeste y Norte por una falla compresional con un fuerte componente en el lado Este. La calidad de la data a lo largo de la cresta de la estructura es pobre, dando así la geometría de la cresta en la estructura. El prospecto, como se dijo anteriormente no ha sido evaluado en el Cretácico así que se propone una nueva locación cerca de 3Km al Suroeste del pozo original.

La profundidad en la Formación Vivian está calculada en unos 2400m, y el Cushabatay podría encontrarse cerca de 4000m. El máximo cierre estructural en el tope del Chonta es de 22Km².

II. GEOLOGÍA REGIONAL DE LA CUENCA SANTIAGO



Los riesgos exploratorios de este prospecto son: la calidad de reservorio, los sellos y fallas laterales, el tiempo de formación de petróleo con respecto al tiempo de la formación de la trampa, y por último la integridad estructural debido a lo pobre de la data.

Parámetros	Vivian			Cushabatay		
	Min.	Promedio	Máximo	Min.	Promedio	Máximo
Profundidad (m)	2400	2400	2400	4000	4000	4000
Tamaño (Km2)	10	16	22	10	15	20
Porosidad	10.00%	12%	14%	8%	10%	12%
Saturación de Agua	35%	32.50%	30%	35%	32.50%	30%
Arenas Netas (m)	15	20	25	20	40	60
Factor de Recuperación	15%	17.50%	20%	15%	17.50%	20%
GOR	300	200	100	300	200	100
OIP MMbbls	52	146	321	56	229	600
Reservas Recuperables MMbbls	8	26	64	8	40	120
		TOTALES	Min	Prom	Max	
		OOIP	108	375	920	
		Recuperable	16	66	184	

1.2. Estructura Putuime

Esta estructura es parte del alineamiento estructural Cangaza - Cayamaza – Putuime con una extensión de 35Km y una orientación de Noreste – Suroeste. Es relativamente reciente, de edad Pliocénico, y corresponde a un sobreescurreamiento con vergencia hacia el Noroeste (Pardo, 1999). Este prospecto fue estudiado en los datos de perforación del pozo Putuime 1X, que alcanzó la profundidad de 3722m donde atraviesa una parte de la formación Cushabatay entre los intervalos de 2987m a 3591m. Luego por la falla sobreescurrente entró al Terciario Inferior de 3591m hasta 3722m.

El objetivo principal fueron las arenas Cushabatay, pero fueron encontradas con muy baja porosidad, el registro sísmico dio valores de 9.3% de porosidad y una alta saturación de agua entre 57% y 100%. El registro microlog expresaba una zona permeable de 134m de espesor, en cuanto a las pruebas de formación no recuperaron fluidos. Se estiman que los reservorios eran muy densos para producir. (QMC, 1998)

En la formación Vivian sólo se recuperó agua salada, y también se encontraron bajas porosidades y permeabilidades.

1.2.1. Prospecto Putuime

La sísmica del pozo Putuime 1X indica la presencia de una estructura con alto buzamiento. Su configuración regional se dio durante el Terciario o por reactivación de viejas estructuras durante este periodo. (Parsep, 2001)

La profundidad del Vivian ha sido calculada por el Grupo Parsep en 2400m, con un máximo cierre estructural de 12Km². La estructura está dividida en dos culminaciones con 4Km² cada tope del Cushabatay, que se encontraría en cerca de los 2550m de profundidad. (Parsep, 2001)

ESTIMACIÓN DE RESERVAS POTENCIALES DEL PROSPECTO PUTUIME

¹ (Extraído de Parsep, 2001)

Parámetros	Vivian			Cushabatay		
	Min.	Prom.	Max.	Min.	Prom.	Max.
Profundidad (m)	2400	2400	2400	2550	2550	2550
Tamaño (Km ²)	8	10	12	4	6	8
Porosidad	10.00%	12%	14%	8%	10%	12%
Saturación de Agua	35%	32.50%	30%	35%	32.50%	30%
Arenas Netas (m)	8	12	16	20	40	60
Factor de Recuperación	15%	17.50%	20%	15%	17.50%	20%
GOR	300	200	100	300	200	100
OIP MMbbls	22	55	112	22	91	240
Reservas Recuperables MMbbls	3	10	22	3	16	48
		TOTAL	Min	Prom	Max	
		OOIP	45	146	352	
		Recuperable	7	26	70	

2

Asimismo, el modelado de la cuenca realizado por Parsep indica que las rocas del Cretácico en el Pozo Putuime 1X se encuentran en la ventana de maduración intermedia. Debido a eventos erosionales durante la depositación de sedimentos ocurridos a lo largo del tiempo sumados a la actividad tectónica crearon, viejas estructuras antes de la generación de petróleo. La migración ocurrió durante el Mioceno Superior. Esta evidencia de generación y migración de petróleo está demostrado por los tres vertederos de petróleo encontrados a lo largo del borde Norte de la falla del pozo Putuime 1X. (Parsep, 2001)

Los riesgos de este prospecto son: la calidad de reservorio, la falla sello y cierre en el lado Suroeste esta virtualmente indefinido debido a la falta de sísmica. La presencia de un Cushabatay fracturado ocasionando permeabilidad y algunos shows de gas en la Formación Vivian incrementan el riesgo en esta estructura.

