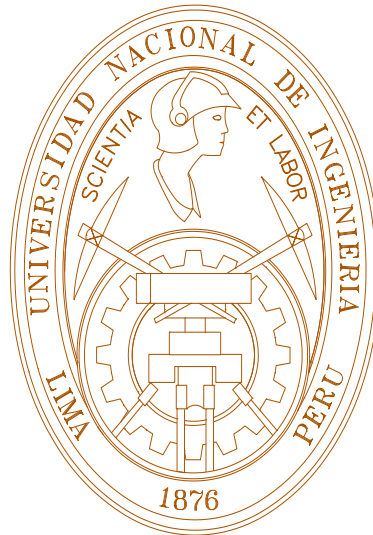


UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA



**“IMPLEMENTACION DE UN PROGRAMA DE
MANTENIMIENTO PARA ESTACIONES DE BOMBEO DE
LIQUIDOS DE GAS NATURAL – PROYECTO CAMISEA”**

INFORME DE SUFICIENCIA

**PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA**

JOSÉ ANDRÉS ARGANDOÑA MARTINEZ

PROMOCION 2001-I

LIMA-PERU

2005

A Dios por todo lo que me ha
brindado y a mis padres, por su
permanente apoyo y sacrificio.

TABLA DE CONTENIDO

PRÓLOGO.....	1
INTRODUCCIÓN.....	3
1.1 Antecedentes del proyecto	5
1.2 Objetivo	8
1.3 Alcances	8
1.4 Limitaciones.....	8
DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA	11
2.1 Generalidades	11
2.1.1 Costos de transporte	12
2.1.2 Demanda de transporte de NGL y proyecciones futuras.....	14
2.1.3 Sistema de Transporte de Gas Natural	15
2.1.4 Sistema de Transporte de Líquidos de Gas Natural.....	17
2.1.5 Ubicación geográfica de las instalaciones.....	18
2.1.6 PS # 1 – Malvinas.....	19
2.1.7 PS # 2 – Itariato.....	20
2.1.8 PS # 3 y PS # 4	21
2.2 Descripción de las instalaciones y equipos	23
2.2.1 Esquema de proceso y descripción.....	23
2.2.2 Uso de GN como fuente de generación de energía para las estaciones.....	30
2.2.3 Relación de maquinas y equipos.....	33

2.3	Organización del sector mantenimiento.....	36
2.4	Descripción del Sistema de Control de Líquidos de Gas Natural ..	39
2.4.1	Generalidades	39
2.4.2	Filosofía de control	41
2.4.3	Características del NGL	42
2.4.4	Parámetros de operación y transporte	44
2.5.4.1	Presión estática.....	44
2.5.4.2	Presión de salida de estación.....	45
2.5.4.3	Presión de entrada de estación.....	45
2.5.4.4	Ratio de flujo	46
	PROGRAMA DE MANTENIMIENTO	48
3.1	Consideraciones Generales	48
3.2	Consideraciones Ambientales	49
3.2.1	Plan de Manejo Ambiental (PMA).....	49
3.3	Filosofía de Mantenimiento.....	53
3.3.1	Estrategia de Mantenimiento.....	53
3.3.2	Técnicas de Mantenimiento.....	53
3.3.3	Grupos de Actividades	55
3.3.4	Software de Gestión del Mantenimiento.....	57
3.3.4.1	Modulo de Mantenimiento de Planta (PM)	59
3.3.4.2	Estructura Técnica de Objetos	60
3.3.4.3	Gestion del Mantenimiento Preventivo y Predictivo en SAP	
	61	
3.4	Programa de mantenimiento preventivo	64

3.4.1	Clasificación de equipos críticos.....	64
3.4.2	Plan de mantenimiento sistema de bombeo y recirculación ...	66
3.4.3	Plan de mantenimiento sistema de generación	70
3.4.4	Plan de mantenimiento sistema de drenaje cerrado.....	73
3.4.5	Plan de mantenimiento sistema de aire industrial	73
3.4.6	Plan de mantenimiento sistema eléctrico	74
3.5	Costo del Mantenimiento Preventivo	76
3.5.1	Sistema de bombeo y recirculación.....	77
3.5.2	Sistema de generación.....	78
3.5.3	Sistema de drenaje cerrado	79
3.5.4	Sistema de aire industrial	80
3.5.5	Sistema eléctrico	81
3.5.6	Proyección de costos de mantenimiento para los próximos 10 años	83
3.6	Programa de mantenimiento predictivo	91
3.6.1	Técnicas aplicadas.....	91
3.6.2	Análisis vibracional.....	94
3.6.3	Análisis de aceite.....	105
3.6.3.1	Aditivos.....	107
3.6.3.2	TAN y TBN	109
3.6.3.3	Nitración y Oxidación	110
3.6.3.4	Metales de desgaste	112
3.6.3.5	Aditivos del refrigerante y agua.....	113
3.6.3.6	Limites de condensación del aceite lubricante.....	114

3.6.4	Análisis de gases de combustión	115
3.6.4.1	Composición del combustible.....	116
3.6.4.2	Relación de la mezcla de aire y combustible (MAC)	119
3.6.4.3	Determinación de la Potencia de Motor BHP	121
GESTIÓN DEL MANTENIMIENTO.....		123
4.1	Disponibilidad	126
4.2	Tasa de rendimiento	127
4.3	Tasa de calidad	127
4.4	Eficacia Global de Planta (OEE).....	127
4.5	Tablero de Comando	127
4.6	TPM.....	138
CONCLUSIONES		147
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.....		149
APÉNDICE I.....		151
APÉNDICE II.....		161
APÉNDICE III.....		171
APÉNDICE IV		174
PLANOS		177

PRÓLOGO

La industria del gas natural no es nueva en el Perú, la explotación de los yacimientos de Aguaytía desde 1996 para la generación de electricidad a través de la central térmica de Aguaytía Energy y la explotación y uso en Talara durante los años 70s dan fe del uso aunque en menor grado de este recurso que hoy representa una gran perspectiva de desarrollo e ingreso de divisas para el país.

En tal sentido, en la primera parte de este informe, se hace un enfoque de los antecedentes de este proyecto. También se describen las limitaciones y restricciones que afectan las actividades de mantenimiento y que disminuyen la capacidad de respuesta ante emergencias.

En el capítulo dos se hace una descripción general de la empresa y la organización del sector de mantenimiento, actividad como transportista y una descripción de las instalaciones y equipos de la línea de bombeo de los líquidos de gas natural (LGN).

En el capítulo tres se desarrolla el plan de mantenimiento aplicado a las Estaciones de Bombeo (el cual es la finalidad de este informe), que incluye la filosofía, el plan preventivo y predictivo y el software para la gestión del mantenimiento SAP.

El capítulo cuatro describe los indicadores de gestión del mantenimiento a emplearse a partir de los datos proporcionados por el SAP, así como el

cálculo de los índices de disponibilidad, rendimiento y eficacia. También se plantea un plan piloto para la implementación del TPM en las estaciones de bombeo.

José Andrés Argandoña Martínez

Diciembre 2005

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

El proceso de obtención de gas natural seco, por su naturaleza, esta ligado a la generación de líquidos y condensados. Estos últimos tienen un valor comercial mucho mayor que el mismo gas natural en si, por la capacidad de obtener de aquellos, productos livianos como las gasolinas naturales y el GLP.

Dado los precios internacionales del crudo y la tendencia mundial de aumento en la demanda de hidrocarburos, el proceso de separación, transporte y refinación de LGN debe asegurarse en forma continua y segura.

La naturaleza del proyecto Camisea, único en el país por las características del mismo, plantean una nueva visión para el mantenimiento de las instalaciones y de los ductos. La principal barrera a vencer es la geografía variada a lo largo de la traza, teniéndose primero que asegurar la

comunicación (radial, satelital, telefónica, etc.) y el transporte y accesos a los diferentes puntos del sistema, todo esto en forma efectiva y segura.

Las estaciones de bombeo, motivo del presente informe, no son la excepción a la regla. La aplicación de los diferentes tipos de mantenimiento (correctivo, preventivo y predictivo) requieren que las limitaciones mencionadas sean salvadas para que no afecten la disponibilidad y confiabilidad del sistema, y que los organismos fiscalizadores solicitan como mínimo.

El presente informe de ingeniería pretende mediante una visión del transporte de LGN, enfocar únicamente las estaciones de bombeo, y plantear un modelo de actividades y tareas a llevar a cabo para asegurar la continua operación de las mismas, mediante la selección de los equipos críticos y la elaboración de planes de mantenimiento aplicados a los mismos, según las recomendaciones de los fabricantes, la realidad y necesidades particulares del proyecto.

1.1 Antecedentes del proyecto

Los yacimientos San Martín y Cashiriari, conjuntamente conocidos como Bloque 88, Camisea, albergan una de las más importantes reservas de gas natural no asociado en América Latina. El volumen de gas “in situ” probado es de 8.7 trillones de pies cúbicos (TPC) con un estimado de recuperación final de 6.8 TPC de gas natural (factor de recuperación: 78 %) y 411 millones de barriles de líquidos de gas natural asociados (propano, butano y condensados).

El potencial del Bloque 88 está estimado en 11 TPC de gas natural (el volumen de gas “in situ” probado + probable). El estimado de recuperación final considerando los volúmenes probados + probables es 8.24 TPC de gas y 482 millones de barriles de líquidos de gas natural. Las reservas de Camisea son diez veces más grandes que cualquier otra reserva de gas natural en el Perú.

Fue entre 1983 y 1987 que se produjo el descubrimiento de los yacimientos. En 1998 Petroperú suscribió con una compañía privada un Acuerdo de Bases para la explotación de Camisea. No obstante, la negociación del contrato concluyó sin que las partes llegaran a un acuerdo.

En 1994, se suscribió el Convenio para la Evaluación y Desarrollo de los yacimientos de Camisea, entre Petroperú y la misma compañía privada. Después de la presentación del Estudio de factibilidad (mayo de 1995), se suscribió un Contrato para la Explotación de los yacimientos de Camisea

entre un consorcio privado (Consortio Shell - Mobil) y Perupetro en mayo de 1996. En 1998 el Consortio anunció su decisión de no continuar con el proyecto.

Así, en mayo de 1999, el Comité especial del Proyecto Camisea (CECAM) convocó a un concurso público internacional para adjudicar el contrato de licencia para la explotación de los hidrocarburos de Camisea, las concesiones para el transporte de líquidos y gas a la costa y para la distribución de gas en Lima y Callao. Once compañías fueron precalificadas en el concurso para la explotación, y doce para el transporte y distribución.

En febrero de 2000, y según concurso público internacional, se adjudicó al consorcio liderado por Pluspetrol la Licencia para la Explotación, con la participación de Hunt Oil Company of Perú L.L.C., SK Corporation y Tecpetrol del Perú S.A.C. (100% propiedad del Grupo Techint). El Proyecto de Explotación consiste en una licencia por 40 años para la extracción de gas natural e hidrocarburos líquidos, que fue adjudicada basándose en la oferta más alta de regalías presentada por los postores.

En octubre del 2000 se adjudicó las concesiones para el transporte y la distribución del gas en Lima y Callao al Consortio liderado por TgP S.A. El 9 de diciembre de 2000, se suscribieron en Lima el Contrato de Licencia para la explotación de los hidrocarburos de Camisea y los tres Contratos de Concesión para el transporte de líquidos y gas y la distribución de gas por 33 años.

En mayo de 2002 TgP S.A. Seleccionó a TRACTEBEL como la operadora de la distribución del Gas en Lima y Callao. Gas Natural de Lima y Callao (GNLC) es la empresa propiedad de Tractebel, creada para desarrollar el servicio de distribución de gas natural.

El Proyecto Camisea consiste en la construcción y operación de dos ductos, un gasoducto para gas natural y un poliducto para líquidos de gas natural (LGN) y la red de distribución para gas natural en Lima (Perú). Los ductos permitirán que el gas natural y los líquidos estén disponibles para consumo doméstico y para exportación. El gas natural es transportado a Lima, el principal centro de consumo residencial e industrial, así como para generar electricidad. Los líquidos permitirán abastecer al mercado local de GLP y también constituirá una importante fuente de ingreso de divisas. El Proyecto incluye la construcción y operación de dos ductos, uno para gas natural (32", 24" y 18") de 732 km de largo y otro para líquidos (14" y 10") de 560 km de largo. Esta última línea cuenta con 4 estaciones de bombeo y 3 estaciones de reducción. SCADA con fibra óptica y backup satelital.

En mayo del 2004 comenzó la etapa de comisionado y puesta en marcha del proyecto, lo que consistió, para el caso del sistema de transporte, en el secado, barrido y llenado del gasoducto, la puesta en operación de las estaciones de bombeo y regulación y el llenado progresivo del poliducto de LGN. Esta etapa se culminó satisfactoriamente a mediados de agosto del 2004.

1.2 Objetivo

Enumerar los distintos Grupos de Actividades que deberán llevarse a cabo para el cumplimiento del **Mantenimiento General de Estaciones de Bombeo** a ser llevado a cabo por **COGA** en su calidad de operador y mantenedor del sistema de transporte y dar una guía de las tareas relacionadas, para que se ejecuten dentro de un marco de calidad, seguridad, preservando el medio ambiente para el logro de una operación segura y confiable de las Estaciones de Bombeo.

1.3 Alcances

Los procedimientos y actividades descritas son de aplicación a todos los trabajos de Mantenimiento Preventivo y Predictivo de los Equipos Rotantes y Estaciones de Bombeo propiedad de **TgP** operados y mantenidos por **COGA**.

Los Activos Operativos de **Transportadora de Gas del Perú** y los que **COGA** pueda operar y mantener, incluyen Instalaciones de Superficie, Estaciones de Bombeo de NGL y los Ductos de gas y líquidos. Para los efectos de este informe el alcance esta limitado solamente a las Estaciones de Bombeo.

1.4 Limitaciones

Entre las principales limitaciones para el cumplimiento de las labores de mantenimiento se encuentran:

Limitaciones geográficas, debido a que el gasoducto cruza las tres regiones naturales del Perú (Selva, Sierra y Costa), la geografía presente es muy variada, especialmente en Selva y Sierra con el peligro constante de derrumbes y deslizamientos de tierras y caminos.

Es el caso Selva, en donde el único medio de acceso es por vía aérea (avión o helicóptero); la construcción de una vía para transporte terrestre entre sierra y selva, significaría un impacto social que se prefirió evitar para este proyecto, además de lo complicado de la geografía en esta zona.

Limitaciones climatológicas, las cuales tienen un impacto en la rápida respuesta para cualquier situación planificada o correctiva de mantenimiento, provisión de insumos y repuestos y transporte de piezas para reparación desde, entre y hacia las estaciones de bombeo.

Relaciones con las comunidades y poblaciones aledañas a la traza, COGA y TgP tienen un compromiso para con las comunidades afectadas directa o indirectamente con las operaciones y el mantenimiento, mediante el apoyo social, informando y previniendo los peligros que las actividades pudieran causar, cuidando el medio ambiente y disponiendo de manera efectiva de los residuos generados durante las labores de mantenimiento, se disminuye el impacto en la población.

Situación social del país o de la zona de operación, paros, huelgas y bloqueo de carreteras, robos y asaltos y remanentes de movimientos subversivos limitan las actividades, perjudican instalaciones de

comunicaciones y de superficie y limitan las horas de operación y circulación de vehículos.

Almacenamiento. Se plantea el caso de una parada en el sistema transporte de LGN; la capacidad de Pluspetrol en Malvinas para seguir produciendo LGN esta limitada por su capacidad de almacenamiento (15000 barriles), mientras que el GN puede ser reinyectado a los pozos, el LGN no, obligando a un paro de planta. Mientras en Pisco, la continuidad en sus procesos depende del volumen almacenado en su esfera (20000 barriles) la cual siempre opera al 75% de su volumen, y que no debe estar por debajo de 1/3 de su capacidad, obligándolo a entrar a un proceso de recirculación de planta no mayor a 2 hr. Todos estos factores limitan el tiempo de paro imprevisto de la línea de transporte a no más de 6 horas en el mejor de los casos.

CAPÍTULO II

DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA

2.1 Generalidades

Constituida TgP, las participaciones de los accionistas fueron renegociadas respetándose los contratos marcos suscritos, siendo a la fecha la composición accionaria la siguiente:

Tabla 1. Composición Accionaria de TgP (%)

Accionistas	Participación %
Tecgas Camisea S.A. ¹ (Argentina)	31.0
Tecgas N.V. (Argentina)	0.6
Perupetrol Resources Corporation (Argentina)	9.2
Sonatrach Petroleum Corporation B.V.I. (Argelia)	11.2
Sonatrach International Pipelines Corporation (Argelia)	10.0
Hunt Pipeline Company of Peru L.L.C. (USA)	19.2
SK Corporation (Korea)	9.6
Suez Tractebel (Bélgica)	8.1
Graña y Montero S.A. (Perú)	1.2
Total	100.0

¹ Conformada por Tecgas N.V., Hunt Oil, Pluspetrol y SK Corporation

Tecgas N.V. (Tecgas).- Principal accionista de TgP es la empresa operadora y de inversiones del grupo Techint para sus negocios de transporte de gas. La empresa consolida los negocios de transporte y distribución de gas del Grupo Techint, conglomerado italo-argentino con más de 50 años de operaciones e involucrado en negocios industriales, construcción, energía y servicios a través de más de 100 empresas en 40 países en el mundo y que ha construido aproximadamente 61,000 km. de ductos de transporte.

La operación y mantenimiento del Sistema de Transporte constituye una responsabilidad exclusiva de TgP, quien será responsable de dar cumplimiento a las obligaciones establecidas en el contrato BOOT. Asimismo, el contrato BOOT establece que las operaciones técnicas deberán estar a cargo del Operador Estratégico Precalificado, es decir Tecgas, el cual ha designado como gerente de las operaciones a su subsidiaria **Compañía Operadora de Gas del Amazonas (COGA)**.

2.1.1 Costos de transporte

Tarifas en el Contrato BOOT de Transporte de Líquidos de Gas Natural

TgP está obligada a construir la infraestructura de ductos para transportar un volumen de líquidos de gas natural de acuerdo a lo que se convenga con el productor (Consorcio Pluspetrol). El ducto de líquidos de Gas Natural tendrá acceso abierto a quien quiera transportar líquidos desde el comienzo de las operaciones comerciales.

El Contrato BOOT de Transporte de Líquidos de Gas Natural establece que la tarifa será determinada por acuerdo de las partes según los mismos principios establecidos para el transporte de gas natural el Costo Total de Servicio de Transporte de Líquidos refleja el valor presente de las inversiones en las Obras Comprometidas y todos los costos de operación y mantenimiento en que se incurra para la prestación del servicio.

El Costo Total del Servicio de Transporte de Líquidos de Gas Natural estimado equivale a US\$ 401 millones, (expresados a marzo de 2003) asumiendo una capacidad de transporte de 70,000 BPD durante la vida de la Concesión.

El Costo de Servicio de Transporte de Líquidos será pagado por el Consorcio Upstream a TgP durante el período de vigencia del contrato. La tarifa será determinada por mutuo acuerdo de las partes conforme a un convenio de transporte (Liquids Transportation Agreement), pero deberá cubrir la amortización del capital de inversión y el costo de operación y mantenimiento eficientes.

Natural Gas Liquids Transportation Agreement (“LTA”)

Contrato suscrito entre TgP (el “Carrier”), el Productor del campo de Camisea (consorcio integrado por las empresas, Hunt Oil, SK Corporation, Tecpetrol, y Sonatrach) y el Operador (Pluspetrol Peru Corporation S.A.).

El acuerdo establece los derechos y obligaciones entre TgP y el Upstream, con relación al transporte de Líquidos de Gas Natural (LGN). El acuerdo ha sido suscrito bajo las leyes del estado de Nueva York.

El Consorcio tendrá inicialmente derecho a una capacidad garantizada en firme de 50,000BPD de líquidos de gas natural y el derecho se incrementará hasta 70,000 BPD.

El Productor pagará una tarifa mensual fija por el derecho de transporte en firme (Ingreso Ship-or- Pay). El ingreso Ship-or-Pay ascenderá a US\$ 4.2 millones mensuales (expresados a marzo de 2003) determinado para una Capacidad Garantizada de 50,000 BPD. El pago de la tarifa se realizará el mes siguiente de entrar en operación el Sistema de Transporte.

El contrato establece que el Productor realizará los pagos en dólares directamente a las cuentas en el exterior de TgP, sin deducciones o retenciones por concepto de cualquier impuesto.

El contrato tiene un plazo de duración de 30 años.

2.1.2 Demanda de transporte de NGL y proyecciones futuras

Los líquidos de gas cubrirán no solo las necesidades del mercado local, sino también se exportarán, impactando directamente la balanza comercial del Perú. Mejorará la balanza comercial de hidrocarburos, reduciendo el déficit hasta en un 30%. Se estima que el desarrollo del Proyecto Camisea

aumentará la producción en la economía peruana en aproximadamente US\$ 3.9 billones en valor presente neto durante el período 2004 - 2033.

2.1.3 Sistema de Transporte de Gas Natural

El Sistema de Transporte de Gas Natural (GN), está constituido por un gasoducto de 729 Km., que inicia en Malvinas, en el distrito de Echarati, provincia de La Convención, departamento de Cuzco. Atraviesa la Cordillera de los Andes y llega a las costas del Océano Pacífico finalizando en el Punto de Entrega ubicado en Lurín, a unos 35 Km. al sur de la ciudad de Lima.

El gasoducto recorre aproximadamente 208 Km. con un diámetro de 32", continuando a lo largo de 310 Km. con un diámetro de 24" y finalizando tras 211 Km. con un diámetro de 18". La capacidad inicial del ducto, según el diseño, es de 8.9 MMSCMD (314 MMSCFD).

Para estos caudales no resulta necesario instalar loops ni estaciones de compresión. Considerando incrementos importantes de demanda, este ducto podría en el futuro transportar hasta 33.4 MMSCMD (1179 MMSCFD).

En la zona de descenso (Kp 470) se ha instalado una Estación de Control de Presión, para controlar la presión en el punto de entrega al Centro de Operaciones en Lurín. Dicha estación está localizada en la misma ubicación de la Estación de Reducción de Presión de Líquidos de Gas Natural.

El sistema cuenta con 22 válvulas esféricas de paso total, con actuadores de gas, soldadas en sus extremos a la línea principal. La distancia máxima

entre las válvulas esféricas de la línea principal fue establecida de acuerdo al código ASME B 31.8. Por ejemplo, para la Clase 1 División 2 (con un factor de diseño de 0.72) se tiene un máximo de aproximadamente 30 Km. Ésta es la clase predominante a través del ducto. La ubicación apropiada de las válvulas de bloqueo principal se definió teniendo en cuenta la ruta final, la posibilidad de acceso, y el criterio mencionado anteriormente. El gas de alimentación para las válvulas de bloqueo de línea principal será provisto desde el mismo ducto de GN.

Las presiones de operación de los ductos son variables (entre 80 barg a 147 barg). La presión de entrega mínima en Lurín es de 40 barg.

La figura 1 presenta el esquema del sistema de transporte de GN.

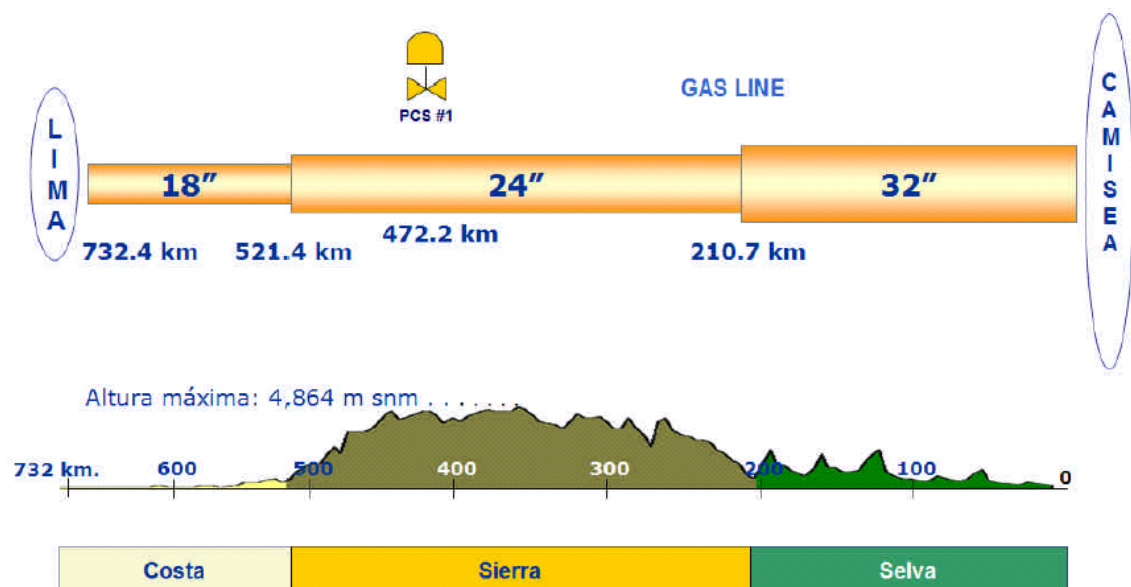


Figura 1. Esquema sistema de transporte de GN

2.1.4 Sistema de Transporte de Líquidos de Gas Natural

El Sistema de Transporte de Líquidos de Gas Natural (LGN) transportará los líquidos separados en la Planta Criogénica desde el Punto de Recepción en la Planta de Malvinas hasta el Punto de Entrega en la Planta de Fraccionamiento en Playa Lobería, en el distrito de Paracas, provincia de Pisco. El sistema tiene una longitud de 561 km.

El ducto de LGN corre paralelo al ducto de GN desde la Planta Malvinas hasta el Punto de Derivación cerca de Humay (aproximadamente 521 km de longitud), desde allí se dirige hasta Playa Lobería ubicada en la Provincia de Pisco en la costa occidental del Océano Pacífico (longitud total 561 km aproximadamente).

El Sistema cuenta con cuatro estaciones de bombeo (PS, por sus siglas en inglés) cuya función es impulsar la presión de llegada del LGN hasta la planta de recepción final.

Agua abajo del pico más alto de los Andes se instalaron tres Estaciones Reductoras de Presión (PRS, por sus siglas en inglés) para evitar una posible separación de columna de agua arriba y excesiva presión de agua abajo.

La figura 2 presenta el esquema del sistema de transporte de LGN.



Figura 2. Esquema sistema de transporte LGN

2.1.5 Ubicación geográfica de las instalaciones

Se dan las coordenadas geográficas de las instalaciones:

Tabla 2. Coordenadas geográficas de las estaciones

	Coordenadas s/eje de pista		Cota m.s.n.m	Coordenadas geograficas	
	Este	Norte			
PS # 1	724,013.24	8,689,852.84	377	S11°50'39.02"	WO72°56'37.52"
PS # 2	702,264.44	8,612,346.94	1625	S12°32'45.91"	WO73°08'18.35"
PS # 3	641,654.78	8,557,150.79	2967	S13°02'54.12"	WO73°41'36.85"
PS # 4	630,115.33	8,555,413.68	4087	S13°03'52.54"	WO73°47'59.65"

En el plano N° 1, se muestra el trazado y altimetría de las instalaciones.

2.1.6 PS # 1 – Malvinas

Es la primera estación para el bombeo de LGN, y se encuentra a la salida de la planta separadora de Pluspetrol – Malvinas. Su principal limitante son las facilidades de acceso.

El transporte a PS #1 se podrá hacer por vía terrestre hasta la localidad de Pucallpa y desde allí por vía fluvial por el río Urubamba hasta el puerto de Pluspetrol en Malvinas.

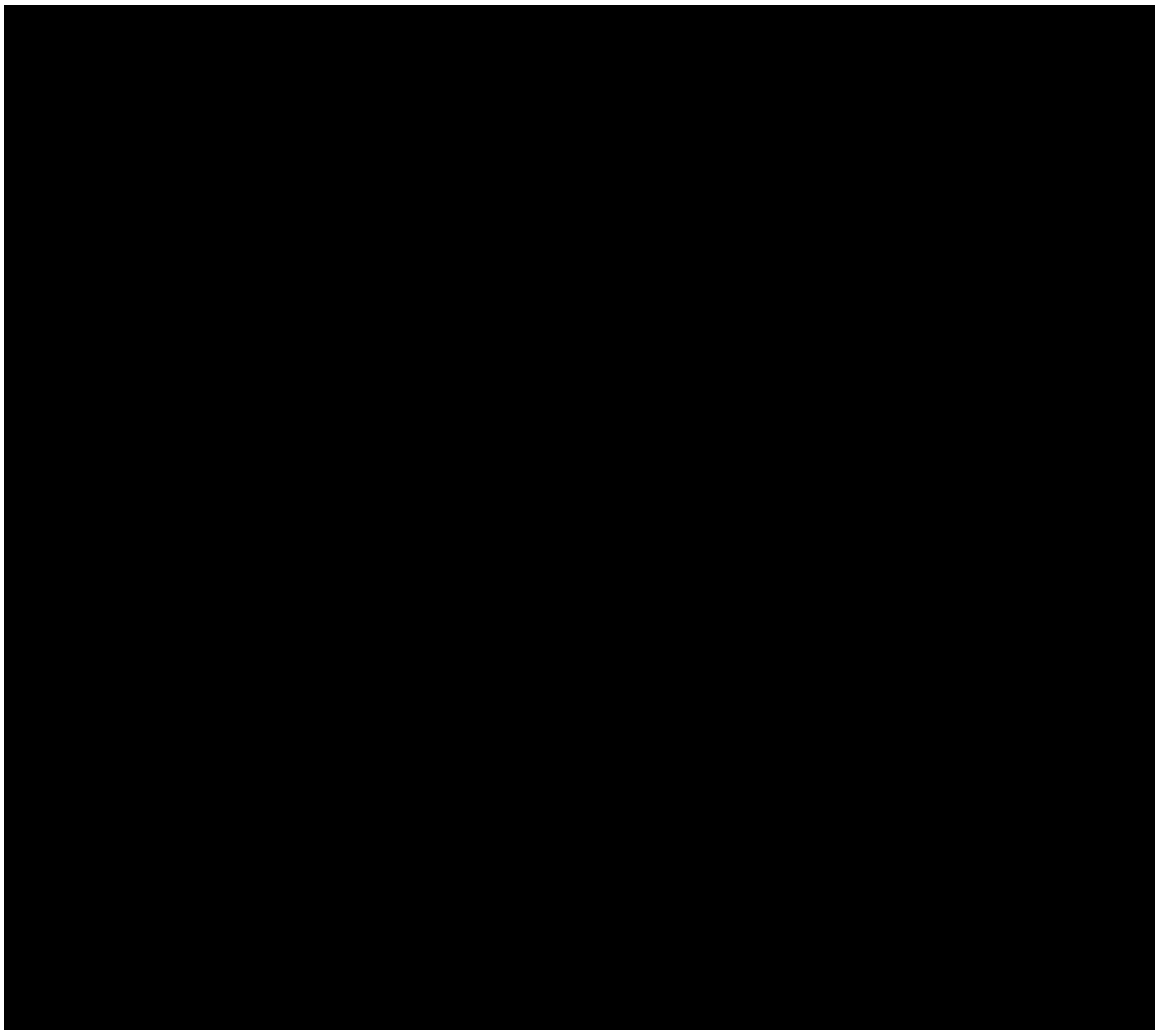


Figura 3. Ubicación geográfica estación de Malvinas

Otra opción es por vía aérea hasta el aeródromo de Pluspetrol en Malvinas.

2.1.7 PS # 2 – Itariato

Ubicada en la progresiva kilométrica (PK) 109 + 549, es la segunda estación de bombeo. Perteneciente aun a la zona selva del Cuzco, PS 2 cuenta con el apoyo logístico de la sub-base Kiteni a 2 horas en vehículo ligero. El acceso aéreo es constantemente delimitado por las condiciones climáticas.

El transporte a PS #2 se realiza por vía terrestre desde Lima hasta PS #2 (o hasta la localidad de Kiteni) utilizando la carretera por Nazca – Cusco – Quillabamba – Kiteni con transporte normal y Kiteni - Alto Itariato – PS #2 (39 kms) con un vehículo apropiado doble tracción. Por su ubicación geográfica, no existe comunicación terrestre entre PS 2 con PS 1 y PS 3.

Distancia aproximada desde Lima: 1700 kms. Figura 4.

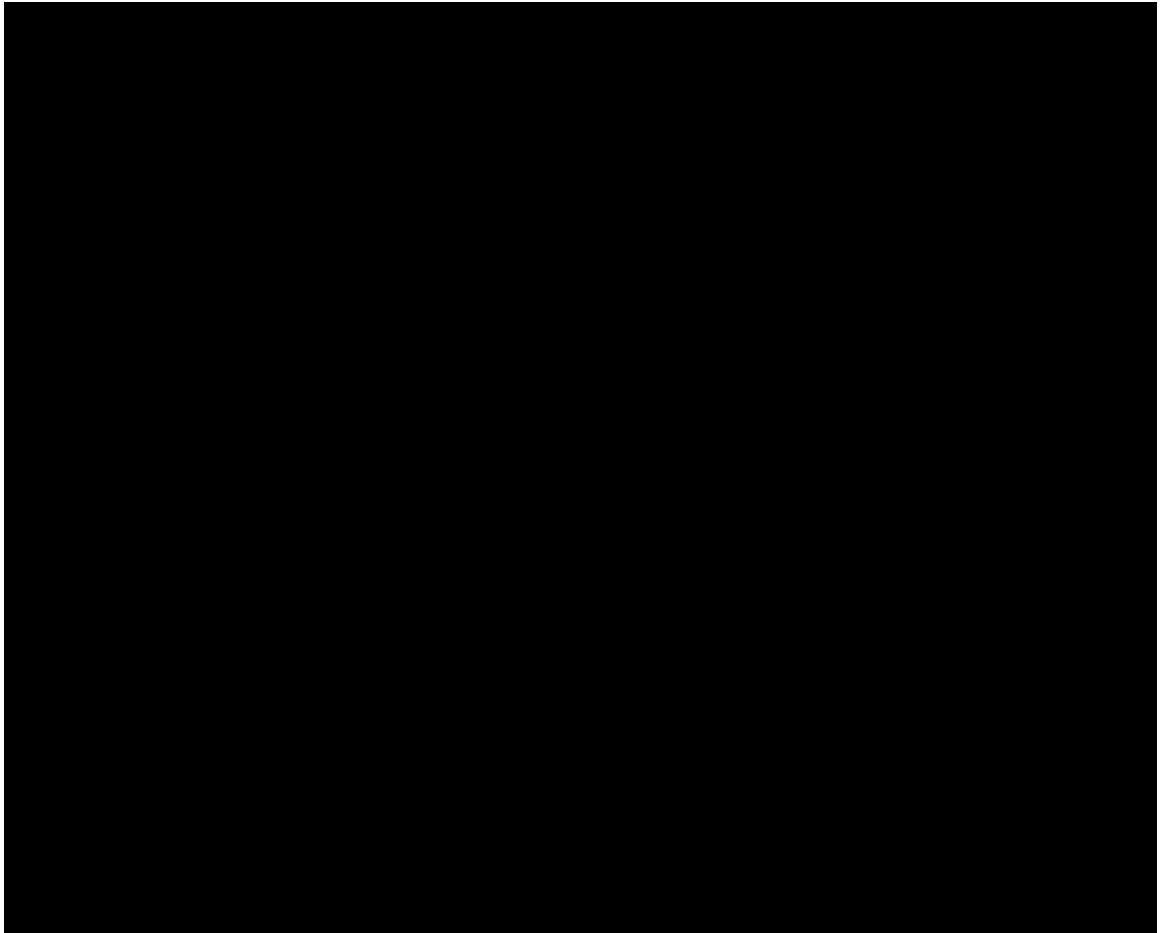


Figura 4. Ubicación geográfica estación de Itariarto

2.1.8 PS # 3 y PS # 4

PS 3 (PK 210 + 749) y PS 4 (PK 227 + 135) son las estaciones con mayor facilidad de acceso tanto aéreo como terrestre. Ubicadas en la provincia de Ayacucho, la principal limitación son los horarios de tránsito por las carreteras.

El transporte entre PS #3 y PS #4, se efectúa vía terrestre desde Lima por la vía Panamericana Sur, vía Libertadores hasta Ayacucho (Huamanga) luego

por carretera por Quinua – Tambo – San Miguel – Patibamba – PS #4 – Pacobamba – Chiquintirca – PS #3.

Distancia aproximada desde Lima: 750 kms. (600 + 150). Figura 5.

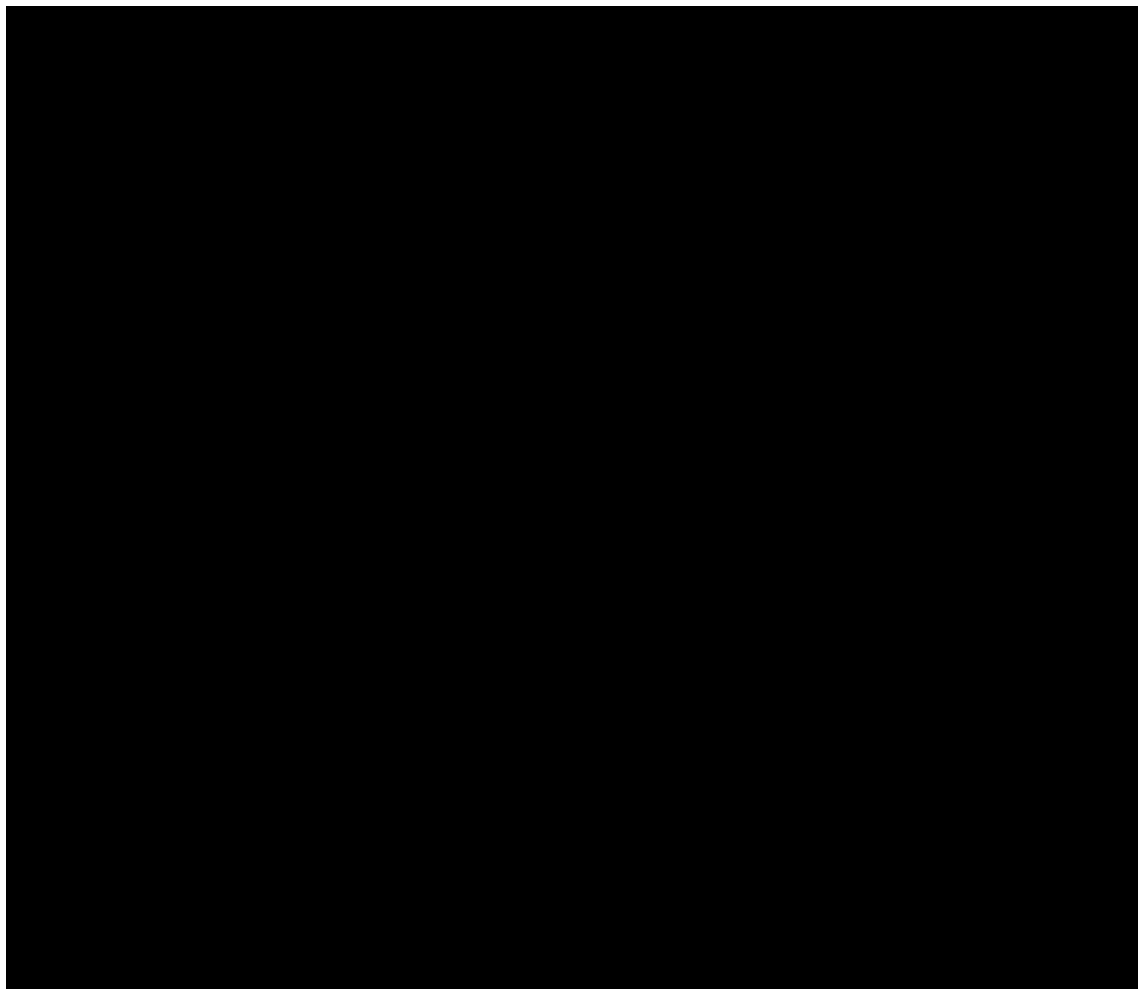


Figura 5. Ubicación geográfica de estaciones PS 3 y PS 4

2.2 Descripción de las instalaciones y equipos

2.2.1 Esquema de proceso y descripción

El LGN es un producto muy volátil, pero que a ciertas presiones y temperaturas se puede transportar como líquido mediante un sistema de bombeo. Más adelante se hace una descripción de las características del LGN.

Por las características geográficas y la altimetría de la traza, se concibieron cuatro (04) estaciones de bombeo y tres (03) estaciones de regulación de presión. Las primeras tienen la función de transportar el LGN hasta una altura máxima de 4863 m.s.n.m.; las segundas regulan la presión en el tramo de “bajada” hacia Pisco, así la presión de la columna estática de líquido más la presión dinámica, no llega a sobrepasar los valores máximos permisivos de la tubería (M.A.P.O. por sus siglas en inglés).

Cada estación de bombeo consta de 5 sistemas principales (ver figura 6):

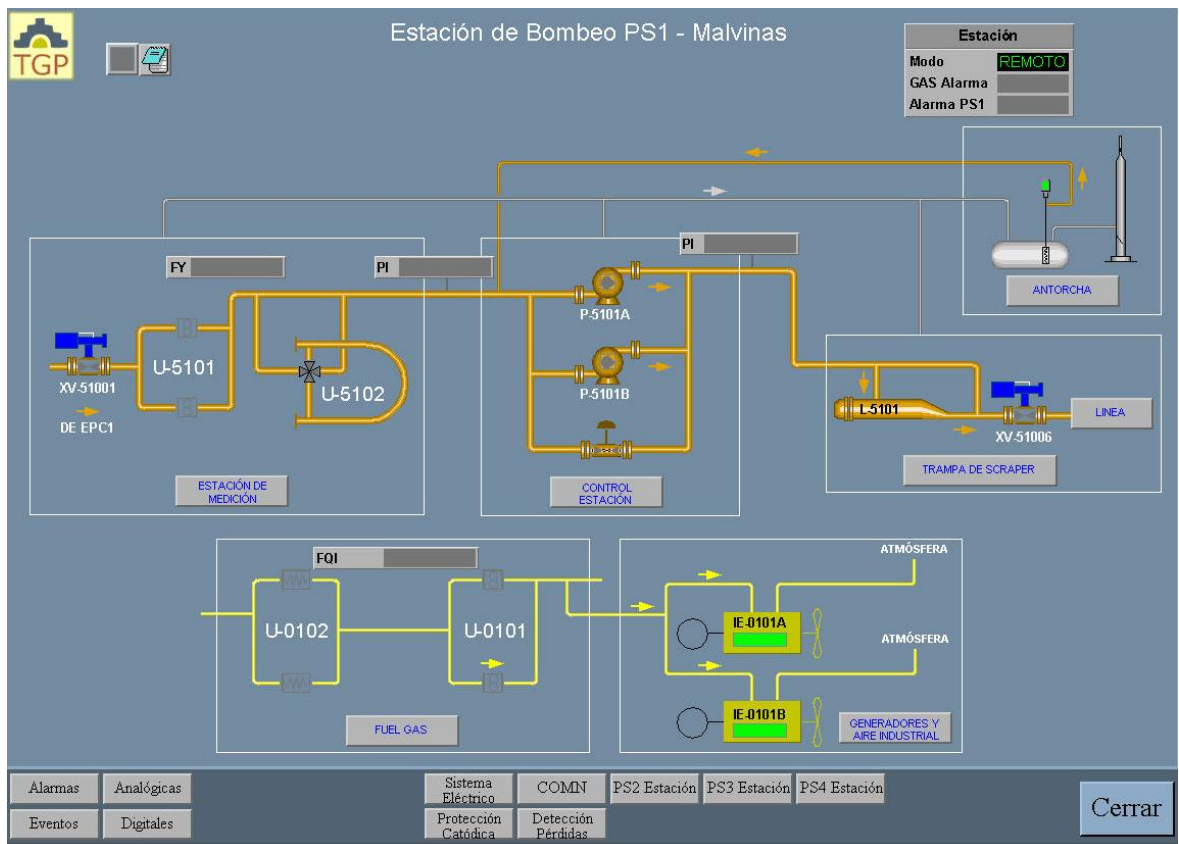


Figura 6. Esquema de procesos y sistemas típicos de estación

1. *Sistema de bombeo y recirculación de LGN.*

Consiste de dos (02) motobombas multietápicas horizontales por estación, con una configuración en paralelo, permitiendo una capacidad de hasta 28000 BPD con una bomba en stand-by y 50000 BPD con ambas.

La futura adición de otra bomba en cada estación permitirá una operación de 50000 BPD con una reserva de 50% de una bomba, o alcanzar 70000 BPD sin reserva.

Estos ratings son referidos a una densidad de 640 kg/m³ a 60 °F y 101.325 kPa absolutos.

El sistema de recirculación consiste de una válvula reguladora de caudal y un aroenfriador entre el colector de descarga y el colector de succión de ambas bombas. El sistema esta diseñado para asegurar un flujo mínimo de 72.3 m³/h para una bomba en línea y 144.6 m³/h con dos. Otra finalidad de este sistema es que permite hacer una toma de carga de manera progresiva, preservando la integridad de los equipos.

En el plano N° 7 se muestra un plano con las señales analógicas y digitales de una unidad de bombeo, para la protección y el control.

2. Sistema de generación.

Cada estación consiste de dos motogeneradores (uno en stand by) de 260 kW que alimentan la carga de estación consistente de:

- Dos calentadores de 30 kW cada uno para el puente de regulación de gas combustible, que son la principal carga.
- Sistemas de aire acondicionado y de presurización de sala eléctrica y de instrumentación.
- Sistema de aire industrial de planta.
- Iluminación en general.

- PLCs de estación, instrumentación en general, sala de baterías y el resto de los sistemas de estación.

