

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

Facultad de Ingeniería de Petróleo



EVALUACION TECNICO - ECONOMICA DE UN LOTE EN EXPLORACION EN LA SELVA PERUANA

T E S I S

Para optar el Título Profesional de
INGENIERO DE PETROLEO

SANTIAGO GERMAN CASTILLO PEÑA

PROMOCION 1980 - 2

Lima - Perú

1985

	PAG.
2.4.5 REFLECTANCIA A LA VITRINITA	18
2.5 RESUMEN	20
CAPITULO III ESTUDIO SISMICO	21
3.1 INTRODUCCION	21
3.2 HORIZONTES SISMICOS	21
3.3 MARCO ESTRUCTURAL DEL LOTE A	23
3.3.1 GENERALIDADES	23
3.3.2 ANTICLINAL A	25
3.3.3 ANTICLINAL B	26
3.3.4 ANTICLINAL C	27
3.3.5 ANTICLINAL D	28
3.3.6 ANTICLINAL H	28
3.4 EVALUACION DE LOS PROSPECTOS	29
CAPITULO IV HISTORIA POZO SELVA 1-A	31
4.1 INTRODUCCION	31
4.2 CONCLUSIONES	31
CAPITULO V HISTORIA POZO SELVA 2-C	33
5.1 INTRODUCCION	33
5.2 MUESTRAS DE HIDROCARBUROS	35
5.3 EVALUACION GEOLOGICA	35
5.3.1 UNIDADES ESTRATIGRAFICAS Y SU AMBIENTE DEPOSICIONAL	35
5.3.2 GEOQUIMICA	40
5.4 PRUEBAS DE FORMACION	41
5.4.1 DST N° 1	41
5.4.2 DST N° 2	41
5.4.3 OTRAS PRUEBAS	42

		PAG.
CAPITULO VI	HISTORIA POZO SELVA 3-D	44
	6.1 INTRODUCCION	44
	6.2 MUESTRAS DE HIDROCARBUROS	47
	6.3 EVALUACION GEOLOGICA	49
	6.3.1 UNIDADES ESTRATIGRAFICAS Y SU AMBIENTE DEPOSICIONAL	49
	6.3.2 GEOQUIMICA	51
	6.4 PRUEBAS DE FORMACION	52
CAPITULO VII	RESERVAS	55
	7.1 GENERALIDADES	55
	7.2 RESERVAS RECUPERABLES TOTALES	56
	7.3 FACTOR DE RIESGO	57
	7.3.1 PROBABILIDAD GEOLOGICA	58
	7.3.2 RESERVAS "MAS PROBABLES"	58
	7.4 RESERVAS POR POZO	59
CAPITULO VIII	PROGRAMA DE EXPLORACION Y DESARROLLO	64
	8.1 GENERALIDADES	64
	8.2 PROGRAMA DE EXPLORACION	67
	8.2.1 PERIODO BASICO	67
	8.2.2 PRORROGA	67
	8.2.3 COSTOS	68
	8.3 PROGRAMA DE EXPLOTACION	69
	8.3.1 COSTOS	69
	8.3.2 FACILIDADES DE PRODUCCION	69
CAPITULO IX	EVALUACION ECONOMICA	72
	9.1 CONSIDERACIONES GENERALES	72

	PAG.
9.2 INDICADORES DE EVALUACION	73
9.3 DESARROLLO DEL MODELO DE EVALUACION	75
9.3.1 INVERSIONES	75
9.3.2 PRODUCCION Y RESERVAS	75
9.3.3 INGRESOS	76
9.3.4 COSTOS	78
9.3.5 INDICADORES DE EVALUACION	81
9.4 RESULTADOS OBTENIDOS	84
CAPITULO X CONCLUSIONES	91
BIBLIOGRAFIA	93

INTRODUCCION

El trabajo que a continuación presento para optar el título de Ingeniero de Petróleo analiza los distintos factores que intervienen en la evaluación técnico-económica de un Lote en exploración en la Selva Peruana.

Sabido es que en nuestra Selva no se han efectuado trabajos de exploración por petróleo en forma constante, debido básicamente a la fuerte inversión requerida, así como al riesgo que estas operaciones conllevan. Sin embargo, en algunas áreas, como resultado de trabajos anteriores realizados y referidos principalmente a levantamientos geológicos, sísmicos y perforación de pozos, en algunos casos; se cuenta con información base que sirve a las compañías interesadas para continuar la exploración con la aplicación de nuevos métodos y con el avance tecnológico de una industria dinámica como es la Industria del Petróleo.

A través de este estudio se revisa y evalúa la información que se tiene de un lote denominado "A"; adicionalmente se calculan todos los parámetros que sirven de base para la evaluación económica del contratista, la misma que se realiza dentro de un marco legal vigente a la fecha.

Quisiera dejar claramente establecido que no es intención de este trabajo promocionar específicamente el Lote "A", sino dar a conocer los estudios, estimados y evaluaciones que se efectúan como paso previo a la exploración de un lote en la Selva Peruana bajo un contrato de operaciones.

Deseo expresar mi profundo reconocimiento a los catedráticos de la Facultad de Petróleo de la Universidad Nacional de Ingeniería por las valiosas enseñanzas de ellos recibidas durante mis años de estudio.

Asímismo deseo hacer extensivo mi agradecimiento a la Empresa PETROPERU S.A. por todo el apoyo recibido en la culminación de este trabajo.

CAPITULO I

ESTUDIO GEOLOGICO

1.1 INTRODUCCION

La Cordillera de los Andes formada por una cadena de montañas con elevaciones mayores de 1,000 m. tiene en esta área una tendencia Noroeste; el complejo rocoso en el Lote A está dividido en diferentes bloques tectónicos individuales, cada bloque algo plegado internamente, por consiguiente, la secuencia estratigráfica aflora a la superficie muchas veces.

1.2 PRE-CRETACEO

Dentro del área de trabajo (Figura N° 1) no pudieron ser localizadas rocas paleozoicas. Las rocas más antiguas expuestas probablemente pertenecen al grupo Pucará (Triásico-Jurásico), el cual fue estudiado a lo largo del río Huallaga.

1.2.1 GRUPO PUCARA O FORMACION SANTIAGO

(Espesor desconocido Triásico-Jurásico Inferior)

En pequeñas ensenadas del río Huallaga se encontró canto rodado de calizas conteniendo fauna liásica (pelecípodos, braquiópodos y corales), así como variedades de sílice.

Específicamente en Callanayacu se encontraron afloramientos de estas calizas liásicas; en el área Domo Salino en Callanayacu se encontraron varias intercalaciones de 5 a 15 m., series plomo oscuro a negro con sedimentos marinos, mayormente sedimentos calcáreos alterados y areniscas. Se atribuye que pertenecen al grupo Pucará. La caliza plomo oscuro exhibe un fuerte olor a gas en muchos lugares; debido a que el nivel del agua era muy alto las muestras de petróleo no pudieron ser observadas, pero se supo que en las indicadas locaciones, antiguamente se usaba ese petróleo en lámparas.

1.2.2 FORMACION CHAPIZA O SARAYAQUILLO

(Espesor de "Chapiza Basal" más o menos 151 m.; los lechos rojizos "Chapiza propiamente dicho" aproximadamente 2,300 m. de espesor).

Los estudios de la formación Chapiza fueron llevados a cabo en el curso medio del río Huallaga.

La formación Chapiza de un espesor aproximado de 2,300 m. consiste en una unidad mayormente de areniscas rojizas, con algunos conglomerados y arcillas. Una buena sección está expuesta a lo largo del río Huallaga, entre Callanayacu y Achinamaza. El ambiente deposicional es principalmente continental. El contacto con el estrato superior

Cretáceo formación Cushabatay es una discordancia. La única sección bien expuesta se encuentra en la Quebrada Callanayacu. El "Chapiza Basal" parece ser una transición entre el grupo marino Pucará y los lechos rojizos del "Chapiza propiamente dicho" de litoral a continental. Las calizas son intraclásticas, las arenas rojizas y los restos de vegetación parecen indicar un ambiente deposicional marino somero a litoral con alguna influencia terrestre.

1.3 CRETACEO

Secciones de las formaciones Cushabatay, Esperanza, Agua Caliente, Chonta, Vivian, Cachiyacu y Casa Blanca han sido estudiadas en las áreas de Tarapoto-Moyobamba y el curso medio del río Huallaga. Las secciones a lo largo del camino Tarapoto-Yurimaguas especialmente en el Pongo de Tiraco están muy bien expuestas. Las formaciones Esperanza y las lutitas Chonta pudieron ser muestreadas sólo incompletamente.

1.3.1 FORMACION CUSHABATAY

(Espesor 190 m. en el río Huallaga, 6 Km. arriba de Achinamaza; 259 m. en el Pongo de Tiraco).

Esta parte inferior del Grupo Oriente está representada por una arena limpia de grano medio a grueso, generalmen-

te con buena porosidad. Las estructuras sedimentarias indican un ambiente deposicional marino somero de alta energía. El material clástico fue posiblemente derivado del Norte-Noreste, de acuerdo a la medida aproximada de pendiente de 10° en los planos frontales.

Existe un fuerte cambio litológico 48 m. encima de la base de la formación e incrustaciones férricas de 2 cm. de espesor, indicando probables brechas sedimentarias.

Se pueden encontrar lunares marrón oscuro con posible petróleo residual.

El contacto con la formación inferior Chapiza/Sarayaquillo es una discordancia, la cual está señalada por un conglomerado con intercalaciones carbonosas.

1.3.2 FORMACION ESPERANZA

(Espesor de 90 m. en el río Huallaga, 5 Km. arriba de Achinamaza; 104 m. en el Pongo de Tiraco)

Existen rápidos cambios de facies en la dirección Oeste-Este. En el Pongo de Tiraco la formación Esperanza consiste en intercalaciones de lutitas negras y aluvión con algunas areniscas color gris claro, afloramientos de estratos de lutitas muestran fluorescencia blanca a amarilla.

En la sección media del río Huallaga, 5 Km. arriba de Achinamaza, la formación Esperanza se desarrolla en facies arenosas, son raros los estratos de lutita pura. Usualmente muchos afloramientos están sumergidos, por lo que deben ser estudiados cuando el agua del río esté en su más bajo nivel.

En la parte central existen partes laminadas con lunares marrón oscuro con posible petróleo residual.

