

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA**

**FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA**



**OPTIMIZACION DEL SISTEMA DE OPERACION  
DE BOMBEO DEL OLEODUCTO NOR-PERUANO**

**TESIS**

**PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE**

**INGENIERO MECANICO**

**EFIGENIO SANDOVAL AGUILAR**

**PROMOCION 1978**

**LIMA - PERU**

**1991**

INDICE GENERAL

	Pag. Nº
Prólogo	1
1 Introducción	4
1.1 Descripción general del oleoducto	6
1.1.1 Ruta del oleoducto	6
1.1.2 Instalaciones de las estaciones de bombeo	8
1.1.3 Características técnicas de la tubería del oleoducto	15
1.1.4 Suministro de energía y de combustible	22
2 Análisis y características técnicas del sistema de operación inicial	26
2.1 Turbinas	26
2.1.1 Descripción y características técnicas	26
2.1.2 Análisis termodinámico	37
2.2 Bombas principales	48
2.3 Análisis de la operación de bombeo	54
2.4 Problemática de la operación de bombeo	58
2.4.1 Bombeo de Andoas a Estación Nº 5	58
2.4.2 Bombeo de Estación Nº1 a Estación Nº5	61
2.4.3 Bombeo de Estación Nº5 a Bayovar	62
2.4.4 Repartición de carga en Estación Nº 9	63
3 Planteamientos de optimización y su análisis téc- nico económico	65
3.1 Bombeo de Andoas a Estación Nº 5	65
3.1.1 Análisis de la operación con una turbo- bomba perteneciente a Estación Nº9.	65

3.1.2 Análisis de la operación con una turbobomba original.	68
3.2 Bombeo de Estación Nº1 a Estación Nº 5	75
3.2.1 Análisis técnico (hidráulico)	75
3.2.2 Análisis económico	91
3.3 Bombeo de Estación Nº5 a Bayovar	105
3.2.1 Análisis técnico	105
3.2.2 Análisis económico	111
3.4 Repartición de carga en Estación Nº 9	124
3.4.1 Análisis de los datos reales de bombeo	125
3.4.2 Análisis hidráulico del sistema de bombeo	127
4 Modificaciones propuestas en el sistema de operación	134
4.1 Generalidades de las modificaciones	134
4.2 Bombeo de Andoas a Estación Nº 5	134
4.3 Bombeo de Estación Nº1 a Estación Nº 5	135
4.4 Bombeo de Estación Nº5 a Bayovar	136
4.5 Repartición de carga en Estación Nº 9	136
5 Sistema actual de operación de bombeo	137
5.1 Bombeo de Estación Andoas a Estación Nº5	137
5.2 Bombeo de Estación Nº1 a Estación Nº5	137
5.3 Bombeo de Estación Nº5 a Bayovar	139
6 Conclusiones y recomendaciones	142
6.1 Conclusiones	142
6.2 Recomendaciones	145
7 Bibliografía	147

8 Apéndices	149
8.1 Apéndice N°2.1.1	
Procedimiento para calcular la eficiencia térmica real de las turbinas a gas que ac- cionan las bombas de petróleo del oleoducto.	150
8.2 Apéndice N°2.2.1	
Curvas características de presión, eficiencia, potencia y NPSH versus caudal de las bombas de petróleo del Oleoducto Norperuano.	155
8.3 Apéndice N°2.2.2	
Procedimiento para corrección de curvas carac- terísticas de bombas centrífugas	165
8.4 Apéndice N°3.2.1	
Pronóstico de producción de petróleo a entre- garse en Estación N°1 en los próximos 10 años	181

## PROLOGO

En 1989 Petroleos del Perú S.A. y la Universidad Nacional de Ingeniería (UNI), firmaron un convenio en mérito al cual la UNI brindó asesoría a los bachilleres que laboran en Petroperú, para la elaboración de una tesis que permita optar el título de Ingeniero. Esta asesoría se realizó en el lugar de trabajo del bachiller, lo que representó una enorme ayuda para los que laboramos fuera de la ciudad de Lima.

En mérito al convenio señalado se propuso realizar el presente tema de tesis, referente a la optimización del consumo de combustible de las unidades de bombeo utilizadas para el transporte de petróleo a través del Oleoducto Norperuano.

Tres de los cuatro planteamientos (estudios) de optimización desarrollados en el presente trabajo, ya fueron implementados lograndose un notable ahorro económico para Petroperú S.A., el cuarto planteamiento de optimización esta en proceso de ejecución estimandose que entrará en funcionamiento durante el primer trimestre de 1991.

El presente trabajo se desarrolla en seis capítulos:

En el capítulo 1 se hace la introducción del tema y

una descripción general del Oleoducto Norperuano (ONP), que involucra: La ruta que sigue la tubería en cada uno de los tres tramos que componen el ONP, las características técnicas de la tubería, las instalaciones de las Estaciones de Bombeo y los sistemas auxiliares de suministro de energía eléctrica y combustible.

En el capítulo 2 se realiza la descripción y análisis de las características técnicas de las turbinas y bombas principales de petróleo, incluyendo el análisis termodinámico de las turbinas; se analiza también la operación inicial de bombeo así como la problemática correspondiente de cada uno de los tres tramos del ONP.

En el capítulo 3 se realizan los planteamientos tendientes a optimizar el consumo de combustible de las unidades de bombeo, incluyendo el análisis técnico económico para determinar la conveniencia de cada planteamiento.

En el capítulo 4 se proponen las modificaciones que son necesarias implementar, en el sistema de operación de las unidades de bombeo, en base a los resultados del análisis efectuado en el capítulo 3.

En el capítulo 5 se hace una descripción del sistema actual de la operación de bombeo de petróleo, por cada uno de los tres tramos que componen el ONP.

En el capítulo 6 se dan las conclusiones y recomendaciones que se desprenden de la realización y culminación del presente trabajo.

Agradesco a la Universidad Nacional de Ingeniería en la persona del catedrático Sr. Carlos Arguedas por el invaluable apoyo de asesoría para la ejecución de este trabajo.

Igualmente agradezco al Departamento de Capacitación de Petroleos del Perú S.A. por haber hecho posible el convenio antes señalado, en mérito al cual he podido realizar esta tesis para optar el título de Ingeniero.

## INTRODUCCION

La mayor eficiencia en la operación de transporte de petróleo a través de los tres tramos del Oleoducto, al menor costo posible y teniendo siempre en cuenta la seguridad, es uno de los objetivos permanentes de Petróleos del Perú.

En el presente trabajo se analizan y evalúan cuatro planteamientos destinados a optimizar el consumo de combustible, en las operaciones de bombeo de petróleo por el oleoducto Nor Peruano, con el consiguiente ahorro económico para PetroPerú S.A.

Los planteamientos señalados apuntan a mejorar la eficiencia de las unidades de bombeo (turbobombas) y disminuir su consumo específico de combustible, teniendo en cuenta que trabajan con cargas que están apreciablemente debajo de su capacidad nominal, debido a que la producción de petróleo es mucho menor que la capacidad de transporte del Oleoducto tal como se explica a continuación.

El Oleoducto Nor Peruano (ONP) fue diseñado y construido teniendo como referencia los siguientes valores de flujo:

Para el Tramo I, que une la Estación N21 ubicada en



San José de Saramuro, con la Est.5 ubicada en el Km.306.1, se consideró un flujo inicial de 464  $m^3$ /Hr. (70,000 barriles por día BPD) y un flujo máximo de 1,656  $m^3$ /Hr. (250,000 BPD). En este tramo se construyó un oleoducto de 610 mm (24 pulg.) de diámetro.

Para el Tramo II, que une la Est. Andoas con la Est.5 y tiene una longitud de 252 Kms., se consideró un flujo inicial de 530  $m^3$ /Hr. (80,000 BPD) y un flujo máximo de 696  $m^3$ /Hr. (105,000 BPD); la tubería de este tramo es de 406.4 mm (16 pulg.) de diámetro.

Al Tramo II también se le conoce con el nombre de Oleoducto Ramal Norte (ORN).

Para el Tramo III, que une la Estación N95 con el Terminal Bayóvar ubicado en el Km.855.4, se consideró un flujo inicial de 1,324  $m^3$ /Hr. (200,000 BPD) con un flujo máximo de 3,312  $m^3$ /Hr. (500,000 BPD). En este tramo se construyó un oleoducto de 914 mm. (36 pulg.) de diámetro, teniendo como consideración adicional que esta línea serviría también para transportar el petróleo proveniente de los campos de la compañía de la Occidental en el Lote 1-A.

Debido a restricciones en la producción por diversos motivos, solamente se llegó a transportar los siguientes volúmenes de petróleo:

Tramo I, en 1985 se llegó al límite máximo con un flujo diario de 35,000 barriles, actualmente el promedio diario es de 20,000 barriles aproximadamente.

Tramo II, en 1982 se llegó al límite máximo con un flujo diario de 115,000 barriles, actualmente se transporta un promedio de 68,000 barriles por día (BPD).

Tramo III, en 1980 se alcanzó el límite máximo con un flujo de 130,000 barriles diarios, actualmente el promedio esta por debajo de los 100,000 BPD.

## 1.1 Descripción general del sistema del oleoducto.

### 1.1.1 Ruta del oleoducto

A continuación se da una breve descripción de la ruta del Oleoducto Nor Peruano, para mayores detalles ver dibujo N°1.1.1.

#### Tramo I

Se inicia en la Estación N°1, donde se recolecta el petróleo de los Yacimientos de corrientes (estructuras Pavayacu, Caprirona, Corrientes) y Yanayacu de PetroPerú, así como el procedente del Lote 1-B de la Cía. Occidental Petroleum Co., desde este punto el petróleo es transportado a través de las llanuras de la Selva Oriental hasta la Estación Recolectora intermedia N°5, ubicada en el Km. 206.1

### Tramo II

El Oleoducto Ramal Norte (ORN) se inicia en la Estación Andoas donde se recibe el petróleo extraído por la Cía. Occidental de los campos correspondientes al Lote 1-A; desde este punto el petróleo es transportado a través de la Selva Oriental cruzando cinco ríos importantes (Pastaza, Huazaga, Huitoyacu, Morona y Marañón), hasta llegar a la Estación N°5

### Tramo III

Se inicia en la Estación N° 5 donde se recibe el petróleo proveniente de la Estación N° 1 y de la Estación Andoas; desde este punto el oleoducto atraviesa la selva y ceja de selva, cruzando luego la Cordillera de los Andes en el abra Porculla a una altura de 2,400 m. sobre el nivel del mar y por último el desierto costeño del norte del país hasta llegar al Terminal de Bayóvar, ubicado en el kilómetro 855.4

#### **1.1.2 Instalaciones de las estaciones de bombeo**

Las instalaciones que conforman el O.N.P. están compuestas básicamente por:

Un sistema recolector inicial de crudo junto con una batería de tanques de almacenamiento en la Estación N°1.

Un sistema recolector inicial de crudo junto con una batería de tanques de almacenamiento en la Estación Andoas.

Un sistema recolector intermedio con una batería de tanques de almacenamiento en la Estación N°5.

Cinco estaciones de bombeo que son: Morona, 6, 7, 8 y 9.

Una batería de tanques de almacenamiento, instalaciones marítimas de carga y un sistema de balasto en Bayóvar.

#### Estación N°1

En esta Estación se recibe el petróleo procedente de varios campos petrolíferos a través de líneas secundarias y chatas fluviales y luego es almacenado en tres tanques de 20,000 m<sup>3</sup>, dos de 8,000 m<sup>3</sup> de capacidad cada uno.

Dos bombas de refuerzo verticales del tipo barril, accionadas por motor eléctrico, son las que proporcionan una presión positiva de succión a las bombas principales (turbobombas), dos medidores de control de flujo de 203.2 mm. (8") tipo turbina, dos bombas principales impulsadas por turbinas a gas de 1750 HP y dos generadores de 1100 KW también impulsados por turbinas a gas de 1750 HP; forman parte del equipo principal de bombeo en esta

instalación.

#### Estación Andoas

En esta Estación se recibe el petróleo entregado por la Cía. Occidental, utilizando tres tanques: dos de 30,000 y uno de 120,000 barriles de capacidad.

Dos bombas de refuerzo tipo barril accionadas por motor eléctrico son las que proporcionan una presión de succión positiva a las bombas principales que son dos, las cuales son impulsadas por turbinas a gas de 4000 HP.

También se tiene dos generadores eléctricos de 1000 KVA impulsados por motores de combustión interna diesel de 1000 HP.

#### Estación Morona

Esta Estación intermedia del ORN cuenta con los siguientes equipos principales: 6 bombas principales de petróleo, impulsadas por motores diesel de 900 HP, dos generadores eléctricos de 500 KVA impulsados igualmente por motores diesel de 600 HP.

También se tiene válvulas tipo compuerta accionadas por motor eléctrico y trampas para lanzamiento y recepción de raspatubos a través de la tubería del ORN, durante las operaciones de bombeo.

### Estación N°5

El petróleo que se recibe de la Estación 1 y de los yacimientos PetroPerú-Occidental a través del Oleoducto Ramal Norte (ORN) es almacenado en una batería de tanques que consta de tres tanques de 22,380 m<sup>3</sup>, uno de 20,000 m<sup>3</sup> y dos de 22,000 m<sup>3</sup> de capacidad.

Dentro de otros equipos principales también se tiene tres bombas de refuerzo tipo barril impulsadas por motores eléctricos las cuales proporcionan una presión de succión positiva a las bombas principales (turbobombas); estas tres bombas están conectadas en paralelo, de modo que dos de ellas son capaces de impulsar el caudal inicial. La instalación de estas bombas permite adicionalmente transferir petróleo entre tanques así como inyectar petróleo del tanque de alivio a la línea principal de bombeo. También se tiene dos medidores de control de flujo de 304.8 mm. (12"), así como tres bombas principales impulsadas por turbinas a gas de 4000 HP, dos generadores de 1100 Kw. impulsados por turbinas a gas de 1750 HP.

### Estaciones N°6, 7, 8 y 9

El equipo principal de estas estaciones consiste de bombas principales impulsadas por turbinas a gas de 4000 HP, dos en cada Estación 6, 7 y 8, y cinco en la Estación 9, y de dos generadores de 1100 Kw. cada

uno impulsados por turbinas a gas de 1750 HP.

Así mismo, en las estaciones se tienen válvulas tipo compuerta accionadas por motor eléctrico, y trampas scanner o trampas de raspatubos tanto de lanzamiento como de recepción cuya misión es lanzar y recepcionar los raspatubos (chanchos) a través de la tubería principal del oleoducto durante operaciones de bombeo. Estos chanchos son lanzados con el fin de limpiar internamente la tubería y evacuar sedimentos y materiales extraños, separar productos de diferentes calidades e inspeccionar internamente la tubería para detectar posibles obstrucciones, abolladuras, aplastamientos o cualquier cambio en el diámetro interno de la tubería. Estas trampas están instaladas en las estaciones siguientes:

Estación	Lanzamiento	Recepción
1	X	
Andoas	X	
Morona	X	X
5	X	X
7	X	X
9	X	X
Bayóvar		X

#### Terminal Bayóvar

El oleoducto termina en este lugar costero donde el petróleo es recibido y almacenado en 14 tanques de 22,380 m<sup>3</sup> de capacidad cada uno. Por medio de flujo

por gravedad, el petróleo es trasladado desde la playa de tanques por una tubería de 1067 mm. (42") de diámetro hasta el área de medidores, sistema constituido por cuatro medidores de caudal tipo turbina con capacidad total de 100,000 barriles por hora (BPH) los que miden la cantidad de petróleo despachado a los buques tanques; el flujo de petróleo continúa por gravedad desde el sistema de medición hasta las instalaciones del muelle de carga. Esta instalación marítima es un atracadero para buques tanques conectados por un muelle de 113 mts. de largo a una cabeza de playa ganada al mar montada sobre pilotes. En la plataforma del muelle, cuatro brazos operados hidráulicamente de 406 mm. (16") de diámetro efectúan la carga del buque tanque y la descarga del agua de balasto del mismo; se puede alcanzar un promedio de carga de crudo de hasta 15,900 m<sup>3</sup>/Hr.

#### Instalaciones aliviadoras de presión

En el lado de la tubería de succión de las Estaciones 5,6,7,8 y 9 se han instalado sistemas aliviadores de presión, consistiendo cada uno de ellos de válvulas de alivio tipo diafragma con sus controles, tanque de alivio de 3000 m<sup>3</sup> de capacidad y tuberías de interconexión.

La válvula de alivio es una válvula marca Grove, mo-



delo 888 Flexflo de 10" ASA 300.

Estos sistemas de alivio están diseñados para recibir la totalidad del flujo de la línea principal durante las paralizaciones no previstas o no programadas de las estaciones de bombeo y para aliviar las excesivas presiones estáticas en caso que las válvulas en el lado de descarga de las bombas principales fallen al cerrarse completamente al existir una condición en la que no hubiera flujo de petróleo.