Se cuenta además con un UPS de 25 kVA que en funcionamiento continuo rectifica e invierte permanentemente la tensión de ingreso, proveyendo una salida controlada en voltaje, frecuencia y limpia de distorsiones.

El UPS tiene una autonomía de tres horas y alimenta: PLCs de estación, PLCs de bombas, PLCs sistema de emergencia, sistema de comunicaciones, PLCs de generadores y todo el sistema de instrumentación de campo para medición y control.

3. Sistema de drenaje cerrado.

El sistema de drenaje cerrado recolecta todas las purgas de LGN en toda la estación (trampas de scraper, bombas y líneas asociadas) y las acumula en un tanque enterrado (drum). Por su alta volatilidad el líquido se evapora dentro del tanque y es quemado en la antorcha (flare). Para facilitar esta tarea hay una inyección permanente de gas de barrido a 1 bar, que arrastra los gases evaporados y permite tener la antorcha encendida (piloto).

Adicionalmente cuando el volumen acumulado en el tanque es considerable, este es inyectado nuevamente al sistema mediante una bomba de tornillo vertical que reinyecta el producto directamente al cabezal de succión de las bombas principales.

4. Sistema de drenaje abierto.

El sistema de drenaje abierto recolecta todas las purgas de residuos oleosos, suciedad de filtros y trampas scrapper y venteos de válvulas de alivio de presión de NG. Consta de cámaras y tanques acumuladores los cuales son limpiados periódicamente.

5. Sistema de regulación y medición de gas combustible para equipos.

El gas natural es el combustible utilizado por los motogeneradores y las motobombas, principalmente. Además es usado en los sistemas neumáticos como actuadores y reguladores. Pero el gas a la presión disponible en línea (140 a 130 Barg) no puede ser usado directamente, por lo que tiene que ser regulado y controlado su consumo.

La etapa de regulación consiste principalmente en una primera etapa de reducción de presión (hasta 100 a 70 Barg), un calentamiento posterior y una segunda etapa de reducción hasta una presión final de 9 – 10 Barg. Para este proceso se cuenta con dos ramales (uno en stand-by).

En la estación # 4 la etapa de calentamiento se da en primera instancia, debido a las bajas temperaturas en la zona. La etapa de calentamiento evita la formación de hidratos de hidrocarburos, que se darían producto de la disminución de temperatura durante la expansión en la segunda (primera en PS 4) etapa de reducción de presión. Los hidratos son cristales de hidrocarburo que se forman en los puntos de menor área y se dan cuando el gas llega a temperaturas iguales o menores al punto de rocío de

hidrocarburo, con la consecuente obstrucción y bloqueo de paso de gas en reguladores, válvulas y la propia línea de gas.

El gas después de ser acondicionado, pasa a un segundo puente para su control y medición. Consta en forma similar al anterior, de dos ramales (uno en stand-by). En esta etapa se hace una segunda etapa de filtrado a través de un filtro canasto de 40 um y la medición se realiza a través de una turbina de pulsos.

6. Sistema de medición fiscal de LGN y calibración (Meter Prover).
Solamente para la PS#1

El puente de medición de NGL es un punto de medición fiscal de "Transferencia de Custodia".

Están involucradas 03 empresas las cuales son: TGP (dueña y responsable del mantenimiento), Pluspetrol (cliente) y la entidad estatal PERUPETRO esta última tiene un representante en el lugar que diariamente fiscaliza el volumen medido en el puente, de la información obtenida se calcula las regalías que Pluspetrol debe pagar al estado Peruano.

Debido a la importancia del pago de regalías, pago por el transporte y el volumen de producción reportado a este punto de medición se le conoce como de Transferencia de Custodia.

El puente de medición de NGL consta de dos turbinas de medición de 6 pulgadas, sólo trabaja una y la otra queda en Stand by, para asegurar que

las turbinas midan correctamente se cuenta con una unidad de medición patrón conocido como "Prover".

El "Prover" sirve para determinar un factor de corrección sobre las turbinas y mantener un control estadístico en la cual se monitorea como van trabajando las turbinas, si alguna de ellas escapa de la tolerancia establecida, entonces se trabaja con la otra turbina y se investiga y corrige la que ha fallado.

Otros instrumentos que forman parte del puente de medición y que también son muy importantes, son: El densitómetro y el tomamuestras de NGL.

En su conjunto, el puente de medición es una unidad muy importante no sólo por lo descrito anteriormente sino también para monitorear constantemente la cantidad y calidad del producto que ingresa al ducto para ser transportado.

Todos estos parámetros son registrados on – line y almacenados en un computador de flujo, el cual tiene incorporado las tablas API 54B para él cálculo del volumen acumulado.

Quincenalmente es mandatorio realizar una corrida de calibración, mediante el cual se calculan los factores de corrección para la turbina.

2.2.2 Uso de GN como fuente de generación de energía para las estaciones

Como se menciona anteriormente, el GN es el combustible utilizado en los principales sistemas de estación, por estar disponible directamente de la línea.

A través de los puentes de medición y regulación se controla la presión y caudal hacia los sistemas, permitiendo su uso seguro a bajas presiones.

Motobombas:

El gas es utilizado para dos funciones: para el sistema de arranque y para el sistema de combustión.

Para el sistema de arranque se utiliza el gas a los 10 Barg de salida del puente de regulación y medición de combustible. El sistema de arranque consta de un motor neumático de 15 HP con un sistema electro neumático para el control.

Para el sistema de combustión es requerido una presión de alimentación de 2 a 3 Barg, para lo cual el gas pasa por un filtro coalescente para separar cualquier humedad o condensado presente y la regulación final la realiza una válvula tipo "Big Joe".

Motogeneradores:

Cada motogenerador tiene integrado su propio sistema de filtro coalescente y regulación para el gas de combustión (1.7 a 2.4 Barg). El sistema de arranque se da mediante un motor eléctrico.

Sistema de antorcha:

Proporciona gas de barrido constante a 1 Barg, hacia el tanque enterrado de purgas de LGN y sirve como piloto para la antorcha.

A continuación se describen los principales requerimientos del gas utilizado en estaciones (tablas 3, 4 y 5):

Tabla 3. Composición del gas natural

NATURAL GAS COMPOSITION	
Component	Molar fraction
N ₂	0.0054
CO ₂	0.0058
H ₂ O	0.0000
Methane	0.8854
Ethane	0.1032
Propane	0.0002
i-Butane	0.0000
n-Butane	0.0000

Tabla 4. Propiedades generales del gas natural

General properties			
		Unit	Value
Molecular Weight			17.723
Specific Gravity			0.612
Compressibility Factor Z	at 15.6°C, 1.013 bar(a)		0.997
Compressibility Factor Z	at 15.6°C, 100 bar(a)		0.7591
Compressibility Factor Z	at 15.6°C, 150 bar(a)		0.72
Dynamic Viscosity	at 15.6°C, 1.013 bar(a)	Cp	0.0109
Specific Heat	at 15.6°C, 1.013 bar(a)	kJ/(kg*°C)	2.11
Lower Heating Value		kJ/kg	48443
Cp/Cv	at 15.6°C, 1.013 bar(a)		1.29
Wobbe Index		HHV/(SG) Λ ^{0.5}	46 to 56

Tabla 5. Máximos niveles permitidos de contaminantes

Maximum level of contaminants		
	Unit	Value
Total S	mg/Sm ³	15
H ₂ S	mg/Sm ³	3
CO ₂	% v/v	2
Total inerts	% v/v	4
H ₂ O as free water		0
H ₂ O as vapor	mg/Sm ³	65
Dew point for hydrocarbons at 100 bar(a)	°C	-10
Solid particles (diameter >10 μm)	ppm	3

Considerando un poder calorífico inferior de 952.84 Btu/ft³, el consumo estimado en cada motor en condición de operación a máxima carga y potencia para 70000 BPD en cada estación será:

Tabla 6. Consumo promedio para bombas

Tag Number	Power (kW)	Consumption (Nm ³ /hr)
P-5101 A/B	849	269.6
P-5201 A/B	891	270.0
P-5301 A/B	749	253.5
P-5401 A/B	640	239.3

De forma similar el consumo para cada motogenerador por estación, para un poder calorífico inferior de 952.84 Btu/ft³ es:

Tabla 7. Consumo promedio para generadores

Tag Number	Power (kW)	Consumption (Nm ³ /hr)
G-0101 A/B	264	84.4
G-0201 A/B	243	79.5
G-0301 A/B	220	75.0
G-0401 A/B	260	91.6

2.2.3 Relación de maquinas y equipos

En general las cuatro estaciones tienen la misma configuración de sistemas y por lo tanto los mismos equipos, a excepción de PS 1 que posee el sistema de medición fiscal de LGN.

A continuación se presenta un esquema con una instalación típica de una estación de bombeo (figura 7).

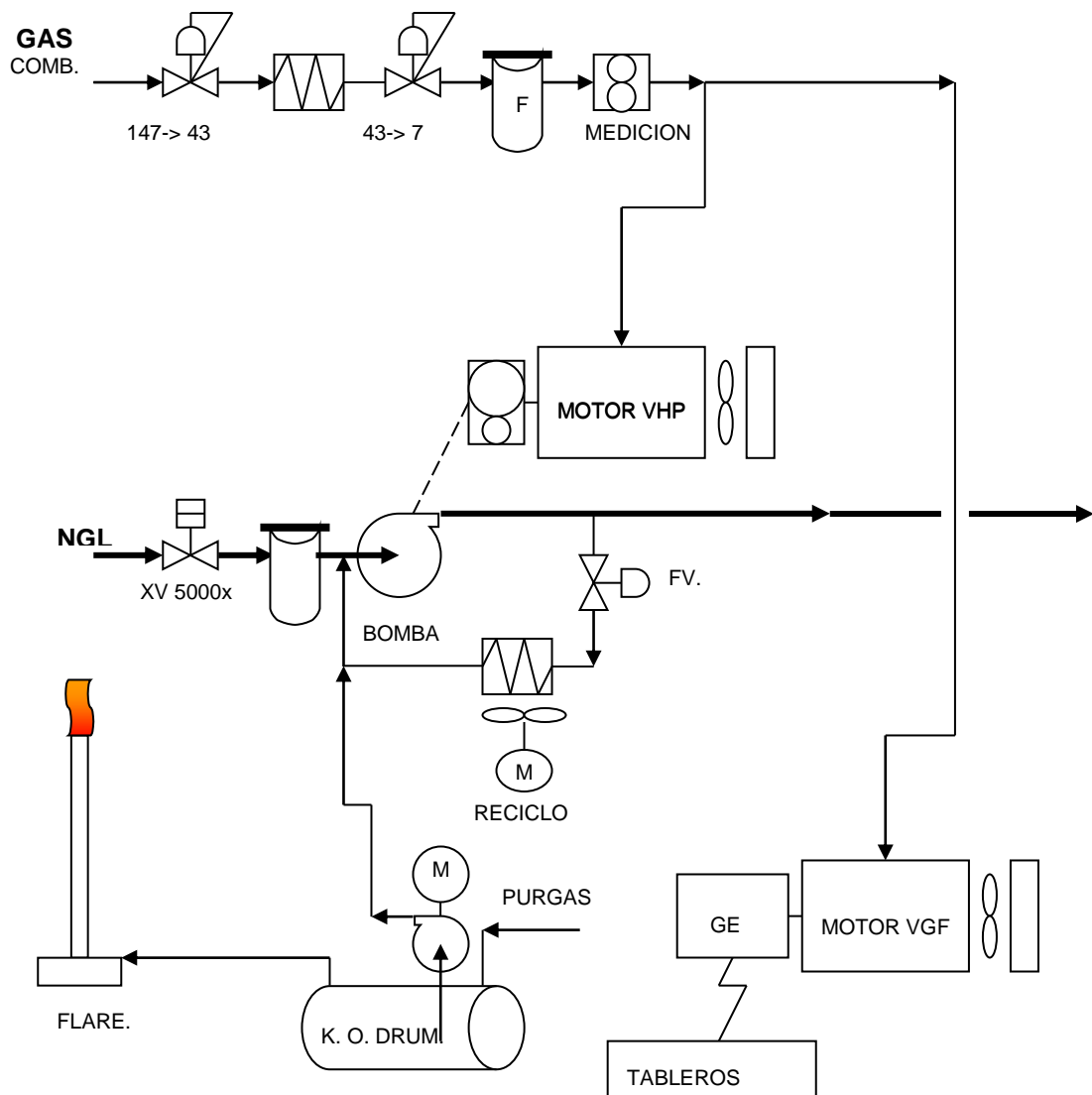


Figura 7. Esquema de instalación típica de estación

La descripción de los equipos pertenecientes a los sistemas descritos en 2.2.1. y otros sistemas auxiliares se dan a continuación en la tabla 8.

Tabla 8. Relación de equipos por estación

Equipo	Marca	Modelo	Cant	Características
1. Sistema de bombeo y recirculación				
Motor de combustión a GN (*)	Waukesha	VHP 5790 GSI	8	Motor turbocargado de 12 cilindros, cilindrada de 5790 in ³ . Potencia: 1200 Bhp, 700 – 1200 RPM
Incrementador de velocidad (*)	Lufkin	N 1407 C	8	Relación: 1:3.283, Z1: 174, Z2: 53
Bomba de LGN (*)	Flowserve	4x10 DA	8	Horizontal de 12 etapas, flujo nominal de 166 m ³ /h
Aeroenfriador (*)	GEA Rayner		4	Motores eléctricos de 3 HP, 5 HP (02) y 7.5 HP Ventiladores marca Moore
2. Sistema de generación				
Motor de combustión a GN (*)	Waukesha	VG F18 GSI	6	Motor turbocargado de 6 cilindros, 18 litros cilindrada. Potencia nominal 260 kWb, 1800 RPM
Motor de combustión a GN (*)	Waukesha	VG F24 GSI	2	Motor turbocargado de 8 cilindros, 24 litros cilindrada. Potencia nominal 360 kWb, 1800 RPM
Generador (*)	Kato	4P4-1450	8	Trifásico, 60 Hz, 1800 RPM, 218 kW, 273 KVA, 277/480 V
3. Sistema de drenaje cerrado				
Antorcha	Thermoengineering	CF-938	4	Incluye: sistema de antorcha elevada, panel de ignición y control
Bomba Knock Out Drum (*)	Bornemann	E4U 375	4	Motor WEG 3HP, 1715 RPM, 3x460V, 60 Hz NEMA Class 1 División 2 / Gearbox ERHSA MR 30V i
4. Sistema de aire industrial				
Compresor (*)	Sullair	LS-10	4	Compresor de aire industrial
5. Sistema de medición y regulación de gas combustible				
Calentadores de gas	Zesta	ZCP-362	8	Potencia 39 kW
Turbina de medición de gas	Daniel		8	Turbina de pulsos para línea de 3"
Válvulas de reducción de presión	Fisher	357	8	Válvula tipo big joe, Clase #1500 x 2", primera etapa de reducción de presión
Válvulas de reducción de presión	Fisher	627H	8	Válvula de regulación tipo diafragma, cuerpo clase #1500 x 3", segunda etapa de reducción de presión
Filtros canasto	Gora		8	Filtro de 40 um
Válvulas automáticas de bloqueo MOV	Tyco - Biffi	F01-2000	8	Válvula de bola 3"x150# ANSI RTJ Modelo MBWB/1 con actuador Biffi F01-2000
6. Sistema de medición fiscal de LGN y calibración Meter Prover				
Turbina de	Daniel	PK-6"	2	Para línea de 6"

medición de líquidos				
Filtros canasto	Gora		2	Filtro de 40 um
Válvulas automáticas de bloqueo MOV	Tyco - Biffi		2	Válvula de bola 3"x1500# ANSI RTJ con actuador Biffi
Meter Prover	Daniel		1	Calibrador de turbina
7. Sistema Eléctrico				
UPS (*)	Solid States	PPR030-48-24-12-60-IT-C	1	Potencia 30 KVA / 24 kW, AC voltaje de salida 120 Vac, 1 fase, 2 cables y tierra, 60 Hz
	Solid States	PPR015-48-12-12-60-IT-C	3	Potencia 15 KVA / 12 kW, AC voltaje de salida 120 Vac, 1 fase, 2 cables y tierra, 60 Hz
SB-0X01 (*)	Trianon		4	Tablero principal de interruptores
SB-0X02 (*)	Manelsa		4	Tablero principal de generadores
MCC-0X01 (*)	Trianon		4	Tablero de sistemas auxiliares de planta.
MCC-0X02 A/B (*)	Trianon		8	Tableros de fuerza bombas NGL
DB varios (*)	Trianon			Tableros de distribución varios.

Los equipos marcados con (*) son aquellos que competen directamente a Estaciones de Bombeo, otros, como los puentes de regulación y medición de GN y LGN pertenecen a otro sector llamado Instalaciones de Superficie, que se encarga de su mantenimiento respectivo.

Los equipos principales tales como las bombas y los generadores, tienen un moderno sistema de control de parámetros de funcionamiento para la mayoría de estos, tales como temperaturas (de aceite, refrigerante, cojinetes, rodamientos, manifolds de admisión y escape, etc), presiones (de aceite, camisas de agua, manifolds de succión descarga, etc), vibración (carcaza, soportes principales, detonación), nivel (de aceites, refrigerante), todos estos valores son vistos on-line en el SCADA y son almacenados. Esto es de gran ayuda al momento de hacer un análisis cuando se requiere encontrar las causas de falla del equipo y si esta siendo operado dentro de los rangos recomendados por el fabricante. En el apéndice I se muestra

información técnica de los motores VHP 5790 GSI, VGF F18 y VGF H24 así como un esquema detallado de los principales parámetros controlados en cada unidad de bombeo.

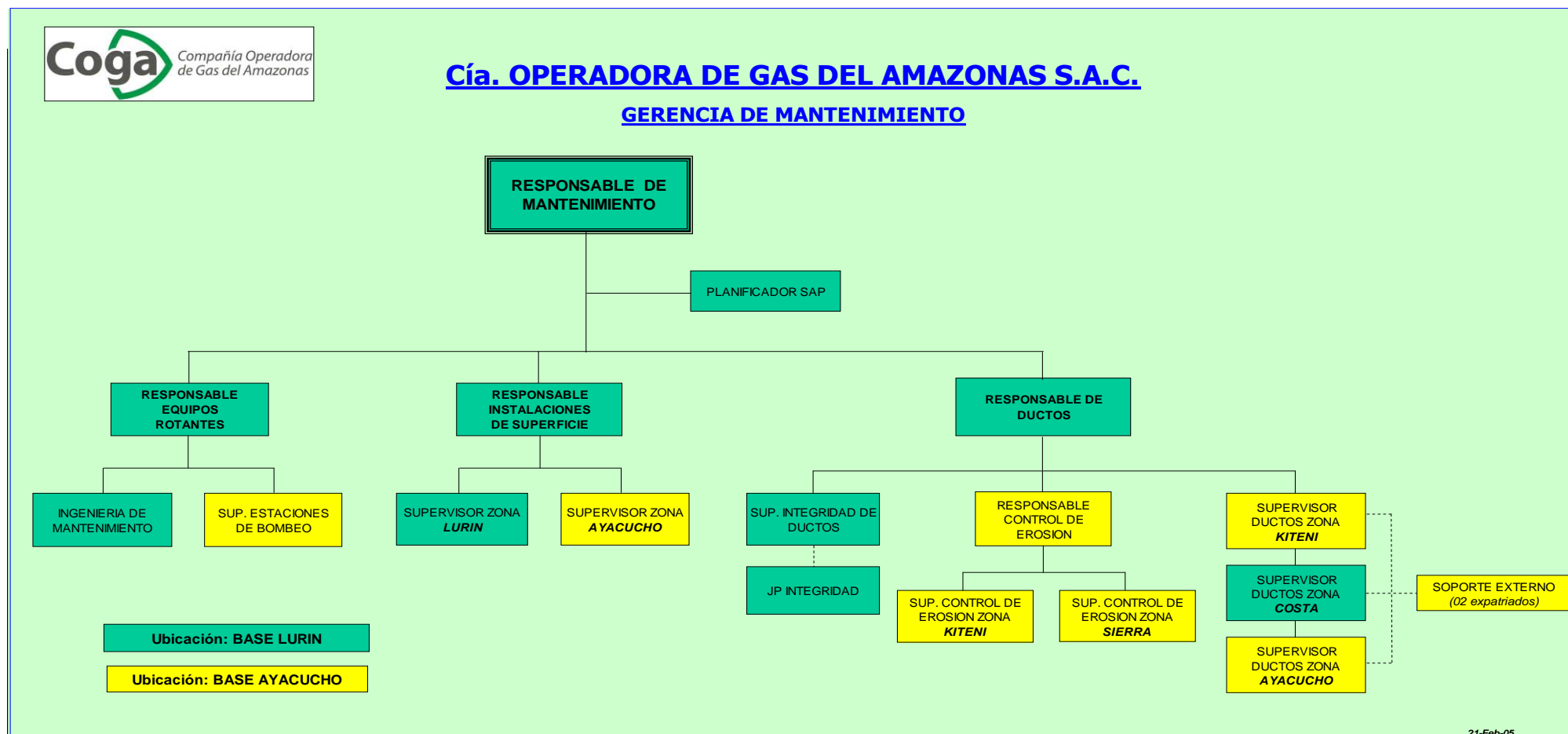
En el plano N° 2 se muestra un esquema general de las instalaciones de GN y LGN del proyecto.

2.3 Organización del sector mantenimiento

Como se sabe, el área de mantenimiento es un proceso de soporte al proceso fundamental, que para nuestro caso es el de transporte de LGN y GN.

A continuación se presenta un esquema del organigrama manejado por COGA a nivel supervisión (Figura 8):

Figura 8. Esquema de organización sector mantenimiento



- **Responsable de Mantenimiento de Equipos Rotantes y Estaciones de Bombeo:** es el responsable del Cumplimiento del Plan Anual de Mantenimiento.
- **Programador SAP:** es el responsable de la elaboración y seguimiento en SAP del Plan Anual de Mantenimiento, basado en las pautas establecidas por el Responsable de Mantenimiento de Equipos Rotantes y Estaciones de Bombeo.
- **Supervisor Estaciones de Bombeo:** es el responsable de la liberación de las Ordenes de Trabajo; del control de la calidad en la ejecución y el control de los registros de las tareas; de la solicitud de aprovisionamiento de insumos y repuestos; del control del presupuesto mantenimiento SAP y de la ejecución del cierre comercial de las Órdenes de Trabajo en SAP.
- **Supervisor de Ingeniería de Mantenimiento y Mantenimiento Predictivo:** es el responsable de aplicar las técnicas de Mantenimiento Predictivo, tales como: Análisis Vibracional, Análisis de Aceites Usados, Análisis de Gases de Escapes de los Motores, Mediciones de Espesores de Cañerías y Equipos Estáticos, Termografías y otras técnicas. También es el responsable de aplicar Técnicas de Mejora Continua, como TPM, Análisis de Fallas, ACR (Análisis de Causa Raíz) y otras técnicas. Desarrollar Indicadores de Gestión de Mantenimiento.

El contratista posee un organigrama más complejo que incluye personal para logística, administradores de campamentos, grupos de emergencia, etc. Para motivos del informe, la estructura correspondiente a Estaciones de Bombeo consta de:

- 01 Supervisor de Estaciones Contratista.

- 06 grupos, cada uno de 05 (cinco) personas que consisten de:
 - 01 Mecánico industrial de planta

 - 01 Instrumentista

 - 01 Electricista

 - 01 Apoyo general

 - 01 Enfermero – almacenero

Los grupos tienen un régimen de turnos rotativos de 28 días activos x 14 días de descanso, a través de las cuatro estaciones. Con turnos diarios de 12 horas, incluyendo domingos y feriados.

2.4 Descripción del Sistema de Control de Líquidos de Gas Natural

2.4.1 Generalidades

La tubería de transporte de LGN es monitoreado y controlado por un Sistema de Supervisión, Control y Adquisición de Datos (SCADA) el cual

tendrá control y supervisión de ambas (gas y líquido) tuberías e instalaciones.

El sistema SCADA es diseñado e implementado como un sistema Stand-alone, para un alto nivel de confiabilidad, mantenibilidad y flexibilidad, que es alcanzable si esta integrado dentro del sistema de PLC de planta. El sistema SCADA hace interfase con el sistema de control en la estación de bombeo en Malvinas, PS 2, PS 3, PS 4, las estaciones de reducción de presión y las válvulas de bloqueo, para transferir alarmas críticas, status e información de parámetros de operación.

El SCADA es controlado desde dos centros de control, el primario esta en Lurín, en el Lima City Gate, y el segundo es un centro de control de contingencia, localizado en los alrededores de la ciudad de Lima, esta ultima utilizada en situaciones de emergencia.

La red de comunicaciones es basada en un sistema de fibra óptica, con un back-up satelital en línea entre Malvinas, Lima y Lurín. El sistema debe ser hábil de operar en los siguientes modos:

Modo automático de operación

Este es el modo normal de operación, la lógica de protección y control opera automáticamente siguiendo los comandos del operador y recibiendo los seteos de la sala de control.

Modo de control local

Este modo debe ser usado en caso de una falla de las comunicaciones entre el sitio o planta y el SCADA. Cuando una falla ocurre entre el PLC de estación y el SCADA, el control de estación pase automáticamente al LOCAL AUTOMATIC MODE con todos los comandos, alarmas, y funciones disponibles en forma local.

En el caso de las estaciones de bombeo el monitoreo y control es hecho a través del HMI (Human Machine Interfase) con el cual el operador de estación, capacitado previamente, realiza la operación de la estación de forma local.

Modo manual de control local

Este modo es para ser usado durante la puesta en marcha y para procedimientos de mantenimiento.

2.4.2 Filosofía de control

El rating de flujo es controlado en EPC-1 (estación booster Pluspetrol – Malvinas), a través de sus bombas booster de velocidad variable y una válvula de control de by-pass, que recircula parte del flujo de estas bombas de regreso a los tanques de alimentación si la presión de descarga excede los 26.2 Barg.

Cada estación de bombeo (así como las reguladoras) esta normalmente bajo el control de la presión de succión, llamado Control por Succión, el cual regula la velocidad de las unidades para mantener la presión de succión al

valor de seteo, así cada barril de líquido entrante a la estación es transferida aguas abajo. Solo en caso que la presión aguas abajo aumente (debido a una obstrucción o restricción) por encima del valor seteado de descarga, el control se dará a través de la presión de descarga de bombas, llamado Control por Descarga, superponiéndose al Control por Succión.

Tanto el Control por Succión como por Descarga, regulan solamente las RPM del motor de la bomba; adicionalmente, si el flujo cae por debajo del flujo mínimo (72.3 m³/h para una bomba y 144 m³/h para dos bombas en línea), se activara el sistema de recirculación que asegurara que el caudal de salida de estación sumado al caudal de recirculación sean igual o mayor al flujo mínimo.

2.4.3 Características del NGL

LGN, operación normal

Normalmente el LGN debe tener la siguiente composición:

Tabla 9. Composición del Líquido de Gas Natural

NGL COMPOSITION	
Component	Molar fraction
N ₂	0.0000
CO ₂	0.0000
H ₂ O	0.0000
Methane	0.0000
Ethane	0.0076
Propane	0.4313
i-Butane	0.0631
n-Butane	0.1252
i-Pentane	0.0486
n-Pentane	0.0480
n-Hexane	0.0642

Benzene	0.0019
n-Heptane	0.0593
n-Octane	0.0585
n-Nonane	0.0312
n-Decane	0.0199
n-Undecane	0.0122
n-Dodecane	0.0290

Tabla 10. Propiedades generales

General properties			
		Unit	Value
Specific Gravity	at 10.0°C, 125.1 bar		0.670
Specific Gravity	at 65.6°C, 125.1 bar		0.620
Specific Gravity	at 15.6°C, 1.013 bar		0.640
Dynamic Viscosity	at 10.0°C, 125.1 bar	cP	0.297
Dynamic Viscosity	at 65.6°C, 125.1 bar	cP	0.179
Vapor pressure	at 10.0°C	bar	3.26
Vapor pressure	at 37.8°C	bar	6.49
Vapor pressure	at 65.6°C	bar	11.46
Specific Heat	at 20.0°C, 4.24 bar	kJ/(kg °C)	2.23

LGN, alta densidad

La mas alta densidad de LGN, con las siguientes características, es esperada durante la puesta en marcha o durante situaciones de emergencia de EPC – 1 (Pluspetrol).

Tabla 11. Composición del Líquido de Gas Natural alta densidad

NGL Composition	
Component	Molar Fraction
C2	0.0015
C3	0.0844
i-C4	0.0274
n-C4	0.0692
i-C5	0.0454
n-C5	0.0516
n-C6	0.1095
n-C7	0.1000
n-C8	0.1000

n-C9	0.0950
n-C10	0.0900
n-C11	0.0750
n-C12+	0.1510
TOTAL:	1.0000

Tabla 12. Propiedades generales del Líquido de Gas Natural alta densidad

General Properties	
Specific Gravity (at 15.6 °C and 1 atm):	0.715
Dynamic Viscosity at 10°C and 1 atm (cP)	0.745
Dynamic Viscosity at 65.6°C and 1 atm (cP)	0.383
Vapor Pressure at 10.0 °C (bar):	0.82
Vapor Pressure at 37.8 °C (bar):	1.66
Vapor Pressure at 65.6 °C (bar):	2.99

2.4.4 Parámetros de operación y transporte

2.5.4.1 Presión estática

Los cambios de presión de diseño a lo largo de la ruta son debidos a la diferencia de elevación. Cada sección de la tubería entre estaciones, esta diseñada para soportar la máxima presión estática que pudiera presentarse los cuales se presentan en la tabla a continuación:

Tabla 13. Presiones estáticas de la columna de líquidos en cada estación

Station	Max. Static Press. @ 640 kg/m3	Max. Static Press. @ 715 kg/m3
-	Barg	barg
PS-1	123	123
PS-2	116.8	115.9
PS-3	102	102
PS-4	93	84.1

2.5.4.2 Presión de salida de estación

La presión de salida de estación es normalmente determinada por el control de presión de entrada de la estación aguas abajo y la caída de presión entre las dos estaciones (que esta en función del flujo, la viscosidad del fluido y la densidad). La tabla siguiente muestra la presión esperada para normal y alta densidad de LGN y típicos rates de flujo. Para las estaciones, mínimas y máximas temperaturas del suelo implican pequeñas variaciones.

Tabla 14. Presión de salida de estación para una densidad = 640 kg/m³
@ ref. conditions

Station	Instrument TAG	Outlet Pressure @ 70000 BPD	Outlet Pressure @ 50000 BPD	Outlet Pressure @ 25000 BPD	Outlet Pressure @ 10000 BPD
-		barg	barg	barg	barg
PS-1	PI-51008	121.0/120.5	111.4/110.8	104.0/103.1	102.0/101.0
PS-2	PI-52003	117.0/116.3	104.8/103.8	95.0/93.9	92.0/91.0
PS-3	PI-53003	88.00/87.2	86.2/85.3	84.8/83.8	84.6/83.6
PS-4	PI-54003	89.6/90.00	72.8/72.8	59.7/59.5	55.8/55.7

Tabla 15. Presión de salida de estación para una densidad = 715 kg/m³
@ ref. conditions

Station	Instrument TAG	Outlet Pressure @ 40000 BPD	Outlet Pressure @ 25000 BPD	Outlet Pressure @ 10000 BPD
-		barg	barg	barg
PS-1	PI-51008	119.0/118.1	114.2/113.2	111.3/110.5
PS-2	PI-52003	111.7/110.8	105.4/104.4	101.7/100.7
PS-3	PI-53003	91.7/91.1	91.0/90.2	90.6/89.7
PS-4	PI-54003	75.5/75.1	66.9/66.7	61.6/61.5

2.5.4.3 Presión de entrada de estación

La presión de ingreso de estación es controlada a través de la velocidad de la motobomba, de acuerdo a los requerimientos de la tubería agua arriba de la estación y del NPSHr, así como para impedir la vaporización del liquido

en los puntos mas altos de los tramos (donde la presión cae debido a perdidas por fricción en el ducto y la diferencia de elevación).

Tabla 16. Presión de entrada de estación para 640 kg/m³ NGL

Station	Instrument TAG	Inlet Press. @ 70,000 BPD	Inlet Press. @ 50,000 BPD	Inlet Press. @ 25,000 BPD	Inlet Press. @ 10,000 BPD
-		barg	barg	barg	barg
PS-1	PI-51007	24	24	24	24
PS-2	PI-52002	15.8	19.1	21.9	23
PS-3	PI-53002	7.0	7.0	7.0	7.0
PS-4	PI-54002	13.0	13.0	13.0	13.0

Tabla 17. Presión de entrada de estación para 715 kg/m³ NGL

Station	Instrument TAG	Inlet Press. @ 40,000 BPD	Inlet Press. @ 25,000 BPD	Inlet Press. @ 10,000 BPD
-		barg	barg	barg
PS-1	PI-51007	24	24	24
PS-2	PI-52002	20.0	21.8	22.9
PS-3	PI-53002	6.5	6.5	6.5
PS-4	PI-54002	10.7	10.7	10.7

Bajas presiones de entrada en una estación intermedia significan que una perdida de flujo es posible en alguna sección del tramo donde la elevación es alta (separación de columna). En la estación de bombeo esto pueda llegar a una condición de cavitación en las bombas.

2.5.4.4 Ratio de flujo

El mínimo flujo a través de la tubería, si se quiere evitar una discontinuidad en el sistema (separación de columna), es 10,000 BPD, lo cual hace que las válvulas de control en las estaciones de reducción de presión, operen dentro de un margen aceptable.

Este flujo también provee un mínimo margen de seguridad sobre un flujo mínimo recomendado para una bomba en máxima velocidad, esto asegura que no se necesite la recirculación en la estación durante operación normal.

Un sistema de recirculación es provisto en las estaciones como una protección automática de las bombas contra bajo flujo.

A continuación se muestra un cuadro en donde se muestran los máximos y mínimos flujos a manejar dependiendo de la cantidad de bombas en línea por estación:

Tabla 18. Cuadro de alarmas por caudal.

Station	Pumps in Service	Alarm	Alarm Set BPD
PS-1 PS-2 PS-3 PS-4	2	FAH	51000
		FAL	27000
		FALL A	25000
		FALL B	19200
	1	FAH	28500
		FAL	10000
		FALL	9600

FAH: Alarma de alto caudal de estación

FAL: Alarma de bajo caudal de estación

FALL: Paro de bomba por bajo caudal

FALL A: Alarma de bajo-bajo caudal, realiza el paro de la bomba LAG después de un periodo T dado por un timer

FALL B: Alarma de bajo-bajo caudal, para de inmediato la bomba LAG.

CAPÍTULO III

PROGRAMA DE MANTENIMIENTO

3.1 Consideraciones Generales

El programa de mantenimiento implementado por COGA para las estaciones de bombeo fue elaborado considerando:

Manuales de equipos: entregados por los fabricantes de los equipos, en donde se detalla la operación, mantenimiento, lista de partes y planos de despiece.

Recomendaciones del fabricante: surgidas durante el proceso de arranque y puesta en marcha del proyecto, con la presencia de los representantes de fábrica de cada uno de los equipos se adecuó el plan de mantenimiento descrito en los manuales a las condiciones particulares de operación en cada estación.

Experiencia y Know-How: durante el pre-comisionado y puesta en marcha se contó con el apoyo de personal de Colombia y Argentina, de

experiencia en el mantenimiento y operación de poliductos y gasoductos, asimismo COGA por ser parte de TEGAS Argentina cuenta con el Know-How de operaciones similares realizadas en Argentina y Ecuador. Con esta base, se identificaron actividades comunes, anticipándose futuros problemas y mejorando la eficacia del mantenimiento.

3.2 Consideraciones Ambientales

En Agosto del 2004 Transportadora de Gas del Perú (TgP), llegó a un acuerdo con el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y la Corporación Andina de Fomento (CAF), para el financiamiento del Proyecto del Sistema de Transporte por Ductos (STD). Como parte de los compromisos ambientales establecidos en el Acuerdo de Términos Comunes (CTA por sus siglas en inglés), TgP debe emitir al BID reportes trimestrales durante el primer año de operación, demostrando el cumplimiento de los compromisos y estándares establecidos en el CTA.

3.2.1 Plan de Manejo Ambiental (PMA)

Monitoreo ambiental

Para lograr la eficiencia de un sistema de alerta temprana de aquellos cambios que puedan surgir en variables ambientales del área de influencia como consecuencia de la operación del gasoducto, implementando al mismo tiempo las correspondientes medidas de mitigación y conservación, se requiere evaluar el efecto de las diferentes prácticas de gestión de los ecosistemas o de las variables ambientales que lo componen dentro de

dicha área. En ambos casos, la herramienta que permite confirmar o corregir las diferentes actuaciones que en la operación del gasoducto se implementan es el Plan de Monitoreo Ambiental (PMA).

El PMA tiene su marco de referencia en los principios del manejo adaptativo, es decir, se trata de un proceso de mejoramiento continuo de la gestión ambiental, contexto donde el monitoreo actúa tomando información, mediante la colección de datos o mediciones de las respuestas del ecosistema bajo manejo en un momento t , para plantear las medidas de manejo a tomar en el momento $t+1$ por comparación con valores de referencia establecidos previamente.

El Plan de Monitoreo Ambiental programa mediciones trimestrales de las fuentes de emisiones, efluentes y de ruido existentes durante la operación del STD, así como el monitoreo de calidad de aire y calidad de aguas.

El monitoreo contempla también monitoreo de fauna (aves) en el Sector Selva en los puntos pre-determinados en el Plan de Monitoreo de Biodiversidad (PMB) y el monitoreo de Revegetación en los Sectores Sierra y Selva que son parte del PMB y del Plan de Revegetación. La frecuencia de monitoreo de fauna y revegetación es semestral para el presente año.

Las tablas del 19 al 22 muestran algunos límites establecidos por el BID y el gobierno peruano para diferentes parámetros de monitoreo.

Tabla 19. Límites Máximos Permisibles para Ruido

Zona de Muestreo	Punto de Muestreo	BID (Schedule 27 CTA)	Gobierno Peruano D.S. N° 085-2003
		LMP dB (A)	LMP dB (A)
En la estación	Perímetro de la estación	70	80 diurno 70 nocturno
Zonas residenciales, institucionales o educaciones	Receptor mas cercano	55 diurno 45 nocturno	No aplica
Zonas industriales o comerciales	Receptor mas cercano	70 diurno y nocturno	80 diurno 70 nocturno

Tabla 20. Monitoreo de aguas residuales

Parámetros	LMP BID Schedule 27
Temperatura °C	Incremento < 3 °C
PH	6 – 9
Oxígeno Disuelto (mg/l)	-
Conductividad Eléctrica (uS/cm)	-
Cloro residual (mg/l)	0.2
DBOs (mg/l)	50
Aceites y Grasas (mg/l)	10
Coniformes Termotolerantes (NMP/100 ml)	< 400
Fósforo Total (mg/l)	2.0
Nitrógeno Amoniacal (mg/l)	10
Huevos de Helminto	Menos de un huevo de nemátodo intestinal por litro

Tabla 21. Estándares de Calidad del Aire según DS-074-2001-PCM y el
BID

Parámetro	Tiempo de muestreo	DS-074-2001-PCM	BID
H ₂ S	1 h	-	15
	24 h	-	5
CO	1 h	30000	30000
	8 h	10000	10000
O ₃	1 h	-	160
	8 h	120	-
SO ₂	24 h	365	365
NO ₂	1 h	200	-
	24 h	-	150
PM10	24 h	150	120
PTS	24 h	-	240
Plomo	24 h	1.5	-

Tabla 22. Emisiones Atmosféricas

Parámetros	BID
Temperatura de los gases (°C)	
Oxígeno %	
Dióxido de carbono %	

CO ppm	640 Kg/10 ⁶ m ³
NO ppm	320 mg/Nm ³
NO ₂ ppm	320 mg/Nm ³
NOX ppm	320 mg/Nm ³
SO ₂ ppm	< 2000 mg/Nm ³
Material particulado mg/Nm ³	100
Rendimiento %	

Generación de residuos sólidos

Para la etapa operativa, la generación de residuos está asociada mayormente a actividades de mantenimiento de infraestructura, instalaciones y del DdV. El Plan de Manejo de Residuos de TgP y los procedimientos asociados para esta etapa indican la adecuada forma de almacenar, tratar y disponer cada uno de los residuos generados. Además, se tiene en cuenta la clase de residuo generado.

Dadas las actividades desarrolladas en toda la zona de operaciones, TgP ha previsto generar los siguientes tipos de residuos: Residuos Comunes, Residuos Industriales (especiales/peligrosos), Chatarra y Residuos Patogénicos. Los mismos que son almacenados y dispuestos temporalmente en acopios de las estaciones de bombeo y en el obrador Kiteni. La recolección y transporte de estos residuos se llevan a cabo tal y como indica el Plan de Manejo de Residuos en forma semestral y su confinamiento y disposición final se realizará a través de la empresa prestadora de servicios (EPS) Green Care, debidamente autorizada por DIGESA.

Para el caso de PS 01 que se encuentra en Malvinas a orilla del río Urubamba se esta realizando la contratación de la empresa prestadora de

servicios Ulloa S.A. la cual se encargará de la disposición final de los residuos especiales/peligrosos según lo estipulado en la reglamentación de la ley general de residuos sólidos.

Mensualmente, TgP alimenta un registro con la cantidad y tipo de residuos producidos por el personal dentro de las instalaciones y por las actividades de la operación. Asimismo, el registro contiene cantidad de residuos generados, acumulados, transportados y dispuestos, se especifica el destino final.

3.3 Filosofía de Mantenimiento

3.3.1 Estrategia de Mantenimiento

Se establece una política de mantenimiento sustentada en la mejora continua. El análisis permanente de los requerimientos, procedimientos y prácticas de mantenimiento arribará necesariamente a esta mejora.

Se priorizarán los mantenimientos preventivos, predictivos y bajo condición, optimizando la disponibilidad, confiabilidad e integridad de los equipos, como así también todos los aspectos relacionados con las comunidades y el medio ambiente.

3.3.2 Técnicas de Mantenimiento

El mantenimiento de los equipos se planificará en base a las técnicas Preventivas y Predictivas / Proactivas actuales, Mejora Continua y aplicando en el futuro TPM y RCM.

Para el mantenimiento Preventivo se seguirán las recomendaciones de los fabricantes de los equipos.

Para el mantenimiento Predictivo / Proactivo se aplicarán técnicas como Análisis de Vibraciones, Análisis de Aceites, Análisis de Gases de Escapes, Termografía, Proyecciones de válvulas de escape, Mediciones de Ultrasonido, Mediciones de espesores.

Tabla 23. Técnicas de mantenimiento

MANTENIMIENTO PREVENTIVO	MANTENIMIENTO PREDICTIVO	MANTENIMIENTO CORRECTIVO / EMERGENCIAS
Tareas que se realizan de acuerdo a una cantidad de tiempo u horas transcurridas en una máquina, independiente de la condición. Se efectúa generalmente con la máquina parada.	Tareas que se realizan, generalmente sin parar la máquina, mediante monitoreos de variables y seguimientos de tendencias que permiten “predecir” la falla y programar el paro del equipo para el reemplazo de las piezas.0 Incorpora información del estado (condición) de las instalaciones.	Tareas que se realizan luego de una avería o cuando la falla es inminente. Es un mantenimiento no deseado en la mayoría de los casos. Se aplica para equipos pequeños o iluminación.
Se basa en la: <ul style="list-style-type: none"> • Inspección diaria • Mant. De 750 hrs. • Mant. De 1000 hrs. • Mant. De 1500 hrs. • Mant. De 2000 hrs. • Mant. De 3000 hrs. • Mant. De 4000 hrs. • Mant. De 8000 hrs. • Top-End 16000 hrs. • Overhaul 25000 hrs. • Calibraciones tri o semestrales. 	Se basa en: <ul style="list-style-type: none"> • Análisis de Vibraciones. • Análisis de gases de escape. • Control de lubricación. • Análisis de aceite de cárter. • Recesión de Válvulas de escape. • Termografías. • Ultrasonidos. • Control de fisuras. • Control de espesores. • Mediciones de temperaturas. • Megados / Aislación Elec. 	

3.3.3 Grupos de Actividades

El Plan de Mantenimiento de Estaciones de Bombeo está integrado por una serie de Actividades agrupadas en función a similitud de objetivos. Según la relación de equipos por sistemas dados en 2.3.3., el mantenimiento del sector de estaciones de bombeo solo se hará cargo de los siguientes sistemas y equipos:

□ **Sistema de Bombeo y recirculación:**

- Mantenimiento de Motores a Combustión.
- Mantenimiento de Incrementadores de Velocidad.
- Mantenimiento de Bombas Centrífugas Multietapas.
- Mantenimiento del sistema de recirculación.

□ **Sistema de Drenajes Abiertos:**

- Mantenimiento de Cañerías y Cámaras de Paso.
- Mantenimiento de Cámara de Retención de Drenajes Oleosos.

□ **Sistema de Drenajes Cerrados:**

- Mantenimiento de Colectores de Drenajes Cerrados.
- Mantenimiento de Flare y Knock Out Drum.

□ **Sistema de Aire Industrial:**

- Mantenimiento de Compresor a Tornillo y Tanque Pulmón.
- Mantenimiento del Sistema de Distribución.
- **Sistema de Motogeneradores:**
 - Mantenimiento de Motores a Combustión.
 - Mantenimiento del Generador.
- **Sistema Eléctrico:**
 - Mantenimiento de Tableros de Control y Transferencia de los Motogeneradores.
 - Mantenimiento del Tablero de Distribución.
 - Mantenimiento de los Tableros CCM.
 - Mantenimiento de UPS – Baterías.
 - Mantenimiento de Tableros de Iluminación y Tomacorrientes.
 - Mantenimiento de Luminarias.
 - Mantenimiento del Sistema de Puesta a Tierra.