La formación Esperanza probablemente se ha depositado en un ambiente marino de baja energía.

No existen discordancias entre las formaciones Esperanza y Cushabatay; obviamente el contacto es transicional.

1.3.3 FORMACION AGUA CALIENTE

(Espesor 275 m. en el río Huallaga, arriba de Achinamaza; 168 m. en el Pongo de Tiraco)

Esta formación consistente de areniscas de grano fino a medio, muy similar a aquellos de la formación Cushabatay pero usualmente de grano más fino. Estratos de lutitas y conglomerado tienen ocurrencia en menor extensión y muestran las mismas facies y rasgos sedimentarios que la formación Esperanza.

Brotos de agua térmica de 30°C a 50°C encontrados en una estructura anticlinal en el lado derecho del río Huallaga,

prueban una buena porosidad. Hay lugares en las arenas que contienen impregnaciones y lunares con manchas negras, con más de 5 mm. de diámetro, de posible petróleo residual.

En la dirección Este la cantidad de lutitas es decreciente, la formación ha sido depositada en condiciones de baja energía (en el Oeste) a alta energía (en el Este) de ambiente marino somero. El contacto entre las formaciones Agua Caliente y Esperanza es transicional.

1.3.4 FORMACION CHONTA

(Espesor 439 m. en el río Huallaga cerca a Leticia; 759 m. en el Pongo de Tiraco).

Las facies de la formación cambian considerablemente de Noroeste a Sureste.

En el Pongo de Tiraco y más al Oeste, en la parte central de esta formación, se encuentran lutitas oscuras con un rango de colores que van del gris al negro. En la parte baja hay lutitas con pequeños conglomerados y calcáreos, teniendo una intercalación caliza de 30 m. de espesor.

Se observa un ambiente marino de relativa alta energía.

La influencia terrestre se incrementa en la dirección Este a Sureste. Aún cuando existen afloramientos estas son lutitas limpias pero pobres, las cuales están expuestas

en muy pocos lugares debido mayormente a que están sumergidos. Las pequeñas ensenadas (Quebrada Cocamilla, Quebrada Yanayacu) incluso no muestran buenas exposiciones. La depresión morfológica a lo largo de la sección Chonta sugiere que pueden haber lutitas cubiertas por vegetación y sedimentos cuaternarios.

Las exposiciones de Chonta muestran facies arenosas en lugares con frecuentes restos vegetales. La formación probablemente fue formada en un ambiente marino de alta energía con alguna influencia terrestre.

El contacto con la formación Agua Caliente es transicional.

1.3.5 FORMACION VIVIAN

(Espesor máximo 90 m. en el río Huallaga cerca de Leticia; 70 m. en el Pongo de Tiraco).

La formación Vivian consiste en una arena ligeramente coloreada de grano medio a grueso, muy porosa. En lugares existen variedades rojizas con incrustaciones ferrosas de 0.5 cm. de espesor, indicando posibles interrupciones sedimentarias. Las arenas probablemente fueron depositadas en un ambiente de alta energía. El contacto inferior con la formación Chonta en el Este es ciertamente transicional, en contraste con el área Tarapoto, en la cual puede

existir una discordancia entre las dos formaciones de importancia sólo local.

1.3.6 FORMACION CACHIYACU

(Espesor 28 m. en el río Huallaga; 32 m. en el Pongo Tiraco).

Es muy característico en esta formación cambios laterales de facies, en el Pongo de Tiraco ésta posee rasgos sedimentarios y composiciones rocosas similares a las formaciones Esperanza y Chonta. Se puede deducir un ambiente de deposición marino somero de baja energía.

En el río Huallaga, cerca a Leticia, se encuentran expuestas encima de la formación Vivian una serie de arenas rojas y arcillas (litoral a continental), por lo tanto existen condiciones marinas sólo localmente, probablemente en la parte Oeste del área deposicional. El contacto con la formación inferior Vivian es transicional, al menos en la parte Este.

La formación Cachiyacu está cubierta por lechos rojos terciarios en el Oeste y por la formación Casa Blanca en el Este.

1.3.7 FORMACION CASA BLANCA

(Espesor 28 m. en el río Huallaga, cerca a Leticia).

Es un afloramiento arenoso de grano fino, ligeramente coloreado, de acuerdo a las medidas de pendiente en los planos frontales prevalece una corriente Norte a Suroeste. En áreas al Este del Pongo de Tiraco la formación Casa Blanca se pierde probablemente debido a la no sedimentación. La formación está cubierta por lechos rojos terciarios.

1.4 RESUMEN

Se estableció claramente en el Lote A la presencia de roca madre y roca reservorios.

La roca madre potencial está mayormente en lechos delgados, parcialmente desarrollados como lutitas laminares, son de color oscuro o negro, indican una reducción del ambiente sedimentario y pueden tener un cierto olor fétido.

Rocas reservorio son abundantes y exhiben buenas a muy buenas propiedades de reservorios; muestras de petróleo son observadas frecuentemente.

La variada naturaleza de la sección Cretácea proporciona buenos sellos, debido a numerosas rocas impermeables y porosas. Secciones objetivas primarias pueden existir en el Pre-Cretáceo; posibles objetivos secundarios pueden haber en el Paleozoico, aún cuando su presencia en la vecindad inmediata del Lote A no pudo ser confirmada. Finalmente, la perforación va a probar si rocas

reservorios tienen acumulaciones de hidrocarburos en cantidades comerciales.

CAPITULO II

ESTUDIO GEOQUIMICO MICROPALAEONTOLOGICO Y PALINOLOGICO

2.1 INTRODUCCION

Se recolectaron muestras de superficie para efectuar análisis geoquímicos, micropaleontológicos y palinológicos. El muestreo se realizó con el propósito de obtener una mejor información sobre la roca madre y roca reservorio, así como para tener un mejor conocimiento de la estratigrafía del Cretáceo y Pre-Cretáceo.

2.2 ANALISIS MICROPALAEONTOLOGICO

2.2.1 FORAMINIFEROS

Normalmente este grupo es el más útil para la determinación de la edad de la estratigrafía cretácica pero debido a que se encontraron en forma aglutinada no sirvieron para este efecto, aún así fueron muy buenos indicadores del ambiente deposicional.

2.2.2 OSTRACODOS

Los ostracodos encontrados en la zona de trabajo pueden ser subdivididos en dos grupos: uno que permite una separación de los estratos en zonas superior e inferiores, y

el otro grupo sería el que contiene una fauna ostracodo diferente. Cuando las muestras con ostracodos no están muy alteradas diagenéticamente es posible una zonación bio-estratigráfica.

2.2.3 GASTEROPODOS

Prácticamente todos los gasterópodos encontrados están en concordancia con los grupos de las "Calizas Claras" del grupo Pucará de la región de Cerro de Pasco. La fauna de gasterópodos ha sido comparada con la fauna de San Cassian de los Alpes del Sur y tentativamente fechados como Raetiano.

Unidades de gasterópodos útiles solamente pueden ser obtenidos mediante una preparación en ácido muy cuidadosa.

2.2.4 COCOLITOS

Aún cuando su información para estudiar el período Cretáceo no se debe desvalorizar, las muestras de cocolitos dieron buenos resultados solamente en el período Terciario. En general ellos sirvieron para confirmar los resultados palinológicos.

2.3 ANALISIS PALINOLOGICO

La investigación efectuada de los polen y esporas fue la más sa-

tisfactoria de todos los estudios para la determinación de la edad, debido a que fue posible establecer una ortocronología con la cuenca amazónica brasileña, de la cual se tenía mayor información, con la cual se hizo una correlación de las faunas micropaleontológicas. El polen y las esporas permitieron una excelente correlación, adicionalmente fueron muy útiles para efectuar una cronología micropaleontológica secundaria.

2.4 ANALISIS GEOQUIMICO

2.4.1 EVALUACION DE LA ROCA MADRE

Es deseable especialmente en los primeros pasos de la exploración petrolífera obtener información detallada de la roca madre de la zona de interés. La decisión de proseguir o abandonar un proyecto de exploración puede depender de este tipo de datos, así como otra información adicional. Un conocimiento preciso acerca del potencial de la roca madre de una cuenca prospectable es de gran valor para las operaciones futuras.

Las muestras de los afloramientos analizadas fueron recolectadas empleando el criterio para rocas madre que puedan indicar una reducción del ambiente deposicional o muestras consideradas ser ricas en material orgánico, tal como color oscuro, textura bituminosa y grano fino.

2.4.2. CONTENIDO TOTAL DEL CARBON ORGANICO (C_t%)

Se ha probado que el contenido de materia orgánica es aproximadamente proporcional al contenido de carbón orgánico. Por ello la cantidad total de carbón orgánico es un buen índice de la capacidad de generación de petróleo y gas. Empíricamente se sabe que la mínima cantidad de carbón orgánico para una roca madre debe ser al menos 0.5% para lutitas ó 0.3% para carbonatos. Para obtener el valor C_t las muestras primero fueron limpiadas de carbón inorgánico mediante un tratamiento con ácido; seguidamente se determina el C_t en una cámara de calentamiento mediante el quemado del carbón orgánico y la medida del CO₂ liberado. Catorce muestras de un total de cincuenta analizadas tuvieron contenido de carbón orgánico mayor que 0.5%.

2.4.3 CONTENIDO DE HIDROCARBUROS SOLUBLES (C_s%)

El segundo parámetro deseable es un estimado del contenido orgánico soluble. En condiciones propias sólo una pequeña cantidad de hidrocarburos generados en una roca fuente pueden ser liberados de ella; es por ello que la parte remanente puede dar una buena indicación del potencial de generación de hidrocarburos líquidos. Estos hi-

drocarburos remanentes son extraídos con benzol.

Mediante evidencias empíricas se sabe que al menos un mínimo de 500 p.p.m. de hidrocarburos solubles son necesarios para una roca madre. Diez de cincuentidós muestras examinadas alcanzaron esos requerimientos.

2.4.4 RELACION C_S/C_T

Se puede ver que existe una cierta relación cualitativa entre los hidrocarburos movibles y ambos parámetros C_S y C_T. Esta relación está perfectamente expresada por la relación:

$$\frac{\text{HIDROCARBUROS EXTRAIBLES}}{\text{CARBON ORGANICO}} \times 100$$

Se ha encontrado que generalmente esta proporción es un parámetro bastante confiable para la calificación de la roca madre. Valores de 5 a 10% son considerados como pre requisito para la capacidad de generación de petróleo o gas. Variación en los valores de esta relación dependen del contenido del carbón, cambios de facies y grados de maduración.