#### Terminal Bayóvar

Un tanque de alivio de 3000 m<sup>3</sup> de capacidad y un sistema de alivio han sido instalados en el área de la playa de tanques del Terminal Bayóvar. La construcción de estas instalaciones es necesaria en casos que prevalescan las siguientes condiciones:

- a) Aceptar el flujo total de la línea principal y aliviar presiones estáticas en caso de una interrupción no prevista del flujo en la línea debido al cierre imprevisto de una válvula en su paso a los tanques.
- b) Proteger la tubería y las válvulas de la playa de tanques contra las presiones que exceden lo establecido por ANSI 150 del sistema.

Además ha sido instalado otro sistema de alivio en

la línea de carga de los buques tanques cerca a la orilla del muelle.

Este sistema es requerido para prevenir condiciones de sobrepresión en la línea de carga de los buques tanques (BT) en caso que todas las válvulas en los múltiples del BT cierren simultáneamente en condiciones de máximo flujo. La línea de descarga del sistema de alivio está conectada a un tanque de alivio de 300 m<sup>3</sup> de capacidad.

Complementando al conjunto de los sistemas de alivio instalados en las Estaciones de Bombeo 6, 7, 8 y 9, dos bombas de inyección impulsadas por motores eléctricos con sus respectivas tuberías de interconexión han sido instaladas para cada tanque de alivio para bombear el contenido del tanque hacia el lado de la tubería de succión de las bombas principales. Cada bomba de inyección está diseñada para evacuar el contenido del tanque de alivio en 24 Hrs. La evacuación del contenido del tanque de alivio en la Estación 5 y Bayóvar es realizado por medio de las bombas de refuerzo y transferencia respectivamente.

### 1.1.3 Características técnicas - tubería del oleoducto

#### Caudal de diseño

El diseño del ONP se ha basado en la recepción y en

el transporte de petróleo desde las instalaciones colectoras en las Estaciones 1, Andoas y 5 en la selva, hasta el Terminal Bayóvar.

Los caudales iniciales y finales de petróleo, a transportar, que fueron proporcionados por Petro-Perú, fueron la base para dimensionar las estaciones de bombeo y las capacidades de las baterías de tanques de almacenamiento.

Es así que el diseño del sistema del ONP, se basó en los siguientes caudales para el petróleo especificado:

Tramos	Caudal de diseño $m^3/hr.$	Caudal nominal $m^3/Hr.$ Al factor de carga 95 %
<u>Tramo I (Est.1 - Est.5)</u>		
Sist. inicial	488	464
Sist. final	1,742	1,656
<u>Tramo II (Est.Andoas - Est.5)</u>		
Sist. inicial	558	530
Sist. final	733	696
<u>Tramo III (Est.5 - Bayovar)</u>		
Sist. inicial	1,394	1,324
Sist. final	3,486	3,312

#### Características del petróleo

El diseño de los tramos I y III del oleoducto se basó en una temperatura de circulación del petróleo

de 18°C (65°F) con las siguientes características:

Tramo I - 610 mm.

Peso específico	0.905 (Agua 1.0)
Gravedad API	25.0
Viscosidad	52 Centistokes CST (240 S.S.U.)

Tramo III - 914 mm.

Peso específico	0.895 (agua 1.0)
Gravedad API	26.6
Viscosidad	38 Centistokes CST (165 S.S.U.)

El diseño del Tramo II se basó en una temperatura de circulación del petróleo de 21°C (70°F), con las siguientes características:

Peso específico	0.895 (agua 1.0)
Gravedad API	26.6
Viscosidad	12.1 Centistokes CST (67 S.S.U.)

Pérdidas de carga por fricción

Las pérdidas de carga por fricción en la tubería han sido calculadas utilizando la ecuación básica de flujo que es la siguiente:

$$h = 603.9 * \frac{f * Q^2}{D^5}$$

Los símbolos tienen los siguientes significados:

$h$  = Pérdida de carga por fricción en mts. de columna líquida por cada kilómetro de tubería.

$Q$  = Caudal de petróleo bombeado en  $m^3/Hr.$

$D$  = Diámetro interno de la tubería en pulg.

$f$  = Coeficiente de fricción determinado por el número de Reynolds ( $Re$ ).

$$Re = 13,918 * \frac{Q}{D * \nu}$$

donde  $\nu$  (nu) = Viscosidad cinemática en CST.

#### Tuberías de la línea principal

El oleoducto se construyó de acuerdo con el código ANSI (American National Standards Institute) B 31.4 para tubería de presión, sistema de tubería para el transporte de petróleo líquido (liquid petroleum transportation piping system) edición de 1971.

Toda la tubería de la línea principal ha sido diseñada considerando los caudales de la capacidad final del sistema. Es así que estas tuberías reúnen los requerimientos establecidos en el API standard 5LX-52 specification for high-test line pipe,

edición 19 de 1973, o standard API 5LS-52 specification for spiral welded line pipe, 7ma edición de Marzo de 1973. El material de las tuberías es de grado X-52, con un límite mínimo de fluencia de  $36.6 \text{ kg/mm}^2$  (52,000 PSI).

La tubería de los tramos I, II, III tienen los siguientes diámetros exteriores y espesores de pared, dados en milímetros (entre parentesis se dan los valores en pulgadas).

Tramo	I	II	III
Diam.ext.	610 (24)	406.4 (16)	914 (36)
Espesor min.de pared	6.35 (0.250)	6.35 (0.250)	7.93 (0.312)
Espesor máx.de pared	12.7 (0.500)	9.525 (0.375)	22.220 (0.875)

#### Presiones máximas admisibles

La presión máxima admisible de la tubería está determinada por el código ANSI B31.4 según la siguiente fórmula:

$$P = \frac{200 * S * t * d}{D_e}$$

donde:

$P$  = Presión máxima admisible,  $\text{kg}/\text{cm}^2$

$S$  = Esfuerzo admisible  $\text{kg}/\text{mm}^2$  (mínimo punto de fluencia especificado  $\times 0.72$ )

$t$  = Espesor nominal de la pared de la tubería, en pulg. (sin considerar el espesor para corrosión).

$d$  = Coeficiente de acoplamiento (1.0)

$D_e$  = Diámetro exterior de la tubería, en pulg.

Las presiones máximas admisibles para los distintos espesores de pared de la tubería principal del oleoducto han sido calculadas para las tuberías de diferentes diámetros utilizando el petróleo de diseño apropiado. A continuación se presentan los resultados

Diámetro tubería mm-pulg	Espesores mm-pulg.	Presión máx. admisible $\text{Kg}/\text{cm}^2$ -PSI	Mts de petróleo equivalente
610-24	6.35-0.250	54.8-780	607
610-24	12.70-0.500	109.7-1560	1,213
406.4-16	6.35-0.250	82.2-1170	918
406.4-16	9.525-0.375	123.3-1755	1,377
914-36	7.92-0.312	45.7-650	511
914-36	8.74-0.344	50.3-715	562
914-36	9.52-0.375	54.8-780	613
914-36	10.31-0.406	59.4-845	664

Diámetro tubería mm-plg	Espesores mm-plg.	Presión máx. admisible Kg/cm <sup>2</sup> -PSI	Mts de petróleo equivalente
914-36	11.13-0.438	64.0-910	715
914-36	12.70-0.500	73.2-1040	820
914-36	14.27-0.562	97.6-1390	1,091
914-36	22.22-0.75	128.1-1820	1,392

Sp.Gr. = 0.905 (tubería de 310 mm. de diámetro)  
 = 0.895 (tubería de 914 mm. de diámetro)  
 = 0.895 (tubería de 406.4 mm. de diámetro)

Sp.Gr = Gravedad específica del petróleo

#### Potencia de bombeo

La potencia de bombeo fue estimado según la siguiente fórmula:

$$BHP = \frac{Q \times H \times \gamma}{274.1 \times e}$$

donde: Q = Caudal en m<sup>3</sup>/Hr.

H = Altura en mts. de columna líquida.

$\gamma$  = Peso específico del líquido bombeado

e = Eficiencia de la bomba

BHP = Potencia, caballos de fuerza al freno de la bomba.



#### 1.1.4 Suministro de Energía y de Combustible

Con excepción de Andoas y Morona la energía eléctrica requerida en cada estación, es suministrada por dos generadores de 1100 Kw. nominales con factor de potencia de 0.8, accionados por turbinas a gas modelo TA-1750, normalmente opera un generador y el otro permanece en reserva. La corriente eléctrica generada es trifásica y de 60 Hz. Todos los generadores accionados por turbinas a gas son del tipo compacto montados sobre patines en casetas protectoras contra el medio ambiente. Estos conjuntos han sido ensamblados y probados en fábrica.

Las turbinas a gas son arrancadas por medio de un motor eléctrico que funciona con corriente directa (DC) proveniente de un conjunto de baterías. Los paneles de control y accesorios están ubicados en un módulo adyacente conocido como centro de control de motores (CCM).

En Estación Andoas la energía eléctrica es proporcionada por dos generadores de 800 Kw. nominales con un factor de potencia de 0.8, accionados por motores diesel Caterpillar modelo D399. Normalmente opera una unidad y la otra permanece en reserva.

En Estación Morona se tiene instalado dos generadores de 400 Kw. nominales con factor de potencia 0.8, accionados por motores diesel Caterpillar

modelo 3412, al igual que en las demás estaciones se opera con un generador y el otro permanece en reserva.

#### Dispositivo de distribución y centro de control de motores

Los centros de control de dispositivos de distribución y de motores son metálicos, instalados dentro de un recinto al que se puede ingresar a pie, montados sobre largueros, a prueba de intemperie, ensamblados, probados y preparados en fábrica.

Los dispositivos de control de los generadores están ubicados en el tablero de distribución incluyendo el sistema de sincronización automática.

Los arrancadores de motores de 2.4 Kv. son del tipo unificado, con alta capacidad interruptora, equipados con fusibles limitadores de corriente o protección contra cortocircuitos.

Las unidades de arranque son del tipo corredizo para facilitar su mantenimiento; consisten de un interruptor de desconexión tripolar de maniobra múltiple, un juego de fusibles limitadores de corriente y un contacto tripolar con accesorios diversos.

#### Conexión a tierra

Existe un sistema de enlace y conexión a tierra en cada una de las instalaciones, incluyendo las estructuras de los edificios con varillas a tierra.

Este sistema está destinado a proteger a los equipos y al personal de los riesgos de las descargas eléctricas y a reducir las posibilidades de explosión por descarga eléctrica.

Todas las envolturas de los motores, tableros de alumbrado, equipo de control de motores, neutro de los transformadores, y todos los demás equipos que requieren de conexión a tierra conforme al artículo 240 del U.S.A. National Electric Code, han sido conectados a tierra.

#### Instrumentación

Se han previsto instrumentos así como circuitos de control para las funciones básicas de la estación tales como control de caudal, control de presión, temperatura, nivel, etc. Cada circuito consiste de un elemento detector, un transmisor, un controlador y una unidad de regulación.

#### Suministro de combustible

El suministro de combustible a las estaciones 1, 5, Morona y Andoa se efectúa desde la ciudad de Iquitos mediante la utilización de barcazas fluviales.

El abastecimiento a las Estaciones 9,8,7,6 y Terminal Bayóvar se efectúa desde la planta de distribución de Eten, utilizando camiones cisterna.

Cada una de las estaciones cuentan con tanques de almacenamiento de combustible y tanques diarios instalados a aproximadamente 10 mts. de altura, desde donde el combustible fluye por gravedad hacia las turbinas y motores diesel que impulsan las bombas de petróleo y los generadores eléctricos.

Los tanques diarios de todas las estaciones son de 16 m<sup>3</sup> cada uno con excepción de los tanques de Morona que tiene uno de 2m<sup>3</sup> y otro de 3 m<sup>3</sup>.

Las operaciones de descarga de combustible (de barcazas y cisternas) y abastecimiento a los tanques se efectúa utilizando bombas accionadas por motores eléctricos.

Estación	NºTks. almac.	Producto	Capacidad total Barriles (m <sup>3</sup> )	Nº Tks. diarios
1	1	Diesel	12,600 (2,000)	1
5,6,7,8 y Bayóvar.	2	Diesel	25,200 (4,000)	1
Andoas	2	Diesel	2,000 (318)	2
	2	Crudo	10,000 (1,592)	
Morona	2	Diesel	10,000 (1,592)	2
9	2	Diesel	37,800 (3,000)	2

## CAPITULO Nº 2

### ANALISIS Y CARACTERISTICAS TECNICAS

#### DEL SISTEMA DE OPERACION INICIAL

##### 2.1 Turbinas

En el Capítulo 1 de Introducción se hizo mención en términos muy generales de las turbinas, a continuación se indican mayores precisiones sobre estos equipos.

##### 2.1.1. Descripción y Características Técnicas

Las turbinas son del tipo "Turbo Gas", de doble eje, compuestas de dos secciones principales que son:

La generadora de gas.

La turbina Motriz propiamente dicha que acciona la bomba.

La Sección Generadora de Gas está compuesta básicamente por:

La Carcaza de admisión de aire.

Un compresor de flujo axial, que dispone de una etapa de álabes directorios de ángulo variable, usados para regular el flujo del aire de admisión.

Una turbina axial de dos etapas que mueve al

Una turbina axial de dos etapas que mueve al compresor.

Las turbinas marca Ruston, modelo TB-4000 tienen 4 cámaras de combustión y las del modelo TA-1750 tienen solamente una cámara de combustión; estando cada cámara equipada con toberas y encendedores de combustible.

La turbina motriz es de flujo axial y tiene dos etapas, la carcasa del estator (2da. etapa) va unida al ducto de salida de los gases de escape; el eje rotórico de esta turbina está acoplado a una caja reductora de engranajes tipo planetario la cual mueve la bomba principal de petróleo. Esta caja acciona también, mediante un tren de engranajes auxiliares, a las bombas principales de aceite lubricante y combustible.

Además es necesario mencionar también, los siguientes sistemas de las turbinas:

Sistema de arranque.

Está conformado por un motor eléctrico que inicia el movimiento del rotor de la generadora de gases (compresor + turbina del compresor) y un sistema de encendido por gas (propano + butano). El motor mencionado es de corriente alterna en las turbinas TB-4000 y de corriente continua en las turbinas TA-1750.



- . Temperatura de operación alta
- . Temperatura de lubricante alta
- . Falla de llama
- . Falla del regulador de velocidad
- . Parada de emergencia
- . Parada por incendio
- . Temperatura de bomba alta
- . Baja presión de succión de bomba de petróleo
- . Alta presión de descarga de bomba de petróleo
- . Falla de sello de bomba de petróleo

Como apoyo al sistema lógico de control, existe un sistema de parada de emergencia de tipo electromecánico.

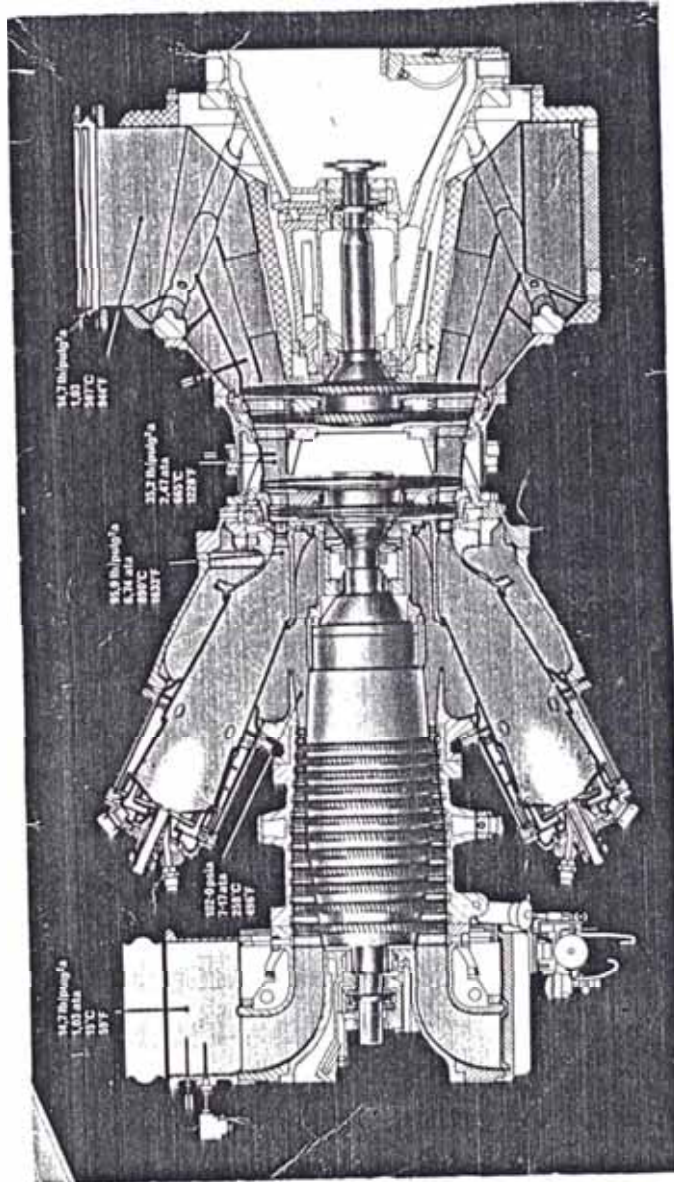
En los dibujos N2.1.1 y 2.1.2 se muestra un corte longitudinal de las turbinas TA-1750 y TB-4000, donde se aprecia sus principales parámetros de operación.