3.3.4 Software de Gestión del Mantenimiento

El SAP R/3, es un software de gestión para la planificación de recursos empresariales, implementado en TEGAS en los diferentes sectores de la empresa (Finanzas, Contabilidad, Recursos Humanos y Mantenimiento), este ERP (Enterprise Resourcing Planning) es implementado en COGA – TgP e integra todas las operaciones de la corporación Techint – Energía en diferentes países permitiendo compartir información “on-line”.

El nombre de SAP viene de: Systems, Applications, Products in Data Processing y sus principales características son: Información “on line”, Jerarquía de la Infomación y la Integración total (figura 9).

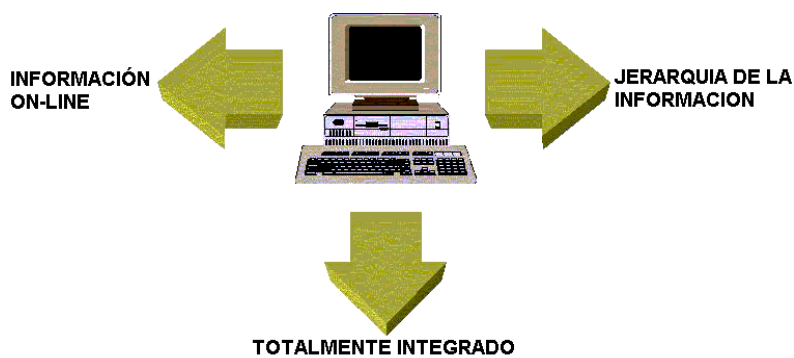


Figura 9. Principales características del SAP R/3

Información "on-line"

Esta característica significa que la información se encuentra disponible al momento, sin necesidad de esperar largos procesos de actualización y procesamiento habituales en otros sistemas.

Jerarquía de la información

Esta forma de organizar la información permite obtener informes desde diferentes vistas.

Integración

Esta es la característica más destacable de SAP y significa que la información se comparte entre todos los módulos de SAP que la necesiten y que pueden tener acceso a ella. La información se comparte, tanto entre módulos, como entre todas las áreas.

La integración en SAP se logra a través de la puesta en común de la información de cada uno de los módulos y por la alimentación de una base de datos común.

Por lo tanto, debemos tener en cuenta que toda la información que introducimos en SAP repercutirá, al momento, a todos los demás usuarios con acceso a la misma. Este hecho implica que la información siempre debe estar actualizada, debe ser completa y debe ser correcta.

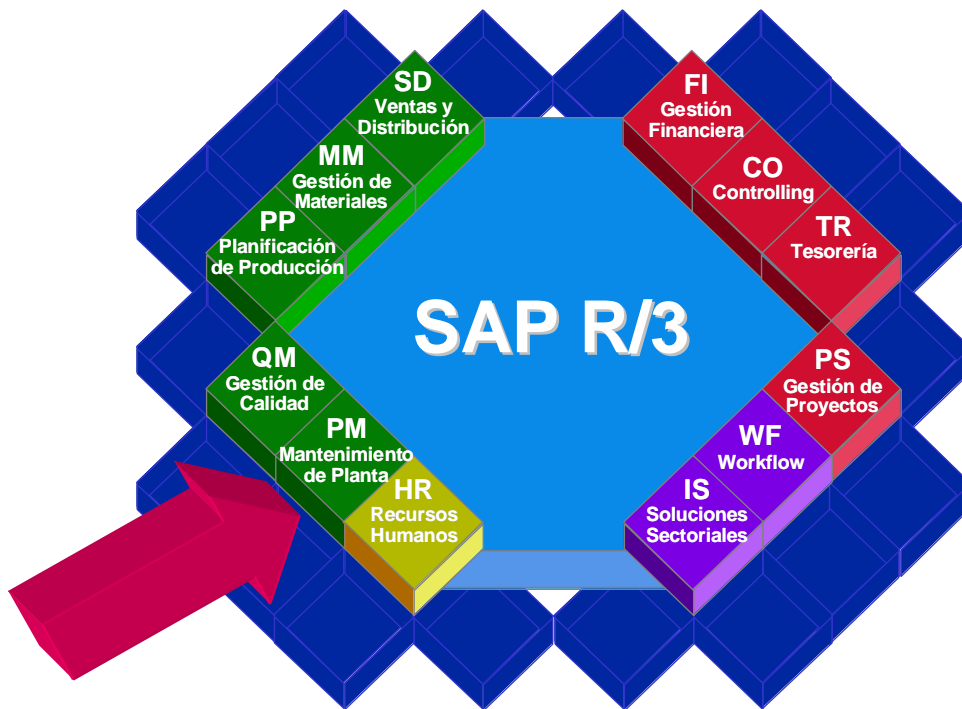


Figura 10. Característica de Integración del SAP

3.3.4.1 Modulo de Mantenimiento de Planta (PM)

Con el Modulo de Mantenimiento de Planta (PM por sus siglas en ingles), se puede tener la seguridad de que las instalaciones y los equipos estarán siempre aptos para soportar los requerimientos operacionales.

PM soporta las estrategias de gestión de mantenimiento tales Mantenimiento Basado en el Riesgo (RBM) o el Mantenimiento Productivo Total (TPM) y el Mantenimiento, Reparación y Overhauled (MRO).

PM proporciona una funcionalidad en orden al modelo de su organización y gestión de mantenimiento, mejorando los procesos del mantenimiento como: Operaciones, Planificación, Ejecución y el Control de los Gastos Generales.

3.3.4.2 Estructura Técnica de Objetos

PM, brinda elementos organizacionales flexibles en función a modelos de organizaciones de negocios complejas. Las diferentes perspectivas de los negocios (comercial, ubicación, funcional, área de responsabilidades, etc.), proveen la capacidad para la construcción de su propia estructura organizacional. Esto asegura una eficiente planeación, ejecución y análisis del trabajo de mantenimiento, permitiendo:

- Estructuras variables tantas como niveles jerárquicos se requiera.
- Estructura basada sobre el mismo objeto técnico, su función o ejecución.
- Agrupar objetos basado en el tipo de estructura.
- Estructuras de referencia, las cuales pueden ser usadas para transferir información a diferentes niveles jerárquicos.
- Integración de estructuras técnicas individuales y listas comunes de repuestos.
- Representación de sistemas técnicos complejos.

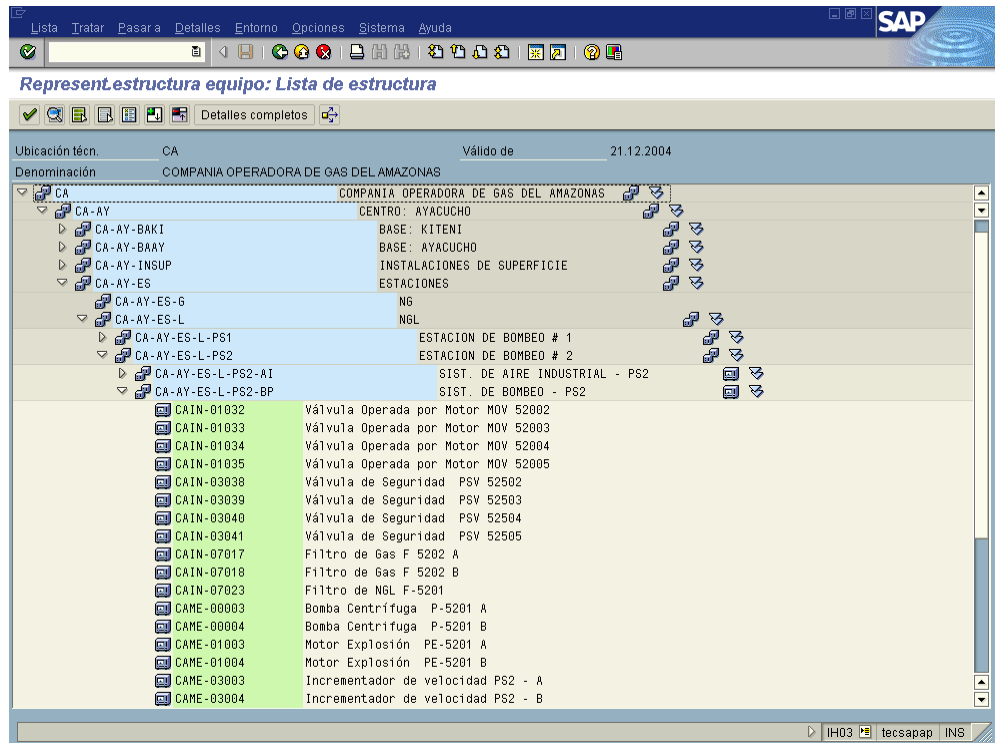


Figura 11. Representación estructural de Ubicaciones y objetos Técnicos

En la figura 11 se observa una representación de estructura tipo árbol para los equipos y ubicaciones a los cuales se les brinda mantenimiento; las ubicaciones técnicas en color celeste representan las locaciones y los objetos técnicos en color verde, representan los equipos.

3.3.4.3 Gestión del Mantenimiento Preventivo y Predictivo en SAP

A través del módulo de PM, los mantenimientos preventivo y predictivo son gestionados mediante Ordenes de Trabajo.

Las Ordenes de Trabajo son los objetos a través de los cuales se planifica, se hace el seguimiento, se cierran y liquidan actividades, proyectos,

servicios y materiales. Mediante las Ordenes de Trabajo se lleva el control de gastos que genera un equipo, el historial técnico, y se recolectan información de tiempos de intervención y parada, todos estos parámetros son utilizados posteriormente para determinar Indicadores Operativos y de Gestión. El SAP automáticamente emite ordenes con sus avisos correspondientes para cada equipo cuando este tiene asociado un Plan de Mantenimiento SAP.

Un Plan de Mantenimiento SAP es un administrador de actividades y recursos, ejecutados y usados durante ciertos periodos de tiempo, y que son acordes a los planes de mantenimiento dados por el fabricante de los equipos.

El Plan de Mantenimiento administra, para uno o más Equipos, en función de una Estrategia de Mantenimiento, las actividades y recursos descritos en una o mas Hojas de Ruta.

La Estrategia de Mantenimiento constituye la regla de programación para los trabajos que se deben efectuar. Una estrategia puede ser usada para uno o varios Planes de Mantenimiento (no cumple de manera inversa). Hay dos tipos de estrategias que adopta SAP: Estrategias en función del tiempo (semanal, mensual, trimestral, etc) y estrategias en función de la actividad (horómetros, kilometraje, etc).

Las Hojas de Ruta permiten definir el trabajo y el requerimiento de recursos necesarios para ser planeados con anticipación, cuando se asignan

a un paquete de mantenimiento (o Plan de Mantenimiento), son como un “recetario” de pasos y recursos.

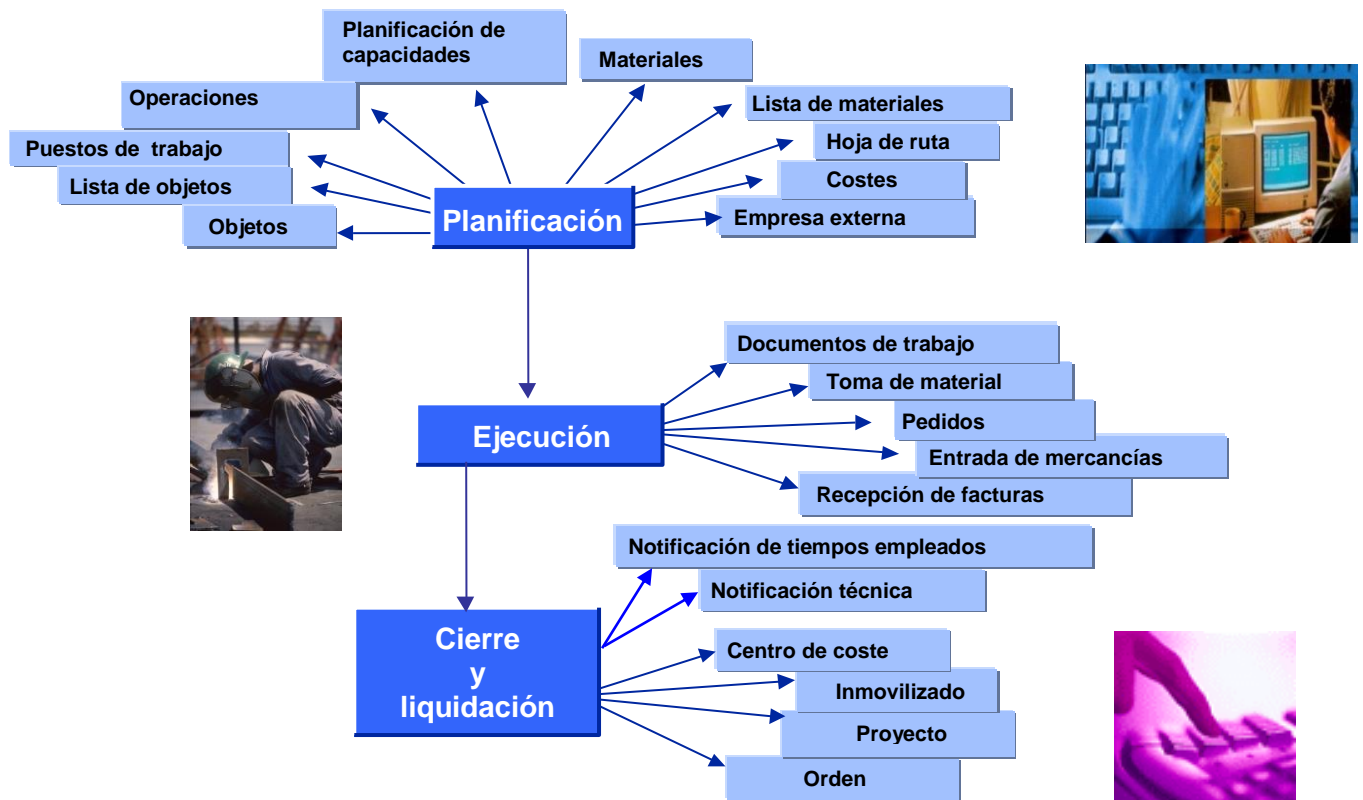


Figura 12. Proceso de gestión del mantenimiento a través de SAP

Las Hojas de Ruta pueden estar enlazadas con una ubicación técnica, un equipo o crearse con independencia de un objeto como instrucción de mantenimiento.

A las operaciones de las Hojas de Ruta se les puede asignar material, medios auxiliares de fabricación, características de inspección, estrategias de mantenimiento y relaciones de ordenación. Asimismo las Hojas de Ruta pueden ser incluidas total o parcialmente, en las órdenes de mantenimiento. Un Equipo puede tener varias Hojas de Ruta (hojas Preventivas, Predictivas,

Seguridad, etc), asimismo una Hoja de Ruta puede ser asignada a varios Equipos.

A continuación se muestra un esquema (figura 13) que muestra la relación entre Planes de Mantenimiento, Estrategias, Equipos, Hojas de Ruta y Ordenes de Trabajo:

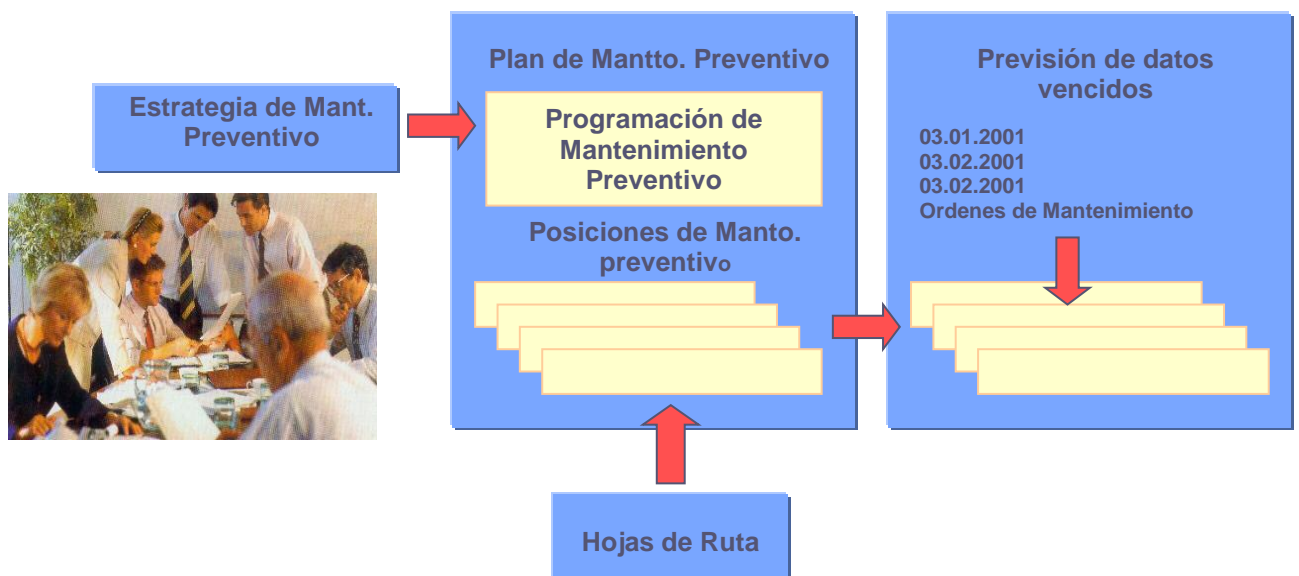


Figura 13. Estructura de Plan de Mantenimiento Preventivo

3.4 Programa de mantenimiento preventivo

3.4.1 Clasificación de equipos críticos

A continuación se presenta una tabla a través de la cual se clasificarán los equipos existentes de acuerdo a su criticidad:

Tabla 24. Clasificación de criticidad de equipos

Clase	Tipo	Descripción
1	Esencial	Maquinas o equipos que deben estar funcionando y en línea para continuar todos los procesos. La pérdida de la maquinaria afectaría considerablemente la productividad y las ganancias. En esta clase se incluyen las maquinas con alto costo de reparación o que requieren de mucho tiempo para obtener piezas de repuesto. Son los que su posible avería pueden generar altos riesgos en la seguridad del personal o las instalaciones.
2	Crítico	Maquinaria o equipo, que limitaría la producción de una línea importante, así como también equipos con altos costos iniciales o de repuesto y también con problemas crónicos de mantenimiento.
3	Importante	Maquinaria o equipo que no son críticos para la producción de la planta, pero que requieren vigilancia para asegurar un rendimiento aceptable a la misma.
4	Uso general	Maquinaria o equipo de alta velocidad o de mucha carga proclive a sufrir fallas prematuras como resultado de su exigente modo de funcionamiento pero que no se considera crítica para el funcionamiento del proceso productivo.
5	Auxiliares	Maquinarias o equipos complementarios a la producción o que actúan como equipo en stand-by, apoyando equipos auxiliares.

A partir de esta tabla se clasifican los equipos como sigue:

Tabla 25. Criticidad de equipos

Sistemas	Componente / Equipo	Marca	Modelo	Criticidad
Sistema de bombeo y recirculación	Motor a GN	Waukesha	VHP 5790 GSI	1
	Incrementador	Lufkin	N 1407	
	Bomba	Flowserve	4x10 DA	
	Aeroenfriador	GEA Rayner		3
Sistema de generación	Motor a GN	Waukesha	VGF F18 / H24	3
	Generador	Kato		
Sistema de drenaje cerrado	Antorcha			5
	Bomba de drenaje	Bornemann Pump		
Sistema de aire industrial	Compresor de aire	Sullair	10-25 L ACAC	5
Sistema eléctrico	SB-0X01	Trianon		4
	SB-0X02	Manelsa		
	MCC-0X01	Trianon		

	MCC-0X02 A/B	Trianon		
	DB varios	Trianon		
	UPS	Solid States	25 kVA	3

3.4.2 Plan de mantenimiento sistema de bombeo y recirculación

Las unidades de bombeo tienen su estrategia principal de mantenimiento basado en las horas de funcionamiento de cada unidad, esto es, un mismo horometro para el motor, incrementador y bomba. Según el manual de OyM del fabricante y las recomendaciones dadas para el caso particular nuestro se ha confeccionado la siguiente tabla que resume el mantenimiento de cada componente de la unidad de bombeo:

Tabla 26. Programa de mantenimiento preventivo motor Waukesha VHP

PROGRAMA DE MANTENIMIENTO DE MOTORES WAUKESHA - VHP								
COMPONENTE	SERVICIO	DIARIO	SEMANAL	750 HORAS	1500 HORAS	3000 HORAS	6000 HORAS	8000 HORAS
ELEMENTO DE FILTRO DE AIRE	REVISAR/LIMPIAR/CAMBIAR	+						
LUBRICADOR DEL ARRANCADOR NEUMATICO	REVISAR LLENAR	+						
NIVEL DE REFRIGERANTE DE CAMISAS	REVISAR / LLENAR	+						
NIVEL DE REFRIGERANTE AUXILIAR	REVISAR / LLENAR	+						
NIVEL DE ACEITE DEL CARTER, TANQUE DE REPOSICIÓN	CONTROLAR/REVISAR / LLENAR	+						
FILTRO DE ACEITE	PURGAR EL AIRE	+						
LIMPIEZA EXTERNA DE RADIADOR	LIMPIEZA CON AIRE		+					
FAJAS	INSPECCIONAR		+					
CONEXIONES PRIMARIAS Y SECUNDARIAS	INSPECCIONAR		+					
VARILLAJE DE CONTROL	LIMPIAR Y LUBRICAR			+				
ACEITE DEL MOTOR	ANALISIS			+				

CUBO DEL VENTILADOR Y RODAMIENTOS DE LA POLEA TENSORA	LUBRICAR				+				
BOMBA DE AGUA AUXILIAR	INSPECCIONAR/LUBRICAR				+				
BUJIAS (SEGÚN SE REQUIERA)	LIMPIAR Y REAJUSTAR LA SEPARACIÓN ENTRE LOS ELECTRODOS				+				
TENSION DE FAJAS EN BOMBA DE AGUA PRINCIPAL, AUXILIAR Y VENTILADOR	REVISAR/AJUSTAR					+			
DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN DEL MOTOR	INSPECCIONAR					+			
ACEITE Y FILTROS DEL MOTOR	ANALISIS Y CAMBIO					+			
EXTREMOS DE LA VARILLA DEL REGULADOR	LUBRICAR					+			
PUESTA A PUNTO	REVISAR					+			
ELEMENTO DEL COLADOR DEL ACEITE LUBRICANTE	LIMPIAR					+			
TAPONES MAGNETICOS	LIMPIAR					+			
ENFRIADOR DE ACEITE	DRENAR					+			
ELEMENTOS DEL FILTRO DE ACEITE	CAMBIAR					+			
RESPIRADERO DEL CARTER	LIMPIAR					+			
RODAMIENTOS DE LA POLEA TENSORA DE BOMBA AGUA	LUBRICAR					+			
BUJIAS (SEGÚN SE REQUIERA)	CAMBIAR					+			
SELLO DEL FILTRO DE ACEITE	CAMBIAR					+			
TERMOPAR	PROBAR						+		
PRESION DEL CARTER	REVISAR						+		
TRANSDUCTORES DE PRESIÓN	PROBAR						+		
CONTROLES DE SEGURIDAD	PROBAR						+		
CALIBRACION DE VÁLVULAS	AJUSTAR						+		
EMPAQUE DE LAS TAPAS DE VÁLVULA	CAMBIAR						+		
TURBOCARGADOR	LIMPIAR E INSPECCIONAR						+		
SISTEMA DE ENFRIAMIENTO -CAMISAS Y AUXILIAR	LIMPIAR Y ENJUAGAR							+	
LIQUIDO REFRIGERANTE	CAMBIAR							+	
REJILLA DE SUCCION DE ACEITE DEL CARTER	LIMPIAR								+
CONTRAPRESIÓN DEL ESCAPE	REVISAR								+
VALVULA DE ALIVIO DE FILTRO FLUJO COMPLETO	INSPECCIONAR								+
BOBINAS DE IGNICIÓN	CAMBIAR/INSPECCIONAR								+
FILTRO "Y" DE ARRANQUE	INSPECCIONAR/LIMPIAR								+
MANGUERAS DE AGUA DE CAMISAS	CAMBIAR								+
CARTER DE ACEITE	LIMPIAR								+
INTERENFRIADOR	LIMPIAR E INSPECCIONAR								+
FAJAS	CAMBIAR								+
BOBINAS DE IGNICIÓN	INSPECCIONAR								+
TERMINALES PRIMARIOS DE IGNISIÓN	INSPECCIONAR								+
CUSTOM ENGINE CONTROL	INSPECCIONAR								+
MODULO SENSOR DE DETONACION	INSPECCIONAR								+
MODULO DE AIRE COMBUSTIBLE	INSPECCIONAR								+

Tabla 27. Programa de mantenimiento preventivo incrementadores de velocidad Lufkin

PROGRAMA DE MANTENIMIENTO DE INCREMENTADORES DE VELOCIDAD LUFKIN				
SERVICIO	DIARIO	1500 HORAS	3000 HORAS	8000 HORAS
CHEQUEAR LA TEMPERATURA Y PRESIÓN DE ACEITE.	+			
CHEQUEAR VIBRACIONES Y RUIDOS INUSUALES	+			
CHEQUEAR FUGAS DE ACEITE	+			
CHEQUEAR EL FUNCIONAMIENTO DE EQUIPOS AUXILIARES Y/O INSTRUMENTACIÓN Y ALARMAS		+		
CHEQUEAR AJUSTE EN PERNOS DE LA BASE		+		
ANALIZAR UNA MUESTRA DE ACEITE POR POSIBLE CONTAMINACIÓN. UNA MUESTRA PUEDE OBTENERSE DEL PISO DE LA CAJA DE ENGRANAJES.		+		
CAMBIO DE ACEITE			+	
CHEQUEAR TOLERANCIAS Y JUEGO FINAL EN COJINETES				+
COMPROBAR EL PATRÓN DE CONTACTO DE DIENTES				+
INSPECCIÓN VISUAL DE ACOPLAMIENTOS ACCIONADORES DE MOTOR Y BOMBA, VERIFICAR ALINEAMIENTO				+
INSPECCIONAR SEÑALES Y ETIQUETAS DE ADVERTENCIA. REEMPLACE SI ES NECESARIO.				+

Tabla 28. Programa de mantenimiento preventivo bombas Flowserve

PROGRAMA DE MANTENIMIENTO DE BOMBAS NGL FLOWSERVE					
SERVICIO	DIARIO	SEMANAL	1500 HORAS	3000 HORAS	8000 HORAS
CHEQUEAR LA PRESIÓN DIFERENCIAL ENTRE LOS PTI 5X007 Y 5X006 A/B UBICADOS EN CADA LADO DEL FILTRO DE SUCCIÓN.	+				
CHEQUEAR LA PRESIÓN EN LOS MANÓMETROS DE SUCCIÓN Y DESCARGA DE LA BOMBA PARA UN CORRECTO FUNCIONAMIENTO.	+				
INSPECCIÓN VISUAL DE SELLO MECÁNICO Y PLAN API 52 - CONTROL DE NIVEL	+				
CHEQUEAR INSTRUMENTACIÓN: MANÓMETROS, DETECTORES DE TEMPERATURA, ETC. PARA DETECTAR CUALQUIER ANORMALIDAD	+				
HACER LA LIMPIEZA GENERAL	+				
CHEQUEAR NIVELES Y/O FUGAS DE ACEITE EN SISTEMA DE LUBRICACIÓN.	+				
CHEQUEAR VIBRACIONES EN EJE Y CARCAZA POR ALGUNA ANORMALIDAD Y/O REPENTINO CAMBIO EN LOS NIVELES.	+				

DURANTE LARGOS PERIODOS DE INACTIVIDAD, ROTAR EL EJE MANUALMENTE 1 - 1/4 REVOLUCIONES PARA ASEGURAR LA LUBRICACIÓN DE COJINETES Y PARA PREVENIR APRETAMIENTO EN EL EJE.		+			
CHEQUEAR NIVELES Y/O FUGAS DE ACEITE EN LAS CONEXIONES DEL SISTEMA AUXILIAR DE TUBERÍAS.		+			
CHEQUEAR EL AJUSTE DE TODOS LOS PERNOS EXTERNOS PARA UNA CORRECTA TENSIÓN.			+		
CHEQUEAR EL AJUSTE DE TODOS LOS PERNOS EXTERNOS PARA UNA CORRECTA TENSIÓN.				+	
CAMBIO DE ACEITE DE COJINETES.				+	
INSPECCIÓN DE COJINETES.					+

Para el aerofriador del sistema de recirculación se sigue una estrategia basada en el tiempo calendario:

Tabla 29. Programa de mantenimiento preventivo sistema de recirculación

PROGRAMA DE MANTENIMIENTO DE SISTEMA DE RECIRCULACION			
SERVICIO	DIARIO	TRIMESTRAL	2 AÑOS
CHEQUEAR LAS VIBRACIONES DE LA ESTRUCTURA, VIGAS CRUZADAS Y SOPORTES DEL VENTILADOR Y MOTOR	+		
CHEQUEAR LA TEMPERATURA DE LA CAJA DE COJINETES LADO VENTILADOR Y LADO POLEA, CUANDO EL AEROENFRIADOR ESTE EN FUNCIONAMIENTO	+		
REGISTRE EL AMPERAJE Y TEMPERATURA DE FUNCIONAMIENTO DEL MOTOR	+		
CHEQUEAR INSTRUMENTACIÓN: MANÓMETROS, DETECTORES DE TEMPERATURA, ETC. PARA DETECTAR CUALQUIER ANORMALIDAD	+		
HACER LA LIMPIEZA GENERAL	+		
CHEQUEAR POR FUGAS DE LGN EN EL NÚCLEO DEL INTERCAMBIADOR	+		
CONTROLE EL ESTADO DE LAS ASPAS DEL VENTILADOR, OBSERVANDO QUE NO PRESENTEN QUEBRADURAS, RAJADURAS Y OTROS DAÑOS VISIBLES		+	
CONTROLE LA INCLINACIÓN DE LAS ASPAS, DEBIENDO TENER LOS GRADOS ADECUADOS PARA LAS CONDICIONES DE SERVICIO ACTUALES		+	
CONTROLE EL ESTADO DE LAS GRAMPAS Y TUERCAS DE SUJECIÓN DE LAS ASPAS, OBSERVANDO QUE NO PRESENTEN EXCESIVA OXIDACIÓN Y ROSCA EN MAL ESTADO, SEGÚN SEA LO DETECTADO, CAMBIE LOS MISMOS Y/O TORQUEE LAS GRAMPAS DE AJUSTE DE LAS ASPAS		+	
REVISE EL ESTADO DE LAS CORREAS / REEMPLAZO, CONTROLE LA ALINEACIÓN DE LAS MISMAS		+	
ENGRASE LAS CHUMACERAS LADO VENTILADOR Y LADO POLEA		+	
LIMPIE CON LA HIDRO-LAVADORA EL PANEL DE ENFRIADOR		+	
LIMPIE Y REVISE EL SWITCH DE VIBRACION, REALIZE PRUEBAS FISICAS PARA CORROBORAR SU FUNCIONAMIENTO		+	
REEMPLACE LAS CORREAS DEL AERO ENFRIADOR POR NUEVAS			+
CONTROLE EL DESPLAZAMIENTO AXIAL Y EXCENTRICIDAD RADIAL EN AMBOS EXTREMOS DEL EJE			+

3.4.3 Plan de mantenimiento sistema de generación

Las unidades de generación conformadas por el motor y el generador siguen una estrategia basada en horómetros, similar a las unidades de bombeo:

Tabla 30. Programa de mantenimiento preventivo motor Waukesha VGF

PROGRAMA DE MANTENIMIENTO DE MOTORES WAUKESHA - VGF						
COMPONENTE	SERVICIO	DIARIO	1000 HORAS	2000 HORAS	4000 HORAS	8000 HORAS
ELEMENTO DEL FILTRO DE AIRE	REVISAR	+				
EXTREMOS DE LA VARILLA DE CONTROL Y VARILLAJE	REVISAR	+				
NIVEL DEL FLUIDO DE LOS SISTEMAS DE ENFRIAMIENTO	REVISAR LLENAR	+				
NIVEL DEL ACEITE DEL CARTER	REVISAR LLENAR	+				
SINCRONIZADOR Ó CONTROL DE VELOCIDAD	AJUSTAR	+				
FILTRO DE ACEITE	REVISAR FUGAS	+				
ACOPLAMIENTO MOTOR GENERADOR	REVISAR	+				
BORNES DE BATERIA	LIMPIAR/ENVASELINAR/AJUSTAR		+			
TENSION DE LA FAJA	REVISAR		+			
BOMBA DE AGUA AUXILIAR	INSPECCIONAR LUBRICAR		+			
CUBO DE VENTILADOR Y COJINETE DE POLEA TENSORA	LUBRICAR		+			
COJINETES DEL GENERADOR	LUBRICAR		+			
PICK UP DEL TACOMETRO	LIMPIAR		+			
VARILLAJE DE CONTROL	LIMPIAR LUBRICAR		+			
ACEITE DE MOTOR Y FILTRO	ANALISIS / CAMBIAR ACEITE Y FILTRO		+			
BUJIAS	LIMPIAR Y AJUSTAR LUZ		+			
DISPOSITIVOS DE PROTECCION DEL MOTOR	INSPECCIONAR		+			
COJINETES DE LA POLEA TENSORA DE LA BOMBA DE AGUA	LUBRICAR		+			
RESPIRADERO DEL CARTER	LIMPIAR		+			
EXTREMOS DE LA VARILLA DEL REGULADOR	LUBRICAR		+			
PUESTA A PUNTO DE IGNICION	REVISAR		+			
TAPONES MAGNETICOS	LIMPIAR		+			
ENFRIADOR DE ACEITE (LADO MOTOR)	DRENAR		+			
SEPARADORES DE ACEITE	LIMPIAR		+			

SENSORES DE SEGURIDAD DE PROTECCION DEL MOTOR	PROBAR/CALIBRAR			+			
BORNERAS DE CONEXIONES	INSPECCIONAR/AJUSTAR			+			
PUESTA A PUNTO Y CABLES DE IGNICION: CONEXIONES PRIMARIA Y SECUNDARIA	INSPECCIONAR				+		
MEDIDOR DE LA TEMPERATURA DEL AGUA	PROBAR				+		
CARBURADOR	AJUSTAR				+		
VALVULA REGULADORA DE PRESION FISHER	AJUSTAR				+		
LUZ DE VALVULA	AJUSTAR				+		
JUNTA DE LA CUBIERTA DE LA VALVULA	REEMPLAZAR				+		
BUJIAS	REEMPLAZAR				+		
SELLO DEL FILTRO DE ACEITE	REEMPLAZAR				+		
VALVULA REGULADORA DE GAS - BIG JOE	INSPECCIONAR				+		
MANOMETROS DE GAS COMBUSTIBLE	VERIFICAR CALIBRACION				+		
COMPRESION DE CILINDROS	REVISAR						+
COJINETES DEL ARRANCADOR	REVISAR						+
BOMBAS DE AGUA Y COJINETES DE LA POLEA TENSORA	INSPECCIONAR / LUBRICAR						+
VALVULAS AIRE/GAS DEL CARBURADOR	LIMPIAR						+
DIAFRAGMA DEL CARBURADOR	INSPECCIONAR						+
COMPENSACION DEL REGULADOR	AJUSTAR						+
PRE-FILTRO	REEMPLAZAR						+
TURBOCARGADOR	LIMPIAR/REEMPLAZAR						+
COJINETE DE BANCADA Y BIELAS	INSPECCIONAR						+
SISTEMA DE ENFRIAMIENTO (PRINCIPAL Y AUXILIAR)	LIMPIAR Y VACIAR						+
TERMOSTATOS DEL SISTEMA DE ENFRIAMIENTO	RETIRAR Y PROBAR						+
REJILLA DE SUCCION DE ACEITE Y RESPIRADERO DEL CARTER	LIMPIAR						+
PRESION DEL CARTER	REVISAR/LIMPIAR						+
MONTAJE Y ALINEACION DEL MOTOR	REVISAR						+
CONTRAPRESION DEL ESCAPE	REVISAR						+
VALVULA DE ALIVIO DEL FILTRO DEL FLUJO DE COMBUSTIBLE	INSPECCIONAR						+
CABLES DE ALTA TENSION	REEMPLAZAR						+
PUESTA APUNTO DEL MODULO DE IGNICION CEC	LIMPIAR / INSPECCIONAR						+
ENGRANAJES DE REDUCCION DEL MOTOR DEL REGULADOR-SINDRONIZADOR	LUBRICAR						+
MANGUERAS DEL CIRCUITO DEL AGUA PRINCIPAL	REEMPLAZAR						+
MANGUERAS DEL ACEITE LUBRICANTE	REEMPLAZAR						+
DEPOSITO DE ACEITE	LIMPIAR						+
TORNILLOS DEL AMORTIGUADOR DE VIBRACIONES	VOLVER A APRETAR						+
ENFRIADOR (INTERCAMBIADOR DE CALOR)	LIMPIAR/INSPECCIONAR						+
JUNTA DEL CARBURADOR	REEMPLAZAR						+
VALVULA AIRE/GAS DEL CARBURADOR	EVALUAR / REEMPLAZAR						+
FAJAS DEL MOTOR	REEMPLAZAR						+
DIAFRAGMA DEL CARBURADOR	REEMPLAZAR						+

PUESTA A PUNTO Y CABLES DE IGNICION: CONEXIONES PRIMARIA Y SECUNDARIA	INSPECCIONAR								+
BOBINAS DE IGNICION	INSPECCIONAR								+
MODULO DE IGNICION DEL CUSTOM ENGINE CONTROL	INSPECCIONAR CONEXIONES								+
VALVULAS DE CONTROL DE LA PRESION DEL TURBOCARGADOR	REPARAR								+

Tabla 31. Programa de mantenimiento preventivo generador Kato

PROGRAMA DE MANTENIMIENTO DE GENERADORES - KATO					
SERVICIO	DIARIO	1000 HORAS	2000 HORAS	8000 HORAS	40000 HORAS
INSPECCIONAR Y REGISTRAR LA TEMPERATURA DE OPERACIÓN EN RODAMIENTO DE LA MÁQUINA	+				
INSPECCIONAR Y REGISTRAR LA TEMPERATURA DE OPERACIÓN EN EL ESTATOR DE LA MÁQUINA.	+				
INSPECCIONAR Y REGISTRAR LOS NIVELES DE VIBRACIÓN DE LA MÁQUINA	+				
CHEQUEAR EL VOLTIMETRO DEL PANEL DE CONTROL PARA UNA ADECUADA ESTABILIDAD Y VOLTAJE DE SALIDA.	+				
MONITOREAR EL FACTOR DE POTENCIA Y LA CARGA DE LA MAQUINA DURANTE LA OPERACIÓN NORMAL.	+				
COMPRUEBE LOS NIVELES DE VIBRACIÓN DE LA MÁQUINA Y LA CONDICIÓN DE LOS COJINETES CON UN ANALIZADOR DE ESPECTRO O UN SHOCK PULSE.		+			
INSPECCIONAR LOS CARBONES DE LA SALIDA DEL ESTATOR, FUNDA PROTECTORA Y EL AISLAMIENTO.			+		
COMPRUEBE TODAS LAS CONEXIONES ELÉCTRICAS EXPUESTAS PARA SABER SI HAY TIRANTEZ.			+		
INSPECCIONE LOS TRANSFORMADORES, LOS FUSIBLES, LOS CONDENSADORES Y LOS PARARRAYOS.			+		
COMPRUEBE TODOS LAS LÍNEAS PRINCIPALES Y CONEXIONES ELÉCTRICAS PARA SABER SI HAY LA SEPARACIÓN Y EL ESPACIAMIENTO APROPIADOS.			+		
LIMPIE DENTRO DE LA CAJA DE CONEXIONES, REJILLAS DEL AIRE, CUBIERTAS DE COJINETE Y DEFLECTORES DE AIRE, CON AIRE COMPRIMIDO Y SOLVENTE DIELECTRICO.			+		
LUBRICAR CON GRASA LOS COJINETES DEL GENERADOR			+		
COMPRUEBE LA RESISTENCIA DEL AISLAMIENTO A LA TIERRA EN TODAS LAS BOBINAS DE LA MÁQUINA: A. ROTOR B. STATOR C. ROTOR PMG D. MONTAJE DE LA ARMADURA DEL EXCITADOR				+	
CHEQUEE LOS CALENTADORES DEL ESTATOR.				+	
COMPRUEBE LA ARMADURA DEL EXCITADOR PARA SABER SI HAY TIRANTEZ APROPIADA DE LA CONEXIÓN DEL RECTIFICADOR ROTATIVO.				+	
EXAMINE VISUALMENTE EL COJINETE, Y COMPRUEBE LOS SELLOS PARA SABER SI HAY EXCESO DEL LUBRICANTE.				+	
EXAMINE VISUALMENTE LA BOBINA DE LA MÁQUINA PARA SABER SI HAY ACEITE; GRASA, O SUCIEDAD. LA CONTAMINACIÓN EXCESIVA PUEDE HACER NECESARIO LA LIMPIEZA SUPERFICIAL CON AIRE				+	

COMPRIMIDO Y EL SOLVENTE ELÉCTRICO.					
LIMPIAR LA BOBINA DE LA MÁQUINA USANDO AIRE COMPRIMIDO Y SOLVENTE DIEELÉCTRICO O DESENGRASADOR Y LAVAR CON AGUA CALIENTE A ALTA PRESIÓN DEPENDIENDO EL GRADO DE SEVERIDAD DE CONTAMINACIÓN.					+
SECAR BOBINAS A LOS NIVELES DE RESISTENCIA ACEPTABLES.					+
INSTALE NUEVOS COJINETES DE REEMPLAZO.					+
LUBRICAR EL COJINETE CON EL TIPO Y LA CANTIDAD DE GRASA.					+
SUPERVISE LOS NIVELES DE VIBRACIÓN DE LA UNIDAD DESPUÉS DE LA INSTALACIÓN.					+

3.4.4 Plan de mantenimiento sistema de drenaje cerrado

Tabla 32. Programa de mantenimiento bomba de drenaje

PROGRAMA DE MANTENIMIENTO DE BOMBA KNOCK OUT DRUM			
SERVICIO	DIARIO	SEMESTRAL	ANUAL
MIDA LA TEMPERATURA DE LOS RODAMIENTOS DEL MOTOR Y LA CAJA REDUCTORA. CONTROLE EL NIVEL DE VIBRACIÓN.	+		
VERIFIQUE EL AMPERAJE DEL MOTOR Y LA PRESIÓN DE DESCARGA.	+		
INSPECCIONE EL REDUCTOR DE VELOCIDAD ERHSA, CONTROLE EL NIVEL DE ACEITE Y REPÓNGALO SEGÚN DE SER NECESARIO.	+		
INSPECCIONE LA BOMBA, DETECTE POSIBLES FUGAS POR SELLOS Y CONEXIONES.	+		
INSPECCIONE EL NIVEL DEL TANQUE Y VERIFIQUE QUE LAS VÁLVULAS CHECK DE DESCARGA NO PRESENTEN PASE POR SUCIEDAD EN LAS CLAPETAS	+		
CHEQUEAR EL ENCENDIDO Y APAGADO DEL EQUIPO SEGÚN INDICACIÓN DEL NIVEL ULTRASÓNICO		+	
CAMBIO DE ACEITE DE LA CAJA REDUCTORA		+	
INSPECCIONE EL TORNILLO HELICOIDAL, EL ESTATOR, LAS JUNTAS CADANICAS Y EL EJE CARDANICO			+
CONTROLAR LA DEFLEXIÓN DEL EJE DE MANDO			+
REVISE EL ESTADO DE LA PINTURA Y DE UN RETOQUE SI ES NECESARIO			+
DESARME EL MOTOR Y PROCEDA A LA LIMPIEZA CON SOLVENTE DIELECTRICO, HAGA EL SECADO AL HORNO, REEMPLACE LOS RODAMIENTOS			+

3.4.5 Plan de mantenimiento sistema de aire industrial

Tabla 33. Programa de mantenimiento compresor de aire Sullair

PROGRAMA DE MANTENIMIENTO COMPRESOR SULLAIR 10-25 L ACAC PERIODO 2 AÑOS			
SERVICIO	DIARIO	ANUAL	2 AÑOS
CHEQUEAR NIVEL DE FLUIDO EN RESERVORIO	+		
CHEQUEAR LOS INDICADORES DE MANTENIMIENTO DE FILTROS (DE FLUIDO Y AIRE)	+		
LIMPIEZA EXTERNA Y DEL COOLER DE FLUIDO	+		
LIMPIE EL STRAINER DE LA LINEA DE RETORNO DE ACEITE		+	
REEMPLACE EL ELEMENTO FILTRANTE Y SU EMPAQUETADURA INTERIOR		+	
LIMPIE E INSPECCIONE LOS FILTROS DE AIRE, REEMPLACE DE SER NECESARIO		+	
INSPECCION Y LIMPIEZA DE TABLERO DE CONTROL Y FUERZA		+	
MANTENIMIENTO VÁLVULA DE INGRESO DE AIRE (REPAIR KIT)			+
MANTENIMIENTO VÁLVULA REGULACIÓN DE PRESIÓN / REEMPLAZO DE DIAFRAGMA			+
MANTENIMIENTO DE VÁLVULA TERMICA (REPAIR KIT)			+
REEMPLAZO DEL ELEMENTO SEPARADOR DE ACEITE DEL RESERVORIO Y EMPAQUES			+
CAMBIO DE ACEITE COMPRESOR, SULLUBE 32 (5 GL)			+
CHEQUEAR/CALIBRAR DEL SWITCH DE PRESION A LOS VALORES DE OPERACIÓN NORMAL			+

3.4.6 Plan de mantenimiento sistema eléctrico

El plan de mantenimiento preventivo aplicado es básicamente inspecciones semestrales y/o anuales, que incluyen la limpieza y reemplazo de elementos que presenten daños o desgaste, el unico equipo que merece una precaución especial es el UPS, el cual tiene un plan independiente de mantenimiento del resto de los tableros y elementos eléctricos, en el plano N° 8 se muestra el unifilar electrico tipica de una estación.