2.4.5 REFLECTANCIA DE LA VITRINITA

Finalmente para obtener datos sobre el grado de maduración (alteración térmica, carbonización, eometamorfismo,

diagénesis) de la roca madre prospectiva, se midió la reflectividad de la vitrinita. Incrementando la temperatura, la materia orgánica en una roca fuente sufre una alteración, la cual depende mayormente de la temperatura, presión y tiempo.

La reflectancia de la vitrinita es un excelente indicador del grado de carbonificación y por ello permite establecer una correlación indirecta con el grado de generación del petróleo como está indicado a continuación:

GAS BIOGENICO	INMADURA
<hr/>	
PETROLEO PESADO CON GAS	
PETROLEO MEDIO A LIVIANO	MADURA
CONDENSADO Y/O GAS	
<hr/>	
GAS SECO	POSTMADURA O METAMORFICA

Muestras con una reflectancia de la vitrinita de 5 a 1.3% han sido consideradas como roca madura. Las medidas de vitrinita fueron llevadas a cabo mediante el método de carbón petrológico sobre la base de estudios microscópicos.

Las reflectancias de la vitrinita medidas, revelaron que la mayoría de las secciones sedimentarias analizadas están dentro de un rango maduro para la generación de hidrocarburos.

2.5 RESUMEN

La mayoría de las muestras recolectadas fueron analizadas micro-paleontológica y geoquímicamente. Todos los estratos cretácicos, así como algunos sedimentos pre-cretácicos pudieron ser fechados, aún así la relación tiempo-roca podrá tenerse cuando esté disponible un estudio paleontológico de una área regional, adicionalmente podrían determinarse ambientes deposicionales con las evidencias obtenidas de algunas faunas y texturas de la roca.

Aún cuando el análisis geoquímico indica que sólo algunas muestras del Cretáceo tienen suficiente capacidad de generación de petróleo, partes del Pre-Cretáceo, Pucará y Copacabana pueden ser consideradas como roca madre potencial para hidrocarburos líquidos.

CAPITULO III

ESTUDIO SISMICO

3.1 INTRODUCCION

Un total de 2,839 Km. de líneas sísmicas se registraron para cubrir el área del Lote A (Figura N° 2) con una malla de líneas sísmicas regionales que permitieron tener una idea de la configuración estructural de los estratos internos profundos. Líneas sísmicas de semidetalle son necesarias para clarificar la situación, debido principalmente a que la estructura C está situada posiblemente en una intersección de dos tendencias geológicas, lo cual representa un rasgo de alto interés prospectivo; así mismo nos va a permitir tener una mejor base de información para las estructuras.

3.2 HORIZONTES SISMICOS

Cuatro horizontes sísmicos han sido mapeados y dos mapas de intervalo en tiempo se han contorneado. La correlación de los horizontes sísmicos con las unidades geológicas fue confirmada con el pozo Selva 2-C.

HORIZONTE A Base de Pozo. Fuerte reflector a través de toda el área desde la base del Terciario.

HORIZONTE C Base de Vivian. Su calidad como reflector varía de bueno a pobre; los cambios en características son debido básicamente a cambios de facies a través de esta sección geológica. Geológicamente está dentro de la parte superior del Cretáceo.

HORIZONTE E Base del Cretáceo. Sísmicamente representa a la discordancia del Cretáceo y su reconocimiento regional es de regular a buena.

HORIZONTE P Tope del Pucará. Fuerte reflector a través de toda el área. Este representa aproximadamente el tope de la formación Pucará. La fuerte reflexión se debe a un valor alto de impedancia acústica, el cual es reconocido en toda el área.

Mapas de intervalo en tiempo, Intervalos C-E (\pm total Cretáceo) y E-P (total Sarayaquillo) muestran un afinamiento regional en la dirección Este. Asimismo existe un adelgazamiento local de la formación Sarayaquillo en la parte Noreste del Lote.

3.3 MARCO ESTRUCTURAL DEL LOTE A

3.3.1 GENERALIDADES

El principal rasgo negativo del Lote A es la artesa del Huallaga la cual divide la parte Suroeste donde se encuentran ubicadas las estructuras D, E y F del área remanente (Figura N° 3). El anticlinal D, el cual está posi-

blemente conectado a la zona no reflectante debe pertenecer a una especie de pared del domo salino Gallaucana, siendo cortado en la superficie por el río Huallaga, cerca de la pequeña villa Gallaucana en el pie de montaña de la Cordillera Oriental.

El rasgo positivo dominante no sólo del lote sino del total de la cuenca Huallaga es una estructura situada en la parte central Este del lote, el enorme anticlinal C. Este levantamiento está localizado en la posible intersección de dos tendencias Norte/Sur y Oeste/Este.

El tope de la estructura menor, el anticlinal H, es evidente y está situada en la extremo Sureste del lote y está caracterizada por fallas originando dos estructuras separadas en el nivel del Horizonte P.

Al Oeste del anticlinal C existe una pequeña estructura llamada anticlinal B. Asimismo, al Sur de la estructura C se encuentra la estructura G, la cual está ubicada en una "nariz" formada por las curvas de nivel estructural.

3.3.2 ANTICLINAL A

Localizada al Norte de Yurimaguas; este rasgo es una de las mayores estructuras en el área. Fue probada mediante la perforación llevada a cabo en la parte superior del Cushabatay pozo Selva 1-A, pero se encontró estéril de

hidrocarburos; esta estructura parece ser joven, así como levantada por los movimientos de los Andes.

MEDIDAS:

Horizonte C : aprox. 160 Km² = 40,000 acres

Horizonte E : aprox. 400 Km² = 100,000 acres (?)

Horizonte P : aprox. 200 Km² = 50,000 acres

CIERRE VERTICAL:

Horizonte C : 125 msec. (875 - 1,000 msec. contorno)

Horizonte E : 250 msec. (1,750 - 2,000 msec. contorno) (?)

Horizonte P : 100 msec. (2,400 - 2,500 msec. contorno)

Se debe perforar un pozo que atraviese Pucará de al menos 5,000 m.

3.3.3 ANTICLINAL B

Esta pequeña estructura está localizada en el lado superior de la falla, que bordea la Artesa Huallaga en el Este, obviamente es joven y bien profunda.

MEDIDAS:

Horizonte C : aprox. 50 Km² = 12,000 acres

Horizonte E : aprox. 65 Km² = 16,000 acres (?)

Horizonte P : aprox. 55 Km² = 13,500 acres

CIERRE VERTICAL:

Horizonte C : 100 msec. (1,225 - 1,325 msec. contorno)

Horizonte E : 100 mseg. (1,900 - 2,000 mseg. contorno) (?)

Horizonte P : 75 mseg. (2,700 - 2,775 mseg. contorno)

3.3.4 ANTICLINAL C

Este es el mayor rasgo positivo encontrado en la cuenca Huallaga, fue localizado mediante fotogrametría años atrás. En el horizonte P el tope de la estructura está a 2,000 mseg. La pendiente Suroeste, desde el tope de la estructura hacia la parte más profunda de la artesa Huallaga, tiene una inclinación de 4,150 mseg., hacia los otros lados los gradientes son más suaves, aún así sobre una distancia de 80 Km. Desde el tope de la cuenca hacia el Noroeste se obtiene un cierre horizontal de 4,500 mseg.

MEDIDAS:

Horizonte C : aprox. 1,600 Km² = 400,000 acres

Horizonte E : aprox. 1,850 Km² = 450,000 acres (?)

Horizonte P : aprox. 1,500 Km² = 370,000 acres

Una comparación del cierre vertical (relativo al último contorno cerrado) parece indicar que hubo un leve crecimiento de la estructura, desde el tiempo Pucará.

Un rasgo interesante mostrado en el flanco sur de la estructura en la parte Este, entre los horizontes P y K, prueban que el total del intervalo representa la formación calcárea Pucará.

3.3.5 ANTICLINAL D

La estructura D está situada bien cerca del flanco oeste de la artesa Huallaga, cerca de 25 Km. al sur de Yurimaguas. Probablemente es muy joven y posiblemente se ha formado durante la orogénesis de los Andes.

MEDIDAS:

Horizonte C : aprox. 105 Km² = 26,000 acres

Horizonte E : aprox. 80 Km² = 20,000 acres (?)

Horizonte P : aprox. 60 Km² = 15,000 acres

CIERRE VERTICAL:

Horizonte C : 100 mseg. (1,150 - 1,250 mseg. contorno)

Horizonte E : 100 mseg. (1,900 - 2,000 mseg. contorno) (?)

Horizonte P : 50 mseg. (2,500 - 2,550 mseg. contorno)

Shanusi tiene una sección Pucará reducida, debido a erosión o no deposición.

3.3.6 ANTICLINAL H

Esta es una antigua estructura en la parte más extrema al Sureste del lote; está limitada por fallas al Sureste; estas fallas cortan la sección desde el Pucará hasta la base del Cretáceo. El salto es ± 100 mseg. en los horizontes P y E, con un límite máximo superior debajo del horizonte C.

MEASURAS:

Horizonte C : cierre cuestionable (posible abertura hacia el Sureste)

Horizonte E : aprox. 125 Km² = 31,000 acres

Horizonte P : 1) aprox. 90 Km² = 22,000 acres

2) aprox. 30 Km² = 7,500 acres

CIERRE VERTICAL:

Horizonte C : cierre cuestionable

Horizonte E : 200 mseg. (1,600 - 1,800 mseg. contorno)

Horizonte P : 1) 300 mseg. (2,300 - 2,600 mseg. contorno)

2) 100 mseg. (2,200 - 2,300 mseg. contorno)

En el nivel del horizonte P la estructura es dividida en dos. El intervalo P-K se reduce en espesor.

3.4 EVALUACION DE LOS PROSPECTOS

Debido a la perforación de tres pozos en el Lote A (Selva 1-A, Selva 2-C y Selva 3-D), los cuales encontraron el Cretáceo sin ningún interés para la exploración de hidrocarburos, los objetivos futuros deberán ser el Pucará, especialmente en secciones profundas donde el estrato geológico probablemente consiste en finas calizas y dolomitas.