El conjunto turbina-bomba está montado en un larguero (patín) común conjuntamente con todos sus elementos auxiliares y tuberías, todo el paquete va dentro de una caseta protectora contra el medio ambiente. Un muro contra incendio impermeable a los gases separa la turbina de la bomba. Todos los tableros del sistema de control de la unidad, así como las baterías y el panel de distribución eléctrico están colocados en una cabina de control.



Dibujo No 2.1.2

Corte longitudinal de la turbina TB - 4000



Cada grupo compacto turbina-bomba fue totalmente ensamblado en los talleres de la cia. proveedora "Ruston Gas Turbines Ltd." a la vez que fue probado antes del embarque.

En los dibujos Nº2.1.3 y 2.1.4 se aprecia el perfil físico de las turbinas Ruston modelos TA-1750 y TB-4000 que mueven las bombas principales del oleoducto.

En la tabla Nº2.1.1 se especifica las unidades motorizas que mueven las bombas principales de petróleo instaladas en cada estación.

Características técnicas generales de las Turbinas Ruston

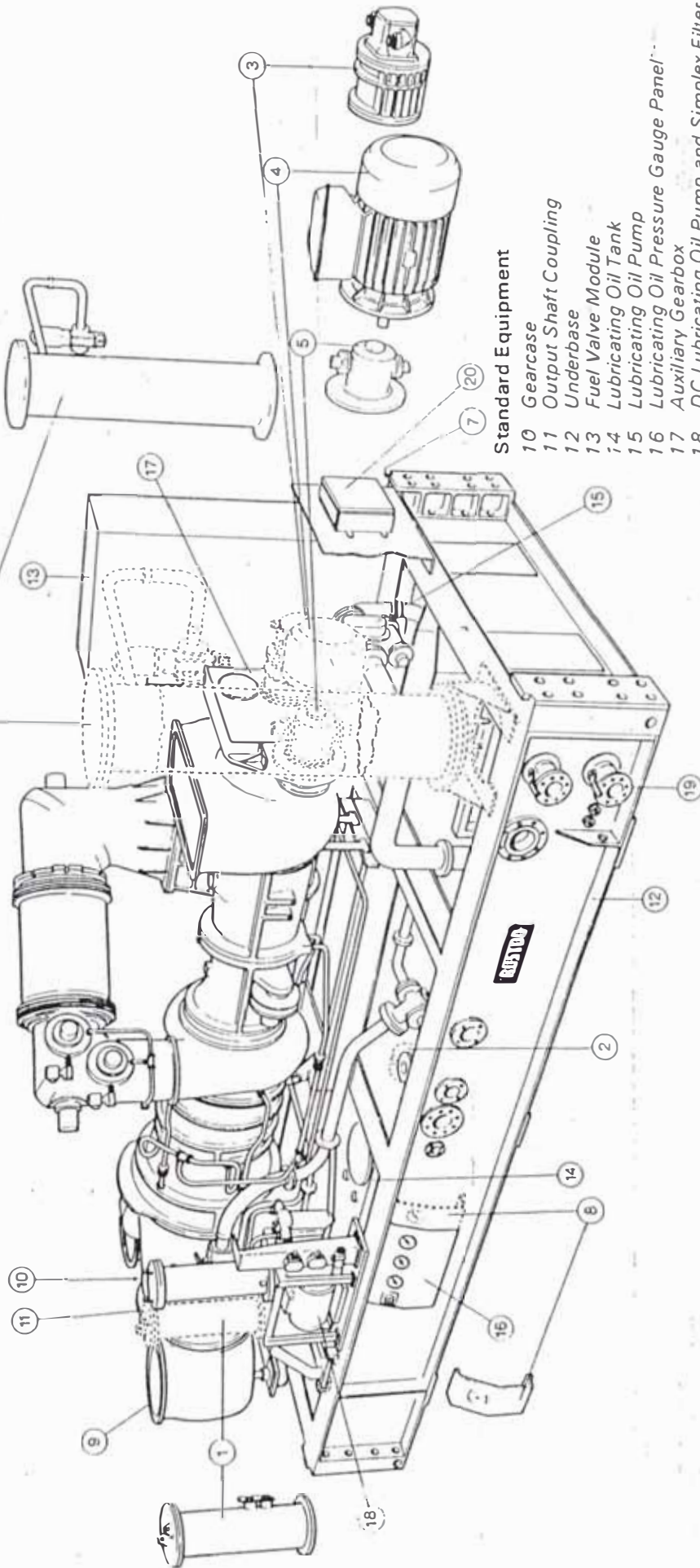
Se pueden mencionar las siguientes:

Marca	:	Ruston	
País de procedencia	:	Inglaterra	
Modelos	:	TB-4000	TA-1750
Potencia nominal ISO	:	3840 BHP	1740 BHP
Velocidad compresor	:	10,600 RPM	12,000 RPM
Veloc. turb. matriz	:	7,900 RPM	6,000 RPM
Nº de ejes	:	2	2
Combustible	:	Diesel	Diesel
Peso	:	13,600 Kg.	8,500 Kg.
Aceite lubricante	:	Turbinol 46	Turbinol 46
Nº de etapas (turb.)	:	2	2

Perfil físico de la turbina Ruston modelo TA - 1750

Optional Standard Equipment

- 1 Duplex Lubricating Oil Filter
- 2 Immersion Heaters for Lubricating Oil Tank
- 3 Liquid Fuel Pump
- 4 AC Starter Motor
- 5 Gas Starter Motor
- 6 Gas Fuel Demister
- 7 Gas Fuel and Gas Start Gauge Panel (in web or base)
- 8 Driven Machine Gauge Panel
- 9 Up or Down Exhaust Ducting



Standard Equipment

- 10 Gearcase
- 11 Output Shaft Coupling
- 12 Underbase
- 13 Fuel Valve Module
- 14 Lubricating Oil Tank
- 15 Lubricating Oil Pump
- 16 Lubricating Oil Pressure Gauge Panel
- 17 Auxiliary Gearbox
- 18 DC Lubricating Oil Pump and Simplex Filter Unit
- 19 Piped Services Connection Points
- 20 Electrics Junction Boxes and Gauge Plates

Tabla Nº 2.1.1

Unidades motrices que mueven las bombas principales de petróleo

Estación	Nº de unidades motrices	Tipo	Marca	Modelo	Bomba impulsada
Andoas	2	Turbina	Ruston	TB-4000	Bingham
Morona	3	Motor diesel	Caterpillar	D-398	Bingham
	3	Motor diesel	Caterpillar	D-398	Ingersoll Rand
1	2	Turbina	Ruston	TA-1750	Bingham
5	3	Turbina	Ruston	TB-4000	Bingham
6,7 y 8	2 en c/Est.	Turbina	Ruston	TB-4000	Bingham
9	5	Turbina	Ruston	TB-4000	Bingham

Motor eléc. arranque	: Corriente	Corriente
	alterna	continúa
Eficiencia térmica	: 29.5 %	17.5%
Hrs. de operación	: 15,000	20,000

entre Mntos. generales

Adicionalmente se pueden mencionar también las siguientes características comunes de las turbinas indicadas:

- Relación potencia/peso alta, son compactas pequeñas y ligeras
- Requieren poca cimentación y construcciones adyacentes
- No necesitan agua de enfriamiento
- Requieren poca atención durante su funcionamiento
- Pueden operarse en forma manual o automática y también a control remoto
- Arrancan rápidamente y con carga (desarrollan un alto torque en el arranque).
- Tienen alta confiabilidad.
- Su costo de mantenimiento es bajo.
- Son de rápido y fácil transporte, instalación y puesta en marcha.
- Son muy sensibles a las condiciones ambientales del sitio de operación.
- Son muy sensibles al porcentaje de carga.
- Su consumo de combustible es alto.

Los arranques y paradas frecuentes reducen la vida de los componentes internos, especialmente de los álabes del estator de 2da. etapa de la turbina del compresor que son muy sensibles a la fatiga térmica.

Su diseño de doble eje les da una gran ventaja para poder operar con un amplio rango de velocidades por lo que son muy adecuadas para impulsar bombas de petróleo de oleoductos donde se requieren velocidades y cargas de operación variables.

### 2.1.2. Análisis termodinámico

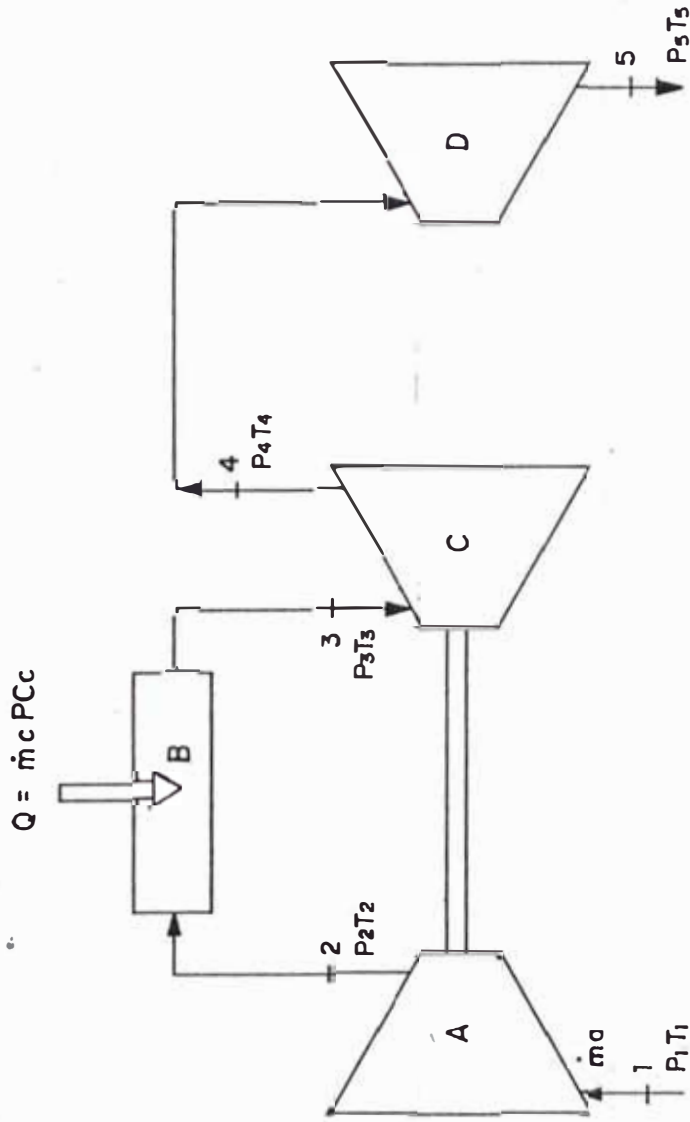
#### Ciclo termodinámico

Las turbinas a gas Ruston funcionan en base al ciclo termodinámico BRAYTON o de JOULE tipo abierto, en que todo el fluido de trabajo, aire y productos de la combustión pasan una sola vez a través de la máquina.

En el Dibujo Nº2.1.5 se muestra un esquema de bloques con los principales componentes de las turbinas Ruston TB-4000 y TA-1750 y en el Dibujo Nº-2.1.6 se aprecia los diagramas de presión versus volumen y temperatura versus entropía, correspondiente al ciclo BRAYTON abierto. Las líneas continuas corresponden a un ciclo ideal en el cual el proceso de trabajo se inicia en el punto Nº1, que

Dibujo No 2.1.5

Esquema de bloques de las turbinas Ruston TB-4000 y TA-1750



Componentes	
A:-	Compresor
B:-	Camara de combustion
C:-	Turbina de alta presión Turbina que mueve al com- presor.
D:-	Turbina de baja presión ( Turbina motriz )
$\dot{m}_a$	Flujo de aire
$\dot{m}_c$	Flujo de combustible
PCc	Poder calorifico del combus- tible.

corresponde a las condiciones ambientales del aire que ingresa al compresor, luego este es comprimido en un proceso isentropico hasta llegar a las condiciones correspondientes al punto N°2. El aire comprimido pasa a las cámaras de combustión donde se mezcla con el combustible y se produce el proceso de la combustión a presión constante, en este proceso el fluido de trabajo (aire + combustible = productos de combustión) aumentan su entropía hasta alcanzar las condiciones correspondientes al punto N°3.

A continuación el fluido de trabajo se expande en un proceso isentropico a través de los álabes de la turbina de alta presión conocida también como turbina que mueve el compresor; el fluido sale de esta turbina con las condiciones correspondientes al punto N°4 y luego se repite el proceso de expansión a través de los álabes de la turbina de baja presión también conocida como turbina motriz la cual proporciona la energía necesaria para impulsar la máquina movida. Luego de este proceso el fluido de trabajo es descargado a la atmósfera con las condiciones correspondientes al punto N°5.

Las líneas punteadas que unen los puntos 1, 2a, 3a, 4a y 5a corresponden a los procesos reales de compresión, combustión y expansión del fluido de trabajo. En los cuales se producen pérdidas ya que



los procesos de compresión y expansión no son totalmente isentropicos, por el contrario se producen pérdidas por efecto de la radiación del calor, también se producen pérdidas de presión durante la combustión ( $\Delta P_c$ ) las cuales pueden cuantificarse con la siguiente expresión.

$$\Delta P_c = \frac{P_2 - P_{3a}}{P_2} = \frac{P_3 - P_{3a}}{P_3}$$

También se producen pérdidas durante el proceso de expansión ( $\Delta P_e$ ) que pueden calcularse con la siguiente expresión.

$$\Delta P_e = \frac{P_{5a} - P_1}{P_1}$$

#### Eficiencia térmica total

La eficiencia total del ciclo Brayton ideal puede deducirse a partir de:

- El trabajo requerido por el compresor

$$W_c = \dot{M}_a \cdot (h_2 - h_1)$$

- El trabajo entregado por la turbina del compresor

$$W_{tc} = (\dot{M}_a + \dot{M}_c) \cdot (h_3 - h_4)$$

- El trabajo entregado por la turbina motriz

$$W_{tm} = (\dot{M}_a + \dot{M}_c) * (h_4 - h_5)$$

- El calor entregado por el combustible al quemarse

$$Q = \dot{M}_c * P_{Cc} = (\dot{M}_a + \dot{M}_c) * h_3 - \dot{M}_a * h_2$$

- El trabajo útil desarrollado por el ciclo es:

$$W_{ciclo} = W_{tc} + W_{tm} - W_c$$

Pero el trabajo entregado por la turbina del compresor es igual al requerido por el compresor. Luego tenemos que:

$$W_{ciclo} = W_{tm}$$

La eficiencia total del ciclo será :

$$\eta_t = \frac{W_{tm}}{Q}$$

Si realizamos las siguientes simplificaciones teniendo en cuenta que:

- El flujo de combustible es mucho menor que el del aire.

$$\dot{M}_c \ll \dot{M}_a$$

- La relación de compresión es igual a la relación de expansión

$$\frac{P_2}{P_1} = \frac{P_3}{P_4} * \frac{P_4}{P_5}$$

. Todos los componentes operan al 100% de eficiencia y que los procesos son ideales y no hay pérdidas.

Entonces se puede demostrar que la eficiencia térmica del ciclo ideal esta dada por la siguiente expresión.

$$\eta_t = 1 - \frac{1}{\gamma^{(k-1)/k}} = 1 - \frac{T_1}{T_2} = 1 - \frac{T_5}{T_3}$$

Donde  $\gamma = P_2/P_1 =$  Relación de compresión

La eficiencia real es bastante menor al valor obtenido en base a las expresiones anteriores debido a las pérdidas del fluido de trabajo el cual es descargado a la atmósfera cuando todavía tiene una considerable cantidad de energía, también se producen pérdidas en los diferentes procesos del fluido de trabajo, igualmente influyen los rendimientos del compresor y las turbinas y las condiciones ambientales (humedad del aire, etc).

Por lo general las 2/3 partes de la potencia total producida por el ciclo, se emplean para impulsar el compresor; así el rendimiento térmico total es muy sensitivo a la eficiencia de estos componentes. Una pérdida de 5% en el rendimiento del compresor puede dar como resultado hasta 10 % de

reducción en la potencia útil que puede entregar el ciclo.

Por este motivo las turbinas Ruston que operan en el oleoducto utilizan filtros de aire para impedir que ingresen partículas de polvo u otros contaminantes que pueden provocar erosión, corrosión o formar depósitos en la superficie de los álabes del compresor o de las turbinas y en consecuencia disminuir el rendimiento de estos componentes.

