

*Universidad Nacional de Ingeniería*

Programa Académico de Ingeniería de Petróleo y Petroquímica



Explotación del Yacimiento de Gas  
Natural de Aguaytia para Recuperación  
de Condensados

ESTUDIO DE FACTIBILIDAD

TESIS DE GRADO

FERNANDO SOTOMAYOR IZAGUIRRE

LIMA - PERU 1974

## I N D I C E

ABSTRACTO	
1.	INTRODUCCION 1
1.1	Descubrimiento 1
2.	GEOLOGIA 3
2.1	Estructura Aguaytía ..... 3
2.2	Columna Estratigráfica ..... 3
2.3	Formación Productiva ..... 5
3.	PERFORACION Y COMPLETACION 7
3.1	Pozos Perforados a la Fecha ..... 7
3.2	Pozo Aguaytía-1 ..... 7
3.3	Pozo Aguaytía-2 ..... 7
4.	PRUEBAS DE PRODUCCION ..... 9
4.1	Tipo de Pruebas Realizadas ..... 9
4.2	Equipo Utilizado ..... 9
4.3	Resultado de las Pruebas 9
CARACTERISTICAS DEL RESERVORIO 11	
5.1	Características Generales 11
5.2	Propiedades de la Roca-Reservorio ..... 11
5.3	Características de los Fluidos ..... 12
5.4	Mecanismo de Producción ..... 12
6.	EVALUACION VOLUMETRICA DEL YACIMIENTO ..... 14
6.1	Criterio de Utilización del Método ..... 14
6.2	Mapa de Arena Neta ..... 14
6.3	Gas y Condensado Original In-Situ ..... 14
6.4	Reservas Recuperables ..... 14
7.	PLAN DE EXPLOTACION DEL YACIMIENTO ..... 16
7.1	Proyectos Anteriores ..... 16
7.2	Consideraciones Básicas ..... 16
7.3	Alternativas de Explotación ..... 17
7.4	Alternativa Seleccionada ..... 18
7.5	Descripción del Plan de Explotación ..... 19

8.	DISPONIBILIDAD DE GAS Y CONDENSADO .....	21
8.1	Disponibilidad de Gas Húmedo .....	21
8.2	Disponibilidad de Condensado .....	21
8.3	Pronóstico de Producción de Condensados .....	22
9.	JUSTIFICACION ECONOMICA DEL PROYECTO .....	24
9.1	Bases Económicas del Proyecto .....	24
9.2	Inversión.....	24
9.3	Gastos de Operación .....	25
9.4	Costo Máximo del Condensado .....	25
10.	CONCLUSIONES .....	27
	REFERENCIAS	
	TABLAS	
	FIGURAS	
	ANEXO A .....	1
	Evaluación Volumétrica del Yacimiento Aguaytía	
	ANEXO B .....	7
	Desarrollo Teórico de los Estimados de Disponibilidad de Gas y Condensado	
	ANEXO C .....	18
	Caídas de Presión en Líneas de Superficie	
	ANEXO D .....	20
	Presión Fluente de Fondo para Pozos Inyectores y Estimados de Compresión	
	ANEXO E .....	28
	Estimados de Gas y Líquido en los Separadores de Campo	
	COMPLEMENTO	
	Extracto del Estudio de la Recuperación de la Gasolina Natural del Gas de Aguaytía	

\* \* \* \* \*

## A B S T R A C T O

El reservorio de Gas-Condensado de Aguaytía, descubierto en 1961, es un yacimiento ubicado en el Departamento de Huánuco - Perú a 75°15' longitud Oeste y 8°25' latitud Sur. Desde su descubrimiento hasta la actualidad el yacimiento ha permanecido cerrado, debido a que no se concretaron proyectos de utilización del gas ni del condensado del yacimiento. En el momento actual ya se están tomando algunas medidas para utilizar el gas tanto en plantas termo-eléctricas como combustibles, y recientemente se están tratando de llevar adelante estudios para usar el gas en la industria petroquímica.

El objeto del presente estudio ha consistido en determinar el potencial de gas y condensado del yacimiento Aguaytía sobre la base de la información actualmente disponible; y delinear en forma generalizada el esquema de explotación recomendable bajo las actuales circunstancias.

El estudio contempla sólo la utilización del condensado proveniente de la separación en superficie del gas húmedo del reservorio. El gas seco residual sin utilización inmediata deberá ser re-inyectado a la formación, lográndose de esta manera una mayor eficiencia de recuperación del condensado. Posteriormente, cuando se tengan proyectos de utilización del gas seco residual, la operación de re-inyección se descontinuará, y el reservorio quedará prácticamente a las condiciones iniciales de su descubrimiento.

El desarrollo de este trabajo se ha justificado debido a que la región de la Selva Central en este momento está atravesando por una época de falta de abastecimiento normal de combustibles, debido principalmente al avanzado grado de agotamiento del Reservorio de Ganso Azul, que es el que proporciona el petróleo para la zona. Por esta razón, se ha planteado la necesidad de combustibles en esta región.

El estudio tiende a mostrar la factibilidad económica de un esquema de explotación consistente en una primera etapa de explotación por reciclo del gas de aproximadamente cinco años, seguido de una etapa de producción total del yacimiento.

Los estimados de disponibilidad de gas y condensado en el yacimiento se han hecho sobre la base de que se dispondrá sólo de medios mecánicos de separación física del condensado a través de separadores de campo. Por ello, este aspecto de disponibilidad de condensado es complementario al proyecto de instalación de una Planta de Recuperación-Estabilización para obtener un mayor rendimiento de condensados, lo cual se muestra en forma muy resumida en el Complemento de este trabajo.

Finalmente, cabe expresar la factibilidad de llevar adelante este proyecto por parte de PETROPERU, ya que actualmente el yacimiento ha revertido al Estado Peruano y el plan de explotación del yacimiento está ligado con los actuales planes energéticos del Gobierno.

\* \* \* \* \*

## 1. INTRODUCCION

La Región de la Selva y especialmente la Selva Central, actualmente está atravesando por una época de falta de abastecimiento de combustibles, debido principalmente al avanzado grado de agotamiento del Reservorio de Ganso Azul, que es el que proporciona el petróleo para la zona. Debido a esto, se ha planteado la necesidad de cubrir a corto plazo la creciente necesidad de combustibles en esta región. De aquí surge el punto de partida que ha generado el presente trabajo.

El estudio contempla sólo la utilización del condensado proveniente de la separación en superficie del gas húmedo del reservorio. El gas seco residual sin utilización inmediata deberá ser reinyectado a la formación, lográndose de esta manera mejorar la eficiencia de recuperación del condensado. Posteriormente, cuando se pueda disponer del gas producido, la operación de reinyección se discontinuará, y el yacimiento quedará prácticamente a las condiciones iniciales de su descubrimiento, lo que significa que se ha aprovechado una primera etapa de explotación para recuperar sólo los condensados, sin alterar significativamente las condiciones del "reservorio de gas" de tal modo que posteriormente se le pueda explotar como si fuera un reservorio nuevo.

Los estimados de disponibilidad de condensado en superficie se han hecho sobre la base de que se dispondrá sólo de medios mecánicos de separación física del condensado a través de separadores de campo. Por ello, este aspecto de disponibilidad de condensado es complementario al proyecto de instalación de una Planta de Recuperación-Estabilización para obtener un mayor rendimiento de condensados, que se muestra resumidamente en el Complemento del Trabajo.

### 1.1 Descubrimiento

El Yacimiento de Gas de Aguaytía fue descubierto en 1961 con la perforación del pozo exploratorio Aguaytía-1. Este yacimiento está situado en el Departamento de Huánuco, a 75 15' longitud Oeste y 8° 25' latitud Sur; se encuentra cerca al río Aguaytía y a más o menos 78 Kms. en línea recta al Oeste de Pucallpa, tal como puede apreciarse en las Figuras 1 y 2.