Debido a su inmenso tamaño, la Estructura C aún es de interés debido a que el pozo perforado no pudo alcanzar las secciones Pre-Cretáceas.

La estructura D es interesante debido a su posición regional, pues se espera que haya existencia de petróleo en el Pucará de esta estructura.

La estructura H, debido a su crecimiento estructural y área es ciertamente de interés para la exploración de hidrocarburos y debe ser considerada por ello como prospectable.

La estructura B es pequeña y el tope del Pucará bien profundo.

La estructura A, debido a su área y profundidad podría ser de interés si se encuentra petróleo en otra parte del lote.

Debido a la presencia del domo salino las estructuras E y F son bastante interesantes; asimismo sísmica adicional a realizarse permitirá definir la estructura G.

CAPITULO IV

HISTORIA POZO SELVA 1-A

4.1 INTRODUCCION

El pozo Selva 1-A fue perforado en un pequeño cambio de pendiente obtenido mediante un levantamiento sísmico. El principal objetivo de este pozo fue evaluar el potencial petrolífero del Cretáceo en las formaciones arenosas Vivian, Agua Caliente y Cushabatay; asimismo se contempló la evaluación de las posibilidades petrolíferas de formaciones Pre-Cretácicas si la profundidad y condiciones del pozo lo permitían.

4.2 CONCLUSIONES

El pozo Selva 1-A fue terminado a la profundidad final de 2,313.7 m., mientras se estaba perforando la formación Cushabatay; los objetivos Vivian, Agua Caliente y Cushabatay se encontraron bien desarrollados pero mojados. La correlación estratigráfica final de este pozo está basada en la interpretación litológica y paleontológica de los cortes de perforación, así como de cores. A continuación la tabla estratigráfica final:

TABLA DE FORMACIONES

<u>PROFUNDIDAD (m)</u>	<u>NOMBRE DE LA UNI- DAD ESTRATIGRAFICA</u>	<u>EDAD</u>	
0 - 18.3	Aluvial	Cuaternario	
18.3 - 214.5	Chiriaco	Mioceno-Plioceno	
214.5 - 464.2	Huayabamba Sup.	Oligoceno-Mioceno	}Terciario
464.2 - 819.3	Pozo o Guaracayo	Oligoceno	
819.3 - 1,156.4	Huayabamba Inf.	Paleoceno-Eoceno	
1,156.4 - 1,256.4	Huchpayacu	Maestriciano	
1,256.4 - 1,325.9	Vivian	Senónico Sup.	
1,325.9 - 1,839.8	Chonta	Turoniano-Senoniano Inf.	}Cretáceo
1,839.8 - 2,121.4	Agua Caliente	Cenomaniano	
2,121.4 - 2,218.9	Raya/Esperanza	Albiano	
2,218.9 - 2,313.7 (TD)	Cushabatay	Aptiano	

Se tomaron 22 cores convencionales de la sección Cretáceo a diferentes intervalos entre 1,275.6 m. - 2,313.7 m.; asimismo se tomaron un total de 26 muestras de pared a diferentes niveles en los intervalos 615.1 m. - 1,162.5 m. y 1,332.6 m. - 2,221.4 m. Con el propósito de probar varias arenas Cretáceas presentes en este pozo se efectuaron 12 DST, todos los intervalos probados estaban en la sección Cretáceo, en el intervalo de 1,244.8 m. a 2,255.2 m.; estas pruebas sólo probaron agua de baja salinidad y agua fresca.

CAPITULO V

HISTORIA POZO SELVA 2-C

5.1 INTRODUCCION

El pozo Selva 2-C fue perforado para evaluar el potencial hidrocarburo del Cretáceo, la base del Jurásico-Triásico y el Pre-Mezozoico en el Suroeste superior de la Cuenca Amazónica del Huallaga.

Selva 2-C fue perforado en una inmensa estructura anticlinal con un cierre variando desde 2,500 Km² en el tope del Cretáceo a 4,000 Km² en el tope del Jurásico Inferior; el objetivo primario, las arenas Cretáceas, probaron no tener ninguna acumulación de hidrocarburos. La sección del objetivo secundario, el Liásico y Triásico así como la sección Pre-Mezozoica, no fue penetrada debido a problemas técnicos, encontrados por la intrusión de agua salina de formación altamente presurizada cuando se perforaba dentro de la secuencia superior de este objetivo. El pozo fue abandonado a 4,156.6 m., sin haber encontrado ninguna muestra de hidrocarburos, aproximadamente 600 m. antes de su proyectada profundidad final.

Una comparación entre los topes formacionales estimados y los reales medidos desde la mesa rotaria es la siguiente:

<u>FORMACION</u>	<u>TOPE ANTICIPADO</u>	<u>TOPE REAL</u>	<u>DIFERENCIA</u>
Vivian	1,440 m.	1,143 m.	+ 297 m.
Chonta	1,480 m.	1,208 m.	+ 272 m.
Agua Caliente	1,790 m.	1,742 m.	+ 42 m.
Esperanza	1,960 m.	2,001 m.	41 m.
Cushabatay	2,035 m.	2,088 m.	53 m.
Sarayaquillo	2,320 m.	2,452 m.	- 132 m.
Pucará	3,990 m.	3,888 m.	+ 102 m.
Basamento	4,600 m.		

La perforación inicialmente fue normal y sin novedad en la sección Terciaria y Cretácea.

Debido al mal funcionamiento del DV-Tool se cementó el drill pipe cuando se estaba asentando el casing intermedio de 9 5/8" a 3,126 m. Tuvo que efectuarse un sidetrack a la profundidad de 1,033.3 m. en la base del Terciario. A la profundidad de 3,028.5 m. se pegó el drill pipe, después de varios intentos in satisfactorios para soltarlo y debido a la desviación de 14° que tenía se tuvo que poner tapón de cemento y efectuar un nuevo side track a la profundidad de 2,578.6 m. A partir de este punto se reanudaron las operaciones de perforación normalmente hasta que se encontró agua salina altamente presurizada, cuando se estaba perforando la sección Liásica en el Pucará Superior, el drill pipe empezó a pegarse, las propiedades del lodo empezaron a

cambiar y finalmente el drill pipe se agarró. El pozo se mató, se bajó tapón de cemento y se abandonó a la profundidad de 4,156.6 m. (Figura N° 4).

5.2 MUESTRAS DE HIDROCARBUROS

A través de todo el intervalo, no se observó ninguna manifestación de hidrocarburos, ningún gas diferente del metano así como ninguna traza de petróleo. Petróleo residual fue ocasionalmente notado en el Cretáceo.

De un total de cincuenta y una muestras de pared, sólo siete mostraron alguna fluorescencia natural.

Las lecturas de metano incrementaron gradualmente, de niveles bien bajos a cerca de 30 ppm. en el Terciario; en el Cretáceo tuvo un promedio de 100 ppm. y 200 ppm. en el Jurásico. En el Jurásico Inferior el metano repentinamente alcanzó un máximo de 5,900 ppm.

5.3 EVALUACION GEOLOGICA

5.3.1 UNIDADES ESTRATIGRAFICAS Y SU AMBIENTE DEPOSICIONAL

Las divisiones estratigráficas del pozo están basadas solamente en las características litológicas de la secuencia Arena-Lutita Penetrada.

Microfósiles y conjuntos palinomorfos insolubles en ácido de sesenticinco muestras de zaranda y diecisiete muestras

de cores fueron estudiadas para determinar la edad y ambiente deposicional de estas unidades rocosas.

El fechado directo de algunas muestras se realizó debido a la identificación de principales foraminíferos, lamelibranchios, gastropodos, ostracodos, cocolitos y conjuntos florales.

Muestras superficiales de 990 m. fueron interpretadas de pertenecer a la Edad Eoceno; cortes más profundos a 4,103 m. no pudieron ser fechados exactamente pero indican una edad considerada más antigua que la Cretácea.

El ambiente deposicional de las unidades estudiadas varían de continental a litoral y de marino somero a marino de alta energía. Desde que las muestras en general no dieron muchos diagnósticos fósiles y aquellas que fueron recuperadas e identificadas no fueron muy buenos indicadores; no se puede dar un exacto detalle del ambiente deposicional. No se han efectuado exámenes sedimentológicas, pero se han realizado observaciones de cores convencionales. Es por ello que las conclusiones ambientales no deben ser tomadas como definitivas (Figura N° 5).

CUATERNARIO

Ningún estrato Cuaternario fue documentado.

TERCIARIO

Litológicamente el Terciario está subdividido en varios grupos y formaciones:

Grupo Ipururo	17.7 m. - 630 m.
Chambira	630 m. - 801 m.
Pozo	801 m. - 903 m.
Yahuarango	903 m. - 1,020 m.

CRETACEO

Roca Cretácea ha sido encontrada desde 1,020 m. a 2,452 m.

Casa Blanca	1,020 m. - 1,050 m.
Huchpayacu	1,050 m. - 1,136 m.
Cachiyacu	1,136 m. - 1,143 m.
Vivian	1,143 m. - 1,208 m.
Chonta	1,208 m. - 1,742 m.
Agua Caliente	1,742 m. - 2,001 m.
Esperanza	2,001 m. - 2,088 m.
Cushabatay	2,088 m. - 2,452 m.

PRE-CRETACEO

No se pudo efectuar fechado exacto de roca Pre-Cretácea. Formaciones asignadas a la Edad Pre-Cretácea han sido fechadas en afloramientos cercanos; su edad ha sido deducida indirectamente.

Sarayaquillo	2,452 m. - 3,888 m.
Pucará	3,888 m. - 4,156 m.

5.3.2 GEOQUIMICA

Las muestras laterales de pared y cores convencionales fueron analizadas geoquímica y microscópicamente.

Carbón Orgánico Total (C_t): mientras la mayoría de valores obtenidos están por debajo de 0.5% , el cual empíricamente se ha estimado como mínimo para calificar como roca fuente, solamente exceden este valor los datos obtenidos para la formación Esperanza.

El contenido de materia orgánica soluble (C_e), el cual refleja el potencial para generación de hidrocarburos líquidos el mínimo valor para un roca fuente para unos autores es 200 ppm., mientras que para otros es 500 ppm. para rocas arcillosas. Dos muestras alcanzaron más de 200 ppm. y cerca de la mitad de ellas + 500 ppm. de hidrocarburos. La relación C_e/C_t , la cual debe tener valores mayores de 0.05% a 0.10% para que las rocas tengan capacidad de generación de hidrocarburos, todas las rocas Cretáceas investigadas deben ser excelente roca fuente.