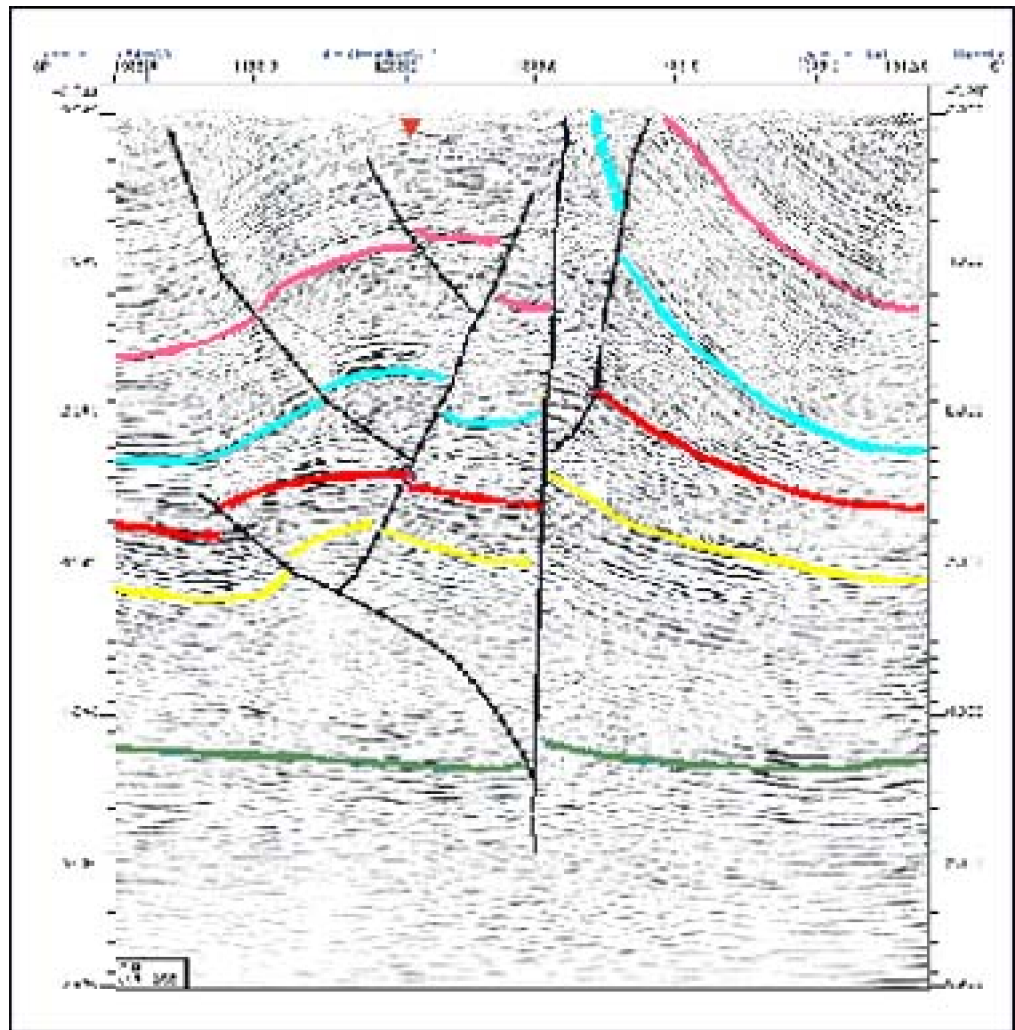
1.2.2. Prospecto Santiago

De acuerdo a la evaluación realizada por Parsep en el 2001, el prospecto está localizado a 12Km al Noroeste del pozo Dominguzza 1X y cerca de 20Km al Sur del pozo Piuntza 1X. Está localizado al Oeste del alto de Cangaza. El Terciario ha sido erosionado, sacando al Chonta a la superficie. El flanco Oeste de este prospecto se encuentra bordeado por una falla compresional de orientación Norte – Sur.

Los principales reservorios de este prospecto son las areniscas del Vivian, y como

² (Extraído de Parsep, 2001)

objetivo secundario las areniscas del Cushabatay, localizadas en la base de la estructura.



La evidencia de la generación y migración de este prospecto está demostrada por los vertederos de petróleo mostrados al Norte y Sur de este prospecto. Es obvio que el petróleo subió a la superficie usando zonas de fallas como conductos.

ESTIMACIÓN DE RESERVAS POTENCIALES DEL PROSPECTO SANTIAGO

Parámetros	Vivian			Cushabatay		
	Min.	Prom.	Max.	Min.	Prom.	Max.
Profundidad (m)	2900	2900	2900	4200	4200	4200
Tamaño (Km ²)	5	8	10	6	9	13
Porosidad	10.00%	12%	14%	8%	10%	12%
Saturación de Agua	35%	32.50%	30%	35%	32.50%	30%
Arenas Netas (m)	15	20	25	20	40	60
Factor de Recuperación	15%	17.50%	20%	15%	17.50%	20%
GOR	300	200	100	300	200	100
OIP MMbbls	26	69	146	34	137	390
Reservas Recuperables MMbbls	4	12	29	5	24	78
		TOTALES	Min.	Prom.	Máximo	
		OOIP	60	206	536	
		Recuperable	9	36	107	

3

La profundidad para el Vivian se ha calculado en 2900m y para el Cushabatay se calcula en 4200m. Estando el máximo cierre estructural en el tope del Chonta con 10Km².

Los riesgos de este prospecto son: la calidad de reservorio, la falla sello y el tiempo de generación con respecto a la formación de la trampa.

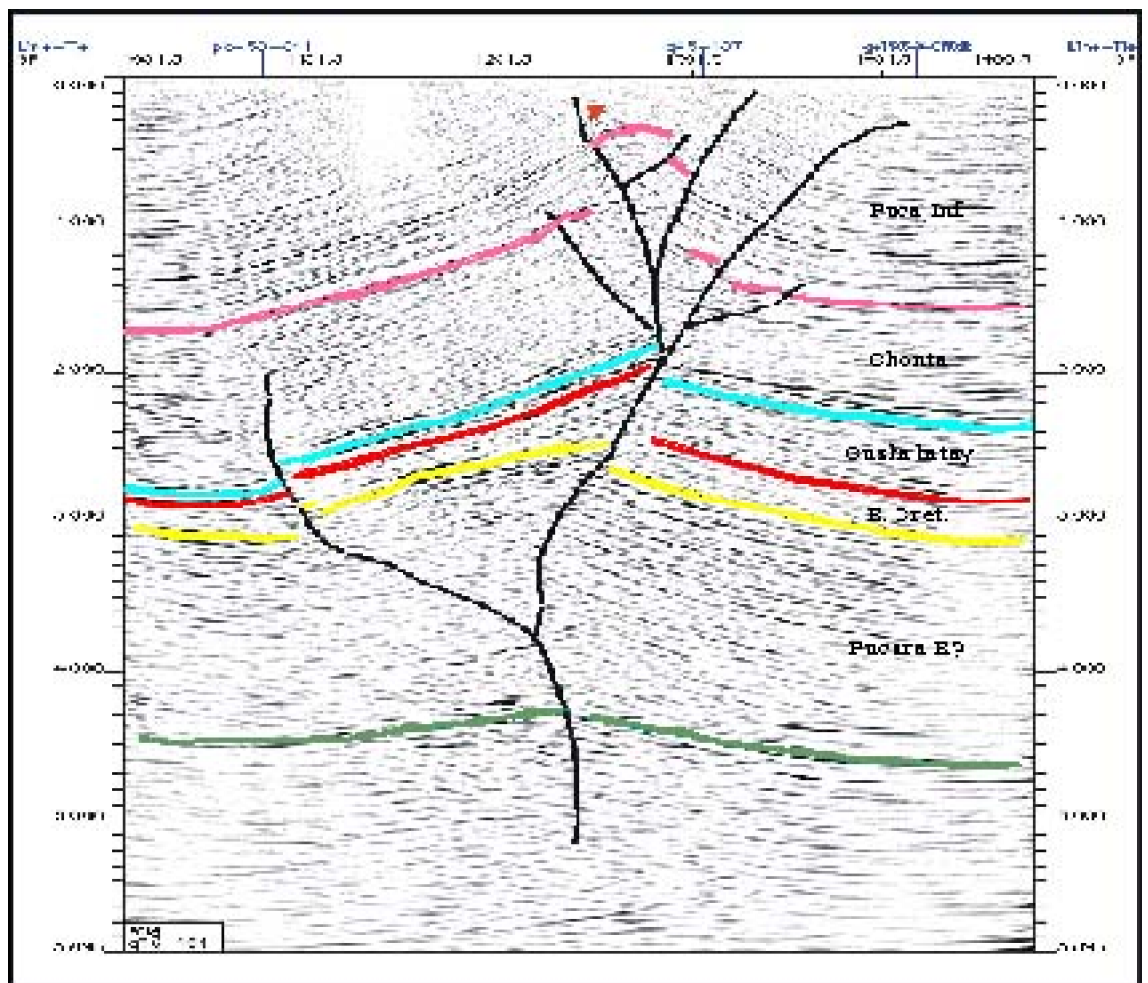
1.3. Estructura Chinganaza

El alineamiento estructural Chinganaza tiene una extensión de 25Km y una orientación general Norte - Sur, comprende las estructuras de Cabo Reyes, Chinganaza y Piuntza. Es de tipo de crecimiento (flanco de intrusión salina) con sobreescurrecimiento tardío superpuesto. Este alineamiento fue evaluado en el pozo Piuntza 1X (4022m), encontrando el objetivo principal en la formación Vivian con escasa porosidad y muy baja capacidad productiva, debido a la diagénesis avanzada de la roca (crecimiento secundario de cuarzo). Las medidas de porosidades varían entre 4% a 7% tomadas de los registros sínicos y de cores. En las pruebas de formación recuperaron 0.35 de barril de crudo de 37.9° API.