La eficiencia real de las turbinas del oleoducto se calcula dividiendo la potencia útil entregada por la turbina a la bomba de petróleo (potencia al freno) entre la potencia generada por el combustible consumido por la turbina. Para efectuar este cálculo se sigue las indicaciones dadas en el estándar de ingeniería N9E13-01-03 cuya copia se adjunta en el Apéndice N92.1.1

#### Potencia disponible

La potencia que pueden entregar las turbinas Ruston (potencia disponible), al igual que todas las turbinas a gas, es muy sensible a las condiciones ambientales de presión y temperatura del lugar donde operan.

A continuación se dan los valores de potencia nominal que pueden entregar las turbinas Ruston

del oleoducto, en condiciones "ISO", es decir a una temperatura ambiente de 15°C y a una presión atmosférica de 14.7 libras/pulg.2 (a nivel del mar):

Potencia nominal turbinas TB-4000 = 3,840 HP

Potencia nominal turbinas TA-1750 = 1,750 HP.

Ninguna de las turbinas que mueven las bombas de petróleo operan en condiciones ambientales "ISO" (a nivel del mar) por lo tanto la potencia disponible en los lugares donde trabajan es menor a las mencionadas anteriormente.

En los dibujos N°2.1.7 y 2.1.8 se muestran los gráficos N° IC869/1 e IC821/1 proporcionados por el fabricante Ruston Gas Turbines Ltd. Los cuales sirven para determinar la potencia que pueden entregar las turbinas TB-4000 y TA-1750 cuando operan en diversas condiciones de temperatura ambiental y presión atmosférica.

A manera de ejemplo determinamos la potencia disponible de las Turbinas Ruston TB-4000 que operan en la estación N°9. Con los datos de temperatura ambiental (30°C) y altura sobre el nivel del mar (3,810 Pies), vamos al dibujo N°2.1.7 que muestra el Diagrama IC 869/1 y ubicamos la temperatura en el eje "X", desde este punto trazamos una vertical hasta que corte la recta oblicua correspondiente a

las 3,010 pies de altura sobre el nivel del mar, luego desde el punto de corte trazamos una horizontal hasta el eje "Y", donde podemos leer la potencia disponible de la turbina, en este caso nos dá 2,875 BHP.

En la tabla N22.1.2 se dan los valores de la potencia disponible de las turbinas Ruston que operan en el Oleoducto.

#### Curvas de eficiencia y consumo de calor

El fabricante proporcionó las curvas de laboratorio referentes al calor consumido y eficiencia térmica total Mt versus potencia al freno BHP, de cada una de las turbinas Ruston del oleoducto; estas curvas están dadas a condiciones ISO y son utilizadas como referencia para analizar los valores reales de consumo de combustible y eficiencia térmica de las turbinas.

En los Dibujos N22.1.9 y 2.1.10 se muestran las curvas correspondientes a la turbina SGT1 de Estación 5.

### **2.2. Bombas principales**

Las bombas principales instaladas en el Oleoducto Nor Peruano son unidades centrifugas horizontales de carcasa partida. (menor costo y fácil de desmontar), del tipo de etapas múltiples porque el incremento de

Tabla Nº 2.1.2

Potencia disponible de las Turbinas Ruston del oleoducto

Estación	1	5	6	7	8	9
Modelo de turbina	TA-1750	ITB-4000	ITB-4000	ITB-4000	ITB-4000	TB-4000
Temp. Amb. (°C)	35	38	35	30	35	30
Altura sobre el nivel del mar (pies)	755	400	925	1181	1378	2690
Pot. nominal ISO (BHP)	3840	1740	3840	3840	3840	3840
Pot. disponible (BHP)	3050	1450	3020	3170	2950	3000

la presión total deseada no se logra alcanzar con un solo impulsor ó etapa, sino con una serie de impulsores los que están dispuestos de manera que el petróleo pasa sucesivamente de un impulsor a otro; también son multidifusoras con carcasa de acero moldeado, estas unidades están equipadas con lo siguiente:

- a. Detectores de alta temperatura en la carcasa y conjuntos e interruptores de paralización.
- b. Sellos mecánicos y sistema de alarma contra falla de sellos.
- c. Sistema completo de lubricación.
- d. Detector de vibración excesiva e interruptores de paralización.
- e. Bridas ANSI de succión y descarga.

La presión de descarga de las bombas se controla mediante la regulación de la velocidad de las turbinas a gas, característica básica que permite efectuar cambios graduales de velocidad, permitiendo ajustar las diversas condiciones de operación.

En la tabla Nº2.2.1 se da la relación de las bombas principales instaladas en cada estación, se indica también el número de etapas de cada bomba y el número de dibujo donde se muestran sus curvas características de presión, eficiencia y potencia versus caudal. Estos dibujos se adjuntan en el Apéndice



Tabla Nº 2.2.1

Relación de las principales bombas de petróleo del oleoducto

Estación	Nº de bombas	Modelo	Nº de etapas	Marca	Dibujo Nº	RPM Nominal
Andoas	2	6x8x12 1/2B MSD	8	Bingham	S-3778	3560
Morona	3	4x6x10 1/2D MSD	7	Bingham	S-48	3450
	3	4 HMTA	8	Inger.R	4HMTA-M	3560
1	2	8x10x13A MSD	3	Bingham	00059	3150
5	3	12x12x15D MSD	3	Bingham	33593	3140
6	2	12x12x15C MSD	2	Bingham	33672	3180
7	2	12x12x15C MSD	2	Bingham	33674	3180
8	2	12x12x15C MSD	2	Bingham	33676	3300
9	5	6x8x12 1/2A MSD	8	Bingham	33746	3340

### Nº 2.2.1.

Estas curvas características que proporcionan los fabricantes, corresponden a una velocidad nominal predeterminada y consideran que el fluido de trabajo es agua.

En el caso del oleoducto, se tiene que bombear petróleo cuya gravedad específica y viscosidad son diferentes a las del agua, además las necesidades de operación exigen que las bombas trabajen en un amplio rango de velocidad. Por lo tanto al efectuar cálculos hidráulicos necesarios para hacer evaluaciones de estudios relacionados con la optimización de la operación, no podemos utilizar en forma directa las curvas características antes mencionadas; previamente estas curvas tienen que ser corregidas para que sean compatibles con la velocidad real de trabajo y con el tipo y calidad de fluido bombeado (petróleo).

Los estándares de Ingeniería Nº E13-03-01 y E13-03-02 que se adjuntan en el Apéndice Nº 2.2.2, indican el procedimiento a seguir para corregir las curvas características de bombas centrífugas.

### **2.3. Análisis de la operación de bombeo**

En operación normal cada uno de los tres tramos del oleoducto Nor Peruano pueden operar independientemente.

mente.

El Tramo I se utiliza para transportar petróleo desde la Estación N21 hasta la Estación N25 donde se almacena en una batería de tanques, el Tramo II también conocido como Oleoducto Ramal Norte (ORN) se utiliza para transportar el petróleo, extraído por la Cía. Occidental, desde la Estación "Andres" hasta la Estación N25 donde es recepcionado en la batería de tanques antes señalada, el Tramo III del oleoducto Nor Peruano (ONP) se utiliza para transportar el petróleo recolectado en la Estación N25 hasta el Terminal Marítimo de Bayóvar.

Sin embargo pueden presentarse ocurrencias anormales del servicio como por ejemplo alguna interrupción prolongada en el transporte de petróleo por el Tramo III del ONP, en este caso el Tramo I y el ORN solamente podrían transportar petróleo hasta que se haya agotado la capacidad de almacenamiento de la Estación 5 y si la interrupción del transporte fuera en el tramo I del ONP o en el ORN la operación del Tramo III quedaría supeditada a la disponibilidad de petróleo en Estación N25.

Desde que se inició en 1977 la operación comercial del oleoducto Nor Peruano, el transporte de petróleo a través del Tramo I se ejecutó por batches, es decir en forma intermitente; se bombeaba 3 días a la

semana con un flujo de 60,000 barriles diarios y a continuación se paraba el bombeo por 3 días y así sucesivamente. Con este sistema se lograba transportar los 30,000 barriles diarios que se recolectaban en la Estac. N°1. En este tramo el petróleo es bombeado desde Estación 1 por una bomba centrífuga horizontal de dos etapas marca Bingham la cual es impulsada por una turbina a gas marca Ruston modelo TA - 1750.

Actualmente la producción ha descendido y el flujo de bombeo de petróleo es de aproximadamente 20,000 barriles diarios y su transporte continúa efectuándose por batches con un flujo de 60,000 barriles diarios durante 3 días y a continuación se para el bombeo durante 5 días y así sucesivamente.

Sin embargo es necesario aclarar que en el futuro cercano (1 año) se tendrán que transportar aproximadamente 15,000 barriles diarios adicionales que producirán los campos de Chambira.

El transporte a través del tramo III se inicia en Estación N°5 donde el petróleo es bombeado utilizando una bomba centrífuga horizontal de 3 etapas, posteriormente el petróleo es rebombeado en las Estaciones 6,7,8 y 9, en cada una de las tres primeras se utiliza una bomba de 3 etapas y en la Estación 9 se utilizan 2 o más bombas de 8 etapas, todas las

bombas señaladas son marca Bingham y son impulsadas por turbinas a gas marca Ruston modelo TB-4000.

Desde 1977 en que se inició el transporte de petróleo el tramo NSIII operó en forma intermitente bombeando por batchs. Posteriormente en 1979 al entrar en operación el Oleoducto Ramal Norte con un flujo promedio de 100,000 BPD, se empezó a operar en forma continua (diariamente) alcanzándose un flujo máximo de aproximadamente 130,000 BPD en 1980 y luego empezó a descender paulatinamente el flujo bombeado, debido al franco proceso de disminución de la producción en los campos de Occidental y PetroPerú.

El Oleoducto Ramal Norte inició su operación en 1978 con un flujo de aproximadamente 65,000 barriles diarios para lo cual se operaba en Estación Andoas con tres bombas Ingersoll Rand impulsadas por motores Caterpillar D398.

A comienzos de 1979 entraron en operación en Estación Andoas dos turbobombas utilizándose una para el bombeo de petróleo hacia Est.5 y la otra se mantenía en reserva (Stand By). Con ello se logró aumentar el transporte de petróleo hasta las 80,000 BPD.

A mediados de 1979 entró en operación en el Oleoducto Ramal Norte la estación intermedia de rebombes llamada "Morona" con la cual se incrementó el flujo bombeado hasta los 100,000 BPD. En esta estación se

tienen instaladas en paralelo 6 motobombas compuestas por 6 motores Caterpillar D398, 3 bombas Ingersoll Rand y 3 bombas Bingham.

En 1981 entró en operación en Estación Andoas el sistema serie paralelo consistente en hacer trabajar 2 motobombas en serie las cuales operaban en paralelo con una turbobomba, de acuerdo al esquema mostrado en el Dboj. N°2.3.1.; con esta configuración el transporte de petróleo por el Oleoducto Ramal Norte se incrementó hasta los 110,000 barriles diarios.

En 1982 se empezó a inyectar en la línea de descarga de Estación Andoas el producto químico CDR cuya propiedad es reducir las pérdidas de carga por fricción, en la tubería de transporte. Con esta operación se logró incrementar el flujo bombeado por el ORN hasta 115,000 BPD.

Posteriormente empezó un franco proceso de disminución de la producción en los campos que explota la Cía. Occidental; consecuentemente también comenzó a bajar en forma constante el flujo del petróleo por el ORN.

## 2.4 Problemática de la operación de bombeo

### 2.4.1 Bombeo de Estación Andoas a Estación N°5.

En 1980 debido a la explosión de una de las dos turbobombas instaladas en Estación Andoas (unidad

TB-2A) se tuvo que instalar de emergencia el rotor de una de las bombas que operaban en Estación N29 (unidad 9GT-2), ya que no se disponía de repuestos originales correspondientes a las unidades de Estación Andoas.

Posteriormente se continuó utilizando en las bombas de Estación Andoas, rotores y estatores (carcazas) correspondientes a las unidades de Estación 9.

Es necesario aclarar que las dimensiones físicas fundamentales de las bombas de las Estaciones N29 y Andoas son similares sin embargo las características hidráulicas de altura (presión), potencia y eficiencia versus caudal son diferentes.

En 1982 el flujo bombeado por el DNR, llegó a un máximo de 115,000 BPD para lo cual se operaba en Estación Andoas con el sistema serie-paralelo y se inyectaba en la línea de descarga el producto químico "CDR". Posteriormente la producción de petróleo en los campos de la Occidental empezó a descender en forma constante al igual que la calidad del petróleo así tenemos que la producción en 1982 llegó a los 115,000 BPD petróleo de 33ºAPI y en 1984 disminuyó a 80,000 BPD petróleo de 24º API. Aprox.

La baja de la calidad del petróleo influyó sensiblemente disminuyendo la eficiencia de las bombas y aumentando las pérdidas en la línea (tubería de

transporte de petróleo). El producto químico CDR no era efectivo con esta calidad de petróleo por lo cual se suspendió su utilización, también se dejó de operar con el sistema serie-paralelo y empezó a bombearse utilizando solamente una turbobomba en Estación Ándoas; sin embargo las bombas que estaban en funcionamiento no tenían características hidráulicas similares a las bombas originalmente instaladas.

La turbobomba TB-2B tenía una bomba (rotor y estator) correspondiente a Estación 9 y la bomba de la unidad TB-2A estaba conformada por un estator (carcaza) original y un rotor correspondiente a las bombas de Est. 9.

Por los motivos antes mencionados se planteó la necesidad de analizar y comparar el comportamiento hidráulico y económico que representaba operar Estación Ándoas con una bomba original respecto a utilizar una bomba de Estación 9.

#### **2.4.2 Bombeo de Estación 1 a Estación N°5**

El bombeo en este tramo se efectúa por batchs es decir se bombea 3 días a un rate de 60,000 BPD y luego se para 6 días y así sucesivamente debido a que la producción de crudo que se recolecta en Estación N°1 es de 20,000 BPD aproximadamente.



Por este motivo las turbinas de esta estación operan a carga parcial es decir, por debajo de su capacidad nominal lo cual afecta significativamente disminuyendo su eficiencia térmica y aumentando su consumo específico de combustible (GAL Comb./BRP día).

La ópera alternativa visible en el corte plazo, para aumentar la recuperación de petróleo en Estación N21 es la puesta en producción de los campos de Chabira, con lo cual aumentará el transporte de Estación N21 a Est. N25 en unos 15,000 BRP llegando a un promedio diario de 35,000 barriles, sin embargo las turbobombas de Estación 1 continuarán operando por batch y en forma intermitente, por tal motivo se plantea la necesidad de estudiar alternativas para modificar la forma actual de operación de Estac.1, con la finalidad de optimizar los gastos operativos correspondientes al consumo de combustible de las unidades de bombeo.

#### **2.4.3 Bombeo de Est. N25 a Bayóvar**

En 1986 el bombeo de petróleo por este tramo se efectuaba en forma continua, todos los días, con un flujo de aproximadamente 112,500 barriles diarios. La producción de petróleo venía en un franco proceso de disminución y también empeoraba la calidad del mismo, en 1980 se alcanzó el nivel máximo de producción, recolectándose en estación N25, aproximadamente

madamente 130,000 BPD. petróleo de 33º API, los cuales eran transportados hasta el Terminal Bayóval.

La disminución de la producción y de la calidad del petróleo influyeron sensiblemente en la disminución de la eficiencia técnica y aumento del consumo específico de combustible de las turbinas Ruston 10-4000 que trabajan en las Estaciones 5, 6, 7, 8 y 9 correspondientes al tramo III del oleoducto, por los motivos señalados anteriormente se planteó la necesidad de buscar alternativas para modificar la forma en que se estaba efectuando la operación de bombeo con la finalidad de optimizar los gastos operativos correspondientes al consumo de combustible de las unidades de bombeo.

#### **2.4.4 Repartición de carga de la Estación N°9**

En la Estación N°9 ubicada a aproximadamente 1900 m.s.n.m. se tienen instaladas 5 turbobombas en paralelo. Estas bombas tienen la característica de proporcionar poco caudal y una gran presión de descarga la cual es aprovechada para impulsar el petróleo através de la cordillera Occidental y cruzarla en el abra "Porculla" que es el punto más alto (del oleoducto) situado a 2,400 m.s.n.m..

Hasta 1985 se venía operando en Estación N°9, gene-



### CAPITULO Nº 3

#### PLANTEAMIENTOS DE OPTIMIZACION Y SU ANALISIS TECNICO ECONOMICO

##### 3.1 Bombeo de Andoas a Estación Nº5 (O.R.N.)

En base a los problemas de operación citados en el ítem 2.4.1 se planteó la necesidad de analizar las siguientes alternativas de operación de las unidades de bombeo de Estación Andoas.

- a) Continuar operando con una bomba perteneciente a Estación Nº9.
- b) Operar con una bomba original.

Tal como se menciona en el ítem 2.4.1 en 1984 la unidad TB-2B tenía instalada una bomba Bingham (rotor y estator) correspondiente a las unidades de Estación Nº9 y la TB-2A tenía una bomba conformada por un estator (carcaza) original y un rotor perteneciente a las bombas de Estación Nº9.