Las medidas de reflectancia a la vitrinita y el índice de alteración térmica revelan que al menos la mayoría de la sección Cretácea analizada está dentro de un rango maduro de generación de hidrocarburos; los análisis geoquímicos efectuados indican que sólo unas cuantas muestras del Cre

táceo tienen suficiente capacidad de generación de hidrocarburos y probablemente no ha sido generada una mayor cantidad de hidrocarburos líquidos.

5.4 PRUEBAS DE FORMACION

5.4.1 DST N° 1 (FORM. CUSHABATAY)

En el intervalo 2,258.6 m. - 2,241.5 m. de la formación Cushabatay se efectuó el D.S.T. N° 1; el pozo produjo 60 Bls./hr. de agua fresca, salinidad de 840 ppm. de sólidos totales, presión fluente de 2,250 psi. una presión en el punto medio de las perforaciones de 3,228 psi.

La presión de formación es de 3,268 psi. La superficie potenciométrica está a 275 m. sobre el nivel del mar.

Las permeabilidades de este intervalo son buenas (50 - 100 md).

5.4.2 DST N° 2 (FORM. AGUA CALIENTE)

En los intervalos 1,808.7 m. - 1,806.9 m., 1,800.1 m. - 1,797.1 m. y 1,777.0 m. - 1,775.3 m. de la formación Agua Caliente se efectuó el D.S.T. N° 2; los intervalos produjeron 70.5 Bls./hr. de agua fresca, salinidad de 1,270 ppm. de sólidos totales, presión fluente de 1,792 psi., una presión en el punto medio de las perforaciones de 2,632 psi. La presión de formación en este punto es de

2,645 psi. La superficie potenciométrica está a 291 m. sobre el nivel del mar. Las permeabilidades de estos intervalos son buenas (100 - 500 md.).

5.4.3 OTRAS PRUEBAS

La primera indicación de flujo en la formación Pucará fue un incremento en la salinidad del lodo. Ocurrió a 4,081 m.

Se realizó una prueba de flujo en el intervalo desde el zapato de casing a 3,118.1 m. hasta 4,156.6 m. El flujo fue de 12 - 16 Bls./hr. de agua salada de aproximadamente 200,000 ppm. de sólidos totales, densidad 1.14 gm/cc.

Después de un cierre de 30 minutos, la presión en el fondo del pozo incrementó a 8,291 psi. El flujo y las medidas de presión indican que la formación Pucará penetrada tiene permeabilidad bastante baja. La superficie potenciométrica está a 2,264 m. sobre el nivel del mar.

CAPITULO VI

HISTORIA POZO SELVA 3-D

6.1 INTRODUCCION

El pozo Selva 3-D fue perforado para evaluar el potencial petrolífero del Cretáceo y Pre-Cretáceo. Se encontró el reservorio Cretáceo seco, por tal razón se decidió profundizar el pozo 100 m. dentro de la formación Liásica Pucarã, la cual se esperaba encontrar a 4,500 m., según se definió mediante reflexión sísmica. Perforando hacia su nuevo objetivo a través de una secuencia continental delgada y no prospectiva, la perforación fue lenta y consumió bastante tiempo debido a que se encontraron formaciones de roca bien dura. Aparte de esto no se experimentaron mayores problemas durante la perforación hasta alcanzar la profundidad final del pozo. Se encontró a 4,469 m. la parte superior y facies transicionales del objetivo principal formación Pucarã. A 4,471 m. se tuvo gas con alta presión y condensado a través de dolomitas calcáreas impermeables, conglomerados y arcillas. Mientras se profundizaba la perforación en el intervalo 4,481 m. a 4,484 m., de dolomitas porosas se encontró gas y agua salada altamente presurizada, necesitando incrementar continuamente la densidad del fluido de perforación. A 4,487 m. la per-

foración debió pararse para acondicionar el fluido de perforación, pues la sarta de perforación se pegó. Después de varios intentos fallidos de pesca se decidió abandonar el pozo para lo cual se cementó (Figura N° 6).

Aparte del reservorio Cretáceo que se encontró seco, el pozo Selva 3-D ha probado por observaciones visuales la existencia de secciones reservorio de buena porosidad, si bien posiblemente con baja permeabilidad; asimismo la presencia de un reservorio de hidrocarburos en la parte superior de la formación Pucará, aún cuando sólo fue penetrado el tope de la formación Pucará. Desafortunadamente los hidrocarburos encontrados fueron solamente de naturaleza gaseosa.

Una comparación entre los topes formacionales estimados y los reales medidos desde la mesa rotaria es la siguiente:

<u>FORMACION</u>	<u>TOPE ANTICIPADO</u>	<u>TOPE REAL</u>	<u>DIFERENCIA</u>
Vivian	1,590 m.	1,620 m.	30 m.
Chonta	1,650 m.	1,704 m.	54 m.
Agua Caliente	2,160 m.	2,187 m.	27 m.
Esperanza	2,430 m.	2,446 m.	16 m.
Cushabatay	2,525 m.	2,531 m.	6 m.
Sarayaquillo	3,100 m.	2,925 m.	+ 175 m.
Pucará	4,500 m.	4,469 m.	+ 31 m.

6.2 MUESTRAS DE HIDROCARBUROS

Se observaron muestras pobres de hidrocarburos gaseosos, así como algunas indicaciones de petróleo residual a través de los tres intervalos. La primera lectura de gas fue realizada mientras se perforaba el tapón de cemento que quedó asentado mientras se bajó casing de 13 3/8" a 1,070.5 m. Se leyó un total de + 4,000 ppm. de C₁ y una cantidad menor de C₂. Otras lecturas no muy legibles y por lo tanto cuestionables fueron realizadas de 1,071.5 m. a aproximadamente 1,133 m., mientras que las lecturas relativamente altas son algo comunes mientras se perfora el cemento. Esta lectura es algo remarcable pues exactamente corresponde a una arena con presencia de gas en pozos vecinos. Luego de encontrar la base del Cretáceo, un máximo de 3% de cortes de arena con rasgos de petróleo, así como fluorescencia fue observada en el intervalo 2,531 m. a 2,566 m. Análisis de registros eléctricos de este intervalo indican solamente petróleo residual y no una mayor acumulación de hidrocarburos. Otro intervalo con hidrocarburos gaseosos pero no asociado a fluorescencia o corte fue encontrado en la zona encima de la profundidad final del pozo; mientras que una pequeña lectura de gas de aproximadamente 1,000 ppm. de C₁ ó 0.1% metano se obtuvo en el intervalo 4,444 m. a 4,456 m., la lectura de gas se incrementó desde 4,471 m. a 4,487.6 m. (FTD).

Desde 4,471 m. a 4,476 m. la lectura de gas fue de:

6.4 % metano

0.4 % etano

0.1 % propano

0.03% butano y buenas trazas de pentano

860 unidades de gas total

De 4,476 m. a 4,481 m. la entrada de gas dentro del pozo desde una sección impermeable o menos porosa decreció a los niveles de:

2.5 % metano

0.2 % etano

0.04% propano

0.01% butano y trazas de pentano

300 unidades de gas total

A, 4481 m. se perforó una sección de buena porosidad hasta 4,484 m. las lecturas de gas se incrementaron a:

10.0 % metano

0.3 % etano

0.3 % propano

0.06% butano

0.02% pentano

1,280 unidades de gas total

En resumen, esta zona inferior contenía gas, principalmente metano, con un poco de condensado; en el intervalo 4,471 m. a 4,476 m. se encontró un reservorio de baja per

meabilidad y baja porosidad. Se piensa que esta zona está separada de una sección porosa por un intervalo impermeable, la sección porosa va desde 4,481 m. a 4,484 m., la cual produce gas y agua salina de formación, indicativo de que el contacto gas/agua estaba entre 4,481 m. y 4,484 m. Ningún registro, muestras laterales o cores convencionales pudieron tomarse en los intervalos mencionados.

6.3 EVALUACION GEOLOGICA

6.3.1 UNIDADES ESTRATIGRAFICAS Y SU AMBIENTE DEPOSICIONAL

Las divisiones estratigráficas del pozo están basadas en características litológicas reconocidas en secuencia regresivas y transgresivas arena-lutita, teniendo como base solamente el registro ISF-Sónico. No se han efectuado análisis micropaleontológicos en los cortes de perforación. Debido a que no se han efectuado investigaciones directas en las muestras del pozo, todas las conclusiones sobre ambientes deposicionales se han determinado indirectamente teniendo como referencia el pozo Selva 2-C, así como el estudio geoquímico, micropaleontológico y palinológico, es por ello que las conclusiones no deben tomarse como definitivas. Asimismo no se han efectuado exámenes sedimentológicas.

CUATERNARIO

No se han documentado lechos cuaternarios.

TERCIARIO

Estratos terciarios probablemente están desde la base del casing de superficie a 15.2 m. hasta probablemente 1,365 m., el tope de una arena mayor. Ni el tope ni la base del terciario ha sido fechada y la exacta posición vertical de la base es discutible. Litológicamente el Terciario está subdividido en varios grupos y formaciones; aún cuando generalmente consiste en arcillas continentales tiene algunas intercalaciones marinas, depósitos como lutitas y calizas.

Grupo Ipururo	15.2 m. - 705 m.
Chambira	705 m. - 908 m.
Pozo	908 m. - 1,103 m.
Yahuarango	1,103 m. - 1,365 m.

CRETACEO

Roca de la edad Cretácea se encuentra desde 1,365 m. a 2,925 m. La base del Cretáceo a 2,925 m. es equivalente a la gran discordancia Cretáceo-Jurásica en la cual sedimentos Barremian fueron depositados en forma disconforme.

Casa Blanca	1,365 m. - 1,401 m.
Huchpayacu	1,401 m. - 1,518 m.
Cachiyacu	1,518 m. - 1,620 m.

Vivian	1,620 m. - 1,704 m.
Chonta	1,704 m. - 2,187 m.
Agua Caliente	2,187 m. - 2,446 m.
Esperanza	2,446 m. - 2,531 m.
Cushabatay	2,531 m. - 2,925 m.