Hasta la fecha se han realizado varios estudios de explotación del gas de Aguaytía (ver referencias 1 y 2) que contemplan la utilización del gas seco residual resultante de la separación

de los condensados del gas húmedo proveniente de los pozos. Actualmente se tienen referencias que la Dirección General de Hidrocarburos está preparando un informe de explotación del Yacimiento Aguaytía aparentemente sobre la misma base del presente estudio, es decir, la re-inyección del gas seco para aprovechar solamente los condensados en una primera etapa, y posteriormente aprovechar el gas cuando se le necesite

El yacimiento actualmente tiene dos pozos gasíferos (Pozos Aguaytía-1 y Aguaytía-2) que están cerrados desde su completación, con varios tapones de cemento. Por esta razón toda la información utilizada en este estudio es la que hemos podido obtener de los trabajos iniciales en esos dos pozos. Se considera que la información no es completa, sin embargo es posible, dentro de los rangos de exactitud, que los resultados obtenidos con dichos datos sean más o menos confiables. Debido a esto, será necesario tomar las pruebas convenientes y re-analizar los datos una vez que se hayan limpiado los dos pozos existentes y además será necesario preparar programas de pruebas (coreo de todo el intervalo productivo, DST, back-pressure tests a todo el intervalo productivo, drawdown tests, etc.) para los demás pozos a perforarse.

El Yacimiento Aguaytía cuenta con vías de acceso fluvial y aéreo. El acceso fluvial por chata o lancha se hace desde Pucallpa por el río Ucayali aguas abajo más o menos 50 Kms. entrando luego por el río Aguaytía aguas arriba unos 100 Kms. El acceso aéreo se hace por el aeropuerto de Zorrillos ubicado a orillas del río Aguaytía y a sólo 8 Kms. del yacimiento hacia donde se puede llegar por una carretera construida en 1961 y que a la fecha requiere de re-acondicionamiento

## 2. GEOLOGIA

La región de la Selva Central (Cuenca del Ucayali Central), presenta un sistema de plegamentos de tipo anticlinal, con orientación Norte-Sur. En estos anticlinales están ubicadas una serie de estructuras, que han sido detectadas con gravimetría y algunos con sísmica. Se han perforado pozos exploratorios en algunas de estas estructuras, que han dado una idea clara de la geología regional. La cuenca se apoya hacia el Oeste con las estribaciones de la Cordillera de los Andes y hacia el NNE con los Cerros de Contamana. Hacia el Este la cuenca se cierra en el Brasil en los Cerros de Moa, y por el Sur aparecen los Cerros de Sira formando la sub-cuenca de Pachitea.

Las formaciones cretácicas son más potentes hacia el Oeste pegadas a la Cordillera y se adelgazan hacia el Este. Por otro lado, el porcentaje de arenas es mayor hacia el Este, haciéndose más lutáceo hacia el Oeste. Estas formaciones, y en general todas las demás en la columna estructural son bastante planas y continuas.

### 2.1 Estructura Aguaytía

La estructura Aguaytía consiste de un anticlinal alargado en la dirección NNE-SSO con dimensiones de 15 Km. de largo por 3 Km. de ancho apoyada sobre una falla inversa hacia el Este de la estructura. Esta estructura en realidad está dividida en dos sub-estructuras Norte y Sur, de las cuales la parte más importante es la sub-estructura Norte, que abarca casi el 90% del área de toda la estructura y el 95% del volumen total del yacimiento.

Por esta razón y debido a que no se prevé desarrollar por el momento la sub-estructura sur, todo el presente estudio se ha elaborado en base sólo a la sub-estructura Norte.

El mapa estructural del yacimiento que se muestra en la Fig. 3 se ha preparado en base a las líneas sísmicas corridas en el área y al resultado de los dos pozos perforados. El cierre estructural se ha determinado por una línea sísmica paralela al eje del anticlinal y 6 líneas sísmicas transversales del eje. Este cierre estructural es de 800 pies. El mapa estructural se irá modificando, aunque no tan drásticamente, a medida que se perforen los nuevos pozos del reservorio.

### 2.2 Columna Estratigráfica

La columna estratigráfica que se encuentra en la región es la siguiente:

Profundidad Promedio, Pies

<u>Era</u>	<u>Período</u>	<u>Formación</u>	<u>De</u>	<u>A</u>	
Cenozoico	Terciario	Puca	0	5700	
Mesozoico	Cretáceo	Cachiyacu	5700	140	5840
		Vivián	5840	230	6070
		Chonta	6070	950	7020
		Huaya	7020	150	7170
		Agua Caliente	7170	780	7950
		Esperanza	7950	330	8280
		Cushabatay	8280	720	9000

Terciario

La formación Puca superior está constituida predominantemente de capas rojas arcillosas, con abundante yeso y anhidrita, observándose intercalaciones de "shales" abigarrados púrpura hacia la parte inferior debido al contenido de producto volcánico. En la parte inferior se presentan intercalaciones de arcillas, limolitas rojizas moteados púrpura, con frecuentes ocurrencias de areniscas muy finas suavemente calcáreas.

Cretáceo

La formación Cachiyacu está representada por una secuencia de shales oscuros con delgadas intercalaciones de areniscas de grano fino, muy compactas. Se hace notar que el contacto superior con las Capas Rojas del Terciario es transicional.

La formación Vivián está constituida por areniscas de grano fino a medio, de cuarzo cristalino sub-angular a sub-redondeado con algunas intercalaciones de lutitas grises. La parte basal de la formación está constituida por areniscas de grano grueso rojizas, pobremente sorteadas, matriz argilácea, pirítica, no calcárea, muy compacta, con intercalaciones de limolitas grises o rojizas.

La formación Chonta es una potente secuencia de lutitas grises, verdosas, algunas veces silísticas, fisibles, de lustre resinoso, suavemente calcáreas; con intercalaciones de areniscas blancas de grano muy fino. Hacia la parte inferior aparecen ocasionales lentes de caliza dolomítica de textura criptocristalina, y hacia el fondo aparecen calizas de color claro muy duras, con restos de fósiles.

El miembro Huaya en realidad es una transición de la formación Chonta con la formación Agua Caliente. En el pozo Aguaytía-2 se encontró con trazos de fluorescencia amarilla, con corte suave de tetracoloruro de carbono, que es indicativo de la presencia de hidrocarburos livianos; esto se debería a la presencia de hidrocarburo residual en pequeña cantidad.

La formación Agua Caliente subyace en forma transicional a la

formación Chonta mediante el pequeño miembro Huaya. Esta formación es altamente arenosa, consistente en su mayor parte de areniscas blancas limpias, cuarzosas de grano fino a medio, bien sorteadas, sub-angulares, con algunos granos de glauconita y restos carbonosos. Los últimos 100 pies inferiores son arenas de grano grueso con fragmentos de cuarzo limpio. Esta formación tiene agua dulce intersticial a juzgar por el aspecto que presenta el registro eléctrico.

La formación Esperanza, llamada en esta zona Raya, se encuentra diferenciada en tres cuerpos definidos: Paco, Esperanza y Aguaynaya. Está constituida por intercalaciones de arenisca blanca de grano fino con inclusiones de glauconita y lutitas gris verdoso. La parte inferior está constituida de areniscas blancas, glauconíticas angulares de grano medio a grueso con intercalaciones de lutitas micáceas carbonosas.

La formación Cushabatay está constituida por areniscas blancas de grano grueso a medio, muy compactas, angulares, cementadas con matriz feldespática. En su parte media superior presenta areniscas rojizas-ladrillo, fuertemente cementadas, y aparecen elementos tufáceos. Hacia la parte inferior se presentan intercalaciones de areniscas blancas con sillstones rojo púrpura-chocolate, arcillas verdosas moteadas, elementos volcánicos como riolitas, vidrio volcánico, elementos de carbón y lignito. La parte basal está constituida por areniscas blancas angulares sub-redondeadas conglomeráticas, con intercalaciones de arcillas verdosas, elementos oxidados, restos carbonosos, tufos púrpura, crema, chert.