1.3.1 El prospecto Chinganaza

Está localizado cerca de 12Km al Oeste del pozo Caterpiza 1X. Más o menos la misma distancia al Norte se encuentra el pozo Piuntza 1X, ésta estructura se encuentra fallada en el Terciario formando estructuras en flor, tomando en cuenta que estas fallas son producto de la reactivación de un fallamiento Pre - Cretácico. (Parsep, 2001)

³ (Extraído de Parsep, 2001)



Los mayores reservorios se estiman dentro de las areniscas de la Formación Vivian, Chonta y Cushtatay. Las cuales podrían encontrarse a una profundidad estimada de 3300m para el Vivian y 3600m para el Cushtatay, teniendo un cierre estructural en el Chonta de 21Km². (Parsep, 2001)

ESTIMACIÓN DE RESERVAS POTENCIALES DEL PROSPECTO CHINGANAZA

Parámetros	Vivian			Cushabatay		
	Min.	Promedio	Máximo	Min.	Promedio	Máximo
Profundidad (m)	3300	3300	3300	3600	3600	3600
Tamaño (Km ²)	8	15	21	8	15	21
Porosidad	10.00%	12%	14%	8%	10%	12%
Saturación de Agua	35%	32.50%	30%	35%	32.50%	30%
Arenas Netas (m)	15	20	25	20	40	60
Factor de Recuperación	15%	17.50%	20%	15%	17.50%	20%
GOR	300	200	100	300	200	100
OIP MMbbls	42	137	306	45	229	63
Reservas Recuperables MMbbls	6	24	61	7	40	126
		TOTALES	Min.	Prom.	Máximo	
		OOIP	87	366	936	
		Recuperable	13	64	187	

4

Los riesgos de este prospecto son: las condiciones de entrapamiento, el tiempo de las condiciones de entrapamiento puesto que las fallas son producto de un reactivamiento Terciario de fallas Pre - Cretácicas, la calidad del reservorio y del sello.

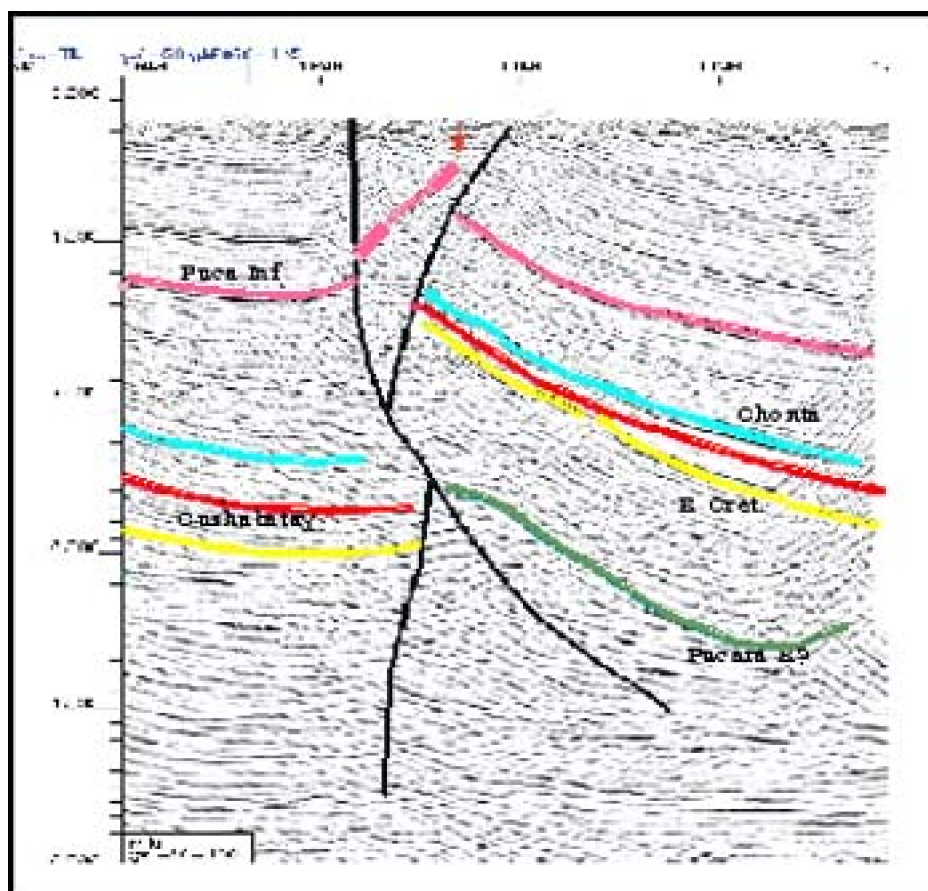
1.3.2. Prospecto Cabo Reyes

El prospecto Cabo Reyes está localizado a 20Km al Noroeste del pozo Caterpiza 1X y en la parte Norte del alineamiento de Chinangaza. Se trata de un anticlinal asimétrico, cuyas características son muy similares a las del pozo Putuime 1X. La calidad de la data es muy pobre en la cresta de la estructura, la cual se encuentra fallada en el Terciario -fallas que fueron Cretácicas que fueron reactivadas durante el Terciario-. La migración temprana de hidrocarburos dentro de reservorios Cretácicos habría preservado la porosidad contra el proceso de destrucción por enterramiento, -los cuales prevalecieron aparentemente en toda la cuenca-. (Parsep, 2001)

Los mayores reservorios se encuentran en las areniscas de la formación Vivian, Chonta y Cushabatay. La formación Vivian se encontraría a una profundidad de 2500m, y el Cushabatay a unos 2800m. El máximo cierre estructural sería de 12Km² para el Chonta. (Parsep, 2001)

Los riesgos de este prospecto son la calidad de reservorio, tiempo de migración de los hidrocarburos con respecto a la formación de las trampas, los efectos de las condiciones de entrapamiento en el tiempo en que fueron reactivadas las fallas Cretácicas durante el Terciario, y de la calidad del sello (falla sello).

⁴ (Extraído de Parsep, 2001)



Parámetros	Vivian			Cushabatay		
	Min.	Promedio	Máximo	Min.	Promedio	Máximo
Profundidad (m)	2500	2500	2500	2800	2800	2800
Tamaño (Km ²)	6	9	12	6	9	12
Porosidad	10.00%	12%	14%	8%	10%	12%
Saturación de Agua	35%	32.50%	30%	35%	32.50%	30%
Arenas Netas (m)	15	20	25	20	40	60
Factor de Recuperación	15%	17.50%	20%	15%	17.50%	20%
GOR	300	200	100	300	200	100
OIP MMbbls	31	82	175	34	137	360
Reservas Recuperables MMbbls	5	14	35	5	24	72
		TOTALES	Min.	Prom.	Máximo	
		OOIP	65	220	535	
		Recuperable	10	38	107	

1.4. Estructura Tanguintza

El alineamiento estructural Tanguintza está conformado por las estructuras Tanguintza, Pajacusa, la Salina y Hueysma. Tiene una extensión de 40Km y una orientación general Noreste – Suroeste, caracterizado por intrusiones salinas que están afectadas por un anticlinal de plegamientos y fallamiento inverso reciente del Terciario Superior (Pardo, 1999). Este Alineamiento fue explorado por el pozo Tanguintza 1X con una profundidad de 5296m. El pozo atravesó las formaciones del Terciario Superior e Inferior, la formación Casa Blanca y la formación Vivian del Cretácico, penetrando 194m en la formación Chonta hasta la profundidad final de 5296m. Los objetivos primarios fueron Casa Blanca, Vivian y Cushabatay, -esta ultima formación no fue atravesada por encontrarse muy profunda-.

La parte superior de la formación Vivian probó gas condensado (C1 a nC5) y un delgado y lenticular nivel de 4m de espesor con moderada porosidad y permeabilidad. Tanto Vivian como Casas Blanca y las areniscas de la formación Chonta fueron encontradas muy apretadas por cementación y crecimiento de cuarzo secundario, y conteniendo una alta saturación de agua.