PRE-CRETACEO

La roca Pre-Cretácea fue encontrada compuesta de series continentales. Se efectuaron algunos intentos para fecharla pero fueron insatisfactorios en confirmar la edad Pre-Cretácea. La edad de estas rocas fue deducida indirectamente.

Sarayaquillo	2,925 m. - 4,469 m.
Pucará Superior	4,469 m. - 4,487.6 m.

6.3.2 GEOQUIMICA

En la determinación del carbono total orgánico (C_t) las muestras del intervalo 4,460 m. a 4,487 m. están dentro del rango mínimo para la generación de hidrocarburos de carbonatos.

El grado de eometamorfismo, metamorfismo orgánico reflejado por la reflectancia de la vitrinita para el intervalo 4,469 m. a 4,487 m. nos da un valor de 0.7%, lo cual indica que la sección Pucará Superior es termalmente madura.

6.4 PRUEBAS DE FORMACION

No se efectuaron pruebas de formación convencionales. Aún así durante la perforación, circulación y acondicionamiento del fluido de perforación, la formación fluyó dentro del pozo, esencialmente dos zonas fueron probadas:

a) La perforación se paró a 4,476 m.; la primera lectura significativa de gas ocurrió a 4,471 m., no incrementó la salinidad del filtrado de lodo, lo cual indica que no ingresó agua salina de formación al pozo. El rate de flujo de gas calculado en función de la pérdida de peso del lodo fue muy aproximado a 600 pies cúbicos por hora en superficie, ó 0.2 Bls./hr. a presión de fondo.

El análisis en el cromatógrafo de gas dio 7% de gas en el fluido de perforación, con una composición de 91% metano, 6% etano, 2% propano, 0.5% butano y trazas de pentano.

b) A la profundidad de 4,487.6 m. se paró la perforación; se consideró que el flujo principal venía del intervalo 4,481 m. a 4,484 m. La salinidad del filtrado del lodo incrementó en 4,500 ppm. de cloruros en 8 hrs. Asumiendo una salinidad del agua de formación de 250,000 ppm. de cloruro de sodio se deduce que el agua de formación ingresó al pozo a un rate de 6 Bl/hr. Asimismo el flujo de gas tuvo un rate aproximado de 1,500 pies cúbicos por hora en superficie, ó 0.4 Bl./hr. a presión de fondo.

La composición del gas fue de 91% metano, 6% etano, 2% propano, 0.5% butano y trazas de pentano.

CAPITULO VII

RESERVAS

7.1 GENERALIDADES

Todas las evaluaciones dependen en gran parte de un razonable acierto para efectuar los estimados de:

- Reservas Recuperables de Petróleo, Gas u otro hidrocarburo líquido.
- Rates de Recuperación.

Estos estimados se deben hacer aun antes de que el área prospectiva haya probado hidrocarburos. Lógicamente se deberá tener en cuenta la probabilidad de encontrar hidrocarburos en cantidades comerciales.

La necesidad para efectuar estos estimados ha permitido desarrollar un número de métodos aceptables para estimar reservas de petróleo recuperable bajo sistemas de recuperación primaria, siendo los más comúnmente usados los siguientes:

- Método de Curvas de Declinación
- Método de Curvas de Producción Acumulada
- Método Volumétrico
- Método de Balance de Materiales

Cada método depende de una proyección de la tendencia de la pro-

ducción y las condiciones operativas, hacia el futuro e incluyen una cierta cantidad de "adivino-estimación".

7.2 RESERVAS RECUPERABLES TOTALES

En función de la información resultante de los estudios realizados así como de los pozos perforados, se ha considerado asumir que las estructuras prospectables tendrían un comportamiento y características similares a los reservorios actualmente en explotación. Es por ello que para efectuar el cálculo de reservas del Lote se ha realizado, en primer lugar, un análisis estadístico (Anexo N° 3) sobre propiedades de roca y fluido.

Los valores promedio obtenidos del análisis estadístico han sido asignados a las formaciones cretáceas estimadas productivas para las diferentes estructuras prospectables del Lote A.

Para las formaciones Pre-Cretáceas (Formación Pucará) se han tomado los parámetros estimados por el Departamento de Geología.

Con la data existente se ha utilizado el método volumétrico para el estimado del volumen de petróleo recuperable a partir de la ecuación siguiente:

$$NR = 7,758 \varnothing Ah (1 - Sw) \frac{FR}{Bo}$$

NR = Petróleo Recuperable (STB)

\varnothing = Porosidad (%)

A = Area (acres)

h = Área Neta Petrolífera (pies)

S_w = Saturación de Agua Connata (%)

B_o = Factor de Volumen de Formación de Petróleo (Bls/STB)

FR = Factor de Recuperación (%)

De la tabla de valores de reservas (Anexo N° 4) podemos ver que las reservas recuperables de petróleo asumiendo un 100% de éxito serían 735.5 MMBls.

7.3 FACTOR DE RIESGO

Está claramente entendido que antes de explorar un prospecto existe la probabilidad de que éste no sea exitoso, debido a condiciones geológicas o debido a condiciones mecánicas. Un promedio de probabilidades para estimar las reservas "más probables", tomando como referencia estadística internacional, puede ser cuantificado como:

Totalmente Exploratorio	2% - 5%
Exploratorio	5% - 25%
Parcialmente Exploratorio	25% - 50%
Desarrollo	50% - 80%

Adicionalmente existe un cálculo standard para la determinación de esta probabilidad, el cual consiste primero en definir la probabilidad geológica, y luego determinar la magnitud de las reservas "más probables".

7.3.1 PROBABILIDAD GEOLOGICA

Usualmente se toman tres criterios:

ESTRUCTURAL Presencia de una relación geométrica favorable para la presencia de hidrocarburos.

RESERVORIOS Presencia de un reservorio potencial así como cualidades de roca (porosidad y permeabilidad) en la estructura.

AMBIENTE Una correcta yuxtaposición del reservorio potencial con una roca fuente, así como la protección del reservorio de un subsecuente lavado hidrodinámico.

Para nuestro caso y en función de la información existente se han estimado los siguientes valores:

Estructural	:	75%
Reservorios	:	70%
Ambiente	:	40%
Probabilidad Compuesta	:	$0.75 \times 0.70 \times 0.40 = 0.21$ ó 21%
Factor de Riesgo	:	79%

7.3.2 RESERVAS "MAS PROBABLES"

Las reservas recuperables más probables del Lote A serían:

PETROLEO RECUPERABLE x FACTOR DE ÉXITO

$$735.5 \text{ MMSTB} \times 0.21 = 154.5 \approx 150 \text{ MMSTB}$$

Cifra que se tomó como base de la evaluación económica del Lote A.

7.4 RESERVAS POR POZO

Para efecto del cálculo de las reservas promedio recuperables por pozo se ha efectuado un análisis estadístico (Anexo N° 5) sobre las reservas promedio por pozo recuperable de los campos en actual explotación, lo cual nos da un promedio de recuperación final por pozo de 2.11 MMBls. Este valor ha sido castigado con un factor de seguridad de 15% debido a que no se tenía información referente a los pozos adicionales a perforarse por las compañías contratistas, lo cual haría reducir las reservas recuperables promedio por pozo; así tenemos que:

$$2.11 \times 0.85 = 1.8 \text{ MMBls.}$$

Asímismo se ha efectuado un análisis estadístico con el propósito de estimar el pronóstico de producción en función de las reservas totales, el cual resulta ser:

AÑO	<u>% DECLINACION</u>
1	22.1
2	14.5
3	10.5

4	7.8
5	6.1
6	5.3
7	4.7
8	4.2
9	3.8
10	3.4
11	3.2
12	2.9
13	2.7
14	2.5
15	2.3
16	2.1
17	1.9

CAPITULO VIII

PROGRAMA DE EXPLORACION Y DESARROLLO

8.1 GENERALIDADES

Las áreas prospectables por hidrocarburos del territorio peruano han sido divididas en lotes (Figura N° 7) con el propósito de implementar y organizar un sistema de contratos con compañías nacionales y/o extranjeras para explorar y desarrollar estas áreas. Petróleos del Perú (PETROPERU) está autorizado por ley a negociar y renegociar estos contratos de operaciones petroleras, los mismos que serán aprobados por Decreto Supremo, con el voto aprobatorio del Consejo de Ministros, refrendado por los Ministros de Energía y Minas y de Economía, Finanzas y Comercio, con la opinión favorable de la Contraloría General de la República, de la Oficina Nacional de Asuntos Jurídicos, de la Dirección Superior y de la Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas, de la Dirección General de Contribuciones y de la Dirección General de Aduanas del Ministerio de Economía, Finanzas y Comercio, del Banco Central de Reserva del Perú y del Comando Conjunto de la Fuerza Armada.

Se pueden establecer dos formas de responsabilidad para las inversiones y/o conducción de las operaciones:

- Responsabilidad total por parte del contratista
- Responsabilidad compartida entre PETROPERU y el contratista.

Los contratos contemplarán dos fases: la de exploración y la de explotación. La fase de exploración no será mayor de seis (6) años; constará de un período básico de cuatro (4) años, dividido en dos etapas y una prórroga opcional de dos (2) años, sin exceder el máximo de seis (6). En conjunto, las fases de exploración y explotación no podrán exceder de treinta (30) años.

Para cada etapa del período básico de la fase de exploración existirá un programa obligatorio de trabajo, cuya ejecución estará garantizada por una fianza bancaria irrevocable y de realización automática. La prórroga del período exploratorio exigirá los mismos requisitos.

El contratista al cumplirse el plazo máximo de seis (6) años para la exploración, o menos si así se hubiera estipulado en el contrato, deberá hacer suelta del 50% del área materia del contrato.

El contratista iniciada la explotación de los hidrocarburos del área bajo contrato tendrá derecho a una retribución. Esta podrá ser:

- En efectivo, como un monto determinado contractualmente.
- En efectivo, proporcional al valor o al volumen de la producción.

- En especie, proporcional al volumen de producción.

En este estudio se está analizando la evaluación técnico-económica que haría un contratista para tomar en contrato de operaciones el Lote A, bajo la modalidad de responsabilidad total, se ha considerado una retribución en especie del 50% de la producción.

8.2 PROGRAMA DE EXPLORACION

8.2.1 PERIODO BASICO: 4 AÑOS

8.2.1.1 PRIMERA ETAPA

2 años

200 Km. líneas sísmicas

1 pozo

Estudios geoquímicos, pruebas de formación.