### 2.3 Formación Productiva

La formación productiva Cushabatay está a una profundidad de 6900 a 7600 pies (2100 a 2300 m.) bajo el nivel del mar y tiene un espesor bruto de 700 pies, se le puede identificar 4 zonas bien definidas en el Pozo Aguaytía-1, estas zonas se han denominado A, B, C y D (Ver Fig. 7) y tienen espesores promedios de 80, 180, 55 y 350 pies, respectivamente. Entre cada una de estas zonas existen pequeños lentes lutáceos que no están uniformemente distribuidos en todo el yacimiento, por lo que es muy probable que se trate de un solo reservorio comunicado. La variación lateral se ha determinado entre los dos pozos actualmente perforados.

La formación Cushabatay está formada por arenisca cuarzosa blanca, limpia friable, con inter-estratificación cruzada, de grano fino a medio, predominantemente sub-angular y bien seleccionado. Presenta un cemento calcáreo y kaolín cristalino entre los granos. El contacto agua/gas se ha encontrado a -7638' y ha sido verificado en los dos pozos perforados.

La zona A es la que presenta características litológicas, y esto se traduce (como se verá más adelante) en una mejor capacidad productiva. En el registro eléctrico se puede notar claramente la buena resistividad y un buen potencial espontáneo.

La segunda zona con buenas características es la zona C. En el

registro eléctrico se muestra con buen potencial espontáneo de este cuerpo: sin embargo, su resistividad no es tan buena debido probablemente a su mayor saturación de agua connata por estar más cerca al contacto agua petróleo. La zona B no tiene tan buenas características como los dos cuerpos anteriores, aunque es bastante más potente que ellos. Si la variación lateral permite encontrar más limpio este cuerpo en el resto del reservorio, sus características productivas serían tan buenas o mejores que las del cuerpo A. Finalmente, la zona D es bastante limpia pero se encuentra saturada de agua en los dos pozos actualmente perforados. Si en la parte más alta de la estructura este cuerpo se encuentra con hidrocarburos, se puede esperar una formación con muy buenas características.

### 3. PERFORACION Y COMPLETACION

El pozo descubridor Aguaytía-1 es en realidad el segundo pozo exploratorio perforado en el área; el primero Zorrillos-1, ubicado a más o menos 8 Km. hacia el Este, resultó seco porque encontró la formación Cushabatay hundida y hacia el lado caído de la falla contra la cual se apoya el yacimiento Aguaytía. La perforación del pozo Aguaytía-1 se completó en Octubre de 1961, y las pruebas iniciales terminaron en Enero 5, 1962.

#### 3.1 Pozos Perforados Hasta la Fecha

Hasta la fecha se han perforado sólo dos pozos en el yacimiento, quedando suspendidas las operaciones de desarrollo por haberse encontrado disminuída el área del yacimiento, con respecto al estimado inicial hecho al perforarse el primer pozo, y por no haber estudios concretos de utilización del gas del yacimiento.

#### 3.2 Pozo Aguaytía-1

Este pozo fue perforado hasta una profundidad de 9,094': con broca de 6-3/4" y se completó con forros de producción de 5" (291 tubos de grado N-80 y 5 tubos de grado P-110 a una profundidad de 8,902'. Previamente se corrieron forros intermedios de 10-3/4" a 1221' y de 7-5/8" a 5529', tal como se muestra en la Fig. 8. Durante la perforación tuvo que hacerse un "side-track" a 7,939' debido a problemas mecánicos de pesca de columna de perforación.

Este pozo ha sido baleado y probado selectivamente. Se han hecho un total de 20 pruebas de formación: 6 a hueco abierto y las restantes con hueco entubado. Mediante estas pruebas se ha determinado que las zonas productivas en este pozo son las zonas A, B y C; comprobándose asimismo que la zona D está saturada de agua, a excepción de una prueba en el tope de este cuerpo que mostró algo de gas que probablemente puede venir de la zona C por canalización a través del cemento. Las pruebas de producción tomadas en las zonas productivas A, B y C han servido de base para hacer una evaluación del potencial productivo del pozo promedio de Aguaytía. Actualmente este pozo se encuentra cerrado con cabeza de producción, tubos de 2-3/8" EUA colgando a 7727 pies, tiene además 8 tapones de cemento y 7 tapones ciegos por debajo de 7804 pies, aislando todo el intervalo productivo tal como se muestra en la Fig. 10.

#### 3.3 Pozo Aguaytía-2

Este pozo se terminó de perforar el 4 de Noviembre de 1967 con broca de 3-5/8" hasta la profundidad final de 8914', y fue completado con forros de 7" N-80 a una profundidad de 8553'; el esquema general del pozo (cuestionado) se muestra en la Fig. 5. Durante la completación hubieron problemas debido a la mala cementación detectada con el registro CBL, por lo que se hicieron dos cementaciones forzadas.

Se abrieron a la producción las zonas arenosas A y B de Cusbatay, encontrándose que sólo la zona A es productiva en este pozo. Las zonas C y D muestran en el registro eléctrico estar saturadas de agua. Con la información actualmente disponible no es posible conocer exactamente cuál es el estado mecánico actual del pozo, ya que el único informe proporcionado por la Dirección de Petróleo no muestra claramente el estado del pozo al retirarse el equipo de perforación. Sin embargo, cabe suponer que es muy probable que el pozo haya sido taponeado, ya que de otro modo no puede explicarse que un pozo de estas características se deje cerrado sólo en la cabeza.

Este pozo está completado con forros de producción de 7" que es mayor que el habitualmente empleado tanto en las Operaciones Selva como en Operaciones Noroeste. Este sistema de completación facilita las operaciones de producción, ya que se pueden instalar equipos de mayor diámetro y se pueden hacer completaciones múltiples con mayor facilidad. En el caso particular de los pozos de gas esta instalación es muy adecuada y, como se verá más adelante, permite manipular mayores volúmenes de gas con menores caídas de presión por fricción en la tubería de producción. En el caso de los pozos inyectoros de igual manera, este diámetro de forros permitirá disminuir la presión de inyección con el consiguiente ahorro de potencia de compresión, y asimismo, permitirá hacer una mejor limpieza del pozo. Aparentemente, estos mismos criterios fueron considerados al decidir perforar este segundo pozo. Por ello, como se verá más adelante, los futuros pozos deben ser completados en forma similar a este pozo, para asegurar las condiciones mecánicas de operación.

#### 4. PRUEBAS DE PRODUCCION

##### 4.1 Tipo de Pruebas Realizadas

Se han realizado numerosas pruebas de producción a los dos pozos perforados, de las cuales la mayoría fueron hechas en el Pozo Aguaytía-1. Por razones de carencia de información estamos considerando sólo las pruebas de este pozo. Se han hecho pruebas a hueco abierto y con hueco entubado. En la Tabla IV se muestran los datos más importantes de las pruebas representativas del tipo "back pressure test" del pozo Aguaytía-1 que se han tomado como datos para estimar la productividad del pozo promedio del reservorio. Estas pruebas se han hecho separadamente para cada intervalo baleado. El procedimiento empleado en cada prueba ha sido diferente, aunque la prueba típica ha consistido en bajar un probador Howco modelo J-20 con empaque y colchón de agua, luego se abrió el pozo con un estrangulador determinado en la cabeza; se dejó fluir por un tiempo que varió de 3 hasta 16 horas; después de lo cual se cambió el estrangulador y se dejó fluir el pozo por otro período igual. Se han hecho de 3 a 5 cambios de estrangulador en cada prueba, utilizándose estranguladores de 1/8", 3/16" y 1/4" o combinaciones de ellos.

En la mayoría de las pruebas se han reportado las presiones fluentes en la cabeza del pozo y sólo en dos pruebas se han reportado también las presiones fluentes en el fondo del pozo. Por esta razón el estudio de la productividad total del pozo ha requerido hacer cálculos adicionales para referir las pruebas al fondo del pozo, como se verá más adelante.