##### 3.1.1 Análisis de la operación con una turbobomba perteneciente a Est. Nº9

La velocidad nominal de las bombas de Estación Nº9 es 3340 RPM, sin embargo pueden operar a mayor velocidad siempre que se cumpla con lo siguiente:

No sobrepasar los  $151.8 \text{ kg/cm}^2$  en la presión de descarga.

No sobrepasar  $99^{\circ}\text{C}$  en la temperatura de los cojinetes.

No sobrepasar  $80^{\circ}\text{C}$  en la temperatura de la carcasa.

La presión de succión debe ser mayor al NPSH requerido por la bomba, sin embargo por seguridad en Andoas se opera con una presión mayor o igual a  $3 \text{ kg/cm}^2$ .

En el dibujo N93.1.1 se muestra la curva de pérdidas de presión versus caudal de la línea (tubería) de transporte de petróleo del Oleoducto Ramal Norte y también la curva de presión de descarga versus caudal de una bomba correspondiente a Est.9, para una velocidad de  $3560 \text{ RPM}$ . Ambas curvas corresponden a petróleo de  $242 \text{ API}$  y  $260 \text{ SSU}$  de viscosidad.

Se eligió esta velocidad tomando en consideración que con ella no se viola ninguna de las restricciones dadas por el fabricante y para igualar la velocidad nominal de las bombas originales de Estación Andoas que es  $3560 \text{ RPM}$ , si se sobrepasa esta velocidad se empieza a tener problemas de alta temperatura en los cojinetes de la bomba.

De acuerdo al dibujo N93.1.1, al operar con una

turbobomba correspondiente a estación N° 9 a 3560 RPM se alcanzaría un flujo de 81,500 BPD con las siguientes condiciones:

Presión de descarga = 1485 PSI (104.5 Kg/cm<sup>2</sup>)

Presión de entrada = 71.0 PSI (5 Kg/cm<sup>2</sup>)

Eficiencia de la bomba = 72.40 %

Pot.entregada por la Turb= 2706.7 BHP.

Cons.de comb.de la Turb = 238.0 GPH

Efic.termica de la Turb = 20.60 %

Cons.Específico de comb. = 0.08793 gal/BHP-hr

Cons.Específico de comb. = 0.07008 gal/barril bom.

Como referencia en las tablas 3.1.1 y 3.1.2, se tabulan datos reales de operación de la unidad TB-2B a 3450 y 3550 RPM de bomba.

### 3.1.2 Análisis de la operación con una turbobomba original

En el dibujo N° 3.1.1 se ha trazado también la curva de presión de descarga versus caudal correspondiente a las bombas originalmente instaladas en Estación Ándoa, para su velocidad nominal de operación que es 3560 RPM, cuando se opera a mayor velocidad se empieza a tener problemas de alta temperatura de cojinetes, a esta velocidad se bombearía con las siguientes condiciones:

Flujo (máximo) = 88,300 BPD

Tabla Nº 3.1.1

Datos reales de operación utilizando una bomba de Estación Nº 9

Día	Hora	Turbina Unidad	RPM	Flujo BPD	API Petróleo		
19.04.84	8	TB-2B	3450	77000	23.1		
	9	TB-2B	3450	77000			
	10	TB-2B	3450	77000			
	11	TB-2B	3450	77000			
	12	TB-2B	3450	77000			
	13	TB-2B	3450	77000	23.1		
	14	TB-2B	3450	77000			
	15	TB-2B	3450	78000			
	20.04.84	9	TB-2B	3450		77000	23.4
		10	TB-2B	3450		77000	
11		TB-2B	3450	77500			
12		TB-2B	3450	78000			
13		TB-2B	3450	78000			
	14	TB-2B	3450	78000	23.4		
	21.04.84	7	TB-2B	3450		77000	23.4
		8	TB-2B	3450		77000	
		9	TB-2B	3450		77000	
		10	TB-2B	3450		77000	
11		TB-2B	3450	78000			
	12	TB-2B	3450	78000	23.4		
	Promedio		3450	77350		23.1/23.4	

Tabla Nº 3.1.2

Datos reales de operación utilizando una bomba de Estación Nº 9

Día	Hora	Turbina Unidad	RPM	Flujo BPD	API Petróleo
18.04.84	11	TB-2B	3550	79500	23.9
	12	TB-2B	3550	80000	
	13	TB-2B	3550	82000	
	14	TB-2B	3550	82000	
	15	TB-2B	3550	82000	
	16	TB-2B	3550	81500	
	17	TB-2B	3550	81000	
	18	TB-2B	3550	80500	
	19	TB-2B	3550	80000	
	20	TB-2B	3550	79500	
	21	TB-2B	3550	79500	
Promedio				80681	23.9/23.2



Presión de descarga = 1710 PSI (120.2 Kg/cm<sup>2</sup>)

Presión de entrada = 71.0 PSI (5 Kg/cm<sup>2</sup>)

Eficiencia de la bomba = 78.43 %

Pot.entregada por la Turb= 3134.0 BHP.

Cons.de comb.de la Turb = 260.1 GPH

Efic.termica de la turb = 21.75 %

Cons.Específico de comb. = 0.08299 gal/BHP-hr

Cons.Específico de comb. = 0.070069 gal/barril bom.

Para bombear 81,500 BPD tendríamos que disminuir la velocidad de operación de la turbobomba con lo cual también variarían las condiciones de operación a los siguientes valores:

Velocidad = 3285 RPM

Flujo (máximo) = 81,500 BPD

Presión de descarga = 1485 PSI (104.5 Kg/cm<sup>2</sup>)

Presión de entrada = 71.0 PSI (5 Kg/cm<sup>2</sup>)

Eficiencia de la bomba = 78.90 %

Pot.entregada por la Turb= 2483.7 BHP.

Cons.de comb.de la Turb = 225.7 GPH

Efic.termica de la turb = 19.90 %

Cons.Específico de comb. = 0.09087 gal/BHP-hr

Cons.Específico de comb. = 0.06646 gal/barril bom.

En la tabla Nº 3.1.3 se muestra la sensible disminución del volumen de petróleo entregado por la compañía Occidental en la estación Andoas. En Marzo de 1984 este volumen era de aproximadamente 80,000

Tabla Nº 3.1.3

## Volumen de petróleo entregado por OY en Estación Andoas (BPD)

Dia	Enero 84		Febrero 84		Marzo 84		Abril 84	
	Volumen Entregado	API	Volumen Entregado	API	Volumen Entregado	API	Volumen Entregado	API
1	70,503	24.7	87,975	24.2	72,994	23.3	80,555	23.7
2	82,461	24.0	97,707	24.1	87,307	22.4	82,571	23.1
3	71,309	24.6	84,571	24.6	90,045	22.3	85,445	23.6
4	84,393	23.2	93,268	-	93,289	23.8	79,984	24.2
5	82,503	24.8	77,755	24.3	31,797	23.2	74,730	23.2
6	80,741	24.5	83,730	24.3	83,410	22.7	77,396	23.1
7	80,014	24.0	84,474	24.3	82,488	22.8	83,705	23.8
8	84,349	24.5	85,629	23.3	77,467	22.8	91,103	24.5
9	87,352	24.3	71,080	22.7	84,063	23.1	81,315	23.5
10	84,078	24.4	82,623	23.4	85,003	23.3	76,497	23.2
11	87,976	24.7	84,894	23.3	88,470	23.6	77,327	22.0
12	81,472	24.8	85,983	23.4	84,632	22.8	77,407	23.5
13	86,647	23.6	88,010	23.4	81,154	22.8	72,440	23.2
14	82,408	23.3	87,874	23.8	85,827	22.8	76,692	22.8
15	81,104	24.1	87,040	23.8	70,972	23.9	74,560	23.7
16	84,372	23.1	86,670	22.9	97,507	23.8	85,367	23.3
17	87,024	23.5	85,243	23.3	75,104	23.0	79,672	23.4
18	90,179	23.5	86,752	23.3	88,708	23.2	75,854	24.2
19	72,134	23.6	86,005	23.7	79,764	23.3	74,287	24.6
20	90,372	23.4	31,423	22.8	80,362	24.4	79,038	24.4
21	86,771	23.9	73,430	23.3	77,258	23.2	83,241	24.0
22	90,310	24.3	83,446	24.1	66,035	22.2	84,436	24.3
23	94,402	23.8	75,579	22.7	53,709	23.2	-	-
24	89,747	23.6	95,887	23.1	53,987	22.2	-	-
25	73,142	24.1	82,930	22.8	71,569	22.2	-	-
26	91,643	23.6	84,293	22.7	45,540	22.2	-	-
27	71,565	23.7	80,388	23.2	66,151	21.9	-	-
28	92,526	23.6	87,709	23.9	72,482	22.9	-	-
29	89,840	24.1	87,131	23.6	76,179	23.5	-	-
30	83,740	24.3	-	-	80,375	23.8	-	-
31	84,665	23.1	-	-	87,474	23.9	-	-
Total	2,701,244	745.1	2,427,400	657.4	2,449,925	717.7	1,754,274	523.3
Prom./Dia	87,137	24.0	85,152	23.5	79,030	23.2	79,737	23.8

barriles diarios.

Al analizar los resultados de las dos alternativas planteadas se puede concluir lo siguiente:

Operando con una turbobomba correspondiente a Estación Nº 9 se puede alcanzar un flujo máximo de 81,500 BPD.

Para transportar 81,500 BPD la turbobomba original ahorra 12.3 GPH de combustible, respecto a las turbobombas correspondientes a Estación Nº 9, este ahorro representa 107,748 galones anuales, equivalente a un ahorro monetario de 102,867 U.S. Dólares por año, considerando que el precio del diesel Nº2 puesto en Estación Andoas era de 0.9547 U.S Dólares por galón.

Se originan variaciones significativas en las características técnicas de operación de las turbobombas tal como se aprecia en la tabla Nº 3.1.4

Por otro lado es necesario aclarar que en 1984 ya se disponían de repuestos (impulsores, difusores, etc) correspondientes a las bombas de Estación Andoas, adicionalmente había llegado al almacén una bomba completa cuyas características eran similares a las unidades originalmente instaladas en esta estación.

Tabla Nº 3.1.4

Variación de las características técnicas de operación  
de las turbobombas de Estación Andoas

Características	Utilizando bomba de Estación Nº 9	Utilizando bomba original
Flujo de bombeo (BPD)	81500	81500
Velocidad de la bomba (RPM)	3560	3285
Presión de entrada (Kg/cm <sup>2</sup> )	5	5
Presión de descarga (Kg/cm <sup>2</sup> )	104.5	104.5
Eficiencia de la bomba (%)	72.4	78.9
Pot. entregada por la turbina (BHP)	2706.7	2483.7
Consumo de combustible (GPH)	238	225.7
Eficiencia térmica de la turbina (%)	20.6	19.9
Consumo específico de Combustible (GAL/BHP-HR)	0.08793	0.09087
% de variación del consumo específico	96.76	100
Consumo específico de combustible (Gal/barril bombeado)	0.7008	0.06646
% de variación del consumo específico	105.4	100

### 3.2 Bombeo De Estación N°1 a Estación N°5 Utilizando una Motobomba

Se analiza la alternativa consistente en reemplazar una de las turbobombas de Estación N°1 por una motobomba compuesta por los siguientes subconjuntos:

Motor : marca Caterpillar, modelo D375 de 295 HP.

Caja multiplicadora : marca Western, modelo 4110 B, con relación de transmisión de 1 a 3.108

Bomba : Marca Bingham tipo 8x10x134 MSD. Se utilizará la unidad que actualmente pertenece a la turbobomba.

Estos subconjuntos serán montados en un patín cuyo diseño permitirá acoplar la bomba a las tuberías de succión y descarga sin tener que hacer modificaciones en las mismas.

La motobomba indicada operará normalmente, manteniendo en reserva la otra turbobomba.

#### 3.2.1 Análisis técnico (HIDRAULICO)

##### Consideraciones Preliminares

La producción estimada para los próximos 10 años, incluyendo la explotación del yacimiento Chambira a partir de 1971, es la siguiente:

Bienio	Producción diaria promedio MBPD
1991 - 1992	33.40
1993 - 1994	38.60
1995 - 1996	26.95
1997 - 1998	18.50
1999 - 2000	13.00

ver Apéndice N°3.2.1

La calidad del petróleo a ser bombeado es:

API a 60°F = 25

API a 77°F = 25.6

Peso específico = 0.9007

Temperatura de bombeo = 25°C = 77°F

Viscosidad cinemática = 60 centistokes (780 SSU)

Curva de Presión Versus Caudal de la Tubería

Las pérdidas de carga de la tubería del tramo Estación N°1 - Est. N° 5 están dadas por:

$HT = h_1 + h_2$ , donde:

$HT$  = Pérdidas de carga en metros de petróleo

$h_2$  = Pérdidas debido a la diferencia de altura, entre Ets. 1 y 5, más la presión de llegada.

Altura de Estación 1 = 121.5 msnm.

Altura de Estación 5 = 282.0 msnm.

$$\begin{aligned} \text{Presión de llegada a Est.5} &= 2\text{Kg/cm}^2 \\ &= 20.73 \text{ mts.} \end{aligned}$$

$h_2 = 182.8$  mts. de petróleo.

$h_1 =$  Pérdidas por fricción en la tubería, se calcula en base a la fórmula de Darcy dada en el ítem 1.1.3

En la tabla N°3.2.1 dada a continuación se muestran los resultados de  $h_1$  y  $HT$  para distintos valores de caudal.

Tabla N°3.2.1

Pérdidas de carga (Presión) de la tubería

<u>Caudal (MOPD)</u>	<u><math>h_1</math>, mts.</u>	<u><math>h_2</math>, mts.</u>	<u><math>HT</math>, mts.</u>
10	13.88	182.8	196.7
20	27.76	182.8	210.6
30	41.62	182.8	224.4
60	206.04	182.8	389.2
75	301.58	182.8	484.4
100	499.90	182.8	682.7

Curva Presión Vs.Caudal de la Bomba

La curva de presión versus caudal de las bombas de Estación N° 1 están dadas para bombeo de agua a 3.150 RPM. En la tabla N° 3.2.2 se hacen las correcciones para bombear petróleo de 25 API a 2,900 RPM de acuerdo al procedimiento indicado en los

Tabla N°3.2.2

Corrección de curvas características de las bombas de Est. N°1 para trabajar con Petróleo de 25° API

Para 3,150 RPM. bombeando agua tenemos :

Parámetro	0.6 Q	0.8 Q	1.0. Q	1.2 Q
IQ (G.P.M.)	1,320	1,760	2,200	2,640
IH (Pies)	1,550	1,470	1,325	1,150
IE	0.72	0.81	0.83	0.805

Para 3,150 RPM. bombeando petróleo tenemos :

	1	1	1	1
ICq				
ICe	0.87	0.87	0.87	0.87
ICH	0.999	0.99	0.98	0.97
IQ (G.P.M.)	1,320.0	1,760.0	2,200.0	2,640.0
(B.P.D.)	45,257.0	60,343.0	75,428.0	90,514.0
IH (Pies)	1,548.5	1,455.3	1,298.5	1,115.5
(Mts.)	472.1	443.7	396.0	340.1
IE	0.6264	0.7047	0.7221	0.70

Para 2,900 RPM. bombeando petróleo tenemos :

IQ (B.P.D.)	0.0	41,665.0	55,554.0	69,442.0	83,330.0
IH (Mts.)	419.0	400.0	376.0	335.6	288.3

Presión entrada y descarga de bomba, Mts. de Petróleo

IP entrada	76.0	63.0	58.0	51.0	43.0
IP descarga	495.0	463.0	434.0	386.6	331.3



estándares de ingeniería N<sup>o</sup> E13-02-02 y E13-02-01.

En la tabla N<sup>o</sup> 3.2.2 también se muestran los valores de presión de entrada y descarga que tendrá la bomba, para diferentes valores de caudal. La presión de entrada es proporcionada por las bombas de refuerzo.

En el dibujo N<sup>o</sup>3.2.1 se grafican las curvas de presión versus caudal de:

- La tubería de transporte de Est.1 - Est.5
- La bomba operada a 2,900 RPM. con petróleo de 25 API.

Del gráfico antes indicado se puede deducir que al operar con una motobomba de acuerdo a la alternativa propuesta, se podría bombear 63,000 barriles diarios, para lo cual el motor diesel debe trabajar a 933 RPM., de acuerdo a la relación de la caja de cambios de velocidad.

#### Cálculo de la Potencia que Debe Entregar el Motor

Caudal (Q)	= 63,000 BPD. (1,037.5 GPM)
Presión de descarga	= 410 mts. (36.9 Kg/cm <sup>2</sup> )
Presión de entrada	= 55 mts. (4.75 Kg/cm <sup>2</sup> )
Peso especificado	= 0.9007
Eficiencia de bomba	= 0.706
Pot. requer. por bomba,	= 689.5 BHP.
Efic. caja transm. .	= 0.78

Pot. entregada motor = 704 BHP.

Para calcular la potencia requerida por la bomba se ha utilizado la fórmula dada en el ítem 1.1.3.