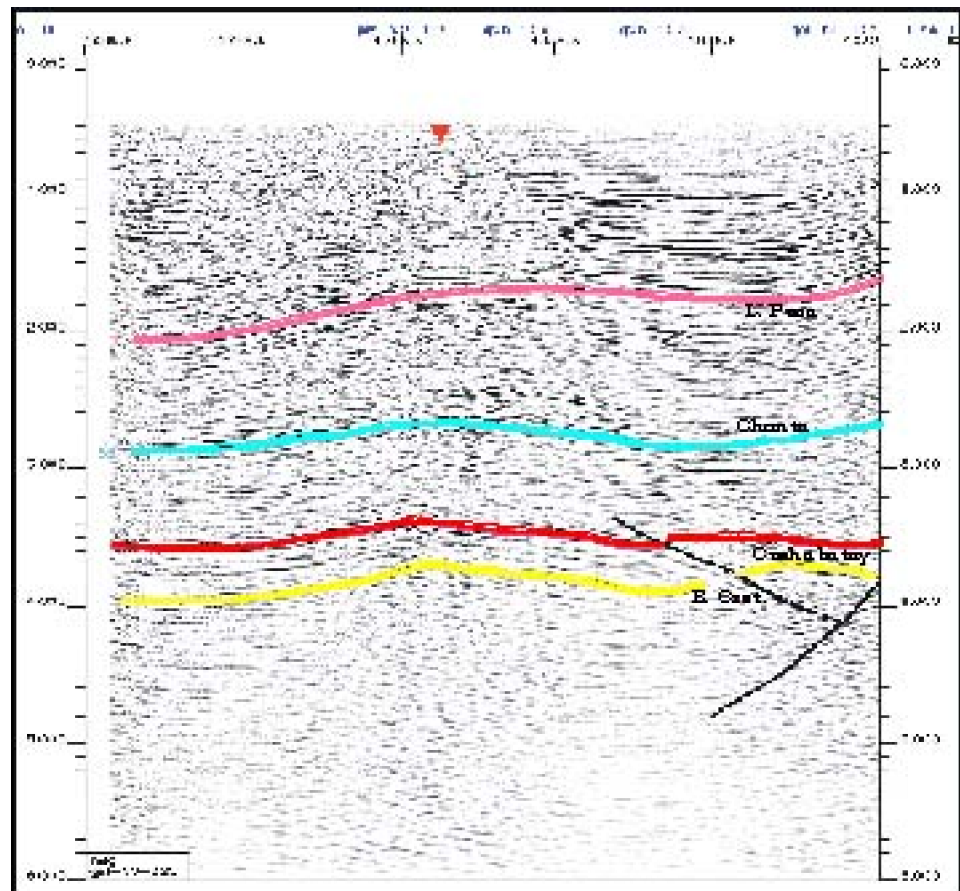
La porosidad encontrada en la formación Vivian en núcleos laterales rotarios estuvo en el rango de 2.4% a 16.9%, Casa Blanca entre 2% y 10% de porosidad.

1.4.1. El prospecto Tanguintza Norte

El prospecto Tanguintza Norte está situado a 8Km del pozo Tanguintza 1X, siendo el objetivo primario las areniscas de la formación Vivian, la cual se encuentra a una profundidad de 5100m aproximadamente y con un espesor de 100m. Basados en los resultados del pozo Tanguintza 1X, el tope del Chonta se encuentra más o menos a 5200m aproximadamente, teniendo un cierre estructural de 24Km². (Parsep, 2001)

Los riesgos de este prospecto son la calidad de reservorio y el tiempo de la migración de hidrocarburos con respecto a la formación de la trampa.

⁵ (Extraído de Parsep, 2001)



ESTIMACIÓN DE RESERVAS POTENCIALES DEL PROSPECTO TANGUINTZA

Parámetros	Vivian			Cushabatay		
	Min.	Promedio	Máximo	Min.	Promedio	Máximo
Profundidad (m)	5100	5100	5100	6500	6500	6500
Tamaño (Km ²)	12	18	24	-	-	-
Porosidad	10.00%	12%	14%	-	-	-
Saturación de Agua	35%	32.50%	30%	-	-	-
Arenas Netas (m)	15	20	25	-	-	-
Factor de Recuperación	15%	17.50%	2%	-	-	-
GOR	300	200	100	-	-	-
OIP MMbbls	63	165	350	-	-	-
Reservas Recuperables MMbbls	9	29	70	-	-	-
		TOTALES	Min	Prom	Maximo	
		OOIP	63	165	350	
		Recuperable	9	29	70	

6

1.5. Estructura Campanquiz - Cahuanas

Comprende las alineaciones estructurales de Cahuide, Soledad, Anango, Manseriche y Pupuntas, con una extensión de 150Km y una orientación general Norte - Sur, conformando un pliegue frontal de la faja Subandina y el límite estructural de la Cuenca hacia el Este.

El anticlinal Pupuntas fue explorado en su zona axial o cresta por el pozo Manseriche 1X, penetrado una porción del Cretácico. Tuvo como objetivo principal la formación Cushabatay. Este objetivo fue penetrado parcialmente (103m), llegándose a la profundidad de 716m. Fue abandonado por presentar pobres porosidades y permeabilidades, y altas saturaciones de agua.

El pozo Pupuntas 1X también probó este alineamiento estructural en el bloque hundido y cubierto, intentando buscar hidrocarburos en la sección Cretácica, en capas que presentan altos buzamiento contra el núcleo salino de la estructura. Tenía como objetivo primario a las formación Cushabatay y Vivian. Los 1.6. Estructura Caterpiza

Este alineamiento está conformado por las estructuras de Campangaza, Cusuime, Saenza, Caterpiza, Yuriaco e Ipaco. Tiene una extensión de 23Km con una orientación general Norte – Sur. Esta es una estructura relativamente joven (Plioceno), correspondiendo a una zona hundida durante el Cretácico y una gran parte del Terciario.

⁶ (Extraído de Parsep, 2001)

El alineamiento Caterpiza fue estudiado con el pozo Caterpiza 1X con una profundidad de 3765m.

El objetivo primario fue perforar la formación Vivian, y el secundario la perforación de la formación Casa Blanca. Ambas tuvieron pobres porosidades promediado en 8%, así como baja (permeabilidad de 12md en promedio) y alta saturación de agua.

El objetivo principal en la formación Cushabatay no fue alcanzado por efecto de un fallamiento inverso complejo que afectó el núcleo de la estructura, repitiendo más de dos veces a la formación Vivian. Este prospecto es en realidad de baja prioridad por presentarse en un área de hundimiento y por su formación tardía.

III. EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LA CUENCA SANTIAGO

Explicaciones para el llenado de cada una de las tablas de datos para realizar la valorización:

- Todas las celdas escritas con el color azul deben ser llenadas por el usuario.
- Para rellenar la hoja se debe seguir el siguiente orden:

Empezar por la tabla N° 2 y acabar en la tabla N° 15, el llenado de las cada una de las tablas, será de acuerdo al usuario, si los parámetros establecidos en todas estas tablas cambian, se puede usar el formato desarrollado en la hoja "Supuestos", y a partir de allí generar una nueva tabla tal como la tabla desarrollada en la hoja "Sumario de las Inversiones", para motivos de la tesis, se ha tratado de desarrollar cada uno de los campos de la manera más didáctica posible, generando tablas que permitan poder seguir paso a paso cada uno de los procedimientos.

- Aclaraciones de acuerdo a las numeraciones que aparece en cada una de las tablas:

Tabla N° 1,pretende resumir la máxima y mínima cantidad de llenado de las estructuras.