Tabla 34. Programa de mantenimiento preventivo sistema eléctrico

EQUIPO	DESCRIPCION	DIARIO	SEMESTRAL	ANUAL
TABLERO DE CONTROL Y TRANSFERENCIA SB-0X02	INSPECCION Y CHEQUEO DE STATUS Y PARAMETROS DE OPERACIÓN GENERADORES	+		
	LIMPIEZA SUPERFICIAL Y AJUSTE DE TERMINALES Y BORNERAS		+	
	INSPECCION Y LIMPIEZA CON BARRA MUERTA / MEDICION DE AISLAMIENTO			+
	INSPECCION, LIMPIEZA Y LUBRICACION DE BREAKERS PRINCIPALES DE GENERADORES			+
TABLERO DE DISTRIBUCION SB-0X01	INSPECCION Y CHEQUEO DE STATUS Y PARAMETROS DE CONSUMO DE CARGA	+		
	INSPECCION Y LIMPIEZA CON BARRA MUERTA / MEDICION DE AISLAMIENTO			+
TABLEROS DE FUERZA MCC-0X01 / MCC-0X02 A y B	MEDICION DE CONSUMO EQUIPOS AUXILIARES		+	
	LIMPIEZA DE CELDAS Y AJUSTE DE TERMINALES			+
	INSPECCION Y LIMPIEZA DEL TABLERO CON BARRA MUERTA / MEDICION DE AISLAMIENTO			+
TABLEROS DE DISTRIBUCION E ILUMINACION EN GENERAL	LIMPIEZA DE TABLEROS E INSPECCION / MEDICION DE AISLAMIENTO		+	
	INSPECCION DE ACOMETIDAS Y CABLEADO EN CAMPO / POSTES Y SOPORTE LIMPIEZA Y PINTADO			+
	MANTENIMIENTO A ARTEFACTOS Y LUMINARIAS DE CAMPO			+
MALLAS DE PUESTA A TIERRA	MEDICION DE VALORES DE RESISTENCIA A TIERRA DE MALLA			+
	INSPECCION Y REPARACION DE CONEXIONES A TIERRA EN GENERAL			+

Se muestra a continuación el plan de mantenimiento para la UPS de cada estación:

Tabla 35. Programa de mantenimiento preventivo UPS Solid States

PROGRAMA DE MANTENIMIENTO UPS SOLIDSTATE CONTROLS, PERIODO 10 AÑOS				
SERVICIO	DIARIO	2 AÑOS	5 AÑOS	10 AÑOS
CHEQUEAR EN EL DISPLAY LCD EL ESTADO DEL RECTIFICADOR Y DEL INVERSOR	+			
INSPECCION Y/O REEMPLAZO DE: INTERRUPTORES, CONTACTORES, VENTILADORES Y OTROS EN EL INVERSOR Y CARGADOR		+		

VERIFICAR EL CORRECTO FUNCIONAMIENTO DE LA LLAVE ESTÁTICA, USANDO EL PULSADOR DE TRANSFERENCIA EN LÍNEA		+		
VERIFIQUE LAS TENSIONES DE ENTRADA Y SALIDA		+		
LIMPIEZA CON AIRE SECO A BAJA PRESION		+		
CHEQUEE FUNCIONAMIENTO Y CALIBRACIÓN CORRECTOS DE LAS ALARMAS DEL SISTEMA, Y LAS TENSIONES, CORRIENTES Y FRECUENCIAS MEDIDAS EN EL DISPLAY LCD		+		
INSPECCIÓN Y LIMPIEZA DE BANCO DE BATERIAS, VERIFICACIÓN DE TENSION DE FLOTACION		+		
REEMPLACE TODOS LOS VENTILADORES			+	
REEMPLACE LOS FUSIBLES DE POTENCIA			+	
REEMPLACE LOS CAPACITARES ELECTROLITICOS EN EL INVERSOR				+
REEMPLACE LOS CAPACITARES DE ACEITE DE CA DEL FILTRO DE SALIDA DEL TRANSFORMADOR DEL INVERSOR				+

3.5 Costo del Mantenimiento Preventivo

Para calcular los costos que implica la aplicación del mantenimiento preventivo primero se hará un desglose de los costos que involucra el mantenimiento para cada uno de los sistemas y luego se hará una proyección global a 10 años.

Para el cálculo de costos no se consideran los mantenimientos diarios (que son en esencia inspecciones), debido a que el personal de estación cumple al mismo tiempo funciones como operación y mantenimiento; por esta razón es rutina diaria el monitoreo de los equipos siguiendo los instructivos dados para el mantenimiento diario.

3.5.1 Sistema de bombeo y recirculación

Tabla 36. Costo mantenimiento preventivo motores Waukesha VHP

MOTORES WAUKESHA VHP, PERIODO DE 40000 HRS

Descripción	Costo \$	Ctd.	Hrs. mantto	# Personas	\$ Personal propio	\$ Servicio asistencia terceros	\$ Repuestos / Materiales y Lubricantes	Totales
Semanal	\$225.00	238	3	3	\$225.00			\$53,550.00
Mantenimiento 750 hrs	\$300.00	27	4	3	\$300.00			\$8,100.00
Mantenimiento 1500 hrs	\$1,859.07	13	10	4	\$1,000.00		\$859.07	\$24,167.89
Mantenimiento 3000 hrs	\$2,556.75	7	12	4	\$1,200.00		\$1,356.75	\$17,897.24
Mantenimiento 6000 hrs	\$3,127.12	6	12	4	\$1,200.00		\$1,927.12	\$18,762.71
Mantenimiento 8000 hrs	\$17,139.08	2	48	4	\$4,800.00	\$4,800.00	\$7,539.08	\$34,278.16
Mantenimiento 16000 hrs	\$20,899.99	2	48	4	\$4,800.00	\$4,800.00	\$11,299.99	\$41,799.98
Top-End (20000 hrs)	\$37,709.56	2	108	3	\$8,100.00	\$10,800.00	\$18,809.56	\$75,419.12
Over-haul (40000 hrs)	\$99,087.43	1	179	4	\$17,900.00	\$17,900.00	\$63,287.43	\$99,087.43
Nota: El detalle de materiales y repuestos para cada mantenimiento se muestra en el apéndice II							TOTAL	\$373,062.52

Tabla 37. Costo mantenimiento preventivo bomba Flowserve e incrementador Lufkin

INCREMENTADOR LUFKIN Y BOMBA FLOWSERVE, PERIODO 40000 HRS

Descripción	Costo \$	Ctd.	Hrs. mantto	# Personas	\$ Personal propio	\$ Servicio asistencia terceros	\$ Repuestos / Materiales y Lubricantes	Totales
Mantenimiento 3000 hrs	\$192.25	13	1	2	\$50.00		\$142.25	\$2,499.25

Mantenimiento 8000 hrs	\$856.00	3	8	3	\$600.00		\$256.00	\$2,568.00
Mantenimiento 16000 hrs	\$6,605.60	2	8	3	\$600.00	\$1,100.00	\$4,905.60	\$13,211.20
Nota: El detalle de materiales y repuestos para cada mantenimiento se muestra en el apéndice II							TOTAL	\$18,278.45

Tabla 38. Costo de mantenimiento Aeroenfriador sistema de recirculación

AEROENFRIADOR GEA RAYNER, PERIODO 2 AÑOS

Descripción	Costo \$	Ctd.	Hrs. mantto	# Personas	\$ Personal propio	\$ Servicio asistencia terceros	\$ Repuestos / Materiales y Lubricantes	Totales
Mantenimiento trimestral	\$245.00	7	3	3	\$225.00		\$20.00	\$1,715.00
Mantenimiento 2 años	\$895.00	1	6	3	\$450.00		\$200.00	\$895.00
							TOTAL	\$2,610.00

Nota: Repuestos a utilizar son fajas, rodamientos de motor y chumaceras de ventilador.

3.5.2 Sistema de generación

Tabla 39. Costo mantenimiento preventivo motores VGF

MOTORES WAUKESHA VGF, PERIODO DE 32000 HRS

Descripción	Costo \$	Ctd.	Hrs. mantto	# Personas	\$ Personal propio	\$ Servicio asistencia terceros	\$ Repuestos / Materiales y Lubricantes	Totales
Semanal	\$150.00	190	3	2	\$150.00			\$28,500.00
Mantenimiento 1000 hrs	\$556.00	16	4	3	\$300.00		\$256.00	\$8,895.97

Mantenimiento 2000 hrs	\$1,256.00	8	10	4	\$1,000.00		\$256.00	\$10,047.99	
Mantenimiento 4000 hrs	\$2,183.02	4	12	4	\$1,200.00		\$983.02	\$8,732.07	
Mantenimiento 8000 hrs	\$7,803.13	2	24	4	\$2,400.00	\$2,400.00	\$3,003.13	\$15,606.26	
Top-End (16000 hrs)	\$14,232.77	2	27	3	\$2,025.00	\$2,700.00	\$9,507.77	\$28,465.54	
Over-haul (32000 hrs)	\$32,736.11	1	76	3	\$5,700.00	\$7,600.00	\$19,436.11	\$32,736.11	
Nota: El detalle de materiales y repuestos para cada mantenimiento se muestra en el apéndice II. Tiempos y repuestos calculados considerando un motor VGF-F18 de 6 cilindros.								TOTAL	\$132,983.93

Tabla 40. Costo mantenimiento preventivo generador Kato

GENERADOR KATO, PERIODO 40000 HRS

Descripción	Costo \$	Ctd.	Hrs. mantto	# Personas	\$ Personal propio	\$ Servicio asistencia terceros	\$ Repuestos / Materiales y Lubricantes	Totales
Mantenimiento 2000 hrs	\$160.00	15	3	2	\$150.00		\$10.00	\$2,400.00
Mantenimiento 8000 hrs	\$350.00	4	4	2	\$200.00		\$150.00	\$1,400.00
Mantenimiento 40000 hrs	\$2,450.00	1	10	4	\$1,000.00	\$1,200.00	\$250.00	\$2,450.00
TOTAL								\$6,250.00

3.5.3 Sistema de drenaje cerrado

Tabla 41. Costo mantenimiento preventivo sistema de drenaje cerrado

BOMBA KNOCK OUT DRUM Y FLARE ANTORCHA

Descripción	Costo \$	Ctd.	Hrs. mantto	# Personas	\$ Personal propio	\$ Servicio asistencia terceros	\$ Repuestos / Materiales y Lubricantes	Totales
Semestral	\$150.00	1	3	2	\$150.00			\$150.00
Anual	\$300.00	1	5	2	\$250.00		\$50.00	\$300.00
Nota: Este sistema no requiere de un mantenimiento estricto ya que la bomba tiene un funcionamiento esporádico y la antorcha tiene un control incluido dentro del plan de mantenimiento eléctrico							TOTAL	\$450.00

3.5.4 Sistema de aire industrial

Tabla 42. Costo mantenimiento preventivo compresor de aire Sullair

COMPRESOR SULLAIR 10-25 L ACAC, PERIODO 1 AÑO

Descripción	Costo \$	Ctd.	Hrs. mantto	# Personas	\$ Personal propio	\$ Servicio asistencia terceros	\$ Repuestos / Materiales y Lubricantes	Totales
Mantenimiento anual	\$257.00	1	3	2	\$150.00		\$107.00	\$257.00
Mantenimiento 2 años	\$1,429.90	1	4	2	\$200.00		\$1,229.90	\$1,429.90
Nota: El detalle de materiales y repuestos para cada mantenimiento se muestra en el apéndice II.							TOTAL	\$1,686.90

3.5.5 Sistema eléctrico

Tabla 43. Costo mantenimiento preventivo sistema eléctrico

SISTEMA ELECTRICO DE ESTACION, PERIODO 1 AÑO

Equipo	Frec.	Costo \$	Ctd.	Hrs. mantto	# Personas	\$ Personal propio	\$ Servicio asistencia terceros	\$ Repuestos / Materiales	Totales
TABLERO DE CONTROL Y TRANSFERENCIA SB-0X02	Semestral	\$60.00	1	2	1	\$50.00		\$10.00	\$60.00
	Anual	\$410.00	1	4	3	\$300.00		\$110.00	\$410.00
TABLERO DE DISTRIBUCION SB-0X01	Anual	\$275.00	1	3	3	\$225.00		\$50.00	\$275.00
TABLEROS DE FUERZA MCC-0X01 / MCC-0X02 A y B (x3 TABLEROS)	Semestral	\$460.00	1	18	1	\$450.00		\$10.00	\$460.00
	Anual	\$2,075.00	1	27	3	\$2,025.00		\$50.00	\$2,075.00
TABLEROS DE DISTRIBUCION E ILUMINACION EN GENERAL	Semestral	\$110.00	1	4	1	\$100.00		\$10.00	\$110.00
	Anual	\$1,100.00	1	10	2	\$500.00	\$500.00	\$100.00	\$1,100.00
MALLAS DE PUESTA A TIERRA	Anual	\$410.00	1	8	2	\$400.00		\$10.00	\$410.00
								TOTAL	\$4,900.00

Tabla 43. Costo mantenimiento preventivo UPS

UPS SOLIDSTATE CONTROLS, PERIODO 10 AÑOS

Descripción	Costo \$	Ctd.	Hrs. mantto	# Personas	\$ Personal propio	\$ Servicio asistencia terceros	\$ Repuestos / Materiales	Totales
Mantenimiento 2 años	\$150.00	4	2	2	\$100.00			\$400.00
Mantenimiento 5 años	\$1,647.20	1	3	2	\$150.00		\$1,447.20	\$1,597.20
Mantenimiento 10 años	\$6,777.20	1	4	2	\$200.00		\$6,527.20	\$6,727.20
							TOTAL	\$8,724.40

Nota: El detalle de materiales y repuestos para cada mantenimiento se muestra en el apéndice II.

3.5.6 Proyección de costos de mantenimiento para los próximos 10 años

Para la proyección de los costos se tienen en cuenta las siguientes consideraciones:

- a) Las tablas de costos de mantenimiento dadas anteriormente contemplan el costo de mano de obra de personal propio de estación, de esta manera le damos un valor monetario a los tiempos de mantenimiento y al personal empleado.
- b) COGA hace un pago fijo mensual al contratista por los servicios del personal de estación, que incluye el pago de los seis grupos de trabajo además de: traslado al sitio, comida y alojamiento y una amortización por herramientas varias para OyM.
- c) Dada la aclaración en el punto b), la proyección de costos se hará en base a los costos por reparaciones de equipos (solo incluye Repuestos/Materiales y Servicio de Asistencias por terceros), más un costo fijo mensual por los servicios del personal de estación.
- d) Los costos por pérdida de producción y paralizaciones por tiempos de mantenimiento (solo en bombas y generadores) no son tomados en cuenta para este análisis, debido que los compromisos de transporte diario actuales, requieren solo el 75% de la capacidad instalada, por lo que los tiempos de parada programadas se pueden reponer sin

perdidas de producción y para las futuras ampliaciones se tiene previsto ampliar el sistema tal que siempre existan reservas de bombeo para cumplir los compromisos con el cliente.

- e) Para unificar los tiempos de mantenimiento calendarios con los horómetros de los equipos se hace una proyección de mantenimientos a 10 años de las bombas y generadores, incluyendo la instalación de una tercera bomba. En el apéndice II se muestra la información en detalle, calculada en base a la operación actual de los equipos y consideraciones futuras.

A continuación se muestra una tabla resumen de la proyección de costos de mantenimiento para diez años de operación que incluye costos de materiales, repuestos, servicio de terceros y lubricantes.

También se incluye la evaluación de costos anuales por el servicio tercerizado de personal para estación que incluye, alojamiento, comida, transportes y viáticos, herramientas, combustible, equipos (camionetas, gruas, otros) y materiales de consumo diario. Este es un costo fijo anual.

En general, los equipos se van desgastando durante su vida útil, expresado lo último en términos contables se llama depreciación. La tabla 46 y 47 presenta un análisis de Depreciación vs. Costos de mantenimiento (solo repuestos y lubricantes) para una unidad de bombeo y una unidad de generación. El punto de recambio aplicando un modelo de depreciación lineal es aproximadamente 15 – 16 años para ambas unidades.

TABLA 44. PROYECCION DE COSTOS DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO A 10 AÑOS DE OPERACION

COSTOS DE MANTENIMIENTO - MATERIALES, REPUESTOS Y LUBRICANTES

UNIDAD	Ago-Dic 04	Ene-Dic 05	Ene-Dic 06	Ene-Dic 07	Ene-Dic 08	Ene-Dic 09	Ene-Dic 10	Ene-Dic 11	Ene-Dic 12	Ene-Dic 13
MOTORES VHP	6,872.55	149,582.65	52,315.56	472,343.26	225,850.13	258,378.32	1,046,830.73	152,538.43	696,785.18	465,440.11
BOMBA E INCREMENTADOR	0.00	4,324.00	2,845.00	52,198.30	29,768.90	53,051.80	5,462.00	27,948.40	53,620.80	30,053.40
MOTORES VGF	3,583.97	15,288.09	49,368.98	15,288.09	106,755.16	38,074.69	30,217.49	320,862.98	15,032.09	50,392.97
GENERADORES KATO	60.00	180.00	1,280.00	160.00	1,310.00	880.00	610.00	1,280.00	160.00	11,710.00
AEROENFRIADORES	80.00	1,040.00	80.00	1,040.00	80.00	1,040.00	80.00	1,040.00	80.00	1,040.00
COMPRESORES SULLAIR	0.00	5,347.60	428.00	5,347.60	428.00	5,347.60	428.00	5,347.60	428.00	5,347.60
SISTEMA ELECTRICO	0.00	1,400.00	1,400.00	1,400.00	1,400.00	1,400.00	1,400.00	1,400.00	1,400.00	1,400.00
UPS SOLIDSTATES	0.00	0.00	0.00	0.00	5,788.80	0.00	0.00	0.00	0.00	26,108.80
TOTAL	10,596.52	177,162.34	107,717.54	547,777.25	371,380.99	358,172.41	1,085,028.22	510,417.40	767,506.07	591,492.88

COSTOS DE MANTENIMIENTO - PERSONAL DE ESTACION (6 GRUPOS DE 5 PERSONAS C/U)

GRUPOS ESTACIONES	JORNAL	EQUIPOS	SUBCONTRATOS	TRANSP/VIAJES	GASTOS VARIOS	REPUESTOS	COMB/LUB	HERRAMIENTAS	MAT/CONSUMO
PS 1 - PS 2 (2 GRUPOS)	152,749.93	21,205.96	147,360.90	12,957.83	14,203.28	2,176.92	10,108.23	7,642.06	7,642.06
PS 3 - PS 4 (2 GRUPOS)	152,749.93	31,816.56	92,618.15	28,931.70	15,055.78	3,273.00	15,147.12	7,642.06	7,642.06
RELEVO (2 GRUPOS)	152,749.93	0.00	71,244.73	15,223.23	12,498.28	0.00	0.00	7,642.06	7,642.06
SUB-TOTAL ANUAL	997,923.83								
COSTOS ADMINISTRATIVOS	315,431.50								
IMP/UTIL/OTROS	622,280.67								
TOTAL ANUAL	1,935,636.00								
		----->	\$ USD/H-H:	22.10					

Notas:

Turnos de 28x14 días

Servicio de alojamiento, alimentación incluido en sub-contratos

Incluye suministro de equipos, materiales consumibles y herramientas para el mantenimiento

Traslados y viáticos del personal incluidos en Transportes/Viajes y Gastos Varios

TABLA 45. COSTO MANTENIMIENTO PREVENTIVO EN ESTACIONES

	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
Totales	364,572.16	1,457,516.53	2,043,353.54	2,483,413.25	2,307,016.99	2,293,808.41	3,020,664.22	2,446,053.40	2,703,142.07	2,527,128.88
Acumulado	364,572.16	1,822,088.69	3,865,442.23	6,348,855.48	8,655,872.47	10,949,680.88	13,970,345.09	16,416,398.49	19,119,540.57	21,646,669.45

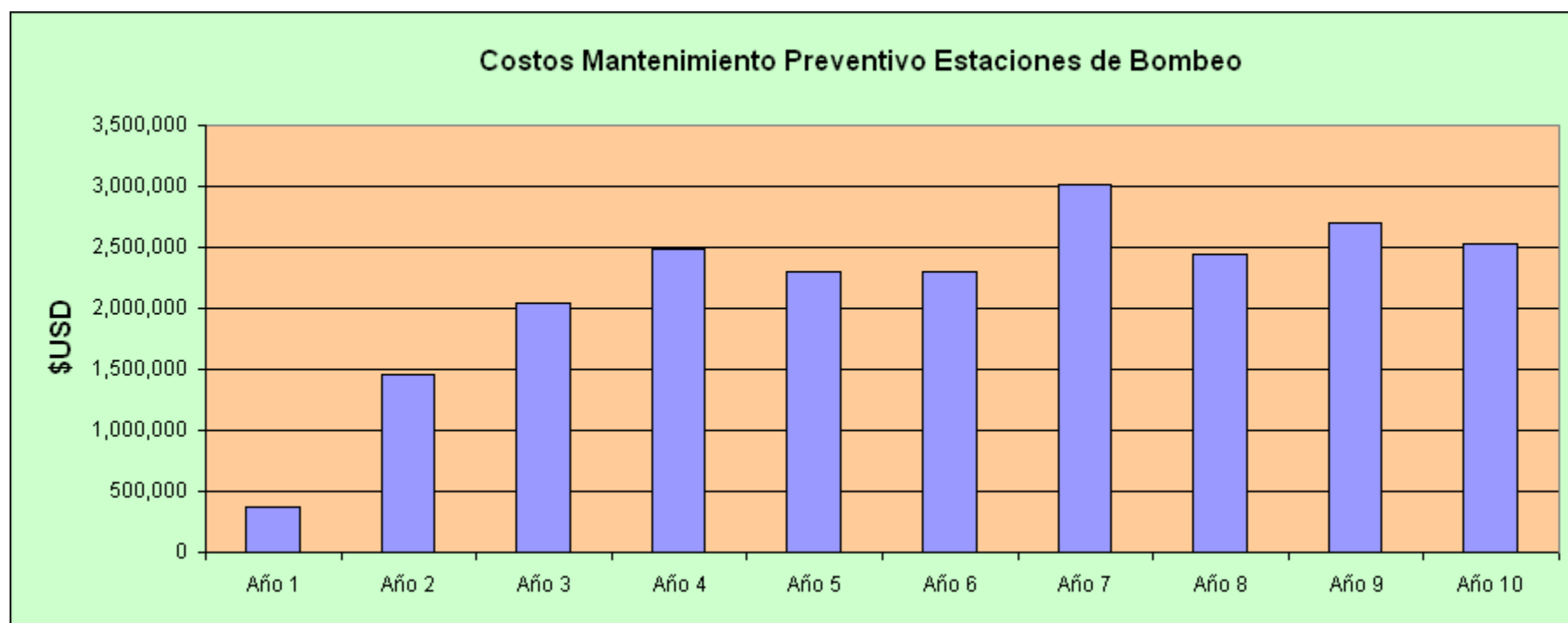


TABLA 46. ANALISIS DE DEPRECIACION DE EQUIPOS

UNIDAD DE BOMBEO P-5101-A (MOTOR VHP + INCREMENTADOR + BOMBA)

COSTO EQUIPO \$ USD: 1,282,466.71

Amortización a 30 años, porcentaje anual 3.33% anual

	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
COSTOS PREVENTIVO	859.07	19,238.33	5,286.50	57,001.65	17,881.58	28,251.16	128,678.57	5,286.50	29,461.46	47,491.14
ACUMULADO PREVENTIVO	859.07	20,097.40	25,383.90	82,385.55	100,267.14	128,518.30	257,196.87	262,483.37	291,944.83	339,435.98
DEPRECIACIÓN	14,235.38	42,706.14	42,706.14	42,706.14	42,706.14	42,706.14	42,706.14	42,706.14	42,706.14	42,706.14
VALOR DEL EQUIPO A TERMINO DE AÑO	1,268,231.33	1,225,525.19	1,182,819.05	1,140,112.91	1,097,406.77	1,054,700.62	1,011,994.48	969,288.34	926,582.20	883,876.06

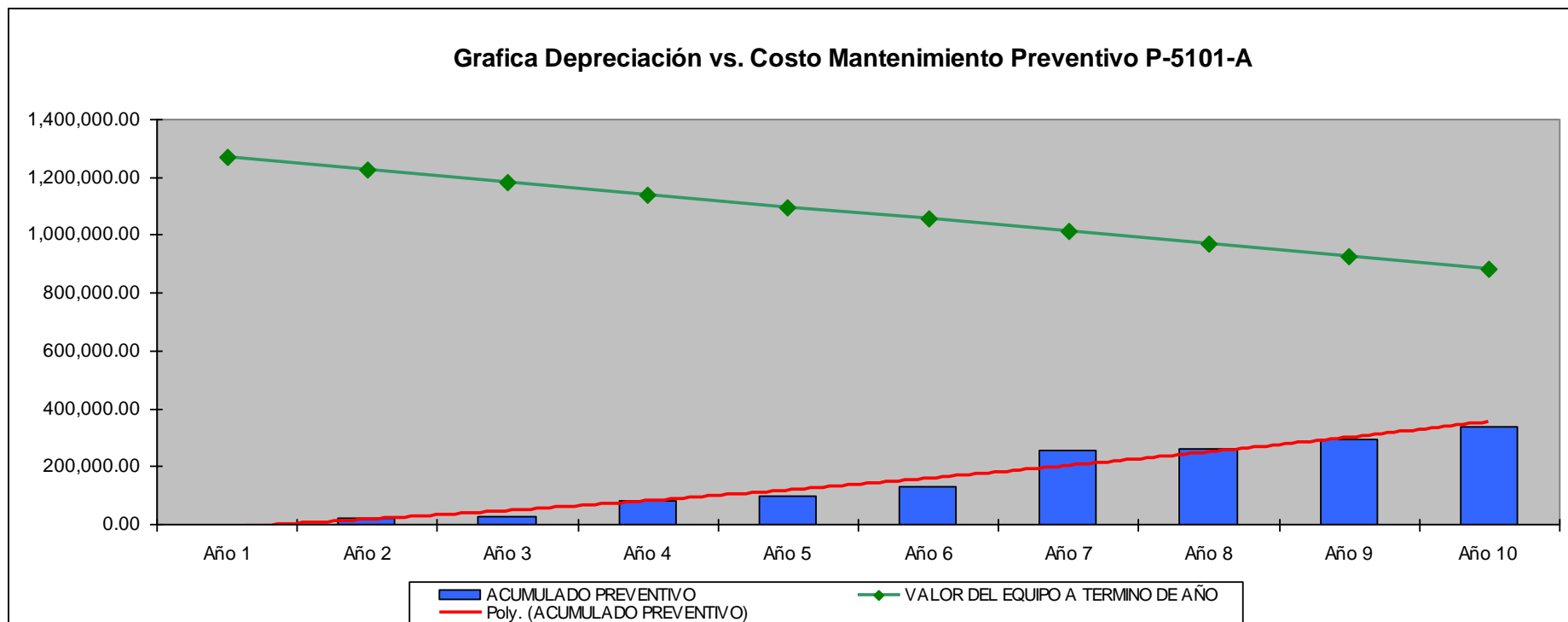


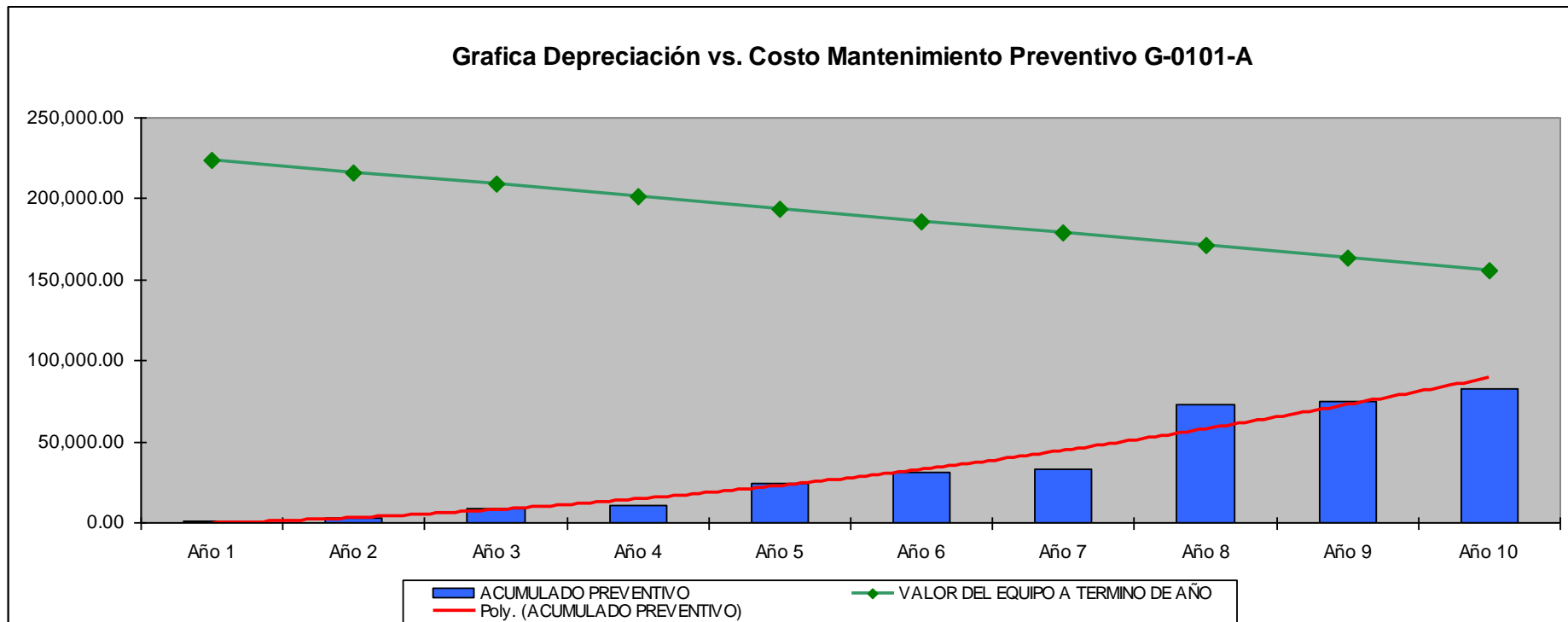
TABLA 47. ANALISIS DE DEPRECIACION DE EQUIPOS

UNIDAD DE GENERACION G-0101-A (MOTOR VGF + GENERADOR)

COSTO EQUIPO \$ USD: 226,289.64

Amortización a 30 años, porcentaje anual 3.33% anual

	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10
<i>COSTOS PREVENTIVO</i>	522.00	2,027.01	6,331.12	1,771.01	14,128.78	6,331.12	1,771.01	40,427.87	1,771.01	7,897.12
<i>ACUMULADO PREVENTIVO</i>	522.00	2,549.01	8,880.13	10,651.14	24,779.92	31,111.05	32,882.06	73,309.93	75,080.94	82,978.06
<i>DEPRECIACIÓN</i>	2,511.81	7,535.44	7,535.44	7,535.44	7,535.44	7,535.44	7,535.44	7,535.44	7,535.44	7,535.44
<i>VALOR DEL EQUIPO A TERMINO DE AÑO</i>	223,777.82	216,242.38	208,706.93	201,171.49	193,636.04	186,100.60	178,565.15	171,029.71	163,494.26	155,958.82



Haciendo un análisis de costos operativos vs. producción podemos tener una idea general del porcentaje que significa el mantenimiento de las estaciones de bombeo con respecto al volumen de LGN bombeado, esto calculado para la primera etapa del proyecto donde Pluspetrol mantiene una capacidad de 37500 BBL/día hasta Abril 2008, a partir de esa fecha Pluspetrol ampliará su capacidad a 60000 BBL/día, COGA-TgP por su parte tendrá para Abril del 2006 habilitada una tercera bomba adicional en cada estación, con lo que aumentará su capacidad de bombeo hasta 70000 BBL/día.

Entonces, hacemos un calculo de lo que significan los costos de mantenimiento de estaciones hasta Diciembre 2010:

Costo de barril de LGN transportado (sujeto a variaciones de precio del crudo):

USD\$ 2.85 / Bbl

Según el contrato de transporte los servicios de TgP son por 50,000 Bbl/día, aún si el volumen diario transportado es menor.

Entonces la facturación por el sistema de transporte de Líquidos será:
 USD\$ 2.85 /Bbl x 50,000 Bbl / día

Costo facturado por transporte = USD\$ 142,500 / día (1)
--

El costo de mantenimiento en cuanto a repuestos y materiales, lubricantes y servicios terceros hasta Abril del 2008 es calculado según la tabla de proyección de costos a 10 años:

USD\$ 967,047.31 + 5% por actividades Correctivas y otras =

USD\$ 1,015,399.67

El costo por contratos de personal estaciones hasta Abril del 2008 según los costos actuales es:

USD\$ 6,150,813.83

Entonces el total calculado de materiales y personal será: USD\$ 6,150,813.83 + USD\$ 1,015,399.67 = USD\$ 7,166,213.5 / 970 días de operación hasta Abril del 2008

Costo repuestos + Personal = USD\$ 7,387.85 / día(2)
--

Dividiendo (2) ÷ (1): obtenemos que el servicio de mantenimiento de estaciones de bombeo representa el **5.18 %** del ingreso por transporte de LGN de Malvinas a Pisco hasta Abril 2008.

Ahora, evaluando los costos desde Abril del 2008 hasta Diciembre 2013 que incluyen las ampliaciones futuras y manteniendo los mismos precios por barril transportado: USD\$ 2.85 /Bbl x 70,000 Bbl / día

Costo facturado por transporte = USD\$ 199,500/ día (3)

Y los costos de mantenimiento en materiales y repuestos será:

USD\$ 3,560,204.30 + 5% por actividades Correctivas y otras =

USD\$ 3,738,214.51

El costo por contratos de personal estaciones desde Abril 2008 hasta Diciembre del 2013 será:

USD\$ 10,968,604.00

Por lo tanto: USD\$ 10,968,604.00 + USD\$ 3,738,214.51 = USD\$ 14,706,818.51 / 2040 días de operación hasta Abril del 2008

Costo repuestos + Personal = USD\$ 7,209.22 / día(4)
--

Dividiendo (4) ÷ (3): obtenemos que el servicio de mantenimiento de estaciones de bombeo representa el **3.61 %** del costo de producción desde Abril 2008 a Diciembre 2013, calculado en función de los costos actuales, siempre y cuando estas proyecciones futuras se mantengan.

3.6 Programa de mantenimiento predictivo

3.6.1 Técnicas aplicadas

El mantenimiento Predictivo se basa principalmente en la aplicación de pruebas de tipo no destructivo, tales como el analisis de aceites y de vibraciones sin requerir una interrupción del funcionamiento del equipo, dando como consecuencia un mantenimiento mas eficiente comparado con

el preventivo. El mantenimiento Predictivo bien implementado permite a la gerencia tener el control de las maquinas y de los programas de mantenimiento.

Mediante la aplicación racional de tecnología de punta con el objetivo de monitorear e identificar las fallas, para planificar en forma conveniente su reparación, minimizando las pérdidas en la producción por parada de la maquina.

Los principales existos en mantenimiento predictivo en la gran mayoría de plantas industriales, han sido los significativos ahorros que han logrado, al evitar paradas de planta por fallas intempestivas en las maquinas principales de las líneas de producción. Entre los principales objetivos del mantenimiento predictivo se mencionan los siguientes:

- Reducir las pérdidas por paradas de planta imprevistas.
- Reducir los costos de mantenimiento.
- Minimizar las fallas imprevistas.
- Ejecutar los mantenimientos de los equipos en forma específica y solo cuando es absolutamente necesario.
- Mantener elevada la confiabilidad de los equipos.

Y se mencionan como ventajas las siguientes:

- Se maximiza la vida útil de los componentes de una maquina o equipo.

- Permite visualizar la evolución de una falla en el tiempo.
- Optimizar la gestión del personal de mantenimiento.
- Permite confeccionar un archivo histórico del comportamiento mecánico y operacional de las máquinas.
- Facilita el análisis de las fallas.
- Permite el análisis estadístico de los sistemas.
- Transforma las reparaciones inesperadas en programadas
- Optimiza las labores de mantenimiento.
- Minimiza el consumo de repuestos.
- Aumenta la confiabilidad y disponibilidad de las máquinas.

Entre las principales técnicas empleadas figuran el análisis de vibraciones mecánicas, análisis de aceites y análisis de gases de combustión. En la siguiente tabla se muestran los equipos, el mantenimiento predictivo a aplicar y la frecuencia de cada uno:

Tabla 48. Mantenimiento predictivo estaciones de equipos

SISTEMA	COMPONENTE EQUIPO	DESCRIPCION	BIMESTRAL	SEMESTRAL	HORO,ETRO
Sistema de bombeo y recirculación	Motor a GN	A. Vibracional	+		
		A. Aceites			+
		A. Gases		+	

	Incrementador	A. Vibracional	+		
		A. Aceites			+
	Bomba	A. Vibracional	+		
	Aeroenfriador	A. Vibracional	+		
Sistema de generación	Motor a GN	A. Vibracional	+		
		A. Aceites			+
		A. Gases		+	
	Generador	A. Vibracional	+		
Sistema de drenaje cerrado	Bomba de drenaje	A. Vibracional	+		

3.6.2 Análisis vibracional

Las vibraciones tradicionalmente han sido asociadas generalmente a fallas en las máquinas, desgaste, mal funcionamiento, ruido y daños estructurales. En los últimos años las vibraciones se relacionan a ahorro de millones de dolares por paradas de plantas. El control de los niveles de vibración de las máquinas ha llegado a ser parte importante de muchos programas de mantenimiento. Evaluación para solucionar problemas de diseño. Ayuda a establecer la causa de fallas crónicas y de mal funcionamiento.

Naturaleza física de las vibraciones – Introducción

Las máquinas o estructuras vibran en respuesta a una o mas fuerzas pulsantes que ha menudo son llamadas fuerzas excitadoras, por ejemplo el desbalance y el desalineamiento. Todo el proceso es de causa y efecto. La magnitud de la vibración no solo depende de la fuerza sinó también de las propiedades del sistema (masa, rigidez y amortiguación) y ambos de la velocidad de la máquina. La causa de la vibración es usualmente controlada por muchos factores, tales como: causas operativas, tolerancias de

fabricación e instalación y defectos de los componentes de la máquina por fabricación o desgaste. La vibración puede ser utilizada para controlar los defectos por diseño, por fabricación, por instalación o por desgaste.

El análisis vibracional tiene dos niveles implementados en COGA:

El primer nivel es el operacional, y es aplicado diariamente por los operadores de la planta; aunque los equipos cuentan con sensores de vibración en línea (los cuales dan valores on – line y son almacenados minuto a minuto en el SCADA para llevar tendencias y otros registros), estos son unidireccionales y colocados solo en algunos puntos de la máquina. Por esto, el operador es capacitado para medir en puntos estratégicos y en las direcciones importantes, los valores globales de vibración (mm/s) y envolvente (gSE), no solo en la máquina, sino también en estructuras.

El equipo utilizado para este fin es un vibrometro tipo “lapicero” SKF, ver figura 14.



Figura 14. Medidor de vibraciones portatil tipo “lapicero” SKF

Los valores son anotados y registrados en una base de datos en línea, desarrollada por el área de mantenimiento para este fin, los valores almacenados son estudiados en el tiempo, con lo cual se determinan los límites de operación normal y se definen los valores de alarma y paro. Ver figura 15 y 16.

ESTACION PS # 1

EQUIPO

P-5101 A	Motobomba
G-0101 A	Motogenedor
P-5101 B	Motobomba
G-0101 B	Motogenedor
SOPLADOR 1	Ventilador MCC
SOPLADOR 2	Ventilador MCC

COMPONENTE

13	Bomba principal
14	Incrementador velocidad
15	Motor Pre-lub VHP
16	Motor Pre-lub Lufkin

PUNTO

19	Thrust Bearing
20	Radial Bearing

CARACTERISTICA Dos rodamientos contacto angular
XXXX apareados y cojinete babbit radial

DATOS

Fecha	H (mm/s)	V (mm/s)	A (mm/s)	gS	T (°C)
02-Jul-05	0.8	1.6	0	0	53
03-Jul-05	0.8	1.8	0	0	53
04-Jul-05	0.8	1.8	0	0	57
05-Jul-05	1.3	2	0	0	49
06-Jul-05	1.2	1.2	0	0	52
07-Jul-05	1.3	2.1	0	0	48
08-Jul-05	1.3	1.4	0	0	45
09-Jul-05	1.2	2.1	0	0	47
10-Jul-05	1.2	2.1	0	0	48
11-Jul-05	1.1	1.4	0	0	48
12-Jul-05	1	1.5	0	0	46
*					

Record: 1 of 177

Figura 15. Pantalla de carga de datos de vibraciones

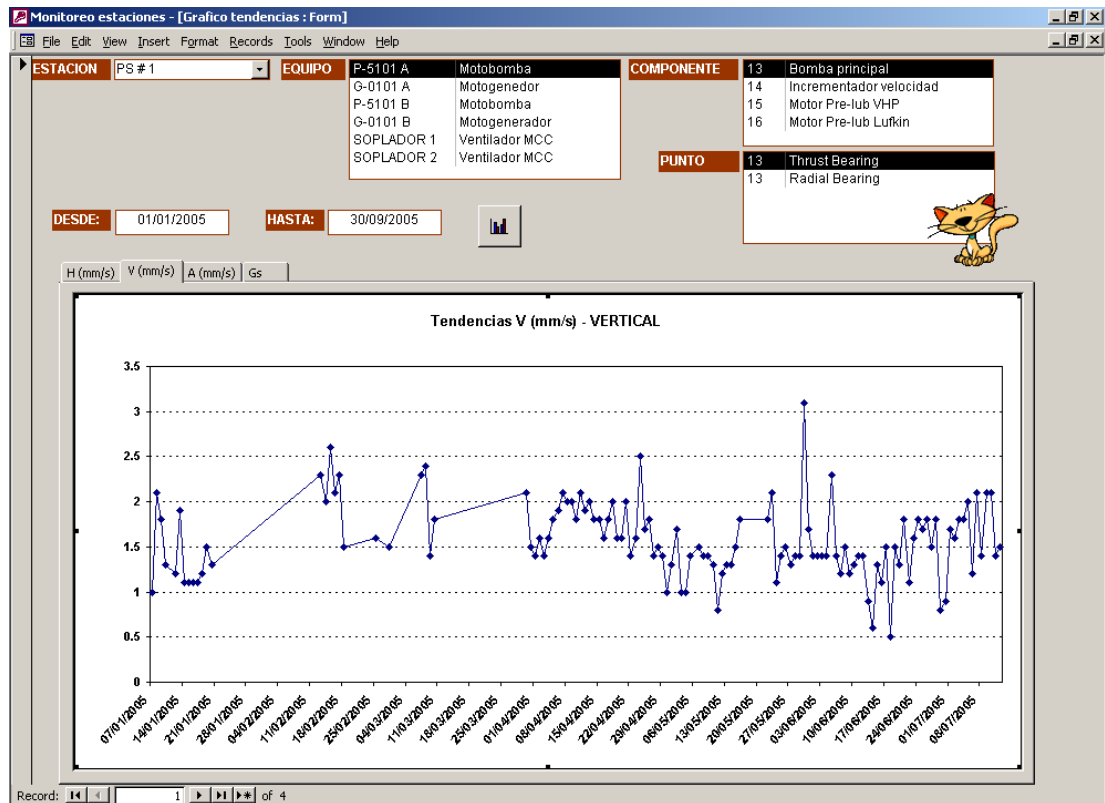


Figura 16. Tendencia de valores de vibración

De esta manera el operador mantiene un control global general de la vibración de la máquina y avisa al Analista de vibraciones cuando algún valor sale fuera de los límites establecidos. Las frecuencias de monitoreo y los puntos de medición son dados por el analista el cual revisa de manera constante los datos registrados en campo.

El segundo nivel de monitoreo es llevado a cabo por un analista de vibraciones, especialmente entrenado y certificado según las normas ISO 18436-2 como Vibration Analyst Category II, este analista es el encargado de la colección de datos, la interpretación de las gráficas obtenidas, la elaboración de reportes en donde se detallan los problemas detectados y las

recomendaciones del caso y de capacitar al personal de estación y dictar las pautas para el primer nivel de monitoreo.

La frecuencia de monitoreo en este nivel es bimensual por estación.

En este segundo nivel, la información recolectada permite el análisis detallado de la condición mecánica de la máquina a través de gráficas Amplitud – Frecuencia (llamada comúnmente espectros) y gráficas Amplitud – Tiempo. En la figura 17 se muestra una gráfica Amplitud – Frecuencia de un defecto detectado en una de las chumaceras de soporte de un radiador de uno de los motores principales VHP.