##### 4.2 Equipo Utilizado

El equipo de superficie consistió de un separador de 2 x 8 pies # WP fabricado en Talará un medidor de orificio de 3" Barton, un volumeter modelo 500-CV y un instrumental complementario. Además se instaló una camisa de agua alrededor de la tubería de la cabeza del pozo al separador para evitar congelamiento.

El gas fue medido por el medidor de orificio y el condensado fue medido a la presión y temperatura del separador en el volumeter. Se tomaron muestras de gas y condensado que fueron analizadas en el Laboratorio Mobil Field Research en Dallas, U.S.A. Los cálculos de re-combinación del líquido y gas analizados por los métodos Podbielniak y cromatógrafo respectivamente, se muestran en las Tablas V, VI y VII.

##### 4.3 Resultado de las Pruebas

El resultado de las pruebas determinó que en el pozo Aguaytía-1 sólo las zonas A, B y C son productoras de gas con un moderado contenido de condensados, y la zona D está saturada de agua, mientras que en el pozo Aguaytía-2 sólo la zona A es productiva de gas y condensado y las zonas B, C y D restantes están saturadas de agua.

En la Fig. 7 se muestran localizadas cada una de las pruebas efectuadas en el pozo Aguaytía-1, y en la Tabla IV se puede apreciar un resumen de las principales pruebas representativas, identificadas por la zona productiva en donde fueron corridas.

En las zonas productivas no se ha determinado producción de agua, excepto en las pruebas 9-A (intervalo del fondo 8602'-8607') se produjo 12 BPD de agua de 13 000 ppm. aunque posteriormente este mismo intervalo (prueba 9-C) no produjo agua, probablemente debido a que el agua era de canalización que fue sellado posteriormente. En las pruebas 11 (intervalo 8562'-8567'), 13-D (intervalo 8410'-8445') y 14-B (intervalo 8335'-8370') se obtuvieron trazas de agua con una salinidad de 400-2500 ppm. que es bastante baja y que podría atribuirse al filtrado del lodo de perforación. Se puede deducir por ello que inicialmente no se tendrán problemas de producción de agua. Sin embargo es probable que durante la vida del reservorio ocurra alguna producción de agua por efecto de la conificación del acuífero, aunque esta conificación no sea tan alta debido a la baja caída de presión en el reservorio y a la bajísima relación de movilidades del gas y el agua. De cualquier modo las instalaciones de superficie deben considerar algún tipo de separador de agua en el sistema.

## 5. CARACTERISTICAS DEL RESERVORIO

### 5.1 Características Generales

El reservorio de gas de Aguaytía está formado por una trampa estructural de tipo anticlinal asimétrico, con relieve pronunciado (con 750 pies desde el contacto agua/gas hasta la cúspide de la estructura), tal como puede verse en las Figuras 3 y 4. El entrampamiento de los fluidos se debe a la combinación de la estructura anticlinal y a la falla inversa paralela al eje de la estructura en donde ésta se apoya. La formación productiva es Cushabatay, de aproximadamente 700 pies de potencia total.

Estratigráficamente el reservorio es una secuencia arenosa casi continua. Las únicas capas lutáceas que diferencian a los cuerpos arenosos no se distribuyen uniformemente en todo el reservorio, por lo cual es probable que se trate de un solo reservorio. En la Fig. 7 se muestra el registro eléctrico convencional del pozo Aguaytía-1 en donde se puede apreciar claramente la homogeneidad de esta formación. Un resumen de las características del reservorio se muestra en la Tabla I.

Este yacimiento se encuentra a una profundidad promedio de 8300 pies y tiene un espesor bruto de 357 pies en el pozo Aguaytía-1 y 238' de arena neta. El área total del reservorio es de 3882 acres. El contacto agua/gas se encuentra a 7638 pies. La presión inicial del reservorio es de 3720 psig. y su temperatura promedio es de 206°F.

Se ha asumido que el reservorio sólo considere las zonas A, B y C. Sin embargo, es probable que en la parte más alta de la estructura D esta zona contenga hidrocarburos, lo que aumentaría el volumen bruto del reservorio de 512 a 725 miles de acres-pie.

### 5.2 Propiedades de la Roca-Reservorio

La formación es básicamente arenosa, casi continua y relativamente blanda, similar a las arenas que se han encontrado en las actuales áreas de Operación en la Selva Norte. La porosidad promedio del reservorio es de 16.1%. Esta cifra representa el promedio de las porosidades determinadas mediante el análisis de laboratorio de las muestras de núcleos convencionales tomados en el pozo Aguaytía-1.

El rango de variación de la porosidad de estos núcleos fue de 13.7% a 22.3% con excepción de tres muestras con baja porosidad que se han descartado por pertenecer a puntos de baja permeabilidad que no es representativa de la formación.

La permeabilidad al aire de las muestras de los núcleos convencionales es de 30 a 400 md. No es posible determinar una permeabilidad promedio debido a la gran variación de ésta y al re-

ducido número de muestras analizadas. Por otro lado, no se dispone de ninguna prueba de presiones de fondo que permita calcular la permeabilidad efectiva de la formación. La saturación de agua intersticial no está determinada en el reservorio, ya que no se han hecho pruebas de presión capilar ni tampoco se han interpretado convenientemente los registros eléctricos. Si se logran conseguir todos los registros eléctricos tomados a los pozos, es probable que se determine con buen grado de aproximación la distribución de saturaciones de agua en toda la sección productiva del reservorio.

Las otras propiedades de la roca reservorio como son permeabilidad relativa agua/gas, compresibilidad de la roca, permeabilidad vertical, mojabilidad, etc., tampoco han sido determinadas. Por esta razón es necesario que por lo menos dos de los pozos a perforarse sean coreados en toda la sección productiva para hacer los análisis de núcleos convenientes. Asimismo, deben tomarse a todos los pozos registros eléctricos SP-Inducción, GR-Neutrón (SNP), Density, Proximidad-ML, sónico y CBL, a fin de interpretar cuantitativamente estos registros, puesto que se ha comprobado en Corrientes que los parámetros del reservorio obtenidos mediante estos registros tienen buen grado de confiabilidad.

### 5.3 Características de los Fluidos

Aguaytía es un reservorio de gas natural con un "moderado" contenido de condensados. El análisis de los fluidos producidos se muestran en las Tablas V, VI y VII, en las que se puede apreciar que se trata de un gas natural húmedo con características más o menos constantes en todo el intervalo productivo. La composición de este gas muestran un 5.7% de nitrógeno, 2.3% de gas carbónico y el restante consiste de mayores porcentajes de metano 78.4% y etano 6.30%, además existe un 2.2% de propano y un 2.8% de fracciones de hexano y más pesados, quedando fracciones de menores de 1% de butanos y pentanos

La presión del reservorio es de 3720 psig. a -7450' y la temperatura es de 206° F. Por otro lado el análisis del gas húmedo nos muestra una presión pseudo-crítica de 662 psia. y 389 R, esto indica que el gas en el reservorio está en forma de vapor sobre-calentado. Lamentablemente no se tienen análisis PVT del gas húmedo, particularmente la relación Presión-Temperatura para determinar exactamente el punto de rocío y el comportamiento de fases en el reservorio. Sin embargo se puede asumir que durante la vida productiva de este yacimiento no se tendrá más que una sola fase, con lo que se evitaría tener una condensación retrógrada. De todas formas, es conveniente que dentro de los dos primeros años de vida del reservorio se haga por lo menos un análisis PVT del gas húmedo del reservorio.

### 5.4 Mecanismo de Producción

El reservorio como todos los de su tipo producen por depleción y expansión del gas y adicionalmente a este mecanismo existe el em

puje de agua del acuífero, cuya efectividad no está determinada aún. Sin embargo, se puede asumir que este mecanismo será moderado, debido a las siguientes consideraciones:

1. El reservorio Ganso Azul vecino en la misma formación Cusshabatay produce por empuje de agua aparentemente fuerte.
2. La salinidad del agua del acuífero (zona D en el pozo Aguaytía-1) es relativamente baja comparada con las de los reservorios de Corrientes, Pavayacu, etc., lo que significaría que este acuífero puede tener alguna actividad.