8.2.1.2 SEGUNDA ETAPA

2 años

2 pozos

Reinterpretación sísmica

Estudios geoquímicos, pruebas de formación.

8.2.2 PRORROGA

Opcional

2 años

2 pozos

Reprocesamiento sísmico

Estudios geoquímicos, pruebas de formación.

8.2.3 COSTOS

Líneas sísmicas: 10.0 MUS\$/Km.

Para el estimado de costos de perforación y completación así como tiempos requeridos se ha tomado en consideración las condiciones topográficas del Lote, las que en términos generales son: seco, poco inundable, no pantanoso y de topografía ondulada; para el apoyo logístico se ha considerado la utilización de helicópteros. Asimismo hemos estimado una profundidad promedio de 4,500 m.

Así tenemos que:

TIEMPO 140-150 días

COSTO 10 MUS\$

DESAGREGADO PROCENTUAL PROMEDIO EN FUNCION DEL COSTO

TOTAL

PLATAFORMA	11%
TRANSPORTE Y ARMADO	19%
PERFORACION	52%
COMPLETACION	18%
	100%

8.3 PROGRAMA DE EXPLOTACION

Se ha considerado en función del programa de exploración iniciar el desarrollo del campo en el tercer año de vida del proyecto e ir incrementando el esfuerzo de perforación progresivamente, en función de los volúmenes de petróleo descubiertos.

8.3.1 COSTOS

Para el estimado de costos de perforación y completación de los pozos de desarrollo se ha tomado como base los mismos considerandos asumidos para los pozos exploratorios.

Así tenemos que:

TIEMPO : 80-90 días (Prof. Promedio 3,500 m.)

COSTO : 5 MMUS\$

DESAGREGADO PORCENTUAL PROMEDIO EN FUNCION DEL COSTO

TOTAL :

PLATAFORMA	6%
TRANSPORTE Y ARMADO	11%
PERFORACION	60%
COMPLETACION	<u>23%</u>
	100%

8.3.2 FACILIDADES DE PRODUCCION

Dentro del rubro de facilidades de producción para la explotación del Lote A, se ha considerado las inversiones

a realizarse en bombeo artificial, líneas de flujo, batería, oleoducto (sería un ramal para empalmar al Oleoducto Nor-Peruano); adicionalmente se está considerando un porcentaje de la inversión total en facilidades de producción para inversiones adicionales.

Debemos indicar que para el estimado de costo de batería se considera la producción de fluido total, mientras que para el oleoducto sólo se considera la producción de petróleo, puesto que por norma sólo se puede transportar crudo con un porcentaje máximo de 0.2% de agua y sedimentos; asimismo no puede tener una salinidad mayor de 10 PTB.

BOMBEO ARTIFICIAL : 50 MUS\$/Pozo

LINEAS DE FLUJO : 4 US\$/Pie - 4,000'/Pozo

BATERIA : Pico de Producción - 44.2 MB/D de petróleo. Corte de agua en el período de máxima producción = 25%. Inversión = 50 MMUS\$ (Figura N° 8).

OLEODUCTO : Longitud = 100 Km.

Ø = 12"

Inversión= 24 MMUS\$ (Figura N° 8)

OTROS : 15% de la inversión total para adicionales.

CAPITULO IX

EVALUACION ECONOMICA

9.1 CONSIDERACIONES GENERALES

Es una característica común que las compañías de petróleo sean poseedoras de fuertes sumas de dinero, debido a que operan proyectos en los cuales se requiere la inversión de grandes cantidades de capital; por esta razón es necesario en la Industria del Petróleo una comparación económica realística entre proyectos potenciales.

El objetivo de una evaluación económica es la de proveer una medida de la habilidad de una inversión para generar ganancias.

Si es posible efectuar una medida cuantitativa de esta habilidad, todas las oportunidades de inversión pueden ser medidas y se podrá efectuar una priorización óptima de los recursos disponibles para inversión.

El ingeniero evaluador se encuentra mayormente con dos problemas cuando está evaluando un proyecto:

PREDICCIÓN vida futura, performance e ingreso total

RENTABILIDAD tener un método realístico mediante el cual comparar rentabilidades entre proyectos.

Para efectuar la evaluación económica del Lote A se ha utilizado

un modelo de evaluación computarizado, el cual está desarrollado en lenguaje IFPS (Interactive Financial Planning System). Este modelo efectúa la evaluación del Proyecto basado en un flujo de fondos a dólares constantes, es decir sin incluir el factor inflación; ésta es una práctica común actualmente debido a la incertidumbre con respecto a la proyección de este parámetro.

Debemos indicar que esta evaluación se realiza dentro del marco legal existente a la fecha, en el cual juega un papel predominantemente el beneficio tributario a la reinversión (crédito tributario), al cual se acoge el contratista desde el inicio de sus operaciones.

Se ha tomado como año base de evaluación el año 1985; asimismo debemos indicar que cuando nos refiramos a "la ley" nos estamos refiriendo a la legislación petrolera peruana.

9.2 INDICADORES DE EVALUACION

FLUJO DE FONDOS: es el dinero después de impuestos disponible para pagar deudas y/o invertir en otros proyectos.

VALOR ACTUAL NETO (V.A.N.): el V.A.N. o beneficio actualizado de un proyecto es igual a la suma algebraica de los ingresos y gastos (inversión y gastos operativos) actualizados del flujo de caja. En proyectos simples el V.A.N. es igual a la diferencia entre el valor actualizado del flujo de fondos y las inversión neta inicial.

$$\text{VAN} = -I_0 + \sum_{p=1}^n \frac{FN_p}{(1+i)^p}$$
$$\text{VAN} = -I_0 + \frac{FN_1}{(1+i)^1} + \frac{FN_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{FN_n}{(1+i)^n}$$

I_0 = Inversión neta inicial. En caso que la inversión se realice en varios años, I_0 representa el valor actual al año cero de las sumas invertidas en el proyecto.

FN = Flujo de Fondos. Ingresos y egresos durante la operación.

i = Tasa de actualización o factor de descuento

n = Último año de vida del proyecto.

En el análisis económico efectuado para el Lote A se ha utilizado una tasa de actualización de 20%, pues es un valor mínimo exigido por las compañías en la actualidad.

TASA INTERNA DE RETORNO (T.I.R.): es una técnica de evaluación en la cual el flujo neto descontado iguala a la inversión mediante la variación del factor de descuento, el V.A.N. se hace cero. El factor de descuento al cual el flujo neto descontado iguala a la inversión es llamado Tasa Interna de Retorno. La Tasa Interna de Retorno expresa la tasa de interés compuesto ganado en una inversión.

TIEMPO DE RECUPERACION DE LA INVERSION (PAY. OUT): es el tiempo al cabo del cual un proyecto logra generar ingresos que igualan a la inversión.

9.3 DESARROLLO DEL MODELO DE EVALUACION (Anexo N° 6)

9.3.1 INVERSIONES

En este rubro se consideran todas las inversiones que se efectúan en:

Sísmica

Perforación Exploratoria

Perforación Desarrollo

Facilidades de Recolección

9.3.2 PRODUCCION Y RESERVAS

En este rubro se toma en consideración:

Reservas por Pozo (MMBl.s.)

Vida Productiva del Pozo (años)

Declinación por Pozo (%): es la declinación de la vida productiva en función de las reservas.

Volumen de Producción (MB/D): es el volumen total producido y considera el aporte productivo de los pozos ya en producción y de los que ingresan a producción ese año.

Porcentaje Contratista (%): es el porcentaje de retribución en crudo, mediante el cual se le paga por sus servicios al contratista.

Volumen Contratista (MB/D): es el volumen resultante de

la aplicación del porcentaje contratista al volumen total de producción, o sea el volumen de petróleo recibido por el contratista como retribución.

Reservas Remanentes (MMBl's): son las reservas remanentes del lote en función de las reservas del año anterior y la producción del año.

9.3.3 INGRESOS

Los ingresos generados por el proyecto están en función de la valorización de los volúmenes del contratista.

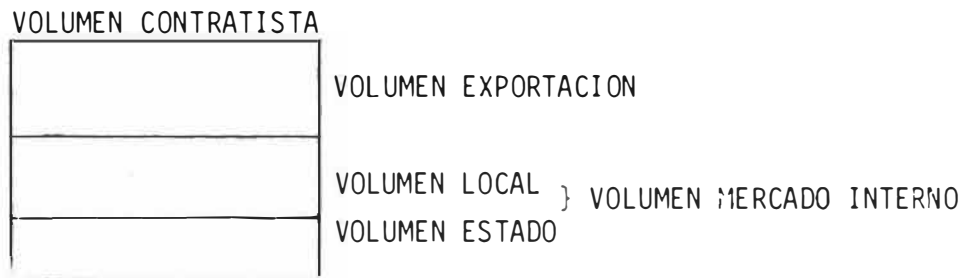
Todo contratista debe por ley aportar parte de su producción para cubrir la demanda interna. Este aporte se calcula en función de dos parámetros:

PRODUCCION PERU: producción total que se ha proyectado en función de planes operativos (177 MBPD para el año base)

DEMANDA INTERNA: consumo total y se ha proyectado con un incremento anual de 3.5% (122 MBPD para el año base).

$$\frac{\text{DEMANDA INTERNA}}{\text{PRODUCCION PERU}} = \text{FACTOR DE APORTE AL MERCADO INTERNO}$$
$$\text{FACTOR DE APORTE AL MERCADO INTERNO} \times \text{VOLUMEN CONTRATISTA} = \text{VOLUMEN MERCADO INTERNO}$$
$$\text{VOLUMEN EXPORTACION} = \text{VOLUMEN CONTRATISTA} - \text{VOLUMEN MERCADO INTERNO.}$$

El volumen mercado interno está compuesto por el volumen que paga por concepto de impuestos, llamado volumen estado, y el volumen local que sería la diferencia entre el volumen mercado interno y el volumen estado.



Para efecto de valorizaciones de crudo se ha tomado como precio base 27.0 US\$/Bl. para el año 1985 como precio exportación y se ha proyectado este valor en función de variación de mercado, el precio local es el 95% del precio exportación y el precio estado es un ponderado entre estos dos valores.