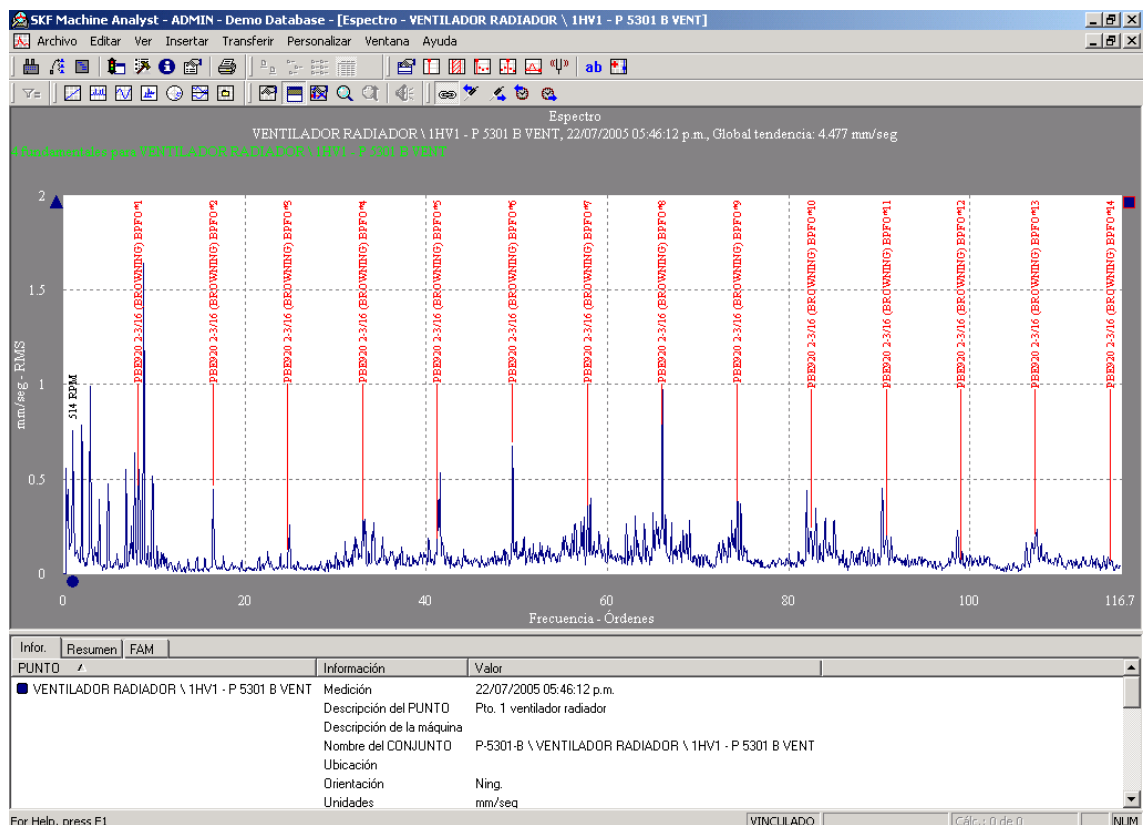


Figura 17. Defecto en pista exterior de chumacera de rodillos cilíndricos, ventilador radiador motor VHP – P-5301B

El analista vibracional utiliza para este fin un equipo colector de datos Microlog SKF CMVA 60, capaz de realizar otras funciones como: Pruebas de Impacto, Arranque – Paro, Balanceo en uno y dos planos, Analisis de Bode, etc.

En este informe no se trata de explicar toda la teoria de análisis e interpretación de vibraciones, la que es bastante amplia y muy difundida, ademas de no ser el proposito del informe. Sin embargo se hace mención a una técnica aplicada en plantas de bombeo con motores a explosión en Ecuador y Colombia, la cual mide la forma de onda en tiempo de cada cilindro de motor y a través de varias mediciones en el tiempo se pueden detectar desgaste de asiento de valvulas, anillos de pistón y otros defectos. Esta técnica se explica a continuacion:

Existen muchos estudios que demuestran al momento, que no existe un patrón o regla definida para la colección e interpretación de datos de vibraciones en máquinas reciprocantes (compresores, motores a explosion), similar a los usados para maquinas rotativas, por tener las maquinas reciprocantes varios elementos que interactuan al mismo tiempo, es complicada la identificacion de un defecto mediante el análisis de espectros. Sin embargo el análisis de formas de onda (Amplitud – Tiempo) ofrece un panorama distinto, en el cual es posible predecir con varias tomas en el tiempo el desempeño y la condición mecánica de los motores a combustión. Basado en la medición y análisis de variables como presión dinámica de cilindros, vibración mecánica, ultrasonidos y nivel de voltaje en sistemas de

ignición, todos ellos referenciados a la posición angular del cigüeñal durante el ciclo de operación de la máquina.

Los principales alcances de este tipo de análisis son:

- Evaluación del desempeño por cilindro en potencia indicada (IHP), presión media efectiva indicada (IMEP), estadística de presión pico de combustión (PPC) y ángulo de presión pico.
- Evaluación del desempeño general en balance de potencia entre cilindros, potencia al freno (BHP) y eficiencia mecánica.
- Detección de anomalías en la combustión como, pre-ignición y adelanto o retraso del encendido.
- Detección de problemas en válvulas de admisión, escape y/o combustible, relacionados con calibración, tiempo de sincronización, fugas, condición de resorte, rotadores, impulsadores, balancines, guías, puentes y asientos.
- Detección de problemas en camisas de cilindros relacionados, con desgaste, anomalías en la superficie y restricción o daño en lumbreras de escape/admisión.
- Detección de problemas de pistones y anillos, relacionados con paso de compresión, golpeteo y/o desgaste en anillos, golpes de pistón y desgaste en bulones y bujes de pistón.

- Detección de problemas en casquetes de biela y bancada relacionados con desgaste, soltura y/o deficiencia en torque de ajuste.
- Detección de problemas en sistemas de ignición relacionados con el tiempo de ignición y condición de bujías, cables, bobinas, fuente de potencia y unidad de control.

A continuación se presentan unas gráficas, a modo de ejemplo, de pruebas realizadas a otros motores de combustión similares a los nuestros.

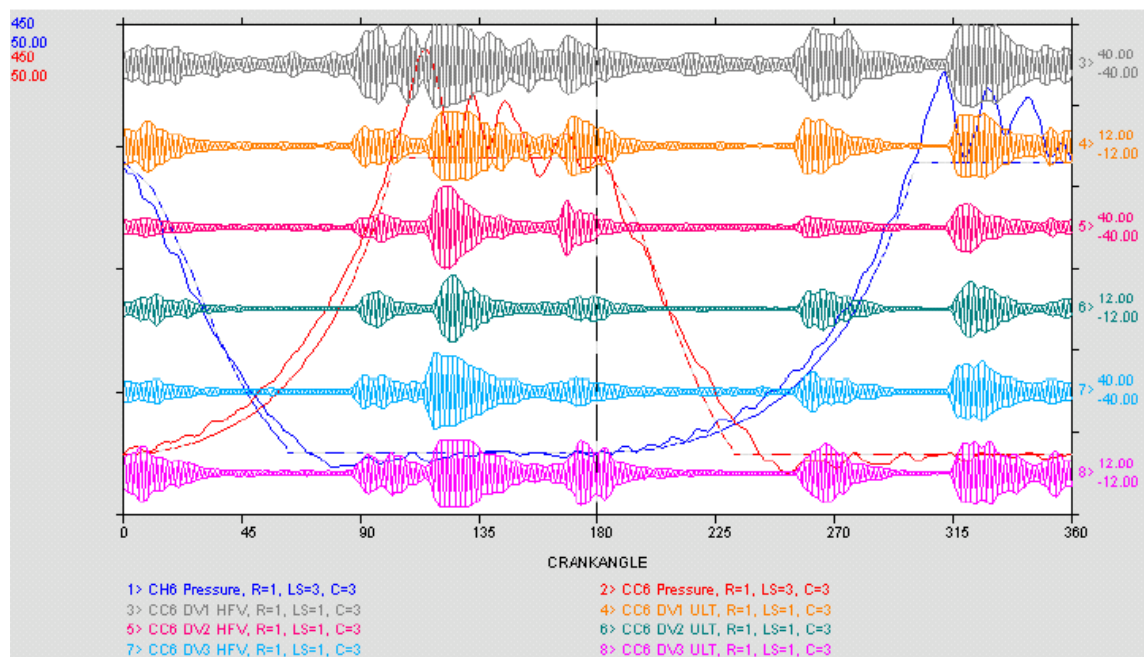


Figura 18. Gráficas de presión HE & CE, vibración y ultrasonido válvulas succión/descarga

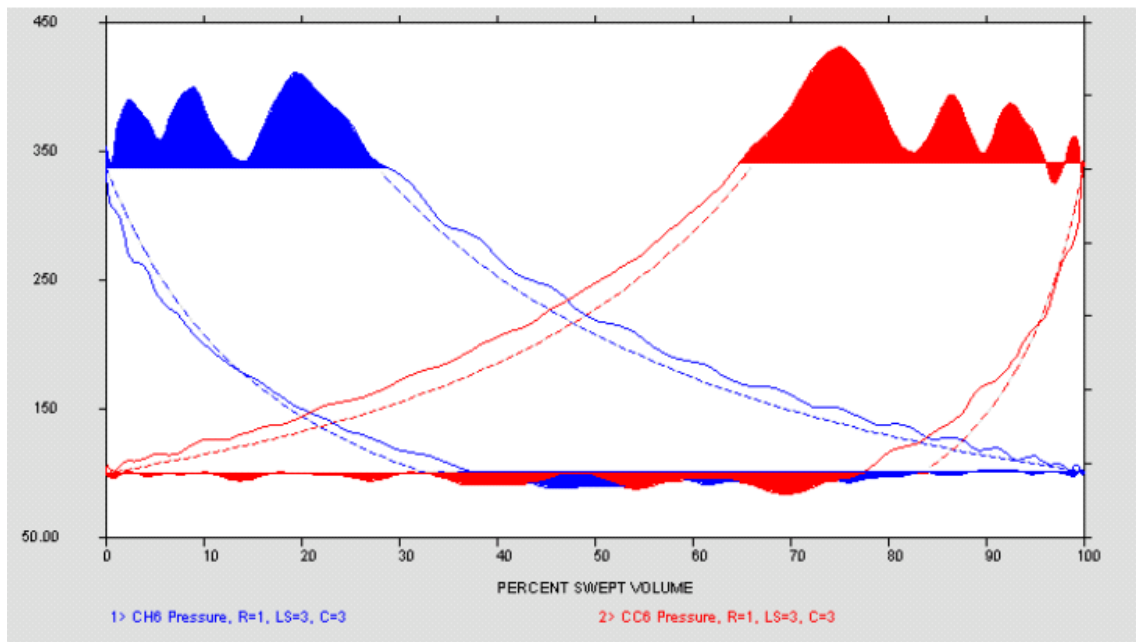


Figura 19. Gráfico de presión vs. Volumen (PV) en cilindro

Los equipos utilizados para este tipo de análisis y el software, son especialmente configurados para aplicación a motores de combustión; Además, dada la configuración de los motores WAUKESHA que se tienen en las estaciones, estos no cuenta con otro acceso adicional a los cilindros de combustión, salvo el de ingreso de la bujía, es por esto que la medición de la presión de cilindros en cada ciclo, las graficas, datos y análisis que se derivarían (presión – volumen, presión media efectiva, pico máximo de presión, potencia y eficiencia) no son factibles de realizar para nuestra aplicación.

Lo que actualmente se hace, es configurar el equipo analizador de vibraciones para que tome una muestra de la forma de onda en tiempo en cada cilindro y en periodos de 4 vueltas de la volante u 8 carreras del pistón

(dos ciclos de combustión – motor de cuatro tiempos). Se toman datos de vibración en unidades de aceleración (para detectar problemas en casquete de biela y bancada, pistón y anillos, camisas de cilindros, etc) y ruido de alta frecuencia del paso de los gases a través de las válvulas de escape (desgaste de válvulas). La frecuencia para este tipo de ensayos es semestral y la evaluación requiere de varias mediciones en el tiempo.

A continuación se muestran figuras, donde se observan como se viene aplicando esta técnica en COGA proyecto Camisea.



Figura 20. Medición de vibración y ultrasonido en motor WAUKESHA VHP

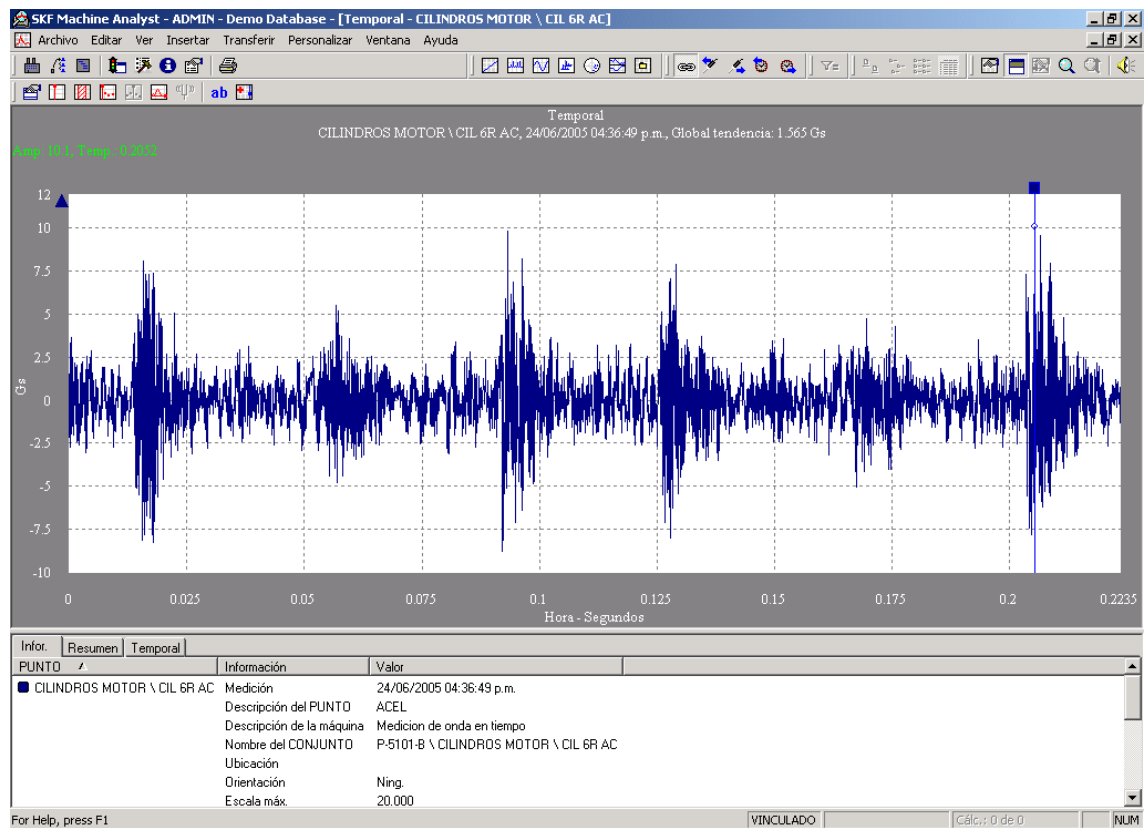


Figura 21. Gráfica de señal de alta Vibración en motor VHP realizada en 2 ciclos de motor, Cilindro 6R motobomba P-5101B

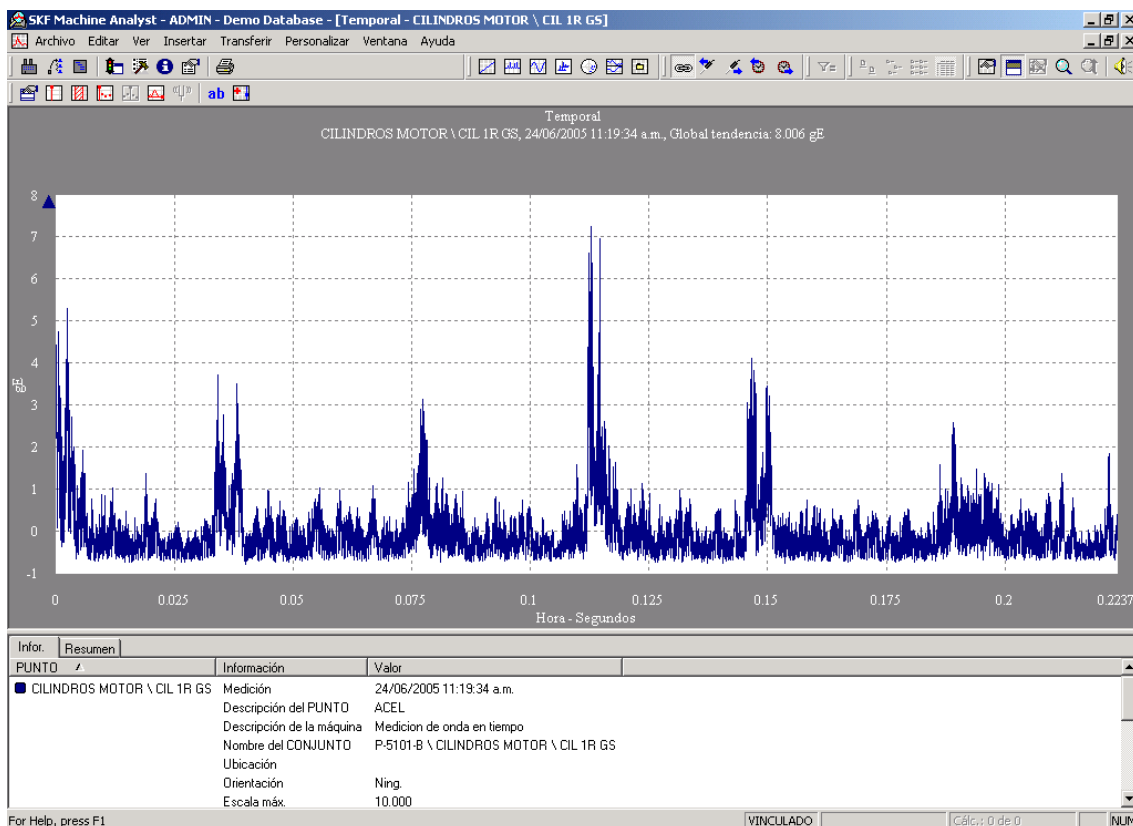


Figura 22. Gráfica de señal de Ultrasonido en motor VHP realizada en 2 ciclos de motor, cilindro 1R motobomba P-5101-B

3.6.3 Análisis de aceite

El análisis de aceites es una de las técnicas predictivas más importantes aplicadas en motores de combustión interna (más eficaz aún que el análisis vibracional), siendo además necesariamente recomendado por el fabricante el monitoreo de la condición de la máquina a través del uso de un buen programa de análisis de aceite. En esta sección se hablará básicamente del tipo de aceite usado para motores a combustión de gas natural, debido a que estos representan el principal ítem de consumo en los mantenimientos

además de el principal motivo de la implementación del monitoreo de análisis de aceites.

Para poder entender las especificaciones que da Waukesha para el aceite lubricante usado en sus motores es necesario primero conocer las funciones que cumplirá el aceite:

- Lubricante
- Viscosidad
- Flujo refrigerante
- Inhibidor de corrosión
- Prevenir el desgaste adhesivo
- Detergente
- Dispersante
- Inhibidor de nitración y oxidación

Desde ya se recalca la diferencia entre los aceites para motores a gasolina o diesel y aceites para motores a gas natural, esta radica básicamente en los aditivos, propiedades así como en los problemas exclusivos en motores de gas natural. Se irán explicando estas diferencias mas adelante.

Naturalmente la base del aceite lubricante juega un papel muy importante en su desempeño, habiendo en el mercado variedad de ellos, desde los

minerales simples y doblemente refinados hasta los sintéticos; sin embargo es necesario usar aditivos para mejorar el desempeño de ciertas propiedades.

3.6.3.1 Aditivos

Por ejemplo, uno de los aditivos crea una ceniza en la cámara de combustión que ayuda a prevenir lo que se conoce como recesión de válvulas, o sea un desgaste prematuro. La ceniza cubre la superficie de contacto entre la válvula y el asiento (lubricación sólida), logrando así mantenerlas separadas y reducir el desgaste, pero sin impedir la transferencia de calor. Esto es debido a que la cantidad de cenizas producidas por la combustión misma es mínima (el gas natural deja pocos residuos) a diferencia de los motores Diesel y a gasolina que dejan depósitos en la cámara. Es por esto que el uso de estos aditivos es exclusivo en lubricantes para motores a gas.

Esta ceniza proveniente de los aditivos metálicos incorporados al aceite tiene una coloración grisácea o blanca. Los lubricantes contienen diferentes niveles de formación de ceniza:

Aceites con un nivel alto (más de 1.5% de ceniza): Waukesha considera esto como un nivel demasiado alto para motores a gas. Por lo general no se recomienda la operación de un motor con un aceite de nivel de ceniza alto a menos que este sea necesario, por ejemplo si el combustible contiene H₂S.

Aceite con un nivel medio (entre 0.5 y 1.5% de ceniza): Waukesha generalmente especifica sus aceites con un nivel medio de cenizas, la mayoría de los motores a gas natural utilizan esta categoría de aceite.

Aceites con un nivel bajo (entre 0.1 y 0.5% de ceniza): Esto se limita solo a motores de aspiración natural o que están equipados con convertidor catalítico.

Aceite sin ceniza (menos de 0.1% de ceniza): Waukesha no recomienda el uso de aceite sin cenizas debido a que puede darse como resultado un desgaste excesivo de la camisa y de los anillos así como una recesión acelerada de las válvulas.

Otra función del aceite es ayudar a enfriar los componentes del motor con los que este entra en contacto, por lo tanto el aceite debe mantener su estabilidad térmica y su viscosidad cuando este se calienta a las temperaturas normales de operación. Por esto otro aditivo necesario es aquel que ayuda a mejorar el índice de viscosidad del aceite.

El aceite ayuda también a neutralizar los ácidos, otro beneficio del contenido de ceniza. Esta propiedad es necesaria ya que ciertos compuestos que forman ácidos, como el H₂S por ejemplo, forman parte de la composición de cierto tipo de gases (como el gas de relleno o de pozo. Ciertos de los productos generados durante la combustión, como los NO_x, también pueden llegar a crear ácidos en el aceite lubricante.

El aceite también mantiene limpio el motor a través de sus aditivos detergentes.

La característica de los aditivos dispersante permite que los sólidos y la suciedad se mantengan en suspensión para que los filtros los puedan remover o sean desechados al realizar el cambio de aceite.

El zinc, otro de los aditivos, ayuda a reducir la oxidación y la nitración del aceite. La nitración y la oxidación son maneras en que el aceite lubricante se deteriora. Se hablarán de estos fenómenos del aceite mas adelante. Los inhibidores en el aceite ayudan a que el aceite no se deteriore tan rápidamente y también previenen la formación de barniz o laca en las superficies calientes del motor.

3.6.3.2 TAN y TBN

Se han mencionado en la sección anterior algunas propiedades del aceite mejoradas por los aditivos, los indicadores de TAN y TBN nos permiten llevar un control de la degradación del aceite por acidez y la reserva con que se cuenta para contrarrestar esa degradación.

El TAN indica la cantidad de ácidos presentes en el aceite. Los compuestos de azufre y cloro que se encuentran en ciertos combustibles forman ácidos en el aceite los cuales son altamente corrosivos. Puesto que los ácidos solamente son solubles en soluciones acuosas, no es posible realizar una prueba de pH en el aceite para medir la acidez. Los laboratorios que hacen análisis de aceites utilizan una escala conocida como TAN (Total

Acid Number, por sus siglas en ingles). Entre mas grande sea el numero, la cantidad de ácidos será mayor.

Los compuestos de cloro y azufre en el combustible son las causas comunes que aumentan el TAN. Sin embargo tenga en cuenta que el TAN solo aumenta después que la reserva alcalina (TBN) del aceite se haya agotado. Formación acelerada de compuestos de oxidación y nitración también causan un aumento en el TAN.

El TBN (Total Basic Number, por sus siglas en ingles) es una escala que indica la reserva alcalina del aceite lubricante, esto nos indica cuanto de la ceniza neutralizante todavía se encuentra en el aceite. No permita que el TBN baje a menos del 30% del valor del aceite nuevo antes de realizar un cambio de aceite.

3.6.3.3 Nitración y Oxidación

Nitración: Los gases de la combustión que se escapan de la cámara de combustión al carter contienen NOx. El NOx contiene NO₂ o bióxido de nitrógeno el cual es absorbido por el aceite lubricante. Este compuesto degrada el aceite y crea lodo y barniz lo cual aumenta la viscosidad del aceite. El barniz se puede depositar en superficies calientes como el área alrededor de los anillos, del pisto o debajo de la corona del pistón, afectando de manera adversa el enfriamiento del pistón.

Entre las causas comunes de la nitración tenemos:

1. *Operar el motor en mezcla pobre para obtener la mejor economía.* Si se ajustan los carburadores del motor para mejor economía (MAC 17:1), los gases del escape tendrán una alta cantidad de NO₂. Estos compuestos de NO₂ entraran al carter en donde se combinaran con el aceite para causar la nitración.
2. *Presiones positivas en el carter debido a fugas de compresión.* Si las fugas de la compresión son ventiladas del carter hacia el exterior, se logra reducir el problema de la nitración. Se recomienda que se ajuste el sistema de ventilación del carter para que opere con un poco de vacío. Para el motor VHP se recomienda una presión de vacío en el carter de entre 1/2 y 1 in H₂O y para el motor VGF entre 1.5 y 3 in H₂O.
3. *Intervalos extendidos de servicio.* La cantidad de nitración en el aceite es acumulativa. Si el análisis de aceite muestra que la nitración va en aumento, los depósitos de barniz aumentaran dramáticamente si se extienden los intervalos de servicio.
4. *Temperatura baja de operación (71 °C mínimo).* Si la temperatura del aceite es baja, el aceite tiende a absorber los compuestos de la nitración a un paso acelerado. Lo mejor es operar a temperaturas de aceite mas altas, pero cuidado, si son muy altas entonces se promueve la nitración.

Oxidación: Los resultados de la oxidación y la nitración son similares, en ambos casos habrá depósito en los pistones de color negro café. Es difícil identificar la diferencia entre los dos sin la ayuda de un análisis de aceite.

Entre las causas comunes de la oxidación tenemos:

1. *Altas temperaturas de operación (93 °C máximo).* Al contrario de las bajas temperaturas que promueven la nitración, las altas temperaturas promueven la oxidación.

2. *Periodo de servicio extendido.* Si se extienden los periodos entre los cambios de aceite, los efectos acumulativos de la oxidación causaran la formación de depósitos.

3.6.3.4 Metales de desgaste

Los metales en esta lista son detectados por el analizador espectrografito. También hemos incluido las posibles fuentes de las cuales estos metales pueden provenir. Entre los metales que se analizan tenemos:

Hierro: camisas, anillos

Plomo: cojinetes y bujes

Cobre: cojinetes y bujes (capa intermedia), ciertos tipos de aditivos

Cromo: ciertos tipos de aditivos

Aluminio: pistones, cojinetes VGF

Niquel: cojinetes y la aleación de las camisas

Estaño: chapado de los cojinetes y los pistones

Silicio: suciedad y polvo del aire, silógenos, aditivos antiespumantes

3.6.3.5 Aditivos del refrigerante y agua

Sodio, boro, potasio: Fuga de refrigerante, puede o no haber presencia de agua. Cuando se encuentran estos elementos es obligatorio realizar una inspección de los cojinetes, ya que el glicol presente en el refrigerante corroe los cojinetes y el cigüeñal.

Agua: La presencia de agua en el aceite siempre es un problema serio. Como ya se menciona se pueden causar serios daños a los cojinetes, sobre todos si también se encuentra glicol.

El aceite se puede contaminar con agua ya sea por una fuga en el sistema de enfriamiento o por condensación de vapor de agua (gases de la combustión). Cuando se detecte el agua y no se encuentren inhibidores como el boro y el sodio, es probable que el agua provenga de la condensación.

Recuerde que los ácidos son solubles en agua, no en aceite.

3.6.3.6 Limites de condensación del aceite lubricante

Basados en las afirmaciones descritas anteriormente y sobre todo en las recomendaciones que da el fabricante para sus motores es que se dan los siguientes límites condenatorios:

Tabla 49. Limites condenatorios del aceite

Viscosidad	Cambio entre -20/30% condición inicial
Punto de inflamación	Inferior a 180 °C
Numero total de bases (TBN)	30% del valor de aceite nuevo
Numero total de ácidos (TAN)	2.5 a 3.0 de incremento del valor e aceite nuevo
Oxidación (Abs/cm)	25
Nitración (Abs/cm)	25
Contenido de agua	Arriba del 0.1% por peso
Glicol	Cualquier cantidad detectable
Metales de desgaste	Según la tendencia
Cloro	900 ppm

En un principio COGA vino trabajando con Shell y su aceite Mysella LA 40 con contenido medio de cenizas, en la actualidad se viene trabajando con Mobil y su serie de aceites Pegasus 805. En el apéndice IV se muestra información de los aceites utilizados en los equipos de estación.

La tabla siguiente muestra los tipos de aceites, cantidad y frecuencia de muestreo por equipo:

Tabla 50. Programa de cambio de aceite y muestreo

EQUIPO	CODIGO EQUIPO	ACEITE	CANT. RESERVO RIO (glns)	HRS. CAMBIO	HRS. MUESTRE O
MOTOR BOMBA A	P – 5101 – A	MOBIL PEGASUS 805	99	1500	750
MOTOR BOMBA B	P – 5101 – B	MOBIL PEGASUS 805	99	1500	750
INCREMENTADOR VELOC. A	R – 5101 – A	MOBILGEAR 626	25	3000	750
INCREMENTADOR VELOC. B	R – 5101 – B	MOBILGEAR 626	25	3000	750
MOTOR GENERADOR A	G – 0101 – A	MOBIL PEGASUS 805	22	1000	500
MOTOR GENERADOR B	G – 0101 – B	MOBIL PEGASUS 805	22	1000	500
MOTOR BOMBA A	P – 5201 – A	MOBIL PEGASUS 805	99	1500	750
MOTOR BOMBA B	P – 5201 – B	MOBIL PEGASUS 805	99	1500	750
INCREMENTADOR VELOC. A	R – 5201 – A	MOBILGEAR 626	25	3000	750
INCREMENTADOR VELOC. B	R – 5201 – B	MOBILGEAR 626	25	3000	750
MOTOR GENERADOR A	G – 0201 – A	MOBIL PEGASUS 805	22	1000	500
MOTOR GENERADOR B	G – 0201 – B	MOBIL PEGASUS 805	22	1000	500
MOTOR BOMBA A	P – 5301 – A	MOBIL PEGASUS 805	99	1500	750
MOTOR BOMBA B	P – 5301 – B	MOBIL PEGASUS 805	99	1500	750
INCREMENTADOR VELOC. A	R – 5301 – A	MOBILGEAR 626	25	3000	750
INCREMENTADOR VELOC. B	R – 5301 – B	MOBILGEAR 626	25	3000	750
MOTOR GENERADOR A	G – 0301 – A	MOBIL PEGASUS 805	22	1000	500
MOTOR GENERADOR B	G – 0301 – B	MOBIL PEGASUS 805	22	1000	500
MOTOR BOMBA A	P – 5401 – A	MOBIL PEGASUS 805	99	1500	750
MOTOR BOMBA B	P – 5401 – B	MOBIL PEGASUS 805	99	1500	750
INCREMENTADOR VELOC. A	R – 5401 – A	MOBILGEAR 626	25	3000	750
INCREMENTADOR VELOC. B	R – 5401 – B	MOBILGEAR 626	25	3000	750
MOTOR GENERADOR A	G – 0401 – A	MOBIL PEGASUS 805	26	1000	500
MOTOR GENERADOR B	G – 0401 – B	MOBIL PEGASUS 805	26	1000	500

En el apéndice IV se muestra un reporte de análisis de aceite de la unidad motor e incrementador de la bomba P-5101-A, cuando se utilizaba aceite Shell y posterior cambio a Mobil.

3.6.4 Análisis de gases de combustión

El análisis de gases es importante para conocer el desempeño del equipo dentro de las condiciones de operación solicitadas al fabricante (carga, velocidad) y corregir la carburación del motor de ser necesario, además las emisiones de gases son monitoreadas para el cumplimiento del plan de manejo ambiental dado por el BID y Medio Ambiente, en los que se controla volumen de las emisiones y la calidad de aire en los sitios de operación.

El monitoreo tiene una frecuencia semestral, para todos los motores de combustión a gas natural y es complementado con los resultados de análisis de aceites.

Con los datos de emisión de gases y conociendo ciertos parámetros que se explicarán mas adelante, es posible hallar la verdadera potencia que desarrollan los motores a diferentes cargas y condiciones de operación (temperatura ambiente, altura del lugar, etc). Así mediante el monitoreo del O₂, CO, CO₂, NO y NO_x cumplimos con los estándares de manejo ambiental y verificamos el desempeño de la máquina. La potencia y el tipo de motor es determinada básicamente por dos condiciones: la composición del combustible y la relación aire combustible.

3.6.4.1 Composición del combustible

Los parámetros del rendimiento del motor se determinan en la fábrica en base a la composición del combustible que se utiliza en el motor. Hay dos propiedades del combustible que son muy importantes: el poder calorífico (BTU) y el índice de detonación (WKI – Waukesha Knock Index). Estos dos parámetros del combustible determinan el tiempo de encendido, el tipo de sistema de combustible, la relación de compresión y la potencia nominal del motor. La composición del combustible también puede incluir otros gases que pueden ser muy perjudiciales para el motor, en la sección 2.3.2 se señalan las características del gas natural utilizado en los motores de estaciones. Como se mencionó, la presencia de gases como compuesto de azufre, cloro, hidrocarburos líquidos, etc, pueden causar daños muy serios al

motor, aunque sea en cantidades muy pequeñas. Como un ejemplo, el límite de contenido de sulfuro de hidrógeno H₂S, uno de los gases que se encuentran comúnmente en los yacimientos de gas natural, es de 1000 ppm (0.1%).

El sistema de número de octanaje fue originalmente creado para combustibles líquidos y estaba limitado en su capacidad de cuantificar adecuadamente las cualidades reales de resistencia a la detonación de los combustibles gaseosos. En octubre de 1996 Waukesha introdujo el Waukesha Knock Index (WKI – Índice de Detonación Waukesha), una herramienta analítica para calcular la resistencia a la detonación de los combustibles gaseosos, en base a un análisis de gas del usuario. Este sistema reemplaza todas las referencias al número de octano y determina con más precisión cómo los diversos combustibles afectan el proceso de combustión. Altos números WKI son buenos, indicando una alta resistencia a la nociva detonación.

Valores WKI Típicos

Gas de relleno	140	Gas Natural Europeo	88
Gas de digestor	125	Metano puro	100
Propano puro	34	Gas Natural de calidad comercial	90


Waukesha brinda un software para el cálculo del WKI como control por parte del usuario:

Waukesha Knock Index Program -- 10/30/2005

File Operations Window

Hydro-Carbons		Vol. or Mole %
CH4	Methane	0.0
C2H6	Ethane	0.0
C3H8	Propane	0.0
I-C4H10	Iso-Butane	0.0
N-C4H10	N-Butane	0.0
I-C5H12	Iso-Pentane	0.0
N-C5H12	N-Pentane	0.0
C6H14	Hexane	0.0
C7H16	Heptane	0.0
C2H4	Ethene	0.0
C3H6	Propene	0.0
Total		0.0

Non Hydro-Carbons		Vol. or Mole %
N2	Nitrogen	0.0
O2	Oxygen	0.0
He	Helium	0.0
CO2	Carbon Dioxide	0.0
CO	Carbon Monoxide	0.0
H2	Hydrogen	0.0
H2S	Hydrogen Sulfide	0.0
H2O	Water	0.0
Total		0.0



Waukesha

WKI™ :

SLHV: BTU/ft³

SLHV: MJ/m³

LHV: BTU/ft³

LHV: MJ/m³

SG:

Caution Messages

Heavy

H2S Concentration

Non CH4 HC Combustibles

Water Vapor

Figura 23. Software Waukesha para determinación del WKI

Un número WKI por sí mismo no es extremadamente útil. El objetivo del WKI es derivar un valor confiable de sincronización del motor, es decir el punto de encendido, el cual se determina mediante una serie de gráficos y curvas dados por el fabricante.

Se muestra a continuación las características del gas natural solicitadas por el fabricante y las que se manejan actualmente:

Tabla 51. Características del gas natural combustible

Parámetro	Condiciones Waukesha	Condiciones actuales
Poder calorífico superior gas	35.38 MJ/m ³	40.5 MJ/m ³
Waukesha Knock Index	> 91	82.75
Contenido de metano por volúmen	93%	88.36%
Potencia ISO Standard Power	75 – 110%	Varia de acuerdo a la carga

3.6.4.2 Relación de la mezcla de aire y combustible (MAC)

Nos referiremos a este término en adelante como MAC. El oxígeno en el aire y los hidrocarburos en el combustible son los componentes importantes de la mezcla aire combustible. Las relaciones típicas de la MAC, que se deben regular según la operación del usuario son:

Mejor Potencia: se usa cuando se requiere la mejor respuesta a la carga o la mayor potencia en tiempo de operación continuo. Esta es una mezcla ligeramente mas rica que el punto estequiométrico, y es usado en los motores VHP y VGF de estaciones.

Estequiométrica: aunque no se utiliza como un ajuste en particular, se tiene en cuenta como punto de referencia en donde la combustión es perfecta.

Mejor Economía: se usa cuando se requiere la mejor economía del combustible. Hay una diferencia de alrededor del 5% en el consumo de combustible entre el ajuste de mejor potencia y mejor economía.

Las tres relaciones descritas representan las tres relaciones mas comunes de un motor estándar (diseño de combustión rica) que son usados en el proyecto. Estas relaciones se encuentran muy cerca del punto estequiométrico (16.09:1). Existen también motores que trabajan con mezclas muy pobres, 24.5:1, 32:1 que son de aplicación para baja presión de suministro como son gases de digestor y de yacimiento (sin tratamiento). A continuación se muestra una tabla en la que se muestran los límites de emisiones y relación de la MAC para nuestra aplicación:

Tabla 52. Límites de emisiones para los motores de combustión series VHP y VGF

MOTOR WAUKESHA VHP										
Modelo	Seteo del carburador	Grms / BHP-Hr				% Observado seco		Mass AFR (MAC)	Volume AFR	Excess Air Ratio
		NOx	CO	NMHC	THC	CO	O₂			
G, GSI	<i>Lowest manifold (best power)</i>	8.5	32.0	0.35	2.3	1.15	0.30	15.5:1	9.3:1	0.97
MOTOR WAUKESHA VGF										
Modelo	Seteo del carburador	Grms / BHP-Hr				% Observado seco		Mass AFR (MAC)	Volume AFR	Excess Air Ratio
		NOx	CO	NMHC	THC	CO	O₂			
G, GSI	<i>Lowest manifold (best power)</i>	12.0	28.0	0.30	2.0	1.1	0.30	15.5:1	9.3:1	0.97

Finalmente la regulación de la MAC en los motores Waukesha de estaciones se da en base a tres pasos:

1. *Presión de suministro de gas*, 2-5 a 3.0 Bar motores VHP y 1.5 – 1.7 Bar motores VGF
2. *Relación de presión gas – aire*, 4:1 in. H₂O, para motores VHP y VGF indistintamente, esta regulación de presión de gas combustible se da

mediante una válvula reguladora ubicada antes de la entrada de gas al carburador.

3. *Relación de masa gas – aire*, es el ajuste final y se da en el carburador mediante el ajuste de un tornillo de regulación. El ajuste del carburador se da en función a dos métodos:
 - a) Observando el porcentaje seco de emisiones de CO y O₂ (dado en la tabla anterior) con un analizador de oxígeno y regulando el tornillo de regulación hasta dejar las emisiones a los valores deseados o,
 - b) Controlando las presiones y temperaturas de los manifolds de entrada de mezcla según se vaya girando el tornillo de regulación, para esto existe un procedimiento que no se describirá por su complejidad y necesaria descripción de la teoría previa acerca de operación de motores a gas.

3.6.4.3 Determinación de la Potencia de Motor BHP

Teniendo como dato la presión del manifold de admisión, las RPM, el índice WKI, la altitud del lugar y el valor de emisión de O₂ en los gases de escape, es posible calcular la potencia que desarrollan los motores Waukesha, a través del software provisto por el fabricante según figura 24:

DRESSER
Waukesha

Waukesha Engine
BHP / IMP Prediction

VHP GSI

VHP Instructions

Clear Menu

Calculate: BHP IMP

Select Engine Model: L5790GSI

Required Inputs:	Engine/Site Values	Multiplier	Resultant
Intake Manifold Pressure (inHG gauge)		10.5	
Intake Manifold Temperature (°F)		-1.01	
Engine Speed (RPM)		0.734	
IMP x RPM		0.0274	
Exhaust Oxygen (dry volume %)		-50.6	
Altitude (ft)		-0.0379	
Intercept	1	178	178
		Calculated Bhp	178
		Calculated kW_b	133
		Calculated BMEP (psi)	
		Calculated BMEP (bar)	

Figura 24. Hoja de predicción de potencia BHP para un motor Waukesha
VHP L5790 GSI

En el apéndice IV se muestra un informe de los resultados de la primera toma de muestras para el análisis de gases realizado en los motores a gas natural de la estación PS3, el equipo utilizado es un analizador portátil TESTO 300 XLI, con celdas químicas de O₂, NO_x y CO.

CAPÍTULO IV

GESTIÓN DEL MANTENIMIENTO

La función del mantenimiento busca en términos generales:

- Garantizar valores aceptables de riesgo, reduciendo la probabilidad de presencia de fallas – confiabilidad, y/o minimizando las consecuencias de las fallas.
- Recuperar la operatividad del sistema, una vez que se ha producido la falla (mantenibilidad).
- Incrementar la continuidad operacional (disponibilidad) de los activos.

Identificando estrategias efectivas de mantenimiento que permitan, reducir/eliminar los factores que provocan los eventos de falla en el contexto operacional (actividades tales como: sustitución, reparación, restauración, renovación).

La forma que se puede verificar que la gestión de mantenimiento esta cumpliendo con estos objetivos, es evaluando los resultados obtenidos de los tres indicadores básicos:

- Confiabilidad (R(t))
- Disponibilidad (A)
- Mantenibilidad (M(t))

Además de estos indicadores los siguientes índices básicos también son útiles al momento de hacer una evaluación, las figuras 25 y 26 muestran estos índices básicos y su significado mediante un gráfico para un mayor entendimiento:

Estimación de los tiempos promedios



Figura 25. Índices básicos para el control de tiempos

Representación gráfica de los tiempos

T_o = Tiempo Operativo
 TFS = Tiempo Fuera de servicio
 TEF = Tiempo Entre Fallas
 TFC = Tiempo Fuera de Control

$$TEF_i = T_{o_{i-1}} + TFS_i$$

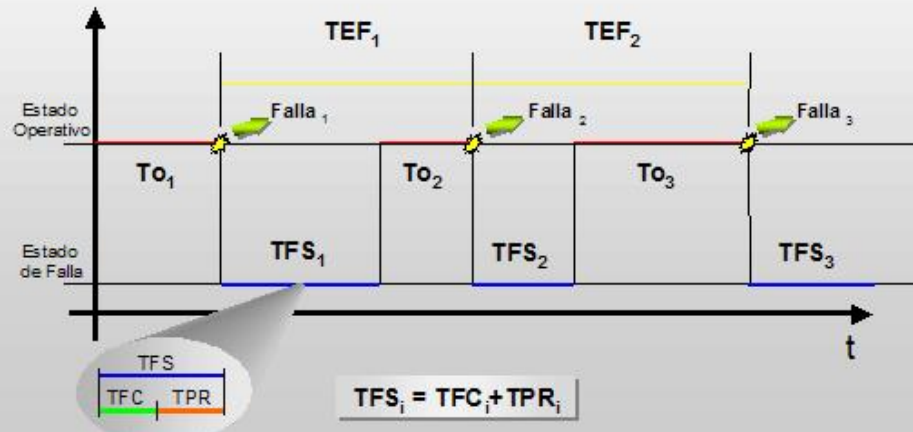


Figura 26. Representación gráfica de los tiempos

COGA inicio sus operaciones el 20 de agosto del 2004, los primeros seis meses consistieron básicamente a culminar los pendientes de obra y afinar los sistemas para la operación, durante este periodo, que podríamos llamar de infancia, surgieron varios problemas no solo en las estaciones sino en el sistema en general, básicamente con el control y fallas prematuras de algunos componentes, lo que originaban paros imprevistos y demoras en el transporte, además de ajustar la logística de almacenes, transportes, campamentos y bases, personal (selección y capacitación), etc. Aunque el SAP esta implementado en las estaciones y se ha capacitado al personal, aún no se esta reportando en su totalidad, todas las actividades, especialmente las correctivas que incluyen paradas de equipo; también están pendientes de carga en el SAP el listado de repuestos codificados a

los planes de mantenimiento, tal que las ordenes de trabajo puedan ser emitidas con un costo planificado y cerrados con un costo real por repuestos.

Por estas razones, es que recién a mediados del mes de Julio, se empezó a compilar la información estadística referente a mantenimiento, para la evaluación de indicadores de gestión, teniendo a la fecha información referente a los meses de Julio a Diciembre del 2005, de los cuales solo se esta evaluando al momento la disponibilidad, rendimiento, eficacia global y porcentaje de utilización del sistema. Indicadores como Confiabilidad, MTBF (tiempo medio entre fallas), MTTR (tiempo medio de reparación) requieren de una mayor información estadística e histórica.

Por lo tanto, el propósito de esta sección es describir los conceptos y la manera en que se intenta llevar la gestión del mantenimiento, así como los índices que se manejan y se esperan implementar para futuro.

4.1 Disponibilidad

La disponibilidad es una característica que resume cuantitativamente el perfil de operabilidad de un elemento. Representa el porcentaje del tiempo disponible (de uso) del activo en un periodo determinado. Es una medida importante y útil en casos en los que el usuario tiene que tomar decisiones con respecto a la adquisición de un elemento entre varias posibilidades alternativas.

La disponibilidad relaciona básicamente los tiempos promedios de reparación de las fallas (MTTR/TPPR - mantenibilidad) y los tiempos

promedios operativos (MTTF/TPO – confiabilidad) depende de la tasa de fallas.