## 6. EVALUACION VOLUMETRICA DEL YACIMIENTO

### 6.1 Criterio de Utilización del Método

En el estado actual del reservorio, es decir sin ninguna historia productiva el único método aplicable para determinar las reservas es el método volumétrico. Para esto se ha tomado como base el mapa de contornos estructurales convencional de la Fig. 3, del cual se ha obtenido un mapa de arena neta. El resumen de la evaluación volumétrica se muestra en la Tabla III. El volumen total del yacimiento es de 511,743 acres pie (sólo la sub-estructura Norte). El gas y condensado in-situ en el reservorio son de 519.93 MMSPC y 35.02 MMSTB, respectivamente. Las reservas recuperables se han determinado estimando los factores de recuperación y factores de barrido.

### 6.2 Mapa de Arena Neta

El procedimiento empleado para determinar el mapa de arena neta ha consistido en contar los pies de arena de los pozos Aguaytía-1 y 2 y encontrar la relación de arena neta/espesor bruto. Con estas relaciones para cada intervalo de 100 pies se han corregido los espesores brutos del mapa isopaco de la Fig. 4, considerando que las relaciones antes halladas varían linealmente entre los dos pozos, de esta manera se ha confeccionado el mapa de arena neta que se muestra en la Fig. 5. Necesariamente las curvas de nivel tendrán que ser modificadas con la perforación de los pozos nuevos.

### 6.3 Gas y Condensado Original In-situ

Se ha encontrado un volumen total del reservorio de 511,743 acres-pie considerando sólo la sub-estructura Norte y la no existencia de hidrocarburos en la zona D. En el caso de que la zona D contenga hidrocarburos, el volumen total del reservorio se elevaría a 725,161 acres-pie. Por otro lado, basándonos en los datos de las pruebas iniciales del pozo Aguaytía-1, se ha determinado que los volúmenes de gas y condensado in-situ por acre-pie de reservorio son de 1.016 MMSPC/acre-pie y 63.427 STB/acre-pie, respectivamente. Por consiguiente el gas y condensado in-situ en el reservorio son del orden de 519.93 MMSPC y 35.02 MMSTB en el caso probable, con un máximo de 736.80 MMSPC y 49.62 MMSTB.

### 6.4 Reservas Recuperables

Se ha calculado un factor de recuperación de 66% considerando un caso intermedio de caída de presión del reservorio a 3500 psig. al término de su vida productiva. Se ha considerado además un factor de barrido de 70% asumiendo que la saturación de gas residual en el reservorio a su abandono será de 30%. Con estos factores de recuperación se ha determinado una reserva recuperable de gas de 240.21 MMSPC. con un máximo de 340.4 MMSPC. Las reservas recuperables de condensado se han determinado en 8.41 MMSTB con un máximo de 11.91 MMSTB asumiendo un

rendimiento promedio de condensados de 35 STB/MMSPC utilizando separación física; este rendimiento podría aumentar con procesos de absorción.

Es necesario aclarar que estas reservas variarán a medida que se perforen nuevos pozos en la estructura; por consiguiente, deben hacerse nuevas evaluaciones volumétricas una vez que se perforen los pozos confirmatorios.

## 7. PLAN DE EXPLOTACION DEL YACIMIENTO

### 7.1 Proyectos Anteriores

Existen varios estudios efectuados sobre el Yacimiento Aguaytía, específicamente ligados con la utilización misma del gas del Yacimiento. De todos los estudios que se han podido consultar, uno de los más importantes es el preparado por la Misión Alemana de Energía, Consortium Lahmeyer - Salzgitter, para el Ministerio de Energía y Minas en 1971. Este estudio presenta un análisis de costos y factibilidad detallado para la utilización del gas del yacimiento; contemplando cuatro alternativas diferentes, todas estas alternativas están relacionadas con la utilización misma del gas residual que bien se sabe representa la fuente principal de explotación comparada con la utilización de los condensados. Las alternativas son variaciones en las instalaciones de Centrales Termo-eléctricas para dotar de energía a Cerro de Pasco, La Oroya, Cemento Andino.

Este Proyecto parte como base de unas reservas recuperables del orden de 14.5 MM m<sup>3</sup> (más de 500 MMSPC) cuya cifra representa más del doble de las reservas recuperables estimadas en el presente estudio; por esta razón, se entiende que el proyecto de factibilidad de utilización del gas debe ser re-evaluado, ya que se tendrían las mismas alternativas pero con la mitad de las reservas de gas, lo que podría hacer anti-económico este proyecto.

Los otros estudios que se han consultado son menos importantes, excepto el hecho por Motor Columbus Lima S. A. para las Empresas Eléctricas Asociadas y contempla la utilización del Gas de Aguaytía, mediante la instalación de una planta termo-eléctrica bajo dos alternativas que corresponden casi exactamente a dos de las alternativas del estudio hecho por el Grupo Alemán.

### 7.2 Consideraciones Básicas

El punto de partida del presente estudio ha sido la falta creciente de combustible en la zona de la Selva Central, debido principalmente al avanzado estado de agotamiento del yacimiento de petróleo de Ganso Azul por efecto del empuje de agua del acuífero que casi ha invadido totalmente el reservorio. La disminución de la producción de Ganso Azul como resultado de estos problemas, y por otro lado la demanda creciente de combustibles en esa zona hace imperioso crear una fuente de abastecimiento de petróleo líquido que sea económicamente factible. En la actualidad cualquier diferencia en el abastecimiento de combustibles para esta zona se suple con petróleo crudo comprado fuera del país, aunque últimamente se piensa llevar crudo de Corrientes. De cualquier forma, el abastecimiento de combustibles resulta costoso por problemas de transporte o importación de crudo.

Para suplir la falta de combustibles en esta zona, es posible utilizar los condensados del Reservorio Aguaytía, aún cuando

no se utilice el gas seco residual en una primera etapa. Esto ha constituido el fundamento básico del presente estudio.

La parte complementaria de este estudio sería el de determinar la factibilidad del uso del gas residual, es decir un proyecto similar a los enunciados anteriormente, que consideren la utilización del gas; claro está que dichos proyectos deben tener en cuenta un estimado de reservas más realista, a fin de minimizar los riesgos económicos que se correrían al llevar a cabo los proyectos.

Otra de las consideraciones del presente estudio es la que se refiere al sistema de separación de los condensados del gas húmedo de los pozos. Sobre este asunto cabe aclarar que la separación mecánica aquí considerada no necesariamente puede resultar la más ventajosa, ya que existen numerosos métodos de separación que pueden ser más económicos. La separación mecánica aquí considerada se ha hecho casi exclusivamente con el fin de obtener una cifra cuantificada para que sea utilizada en la evaluación económica del proyecto.

### 7.3 Alternativas de Explotación

En la Tabla VIII se muestra un resumen de las cinco alternativas seleccionadas para explotar el campo Aguaytía con el fin de utilizar sólo el condensado.

La primera alternativa considera la producción de gas húmedo por tres pozos, y re-inyección del gas seco residual por otros tres pozos. La separación del condensado se haría mediante un separador de campo. En esta alternativa se ha considerado un mayor manipuleo del gas húmedo producido con un menor desperdicio de gas seco. La inversión básica sería en perforación de cuatro pozos adicionales y una estación de compresores para la re-inyección del gas seco residual.

La segunda alternativa es similar a la primera excepto que contempla además una planta de absorción con el fin de obtener una mayor recuperación de condensados. Evidentemente, la inversión según esta alternativa también será mayor. El estudio económico de esta alternativa sugiere el diseño más adecuado del sistema de absorción, cuyo costo será comparado contra el mayor rendimiento de condensados. Este estudio está a cargo del Departamento de Tecnología de Refinación y Petroquímica, por lo que consideramos que aún queda por estudiarse esta alternativa que será posteriormente comparada con la del presente estudio.