Tabla N° 2, muestra la cantidad promedio de cada una de los prospectos a los cuales se les ha aplicado un castigo, dependiendo del criterio geológico, para tal fin se ha castigado desde 30% como máximo a 10% como minino porcentaje de riesgo, así desde

allí se realiza un estimado total con riesgo y se procederá a calcular las inversiones, costos y economías para el proyecto.

Tabla N° 3, se ha desarrollado un modelo de programa mínimo de trabajo característico de áreas en la selva durante la etapa de exploración. Asimismo, se ha realizado un estimado de las inversiones que demandara la ejecución del programa mínimo.

En la tabla "Sumario de Inversiones", se encuentran plasmados cada una de las inversiones propuestas.

Tabla N° 4, muestra el número de pozos de desarrollo que se estima serán necesarios para producir las reservas de petróleo descubiertas. También se muestra la inversión anual en la perforación de estos pozos. Se ha previsto la perforación de pozos de desarrollo en el año 7, último año correspondiente a la etapa de exploración; los demás pozos de desarrollo se perforarán durante la fase de explotación (producción).

Para determinar el número de pozos a perforar, necesarios para producir las reservas de petróleo descubiertas, la productividad (reservas) por pozo perforado deberá ser de al menos 1.5 millones de barriles (1.5 MMB), incluyéndose los pozos exploratorios exitosos y los pozos confirmatorios. El número total de pozos se calcula en 37 (3 exploratorios, 3 confirmatorios y 31 pozos de desarrollo); se estima que 29 pozos de desarrollo serán productores. Incluyendo a los pozos exploratorios secos, el total de pozos perforados será de 40 aproximadamente.

Tabla N° 5, se detalla la inversión tangible e intangible en la perforación de pozos. Si un pozo es seco, el 100% de la inversión es intangible. Para los pozos productores, la inversión tangible incluye el cabezal del pozo, la tubería de revestimiento del pozo y tubería de producción. La inversión intangible incluye gastos en servicios como los pagos al contratista de perforación, contratistas de registros eléctricos, cementación, estimulación, transporte etc. En el caso de un pozo productor, aproximadamente el 15% de la inversión total se estima como inversión tangible; la inversión intangible, en este caso es el 85% de la inversión total en el pozo productor.

Tabla N° 6, se muestra el estimado de producción de petróleo del proyecto y los costos operativos.

Para el esquema de perforación propuesto, se estima que se alcanzará una producción máxima de 16,000 barriles por día en el décimo año del proyecto. La declinación de la producción de petróleo se acentuará luego del término de la perforación de pozos de desarrollo, estimándose una tasa de declinación anual de la producción de entre 10% y 15%; tasas que son típicas de los reservorios en la selva del Perú, los cuales se caracterizan por la presencia de un acuífero infinito debajo de la zona productora de petróleo.

Los costos operativos, en términos unitarios tienden a ser menores en los años de mayor producción de petróleo. Conforme la producción de petróleo disminuye, los costos operativos unitarios se incrementan gradualmente y se hacen máximos al término del proyecto. Estos incrementos de costos reflejan la mayor frecuencia de servicios como por ejemplo reemplazos de tuberías, reemplazos de componentes de las unidades de

bombeo electrocentrífugo etc., los cuales se incrementa con el tiempo. Por otra parte, en los reservorios de petróleo con empuje hidráulico (acuífero infinito presente), con el tiempo gradualmente se produce un incremento de la producción de agua de formación junto con la disminución de la producción de petróleo; esto ocasiona que conforme avanza el tiempo se manejen volúmenes crecientes de agua de formación de alta salinidad que se produce, trata y se elimina inyectándose en formaciones mas someras respecto de los reservorios de su procedencia, lo cual da como resultado un incremento de los costos operativos.

En los costos operativos se han incluido los costos de operación de los oleoductos internos y principal, hasta el punto de conexión al Oleoducto Nor Peruano (Estación 5).

También se muestra la productividad de los pozos (producción de petróleo por pozo) y los costos operativos anuales por pozo los cuales se incrementan de un año a otro. En los tres últimos años del proyecto, es posible utilizar parte de la tubería y cabezales que dejan libres los pozos que se van abandonando, por esta razón se ha previsto un ahorro en los costos operativos en estos tres últimos años.

Tabla N° 7, detalla la inversión estimada para el Oleoducto principal (8 pulgadas de diámetro) que enlazaría la producción de petróleo de esta área con el Oleoducto Nor Peruano (ONP) y la inversión en los oleoductos internos. Los costos de estos oleoductos varían en función del diámetro y longitud.

Tabla N° 7A, el punto de ingreso al ONP es la Estación 5. Desde la esta hasta el puerto de Bayovar, se estima que la tarifa de transporte pagada a PETROPERU sería de 1.3 US\$/Bl.

Tabla N° 8, muestra la Producción Estimada de Agua de Formación por cada año de producción de petróleo. La producción de agua de formación, se incrementa aceleradamente, y al termino del proyecto el agua de formación representa el 97% del volumen de fluidos totales producidos. Para el cálculo del corte de agua (fw) se utiliza la siguiente relación:

$$fw = qw/(qo+qw)$$

donde:

fw , es el corte de agua.

qw, es la producción de agua de formación (MBIs/año).

qo, es la producción de petróleo (MBIs/año).

Se estima que es posible inyectar un promedio de 12,000 barriles por día de agua de formación tratada por pozo. Basados en la producción máxima de agua de formación, que se ha estimado en 116,000 barriles en el año 18, se requiere un total de 10 pozos inyectoros.

La perforación de pozos inyectoros se ha programado de acuerdo a la producción de agua de formación, la cual se incrementa notoriamente desde el año 12 en adelante.

Se estima que el agua de formación producida y tratada se inyectaría en un acuífero ubicado a no mas de 2,500m de profundidad.

Los reservorios de petróleo en la Selva Norte son por lo general de empuje hidráulico, los acuíferos infinitos subyacen al reservorio saturado con petróleo.

El acuífero proporciona un buen soporte a la presión del reservorio por lo cual los factores de recuperación de petróleo alcanzan hasta un 45% del POIS (volumen de petróleo en el reservorio a las condiciones de presión y temperatura originales).

Para el manejo y disposición del agua de formación producida se ha previsto la construcción de una planta de tratamiento de agua de formación.

Tabla Nº 9, detalla la inversión estimada en la perforación de los pozos inyectores, los cuales deben permitir la reinyección del 100% de producción estimada de agua de formación. En la columna de pozos inyectores trabajando se muestra el promedio de pozos que se utiliza anualmente para las operaciones de reinyección; las fracciones indican que un pozo inyector, estaría activo después de la mitad del año en curso.

Tabla Nº 9a, muestra la distribución de la inversión en pozos inyectores en tangibles e intangibles bajo la misma modalidad aplicada para los pozos productores, es decir 15% del costo es tangible, mientras que el 85% es intangible.

Tabla Nº 10, Inversión estimada en facilidades de producción, tales como Líneas de Flujo (L.F.) y BEC's (Unidad de Bombeo Electrocentrífugo), estimándose una inversión de 100,000 dólares americanos en líneas de flujo por cada pozo productor y de 400,000 dólares americanos en la BEC de cada pozo productor. Para estimar el costo de la BEC se ha supuesto que los pozos tendrían una profundidad promedio de 3,500m y estas unidades se instalarían a partir del primer año de producción de cada pozo.

Las BEC's se cambian cada 4 años aproximadamente, pero el costo de reemplazo se ha considerado en los costos operativos estimados.

Tabla Nº 11, 12, 13, 14, inversiones necesarias para la producción, el detalle se muestra en las tablas.