4.2 Tasa de rendimiento

La tasa de rendimiento de una planta o equipo expresa la tasa de producción como porcentaje de la tasa de producción estándar.

La tasa de producción estándar es equivalente a la capacidad de diseño de la planta o equipo y es la capacidad intrínseca de una planta o equipo en particular.

4.3 Tasa de calidad

La tasa de calidad expresa la cantidad de producto aceptable. La tasa de calidad es aplicada plantas de manufactura, fabricación y ensamble. Para la aplicación de transporte la tasa de calidad es 1, ya que el transporte no es un negocio de transformación.

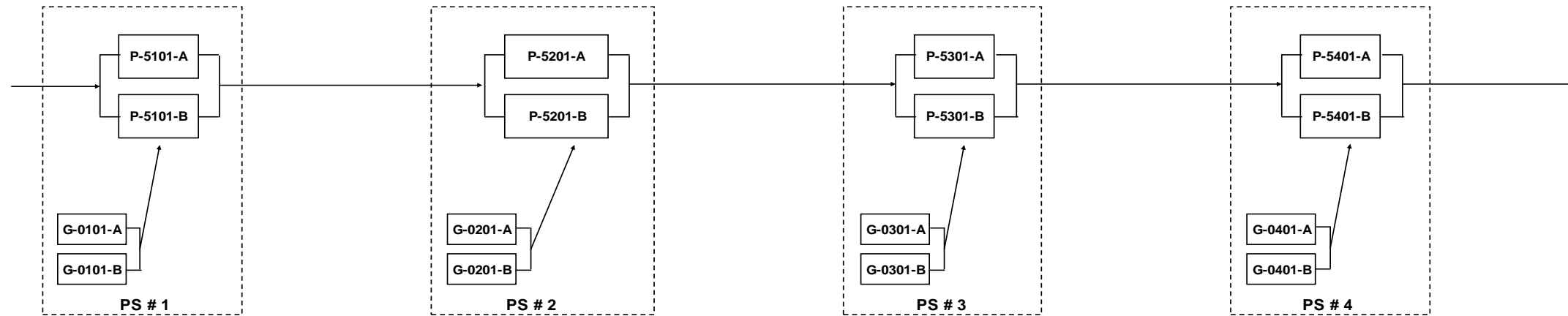
4.4 Eficacia Global de Planta (OEE)

La eficacia global de la planta (Overall Equipment Effectiveness – OEE) es el producto de la disponibilidad, la tasa de rendimiento y la tasa de calidad. Es un indicador global de la condición de una planta que toma en cuenta el tiempo de operación, el rendimiento y la calidad. Puede utilizarse para evaluar la eficacia con la que se utiliza la planta y se añade valor.

4.5 Tablero de Comando

En la página siguiente se presenta los conceptos que se manejan para la elaboración del Tablero de Comando de los equipos, por sistema (sistema de bombeo y sistema de generación), por estación y por las cuatro estaciones en conjunto. Estos valores se calculan de manera diaria para llevar una tendencia en el mes. El promedio mensual es calculado sumando todos los tiempos de paro, de reserva, fuera de servicio, etc., de manera individual total del mes y de manera individual por equipo y después se aplica las mismas ecuaciones como si fuera un cálculo diario. Esto es más preciso y más significativo que sacar un simple promedio matemático de disponibilidad, rendimiento y OEE de todos los días en el mes.

Tabla 53. Formulas para el cálculo de la disponibilidad, rendimiento y efectividad global de los equipos, estación y sistema



<p>DISPONIBILIDAD DE EQUIPOS</p> $D_E = \frac{\text{Hs Servicio} + \text{Hs Reserva}}{\text{Hs Servicio} + \text{Hs Reserva} + \text{Hs Fuera de servicio} + \text{Hs Mantto prog.}}$ <p>Hs. Reserva: Periodo en stand-by de los equipos</p> <p>Hs. Mantto prog.: Periodo de tiempo que comprende los tiempos de paro por trabajos de mantenimiento preventivo programados</p> <p>Hs. Fuera de servicio: Periodo de tiempo que comprende los paros debido a mantenimientos correctivos, fallas de sistema de control y fallas de sistemas auxiliares que afectan directamente las bombas principales (excepto los generadores):</p> <ul style="list-style-type: none"> - UPS - Tableros electricos - Sistema recirculación - Sistema de gas combustible - Fallas de comunicación y PLC 	<p>TASA DE RENDIMIENTO DE EQUIPO</p> <p><u>BOMBA</u></p> $R_E = \frac{\text{Tasa media actual de producción}}{\text{Tasa de producción estándar}}$ <p>Tasa media actual de producción = $\frac{\text{Volumen diario bombeo (flujo promedio día una bomba)}}{\text{Hs Servicio}}$</p> <p>Tasa de producción estándar = 166 m³/h (25000 BPD)</p> <p><u>GENERADOR</u></p> $R_E = \frac{\text{Tasa media actual de producción}}{\text{Tasa de producción estándar}}$ <p>Tasa media actual de producción = kW-h mes</p> <p>Tasa de producción estándar = 187200 kW-h</p>	<p>EFFECTIVIDAD GLOBAL DE LOS EQUIPOS</p> $OEE_E = D_E \times R_E$ <p>OEE: Overall Equipment Effectiveness</p>
<p>DISPONIBILIDAD DE SISTEMA POR ESTACIÓN</p> <p><u>BOMBAS</u></p> $D_{BOMBAS} = \frac{D_A + D_B}{2}$ <p><u>GENERADORES</u></p> $D_{GENERADORES} = 1 - (1 - D_A)(1 - D_B)$	<p>TASA DE RENDIMIENTO DE SISTEMA POR ESTACIÓN</p> <p><u>BOMBAS</u></p> $R_{BOMBAS} = \frac{\text{Hs serv. A} \times Q_{Aprom} + \text{Hs serv. B} \times Q_{Bprom}}{166 \times (\text{Hs serv. A} + \text{Hs serv. B})}$ <p><u>GENERADORES</u></p> $R_{GENERADORES} = \frac{\text{kW-h día}}{187200 \text{ kW-h mes}}$	<p>EFFECTIVIDAD GLOBAL DE SISTEMAS POR ESTACIÓN</p> <p><u>BOMBAS</u></p> $OEE_{BOMBAS} = D_{BOMBAS} \times R_{BOMBAS}$ <p><u>GENERADORES</u></p> $OEE_{GENERADORES} = D_{GENERADORES} \times R_{GENERADORES}$
<p>DISPONIBILIDAD DE ESTACION (PSs)</p> $D_{ESTACION} = D_{BOMBAS} \times D_{GENERADORES}$	<p>TASA DE RENDIMIENTO DE ESTACION (PSs)</p> $R_{ESTACION} = R_{BOMBAS}$	<p>EFFECTIVIDAD GLOBAL DE ESTACIÓN (PSs)</p> $OEE_{ESTACION} = D_{ESTACION} \times R_{ESTACION}$
<p>DISPONIBILIDAD SISTEMA DE BOMBEO (ESTACIONES)</p> $D_{SISTEMA BOMBEO} = D_{PS\#1} \times D_{PS\#2} \times D_{PS\#3} \times D_{PS\#4}$	<p>TASA DE RENDIMIENTO DE SISTEMA DE BOMBEO (ESTACIONES)</p> $R_{SISTEMA BOMBEO} = R_{BOMBAS}$	<p>EFFECTIVIDAD GLOBAL DE SISTEMA DE BOMBEO</p> $OEE_{SISTEMA BOMBEO} = D_{SISTEMA BOMBEO} \times R_{SISTEMA DE BOMBEO}$
	<p>TASA DE UTILIZACION DEL SISTEMA DE BOMBEO</p> $U_{SISTEMA} = \frac{\text{Volumen diario (BPD)}}{500000 \text{ BPD}}$	

Figura 27. Tablero de comando mes de Julio 2005

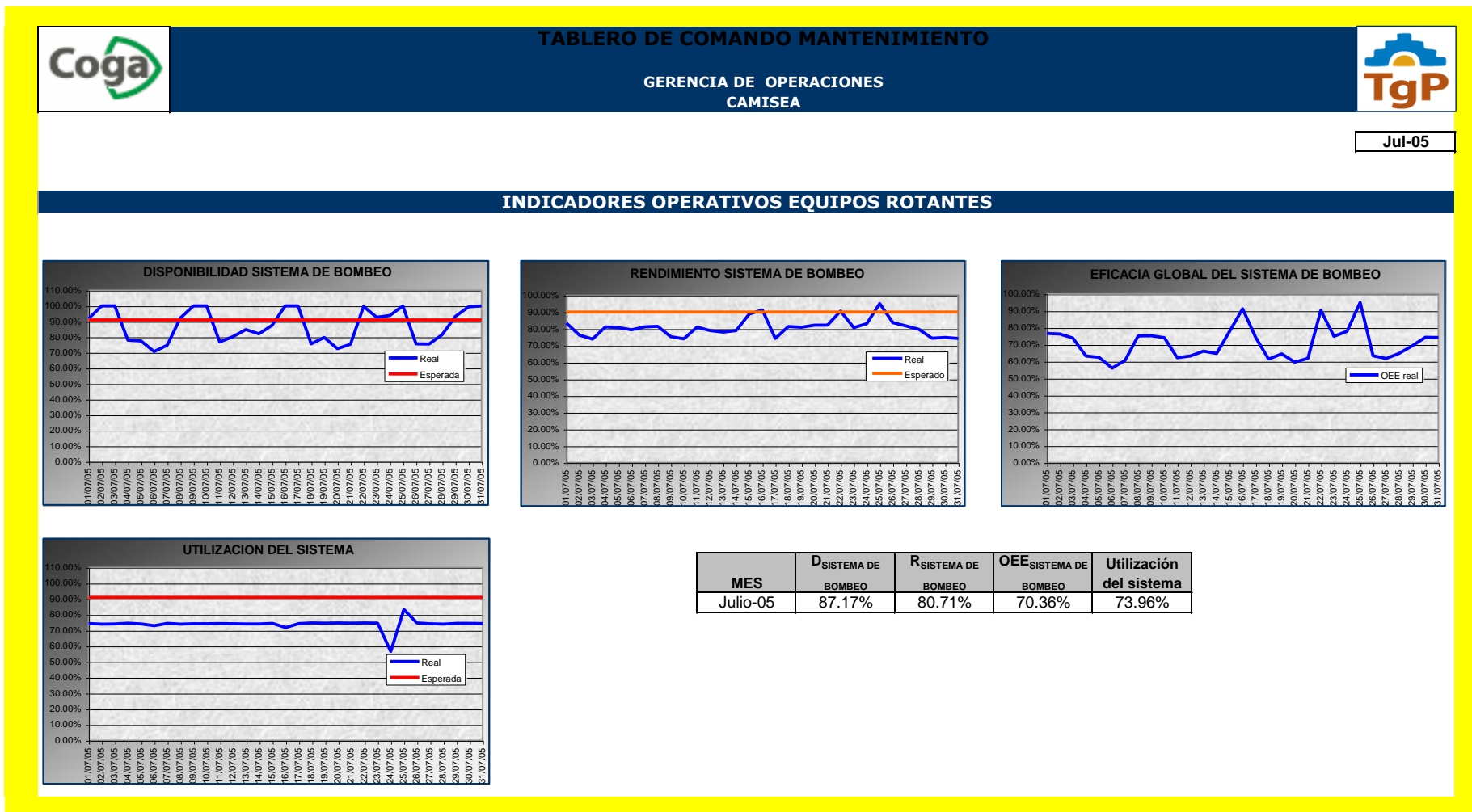


Figura 28. Tablero de comando mes de Agosto 2005

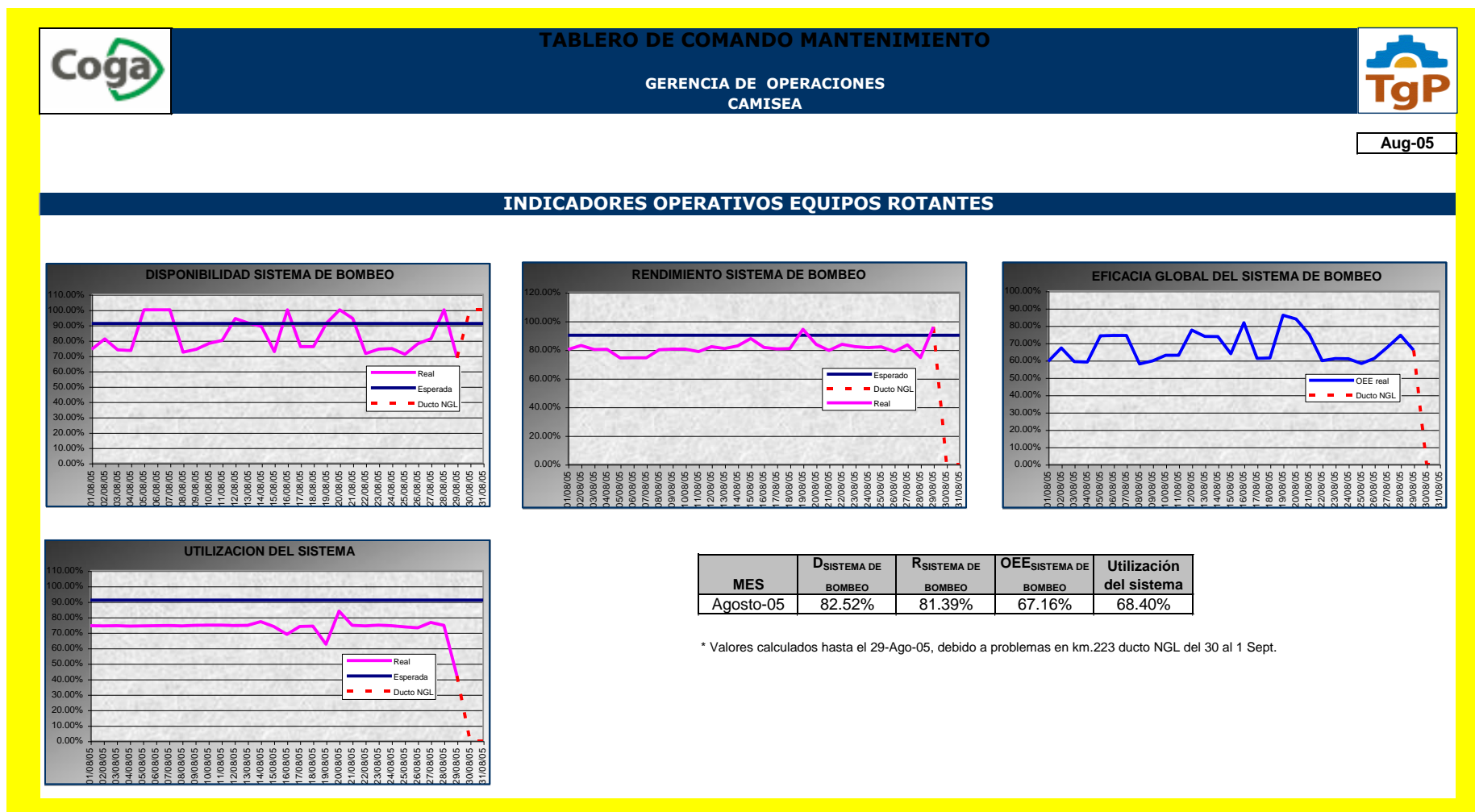


Figura 29. Tablero de comando mes de Septiembre

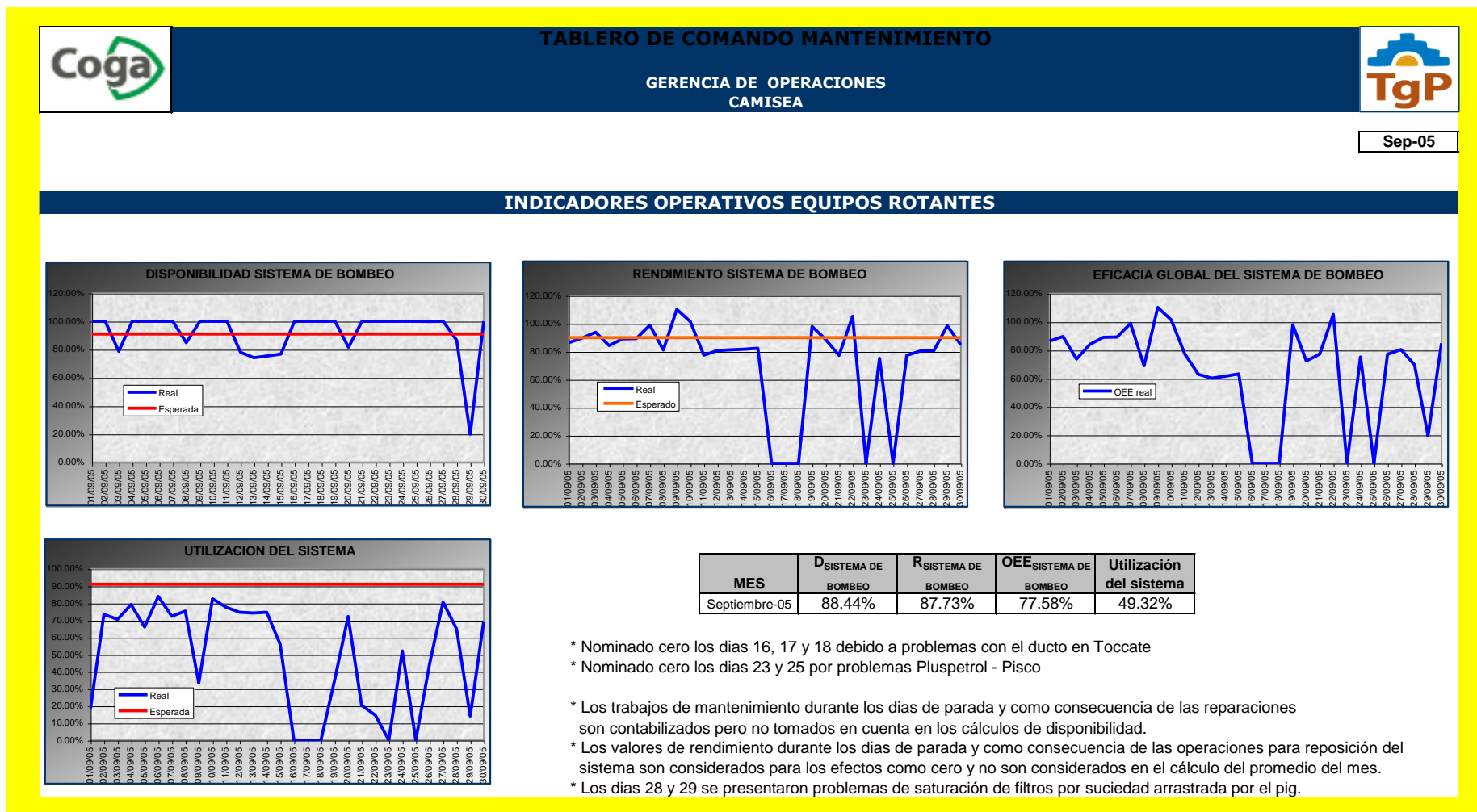


Figura 30. Tablero de comando mes de Octubre

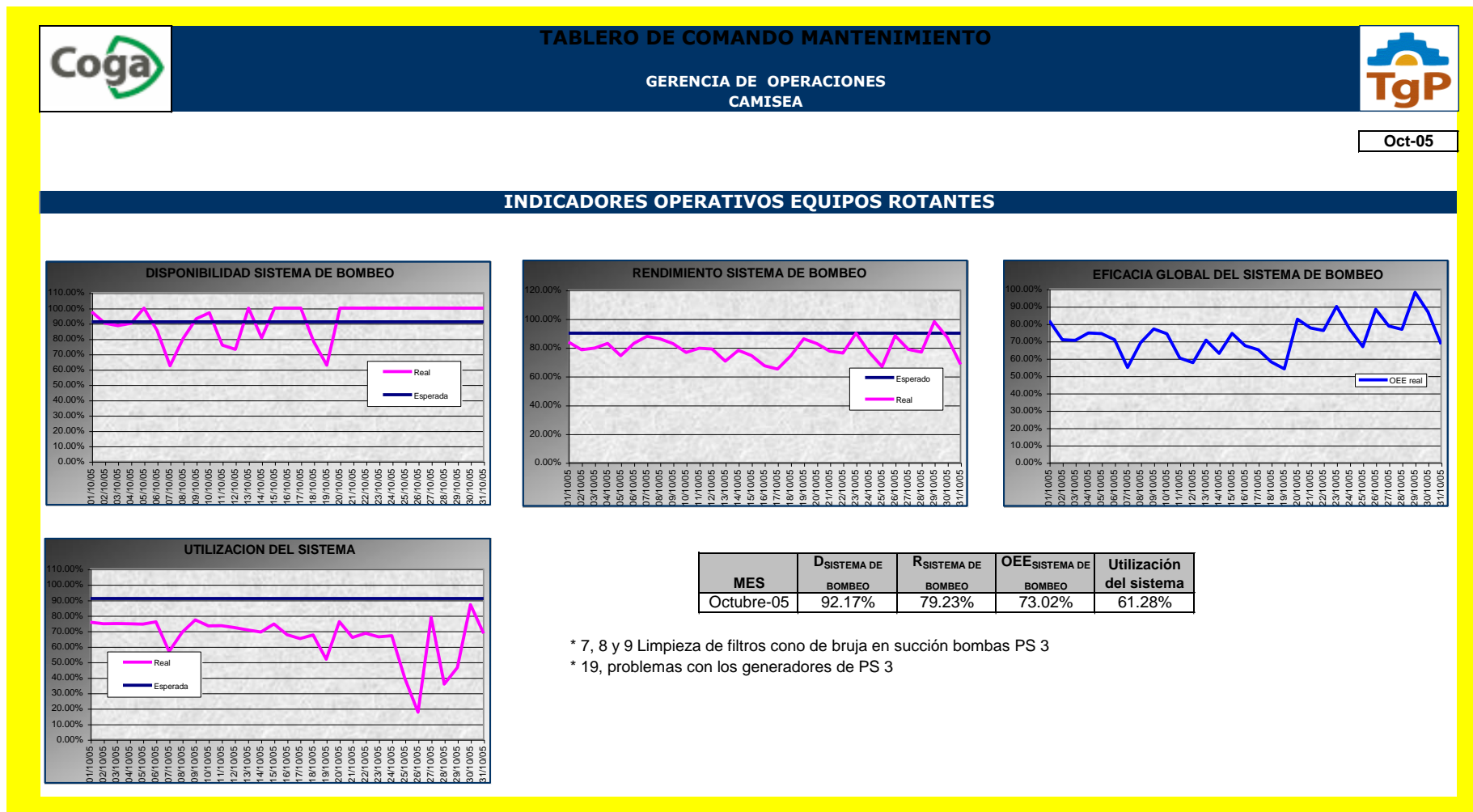


Figura 31. Tablero de comando mes de Noviembre

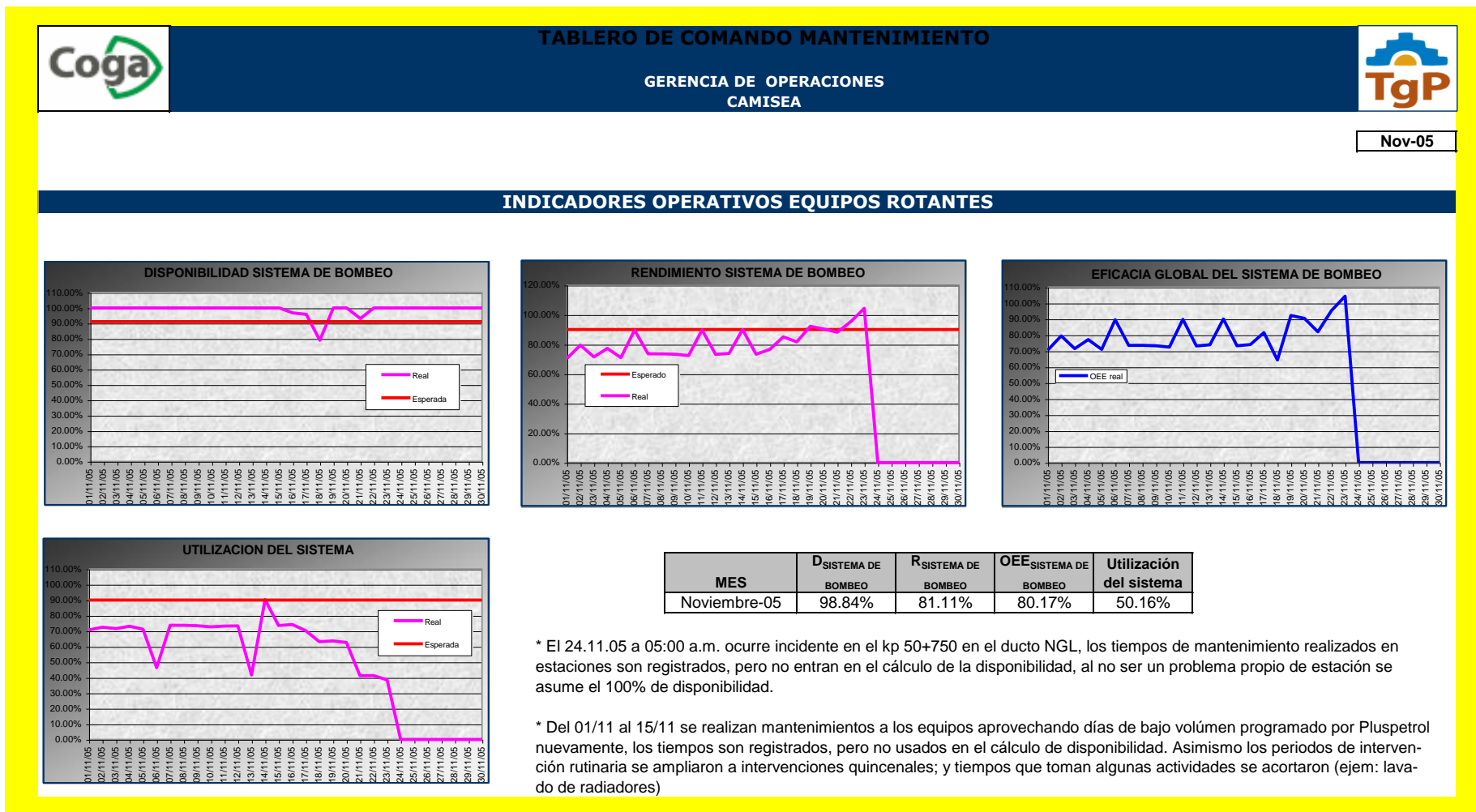
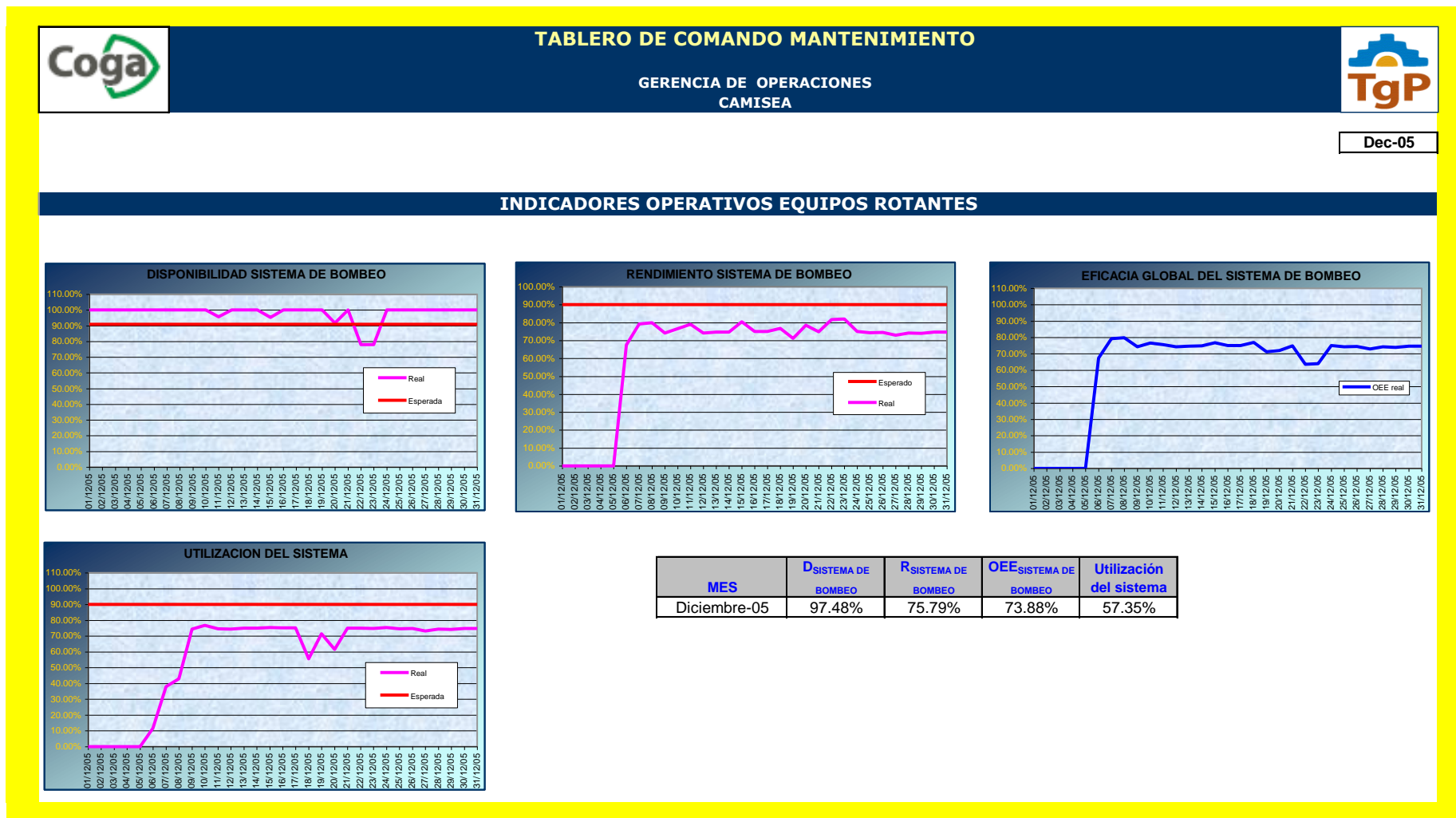


Figura 32. Tablero de comando mes de Diciembre



De los resultados del mes de Julio a Diciembre 2005, se pudieron obtener dos conclusiones importantes:

La primera fue que las frecuencias de mantenimiento eran muy elevadas, haciéndose intervenciones casi a diario, lo que se veía reflejado en la disponibilidad. Se hizo una revisión de las actividades involucradas y se concluyó que muchas de estas podían hacerse con la unidad en marcha.

La segunda conclusión fue que los tiempos de intervención eran altos. La construcción de facilidades para el mantenimiento y otros dispositivos ayudaron a reducir estos tiempos.

Durante las reparaciones del ducto de LGN durante los meses de Agosto, Septiembre, Noviembre y Diciembre, que involucraron paradas de bombeo, se realizaron intervenciones en los equipos, estos tiempos de mantenimiento no fueron contabilizados para los cálculos de disponibilidad (las estaciones de bombeo no fueron la causa de la parada del sistema), por lo que durante esos días se considero la disponibilidad como 100%.

Los indicadores mencionado, solo nos muestran el desempeño operativo de los equipos y sistema, pero no proporcionan otra información, como: planeamiento, utilización de recursos, evaluación de costos. Para esto, en la tabla 54 se muestran los índices que se implementarán a corto plazo en el sector mantenimiento y que permitirán llevar control de toda la información operativa, de costos, planeamiento e histórica, a la vez que facilitará la toma de decisiones por parte de la gerencia.

Tabla 54. Indicadores del área de mantenimiento

INDICADORES DE MANTENIMIENTO de COGA S.A.C

INDICADOR	DESCRIPCIÓN	FORMULA	¿COMO SE CALCULA?	
TCU (Tasa de costo unitario)	Costo de Mantenimiento por BOE (\$/BOE)	TCU = [Costo real de Mant] / [Transporte en BOE]	Costo real de Mant:	Transporte en BOE
			Mant. de Vehículos Mant. de Motores Mant. de Caminos Lubricantes Mant. de Edificios Mant. de Superficie Mant. De Cañerías Materiales de Inst. Materiales de Elect. Materiales de Mec. Alquiler de Helicópteros Serv. Contratados Varios	Expresada en Mm3
TCM (Tasa de Costo de Mantenimiento)	Costo de Mant. vs Costo de Operativo. (%)	TCM = [Costo real de Mant.] / [Costo real Operativo]	Costo real de Mant:	Costo real Operativo:
			Mant. de Vehículos Mant. de Motores Mant. de Caminos Lubricantes Mant. de Edificios Mant. de Superficie Mant. De Cañerías Materiales de Inst. Materiales de Elect. Materiales de Mec. Alquiler de Helicópteros Serv. Contratados Varios	Gastos automotores Transp. cargas líq. y solidas Mant. de Caminos Servidumbres Combustibles y Lubricantes Gastos de Empleo Atención de Inst. Superficie Gastos de Oficinas Donaciones Salarios y Beneficios Seguros Servicios Contratados Gastos de Viajes Seguridad y Medio Ambiente Costos asoc. con Inversiones
Ordenes de Trabajo	OT Correctivas (%)	OT Correctivas = [Hs/h OT Correctivas] / [Σ Hs/h (OT Correctivas + OT Preventivas + OT Predictivas)] * 100		
	OT Preventivas (%)	OT Preventivas = [Hs/h OT Preventivas] / [Σ Hs/h (OT Correctivas + OT Preventivas + OT Predictivas)] * 100		
	OT Predictivas (%)	OT Predictivas= [Hs/h OT Predictivas] / [Σ Hs/h (OT Correctivas + OT Preventivas + OT Predictivas)] * 100		
MTBF (hs) y MTTR	Tiempo Medio entre Fallas y Tiempo Medio Para la	MTBF = Se obtiene directamente por una función específica de SAP por equipo o ubicación		

	Reparación, en horas	técnica.		
--	----------------------	----------	--	--

4.6 **TPM**

El TPM (Mantenimiento Productivo Total) es una forma de mantenimiento productivo que involucra a todos los empleados de una planta o empresa y es tan famosa su difusión básicamente por tres razones: garantiza drásticos resultados, transforma visiblemente los lugares de trabajo y eleva el nivel de conocimiento y capacidad de los trabajadores de producción y mantenimiento.

Entre los resultados tangibles, se puede mencionar que las empresas que ponen en practica el TPM invariablemente logran resultados sobresalientes, particularmente en la reducción de averías de los equipos, la minimización de los tiempos en vacío y pequeñas paradas (esto es indispensable en las instalaciones diseñadas para trabajar sin personal); en la disminución de defectos y reclamaciones de calidad; en la elevación de la productividad, reducción, reducción de los costes de personal, inventarios y accidentes; y en la promoción de la implicación de los empleados.

En cuanto a la transformación del entorno de planta, a través del TPM una planta sucia, oxidada cubierta de aceite y grasa, con fugas de lubricantes y polvo, puede transformarse en un entorno de trabajo grato y seguro. Los clientes y otros visitantes quedan gratamente impresionados por estos

cambios, y aumenta su confianza en los productos y en la calidad de la gestión de la planta.

En cuanto al cambio en los trabajadores. Conforme las actividades de TPM empiezan a rendir resultados concretos (mejorando el entorno de trabajo, minimizando las averías, mejorando la calidad, reduciendo los tiempos de cambio de útiles, etc.), los trabajadores se motivan, aumentan su integración en el trabajo, y proliferan las sugerencias de mejora. Las personas empiezan a pensar en el TPM, como parte necesaria de su trabajo cotidiano.

El TPM ayuda a los operarios a entender su equipo y amplía la gama de tareas de mantenimiento que pueden practicar. Les da oportunidad de hacer nuevos descubrimientos, adquirir conocimientos, y disfrutar de nuevas experiencias. Refuerza la motivación, genera interés y preocupación por el equipo, y alimenta el deseo de mantener el equipo en óptimas condiciones.

Siguiendo estos lineamientos, pero con la siguiente salvedad: Que no existe personal de operación y personal de mantenimiento por separado, el personal de estaciones es netamente para mantenimiento y apoyo en contingencias de operación, debido a que los equipos son operados remotamente. En otras palabras, son operadores – mantenedores.

Entonces, considerando que el TPM es creado básicamente para integrar las áreas operativas y de mantenimiento, y bajo el concepto de mantenimiento autónomo, tal que los operadores de campo puedan entender

y comprender el funcionamiento de sus equipos y asumir ciertas labores de mantenimiento a la vez que el plan de TPM esta dirigido también a plantas que llevan años de funcionamiento, sin una estructura, sin un plan de mantenimiento preventivo, sin información técnica de los equipos y sin un control estadístico e historial adecuado; una adaptación del concepto de TPM es necesaria.

Por esto, un replanteamiento del TPM considerando: la estructura del sector mantenimiento, los alcances y responsabilidades del personal tanto de operación como de mantenimiento, equipos nuevos, se cuenta con la información técnica necesaria desde el inicio, se mantiene el contacto permanente con los proveedores y fabricantes para soporte técnico, el personal de estaciones es netamente de mantenimiento (no existe personal de operaciones en campo), existe un plan de mantenimiento preventivo y predictivo ejecutándose, un sistema de administración de mantenimiento (SAP), existencia de instructivos y procedimientos de mantenimiento, entre otros criterios permiten adecuar el concepto del TPM, reduciendo algunos pasos y adelantando otros.

Por ello este concepto de TPM, apunta primero a reforzar todas estas ventajas y logros que se tienen al momento, culminando su implantación en algunos casos y estandarizándolos en otro. Como segundo objetivo esta la introducción de mejoras orientadas a reducir fallas y corregir los puntos débiles en el proceso y en el mantenimiento. Un tercer objetivo a futuro es la administración y control de fallas.

Posteriormente y después que el programa se haya afianzado, se puede dar el siguiente paso hacia el mantenimiento centrado en la confiabilidad (RCM).

A continuación se presenta un cuadro que muestra la implementación de las tres primeras etapas, que se busca aplicar en un inicio a un equipo en especial: el motor Waukesha VHP de la bomba de LGN.

Tabla 55. Plan TPM

PLAN TPM	
Motobombas Waukesha VHP 5790 GSI	
ETAPA 1	<p>PREPARAR PLAN DE ACCION PARA CADA ETAPA</p> <ul style="list-style-type: none"> Planificar el desarrollo paso a paso de cada etapa Definir las responsabilidades de los Líderes de grupo <p>PREPARAR REGISTROS DEL EQUIPO</p> <ul style="list-style-type: none"> Revisar y actualizar el instructivo de mantenimiento del equipo así como la hoja de check list de servicio Completar los registros para cada equipo - Cargar en SAP los atributos de cada equipo Actualizar lista de stocks y de materiales Preparar el "Historial de Fallas" del equipo - Cargar en SAP los Avisos completos y las OT Preparar "Historial de Reparaciones" del equipo - Completamiento de las Acciones y Medidas en los Avisos SAP <p>EVALUAR EL EQUIPO Y SELECCIONAR EQUIPO PM</p> <ul style="list-style-type: none"> Marcado el equipo como tal - Distinguir de los demás equipos con señalización <p>REALIZAR EL RANKING DEL EQUIPO</p> <ul style="list-style-type: none"> Definir claramente las Fallas del Equipo. (Intervenciones de Mto.) - Clasificar de acuerdo a la Matriz de Fallas Analizar las Deficiencias y los Paros Menores del equipo Analizar las Fallas de Proceso del equipo. <p>COMPRENDER CONDICIONES Y NIVEL DE MANTENIMIENTO</p> <ul style="list-style-type: none"> Clasificar y graficar los Paros Menores Determinar la Frecuencia y Severidad de las Fallas ABC y graficar Determinar el MTBF de cada equipo y planta Determinar los costos de Mantenimiento. Separarlos por Mano de Obra y por Repuestos <p>PUNTOS DE REFERENCIA Y OBJETIVOS ESTABLECIDOS</p> <ul style="list-style-type: none"> Establecer puntos de referencia y objetivos de mejoras para las fallas, deficiencias y paros menores Establecer puntos de referencia y objetivos para el MTBF Establecer puntos de referencia para la relación de mant. a la falla y preventivo
ETAPA 2	<p>ESTABLECER CONDICION BASICA</p> <ul style="list-style-type: none"> Crear OPL's para enseñar a nuevos trabajadores: Temas: Estado Optimo e ideal del equipo y Funciones Grales del equipo y componentes, lubricación general Preparación de formatos check list, planillas visuales de control - Inspección con los 5 sentidos

	<p>Guiar a los grupos de mantenimiento en la eliminación de las Fuentes de Contaminación</p> <p>Entrenar al personal en los Estándares de Lubricación e Inspección</p> <p>CONducir actividades de mejoramiento enfocado para corregir puntos débiles y extender la vida útil</p> <p>Seleccionar temas de Mejoramiento.</p> <p>Estandarizar Lubricantes</p> <p>Utilizar técnicas de análisis de fallas Por qué-Por qué</p> <p>Corregir los puntos débiles del diseño</p> <p>Reaplicar las mejoras a los puntos débiles - Mejora continua (Kayzen): Aplicar 8 Pasos del Libro</p> <p>TOMAR MEDIDAS PARA PREVENIR QUE OCURRAN FALLAS "A" IDENTICAS O SIMILARES</p> <p>Realizar análisis de fallas PQ-PQ en fallas A y B</p> <p>Aplicar diagrama de flujo de prevención de ocurrencia (Falla Inesperada)</p> <p>Investigar posibles fallas similares en otros equipos y realizar acciones para prevenirlas.</p> <p>Diagramar el Flujo del Proceso para prevenir la recurrencia de roturas.</p> <p>Documentar las medidas de prevención y los análisis de fallas.</p> <p>INTRODUCIR MEJORAS PARA REDUCIR FALLAS DEL PROCESO</p> <p>Estudio de casos de fallas pasadas y evaluar medidas de corrección a largo plazo</p> <p>Analizar y documentar cada Falla de Proceso</p> <p>Identificar e inspeccionar los componentes con mayor cantidad de fallas</p>
<p>ETAPA 3</p>	<p>CONSTRUIR UN SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE DATOS DE FALLAS</p> <p>Chequear la información clave en ACCIONES y MEDIDAS de los Avisos SAP</p> <p>Emitir reportes diarios para discusiones matutinas. Realizar reuniones matutinas</p> <p>Realizar reuniones semanales para canalizar fallas A y B que fueron tomadas temporariamente</p> <p>Considerar acciones para prevenir recurrencias</p> <p>Realizar informes mensuales de avances de TPM</p> <p>Generar listas de fallas del equipo y resúmenes mensuales de fallas</p> <p>CONSTRUIR UN SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE MANTENIMIENTO DEL EQUIPO</p> <p>Actualizar y revisar periódicamente el Historial de Mantenimiento del equipo</p> <p>Reflejar las fallas en el Historial de los equipos</p> <p>Revisar los Avisos/OT's de los equipos</p> <p>Revisar y actualizar los planes de mantenimiento de los equipos</p> <p>Realizar y revisar los reportes de servicios</p> <p>Revisar y actualizar Check-List para los servicios de los equipos.</p> <p>CONSTRUIR UN SISTEMA DE ADMINISTRACION DEL PRESUPUESTO DEL EQUIPO</p> <p>Preparar Indicador de costo actual referido a costos anteriores, por equipo</p> <p>Controlar los costos pronosticados con los reales del mantenimiento preventivo</p> <p>Preparar los pronósticos de vida de los equipos</p> <p>Preparar un indicador de MTBF actual referido a períodos anteriores</p> <p>ACTUALIZACION DE INFORMACIÓN TÉCNICA, PLANOS Y DATOS TECNICOS (En desarrollo)</p> <p>Tablas de comparación...</p> <p>Sistemas de administración de tecnología...</p> <p>Sistema de control de diseño...</p>
<p>CONTROL</p>	<p>INDICE DE ASISTENCIA TPM-PLA: CRAP/CRPP</p> <p>INDICE DE CUMPLIMIENTO DE OPL's: COC/(2*PP)</p> <p>INDICE DE ANALISIS POR QUE-POR QUE</p> <p>CANTIDAD DE PARADAS NO PROGRAMADAS</p> <p>INDICE DE EFECTIVIDAD EN RESOLUCION DE FALLAS</p>

Referencias: CRAP: Cant. Reuniones Asistidas Planeado; CRPP: Cant. Reuniones Programadas Planeado; COC: Cant. OPL creadas + dictadas; PP: Personal de planta;

Actualmente varios de estos puntos han sido tocados y desarrollarlos sin considerar este orden por etapas, como por ejemplo: elaboración de estándares e instructivos, listados de repuestos y catalogación, implementación de sistemas de avisos y reportes, check-list de equipos, etc. Lo que se quiere lograr con la tabla dada es ir consolidando todo lo desarrollado al momento y empezar a trabajar en base a un orden dado, de tal manera que se logre una estandarización del mantenimiento.

Para determinar la severidad de las fallas se muestra el siguiente cuadro que es una matriz de análisis de fallas:

Tabla 56. Matriz de clasificación de fallas

CRITERIO DE CLASIFICACION DE FALLAS					
Elemento de Evaluación	CRITERIO DE EVALUACIÓN			Clasificación	Clasificación Final de la Falla
	Clase A	Clase B	Clase C		
Seguridad y polución del entorno	La falla causó problemas de seguridad y medio ambiente al área circundante		La falla no causó problemas de seguridad y medio ambiente al area circundante	C	A
Operación del Equipo	Opera las 24 Hr.	Opera de 7 a 14 Hr.	Opera Intermitentemente	A	
Consecuencias operacionales	La falla produjo un paro de planta completo	La falla produjo un paro del sistema afectado	Existe una unidad de reserva ó provocó una deficiencia sin paro	A	

COSTOS DE MANT. Mano de obra + Repuestos	Costo de reparación mayor a \$2000	Costo de reparación entre \$400 y \$2000	Costo de reparación menor a \$400	B	
--	------------------------------------	--	-----------------------------------	----------	--

En donde las fallas al medio ambiente son las de mayor peso, si esta es A, no importa las demás clasificaciones, el resultado final siempre será una falla tipo A.