La tercera alternativa considera enviar el gas húmedo producido hasta Ganso Azul en donde se separaría el condensado. Este condensado se enviaría a Pucallpa por el oleoducto ya instalado. El gas seco residual se inyectaría en una arena superficial de Ganso Azul, a través de pozos abandonados ya existentes. Esta alternativa significaría una menor inversión que las dos anteriores, ya que para re-inyectar el gas seco residual no se necesitarían compresores adicionales; sin embargo, existen dos inconvenientes:

El primero es que la única arena superficial indicada para inyectar es la arena productiva Cushabatay que actualmente está casi completamente saturada de agua del acuífero del reservorio y habrían problemas de que esta arena tome fluido. El otro inconveniente es que el gas inyectado sería un gas no utilizable económicamente en el futuro ya que tendría una presión muy baja (la máxima presión estática de fondo en Ganso Azul es de 450 psig. y presión fluente en la cabeza sería más o menos de 100 psig.) con regímenes también bajos, y principalmente, se tendrían problemas de producción por corte de agua.

La cuarta alternativa considera perforar dos pozos adicionales y producir gas húmedo por esos cuatro pozos, separando el condensado en la superficie mediante un separador de campo. El gas seco residual se botaría a la atmósfera o se quemaría. Esta alternativa no parece ser consistente, debido a la gran cantidad de gas que se estaría eliminando riesgosamente (25-30 MMSPC/D, 678-950 Ton./día).

La quinta alternativa considera producir el gas húmedo por los dos únicos pozos existentes en el reservorio, separando el condensado en la superficie. El gas seco residual (10 MMSPC/D) se quemaría o se botaría a la atmósfera. Esta última alternativa considerada, tendría la menor inversión que todas las anteriores, ya que no se invertiría en perforación de pozos ni en planta de compresión, pero se producirían sólo 350 BPD de condensado. Además, también se estaría eliminando una regular cantidad de gas seco sin ningún beneficio; esto haría que las reservas de gas recuperable disminuyan con perjuicio de futuros proyectos de utilización de este gas seco.

En conclusión, sólo se han considerado a las dos primeras alternativas para un mayor análisis, eliminándose las restantes por las razones expuestas anteriormente. La segunda alternativa sugiere el estudio de factibilidad de instalación de una planta de absorción o de cualquier otro tipo de sistema de separación de condensados, lo cual es materia de otro estudio.

#### 7.4 Alternativa Seleccionada

Sobre los lineamientos básicos del presente estudio, se ha seleccionado la primera alternativa como una de las más factibles. Esta alternativa considera básicamente lo siguiente: El desarrollo del campo se haría mediante la perforación de cuatro pozos adicionales, espaciados entre sí a 500 acres. Tres de los pozos serían productores y los otros tres se convertirían en inyectores del gas seco residual. Por otro lado, la separación del condensado del gas húmedo se haría mediante una estación de separadores de campo y la separación sería mecánica. El condensado sería enviado a Pucallpa por un oleoducto y el gas seco residual sería inyectado a los tres pozos inyectores, para lo cual se instalaría una estación de compresores junto a la estación de separadores.

Sobre esta alternativa se han hecho todos los estimados tanto de disponibilidad de fluidos en superficie, como de evalua-

ción de costos.

#### 7.5 Descripción del Plan de Explotación

Tal como se ha dicho, el desarrollo del campo se hará mediante la perforación de cuatro pozos adicionales a los dos ya existentes, tal como se esquematiza en la Fig. 12. Estos pozos deberán completarse con forros de producción de 7 pulgadas con el fin de que se pueda instalar tubos de producción de 3- $\frac{1}{2}$ " que es la tubería más adecuada para producir las tres zonas productivas A, B y C, con una caída de presión razonable, como se verá más adelante al discutir la disponibilidad de gas y condensado. En el caso de que por una razón u otra, uno de estos tres cuerpos resulte improductivo y tenga que ser aislado, el diámetro de los tubos de producción disminuirá para evitar problemas de resbalamiento de líquidos (condensado o agua) dentro de los pozos, que causarían problemas durante su vida productiva.

El sistema de explotación del campo se hará produciendo tres pozos: 1, 5 y 6 ó inyectando el gas seco residual por los otros tres pozos 2, 3 y 4.

La recolección del gas húmedo se haría a través de tubería de alta presión de 2- $\frac{7}{8}$ ", puesto que las presiones de trabajo que se estiman serán del orden de 2500 psig. Con este tipo de instalación y sobre el esquema planteado en la Fig. 12., se estima que se producirán unos 23.85 MMSPCD de gas húmedo con una presión fluente en el punto de recolección del orden de 2450 psig. Evidentemente, las condiciones reales de los pozos harán variar las cifras de producción o presión, manteniendo la presión y producción respectivamente, es decir que realmente se puede producir los 23.85 MMSPCD pero con una presión real que puede aumentar o disminuir con respecto a la presión estimada; o también, se puede lograr realmente una presión tal como la estimada pero con un régimen real que puede aumentar o disminuir.

El sistema de separadores de campo se ubicaría a inmediaciones de la ubicación 5. Este sistema sería el de una separación mecánica de condensados cuyo estimado se verá más adelante. Es conveniente aclarar que esta estación podría ser reemplazada por otro sistema de separación de condensados, si es que se justifica económicamente. En el presente estudio, además, no se ha considerado ningún sistema de estabilización del condensado producido, debido a que este sistema corresponde a otro proyecto de procesos para obtener productos terminados.

La operación de re-inyección se haría mediante una estación de compresores que se instalaría a inmediaciones de la estación de separadores de campo. Estos compresores tomarían el gas proveniente de la primera etapa de separación, equivalente a un total estimado de 22.36 MMSPCD a una presión del orden de 2000 psia., y lo elevarían a una presión de 4000 psia. Para esta operación se requeriría una potencia de compresión de 1145 hp.

El gas de reinyección se entregaría a un manifold que estaría a la salida de los compresores. De allí se enviaría el gas seco hacia los tres pozos 2, 3 y 4 por tuberías de 3- $\frac{1}{2}$ " , a los cuales el gas llegaría con 3560 psia. aproximadamente. Los pozos inyectoros tendrían tubos de 3- $\frac{1}{4}$ " y el gas sería inyectado por forros y tubos. La re-inyección en estas condiciones se haría para aumentar el volumen inyectado, disminuir la caída de presión por fricción en el pozo, y además tener los pozos disponibles en cualquier momento para desfogarlos o limpiar con circulación los líquidos que eventualmente se depositen en el fondo de los pozos.

Cabe aclarar que todos los estimados se han hecho en forma tentativa, ya que realmente se presentarán problemas que harán variar tanto las condiciones de operación como los estimados de recuperación y disponibilidad de gas y condensado; por ejemplo, cuando no se encuentre una zona productiva tal como se esperaba, y aún más cuando las zonas encontradas no presenten las mismas características que las del Pozo Aguaytía-1 (tomado como base para estos estimados), lo cual es probable, al analizarlo comparativamente con el Pozo Aguaytía-2. En este caso, la instalación puede resultar sobre dimensionada, es decir que se tendría menor producción real de gas con una tubería diseñada para mayor flujo de gas, lo cual podría ocasionar problemas de resbalamiento de líquidos dentro del pozo. En estas condiciones, se tendría que cambiar la instalación de cada uno de los pozos de acuerdo a cómo se encuentren y a las pruebas iniciales que arrojen.

El condensado obtenido de la estación de separadores de campo, se enviarían a Pucallpa a través de un oleoducto. Este oleoducto no ha sido calculado, debido a que el condensado tiene que ser estabilizado previamente, y el diseño de este sistema es materia de otro proyecto que incluye procesos de estabilización que hará variar la disponibilidad de productos terminados como también sus características.