IV. EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LOS PROYECTOS EN LA CUENCA SANTIAGO

Explicaciones para el correcto entendimiento y manejo de la evaluación:

- Todas las celdas con escritura de color azul deben ser llenadas por el usuario.
- Todas las celdas llenadas con el color negro son tomadas de las tablas anexas, estas serán llenadas automáticamente por la hoja de Excel, el usuario no debe cambiar su forma a menos que lo vea conveniente o adicione mas datos.
- Aclaraciones según numeraciones que aparece en las tablas:

Tabla N° 15, Sumario de Inversiones en exploración y explotación.

Tabla N° 15A, muestra la distribución detallada anualmente en exploración y explotación de las inversiones, en tangibles e intangibles.

Tabla N° 16, resume las inversiones tangibles e intangibles anuales.

Tabla 17, muestra el cálculo de la depreciación de la inversión. El 100% de la inversión acumulada hasta el año previo al inicio de la producción se ha depreciado en 5 años. A partir del año de la producción, sólo la inversión tangible anual se deprecia en 5 años tal como lo describe la LEY ORGANICA DE HIDROCARBUROS (Ley N° 26221),

Titulo II, Capítulo IV, Artículo 53; para lo cual se ha creído conveniente la utilización del método de amortización lineal.

Tabla N° 18, La amortización de la inversión intangible anual se efectúa íntegramente en el año en que esta ocurre y se inicia en el primer año de la producción.

Observaciones.- En la Ley Orgánica de Hidrocarburos se establece "Amortización" en el periodo de exploración, para motivos práctico y teóricos hemos visto conveniente aclarar que las inversiones durante el periodo de exploración se "DEPRECIAN" y las inversiones intangibles durante el periodo de explotación se "AMORTIZAN".

En la hoja de cálculo “Evaluación Económica” se muestra anualmente el perfil de producción del proyecto, inversiones, gastos, que son las variables endógenas del proyecto. Las variables exógenas, precio del petróleo, tasa de impuesto a la renta, tasa de regalía, son fijas en el caso de las dos primeras, siendo variable la tasa de regalía.

El cálculo de las columnas de la Hoja de Evaluación Económica, se efectúa de la siguiente manera:

$\text{Ingresos} = \text{Producción} * \text{Precio}$

Costos Operativos: incluyen los costos de operación en el campo y gastos administrativos.

$\text{Transporte} = \text{Producción} * \text{Tarifa Unitaria de Transporte por el ONP}$

$\text{Regalía Anual} = (\text{Ingreso} - \text{Transporte}) * \text{Tasa Porcentual de Regalía}$

Depreciación: Calculada en la Tabla N° 17

Amortización : Calculada en la Tabla N° 18

$\text{Utilidad Operativa Anual} = \text{Ingresos} - (\text{Costo Operativo} + \text{Transporte} + \text{regalía} + \text{depreciación} + \text{amortización})$

$\text{Impuesto a la Renta} = \text{Utilidad Operativa} * \text{Tasa Porcentual de Impuesto a la Renta} / 100$

$\text{Utilidad Neta} = \text{Utilidad Operativa} - \text{Impuesto a la Renta}$

Inversión : Expresada en las Tablas N° 15 y 15A.

$\text{Flujo de Efectivo Anual} = \text{Utilidad Neta} + \text{Depreciación} + \text{Amortización} - \text{Inversión}$

IV.1. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

El caso base para el análisis de sensibilidad, se ha considerando el precio del petróleo de 23.0 US\$/Barril y una regalía equivalente de 20.3%.

Para la selección del precio, se estima que se producirá petróleo liviano (Gravedad API mayor de 30°). El petróleo marcador utilizado como referencia para la valorización de los petróleos livianos es el West Texas Intermediate (WTI) que actualmente se cotiza en 25.5 US\$/Barril. El diferencial de precios con el WTI (2.5 US\$/Barril) es el mismo que

tienen los petróleos livianos de la Cuenca Talara.

El Grafico N° 10 muestra los precios del petróleo WTI en los últimos 10 años (Información de la Agencia Internacional de Energía). En los últimos 2 años los precios del WTI, han excedido en promedio los 25 US\$/Barril; este ultimo valor se ha utilizado como referencia para valorizar el petróleo que se produciría en la Cuenca Santiago.

Las principales variables que pueden afectar la rentabilidad y el valor actual neto de un proyecto de explotación de hidrocarburos, son el precio del petróleo y las reservas. Es decir una variación desfavorable de cualquiera de estas variables, afecta a la rentabilidad en mayor proporción que una variación desfavorable de otras variables como costos operativos e inversiones. Los efectos de una variación de precios y reservas son iguales, es decir por ejemplo (-10)% de precio tiene el mismo efecto que (-10)% de producción (la producción está asociada a reservas), pues en ambos casos el importe de los ingresos son iguales.

En el **Grafico N° 4** se muestra el análisis de sensibilidad del proyecto respecto del precio del petróleo. Una variación desfavorable del (-10)% reduce el TIR desde 15.3% hasta 12.8%. Es decir la reducción del precio del petróleo del 10% significa una reducción del 16.3% en el TIR del proyecto. Por ora parte, una variación favorable del precio del 10% aumenta el TIR a 17.8% (aumento del 16.3%).

Una variación desfavorable del precio de (-20)%, reduce el TIR a 9.6%, que es una rentabilidad muy baja para proyectos de riesgo. Con esta reducción del precio del petróleo el VAN resulta negativo; esto se explica porque el precio mínimo del petróleo - para que el VAN no sea negativo - es de 20.1 US\$/Barril, lo cual significa que el proyecto sólo soporta una sensibilidad al precio que no exceda de una variación desfavorable de (-12.6)% en el precio. El análisis de sensibilidad muestra que el proyecto sólo soporta una reducción del 12.6% en el precio del petróleo, lo cual significa una TIR de 12%.

En los **Graficos N° 6 y N° 7** se muestra el análisis de sensibilidad del proyecto a la variación de la tasa porcentual de regalía. En la Tabla N° 21 si se toma como referencia la regalía de 19% se obtiene una TIR de 15.2%; si se incrementa la regalía a 21% la rentabilidad se reduce a 14.5%, lo cual significa que no se produce una variación desfavorable significativa de la TIR.

IV.2. ANÁLISIS DEL PUNTO DE QUIEBRE

Los proyectos de exploración y producción de hidrocarburos, demandan grandes inversiones y el periodo de recuperación de las inversiones suelen ser en plazos que frecuentemente exceden de los 10 años respecto del primer año de desembolso.

Las **Tablas N°s 23, 24 y 25** muestran los periodos de recupero de la inversión en tres escenarios. En el primer escenario (Tabla N° 23) en el cual se calcula el periodo aritmético (sin considerar la depreciación del dólar con el tiempo) de recupero de la inversión el cual es de 12 años.

El segundo escenario (Tabla N° 24) muestra el periodo de recuperación de las inversiones considerando la depreciación anual histórica del dólar americano que es del 2.5%; en este caso la inversión se recupera en el año 12.5.

El tercer escenario (Tabla N° 25) muestra el periodo de recuperación de las inversiones a la tasa de descuento del 12% seleccionada para el proyecto; en este caso la inversión se recupera en el año 15.

Por esta razón, la rentabilidad suele ser no muy alta porque los periodos de recuperación de las inversiones son de largo plazo.

V. GLOSARIO ECONÓMICO

Amortización: En la industria del petróleo se amortizan las inversiones intangibles. Esta inversión se amortiza íntegramente en el año de su ocurrencia.

Evaluación Económica: Expresa todos los ingresos y egresos de un proyecto. El proyecto tiene variables endógenas como la producción, inversiones, gastos; las variables exógenas son precios del petróleo, tasas porcentuales de regalías, tasa porcentual del impuesto a la renta, costo unitario del transporte, periodo de depreciación. Con estas variables se calcula el flujo de caja (flujo de efectivo) anual del proyecto, con el cual se calcula la rentabilidad y valor actual neto. La evaluación económica no incluye los costos financieros.