Después siguen en prioridad Operación del Equipo, Consecuencias Operacionales y Costos de Reparación y Mantenimiento, siempre y cuando Daños al Medio Ambiente tenga prioridad C, la clasificación variará en base a los valores que se seleccionen para cada rubro.

Para el análisis de fallas, se utiliza el método del Porqué – Porqué, para llegar a la causa raíz de la falla. En la figura 33 se presenta un ejemplo de aplicación de este método referido a la falla de rotura de un eje de un rotor de un motor eléctrico.

La figura 34 muestra un check list implementado para la inspección en funcionamiento de los motores de combustión Waukesha VHP de las bombas de LGN. Este check – list es una guía paso a paso para la inspección rutinaria de la máquina por parte del operador – mantenedor, en el cual se inspecciona, utilizando los cinco sentidos, la condición de la máquina.

Figura 33. Ejemplo formato PQ – PQ que se utilizara para el análisis de fallas en estaciones

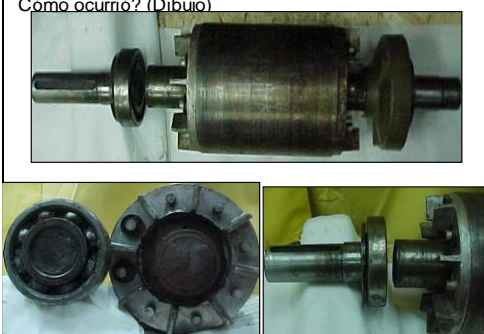
ANALISIS de FALLAS : Análisis "Por Qué - Por Qué"					Tema: ROTURA DE EJE DE MOTOR ELECTRICO				
Grupo TPM:	LOMITAS	Locación:	BAT.LOMITAS	Fecha y hora de falla:		OPL asociadas:			
Nro. de análisis:	4	Equipo:	E-105-B1	Fecha y hora restauración:		Tarjetas asociadas:			
Fecha de análisis:	31.08.99	Analistas:	JAC.-NIL.-PIC.	Horas de parada :	5	Clasific.de la falla	Esporádica	Repetitiva	<input type="checkbox"/> A <input checked="" type="checkbox"/> B <input type="checkbox"/> C
FENOMENO		PUNTOS EXAMINADOS		RESULTADOS	BIEN / MAL	ACCIÓN TOMADA			
Cómo ocurrió? (Dibujo) 		1- TENSION DE LAS CORREAS. 2- VALORES DE ALIMENTACIÓN. 3- PROTECCIONES ELECTRICAS. 4- MEGHEADO DE MOTOR ELECTRICO. 5- CONDICIONES DE VENTILADOR 6- INTERFERENCIA DE RODAMIENTO. 7- ROTOR DE MOTOR ELECTRICO.		1- SE COMPROBÓ TENSIÓN. 2- SE MIDEN LOS VALORES. 3- SE COMPROBARON LAS PROTECCIONES. 4- MEGHEADO NORMAL. 5- GIRA LIBREMENTE. 6- INTERFERENCIA CORRECTA. 7- ROTOR CORTADO.	1- OK. 2- OK. 3- OK. 4- OK. 5- OK. 6- OK 7- MAL.	I- SE DESMONTÓ MOTOR ELECTRICO Y SE REEMPLAZÓ POR MOTOR IDÉNTICO. II- SE DESARMÓ MOTOR ELECTRICO PARA SER REVISADO. III- SE COMPRUEBA ROTURA DE EJE DE MOTOR ELECTRICO. IV- SE DEJA CONSTANCIA QUE EL ROTOR DEL MOTOR ELECTRICO FUE REPARADO EN TALLERES EXTERNOS.			
						Acción tomada por:			
						JAC			
		Por qué (Causa MAL #1)	Por Qué 2 (Causa de Por Qué 1)	Por Qué 3 (Causa de Por Qué 2)	Por Qué 4(Causa de Por Qué 3)	Por Qué 5(Causa de Por Qué 4)			
SEGUIMIENTO DE LA CAUSA	PARTES DEL EQUIPO	7- PUNTO MAL	ROTURA DE EJE MOTOR ELECTRICO	CRISTALIZACIÓN DE MATERIAL DEL EJE.	TRABAJOS DE RELLENADO REALIZADO CON SOLDADURA.(EN CALIENTE)	EL EJE TENIA DESGASTE EXESIVO Y SE RELLENÓ EN LA REPARACIÓN			
		Por qué (Causa MAL # 5)	Por Qué (Causa de Por Qué 6)	Por Qué (Causa de Por Qué 7)	Por Qué 4(Causa de Por Qué 3)	Por Qué 5(Causa de Por Qué 4)			
		EL TRABAJO SE REALIZÓ EN CALIENTE POR FALTA DE CONOCIMIENTO DEL PERSONAL DEL TALLER EXTERNO.	FALTA DE CAPACITACIÓN EN TALLERES EXTERNOS.						
PREVENCIÓN DE RECURRENCIA	REALIZAR UN SEGUIMIENTO DE LOS TRABAJOS DE RELLENADO Y AJUSTE (INTERFERENCIA), DEL RODAMIENTO EN EL EJE .	METODO DE ENCUENTRO	APLICAR METODO DE LOS 5 SENTIDOS. USO DEL TACTO PARA LA VIBRACIÓN. USO DEL OIDO PARA RUIDOS DE ROZAMIENTO	Item	Necesario	Qué	Quién	Cuándo	Hecho el:
				APLICAR EN INSPECC	SI	A*	JAC	Oct-99	Oct-99
Comentarios del Jefe de Sección		Comentarios del Supervisor Inmediato		A*-APLICAR METODO DE LOS 5 SENTIDOS.				Tarjeta de TPM-M.A.	
								EQUIPO FUERA DE TPM.	

Figura 34. Formato check list inspección motor en funcionamiento Waukesha VHP

		TPM - DESPLIEGUE: ETAPA II												
		GRUPO DESPLIEGUE :								FECHA:				
		ESTÁNDAR DINAMICO DE INSPECCION Y LUBRICACION				EQUIPO . MOTOR WAUKESHA VHP - BOMBA LGN								
PUNTO	PASO	Pieza	Estándar	Método	Herramienta	Acción en caso Anormal	Intervalo				Resp.	OPL		
							Diaria	S	Bim	Temp				
	1	Radiadores	1	Limpio y sin pérdidas de refrigerante			Limpiar -Hacer aviso SAP	1			Min.	Operador	Si	
			2	Chumaceras radiador, Tº no > a 75°C, sin ruidos anormales			Hacer Aviso SAP	2			Min.	Operador	Si	
			3	Nivel de refrigerante normal			Agregar Líquido Refrigerante	1			Min.	Operador	Si	
			4	Cañería, conexiones y soportes ajustados y sin pérdidas			Limpiar y ajustar	2			Min.	Operador	Si	
		5	Correas y Poleas de Transmisión	Sin Ruidos Anormales , Sin desgaste		Chequear				0.5		Min.	Operador	Si
		6	Tensadas , Sin partículas de gomas		Observar	Ajustar - Aviso SAP	0.5			Min.	Operador	Si		
	2	Motor a Explosión	7	Limpio, sin pérdidas, sin ruidos, instrum sanos		Observar	Limpiar - Aviso SAP	2			Min.	Operador	Si	
			8	Temp. aceite > 80°C, presión > 4 Bar, nivel		Observar	Aviso SAP	0.5						
			9	Tº agua no >101°C, RPM 700 - 1200.		Observar	Aviso SAP	0.5						
			10	Coloración de filtros de aire "verde"		Observar	Aviso SAP	0.2						
			11	Dif. Temp. bancos > 20 °C y Cables de bujías ajustados y limpios		Chequear	Limpiar - Ajustar - Aviso SAP	0.5						
	3	Modulo de detonación, ignición	12	Limpio, sin ruidos anormales, instr. limpios y sanos, conexiones, puesta a tierra		Chequear	Aviso SAP	1			Min.	Operador	Si	
			13	Lámparas de señalización y alarma		Observar	Aviso SAP	0.3			Min.	Operador	Si	
		JBs y tablero PLC local	14	Señales en Panel view		Observar	Aviso SAP	1			Min.	Operador	Si	
			15	Soportes, bandejas y tuberías de cables. Ajustar, limpiar			Ajustar	2			Min.	Operador	Si	
	4	Gas Combustible	16	Presión alimen. Gas combustible 2.5 - 3 Bar		Observar	Aviso SAP	0.5			Min.	Operador	Si	
			17	Cañerías s/pérdidas y ajustadas, difer. coalescente > 0.5 Bar		Observar	Ajustar - Aviso SAP	0.5			Min.	Operador	Si	
		Intercooler y aftercooler	18	Limpio y sin pérdidas de refrigerante o aceite		Observar	Agregar- Ajustar	1			Min.	Operador	Si	
			19	Cañería, conexiones y soportes ajustados y sin pérdidas		Chequear								
							TIEMPO TOTAL (Minutos)				17	0	0	Min.

CONCLUSIONES

La información recopilada al momento ha permitido realizar las primeras mejoras en cuanto a facilidades de monitoreo, lógicas de control de procesos, optimización de equipos, facilidades de accesos, reducción de tiempos de intervención, así como obtener los primeros datos estadísticos de mantenimiento.

Las actividades vienen orientándose de manera constante en la mejora continua y la promoción de la autonomía de los grupos de trabajo, de tal manera que puedan tomar las decisiones correctas sin la intervención de personal de supervisión.

Que el know-how del personal extranjero en operaciones similares a la nuestra ha permitido llevar con éxito los primeros dos años de operación y ha servido de experiencia para el personal local.

Que las actividades de mantenimiento Preventivo se vienen cumpliendo al 100%, y que el mantenimiento predictivo implementado desde el inicio de la operación, soporta y complementa las labores de mantenimiento preventivo,

capacitando al personal en técnicas de monitoreo e inspección, detectando anomalías en sus primeras etapas y determinando la condición óptima del equipo.

Que la seguridad y el medio ambiente son prioridad en todas las actividades de operación y mantenimiento realizados en COGA. La ejecución de diversos trabajos, que por su naturaleza requieren ser realizados en condiciones potencialmente peligrosas, ha llevado a elevar los estándares de seguridad y respuesta de emergencias de COGA, reconocido por los entes gubernamentales y el consorcio.

Que las operaciones con gas natural y líquidos de gas natural a esta escala, es nuevo en el Perú, por lo que el personal local es entrenado y capacitado permanentemente en el manejo y contingencia de estos productos, creando así un nuevo perfil profesional en el Perú.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS, *“Contrato de líquidos 20 oct 2000”*

MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS, *“Contrato de gas 20 oct 2000”*

ESTADO PERUANO, *“DS059-96”, 1996*

ESTADO PERUANO, *“Ley 27133, Promoción del gas”, 2004*

ESTADO PERUANO, *“DS040-99 Reglamento de promoción del gas”, 1999*

ESTADO PERUANO, *“DS041-90 Reglamento para líquidos e hidrocarburos”, 1990*

ESTADO PERUANO, *“DS042-99 Reglamento para el gas natural”, 1999*

TOKUTARO SUZUKI, *“TPM en las Industrias de Procesos”, 1995*

WAUKESHA ENGINE, *“Manual de Operación y Mantenimiento Motores VHP G/GL/GSI”, “Catalogo de partes VHP 12 cilindros”, 2da. Edición*

WAUKESHA ENGINE, *“Manual de Operación y Mantenimiento Motores VGF F18/H24/GSID/GL/GLD”, “Catalogo de partes VGF”, 4ta. Edición*

COGA, *“Mantenimiento General de Equipos Rotantes y Estaciones de Bombeo”, 01 MT PR 008*

COGA, *“Mantenimiento Preventivo de aerofriador de recirculación NGL”*,
01 MT IN 006.

COGA, *“Mantenimiento Preventivo de bomba Flowserve”*, 01 MT IN 007.

COGA, *“Mantenimiento Preventivo de bomba Bornemann K.O. Drum”*, 01
MT IN 008.

COGA, *“Mantenimiento Preventivo de compresor Sullair 10-25 L ACAC”*,
01 MT IN 009.

COGA, *“Mantenimiento Preventivo incrementador de velocidad Lufkin”*, 01
MT IN 011.

COGA, *“Mantenimiento Preventivo de motores Waukesha VGF”*, 01 MT IN
012.

COGA, *“Procedimiento Instrumentación General”*, 01 MT IN 014.

COGA, *“Monitoreo de Vibraciones Nivel I Estaciones”*, 01 MTR PR 017.

APÉNDICE I

MOTOR WAUKESHA VHP L5790 GSI, 12 Cilindros, Turbocargado

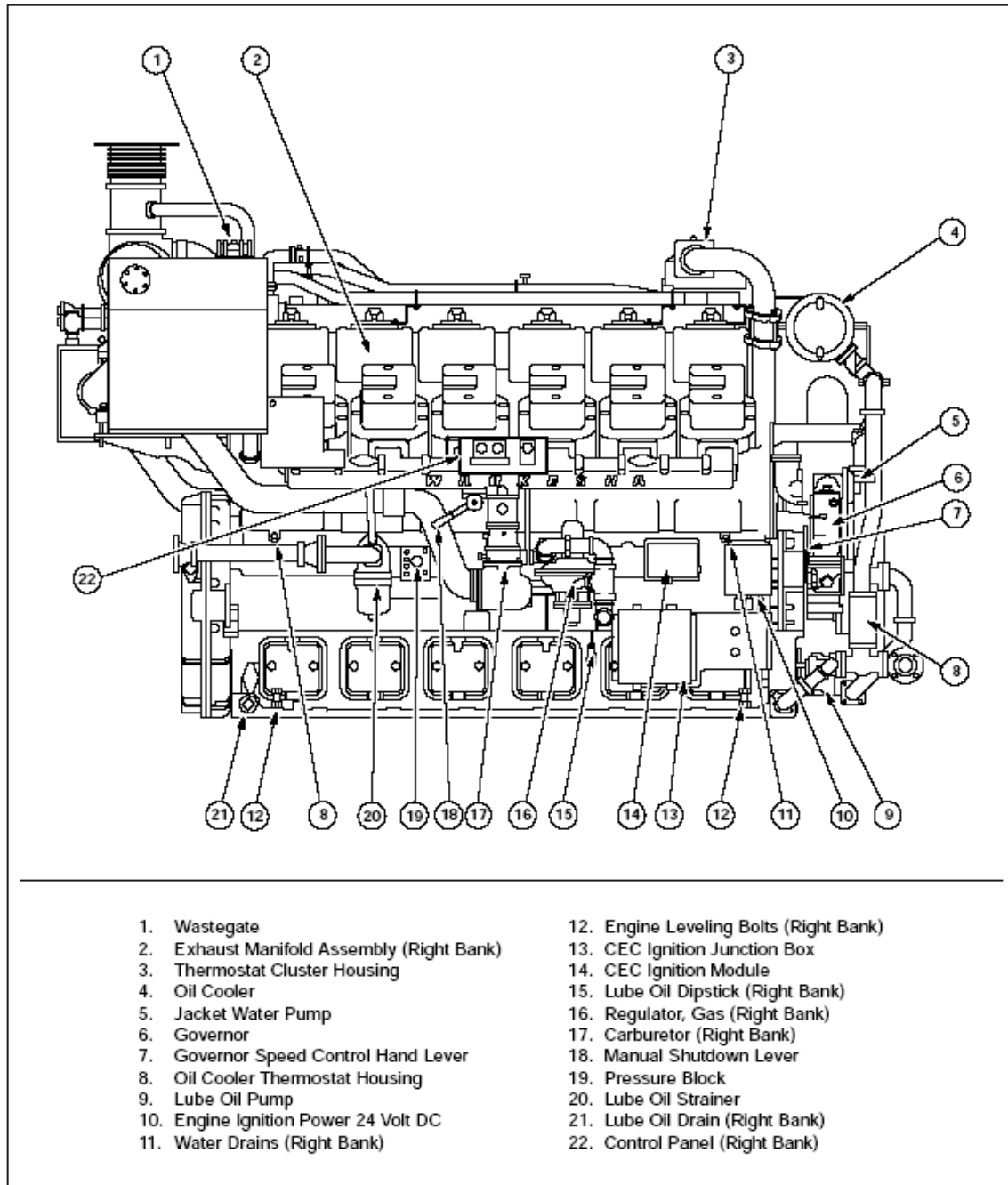


Figure 1.15-6. Right Side View - 12 Cylinder VHP GSI

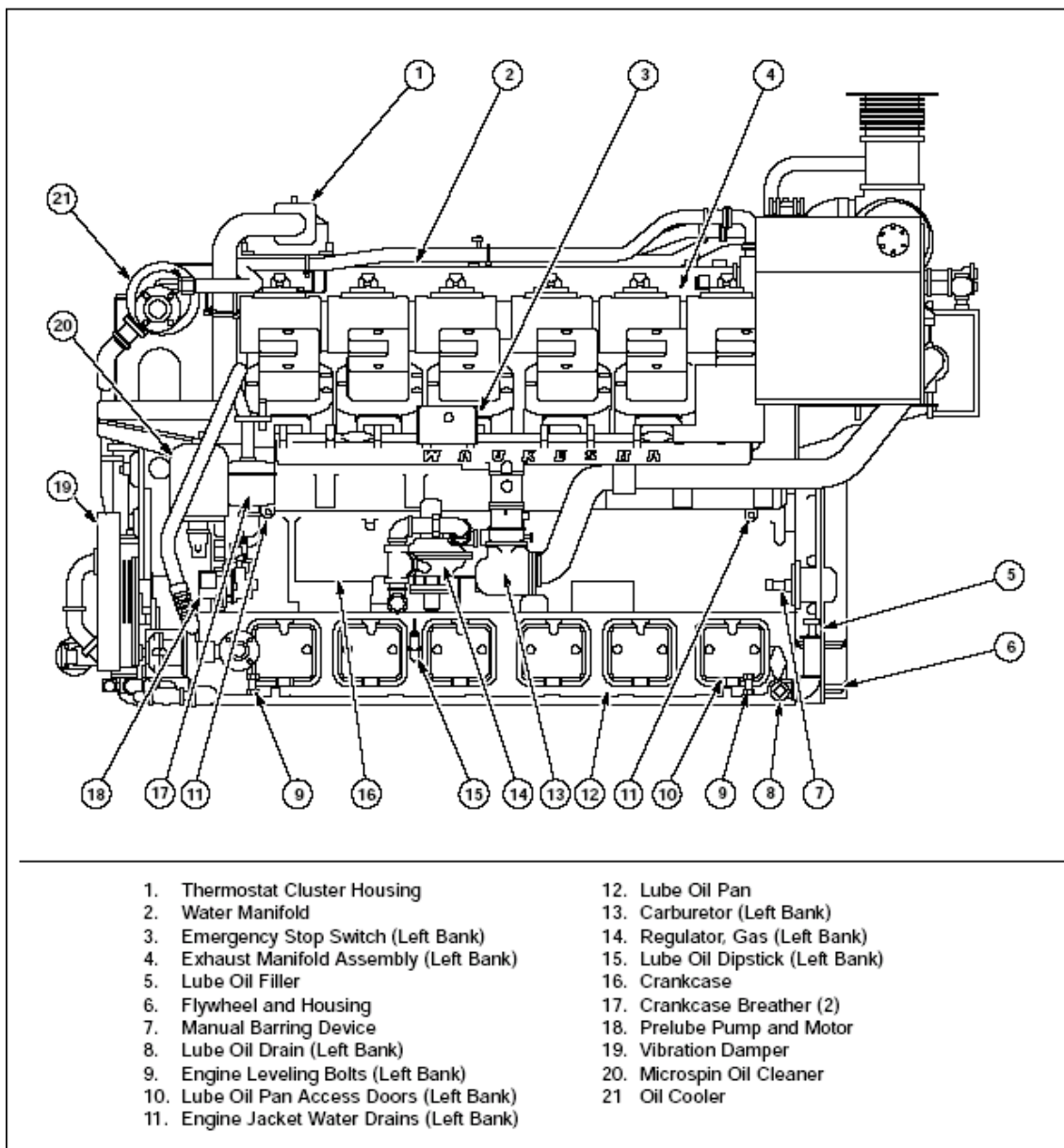


Figure 1.15-7. Left Side View - 12 Cylinder VHP GSI

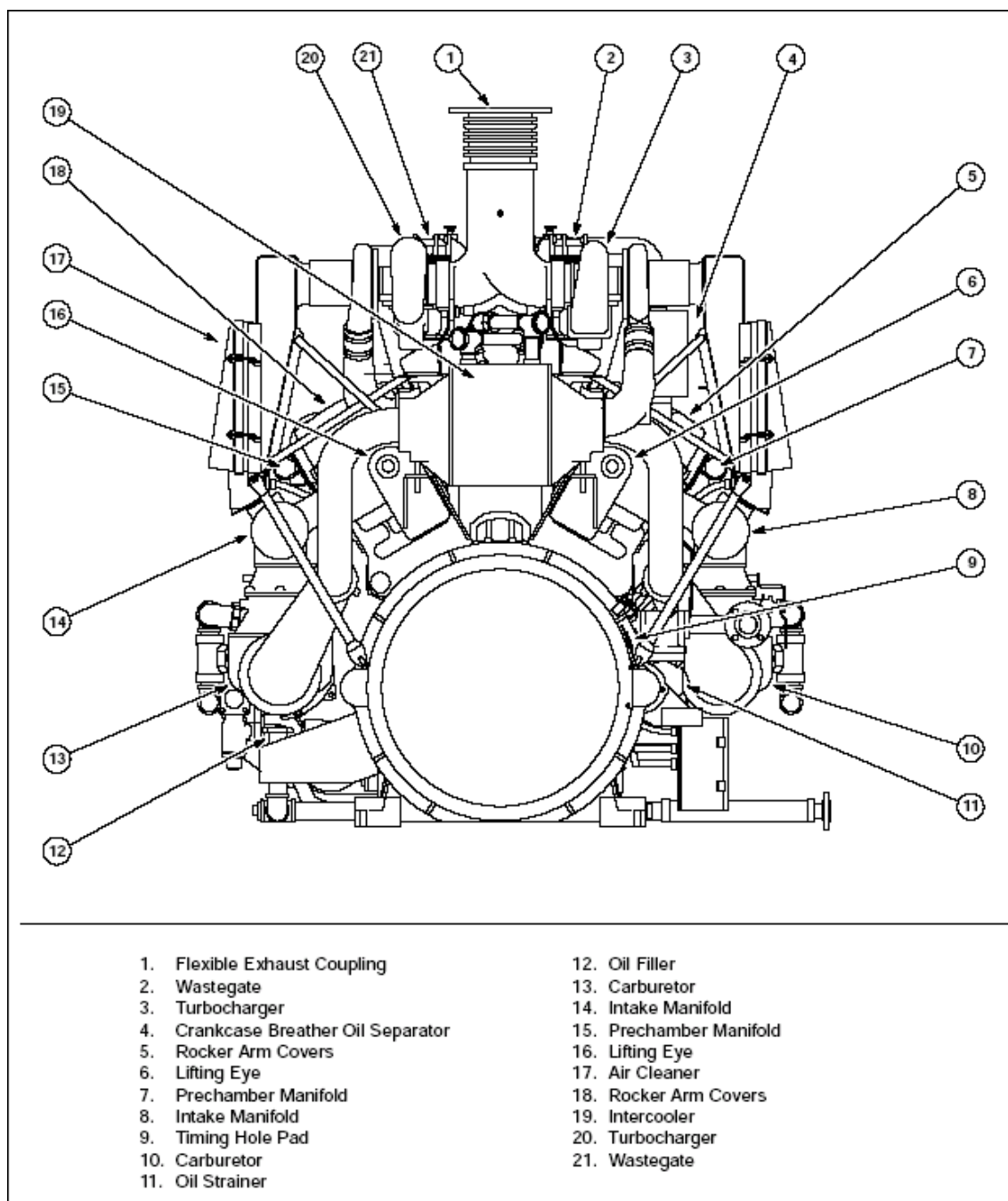


Figure 1.15-10. Rear View - 12 Cylinder

GENERAL SPECIFICATIONS			
Engine Model	6 Cylinder	12 Cylinder	16 Cylinder
Type	4-cycle	4-cycle	4-cycle
Aspiration, G	Naturally aspirated	Naturally aspirated	Naturally aspirated
Aspiration, GSI	Turbocharged, intercooled	Turbocharged, intercooled	Turbocharged, intercooled
Aspiration, GL	Turbocharged, intercooled, and lean burn	Turbocharged, intercooled, and lean burn	Turbocharged, intercooled, and lean burn
Number of cylinders	Inline-6, 4-valves per cylinder	V-12, 4-valves per cylinder	V-16, 4-valves per cylinder
Bore x stroke	F2895 8.50 x 8.50 in. (216 x 216 mm) F3521 9.375 x 8.50 in. (238 x 216 mm)	L5790 8.50 x 8.50 in. (216 x 216 mm) L7042 9.375 x 8.50 in. (238 x 216 mm)	P9390 9.375 x 8.50 in. (238 x 216 mm)
Displacement	F2895 2894 cu. in. (47 litres) F3521 3520 cu. in. (58 litres)	L5790 5790 cu. in. (95 litres) L7042 7040 cu. in. (115 litres)	P9390 G, GSI, GL 9388 cu. in. (154 litres)
Compression ratio G, GSI	8.25:1	8:1 (G Only Option: 10:1)	8:1 (G Only Option: 10:1)
Compression ratio GL	10:1	10:1	10.5:1
Speed range	700 - 1200 rpm (see engine nameplate)		700 - 1200 rpm (see engine nameplate)
Low idle	450 rpm	450 rpm	450 rpm
Lubrication System			
Oil sump capacity, including filter and cooler ¹	66 gallons (250 litres)	90 gallons (340 litres)	165 gallons (625 litres)
Oil pan (Low level mark)	35 gallons (132.5 litres)	35 gallons (132.5 litres)	80 gallons (303 litres)
Oil pan (High level mark)	45 gallons (170.3 litres)	45 gallons (170.3 litres)	110 gallons (416 litres)
Lube oil filter capacity	20 gallons (75.7 litres)	36 gallons (136.3 litres)	45 gallons (170 litres)
Oil cooler capacity	(8 in.) 6.9 gallons (26.1 litres) (10 in.) 10 gallons (37.8 litres)	(8 in.) 6.9 gallons (26.1 litres) (10 in.) 10 gallons (37.8 litres)	10 gallons (38 litres)
Main filter	15 micron at @ 90% efficiency	15 micron at @ 90% efficiency	15 micron at @ 90% efficiency
Micro-fiberglass filter	15 micron at @ 90% efficiency	15 micron at @ 90% efficiency	15 micron at @ 90% efficiency
Strainer screen	74 micron	74 micron	74 micron
Micro-fiberglass filter	15 micron @ 90% efficiency	15 micron @ 90% efficiency	15 micron @ 90% efficiency
Normal lube oil pressure	55 ±5 psi (380 ±5 kPa)	55 ±5 psi (380 ±5 kPa)	55 ±5 psi (380 ±5 kPa)
Low oil pressure alarm setpoint	35 psi (207 kPa)	35 psi (207 kPa)	30 psi (173 kPa)
Low oil pressure shutdown setpoint	30 psi (138 kPa)	30 psi (138 kPa)	25 psi (103 kPa)
Minimum oil pressure at turbo	10 psi (69 kPa)	10 psi (69 kPa)	10 psi (69 kPa)
Prelube duration	5 minutes		
Postlube duration	5 minutes after operation		
Normal oil header temperature	180° F (82° C)	180° F (82° C)	180° F (82° C)
Oil header temperature alarm setpoint	195° F (91° C)	195° F (91° C)	195° F (91° C)
Oil header temperature shutdown setpoint	205° F (96° C)	205° F (96° C)	205° F (96° C)

GENERAL SPECIFICATIONS			
Engine Model	6 Cylinder	12 Cylinder	16 Cylinder
Governor And Air Starter Capacities			
UG8 governor oil reservoir	1.5 quart (1.1 litre)	1.5 quart (1.1 litre)	1.5 quart (1.1 litre)
Air starter oil reservoir for one shot lubricator	2.0 pint (0.9 litre)	2.0 pint (0.9 litre)	2.0 pint (0.9 litre)
Air motorized pre-lube motor, in-line lubricator	0.5 pint (0.2 litre)	0.5 pint (0.2 litre)	0.5 pint (0.2 litre)
Cooling System (Jacket Water And Auxiliary System)			
Normal charge air cooler inlet temperature		130° F (54° C)	
Jacket water capacity, engine only	8.5 in. bore 52.5 gallons (199 litres) 9.375 in. bore 48.5 gallons (184 litres)	107 gallons (405 litres)	148 gallons (560 litres)
Surge tank capacity (optional)	23 gallons (87 litres)	45.5 gallons (183 litres)	45.5 gallons (183 litres)
Intercooler water capacity	2.75 gallon (10.4 litres)	5.50 gallons (20 litres)	11 gallons (42 litres)
Oil cooler water capacity	5 gallons (19 litres)	6.5 gallons (24.6 litres)	9.4 gallons (35.6 litres)
Total system capacity	Add appropriate options to obtain total capacity		
Exhaust System			
Maximum permissible backpressure @ rated load and speed		See Table 4.35-1 <i>Maximum Allowable Exhaust Backpressure And Reductions For Speed And Load</i> in Section 4.35 <i>Exhaust System Maintenance</i>	
Crankcase Breather System			
Crankcase vacuum	0 to -1 (negative) in. (0 to -25.4 mm (negative)) H ₂ O		
Jacket Water Outlet Temperature			
Standard Cooling System	Normal:	180° F (82° C) for continuous rating 200° F (93° C) for intermittent rating	
	Alarm:	10° F (5.5° C) above normal/design temperature	
	Shutdown:	20° F (11° C) above normal/design temperature	
Elevated Temperature Solid Water Cooling System	Normal:	210° - 235° F (99° - 113° C) solid water	
	Alarm:	5° F (3° C) above normal/design temperature ²	
	Shutdown:	10° F (5.5° C) above normal/design operating temperature ²	
Ebullient Cooling System	Normal:	212° - 250° F (100° - 121° C)	
	Alarm:	See Note ³ below	
	Shutdown:	See Note ³ below	
Intake Manifold Temperature			
GSI & GL Engines	Normal:	Up to 10° F (5.5° C) above design intercooler water inlet temperature	
	Alarm:	15° F (8.5° C) above design intercooler water inlet temperature	
	Shutdown:	20° F (11° C) above design intercooler water inlet temperature	
Intake Manifold Pressure			
Contact Waukesha Engine Sales Engineering Department			

GENERAL SPECIFICATIONS			
Engine Model	6 Cylinder	12 Cylinder	16 Cylinder
Fuel System			
Natural gas pressure at regulator "G" Models	5 - 10 psi (34.5 - 69 kPa)		
Natural gas pressure at regulator "GSI" Models	24 - 50 psi (165 - 345 kPa)		
Natural gas pressure at regulator "GL" Models	30 - 50 psi (207 - 345 kPa)		
Natural gas pressure at regulator Low Fuel Pressure System engines	GSI - 6 in. (152 mm) of water column GL - 6 in. (152 mm) of water column at regulator and 30 psig (206.8 kPa) prechamber fuel supply		
Air Induction System			
Maximum permissible restriction @ rated load and speed	15 in. (381 mm) of H ₂ O		
Required filtering efficiency (coarse dust test per SAE726C)	99.7%		
Starting System			
Electric starting	24 volts DC		
Air pressure starting	150 psi (1043 kPa)(MAX) Pressure is based on 50° F (10° C) lube oil temperature		
Miscellaneous			
Spark plug gap	See Table 1.15-4 and Table 1.15-5		
Engine timing	Refer To Engine Nameplate		
Main bearing temp shutdown	250° F (121° C)		
Overspeed shutdown	10% over governed speed		
Valve Train			
Valve Clearance - Hydraulic lifters 6, 12, and 16 cylinder engines	Not applicable - 0.000		

NOTE: ¹Total capacity of lube oil system. Fill oil pan, filter, cooler, etc., run engine, then add oil as required to bring oil level in oil pan back to high mark. Record total amount for future reference.

²Waukesha Power Systems Code 1105, 1105A, or equivalent shutdown system recommended when jacket water temperature exceeds 210° F (99° C).

³Waukesha Power Systems Code 1106, 1106A, or equivalent shutdown system is recommended for ebulliently cooled engines.

MOTOR WAUKESHA VGF F18 GSID, 6 Cilindros, Turbocargado

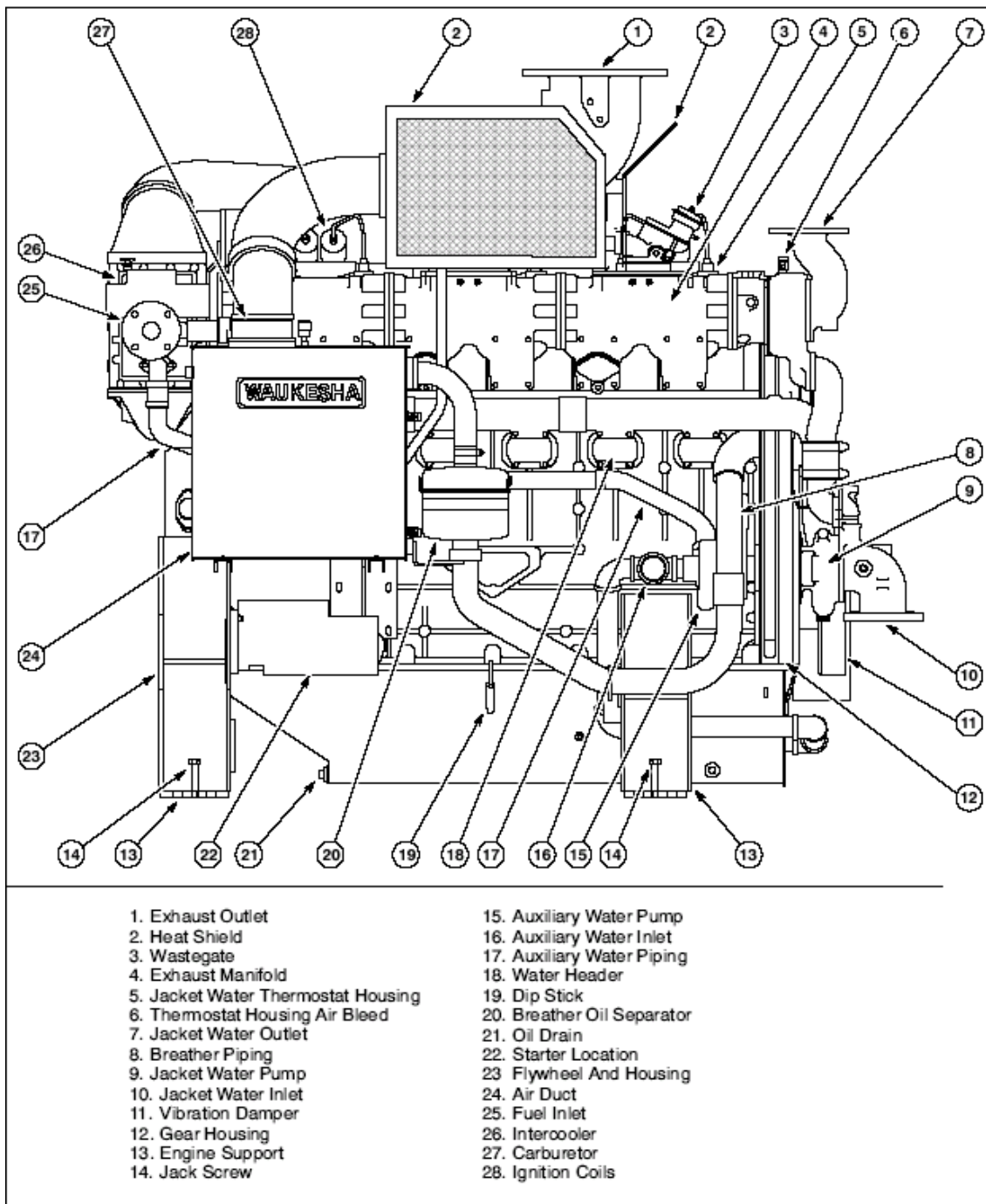


Figure 1.15-11. Right Side View - F18GSID

Engine Model	F18	H24	L36	P48
Type	4-cycle overhead valve	4-cycle overhead valve	4-cycle overhead valve	4-cycle overhead valve
Aspiration, G	Naturally aspirated	Naturally aspirated	-	-
Aspiration, GL, GLD, GSID	Turbocharged, intercooled	Turbocharged, intercooled	Turbocharged, Intercooled	Turbocharged, Intercooled
Number of cylinders	Inline-6, 4-valves per cylinder	Inline-8, 4-valves per cylinder	60° V12, 4-valves per cylinder	60° V16, 4-valves per cylinder
Bore x stroke	5.98 x 6.5 in. (152 x 165 mm)	5.98 x 6.5 in. (152 x 165 mm)	5.98 x 6.5 in. (152 x 165 mm)	5.98 x 6.5 in. (152 x 165 mm)
Displacement	1096 cu. in. (18 litres)	1462 cu. in. (24 litres)	2193 cu. in. (35.9 litres)	2924 cu. in. (47.9 litres)
G/GL/GLD Compression ratio	11:1	11:1	11:1	11:1
GL Low Compression ratio	8.7:1	8.7:1	-	-
GSID Compression ratio	8.6:1	8.6:1	8.6:1	8.6:1
Speed range - G, GSID, GL, GLD	1000 - 1800 rpm	1000 - 1800 rpm	1100 - 1600 rpm Low Speed 1400 - 1800 rpm High Speed	1100 - 1600 rpm Low Speed 1400 - 1800 rpm High Speed
Speed range - GLD/2	1500 rpm	1500 rpm	1500 rpm	1500 rpm
Piston speed - G, GSID, GL, GLD	1950 ft/min. (8.25 m/sec) @ 1800 rpm	1950 ft/min. (8.25 m/sec) @ 1800 rpm	1950 ft/min. (8.25 m/sec.) @ 1800 rpm	1950 ft/min. (8.25 m/sec.) @ 1800 rpm
Piston speed - GLD/2	1625 ft/min. (9.91 m/sec) @ 1500 rpm	1625 ft/min. (9.91 m/sec) @ 1500 rpm	1625 ft/min. (9.91 m/sec.) @ 1500 rpm	1625 ft/min. (9.91 m/sec.) @ 1500 rpm
Low idle	650 - 750 rpm	650 - 750 rpm	650 - 750 rpm	650 - 750 rpm
Bearings - Main				
Number	7	9	7	9
Diameter x width - in.	5.32 x 1.81 in. (135 x 46 mm)	5.32 x 1.81 in. (135 x 46 mm)	6.30 x 2.05 in. (160 x 52 mm)	6.30 x 2.05 in. (160 x 52 mm)
Total projected area/bearing	67.4 sq. in. (434.9 sq. cm)	86.7 sq. in. (559.1 sq. cm)	90.4 sq. in. (582.4 sq. cm.)	116.2 sq. in. (749.9 sq. cm.)
Bearings - Crankpin				
Diameter x width	4.53 x 1.81 in. (115 x 46.0 mm)	4.53 x 1.81 in. (115 x 46.0 mm)	4.53 x 1.81 in. (115 x 46.0 mm)	4.53 x 1.81 in. (115 x 46.0 mm)
Total projected area/bearing	49.2 sq. in. (317.4 sq. cm)	65.6 sq. in. (423.2 sq. cm)	98.4 sq. in. (634.8 sq. cm.)	131.2 sq. in. (846.4 sq. cm.)
Lubrication System				
Sump capacity, including filter and cooler	22 gallons (83.3 litres)	28 gallons (106 litres)	43 gallons (163 litres)	57 gallons (216 litres)
Main filter	15 micron at @ 90% efficiency	15 micron at @ 90% efficiency	15 micron at @ 90% efficiency	15 micron at @ 90% efficiency
Normal lube oil pressure	67 - 83 psi (462 - 572 kPa)	67 - 83 psi (462 - 572 kPa)	47 - 63 psi (324 - 434 kPa)	47 - 63 psi (324 - 434 kPa)
Normal lube oil pressure: F18/H24GSID/GL/GLD at 185° F (85° C) Oil Temp	75 ±6 psi (517 ±41 kPa)	75 ±6 psi (517 ±41 kPa)	55 ±8 psi (517 ±41 kPa)	-
Low oil pressure alarm	40 psi (276 kPa)	40 psi (276 kPa)	40 psi (276 kPa)	40 psi (276 kPa)
Low oil pressure shutdown setpoint	35 psi (241 kPa)	35 psi (241 kPa)	35 psi (241 kPa)	35 psi (241 kPa)
Prelube duration	30 seconds every 30 minutes	30 seconds every 30 minutes	5 minutes before each engine start or 5 minutes each hour when not running	5 minutes before each engine start or 5 minutes each hour when not running

Engine Model	F18	H24	L36	P48
Prelube pressure at 75° F Oil Temp	25 psi (173 kPa)	25 psi (173 kPa)	25 psi (173 kPa)	25 psi (173 kPa)
Prelube flow	1.7 – 3.5 gpm (3.8 – 13.2 l/minute)	1.7 – 3.5 gpm (3.8 – 13.2 l/minute)	1.7 – 3.5 gpm (3.8 – 13.2 l/minute)	1.7 – 3.5 gpm (3.8 – 13.2 l/minute)
Postlube (after hot shutdown)	5 minutes	5 minutes	5 minutes	5 minutes
Normal oil header temperature	185° F (85° C)	185° F (85° C)	185° F (85° C)	185° F (85° C)
Crankcase Breather System				
Crankcase pressure, open system	3 in. (76 mm) to zero in. H ₂ O			
Crankcase pressure, closed system	zero to +3 in. (76 mm) in. H ₂ O			
Cooling System				
Jacket water capacity, engine only	16 gallons (60 litres)	20 gallons (75 litres)	44 gallons (166 litres)	58 gallons (219 litres)
Auxiliary water capacity, engine only	6 gallons (23 litres)	6 gallons (23 litres)	15 gallons (57 litres)	15 gallons (57 litres)
Maximum inlet head, water pump	28 ft. (8.5 m)	28 ft. (8.5 m)	50 ft. (15 m)	50 ft. (15 m)
Minimum inlet head, water pump	See Engineering Standard Sheet S7424			
Normal temperature range at 7 psi	174 – 195° F (79 – 91° C)	174 – 195° F (79 – 91° C)	174 – 195° F (79 – 91° C)	174 – 195° F (79 – 91° C)
High jacket water temperature setpoint	-	-	200° F (93° C)	200° F (93° C)
Jacket water inlet flange, ANSI 125 lb.	3 in. (76.2 mm)	3 in. (76.2 mm)	4 in. (102 mm)	4 in. (102 mm)
Jacket water outlet flange, ANSI 125 lb. (size 80 per DIN 2576 mm)	3 in. (76.2 mm)	3 in. (76.2 mm)	3 in. (76.2 mm)	3 in. (76.2 mm)
Fuel System				
G - Natural gas pressure at regulator	5 – 10 psig (34 – 69 kPa)	5 – 10 psig (34 – 69 kPa)	-	-
GSID - Natural gas pressure at regulator	8 in. (203 mm) H ₂ O minimum	8 in. (203 mm) H ₂ O minimum	8 in. (203 mm) H ₂ O minimum	8 in. (203 mm) H ₂ O minimum
GL - Natural gas pressure at regulator	25 – 40 psig (172 – 276 kPa)	25 – 40 psig (172 – 276 kPa)	25 – 50 psi (172 – 345 kPa)	25 – 50 psi (172 – 345 kPa)
GLD - Natural gas pressure at regulator	20 in. (508 mm) H ₂ O minimum	20 in. (508 mm) H ₂ O minimum	8.0 in. (203 mm) H ₂ O minimum	8.0 in. (203 mm) H ₂ O minimum
G - Natural gas inlet pipe size	1.5 in. NPT (38.1 mm)	1.5 in. NPT (38.1 mm)	-	-
GSID - Natural gas inlet pipe size	2.0 in. NPT (50.8 mm)	2.0 in. NPT (50.8 mm)	2.0 in. NPT (50.8 mm)	2.0 in. NPT (50.8 mm)
GL - Natural gas inlet pipe size	1.25 in. NPT (31.8 mm)	1.25 in. NPT (31.8 mm)	2.0 in. NPT (50.8 mm))	2.0 in. NPT (50.8 mm)
Exhaust System				
Maximum permissible back pressure	15 in. (381mm) H ₂ O	15 in. (381mm) H ₂ O	15 in. (381mm) H ₂ O	15 in. (381mm) H ₂ O
Exhaust outlet, pipe flange, ANSI 125 lb. G	6 in. (152.4 mm)	6 in. (152.4 mm)	-	-
Exhaust outlet, pipe flange, ANSI 125 lb. GSID, GL, GLD	8 in. (203 mm)	8 in. (203 mm)	10 in. (254 mm)	10 in. (254 mm)