Al operar en Estación N°1 con una motobomba en lugar de utilizar una turbobomba, se originarán variaciones en las características técnicas de operación de las unidades de bombeo, tal como se aprecia en la tabla N° 3.2.3.

### 3.2.2 Análisis Económico

#### Consideraciones Preliminares

El flujo de bombeo determinado en el análisis hidráulico es 63 MBPD.

La potencia que entregara el motor diesel es de 704 BHP

Para la evaluación económica, solamente se considerará el período de operación (días de bombeo más días de parada) de la motobomba que será de 330 días al año ( 11 meses de 30 días ), los 35 días restantes serán utilizados para trabajos de mantenimiento los previstos y para operar la turbobomba que permanecerá en reserva; a fin de evitar que se acelere su deterioro.

La evaluación económica se realiza considerando un período de operación de 10 años y para simplificar

Tabla Nº3.2.3

Variación de las características Técnicas de Operación de las Unidades de Bombeo de Estación Nº 1

Características	Bombeo con Turbo- bomba propuesta	Bombeo con Moto- Bomba propuesta.
Flujo de bombeo BPD	63,000	63,000
Velocidad de bomba RPM	2,900	2,900
Presión de entrada Kg/cm <sup>2</sup>	5.0	5.0
Presión de descarga Kg/cm <sup>2</sup>	36.9	36.9
Eficiencia de la bomba %	70.6	70.6
Potencia entrada de la turbina o motor diesel BHP.	704	704
Consumo de combust. de la unidad GPH	129.64	43.4
Eficiencia térmica de la unidad %	10.0	29.2
Consumo especif.de comb. Gal/BHP-Hr.	0.184147	0.061647
% de variación del consumo especif.	298.7	100.0
Consumo especif.de comb.Gal/barr.bom.	0.049386	0.016533
% de variación de consumo específico	298.7	100.0



Tabla Nº3.2.4

Número de horas de Operación Bianual

Bienio	Producción mensual MBPD	Flujo MBPD	Nº dias de bombeo por mes	Nº dias sin bombeo	Nº meses por bienio	Nº hrs.de bom.bianual
191-92	1,002.0	63	15.90	14.10	22	8,395.20
193-94	1,158.0	63	18.38	11.62	22	9,704.40
195-96	805.5	63	12.83	17.17	22	6,774.24
197-98	555.0	63	8.81	21.19	22	4,651.68
199-2000	390.0	63	6.20	23.80	22	3,273.60



total de los costos fijos será:

<u>Costos en Dólares USA.</u>	<u>Anual</u>	<u>Bianual</u>
Depreciación	11,200	22,400
Mantenimientos Programados	30,000	60,000
Seguros	1,400	2,800
	-----	-----
Total (U.S.dólares)	42,600	85,200

Costos variables o de operación

Mano de obra. No se requerirá personal adicional al ya existente.

Combustible.- El gasto de combustible en Dólares USA se calcula utilizando la siguiente fórmula:

$$\text{Costo Comb.} = \text{Cons. Comb.} \times 25.675$$

$$\text{Cons. Comb.} = (\text{Ce} \times \text{Pot} \times \text{N}^3\text{hrs}) / (\rho_d \times K)$$

donde:

Cons. Comb. = Consumo combustible (barriles).

Ce = Cons. específico de comb. (Lbs/ BHP Hr)

Pot = Potencia entregada por motor (BHP).

N<sup>3</sup>hrs = N° de horas de bombeo bianuales.

$\rho_d$  = Peso específico del diesel (Lbs/Gl).

K = Factor de conversión de galones a barriles.

La curva proporcionada por el fabricante, que se muestra en el dibujo N°3.2.2, indica que el consumo





Tabla N°3.2.5

Resultados del cálculo de Egresos o Gastos (En Dólares USA.)

Bienio	Costos variables Combustible	Lubricantes	Costos fijos	Total egresos
191-92	222,615.1	18,805.2	85,200	326,620.3
193-94	257,335.4	21,738.3	85,200	364,273.7
195-96	179,632.6	15,174.3	85,200	280,006.9
197-98	123,347.8	10,419.7	85,200	218,967.5
199-2000	86,804.6	7,332.8	85,200	179,337.4

### Cálculo de los Ingresos o Ahorros

Combustible de la turbobomba. - Se considera condiciones de operación similares a las que se tienen para operar con motobomba, es decir:

Caudal (Q) = 43,000 BPD. (1,837.5 GPM)

Presión de descarga = 410 mts. (36.7 Kg/cm<sup>2</sup>)

Presión de entrada = 55 mts. (4.95 Kg/cm<sup>2</sup>)

Peso especif. crudo = 0.9007

• Eficiencia de bomba = 0.706

Pot. requer. por bomba = 689.5 BHP.

Efic. caja transm. = 0.98

Pot. entregada turbina = 704 BHP.

El consumo específico de combustible  $C_e$  se muestra en la curva del dibujo NPS.2.3 y para las condiciones antes indicadas tenemos que:

$C_e$  para 704 BHP = 1.315 Lbs/BHP-Hr.

Eficiencia térmica turbina = 10 %

El costo de combustible en dolares USA, se calcula con la misma fórmula que se utilizó para el caso de operación con motobomba, es decir:

Costo Comb. = Cons. Comb. x 25.675

Cons. Comb. =  $(C_e \times Pot. \times N\text{Hrs.}) / (7.41 \times K)$

Ejemplo de cálculo para el bienio 91-92:

Cons. Comb. =  $(1.315 \times 704 \times 8,395.2) / (7.41 \times 42)$



Tabla Nº3.2.6

Ahorro de Combustible al operar con Motobomba (Barriles)

Bienio	Cons.comb. turbobomba	Cons.comb. motobomba	Ahorro comb. barriles	Cost.comb. ahorro U.S.\$
191-92	25,913.2	8,670.5	17,242.7	442,706.32
193-94	29,955.0	10,022.8	19,732.2	511,759.23
195-96	20,909.8	6,996.4	13,913.4	357,226.54
197-98	14,358.5	4,804.2	9,554.0	245,298.95
199-2000	10,204.5	3,380.9	6,723.6	172,628.43
Total =			67,365.3	1'729,604.07

Tabla N°3.2.7

## Resumen del cálculo de Ingresos o Ahorros (En Dolares USA.)

Bienio	Costo de comb.	Costo mantenimiento	Valor actual turbobomba	Valor rescate motobomba	Total ingresos
1971-92	665,321.4	14,800	240,000		920,121.4
1973-94	767,094.6	14,800			783,894.6
1975-96	536,859.1	14,800			551,659.1
1977-77	368,646.8	14,800			383,446.8
1979-2000	259,433.0	14,800		28,000	302,233.0



Tabla No3.2.8

Cálculo del Flujo Neto de Fondos

Año	0 (90)	2 (91-92)	4 (93-94)	6 (95-96)	8 (97-98)	10 (99-2000)
Inversión (190,000)						
Egresos		326,620	364,273	280,006	218,967	179,337
Ingresos o ahorros		920,121	783,894	551,659	383,446	302,233
Utilidad bruta (190,000)		593,501	419,621	271,653	164,479	122,896
Impuesto 35%		207,725	146,867	95,079	57,568	43,014
Utilidad neta (190,000)		385,776	272,754	176,574	106,911	79,882
Deprec. motobom.		22,400	22,400	22,400	22,400	22,400
Flujo Neto Fond.	(190,000)	408,176	295,154	198,974	129,311	102,282





Tabla N°3.2.9

Cálculo del VAN

Año	0	2	4	6	8	10
	(90)	(91-92)	(93-94)	(95-96)	(97-98)	(99-2000)
Flujo Neto Fondos	(190,000)	407,176	295,154	198,974	129,311	102,282
V. A.	(190,000)	+308,640	+168,755	+ 86,022	+42,272	+ 25,282
IVAN. al 15 %	=	V.A.	=	440,971	Dólares USA.	

Tabla Nº3.2.10

Variación de la Rentabilidad al efectuar el análisis de sensibilidad

	Rentabilidad dólares USA.	Análisis de sensibilidad	Variación dólares USA.
VAN	440,971	205,102	- 235,869
TIR	69.04 %	39.65 %	- 29.39 %
PAY OUT	2 años	2 años 8 meses	8 meses

Tabla Nº3.2.11

Resultados del cálculo de Egresos o Gastos (En Dólares USA.)

al efectuar el análisis de sensibilidad

Bienio	Costos Combustible	Costos variables Lubrificantes	Costos	Total Egresos
1991 - 1992	178,092.8	18,805.2	85,200.0	282,098.0
1993 - 1994	205,868.3	21,738.3	85,200.0	312,806.6
1995 - 1996	143,706.1	15,174.3	85,200.0	244,080.4
1997 - 1998	98,678.2	10,419.7	85,200.0	194,297.9
1999 - 2000	69,443.6	7,332.8	85,200.0	161,976.4

Tabla Nº3.2.12  
 Resultado del cálculo de Ingresos o Ahorros (En Dolares USA.)

al efectuar el análisis de sensibilidad

Bienio	Costo de combustible	costo de mantenimiento	Valor rescate motobomba	Total ingresos
1991 - 1992	532,257.1	14,800.0		547,057.1
1993 - 1994	615,275.6	14,800.0		630,075.6
1995 - 1996	429,487.2	14,800.0		444,287.2
1997 - 1998	294,917.4	14,800.0		309,717.4
1990 - 2000	207,546.4	14,800.0	28,000.0	250,346.4

Tabla Nº3.2.13

Cálculo del Flujo Neto de Fondos al efectuar el análisis de sensibilidad

Año	0 (90)	2 (91-92)	4 (93-94)	6 (95-96)	8 (97-98)	10 (99-2000)
Inversión (190,000)						
Egresos		282,098	312,806	244,080	194,297	161,976
Ingresos o ahorros		547,057	630,075	444,287	309,717	250,346
Utilidad bruta (190,000)		264,959	317,269	200,207	115,420	88,370
Impuesto 35 %		92,736	111,044	70,072	40,397	30,930
Utilidad neta (190,000)		172,223	206,225	130,135	75,023	57,440
Deprec. motobom.		22,400	22,400	22,400	22,400	22,400
Flujo Neto Fondos (190,000)		194,623	228,625	152,535	97,423	78,600

Tabla Nº3.2.14

Cálculo del VAN al efectuar el análisis de sensibilidad

Año	0	2	4	6	8	10
	(90)	(91-92)	(93-94)	(95-96)	(97-98)	(99-2000)
Flujo Neto Fondos	(190,000)	174,623	228,625	152,535	97,423	78,600
V. A.	-190,000	+147,163	+130,717	+ 65,945	+31,848	+ 19,429
VAN. AL 15 %	=	205,102				

Tabla Nº3.2.15

-----  
 Cálculo del TIR y Pay Out al efectuar el análisis de sensibilidad  
 -----

- Cálculo de TIR :                    VAN al 39 %    = + 3,033  
     VAN al 40 %    = - 1,614  
     Luego el TIR    = 39.65 %

- Cálculo Tiempo de Recuperación de la Inversión (Pay Out)

Año	Inversión	Flujo Actualiz.	Invers.no recuperada
0	190,000	0	- 190,000
2	-	147,163	- 42,837
4	-	130,717	87,880

Nº de meses = (42,837) / (130,717) x 24 = 7.86 meses

La inversión se recuperará en 2 años 8 meses

es necesario evaluar la variación de la misma, si el costo de combustible disminuye en 20%; adicionalmente consideramos que la turbina y caja de transmisión a ser reemplazadas no tendrán ninguna utilidad, es decir, asumimos que su valor actual es cero.

Con estas consideraciones volvemos a calcular:

Los egresos, ver resultados en la tabla N23.2.11

Los ingresos, ver resultados en la tabla N23.2.12

El flujo neto de fondos, ver resultados en la tabla N23.2.13

VAN, TIR Y PAY-OUT, ver resultados en la tabla N23.2.14 y 3.2.15

En la tabla N23.2.10 se muestra la variación de la rentabilidad de acuerdo al análisis de sensibilidad efectuado.

### **3.3 Bombeo de Estación No.5 a Rayóvar**

En base a los problemas mencionados en el ítem 2.4.3, en 1986 se planteó la necesidad de analizar la conveniencia técnica y económica de la alternativa de bombear por batches, es decir en forma intermitente, en lugar del bombeo continuo.

#### **3.3.1 Análisis Técnico**

Pronósticos de Producción para el período 1986-1995



El pronóstico de producción para el periodo señalado, emitido por la Gerencia Exploración-Producción de PETROPERU indicaban una tendencia decreciente en forma paulatina y constante tal como se aprecia a continuación:

Volumen de Petróleo a transportar (Barriles)

Año	Est.1-Est.5	Andoas-Est.5	Est.5-Bayovar
1986	36,000	76,500	112,500
1987	27,000	58,300	85,300
1988	29,500	47,400	76,900
1989	31,700	40,900	72,600
1990	29,000	45,100	74,100
1991	36,000	34,100	70,100
1992	42,900	32,500	75,400
1993	44,800	30,800	75,600
1994	45,900	28,400	74,300
1995	45,800	26,500	72,300

Corrosión de la Tubería

En 1986 el rate de corrosión en el Oleoducto se mantenía por debajo de 1 MPY, inclusive en el tramo I (Est.1 - Est.5) donde el bombeo siempre fue intermitente.

(MPY = milésimos de pulgada por año).

Adicionalmente se empezaron a utilizar raspatubos (chanchos) mejorados para desalojar mayor cantidad de agua de los "valles" de la tubería, por lo que se estimó que al operar en forma intermitente no se incrementaría significativamente el rate de corrosión del Tramo III (Est.5-Bayóvar).

#### Eficiencia de los Equipos de Bombeo

Al aumentar el porcentaje de carga (bombeo a un flujo mayor) se incrementará la eficiencia de los Equipos de Bombeo y disminuirá su consumo específico de combustible y el costo de operación, al acercarse al punto de trabajo para lo cual fueron diseñados.

#### Repartición de carga en Estación No. 9

En N99 se puede operar con una sola Turbobomba para bombear hasta aproximadamente 79,000 BPD. Necesitándose dos turbobombas para flujos comprendidos entre 80,000 y 158,000 BPD. Para flujos mayores se necesitaría 3 turbobombas, ver ítem 3.4.2

Con la finalidad de lograr que las turbinas de esta Estación trabajen a la mayor eficiencia posible y con el menor consumo específico de combustible, el flujo de bombeo más recomendable es 150,000 BPD.

Almacenamiento de petróleo (miles de barriles - MB)

Est.	Capac. Total	Capac. Util	Vol. Fondo	Stock Mín	Stock Máx
1	345	325	30	30	160 (2)
5	770	725	52	52	405 (3)
BAY	1,820	1,690	112	462 (1)	1,390 (4)

(1) Stock mínimo para atender un embarque que cubriría 3.5 días de operación de Refinería La Pampilla; considerando su stock de seguridad de 6.75, se tendría un margen total de 10.25 días, lo cual permite cubrir ampliamente un caso de rotura del Oleoducto.

$$\text{Stock mínimo} = \text{Vol. Fondo} + \text{Carga Relapa} \times 3.5 \text{ días}$$

$$= 112 + 100 \times 3.5 = 462 \text{ MB.}$$

NOTA : Este stock permite además recibir 6 días continuados de bombeo en Bayóvar (tiempo de ida y retorno de los buques a Refinería La Pampilla).

(2) Stock máximo para evitar la paralización de los pozos de la Selva Norte en caso de rotura del Oleoducto dando un margen de 6 días para la reparación.

$$\begin{aligned} \text{Stock máximo} &= \text{Cap.útil} - \text{Producción S.N.} \times 5 \\ &\text{días} \\ &= 325 - 33 \times 5 = 160 \text{ MB} \end{aligned}$$

NOTA : Se considera que la batería 1 (Trompe-teros) puede almacenar en sus tanques durante un día adicional.

(3) Stock máximo para evitar la paralización de los pozos de la Cía. Occidental Petroleum, en caso de rotura del Oleoducto, dando un margen de 5.5 días para reparación.

$$\begin{aligned} \text{Stock Máximo} &= \text{Cap.útil} - \text{Producción OXY} \times 4 \\ &\text{días} \\ &= 725 - 80 \times 4 = 405 \text{ MB.} \end{aligned}$$

NOTA : Se considera que Est. Andocs puede almacenar en sus tanques durante 1.5 días adicionales.

(4) Stock Máximo para evitar parar el bombeo en caso de una demora de 2 días en la llegada del buque considerando un flujo de 150,000 BPD.

$$\begin{aligned} \text{Stock Máximo} &= \text{Cap.útil} - 150 \times 2 \text{ días} \\ &= 1,690 - 300 = 1,390 \text{ MR.} \end{aligned}$$

#### Programa de bombeo por batches

Número de días de bombeo NDB = número de días para pasar del stock máximo al stock mínimo en Estación No 5

Rate de bombeo                    150 MB.  
 Rate de producción                112.5 MP  
 Dism. diaria de vél.                150 - 112.5 = 37.5 MB  
 NDB = (Stock máx. - Stock mín.)/Dism. diaria vél.  
 NDD = 353/37.5 = 9.40  $\approx$  9 días

Número de días de parada (NDP)

$$\frac{(NDP + NDD) \times \text{Rate Producción}}{NDB} = \text{Rate bombeo}$$

$$\frac{(NDP + 9) \times 112.5}{9} = 150$$

$$NDP = 3 \text{ días}$$

#### Desgaste de las turbobombas

Al bombear por batches aumentará el número de arranques de cada máquina (3 arranques/mes., 36 arranques/año) considerando que cada arranque reduce en 50 horas la vida útil de la máquina, tendremos una reducción anual de 1,800 horas de vida útil.