TARIFA OLEODUCTO CONTRATISTA: es la tarifa que cobra la contratista a PETROPERU por la utilización del Oleoducto Secundario, la cual cubrirá sólo el costo del servicio, incluyendo en éste la depreciación y excluyendo gastos financieros, con un recargo de 6% sobre el saldo no depreciado de la inversión. Esta tarifa está en función del volumen de PETROPERU, el cual es:

$$\text{VOLUMEN TOTAL} - \text{VOLUMEN CONTRATISTA} + \text{VOLUMEN ESTADO}$$

Debemos indicar que por ley este oleoducto pasa a poder de PETROPERU a los quince años de puesto en servicio.

9.3.4 COSTOS

Como base de estimación de los costos operativos de producción se han tomado los costos operativos de PETROPERU así como los costos operativos estimados de las empresas contratistas que últimamente han estado negociando con PETROPERU.

FIJOS: son los costos de producción que aún cuando el nivel de producción sea mínimo, continuaron efectuándose siendo éstos asignados al número de pozos activos.

<u>AÑOS</u>	<u>MMUS\$/POZO</u>
5 - 9	1.0
10 - 21	0.8
22 - +	0.9

En los años intermedios se considera un menor gasto en vista de que los pozos no originarán mayores problemas, en cambio en los últimos años este monto se incrementa.

VARIABLES: son los costos operativos en los que se consideran aquellos gastos que cambian con las variaciones en los volúmenes producidos, por lo cual son asignados a la producción.

<u>AÑOS</u>	<u>US\$/BL.</u>
5 - 8	0.4
9 - 13	0.5
14 - 18	0.7
19 - 23	1.2
24 - +	1.4

El incremento gradual en los costos es función del aumento del corte de agua, con lo cual se incrementan los tratamientos químicos.

OPERACION OLEODUCTO CONTRATISTA: el costo de operación del Oleoducto Nor-Peruano actualmente es 1.25 US\$/Bl., el cual tiene una longitud de 856 Km., tuberías de diámetros de 36" y 24", 6 estaciones de bombeo. Un cálculo estimado para el costo de operación del Oleoducto Secundario sería:

$$\frac{1.25 \text{ US\$/Bl.} \times 100 \text{ Km.}}{856 \text{ Km.}} = 0.15 \text{ US\$/Bl.}$$

Este costo operativo está en función del volumen total a producirse.

DEPRECIACION: se define como la práctica contable que permite recuperar el capital invertido mediante la reducción de los ingresos sujetos a impuestos.

DEPRECIACION INTANGIBLE: se consideran como inversiones intangibles egresos en materiales, mano de obra, pago por

servicios a terceros necesarios para perforar, completar y poner en producción pozos de cualquier naturaleza, siempre que resulten productivos.

Adicionalmente, se deprecian totalmente en el año de ejecución todas las inversiones en pozos secos efectuadas a partir del primer año de explotación, las cuales no están sujetas a crédito tributario, asimismo no están sujetas a crédito tributario las inversiones en pozos secos efectuadas antes del primer año de explotación, pero esas inversiones se deprecian por unidad de producción.

DEPRECIACION TANGIBLE: dentro del rubro de inversiones tangibles se consideran los forros de superficie, intermedios y de producción, tubing y cabezal, los costos directos para la construcción de sistemas de recolección y transporte de hidrocarburos referentes a oleoductos y gasoductos y sus equipos auxiliares, plantas y sistemas de producción, separación, tratamiento y almacenamiento de los hidrocarburos producidos, equipos de pozos de superficie y otros bienes de capital o equipos similares.

Debemos indicar que dentro del rubro de tangibles está considerada la inversión en sísmica, pues por ley la contratista tiene la potestad de depreciar por unidad de producción las inversiones de naturaleza intangible para poder acogerlas al crédito tributario. Asimismo, en el mon

to a depreciar están incursas inversiones en pozos secos pero estas inversiones no se contabilizan para efecto del crédito tributario, la depreciación por unidad de producción (D) para un año n se calcula:

$$D(n) = \frac{\text{INVERSIONES NO DEPRECIADAS (n)}}{\text{RESERVAS REMANENTES (n - 1)}} \times \text{Producción (n)}$$

PAGO A PETROPERU POR USO OLEODUCTO NOR PERUANO: es la tarifa que paga el contratista por la utilización del Oleoducto Nor-Peruano. Esta tarifa es función del volumen propio del contratista, es decir VOLUMEN EXPORTACION + VOLUMEN LOCAL. La tarifa está compuesta por dos valores:
TARIFA FIJA: 1.8 US\$/B1. x VOLUMEN PROPIO CONTRATISTA
TARIFA VARIABLE: 0.13 US\$/B1. (Precio Local - 24) x VOLUMEN PROPIO CONTRATISTA.

PAGO AL TRANSFERIR OLEODUCTO SECUNDARIO: es la tarifa que paga el contratista por la utilización del oleoducto secundario cuando éste es transferido a PETROPERU; está en función del volumen propio de la contratista, se ha asumido una tarifa calculada igualmente a la del oleoducto contratista, descrita anteriormente.

9.3.5 INDICADORES DE EVALUACION

En esta sección se muestran todos los indicadores económicos que nos van a permitir analizar la evaluación económica del lote.

UTILIDAD BRUTA: es la utilidad generada por el proyecto antes de impuestos.

UTILIDAD BRUTA = INGRESOS - EGRESOS = UTILIDAD IMPONIBLE

IMPUESTO A LA RENTA: de acuerdo a la escala impositiva vigente el impuesto a la renta es de 55% de la utilidad bruta.

MAXIMA REINVERSION: el máximo monto permitido por ley para efecto de reinversión es 40% de la renta bruta para áreas encima del paralelo 7., como es el caso de este Lote. Asimismo, su índice de selectividad es 1.0, el cual es un factor que afecta al crédito tributario; en este caso no causa ningún efecto pues el índice es 1.0.

SUMA DE SALDOS: de acuerdo a ley se deberá crear una cuenta en la cual se acumulen todas las inversiones sujetas a crédito tributario.

Debemos indicar que por ley los montos que no pudieran ser aplicados como crédito en el ejercicio en que se efectuó la inversión, podrán ser aplicados hasta agotar su importe contra el impuesto a la renta de los tres ejercicios inmediatos siguientes.

CREDITO TRIBUTARIO: con el deseo de incentivar la inversión en la industria del petróleo se creo mediante ley un crédito tributario a la reinversión más comunmente llamado crédito tributario, el cual permite reducir el impues-

to a la renta a pagar, el crédito tributario está en función de la renta detraída y viene a ser el impuesto a la renta que tendría que pagar esta renta detraída.

$$\text{CREDITO TRIBUTARIO} = 55\% \times \text{RENTA DETRAIDA}$$

RENTA DISPONIBLE: es la renta que el contratista dispone para repatriar, esta utilidad librada al contratista se define como los ingresos del contratista menos sus costos en el Perú, incluido el impuesto a la renta menos la depreciación. Asimismo, no se incluye la renta detraída pues es la renta destinada a la reinversión. El programa compara la renta detraída del año con la inversión del año siguiente y escoge la menor.

$$\begin{aligned} \text{RENTA DISPONIBLE} &= \text{UTILIDAD BRUTA} - \text{IMPUESTO A LA RENTA} \\ &\quad - \text{RENTA DETRAIDA} + \text{CREDITO TRIBUTARIO} \end{aligned}$$

IMPUESTO A LA REMESA: es el impuesto que afecta a los montos que se remesan al exterior y es el 30% de la renta disponible.

IMPUESTO REAL: luego de haber calculado los diferentes impuestos a que está sujeta la compañía contratista, el impuesto real a pagar sería:

$$\begin{aligned} \text{IMPUESTO REAL} &= \text{IMPUESTO A LA RENTA} - \text{CREDITO TRIBUTARIO} \\ &\quad + \text{IMPUESTO A LA REMESA} \end{aligned}$$

UTILIDAD NETA: básicamente es la utilidad generada por el

proyecto después de impuesto.

UTILIDAD NETA = UTILIDAD IMPONIBLE IMPUESTO REAL

FLUJO: es la suma de los movimientos de fondos positivos y negativos originados por la inversión en los distintos años de su vida económica.

FLUJO = UTILIDAD NETA + DEPRECIACION - INVERSION

9.4 RESULTADOS OBTENIDOS

Luego de efectuada la corrida económica, según podemos ver en el Anexo N° 6, tenemos los siguientes resultados:

VALOR ACTUAL NETO	:	9.6 MMUS\$
TASA INTERNA DE RETORNO	:	21.5 %
PAY OUT	:	9 AÑOS

Adicionalmente se ha realizado una corrida económica sin considerar crédito tributario y se obtienen los siguientes resultados:

VALOR ACTUAL NETO	:	2.4 MMUS\$
TASA INTERNA DE RETORNO	:	20.2 %
PAY OUT	:	9 AÑOS

En el Anexo No. 7 se adjunta el file de datos con el cual trabaja el modelo.

BIBLIOGRAFIA

1. COOPERACION TECNICA PERUANO-ALEMANA. Evaluación del Potencial Petrolífero Cuencas Huallaga, Ucayali y Madre de Dios. Lima-Perú, 1982.
2. FAIRBRIDGE, R y JABLONSKI D. The Encyclopedia of Paleontology. Yale University, U.S.A., 1979.
3. HUGHES, R. Oil Property Valuation. New York-U.S.A., 1978
4. CAMPBELL, J. Mineral Property Economics. U.S.A., 1978.
5. VAN POOLLEN, H. K. Economics Analysis Exploration and Production. U.S.A., 1984.
6. PETROPERU (DPTO. RELACIONES PUBLICAS). Legislación Petrolera 1979-1981. Lima-Perú.
7. DEMINEX. Reporte Geológico. Lima-Perú, 1974.
8. DEMINEX. Reporte Geoquímico, Micropaleontológico y Palinológico. Lima-Perú, 1974.

9. TEXACO. Reporte Final Pozo Yurimaguas 2-1. Lima-Perú, 1958.
10. DEMINEX. Reporte Final Pozo Loreto 1DX. Lima-Perú, 1975.
11. DEMINEX. Reporte Final Pozo Shanusi 2X. Lima-Perú, 1976.
12. PETTY. Reporte Sísmico Final. Lima-Perú, 1976.
13. YACIMIENTOS PETROLIFEROS FISCALES. Manual para Evaluación Económica de Proyectos de Inversión. Bs. Aires-Argentina, 1983.