Evaluación Financiera: Es la evaluación económica con la inclusión de la amortización e intereses de la deuda asumida para desarrollar el proyecto. La amortización y los intereses de la deuda son deducibles para el cálculo del impuesto a la renta. La evaluación financiera le otorga al proyecto una mayor rentabilidad y un mayor valor actual neto.

Depreciación: Se deprecia la inversión tangible. De acuerdo a ley se puede depreciar la inversión tangible de un año en 5 años.

Flujo de Efectivo Anual: Ingresos menos egresos anuales de un proyecto.

Factor "R": Cociente en cuyo numerador se tienen los acumulados de ingresos menos los costos de transporte y en cuyo denominador se tienen los acumulados de los costos operativos, regalías e inversiones.

Impuesto a la Renta: En el Perú la tasa actual de impuesto a la renta es del 29% aplicable a la utilidad operativa. La utilidad que proviene de utilidades reinvertidas de años anteriores tiene una tasa del 27%.

Utilidad Operativa: Ingresos - Costos Operativos - Transporte – Regalías – Depreciación - Amortización. Las pérdidas de los primeros años del proyecto se acumulan y son deducibles de la utilidad operativa en los años que hay beneficios.

Activos Fijos: Equipos, maquinarias, productos manufacturados que tienen expresión física y que se utilizan durante un periodo mayor de un año durante la vida del proyecto. El periodo de utilización incluye la etapa previa al inicio de la producción y su utilización en la etapa de producción. Por lo general tienen un valor de rescate (valor residual) al término de sus uso.

Valor Residual: Representa la diferencia entre el valor original (valor nuevo sin uso) de un activo fijo y el desgaste que por su uso tiene este bien al término del proyecto.

Inversión Tangible: Sinónimo de activo fijo.

Punto de Quiebre: Punto de equilibrio o periodo en el cual los ingresos acumulados y egresos acumulados de un proyecto son iguales. En el caso de un proyecto petrolero estos periodos, por lo general, son de largo plazo (mayores a 10 años).

Tasa Porcentual de Regalía: Porcentaje aplicable al valor de la producción de petróleo. De existir sistema de transporte de terceros, el porcentaje se aplica a los ingresos menos el costo del transporte.

Regalías: $(\text{Producción} * \text{Valor Unitario del Petróleo} - \text{Producción} * \text{Costo Unitario de Transporte}) * \% \text{ Regalía} / 100$

Análisis de Sensibilidad: Mide los efectos de los cambios en las variables exógenas y endógenas en la rentabilidad o Valor actual Neto del proyecto. Para este análisis se varía sólo una variable y se mantienen constantes todo el resto; de esta forma se pueden seleccionar las variables críticas (las que más afectan al proyecto).

Tasa de Depreciación del Dinero: La moneda utilizada para las evaluaciones es el Dólar Americano. La depreciación del dólar está asociada a la inflación en los Estados Unidos de América, actualmente es muy baja (1.6% en el 2001); sin embargo, históricamente la tasa de depreciación en promedio es de 2.5% anual.

Rentabilidad (TIR): También llamada Tasa Interna de Retorno. En porcentaje, es la tasa de descuento a la cual la sumatoria de los flujos de efectivo se hace igual a cero. Valores altos, mayores al 20%, significan proyectos económicamente muy favorables, en caso el proyecto tenga poco riesgo. En proyectos de alto riesgo, una tasa de 20% puede ser no muy favorable.

Valor Actual Neto (VAN): Utilidad Económica de un proyecto, representa la sumatoria del flujo de efectivo anual descontado a una tasa de descuento. La tasa de descuento permite calcular la utilidad económica del proyecto considerando la depreciación del dinero con el tiempo. Este indicador es el de mayor utilización para la selección de proyectos.

Tasa de Descuento: Varía de una empresa a otra. En la industria del petróleo por lo

general es del 12%. La evaluación de proyectos de exploración de alto riesgo, por lo general se efectúa con tasas de descuento mayores al 12%.

VI. CONCLUSIONES

1. Evaluación Económica

De la evaluación económica realizada se ha concluido lo siguiente de acuerdo a cada uno de los principales factores que determinan la factibilidad del proyecto:

Sensibilidad al Precio, la evaluación realizada demuestra que una caída brusca del precio del petróleo tendría como consecuencia la no-factibilidad del proyecto. Así lo demuestran los resultados arrojados por los cálculos del TIR (Taza Interna de Retorno) y del VAN (Valor Actual Neto), donde de acuerdo a sus resultados el proyecto deja de ser rentable con un precio inferior a 21US\$PB, es decir el precio debe ser superior tal como se muestra en las tablas 30 y 31.

Sensibilidad a la Regalía, las regalías son inversamente proporcionales al TIR y al VAN, tal como se muestra en la tabla N° 47, en donde demuestra que para una regalía mayor al 25% el proyecto no es rentable (precio base del petróleo, 23US\$PB).

El Punto de Quiebre, para el calculo del punto de quiebre se ha considerado tres tazas de devaluación del dólar.

La primera tasa es de 0%, en este caso la inversión es recuperada a mediados del año 11, según el cronograma de actividades de la tabla N° 3, es decir comienza a

recuperar la inversión a partir del tercer año de producción.

La segunda tasa es de 2.5% (Taza de Descuento Internacional del Dólar), la recuperación se da a fines del año 11, la variación es mínima con relación a la primera tasa de descuento.

Por último, la tasa de 12%, que es la tasa comercial o la mas usada en las empresas, la recuperación se daría a partir del año 14 con un margen de ganancias muy por debajo de las otras dos tasas antes mencionadas.

Balance de Ingresos – Egresos , el balance realizado en la tabla N° 52, muestra que a partir del año 11 los ingresos serán mayores que los egresos, esto es calculado en el supuesto de que el precio del petróleo se mantenga en un promedio de 23US\$PB.

2. Principales Prospectos

Se han definido seis principales prospectos, los cuales constituyen la mayor parte del potencial hidrocarburífero de la cuenca: Putuime, Domingaza Sur, Chinganaza, Santiago, Cabo Reyes y por ultimo Tanguiza Norte, siendo los dos primeros como los mas favorables, y con un factor de riesgo del 30% en ambos casos, los mas altos en el proyecto.

Entre los principales factores de riesgo se encuentran la calidad del reservorio, sellos, cierres laterales, y el tiempo de maduración del petróleo respecto al tiempo de formación de la trampa. El riesgo de los elementos básicos del sistema de petróleo, hace menos atractiva a la cuenca Santiago que a las otras cuencas del Perú.

3. Tipos de Yacimientos

Los principales yacimientos han sido formados por trampas estructurales básicamente.

4. Principales Formaciones en el Sistema de Petroleo

Rocas Generadoras: se ha determinado como principal roca generadora a la formación Chonta, teniendo valores de TOC en el rango de 0.4% a 4.7%. Asimismo, la formación Pozo presenta valores de 0.5% a 5% de TOC, llegando en algunos casos a 10%, considerandose como una roca de buen potencial para la generación de hidrocarburos.

Rocas Reservorio: las principales son cretácicas como la formación Cushabatay, Vivian y hasta las areniscas de la formación Chonta, y alguna terciarias como la formación Puca Inferior y Casa Blanca.

Rocas Sello: para las areniscas de la Formación Cushabatay se encuentra la formación Chonta, para Formación Vivian las lutitas Cachiyacu, y para las arenas Casa Blanca las lutitas del Puca Inferior.

La reactivación continua de las fallas a lo largo del tiempo no ha permitido la formación de estructuras con posibilidades de entrampamiento, sin embargo es posible el desarrollo de fallas que se comportan como sellos laterales formando las denominadas trampas estructurales.