Al bombear por batches las turbobombas operarán solamente 6,570 hrs/año versus las 8,760 hrs/año cuando el bombeo es continuo por lo cual en un año la vida útil de la máquina se prolongaría en 2,190 hrs.

De lo mencionado anteriormente, se deduce que al

bompear por batches cada año se prolongaría la vida útil de la turbobomba en 370 hrs.

Adicionalmente hay que tener en cuenta que la frecuencia de disparos de cada turbobomba durante la operación disminuirá ya que se dispondrá de los días de parada para realizar inspecciones y/o mantenimientos menores.

### 3.3.2 Análisis Económico

Con la finalidad de evaluar la conveniencia económica del bombeo intermitente, en enero de 1986 se recomendó efectuar corridas de prueba con un flujo de 150,000 BPD, operando durante 9 días y luego parando 3 días y así sucesivamente, para analizar y comparar los resultados respecto al bombeo continuo con un flujo de 112,500 BPD.

Durante los meses de febrero y marzo de 1986 se efectuaron las corridas de prueba, los resultados obtenidos se muestran en las siguientes tablas que se adjuntan a continuación:

Tabla N<sup>o</sup> 3.3.1 Resumen de ahorros de combustible y económicos obtenidos al bompear por batches con un flujo de 150 MBPD, respecto del bombeo continuo a 112.5 MBPD.

Tabla N<sup>o</sup> 3.3.2 Consumo de combustible de las turbobombas con flujo de 110,602 BPD.

Tabla Nº 3.3.1

Resumen de ahorros de combustible y económicos, obtenidos al bombear por batchs con un flujo de 150 MBPD respecto del bombeo continuo a 112.5 MBPD

I. Ahorro de combustible

- A. Ahorro en turbobombas de Estaciones Nº 5,6,7,8 y 9 = 1'134,572 Gln/año (27,014 B1s/año)
- B. Ahorro en turbogenerador de estación Nº 5 (al no operar las bombas Booster) = 49,813 Gln/año (1,186 B1s/año).
- C. Ahorro total de combustible = 1'184,385 galones/año (28,200 B1s/año)

II. Ahorro económico

- A. Ahorro por menor consumo de combustible en turbobombas de Estaciones Nº5,6,7,8 y 9 = 588,763 U.S.\$/año
- B. Ahorro por menor consumo de combustible en turbogenerador de Estación Nº5 = 29,639 U.S.\$/año. (al no operar las bombas Booster)
- C. Ahorro por menores gastos para mantenimiento de turbobombas de Estaciones Nº 5,6,7,8 y 9 = 22,130 U.S.\$/Año
- D. Ahorro económico total = 640,532 U.S.\$/año.

Tabla N°3.3.2

Consumo de combustible de las turbobombas con un flujo de 110,602 BPD

Fecha	Flujo de Petróleo BPD	Est 5	Consumo de combustible GPD Est 6	Est 7	Est 8	Est 9
14.10.85	110,292	4,981	4,323	3,945	4,014	9,019
15.10.85	110,291	4,999	4,037	3,823	3,963	10,216
16.10.85	110,190	5,041	3,985	3,682	4,090	10,066
17.10.85	110,191	5,027	4,069	3,778	4,213	10,675
18.10.85	110,473	5,018	3,841	3,858	3,975	10,556
19.10.85	110,404	5,269	4,303	3,753	4,134	10,867
20.10.85	110,280	4,999	4,200	3,814	4,222	9,890
21.10.85	110,243	4,910	4,073	3,552	4,154	10,607
22.10.85	113,050	5,074	4,090	3,664	4,022	10,767
Total	995,414	45,318	36,921	33,869	36,787	92,663
Promedio =	110,602 ,	Petróleo de 23°API				
Cons.espec.de comb.						
Gal/barril bombeado		0.04553	0.03709	0.03403	0.03696	0.09309



Tabla N° 3.3.3

Consumo de combustible de las turbobombas con un flujo de 149,664 BPD  
 para corrida de prueba

Fecha	Flujo de Petróleo BPD	Est 5	Consumo de combustible Est 6	Est 7	Consumo de combustible GPD Est 8	Est 9
14.02.86	148,333	6,234	4,392	4,701	4,902	12,534
15.02.86	150,017	6,223	4,356	4,674	4,853	12,743
16.02.86	150,015	6,268	4,385	4,760	4,857	12,542
17.02.86	150,063	6,242	4,360	4,722	4,903	12,598
18.02.86	75,059	3,121	2,516	2,403	2,558	8,281
Total	673,487	28,088	20,009	21,260	22,073	58,698
Promedio =	149,664 BPD, Petróleo de 23.2 °API					
Cons. específico de comb. Gal/barril bombeado		0.04171	0.02771	0.03157	0.03277	0.08716

Tabla N° 3.3.4

Consumo de combustible de las turbobombas con un flujo de 148,406 BPD - 2da corrida

Fecha	Flujo de Petróleo BPD	Est 5	Consumo de combustible Est 6	Est 7	Consumo de combustible GPD Est 8	Est 9
21.02.86	57,370	2,323	1,771	1,719	1,799	5,137
22.02.86	151,678	6,286	4,456	4,663	4,970	13,574
23.02.86	150,299	6,418	4,407	4,693	4,792	12,435
24.02.86	150,293	6,235	4,348	4,740	4,668	12,613
25.02.86	150,215	6,213	4,293	4,452	4,774	12,488
26.02.86	150,059	6,268	4,348	4,798	4,499	12,398
27.02.86	150,071	6,426	4,278	4,874	4,656	12,570
28.02.86	150,121	6,437	4,383	4,757	4,570	12,397
01.03.86	150,309	6,443	4,515	4,777	4,748	12,654
02.03.86	75,237	4,014	2,275	2,376	2,193	6,394
Total	1,335,652	57,063	39,074	41,849	41,669	112,660
Promedio =	148,406 BPD, Petróleo de 23.1 °API					
Cons. específico de comb		0.04272	0.02925	0.03133	0.03120	0.08435
Gal/barril bombeado						

Tabla N° 3.3.5

Consumo de combustible de las turbobombas con un flujo de 150,138 BPD - 3ra corrida

Fecha	Flujo de Petróleo BPD	Est 5	Consumo de combustible Est 6	Est 7	Consumo de combustible GPD Est 8	Est 9
05.03.86	75,328	3,083	2,065	2,049	2,277	5,449
06.03.86	150,384	6,284	4,420	3,887	4,955	12,706
07.03.86	150,123	6,415	4,216	3,975	4,559	12,923
08.03.86	150,114	6,333	4,311	3,938	4,930	12,638
09.03.86	150,066	6,058	4,225	4,583	4,718	12,115
10.03.86	150,052	6,249	4,447	4,732	4,898	12,632
11.03.86	150,047	6,308	4,416	4,481	5,084	12,892
12.03.86	150,042	6,114	4,453	4,876	4,804	12,393
13.03.86	150,057	6,163	4,363	4,687	4,846	12,453
14.03.86	75,028	3,213	2,283	2,054	2,428	6,266
Total	1,351,241	56,220	39,199	39,262	43,499	112,467
Promedio =	150,138 BPD, Petróleo de 23.2 °API					
Consumo específico de comb (gal/harril) bombeado		0.04161	0.02901	0.02906	0.03219	0.08323

Tabla Nº 3.3.6

-----  
 Comparación de los consumos específicos de combustible Gal/Barril bombeado  
 -----

Est.	Bombeo Continuo		Bombeo Intermitente BPD		Proyección lineal para	
	1ra.Corrída	2da.Corrída	3ra.Corrída	Promedio	112,500 BPD	150,000 BPD
110,602	149,664	148,406	150,138	149,350		
5	0.04553	0.04171	0.04272	0.04161	0.04207	0.04201
6	0.03709	0.02971	0.02925	0.02901	0.02925	0.02912
7	0.03403	0.03157	0.03133	0.02906	0.03046	0.03040
8	0.03696	0.03277	0.03120	0.03219	0.03191	0.03183
9	0.09309	0.08716	0.08435	0.08323	0.08446	0.08432

Tabla No 3.3.7

Resumen de ahorros por menor consumo de combustible en las turbobombas

	Consumo de combustible Gls.	Ahorro de Comb. Gls.	Costo del Comb. U.S \$/Gal.	Ahorro Economico U.S \$/Año
Estación	12 dias bombeo continuo a: 112,500 BPD	9 dias bombeo por 3 de paro de 150,000 BPD	Por periodo de 12 dias	Por Año
5	61,236	56,714	4,522	137,544
6	49,559	39,312	10,247	311,680
7	45,711	41,040	4,671	142,076
8	49,559	42,971	6,588	200,385
9	125,105	113,832	11,273	342,887
Total	331,170	293,869	37,301	1'134,572
			0.5950	81,839
			0.5543	172,764
			0.5186	73,681
			0.4895	98,088
			0.4736	162,391
				588,763

- Notas: - Se considera un volumen anual de petroleo de 41'062,500 barriles  
 - Los costos del combustible corresponden al precio de importación del  
 - diesel (17.30 U.S. \$/Bl) mas el flete respectivo

- Tabla Nº 3.3.3 Consumo de combustible de las turbobombas con flujo de 149,664 BPD (1ra corrida de prueba)
- Tabla Nº 3.3.4 Consumo de combustible de las turbobombas con flujo de 148,406 BPD (2da corrida de prueba)
- Tabla Nº 3.3.5 Consumo de combustible de las turbobombas con flujo de 150,138 BPD (3ra corrida de prueba)
- Tabla Nº 3.3.6 Comparación de los consumos específicos de combustible (Galones/Barril Bombas adn).
- Tabla Nº 3.3.7 Resumen de ahorros por menor consumo de combustible de las turbobombas
- Tabla Nº 3.3.8 Consumo de combustible del turbogenerador de Estación Nº 5
- Tabla Nº 3.3.9 Ahorro por menor consumo de combustible del turbogenerador de Estación Nº 5
- Tabla Nº 3.3.10 Costos de mantenimiento de cada turbobomba.
- Tabla Nº 3.3.11 Ahorro económico por menor mantenimiento de 6 turbobombas
- Tabla Nº 3.3.12 Variación de las características técnicas de operación de las turbobombas de estaciones Nº 5,6,7,8 y 9

#### 3.4 Repartición de carga en Estación Nº 9

En base a los problemas mencionados en el ítem

2.4.4, en enero de 1985 se planteó la necesidad de determinar el número de turbobombas que deberían operar en Estación Nº 9 para optimizar la repartición de carga de estas unidades; de acuerdo al flujo que se esté bombeando por el tramo Est.5 - Bayovar.

Se realizó el análisis de los datos reales de bombeo y el análisis hidráulico del sistema. Los detalles se muestran a continuación.

#### 3.4.1 Análisis de los datos reales de bombeo

Al analizar los datos de operación que se muestran en la tabla Nº 3.4.1 y las anotaciones hechas en la bitácora de Estación 9 se obtuvieron los siguientes resultados:

Para bombear flujos menores o iguales a 125.000 BPD se utilizaba 2 Turbobombas, sin embargo en algunas oportunidades se empleaba 3 Turbobombas, lo cual implica un mayor consumo de aproximadamente 3077 galones por día, equivalentes a 1538 U.S. dólares diarios de gasto adicional (el costo del combustible puesto en Estación 9 era de aproximadamente 0,5 U.S. dólares/galón).

Cuando el flujo de bombeo aumentaba a más de 125.000 BPD generalmente se hacía trabajar a 3 Turbobombas; sin embargo en muchas oportunidades se

Tabla Nº 3.4.1

## Datos de bombeo de Estación Nº 9

Fecha	Caudal	API	Cons. Comb. G.P.D.
Se trabajó con dos turbobombas			
107.12.84	122231	23.7	11642
110.12.84	121622	24.0	11437
115.12.84	124382	23.3	11476
131.12.84	125051	23.7	11424
101.01.85	122843	24.1	11533
105.01.85	122373	24.1	11642
Se trabajó con tres turbobombas			
111.11.84	133043	23.4	14305
112.11.84	129376	23.7	14500
113.11.84	127520	24.2	14370
102.01.85	116055	24.3	14200 (1)
103.01.85	121467	23.8	14128 (1)
108.01.85	116137	23.5	12500 (2)
111.01.85	116746	25.5	14145 (1)
105.11.84	134043	24.2	13211 (3)
114.11.84	131112	24.2	12558 (4)
112.12.84	129866	23.7	13869 (3)
113.12.84	129442	23.7	13400 (5)

## NOTAS:

1. Se trabajo con 3 turbobombas
2. Se trabajó 4 hrs. con 3 turbobombas y 20 hrs. con 2
3. Se trabajó 14 hrs. con 3 turbobombas y 10 hrs. con 2
4. Se trabajó 9 hrs. con 3 turbobombas y 15 hrs. con 2
5. Se trabajó 7 hrs. con 3 turbobombas y 17 hrs. con 2



tenía la posibilidad de subir la velocidad de las dos Turbobombas que estaban trabajando, en lugar de arrancar una tercera unidad.

El consumo específico de combustible aumenta sustancialmente al operar con 3 Turbobombas respecto a la operación con 2 unidades. Para mayores detalles ver datos de la tabla Nº 3.4.2 sobre condiciones de operación.

### 3.4.2 Análisis hidráulico del sistema de bombeo

#### Curva de Presión versus Caudal de la tubería

Se considera que solamente es necesario vencer las pérdidas de carga del tramo Estación 9 - Porculla, ya que de Porculla a Rayovar el petróleo cae por diferencia de nivel; luego tenemos que:

$$H_t = h_1 + h_2$$

$H_t$  = Altura total de pérdidas

$h_1$  = Pérdidas por fricción en la tubería. Se calcula en base a la fórmula dada en el ítem 1.1.3

$h_2$  = Pérdidas debido a la altura estática.

La Estación Nº 9 se encuentra en el Km. 648.894 a una altura de 1161 m.s.n.m.

Porculla se encuentra en el Km. 673 a 2380 m.s.n.m.

Luego tenemos que :  $h_2 = 1219$  mts.

Tabla N° 3.4.2

## Condiciones de operación con 2 y 3 turbobombas

Fecha	31.12.84	12.11.84
Flujo BPD	125051	129376
API	23.7	23.7
IP. entrada (Kg/cm <sup>2</sup> )	14.63	12.33
IP. descarga (Kg/cm <sup>2</sup> )	112	111.2
N° turbobombas	2	3
que trabajan		
Efic. de bomba (%)	72	66.75
Pot. entregada por cada turbina (BHP)	2042	1543.6
Consumo de Comb. de cada turbina (GPH)	238	201.4
Consumo total de combustible (GPD)	11424	14500
Efic. de turbina (%)	15.99	14.28
Carga (%)	71.02	53.69
Consumo Especific. de Comb. (Gal/BHP-Hr)	0.1166	0.1305
% del consumo Espec	100	112
Consumo Especific. de Comb. Gal/barril Bo	0.09135	0.11208
% del consumo Espec	100	122.7

NOTA : La potencia que puede entregar cada turbina en la Estación N° 9 es 2,875 BHP. Ver ítem 2.1.2

En la tabla N° 3.4.3 se muestran los resultados de las pérdidas de carga  $h_1$  y  $h_2$ , obtenidos para petróleo de 24°API y 260 S.S.U.

Tabla N° 3.4.3

Pérdidas de carga en el tramo Estación 9 - Porculla

Q (MBPD)	$h_1$ (Mts)	$h_2$ (Mts)	Ht (Mts)	Ht (Kg/cm <sup>2</sup> )
0	0.0	1219	1219.0	110.0
50	0.9	1219	1219.9	111.0
100	5.2	1219	1224.2	111.4
150	10.6	1219	1229.6	111.8
200	17.5	1219	1236.5	112.5

Curva de presión versus Caudal de la Bomba

Las curvas de presión versus caudal de las bombas de Estación 9, están dadas para bombeo de agua a 3340 RPM. En la tabla N° 3.4.4 se hacen las correcciones para bombear petróleo de 24°API y 260 S.S.U a 3560 RPM, siguiendo el procedimiento indicado en los Estandares de Ingeniería N° E13-02-01 y E13-02-02, que se adjuntan en el Apéndice N° 2.2.2.

En el dibujo N°3.4.1 se grafican las curvas de presión versus caudal de:

Tabla N° 3.4.4

Corrección de las curvas características de las bombas de Estación N° 9 para bombear petróleo de 25 ºAPI y 260 SSU.