## 8. DISPONIBILIDAD DE GAS Y CONDENSADO

Bajo la alternativa de explotación sugerida, se han hecho todos los estimados de disponibilidad de gas y condensado. Se ha tomado como base para los cálculos las pruebas de producción efectuadas en el pozo Aguaytía-1 por estar presentes en este pozo las tres zonas productivas A, B y C, y por la cantidad de información disponible para el efecto. Los estimados hechos en este estudio deberán ser verificados por pruebas adicionales una vez que se abra este pozo a la producción.

### 8.1 Disponibilidad de Gas Húmedo

El resumen de la disponibilidad de gas húmedo en el punto de colección se muestra en la Tabla IX. El reservorio es capaz de producir 23.35 MMSPCD por tres pozos a razón de 7.95 MMSPCD/pozo con una presión estimada de flujo en el punto de colección de 2450 psig. Estos estimados se han hecho sobre la base de las siguientes pruebas de potencial de gas: 14-B, 13-D y 9-C tomadas como representativas de las zonas productivas A, B y C, respectivamente.

El procedimiento empleado ha consistido en calcular las presiones fluentes de fondo en cada una de estas pruebas a partir de las presiones fluentes de cabeza, para así referir estas pruebas al fondo del pozo (Fig. 13). Con estas pruebas así corregidas se ha determinado una relación de potencial total de gas del pozo contra las presiones fluentes de fondo y se ha encontrado una relación que se muestra en la Fig. 14. En ella se muestran además un caso optimista (30 MMSPCD) que se tendría siempre que el rendimiento de la zona B fuera tan bueno como la mostrada en la prueba 11. Con los datos de producción por pozo promedio vs. presión de fondo, se han calculado las presiones fluentes de cabeza, para diferentes tuberías de producción (Ver Tabla XI y Fig. 15). De éstas se ha seleccionado la tubería de 3-1/2" (ID-2.992") como la más adecuada pues produciría una menor caída de presión y daría lugar a un mejor servicio a los pozos, cuando surjan problemas de producción. Después de seleccionar la tubería de producción, se ha calculado la caída de presión en las líneas de superficie para diferentes diámetros, seleccionándose la línea de 2-7/8" (ID-2.441"), por una caída de presión por milla razonable (32 psi./milla). El grado de las tuberías se seleccionará de acuerdo a las presiones internas de trabajo mostradas en la misma Tabla XI.

### 8.2 Disponibilidad de Condensados

El estimado de disponibilidad de condensado en superficie resumido en la Tabla X se ha hecho sobre la base de la disponibilidad de gas húmedo en el punto de colección y el paso de este gas húmedo a través de un sistema de separadores de campo de tres etapas (2000, 600 y 150 psia.) cuyos resultados se pueden ver en la Tabla XII. La disponibilidad diaria de condensado a 150 psia. es de 560 BPD con un máximo de 700 BPD en

el caso del mayor régimen de producción del gas húmedo (caso optimista).

En la primera etapa para una carga de 23.85 MMSPCD se obtendría 22.06 MMSPCD de gas que se reinyectaría al reservorio. El líquido separado pasaría a la segunda etapa donde se separarían 725 MSPC de gas que se utilizaría como combustible.

En la tercera etapa, finalmente se obtendrían 150 MPCD de gas que se utilizarían como combustible y 559 BPD de condensado que se enviaría a Pucallpa por un oleoducto, o se pasaría al sistema de estabilización para extraerle las fracciones livianas que aún quedan.

La separación en la primera etapa se ha calculado a una presión de 2000 psia. y una temperatura de 80°F (que se lograría mediante una válvula de expansión), debido principalmente a la necesidad de obtener un gas en esta etapa con una presión alta a fin de disminuir la potencia de compresión de este gas al ser re-inyectado al reservorio, por otro lado la presión en la segunda etapa se ha estimado teniendo en cuenta que el líquido separado de esta etapa pueda pasar directamente al sistema de estabilización, mediante una moderada reducción adicional de presión. En ninguno de los casos se ha tratado de sobrepasar la relación de caídas de presión por etapa de 4.

Es conveniente señalar que el diseño final de los separadores de campo podrá variar aunque no tan drásticamente, por lo cual se asume que las cantidades de condensado obtenidas con esta separación dan una buena idea de los rangos de producción bajo separación física. Además, ha sido necesario efectuar estos cálculos para poder hacer el análisis económico, de otra manera no sería posible hacer este análisis, ya que bajo las bases del presente estudio, o sea de utilización sólo del condensado, es necesario contar con un estimado de este condensado.

También es necesario aclarar que la determinación final de las presiones de separación de estas etapas está condicionado a la presión de entrada que se obtenga realmente cuando se desarrolle el yacimiento, pues como se ha visto anteriormente, los estimados de presiones han tenido un punto de partida que hace que algunas asunciones en la práctica puedan cambiar en cierta medida.

En el caso de que se justifique instalar un sistema de absorción adicional, este sistema utilizaría el gas residual proveniente de la primera etapa de separación física, que como se puede apreciar en la Tabla XII, tiene fracciones pesadas que pueden ser absorbidas, de esta forma se lograría obtener una mayor cantidad de condensado. Los estudios del sistema de absorción y su justificación económica están a cargo del Departamento de Tecnología de Refinación y Petroquímica.

### 8.3 Pronóstico de Producción de Condensados (Fig. 15)

Durante todo el período de reciclo del gas el reservorio produ-

irá a régimen de producción de gas húmedo constante. Posteriormente, cuando se descontinúe la re-inyección del gas seco, la presión del reservorio declinará en mayor o menor grado de acuerdo a la efectividad del acuífero: esta efectividad no se sabrá hasta no tener una suficiente historia productiva. En otras palabras, a un régimen constante de producción la presión del reservorio será prácticamente igual a la presión inicial del reservorio durante el período de reciclo, para luego descender gradualmente hasta la presión de abandonamiento.

La producción de condensado durante el período de reciclo se mantendrá constante hasta que el gas seco re-inyectado al reservorio alcance a los pozos productores, momento en el cual el condensado irá disminuyendo por el empobrecimiento del gas producido. Los cálculos del desplazamiento del gas húmedo por el gas seco, no son posibles con la información actualmente disponible pues se carecen de los análisis de núcleos respectivos (permeabilidad relativa, presiones capilares, saturaciones, etc) por esta razón no se pueden determinar el tiempo de producción constante de condensados ni el régimen de declinación de la producción de estos condensados. La tarea sólo será posible si por lo menos dos de los nuevos pozos perforados son coreados en la zona productiva. Por otro lado, los pronósticos también están en función del tiempo en que el reservorio será reciclado.

Para los estimados económicos, se ha considerado tentativamente que el período de reciclo durará 5 años y que el tiempo de producción constante de condensados será de 2 años, después del cual el régimen de declinación de la producción será de 10% por año. Una vez que se descontinúe el proceso de re-inyección, la producción de gas aumentará considerablemente, ya que los pozos inyectoros podrán convertirse en pozos productores. Del mismo modo, la producción de condensado también aumentará puesto que se procesará más gas producido, aunque este gas adicional sea más seco inicialmente, de todas formas en un tiempo de producción no muy largo, este gas se hará rico, ya que el total de gas re-inyectado al reservorio constituye algo menos del 10% del gas inicial in-situ, lo que quiere decir que al término del proceso de re-inyección, en el reservorio existirán un 90% de gas rico y un 10% de gas pobre.

Un esquema de producción futura del gas será materia de un estudio de simulación del yacimiento que se haría durante la primera fase de producción y se ajustaría una vez que se tenga alguna historia de producción. Este estudio de simulación podría ser integral y abarcaría además la simulación de todo el sistema de recolección en superficie para fijar las condiciones dinámicas de explotación hasta el punto de entrega del gas total producido.