VII. RECOMENDACIONES

A pesar de los estudios realizados en la Cuenca Santiago, muchos de los datos han sido tomados sobre la base de evaluaciones antiguas realizadas desde los años 60, debemos tomar en cuenta el avance de la tecnología y la ciencia y pensar en realizar nuevos estudios, sobre todo en las áreas donde se han reportado condiciones favorables para a generación, acumulación y entrapamiento de hidrocarburos.

Como primer punto en un inicio de exploración se recomienda realizar un levantamiento gravimétrico de detalle en el área norte de la cuenca por presentar condiciones favorables para este tipo de evaluaciones y por ser un método de exploración más económico.

Una vez establecidas las áreas de interés se recomiendan una campaña sísmica en 2D.

La perforación de varios pozos de acuerdo a las estructuras favorables.

Como se ha demostrado en los ejercicios realizados en los flujos de cajas, las regalías juegan un papel importante en la evaluación económica, es por eso que se debería establecer una mejor partida que beneficie a las empresas operadoras, los altos porcentajes de regalías hacen menos atractiva la exploración por hidrocarburos, ya que el riesgo geológico que se presenta en la gran mayoría de campos es bastante amplio.

BIBLIOGRAFÍA

- Aliaga, E., Evaluación Geológica de la Cuenca Santiago – Nieva, lote 50 Estudios Petrofísicos, PetroPerú S.A., 1,985.
- Aleman, A., Petroleum Systems and Structural Styles in the Santiago Fold and Thrust Belt: A Salt Related Orogenic Belt, 1,997.
- Baby P., The Continuum Tectonic During the Cretaceous – Paleocene, Times in the Andean North Peruvian Foreland Basin, 1,996.
- Benavides, V., Petroleum System in Northern Peru, 1,956.
- Brand, S.W., Final Report on the Source Potential of the Santiago Basin, Block 50, Perú, Union Oil Company of California Technical Memorandum, Union Science and Technology Division Project 623 – 66610, 1,985.
- INGEMMET, Boletín 55, Serie A: Carta Geológica Nacional– Perú, 1995
- Chalco, A., Compilation Geological – Geophysical Report Santiago – Nieva Basin, Mobil Oil Company del Perú, 1,964.
- Christensen, A., Domingaza – 1 Geologic Review, Mobil Oil Company del Perú, 1,968.
- Christensen, A., Compilation of Crude Oil and Source Bed Analyses, Santiago Area, Mobil Oil Field Research Laboratory Report to Mobil Oil Co. del Perú, 1,969.
- Core Laboratories, Inc., Core Analysis Data, Chip Samples, Peru South America for Union Oil Co. of California, 1,984.
- Core Laboratories, Inc., Geochemical Evaluation of Outcrop Samples from the Santiago

- Basin, Perú, Occidental International Exploration and Production Company, 1,992.
- Del Solar, C., Piuntza – 1 Geologic Review, Mobil Oil Co. del Perú, 1,968.
- Del Solar, C., Putuime – 1 Geologic Review, Mobil Oil Co. del Perú, 1,969.
- Fetzner, R., Evaluation of the Petroleum Geology of the Santiago Basin Block 50, Perú, Private Report to Petróleos del Perú S.A., 1,985.
- Geotrack International Pty. Ltd. A.F.T. Analysis of four Outcrop Samples from the Santiago Basin Perú, Amoco Production Co. (New Ventures), Houston Texas, 1,990.
- Marksteiner, Petroleum System Along the Foldbelt Associated to the Marañón – Oriente – Putumayo Foreland Basins, 1996
- Mégard, F. The Andean Orogenic Period and its Major Structures in Central and Northern, Peru 1,984
- Ministerio de Energía y Minas, Mapa Geológico del Perú (1:1,000,000), 1,975
- Mitouard, P., Post – Oligocene Rotation in Southern Ecuador and Northern Peru and the Formation of the Huancabamba Deflection in the Andean Cordillera: Earth and Plan. 1,990
- Muro, M., Análisis Petrofísico en Muestras de Campo de la Quebrada Quinguiza, Cuenca Santiago, PetroPerú, 1,988.
- Newell and Chronic, Upper Paleozoic of Peru: 1,953.
- Pardo, Ensayo de Interpretación del Basamento en el oriente Peruano Lote 8, 1,974
- Grupo Parsep, Hidrocarbon Potential of the Santiago Basin – Perú, 2001.
- PetroPerú S.A., Mapas Estructurales Preliminares con Contornos Estimados de Arena Neta Petrolífera en Estructuras Prospectivas del lote 50 – Área Santiago, 1,984.
- PetroPerú S.A., Evaluación Geológica de la Cuenca Santiago – Nieva, Lote 50, Estudios de Laboratorio, 1,985.
- Petromineros del Perú, The Petroleum Potential of the Santiago Basin Block 50, Perú, 1,992.
- Rodríguez, A., Exploración por Petróleo en la Cuenca Santiago 1,982.
- Sans, M., Internal Structure of a Detachment Horizon in the Most External Part of the Pyrenean Fold and Thrust Belt (Northern Spain), in Salt Tectonics, 1,996.
- Touzett, P., Informe de Evaluación por Hidrocarburos de las Estructuras Dominguz, Putuime, Piuntza, Valle del Santiago y compilación de Información Diversa sobre Exploración de Hidrocarburos en el Valle del río Santiago, PetroPerú, 1,976.
- Touzett, P., and Sans, Presente y futuro de la Exploración Petrolera en las Cuencas Subandinas del Perú, 1,985.
- Williams M., Geology of the Santiago – Nieva Valley, PetroPerú, Perú, 1,949.
- Williamson, C., Potential Reservoir Properties of Cretaceous Sandstone, Santiago Basin Perú, Union Oil Co. of California Technical Memorandum, 1,985.
- Estudio Petrográfico de Putuime, 1,995.
- Informe Bioestratigráfico – Mobil Piuntza 1-X, Cuenca Santiago, 1,996.
- Reconocimiento Geológico: Pupuntas y Tanguintza, (H. Valdivia), 1,996.

-
- Estudio Bioestratigráfico de los Pozos Piuntza y Putuime (E: Aliaga), 1,996.
- Reporte de Formaciones Geológicas y Litografía de las Rocas Provenientes de los Lugares de Disparo Sísmico Registrados por Grant Geophysical Durante su Campaña Física en el Lote 50, 1,996.
- Palynology Report Micropaleo Consultants, Inc., 1,997.
- A Preliminary Geochemical Evaluation of the Santiago Basin, Peru, (DGSI), 1,995.
- Paleogeologic Configuration of Block 50 and Surrounding Areas During the Triassic – Jurassic, (A. Rodriguez), 1,996.
- Remaining Petroleum Potential of Block 50, Santiago Basin, Final Report (QMC, Sucursal Peruana), 1998.
- Análisis Geoquímico de dos Pozos de la Cuenca Santiago, 1,996
- Análisis Geoquímico de las Emanaciones de Petróleo, cuenca del Santiago, 1,996.
- Evaluación Geoquímica Preliminar, Cuenca del Santiago, (DGSI), 1,996
- Caterpiza: Informe Técnico, Geológico y Geoquímico, 1,995.
- Caterpiza: Final Palynology Report, Micropaleo Consultants, Inc., 1,997.
- Caterpiza: Reporte Final con Perfil del Pozo Final, 1,998.
- Pupuntas: Palynology Report for Composite Samples, 1,997.
- Pupuntas: Informe Final de Pozo (Baker Hughes), 1,997.
- Manseriche: Biostratigraphic Report of Well Manseriche 50-37-1X, (E. Aliaga), 1,997
- Manseriche: Reporte Final, 1,998.
- Tanguintza: Reporte Final, 1,998.