Para 3340 RPM bombeando agua tenemos

Parametro	0.6Q	0.8Q	1.0Q	1.2Q
IQ (GPM)	1080	1440	1800	2160
IH (Pies)	4600	4300	3850	3350
IE (%)	71.5	78	81	78.8

Para 3560 RPM bombeando agua tenemos

IQ (GPM)	1151	1535	1918	2302
IH (Pies)	5226	4885	4374	3806
IE (%)	71.5	78	81	78.8

Para 3560 RPM bombeando petróleo tenemos

ICq	1	1	1	1
IC <sub>h</sub>	0.972	0.99	0.982	0.97
IC <sub>e</sub>	0.89	0.89	0.89	0.89
IQ (GPM)	1151	1535	1919	2302
(BPD)	33466	52622	65773	78936
IH (Pies)	5185	4836	4295	3692
(Kg/cm <sup>2</sup> )	143.8	134.2	119.2	102.4
IE (%)	63.63	69.42	72.09	70.13

Presión de entrada y descarga de la bomba

IP.entrada (Kg/cm <sup>2</sup> )	10	10	10	10
IP.descarga (Kg/cm <sup>2</sup> )	153.8	144.2	129.2	112.4

La tubería de transporte de petróleo del tramo Estación 9 - Forculla.

Una turbobomba a 3560 RPM

Dos turbobombas trabajando en paralelo a 3560 RPM.

Tres turbobombas trabajando en paralelo a 3560 RPM.

#### Repartición de carga entre las turbobombas

De las curvas del dibujo N23.4.1 se puede deducir el número de turbobombas que deben operar en Estación 9 para optimizar la repartición de carga y el consumo de combustible de acuerdo al flujo que se tenga en el tramo Estación 5 - Bayovar. Para mayores detalles ver resultados que se dan en la tabla N23.4.5.

Tabla Nº 3.4.5

Número de turbobombas que deben operar en Estación Nº 9 de acuerdo al flujo bombeado

Flujo MBPD	1	79	80	150	159	235
Nº Turbobombas	1	2	2	3	3	3
IP.succión Kg/cm <sup>2</sup>	10	10	10	10	10	10
IP.descarga Kg/cm <sup>2</sup>	111	112	112	112	112	113
Pot.entregada BHP (por turbina)	2750	1534	2750	1864	1864	2726
Eficiencia teorica %	19.55	15.2	19.55	16.4	16.4	19.5
de la turbina						
Carga %	95.6	53.4	95.6	64.8	64.8	94.8
Consumo Comb. GPH	265	194.4	265	213.7	213.7	263.4
Cons. Especific. Comb. (Gal/BHP-Hr)	0.0963	0.1267	0.0963	0.1146	0.1146	0.0966
% del Cons. Especific.	100	131.6	100	118.6	118.6	100
Cons. Especific. Comb. (Gal/barril bombeado)	0.0805	0.11664	0.0805	0.09677	0.09677	0.0807
% del Cons. Especific.	100	144.9	100	119.9	119.9	100

## CAPITULO Nº 4

### MODIFICACIONES PROPUESTAS EN EL SISTEMA DE OPERACION

#### 4.1 Generalidades de las modificaciones

No implican grandes inversiones de capital con excepción de la propuesta para el bombeo de Est.1 a Est.5.

Todas pueden realizarse con recursos propios de Operaciones Oleoducto.

Las modificaciones propuestas ya fueron implementadas con excepción del bombeo de Est.1 a Est.5, empleando una motobomba en lugar de turbobomba.

#### 4.2 Bombeo de Estación Andoas a Estación Nº5

Tomando en cuenta los resultados del análisis efectuado en el ítem 3.1, se recomendó operar Estación Andoas utilizando turbobombas con características similares a las unidades originalmente instaladas en dicha estación, para lo cual en la unidad BA-2B se instaló una bomba nueva que se encontraba en reserva y en la unidad BA-2A se desmontó el rotor correspondiente a las bombas de Est. 9 y se instaló en su reemplazo un rotor reparado perteneciente a las bombas inicialmente instaladas en Andoas.

#### 4.3 Bombeo de Estación N°1 a Estación N°5

De acuerdo a los resultados del análisis efectuado en el ítem 3.2, se recomendó reemplazar una de las turbobombas de Estación N°1 por una motobomba compuesta por los siguientes subconjuntos:

Motor : marca Caterpillar, modelo D398 de 825 HP.

Caja multiplicadora : marca Western, modelo 4110 C, con relación de transmisión de 1 a 3.108

Bomba : Marca Bingham tipo 8x10x134 MSD. Se utilizará la unidad que actualmente pertenece a la turbobomba.

El motor y la caja incrementadora deben ser ensamblados utilizando repuestos nuevos y reparados que existen en stock en el almacén de Estación Morona; los componentes faltantes deben adquirirse de los fabricantes

Estos subconjuntos serán montados en un patín cuyo diseño permitirá acoplar la bomba a las tuberías de succión y descarga sin tener que hacer modificaciones en las mismas.

La motobomba operará durante 330 días al año y en los 35 días restantes se operará con la turbobomba de reserva. Esta propuesta será implementada durante 1990 estimándose que entrará en funcionamiento en el primer trimestre de 1991.



#### 4.4 Bombeo de Estación Nº5 a Bayovar

En base al estudio realizado en el ítem 3.3 se recomendó implementar el sistema de bombeo intermitente (por batches) con un flujo de 150.000 barriles por día, con un régimen de 9 días de bombeo por 3 días de parada.

La implementación de esta propuesta no necesita de ningún tipo de modificación en ninguna de las unidades de bombeo de las Estaciones 5,6,7,8 y 9.

#### 4.5 Repartición de carga de las turbobombas de Estación 9

Teniendo en cuenta los resultados del análisis efectuado en el ítem 3.4 se recomendó operar Estación 9:

Con una turbobomba cuando el flujo esté comprendido en el rango de 1 a 79.000 BPD.

Con dos turbobombas cuando el flujo esté comprendido en el rango de 80.000 a 158.000 BPD.

Con tres turbobombas cuando el flujo esté comprendido entre 159.000 a 235.000 BPD.

La implementación de esta propuesta no necesitó de ninguna modificación en las unidades de bombeo de Estación 9.

## CAPITULO Nº 5

### SISTEMA ACTUAL DE LA OPERACION DE BOMBEO

#### 5.1 Bombeo de Estación Andoas a Estación Nº 5

En mérito a lo anotado en los items 2.4.1 y 3.1, desde 1984 el bombeo de petróleo entre estas estaciones se viene realizando con una de las dos turbobombas instaladas en Andoas y actualmente tiene las siguientes características técnicas:

Turbobombas : Una en operación y una en reserva, ambas tienen bombas de petróleo similares a las originalmente instaladas.

Flujo de bombeo	: 68.000 BPD.
Producción diaria	: Igual al flujo de bombeo
Calidad del petróleo	: 21.32API, 260 S.S.U
Velocidad de la bomba	: 3400 RPM
Presión de entrada	: 6.9 Kg/cm <sup>2</sup>
Presión de descarga	: 124 Kg/cm <sup>2</sup>
Eficiencia de la bomba	: 0.70
Pot.entregada por turbina	: 2468 HP
Consumo de combustible	: 243 GPH
Efic. térmica de turbina	: 18.3 %

#### 5.2 Bombeo de Estación Nº 1 a Estación Nº 5

En mérito a lo anotado en el item 2.4.2, el sistema

actual de bombeo entre estas estaciones se realiza en forma intermitente (por batchs) y tiene las siguientes características técnicas:

Turbobombas	: Una en operación y una en reserva.
Flujo de bombeo	: 60,000 BPD
Producción diaria	: 20,000 BPD
Frecuencia de bombeo	: 3 días de bombeo por 6 días de parada.
Calidad del petróleo	: 25.3°API, 280 SSU
Velocidad de la bomba	: 2900 RPM
Presión de entrada	: 4.5 Kg/cm <sup>2</sup>
Presión de descarga	: 36.5 Kg/cm <sup>2</sup>
Eficiencia de la bomba	: 0.70
Pot.entregada por turbina	: 676 HP
Consumo de combustible	: 128 GPH
Efic. térmica de turbina	: 9.5 %

En 1991 cuando entre en producción los campos de Chambira y se ponga en marcha la modificación propuesta en el ítem 4.2, se tendrá las siguientes características técnicas de operación:

Turbobomba	: Una en reserva.
Motobomba	: Una en operación.
Flujo de bombeo	: 63.000 BPD.
Producción diaria	: 33.400 BPD.
Frec.de bombeo mensual	: 16 días de bombeo por 14

	días de parada.
Calidad del petróleo	: 25.3 2API, 280 S.S.U.
Velocidad de la bomba	: 2.900 RPM.
Presión de entrada	: 5.0 Kg/cm <sup>2</sup>
Presión de descarga	: 36.9 Kg/cm <sup>2</sup>
Eficiencia de la bomba	: 0.706
Pot.entregada por motor	: 704 BHP.
Consumo de combustible	: 43.4 GPH.
Efic. térmica del motor	: 29.2 %

### **5.3 Bombeo de Estación Nº 5 a Bayovar**

En mérito a lo anotado en los ítems 2.4.3, 3.3. y 4.4, desde 1986 el bombeo de petróleo entre estas estaciones se empezó a realizar en forma intermitente (por batches) con las siguientes características técnicas:

Flujo de bombeo	: 150.000 BPD
Producción diaria	: 112.500 BPD
Frecuencia de bombeo	: 9 días de bombeo por 3 días de parada
Calidad del petróleo	: 23 2API, 300 S.S.U.

Las demás características se muestran en la tabla Nº 5.1.1

Actualmente, debido a razones de política del gobierno peruano, la compañía Occidental ha restringido su producción a aproximadamente 68,000 BPD, asimismo el promedio diario de transporte de petróleo a través del



tramo I es de 20,000 barriles; por estos motivos la operación actual del tramo III se realiza bombeando cuatro días con un flujo de 150,000 BPD seguido de tres días de parada y así sucesivamente

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### 6.1 CONCLUSIONES

1 En mérito al análisis efectuado en el ítem 3.1, tenemos que al bombear de Estación Andoas a Estación N95 utilizando una bomba original en lugar de una bomba perteneciente a Estación N99, se obtuvo una mejora de la eficiencia del sistema, que se hace tangible en un ahorro de 107,748 galones anuales de Diesel N92 equivalentes a 102,867 dólares U.S.A.

2 En mérito al análisis efectuado en el ítem 3.2, tenemos que al bombear de Estación N91 a Estación N95 utilizando una Motobomba en lugar de una Turbopompa la eficiencia térmica de la unidad motora aumentará de 10% a 29.2%, lo cual se traducirá en un ahorro tangible de 67,365.3 bls. de Diesel N92, durante el decenio 1991 - 2000.

La rentabilidad de la propuesta planteada es la siguiente:

VAN al 15% en 10 años = 440,971 dls.U.S.A.

TIR = 69.04 %

Tiempo de recup.de inversión = 2 años

Por otra parte la propuesta planteada permitirá disponer de una turbina TA-1750 la cual podría utilizarse para cubrir otras necesidades que tenga Petroperú.

3 En mérito al análisis efectuado en el ítem 3.3, tenemos que la implementación del bombeo intermitente en el tramo Estación N°5 - Bayovar, generó los siguientes beneficios:

Mejora de la eficiencia térmica de las unidades de bombeo

Estación N°5 : De 15.1 % a 17.0 %

Estación N°6 : De 13.5 % a 14.2 %

Estación N°7 : De 13.3 % a 14.0 %

Estación N°8 : De 14.0 % a 16.3 %

Estación N°9 : De 17.8 % a 18.3 %

Ahorro de 1'184,385 galones anuales de combustible

Ahorro económico de 640,532 dólares U.S.A. por año, como consecuencia del menor gasto de combustible y mantenimiento de las turbinas.

Incremento de la vida útil de las turbobombas en 390 horas cada año.

4 En mérito al análisis efectuado en el ítem 3.4, tenemos que al bombear 125,000 barriles de petróleo utilizando en Estación 9 dos turbobombas en lugar



de tres, se obtienen los siguientes beneficios:

Aumento de la eficiencia térmica de las turbinas de 14,28 % a 15,99 %.

Ahorro de 3,077 galones diarios de Kerosene industrial equivalentes a 1,538 dólares U.S.A. por día.

5 La implementación de las propuestas del bombeo intermitente en el tramo Estación N95 - Bayovar y la optimización de la repartición de carga en las unidades de bombeo de Estación N99, no demandaron ningún tipo de inversión económica y fueron efectuadas inmediatamente después de emitirse las recomendaciones respectivas.

6. Para implementar la propuesta de bombear de Estación Andoas a Estación N95, utilizando en Andoas una bomba original (en lugar de una bomba de Estación N99), fue necesario instalar: En la unidad TB-2B una bomba de petróleo nueva y en la unidad TB-2A un rotor de bomba previamente reparado.

7 La implementación de la propuesta para bombear de Estación N91 a Estación N95 utilizando una motobomba en lugar de una turbobomba requiere de una inversión estimada de 190,000 dólares U.S.A. Esta propuesta debe entrar en funcionamiento durante el primer trimestre de 1991.

8 La rentabilidad de los planteamientos de optimización descritos en el presente trabajo se incrementará de acuerdo a la tendencia actual de aumento del precio del petróleo en el mercado mundial.

## 6.2 RECOMENDACIONES

- 1 Acelerar los trabajos necesarios para reemplazar una de las turbobombas de Estación N°1 por una motobomba de acuerdo a la propuesta efectuada en el ítem N°4.3.
- 2 Ofrecer la turbina TA-1750 que quedará disponible al implementarse la recomendación dada en el punto anterior, a las demás dependencias de Petróleos del Perú, con la finalidad que puedan utilizarla para cubrir las necesidades de máquinas motrices que puedan tener.
- 3 De acuerdo a las variaciones de la producción de petróleo, en calidad y cantidad, se debe proseguir analizando continuamente las características técnicas de operación de las unidades de bombeo de los tres tramos del Oleoducto, con la finalidad de determinar los regímenes de bombeo mas convenientes, así como otro tipo de medidas que pudieran ejecutarse para optimizar la operación de bombeo; especialmente en lo referente al consumo de combustible.

- 4 La Universidad Nacional de Ingeniería debería estimular la implementación de convenios similares a los que firmó con Petroperú S.A. en 1989 a fin de facilitar a los bachilleres de otras empresas, que trabajan fuera de la ciudad de Lima, para que elaboren la tesis que les permita optar el título de Ingeniero.

## BIBLIOGRAFIA

- AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE, "API Specification SLX for high test line pipe".
- KARASSIK I.J., KRUTZSCH. W, FRAZER W.H., MESSINA J.P. "Manual de bombas", primera edición en español, Libros Mc Graw-Hill, Mexico 1983.
- SHAW G.V., LOOMIS A.W., "Cameron hydraulic Data", editado por Ingersoll Rand Co., décima cuarta edición, New Jersey U.S.A., 1970
- MEHERWAN P. BOYCE, "Gas Turbine Engineering Handbook", Gulf publishing Co. Houston Texas, 1982.
- SAWYERS, "Gas Turbine Engineering handbook", Gas Turbine publication Inc. Stanford U.S.A. 1972, segunda edición.
- CRANE TECHNICAL PAPER N2410, "Flow of fluids through valves, fittings, and pipe.
- ARQUINIO J.M., "Análisis de la experiencia de la construcción del Oleoducto Norperuano", Tesis U.N.I., 1981.
- RECOBA H, RODRIGUEZ V, "Simulación del flujo de bombeo del Oleoducto Norperuano", Tesis Universidad Nacional de Trujillo, 1985
- CONSTRUCCIONES PROTEXA S.A., "Manual de diseño definitivo del Oleoducto Ramal Norte".
- CONSTRUCCIONES PROTEXA S.A., "Capacidad de transporte y memoria de cálculos del Oleoducto Ramal Norte
- BECHTEL, "Manual de diseño definitivo del Oleoducto Norperuano", Houston Texas, 1984.
- BECHTEL, "Manual de operación y puesta en marcha del Oleoducto Norperuano", Houston Texas, 1984.
- INTERNATIONAL PIPELINE ENGINEERS INC., "Manual de operación de la estación de rebombeo Morona, del O.R.N.", Houston Texas, 1981

- MAYOL MAYORQUI, JOSE, "Tuberías, materiales, cálculos hidráulicos y mecánicos". Editores asociados S.A. Barcelona España, 1981.
- MARKS, "Manual del ingeniero mecánico", Mc Graw-Hill, Mexico 1982, segunda edición en español.
- PETROPERU S.A., "Manual de normas para elaboración y evaluación de proyectos de inversión", Emitido por la Gerencia de Planeamiento Corporativo, Lima 1989.
- ANTEZANA, RAFAEL, "Diseño de sistemas de transporte de fluidos", curso interno de Petroperu S.A.
- Manuales de los fabricantes: Ruston Gas Turbines, Bingham Willamette Co, Western y Caterpillar Tractor