## 9. JUSTIFICACION ECONOMICA DEL PROYECTO

### 9.1 Bases Económicas del Proyecto

Un resumen de las bases económicas se muestran en la Tabla XV. El criterio del análisis económico ha sido el de encontrar el precio máximo del condensado, para que en un período de explotación de sólo 5 años pague toda la inversión de explotación del campo. En realidad éste es el análisis más pesimista que se pueda efectuar, ya que si bien como se ha explicado anteriormente, los proyectos de utilización del gas no son de plazo inmediato, son en cambio proyectos de gran magnitud debido a que los posibles ingresos por la venta del gas son mucho más importantes que los ingresos sólo por la venta de condensados, considerados en el presente estudio.

Un análisis económico más adecuado consideraría una vida productiva del proyecto de por lo menos 20 años, de los cuales los primeros 5 años se producirían sólo condensados y los 15 años restantes gas y condensado. Por otro lado, en el quinto año de vida del proyecto (o sea cuando se deje de re-inyectar el gas seco residual) se debía considerar un valor de salvataje de los compresores que definitivamente es alto y por otro lado, los gastos de operación después del quinto año debían disminuir al suspenderse las operaciones de re-inyección de gas. Este tipo de análisis, sin embargo, no ha sido efectuado porque ese no ha sido el objetivo fundamental del presente estudio.

### 9.2 Inversión

Tal como se ha explicado anteriormente, la inversión consistirá básicamente en:

- Perforación de cuatro pozos
- Limpieza de los dos pozos actuales
- Estación de Separadores de Campo
- Sistema de compresión del gas seco residual
- Otros

El resumen de la inversión estimada se muestra en la Tabla XIII. La mayor inversión como puede verse es en perforación de pozos y en el sistema de compresores para re-inyectar el gas seco residual.

El costo de perforación y completación fue proporcionado por el Departamento de Ingeniería de Petróleo, y contempla una perforación normal en la Selva con equipo alquilado y aerotransportable, con una duración de perforación de 62 días por pozo. Contempla además, operaciones de coreo convencional en la zona productiva, y la toma de todos los registros eléctricos que normalmente se hacen en OPS. No se ha considerado ningún tipo de estimulación.

El costo de compresión de caballaje instalado ha sido estimado en US\$ 350.00/HP.

Finalmente, la inversión ha sido castigada con un 10% más por efectos de aumento en los costos unitarios a la fecha de la iniciación del proyecto, estimada dentro de un año.

### 9.3 Gastos de Operación

Los gastos de operación quedan resumidos en la Tabla XIV. Se han separado como gastos de operación:

- Servicios de Pozos, considerados a un servicio por pozo por año de producción.
- Operación del campo que incluye el personal de guardias y el personal administrativo mínimo necesario.
- Gastos de compresión que han sido tomados en función del cableado instalado con cifras de un estudio reciente.

### 9.4 Costo Máximo del Condensado

Con estas bases económicas se ha determinado el costo máximo del condensado en 8.20 US\$/Bl. (menor que el precio actual de crudo), tal como se muestra en la Tabla XVI. El costo mínimo del condensado es el que rendiría un índice de rentabilidad del 10% para las condiciones explicadas anteriormente. Se debe tener en cuenta que este costo sería muy inferior a los 8.20 US\$/Bl. en un análisis con aprovechamiento del gas. A manera de ejemplo se muestra un caso de economía (Ver Tabla XVII) para una vida del proyecto de 10 años con utilización del gas a partir del quinto año. Se puede notar claramente que en este caso el costo del condensado es de 2.80 US\$/Bl. Asimismo se puede ver (Tabla XVIII) que con estas condiciones y considerando un precio de condensado igual al costo máximo antes obtenido, se obtendrá un índice de rentabilidad de 28%, con una ganancia descontada al 10% de 4.7 M\$US\$.

En conclusión se puede decir que el proyecto de explotación del campo Aguaytía es rentable, aún cuando se difiera por cinco años la utilización del gas seco residual.

## **CONCLUSIONES**

## CONCLUSIONES

1. En el Yacimiento Aguaytía existen 240.21 MMSPC de gas recuperable y 8.41 MMSTB de condensado recuperable por medio de la separación mecánica de los fluidos, y considerando que el reservorio involucra sólo las zonas productivas A, B y C de la información productiva Cushabatay. En el caso de que la zona inferior D contenga hidrocarburos, estas reservas recuperables se elevarían a 340.4 MMSPC de gas y 11.91 MMSTB de condensado.
2. La explotación del yacimiento a corto plazo consistiría en perforar cuatro pozos adicionales a los dos ya existentes; tres de los cuales se destinarían a producción de gas húmedo y los tres restantes serían pozos re-inyectores del gas seco residual proveniente de la separación del condensado en la superficie. De esta manera se aprovecharía sólo el condensado en esta primera etapa de explotación, estimada tentativamente en cinco años.
3. Con el esquema de explotación antes planteado, es posible producir 23.85 MMSPC/D de gas y 559 BPD de condensado con separación mecánica de tres etapas (sin considerar procesos de absorción). Esta disponibilidad diaria puede elevarse a 29.97 MMSPC/D de gas y 702 BPD de condensado si es que las características de la zona productiva B mejoran en los demás pozos. La presión del gas producido en el punto de colección se ha estimado en 2450 psig. Estos estimados se han hecho en base a las pruebas iniciales efectuadas en el Pozo Aguaytía-1.
4. La operación de reciclaje de cinco años significará remover el 18% del gas recuperables del reservorio, y menos del 10% del gas inicial in-situ.
5. La alternativa considerada en el presente estudio contempla la re-inyección de 22.36 MMSPC/D del gas que sale de la primera etapa del separador con una presión de 2000 psia. Esta re-inyección requerirá de 1150 HP de potencia en la compresión del gas de 1800 a 4000 psia.
6. Inicialmente no se producirían problemas de producción de agua, aunque posteriormente, es probable que se tengan algunos problemas de producción por corte de agua debido a la conificación del acuífero que se estima no será fuerte.
7. El plan de explotación del campo Aguaytía para utilizar sólo el condensado en los primeros cinco años de vida del proyecto es rentable.
8. El costo máximo de producción de condensado bajo estas consideraciones es de 8.20 US\$/Bl.

## REFERENCIAS

1. Misión Alemana de Energía "Aprovechamiento del Gas Natural de Aguaytía"  
Informe N° 15 Ministerio de Energía y Minas. Dirección General de Hidrocarburos. Misión Alemana de Energía (Konsortium Lahmeyer-Salzgitter) Mayo 1971.
2. Motor Columbus Lima S. A. "Estudio Preliminar Sobre una Central Térmica para la Utilización del Gas Natural del Petróleo de los Yacimientos del Aguaytía."  
Actualización. Informe para las Empresas Eléctricas Asociadas. Julio 1970
3. Pierre Marty "A/Yacimiento de Gas Natural de Aguaytía." Informe de Sofregaz. Ing° Pierre Marty. Diciembre 1965.
4. Rolando Contreras "Evaluación del Potencial del Yacimiento de Gas Natural de Aguaytía." Petroperú. Departamento Tecnología de Explotación. Informe Setiembre 1973.
5. José Urrunaga "Yacimiento de Gas Natural de Aguaytía"  
Ministerio de Energía y Minas. Informe del Ing° José Urrunaga. Sin fecha.
6. Fernando Sotomayor "Reporte Preliminar del Estudio de Explotación del Gas de Aguaytía." Petroperú. Departamento Tecnología de Explotación. Informe Preliminar. Diciembre 1973.
7. T. C. Frick "Petroleum Production Handbook" Vol. II  
McGraw Hill Book Co. Inc. 1962.
8. D. L. Katz "Handbook of Natural Gas Engineering."  
McGraw Hill Book Co. Inc. 1959.
9. NGPSA "Engineering Data Book." Natural Gas Processors Association. 9th Edition. 1972.
10. B. C. Craft "Applied Petroleum Reservoir Engineering." Prentice Hall, Inc. 1960.
11. H. C. Slider "Flujo y Desplazamiento de Fluidos."  
Copias del cursillo dictado en Los Organos. Setiembre 1970.