Engine Model	F18	H24	L36	P48
Air Induction System				
Maximum permissible restriction	15 in. (381 mm) H ₂ O	15 in. (381 mm) H ₂ O	15 in. (381 mm) H ₂ O	15 in. (381 mm) H ₂ O
High intake manifold air temp. shutdown setpoint (130° F intercooler H ₂ O)	-	-	160° F (71° C)	160° F (71° C)
High intake manifold air temp. protection setpoint (85° F intercooler H ₂ O)	-	-	115° F (46° C)	115° F (46° C)
Starting System				
Electric starting	24 volts DC	24 volts DC	24 volts DC	24 volts DC
Air pressure starting	150 psi (10.3 bar)	150 psi (10.3 bar)	150 psi (10.3 bar)	150 psi (10.3 bar)
Miscellaneous				
Heaviest engine part - cylinder block assembly	1150 lb. (522 kg)	1530 lb. (694 kg)	2800 lb. (1270 kg)	3700 lb. (1680 kg)
Heaviest engine part - top overhaul, cylinder head assembly	80 lb. (36 kg)	80 lb. (36 kg)	80 lb. (36 kg)	80 lb. (36 kg)
Recommended minimum spacing between engines	36 in. (914 mm)	36 in. (914 mm)	60 in. (1524 mm)	60 in. (1534 mm)
Recommended minimum overhead clearance	6 ft. (2 m)	6 ft. (2 m)	6 ft. (2 m)	6 ft. (2 m)
Weight - approximate dry	5500 lb. (2500 kg)	7200 lb. (3270 kg)	11,200 lb. (5080 kg)	14,900 lb. (6760 kg)
Flywheel housing	SAE No. 0 (Same as SAE No. 0 except metric taps)	SAE No. 0 (Same as SAE No. 0 except metric taps)	SAE No. 00 (Same as SAE No. 0 except metric taps)	SAE No. 00 (Same as SAE No. 0 except metric taps)
Number of teeth on ring gear	150	150	165	165
Firing order	1, 5, 3, 6, 2, 4	1, 4, 2, 6, 8, 5, 7, 3	1R 6L 5R 2L 3R 4L 6R 1L 2R 5L 4R 3L	1R 1L 4R 4L 2R 2L 6R 6L 8R 8L 5R 5L 7R 7L 3R 3L

APÉNDICE II

Detalle Repuestos Mantenimiento Motor Waukesha VHP

Mantenimiento 1500 hrs

Material	Denomin.	Unidad	Ctd.	Precio \$USD	Total
	ACEITE MOBIL PEGASUS 805 + REP.	GL	121	\$5.33	\$644.93
03122093	FILTRO ACEITE 168660B WAU	PZA	7	\$24.96	\$174.72
03122184	PREFILTRO AIRE 208349A WAU	PZA	2	\$12.80	\$25.60
	GRASA LUBRICACION GENERAL	LB	0.5	\$7.64	\$3.82
	OTROS			\$10.00	\$10.00
				TOTAL	\$859.07

Mantenimiento 3000 hrs

Material	Denomin.	Unidad	Ctd.	Precio \$USD	Total
	ACEITE MOBIL PEGASUS 805 + REP.	GL	121	\$5.33	\$644.93
03122093	FILTRO ACEITE 168660B WAU	PZA	7	\$24.96	\$174.72
03122184	PREFILTRO AIRE 208349A WAU	PZA	2	\$12.80	\$25.60
	GRASA LUBRICACION GENERAL	LB	0.5	\$7.64	\$3.82
03122167	EMPAQUE TAPA DE VALVULAS 153498C WAU	PZA	12	\$35.89	\$430.68
	MOBIL SCA - PAQ. ADITIV. REFRIGERANTE	GL	6.7	\$10.00	\$67.00
	OTROS			\$10.00	\$10.00
				TOTAL	\$1,356.75

Mantenimiento 6000 hrs

Material	Denomin.	Unidad	Ctd.	Precio \$USD	Total
	ACEITE MOBIL PEGASUS 805 + REP.	GL	121	\$5.33	\$644.93
03122093	FILTRO ACEITE 168660B WAU	PZA	7	\$24.96	\$174.72
03122184	PREFILTRO AIRE 208349A WAU	PZA	2	\$12.80	\$25.60
03122095	ANILLO O TAPA DE FILTRO 168922N WAU	PZA	1	\$20.34	\$20.34
03122094	ANILLO O OIL BY-PASS 168922M WAU	PZA	1	\$2.77	\$2.77
03122096	ANILLO O LUBE OIL STRAINER 493023 WAU	PZA	1	\$3.31	\$3.31
03122097	SELLO ACEITE 493026 WAU	PZA	1	\$4.47	\$4.47
	GRASA LUBRICACION GENERAL	LB	0.5	\$7.64	\$3.82
03122167	EMPAQUE TAPA DE VALVULAS 153498C WAU	PZA	12	\$35.89	\$430.68
03122166	BUJIA 60999H WAU	PZA	12	\$50.18	\$602.16
03121148	EMPAQUE DE BUJIA 209681 WAU	PZA	12	\$0.36	\$4.32

	OTROS			\$10.00	\$10.00
				TOTAL	\$1,927.12

Mantenimiento 8000 hrs

Material	Denomin.	Unidad	Ctd.	Precio \$USD	Total
03122176	FILTRO AIRE 169180K WAU	PZA	2	\$97.23	\$194.46
	MOBIL MINING COOLANT	GL	336	\$5.49	\$1,844.64
03122098	JTA CARBURADOR 493637 WAU	PZA	2	\$11.42	\$22.84
03122399	DIAFRAGMA P/CARBURADOR 489245 WAU	PZA	2	\$156.93	\$313.86
03122342	FLEX HOSE ASM., 45" C208743 WAU INTERCOOLER	PZA	1	\$321.19	\$321.19
03122343	HOSE,FLEXIBLE, ASM K169886 WAU INTERCOOLER	PZA	1	\$554.81	\$554.81
03122100	CORREA A199868 WAU - BBA AUXILIAR	PZA	2	\$22.27	\$44.54
03122101	CORREA A209617 WAU - BBA PRINCIPAL	PZA	2	\$61.98	\$123.96
03122177	CORREA P312810 WAU - RADIADOR	PZA	3	\$130.02	\$390.06
	MANGUERAS CIRCUITO AGUA CAMISAS	JGO	1	\$500.00	\$500.00
	OTROS IGNITION PARTS	JGO	1	\$304.72	\$304.72
	OTROS TURBO PARTS	JGO	2	\$1,462.00	\$2,924.00
				TOTAL	\$7,539.08

Mantenimiento 16000 hrs

Material	Denomin.	Unidad	Ctd.	Precio \$USD	Total
03122176	FILTRO AIRE 169180K WAU	PZA	2	\$97.23	\$194.46
	MOBIL MINING COOLANT	GL	336	\$5.49	\$1,844.64
03122098	JTA CARBURADOR 493637 WAU	PZA	2	\$11.42	\$22.84
03122399	DIAFRAGMA P/CARBURADOR 489245 WAU	PZA	2	\$156.93	\$313.86
03122342	FLEX HOSE ASM., 45" C208743 WAU INTERCOOLER	PZA	1	\$321.19	\$321.19
03122343	HOSE,FLEXIBLE, ASM K169886 WAU INTERCOOLER	PZA	1	\$554.81	\$554.81
03122100	CORREA A199868 WAU - BBA AUXILIAR	PZA	2	\$22.27	\$44.54
03122101	CORREA A209617 WAU - BBA PRINCIPAL	PZA	2	\$61.98	\$123.96
03122177	CORREA P312810 WAU - RADIADOR	PZA	3	\$130.02	\$390.06
	MANGUERAS CIRCUITO AGUA CAMISAS	JGO	1	\$500.00	\$500.00
	OTROS TURBO PARTS	JGO	2	\$1,462.00	\$2,924.00
03122118	ADAPTOR, SPARK PLUG 69772A WAU	PZA	12	\$258.94	\$3,107.28
15140386	JGO REP P/VALV FISHER 99	JGO	2	\$182.00	\$364.00
	JGO REP STARTER INGERSOLL-DRESSER	JGO	1	\$594.35	\$594.35

TOTAL	\$11,299.99
--------------	--------------------

Detalle Repuestos Mantenimiento Incrementador y bomba

Mantenimiento 3000 hrs

Material	Denomin.	Unidad	Ctd.	Precio \$USD	Total
	ACEITE MOLBILGEAR 626	GL	25	\$5.69	\$142.25
				TOTAL	\$142.25

Mantenimiento 8000 hrs

Material	Denomin.	Unidad	Ctd.	Precio \$USD	Total
	RODAMIENTOS 7310 BECBM BOMBA	PZA	2	\$60.00	\$120.00
	SEGURO RODAMIENTO 62126974 FLOW	PZA	2	\$68.00	\$136.00
				TOTAL	\$256.00

Mantenimiento 16000 hrs

Material	Denomin.	Unidad	Ctd.	Precio \$USD	Total
	ELEMENTO DE FILTRO DUPLEX 25 UM	PZA	2	\$300.00	\$600.00
	RODAMIENTOS 7310 BECBM BOMBA	PZA	2	\$60.00	\$120.00
	SEGURO RODAMIENTO 62126974 FLOW	PZA	2	\$68.00	\$136.00
	LIQUIDO BARRERA SELLOS API 31	GL	10	\$4.96	\$49.60
	KIT SELLO MECANICO QBQ 3.275 BOMBA	PZA	2	\$2,000.00	\$4,000.00
				TOTAL	\$4,905.60

Detalle Repuestos Mantenimiento Motor Waukesha VGF

Mantenimiento 1000 hrs

Material	Denomin.	Unidad	Ctd.	Precio \$USD	Total
	ACEITE MOBIL PEGASUS 805 + REP.	GL	34	\$5.33	\$181.22
03121142	FILTRO DE ACEITE 304126 WAU	PZA	3	\$20.32	\$60.96
	GRASA LUBRICACION GENERAL	LB	0.5	\$7.64	\$3.82
	OTROS			\$10.00	\$10.00
				TOTAL	\$256.00

Mantenimiento 2000 hrs

Material	Denomin.	Unidad	Ctd.	Precio \$USD	Total
	ACEITE MOBIL PEGASUS 805 + REP.	GL	34	\$5.33	\$181.22
03121142	FILTRO DE ACEITE 304126 WAU	PZA	3	\$20.32	\$60.96
	GRASA LUBRICACION GENERAL	LB	0.5	\$7.64	\$3.82
	OTROS			\$10.00	\$10.00
				TOTAL	\$256.00

Mantenimiento 4000 hrs

Material	Denomin.	Unidad	Ctd.	Precio \$USD	Total
	ACEITE MOBIL PEGASUS 805 + REP.	GL	34	\$5.33	\$181.22
03121142	FILTRO DE ACEITE 304126 WAU	PZA	3	\$20.32	\$60.96
19200070	PREFILTRO AIRE 208349 WAU	PZA	2	\$11.06	\$22.12
	GRASA LUBRICACION GENERAL	LB	0.5	\$7.64	\$3.82
03122091	JTA TAPAS DE VALVULAS 153894B WAU	PZA	6	\$33.00	\$198.00
03122161	BUJIAS 60999W 18MMX WAU	PZA	6	\$81.80	\$490.80
	MOBIL SCA - PAQ. ADITIV. REFRIGERANTE	GL	1.61	\$10.00	\$16.10
	OTROS			\$10.00	\$10.00
				TOTAL	\$983.02

Mantenimiento 8000 hrs

Material	Denomin.	Unidad	Ctd.	Precio \$USD	Total
	ACEITE MOBIL PEGASUS 805 + REP.	GL	34	\$5.33	\$181.22
03121142	FILTRO DE ACEITE 304126 WAU	PZA	3	\$20.32	\$60.96
19200070	PREFILTRO AIRE 208349 WAU	PZA	2	\$11.06	\$22.12
03121144	FILTRO DE AIRE 169180L WAU	PZA	1	\$87.73	\$87.73
03121178	JTA.TAPA BALANCIN 304746A(EX-304046) WAU	PZA	1	\$4.49	\$4.49
	GRASA LUBRICACION GENERAL	LB	0.5	\$7.64	\$3.82
03122091	JTA TAPAS DE VALVULAS 153894B WAU	PZA	6	\$33.00	\$198.00
03122161	BUJIAS 60999W 18MMX WAU	PZA	6	\$81.80	\$490.80
	MOBIL MINING COOLANT	GL	81	\$5.49	\$444.69
03122404	HOSE,1.5IDX1.88X2.62 7044 WAU	PZA	1	\$24.94	\$24.94
03122336	HOSE,1.88X2.25X3 LG 117234C WAU	PZA	1	\$80.00	\$80.00
03122337	HOSE,4.00X4.50X2.50 LG 78927M WAU	PZA	1	\$50.16	\$50.16
03122338	HOSE,2.75X3.25X3 LG 15027D WAU	PZA	1	\$48.84	\$48.84
03122339	HOSE,1.25 ID X 2.5 LG 105675 WAU	PZA	1	\$73.88	\$73.88
03121171	HOSE,WATER 304322A WAU	PZA	1	\$38.72	\$38.72
03122340	HOSE, FLEXIBLE, ASM. A166182N WAU	PZA	1	\$68.46	\$68.46
03122085	DIAFRAGMA 499222 WAU F18GSI	PZA	1	\$59.09	\$59.09
03122398	DIAFRAGMA P/CARBURADOR 489444	PZA	1	\$34.03	\$34.03

	WAU				
	BELT 5VX1080 P313737	PZA	2	\$101.94	\$203.88
	OTROS IGNITION PARTS	JGO	1	\$200.00	\$200.00
	OTROS TURBO PARTS MOTOR VGF18	JGO	1	\$627.30	\$627.30
				TOTAL	\$3,003.13

Mantenimiento 16000 hrs - Top End Overhaul

Material	Denomin.	Unidad	Ctd.	Precio \$USD	Total
	ACEITE MOBIL PEGASUS 805 + REP.	PZA	34	\$5.33	\$181.22
03121142	FILTRO DE ACEITE 304126 WAU	GL	3	\$20.32	\$60.96
19200070	PREFILTRO AIRE 208349 WAU	PZA	2	\$11.06	\$22.12
03121144	FILTRO DE AIRE 169180L WAU	PZA	1	\$87.73	\$87.73
03121178	JTA.TAPA BALANCIN 304746A(EX-304046) WAU	PZA	1	\$4.49	\$4.49
	GRASA LUBRICACION GENERAL	PZA	0.5	\$7.64	\$3.82
03122091	JTA TAPAS DE VALVULAS 153894B WAU	PZA	6	\$33.00	\$198.00
03122161	BUJIAS 60999W 18MMX WAU	PZA	6	\$81.80	\$490.80
	MOBIL MINING COOLANT	PZA	81	\$5.49	\$444.69
03122404	HOSE,1.5IDX1.88X2.62 7044 WAU	PZA	1	\$24.94	\$24.94
03122336	HOSE,1.88X2.25X3 LG 117234C WAU	JGO	1	\$80.00	\$80.00
03122337	HOSE,4.00X4.50X2.50 LG 78927M WAU	JGO	1	\$50.16	\$50.16
03122338	HOSE,2.75X3.25X3 LG 15027D WAU	PZA	1	\$48.84	\$48.84
03122339	HOSE,1.25 ID X 2.5 LG 105675 WAU	PZA	1	\$73.88	\$73.88
03121171	HOSE,WATER 304322A WAU	PZA	1	\$38.72	\$38.72
03122340	HOSE, FLEXIBLE, ASM. A166182N WAU	PZA	1	\$68.46	\$68.46
03122085	DIAFRAGMA 499222 WAU F18GSI	PZA	1	\$59.09	\$59.09
03122398	DIAFRAGMA P/CARBURADOR 489444 WAU	PZA	1	\$34.03	\$34.03
03122124	CABLE ASM., SPARK PLUG 211357M WAU	PZA	6	\$108.21	\$649.26
15140217	KIT REPARACION VALVULA FISHER 627	JGO	1	\$116.55	\$116.55
03122402	MOTOR DE ARRANQUE 60883C WAU	PZA	1	\$1,719.93	\$1,719.93
	BELT 5VX1080 P313737	PZA	2	\$101.94	\$203.88
	OTROS IGNITION PARTS	JGO	1	\$200.00	\$200.00
	OTROS TURBO PARTS MOTOR VGF18	JGO	1	\$627.30	\$627.30
	GUIA DE VALVULA 300009 WAU	PZA	24	\$12.31	\$295.44
	VALVULA CARA CERAMICA 20° 300036J WAU	PZA	12	\$124.91	\$1,498.92
	VALVULA 20° 300036K WAU	PZA	12	\$65.35	\$784.20
	BUSHING, ROCKER ARM 300048C WAU	PZA	12	\$6.43	\$77.16
	INSERTO DE ASIENTO DE VALVULA 304010L WAU	PZA	24	\$6.22	\$149.28
	SELLO DE VASTAGO DE VALVULA 304015 WAU	PZA	24	\$8.53	\$204.72
	KIT DE EMPAQUES OVERHAUL DE VALVULAS G-979-278 / 300000B EMPAQ. CULATA	JGO	1	\$1,009.18	\$1,009.18
				TOTAL	\$9,507.77

Mantenimiento 32000 hrs - Bottom Overhaul

Material	Denomin.	Unidad	Ctd.	Precio \$USD	Total
	SELLO TERMOSTATO 153610 WAU	PZA	4	\$4.65	\$18.60
	BUSHING DE EJE GOBERNADOR 168290B WAU	PZA	2	\$8.74	\$17.48
	TERMOSTATO AUXILIAR 130°F 211498A WAU	PZA	1	\$70.66	\$70.66
	TERMOSTATO 170°F 211887B WAU	PZA	3	\$30.58	\$91.74
	BUSHING PIN DE PISTON 300108 WAU	PZA	6	\$50.72	\$304.32
	BUSHING CAM FOLLOWER 304032D WAU	PZA	12	\$24.45	\$293.40
	ROLLER, CAM FOLLOWER 304033A WAU	PZA	12	\$28.94	\$347.28
03122092	DUMPER DE VIBRACION 304889B WAU	PZA	1	\$3,253.43	\$3,253.43
03122400	ROD END, M6 RH 305169 WAU	PZA	1	\$17.56	\$17.56
03122401	ROD END, M6 RH 305169B WAU	PZA	1	\$18.16	\$18.16
	EMPAQUES PARA OVERHAUL 900- 1041WAU	PZA	1	\$1,533.71	\$1,533.71
03122427	JGO REP P/RODAMIENTO G-918-320 WAU	JGO	1	1,683.46	\$1,683.46
	CAM BUSHING, 927-56 WAU	PZA	1	\$373.44	\$373.44
	CAMISA INDIVIDUAL DE CILINDRO 932- 264 WAU	PZA	6	\$648.91	\$3,893.46
03121165	JGO.REP.P/BBA.AGUA AUX.960-274 WAU	JGO	1	\$521.70	\$521.70
03122088	JGO REP P/BBA AGUA G-960-299 WAU	JGO	1	\$590.24	\$590.24
03122175	JGO REP BBA ACEITE G-980-152 WAU	JGO	1	\$2,702.35	\$2,702.35
03122272	ROD A300110G P/BIELA PISTON WAU	PZA	6	\$87.63	\$525.78
	RODAMIENTOS Y COJINETES EN GENERAL	JGO	1	\$210.10	\$210.10
	PARTES DE REPARACION GOVERNADOR WAU	JGO	1	\$261.38	\$261.38
	TUERCAS, PERNOS, ESPARRAGOS	JGO	1	\$104.55	\$104.55
	SELLOS Y PINTURA	JGO	1	\$104.55	\$104.55
	CONN ROD	JGO	6	\$381.61	\$2,289.66
	CABLES Y FITTINGS	JGO	1	\$209.10	\$209.10
				TOTAL	\$19,436.11

Detalle Repuestos Mantenimiento compresor Sullair 10-25 L ACAC**Mantenimiento anual**

Material	Denomin.	Unidad	Ctd.	Precio \$USD	Total
	ELEMENTO FILTRO DE ACEITE 250025- 525 SULLAIR	PZA	1	\$107.00	\$107.00
				TOTAL	\$107.00

Mantenimiento 2 años

Material	Denomin.	Unidad	Ctd.	Precio \$USD	Total
	ELEMENTO FILTRO DE ACEITE 250025-525 SULLAIR	PZA	1	\$107.00	\$107.00
	ELEMENTO DE FILTRO DE AIRE 040899 SULLAIR	PZA	1	\$19.70	\$19.70
	SEPARADOR AIRE ACEITE 250034-114 SULLAIR	PZA	1	\$579.10	\$579.10
	KIT REPARACION VALVULA TERMICA 250025-621	JGO	1	\$85.00	\$85.00
	KIT REPARACION PARA REGULADOR DE PRESION 250019-453	JGO	1	\$60.00	\$60.00
	KIT REPARACION PARA VALVULA DE INGRESO AIRE 250019-451	JGO	1	\$64.00	\$64.00
	ACEITE SULLUBE 32	GL	5	\$63.02	\$315.10
				TOTAL	\$1,229.90

Detalle Repuestos Mantenimiento UPS SolidSates Estaciones**Mantenimiento 5 años**

Material	Denomin.	Unidad	Ctd.	Precio \$USD	Total
	FUSIBLES DE POTENCIA	SET	1	\$1,047.20	\$1,047.20
	VENTILADORES	PZA	4	\$100.00	\$400.00
				TOTAL	\$1,447.20

Mantenimiento 10 años

Material	Denomin.	Unidad	Ctd.	Precio \$USD	Total
	FUSIBLES DE POTENCIA	SET	1	\$1,047.20	\$1,047.20
	VENTILADORES	PZA	4	\$100.00	\$400.00
	CAPACITORES ELECTROLITICOS 03-J014788-05, 4700 uF, 350V	PZA	12	\$210.00	\$2,520.00
	CAPACITORES AC TRAFO SALIDA INVERSOR 03-J029168, 91.5 uF, 220V	PZA	16	\$160.00	\$2,560.00
				TOTAL	\$6,527.20

DETALLE DE COSTOS DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO A 10 AÑOS DE OPERACION

COSTOS DE MANTENIMIENTO - MATERIALES, REPUESTOS Y LUBRICANTES

UNIDAD	Ago-Dic 04	Ene-Dic 05	Ene-Dic 06	Ene-Dic 07	Ene-Dic 08	Ene-Dic 09	Ene-Dic 10	Ene-Dic 11	Ene-Dic 12	Ene-Dic 13
PE-5101-A	859.07	18,697.83	5,002.00	50,711.55	17,341.08	21,961.06	128,138.07	5,002.00	23,029.11	46,950.64
PE-5101-B	859.07	18,697.83	5,002.00	50,711.55	17,341.08	21,961.06	128,138.07	5,002.00	23,029.11	46,950.64
PE-5101-C			3,074.88	17,341.08	21,101.99	21,101.99	5,002.00	21,961.06	128,138.07	22,458.74
PE-5201-A	859.07	18,697.83	5,002.00	50,711.55	17,341.08	21,961.06	128,138.07	17,341.08	23,029.11	46,950.64
PE-5201-B	859.07	18,697.83	5,002.00	49,354.80	18,697.83	21,101.99	128,997.14	5,002.00	23,029.11	46,950.64
PE-5201-C			3,074.88	17,341.08	21,101.99	21,101.99	5,002.00	21,961.06	128,138.07	22,458.74
PE-5301-A	859.07	18,697.83	5,002.00	50,711.55	17,341.08	21,961.06	128,138.07	5,002.00	23,029.11	46,950.64
PE-5301-B	859.07	18,697.83	5,002.00	50,711.55	17,341.08	21,961.06	128,138.07	5,002.00	23,029.11	46,950.64
PE-5301-C			3,074.88	17,341.08	21,101.99	21,101.99	5,002.00	21,961.06	128,138.07	22,458.74
PE-5401-A	859.07	18,697.83	5,002.00	50,711.55	17,341.08	21,961.06	128,138.07	5,002.00	23,029.11	46,950.64
PE-5401-B	859.07	18,697.83	5,002.00	49,354.80	18,697.83	21,101.99	128,997.14	17,341.08	23,029.11	46,950.64
PE-5401-C			3,074.88	17,341.08	21,101.99	21,101.99	5,002.00	21,961.06	128,138.07	22,458.74
MOTORES VHP	6,872.55	149,582.65	52,315.56	472,343.26	225,850.13	258,378.32	1,046,830.73	152,538.43	696,785.18	465,440.11
P-5101-A		540.50	284.50	6,290.10	540.50	6,290.10	540.50	284.50	6,432.35	540.50
P-5101-B		540.50	284.50	6,290.10	540.50	6,290.10	540.50	284.50	6,432.35	540.50
P-5101-C			142.25	540.50	6,290.10	682.75	284.50	6,290.10	540.50	6,432.35
P-5201-A		540.50	284.50	6,290.10	540.50	6,290.10	540.50	540.50	6,432.35	540.50
P-5201-B		540.50	284.50	6,147.85	682.75	6,290.10	540.50	284.50	6,432.35	540.50
P-5201-C			142.25	540.50	6,290.10	682.75	284.50	6,290.10	540.50	6,432.35
P-5301-A		540.50	284.50	6,290.10	540.50	6,290.10	540.50	284.50	6,432.35	540.50
P-5301-B		540.50	284.50	6,290.10	540.50	6,290.10	540.50	284.50	6,432.35	540.50
P-5301-C			142.25	540.50	6,290.10	682.75	284.50	6,290.10	540.50	6,432.35
P-5401-A		540.50	284.50	6,290.10	540.50	6,290.10	540.50	284.50	6,432.35	540.50
P-5401-B		540.50	284.50	6,147.85	682.75	6,290.10	540.50	540.50	6,432.35	540.50

P-5401-C			142.25	540.50	6,290.10	682.75	284.50	6,290.10	540.50	6,432.35
BOMBA E INCREMENTADOR	0.00	4,324.00	2,845.00	52,198.30	29,768.90	53,051.80	5,462.00	27,948.40	53,620.80	30,053.40
IE-0101-A	512.00	2,007.01	6,171.12	1,751.01	13,958.78	6,171.12	1,751.01	40,267.87	1,751.01	6,427.12
IE-0101-B	512.00	2,007.01	6,171.12	1,751.01	13,958.78	6,171.12	1,751.01	40,267.87	1,751.01	6,427.12
IE-0201-A	512.00	2,007.01	6,171.12	1,751.01	13,958.78	6,171.12	1,751.01	40,267.87	1,751.01	6,427.12
IE-0201-B	512.00	1,751.01	6,171.12	2,007.01	12,975.76	1,751.01	7,154.14	40,011.87	2,007.01	6,171.12
IE-0301-A	256.00	2,007.01	6,171.12	2,007.01	12,975.76	7,154.14	1,751.01	40,011.87	2,007.01	6,171.12
IE-0301-B	512.00	1,751.01	6,171.12	2,007.01	12,975.76	1,751.01	7,154.14	40,011.87	1,751.01	6,427.12
IE-0401-A	512.00	1,751.01	6,171.12	2,007.01	12,975.76	1,751.01	7,154.14	40,011.87	2,007.01	6,171.12
IE-0401-B	256.00	2,007.01	6,171.12	2,007.01	12,975.76	7,154.14	1,751.01	40,011.87	2,007.01	6,171.12
MOTORES VGF	3,583.97	15,288.09	49,368.98	15,288.09	106,755.16	38,074.69	30,217.49	320,862.98	15,032.09	50,392.97
GE-0101-A	10.00	20.00	160.00	20.00	170.00	160.00	20.00	160.00	20.00	1,470.00
GE-0101-B	10.00	20.00	160.00	20.00	170.00	160.00	20.00	160.00	20.00	1,470.00
GE-0201-A	10.00	20.00	160.00	20.00	170.00	160.00	20.00	160.00	20.00	1,470.00
GE-0201-B	10.00	20.00	160.00	20.00	160.00	20.00	170.00	160.00	20.00	1,460.00
GE-0301-A		30.00	160.00	20.00	160.00	170.00	20.00	160.00	20.00	1,460.00
GE-0301-B	10.00	20.00	160.00	20.00	160.00	20.00	170.00	160.00	20.00	1,460.00
GE-0401-A	10.00	20.00	160.00	20.00	160.00	20.00	170.00	160.00	20.00	1,460.00
GE-0401-B		30.00	160.00	20.00	160.00	170.00	20.00	160.00	20.00	1,460.00
GENERADORES KATO	60.00	180.00	1,280.00	160.00	1,310.00	880.00	610.00	1,280.00	160.00	11,710.00
E-5101	20.00	260.00	20.00	260.00	20.00	260.00	20.00	260.00	20.00	260.00
E-5201	20.00	260.00	20.00	260.00	20.00	260.00	20.00	260.00	20.00	260.00
E-5301	20.00	260.00	20.00	260.00	20.00	260.00	20.00	260.00	20.00	260.00
E-5401	20.00	260.00	20.00	260.00	20.00	260.00	20.00	260.00	20.00	260.00
AEROENFRIADORES	80.00	1,040.00	80.00	1,040.00	80.00	1,040.00	80.00	1,040.00	80.00	1,040.00
C-0101		1,336.90	107.00	1,336.90	107.00	1,336.90	107.00	1,336.90	107.00	1,336.90
C-0201		1,336.90	107.00	1,336.90	107.00	1,336.90	107.00	1,336.90	107.00	1,336.90
C-0301		1,336.90	107.00	1,336.90	107.00	1,336.90	107.00	1,336.90	107.00	1,336.90
C-0401		1,336.90	107.00	1,336.90	107.00	1,336.90	107.00	1,336.90	107.00	1,336.90
COMPRESORES	0.00	5,347.60	428.00	5,347.60	428.00	5,347.60	428.00	5,347.60	428.00	5,347.60

SULLAIR										
SE-5101		350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00
SE-5201		350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00
SE-5301		350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00
SE-5401		350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00	350.00
SISTEMA ELECTRICO	0.00	1,400.00	1,400.00	1,400.00	1,400.00	1,400.00	1,400.00	1,400.00	1,400.00	1,400.00
UPS-01					1,447.20					6,527.20
UPS-02					1,447.20					6,527.20
UPS-03					1,447.20					6,527.20
UPS-04					1,447.20					6,527.20
UPS SOLIDSTATES	0.00	0.00	0.00	0.00	5,788.80	0.00	0.00	0.00	0.00	26,108.80
TOTAL	10,596.52	177,162.34	107,717.54	547,777.25	371,380.99	358,172.41	1,085,028.22	510,417.40	767,506.07	591,492.88

APÉNDICE III



Cliente CIA. OPERADORA DE GAS DEL AMAZONAS
Equipo P-5101-A
Compartimiento MOTOR
Referencia Shell P-5101-A

Lubricante MYSELLA LA 40
Marca WAUKESHA
Modelo / Serie VHP - L5790 GSI /
Capacidad 99

	72615	63384	60139	58331
LUBRICANTE	MYSELLA LA 40	MYSELLA LA 40	MYSELLA LA 40	MYSELLA LA 40
FECHA DE MUESTREO	21/04/2005	10/02/2005	19/12/2004	15/11/2004
FECHA DE RECIBO	11/05/2005	23/02/2005	28/12/2004	19/11/2004
FECHA DE REPORTE	11/05/2005	11/03/2005	30/12/2004	23/11/2004
HORAS O KMS DEL EQUIPO	4518	3000	2198	1506
HORAS O KMS DEL ACBITE	1518	1500	698	1506
ACEITE AGREGADO (RELLENOS)			5	
VISC.CST. 40 GR.C.				
VISC.CST.100 GR.C	16.51	16.5	14.7	16.33
T.A.N.	3.2	4.6	2.34	4.44
T.B.N.	1.61	3.12	3.8	2.11
FLASH POINT(C.O.C.) GR.C				
PUNTO DE FLUIDEZ GR.C.				
SPOT TEST (CONTAMINACION)		0.5	0.4	0.5
AGUA (CRAQUEO) TRAE/NEG.	NEGATIVO	NEGATIVO	NEGATIVO	NEGATIVO
AGUA, %V.				
DISPERSANCIA (BUB/REG/MALA)		REGULAR	BUENA	REGULAR
PIERRO (FE) P.P.M.	8	13	6	25
ALUMINIO (AL) P.P.M.	1		1	2
SILICIO (SI) P.P.M.	0	1	5	5
EINC (EN) P.P.M.				
COBRE (CU) P.P.M.	0	3	2	11
PLOMO (PB) P.P.M.	1	4	1	13
ESTAÑO (SN) P.P.M.	1	0	0	
CROMO (CR) P.P.M.	0	0	0	0
HOLLIN, A/.1 MM				
OXIDACION, A/.1 MM	0.18	0.32	0.31	0.69
NITRACION, A/.1 MM	0.31	0.38	0.2	0.75
SULFATACION, A/.1 MM				
GLYCOL, %		0	0	0
DILUYENTE, %V.				

Shell Lubricantes del Perú S.A.

Contralmirante Mora 687 Callao - Perú
 Tlf.: (+ 51 1) 2241616 / Fax: (+ 51 1) 4292722
 e-mail: shell.check@speru.shell.com



Customer Information
 Customer ID: 163767 COGA
 Territory: LIMA
 Customer: CIA. OPERADORA DE GAS DEL AMAZONAS S.A.C.
 Address: CALLE UNO S/N ALTURA KM 35.5 PANAMERICANA SUR
 URB. LAS PRADERAS DE LURIN
 LIMA
 Contact: ANDRES ARGANDOÑA- jargandona@coga.com.pe
 RAUL RAMIREZ- ramirez@coga.com.pe

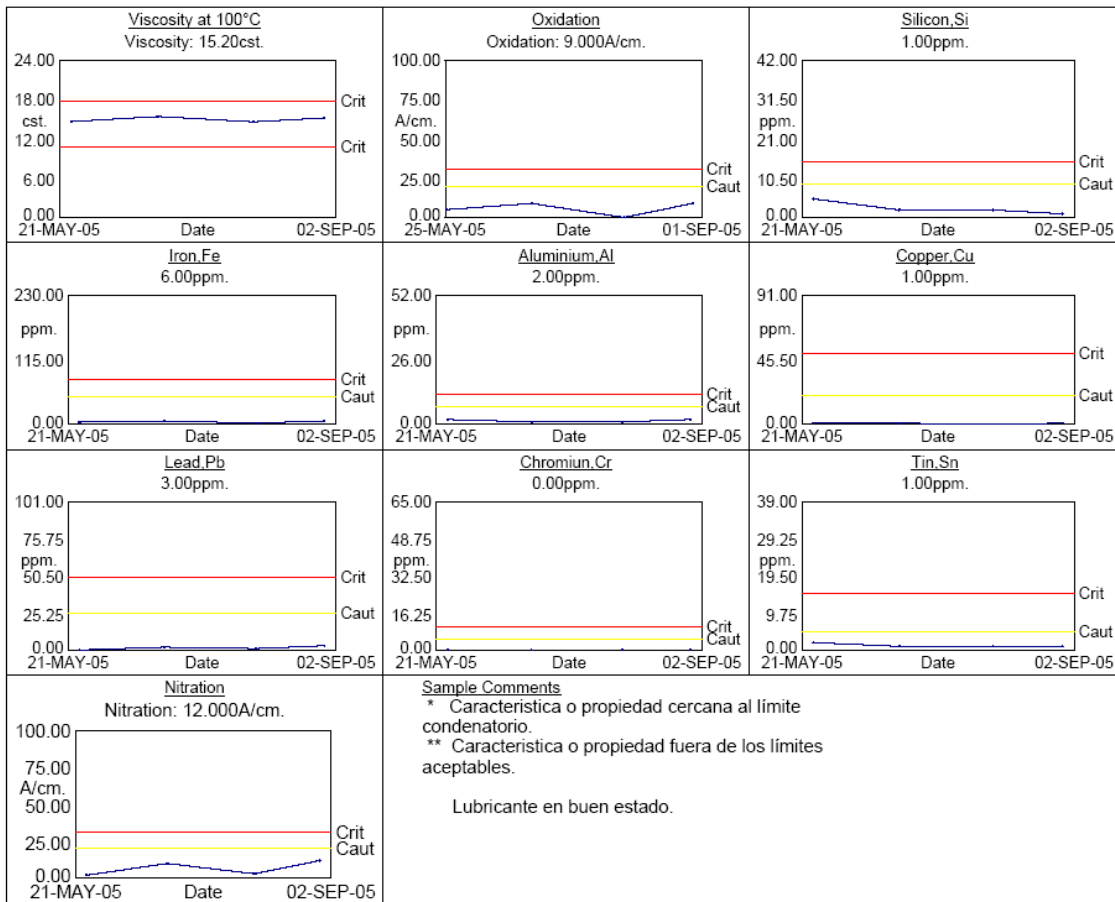
EDUARDO PAREDES
 JAIME LLOSA

Sample ID: OT20050791
 Equipment Code: 13564
 Equipment Name: P-5101-A MOTOR A GAS
 Equipment Area: CIA. OPERADORA DE GAS DEL AMAZONAS S.A.C.
 Lubricant: PEGASUS 805
 Total Hours: 7500.0
 Hours On Oil: 1500.0, On Filter: 20.0

CAUTION

Sampled: 29-AUG-05, 08:58am
 Tested: 13-SEP-05
 Reported: 15-SEP-05

Sample ID	Sampled	Hours	On Oil	Visc. (100°C)	Si	Fe	Al	Cu	Pb	Cr	Sn	B	Na	K	Water Content	TAN	Tbn	Oxidation	Nitration
OT20050791	29-AUG-05	7500.0	1500.0	15.20	1.0	6.0	2.0	1.0	3.0	0.0	1.0	0.0	0.0	0.0	0.000	*2.690	3.830	9.000	12.000
OT20050743	02-AUG-05	6780.0	780.0	14.58	2.0	3.0	1.0	0.0	1.0	0.0	1.0	5.0	0.0	0.0	0.000	**3.150	3.750	0.000	3.000
OT20050710	27-JUN-05	5985.0	1500.0	15.40	2.0	6.0	1.0	1.0	2.0	0.0	1.0	6.0	0.0	0.0	0.000	2.420	2.660	9.000	10.000
OT20050630	25-MAY-05	5250.0	750.0	14.64	5.0	4.0	2.0	1.0	0.0	0.0	2.0	15.0	0.0	0.0	0.000	1.760	4.920	5.000	2.000



Comparativa entre análisis de aceites usados Mobil Pegasus 805 (proveedor actual) y Shell Mysella LA 40.

El aceite Mobil Pegasus 805 muestra menos degradación por nitración y oxidación, y con una reserva alcalina TBN inicial mayor que el Mysella LA 40. Las unidades de bombeo P-5101-A junto con la P-5101-B son a las que se les exige mayor potencia, por ser la primera estación, trabaja al mismo caudal que las demás estaciones pero a mayor cabeza hidráulica, además de estar localizada en las Malvinas en donde la temperatura llega hasta los 40°C disminuyendo la capacidad de refrigeración del equipo y exigiendo más a las propiedades antioxidantes del aceite. Significaría un ahorro del 25% al año, solo en el costo de lubricantes para las unidades VHP, si se ampliaran en 500 horas el periodo de cambio de aceite. Esto esta pendiente de evaluación en conjunto con el fabricante y el proveedor de lubricantes, después de evaluar el estado de la máquina en el primer Top End.

APÉNDICE IV

Resultados de análisis de gases para los motores de combustión Waukesha de la estación PS 3

G-0301 A

Temperatura manifold entrada: 40 °C

Presión manifold entrada: 0 in. Hg Vac

Potencia: 96 kW

Temp. Gases (°C)	O2 (%)	CO2 (%)	CO ppm	NO ppm	NOx ppm	Eficiencia (%)	ExA (%)	Temp. Ambiente (°C)	CO grams/bhp-hr (Waukesha)	NOx grams/bhp-hr (Waukesha)
527.2	2.8	10.2	231	2443	2565	73.1	15.2	13.9	0.685	12.483
525.5	2.9	10.1	230	2472	2596	73.0	15.9	13.9	0.685	12.704
525.2	2.9	10.1	228	2525	2651	73.0	16.3	13.9	0.679	12.973
523.6	3.0	10.0	231	2757	2895	73.0	16.5	13.9	0.692	14.246
521.4	3.1	10.0	232	2810	2950	73.0	17.2	13.9	0.699	14.599

G-0301 B (Medición realizada en un acceso en la parte inferior de la bota de condensado)

Temperatura manifold entrada: -

Presión manifold entrada: -

Potencia: 96 kW

Temp. Gases (°C)	O2 (%)	CO2 (%)	CO ppm	NO ppm	NOx ppm	Eficiencia (%)	ExA (%)	Temp. Ambiente (°C)	CO grams/bhp-hr (Waukesha)	NOx grams/bhp-hr (Waukesha)
381.6	2.3	10.4	234	3275	3439	78.4	12.1	16.2	0.675	16.287
372.6	2.4	10.4	234	3151	3309	78.6	12.9	16.2	0.678	15.756
382.5	2.1	10.5	237	3516	3692	78.4	11.4	16.2	0.676	17.299

P-5301 A

Flujo: 155 m3/h

RPM: 1023

Horas: 6449

Turbocargador banco izquierdo

Temperatura manifold entrada: 42 °C

Presión manifold entrada: 3 in. Hg

Temp. Gases (°C)	O2 (%)	CO2 (%)	CO ppm	NO ppm	NOx ppm	Eficiencia (%)	ExA (%)	Temp. Ambiente (°C)	CO grams/bhp-hr (Waukesha)	NOx grams/bhp-hr (Waukesha)
519.4	0.8	11.3	10728	1864	1957	74.9	3.8	13.1	28.628	8.576
519.5	0.5	11.4	11110	1889	1984	75.1	2.6	13.1	29.211	8.567
522.2	0.6	11.4	11113	1868	1962	75.0	2.8	13.1	29.363	8.514
523.0	0.4	11.5	11526	1897	1992	75.1	1.7	13.1	30.157	8.559

522.6	0.3	11.5	11540	1894	1988	75.2	1.4	13.1	30.047	8.501
-------	-----	------	-------	------	------	------	-----	------	--------	-------

Turbocargador banco derecho

Temperatura manifold entrada: 48 °C

Presión manifold entrada: 4 in. Hg

Temp. Gases (°C)	O2 (%)	CO2 (%)	CO ppm	NO ppm	NOx ppm	Eficiencia (%)	ExA (%)	Temp. Ambiente (°C)	CO grams/bhp-hr (Waukesha)	NOx grams/bhp-hr (Waukesha)
522.3	0.5	11.4	12829	1339	1406	75.2	2.4	17.6	33.731	6.071
521.8	0.5	11.4	14150	1356	1423	75.2	2.3	17.6	37.204	6.145
522.8	0.7	11.3	12639	1330	1396	75.0	3.3	17.6	33.560	6.088
522.6	0.5	11.4	13830	1369	1437	75.1	2.6	17.6	36.363	6.205

P-5301 B

Flujo: 155 m3/h

RPM: 1021

Horas: 6473

Turbocargador banco izquierdo

Temperatura manifold entrada: 45 °C

Presión manifold entrada: 3.5 in. Hg (10 cm Hg)

Temp. Gases (°C)	O2 (%)	CO2 (%)	CO ppm	NO ppm	NOx ppm	Eficiencia (%)	ExA (%)	Temp. Ambiente (°C)	CO grams/bhp-hr (Waukesha)	NOx grams/bhp-hr (Waukesha)
541.0	0.5	11.4	4479	2670	2803	74.9	2.60	28	11.776	12.103
540.0	0.5	11.4	4476	2674	2808	75.0	2.30	28	11.769	12.125
539.5	0.5	11.4	4340	2661	2795	75.0	2.30	28	11.411	12.069
539.9	0.4	11.5	4505	2654	2787	75.1	1.70	28	11.787	11.976
540.8	0.3	11.5	4493	2663	2797	75.0	1.60	28	11.699	11.960
540.5	0.2	11.6	4520	2668	2802	75.1	1.20	28	11.712	11.924
540.7	0.2	11.6	4552	2675	2809	75.2	0.90	28	11.795	11.953
540.3	0.2	11.6	4494	2673	2806	75.2	0.90	28	11.645	11.941

Turbocargador banco derecho

Temperatura manifold entrada: 45 °C

Presión manifold entrada: 3.7 in. Hg (10 cm Hg)

Temp. Gases (°C)	O2 (%)	CO2 (%)	CO ppm	NO ppm	NOx ppm	Eficiencia (%)	ExA (%)	Temp. Ambiente (°C)	CO grams/bhp-hr (Waukesha)	NOx grams/bhp-hr (Waukesha)
535.8	0.5	11.4	2195	3280	3444	75.0	2.6	28	5.771	14.871
536.8	0.5	11.4	2242	3285	3449	75.1	2.3	28	5.895	14.893
536.0	0.4	11.5	2270	3288	3453	75.1	1.9	28	5.939	14.837
536.4	0.3	11.5	2220	3311	3476	75.2	1.6	28	5.780	14.864
536.0	0.3	11.5	2161	3323	3489	75.2	1.4	28	5.627	14.919
535.8	0.4	11.5	2158	3325	3491	75.2	1.7	28	5.646	15.001
535.4	0.3	11.5	2154	3328	3495	75.2	1.4	28	5.608	14.945

De los resultados se puede observar que para los generadores G-0301-A y B el valor de NOx sobrepasa ligeramente los límites establecidos por el fabricante (ver sección 3.6.4.2) lo que indica que el motor esta trabajando con baja carga (aprox. 40%), los análisis de aceite muestran que los motores no presentan mayor desgaste por nitración, por lo que se puede esperar que el motor pueda seguir trabajando en este régimen sin problemas, sin embargo, se proyectó la instalación de unos bancos de resistencias de 75 kVA para aumentar la carga de los generadores en las 4 estaciones. El fabricante recomienda una operación por encima del 33.33% de la potencia nominal del motor para evitar estos inconvenientes.

En cuanto a la bomba P-5301-A se observan los valores de CO y NOx, en ambos bancos, en el limite de los valores dados por el fabricante, los análisis de aceite no indican degradación por nitración ni oxidación, se recomienda realizar la carburación del motor a plena carga, ya que durante la puesta en marcha los caudales de bombeo manejados eran mucho menores y la carburación se realizo mediante una aproximación.

La bomba P-5301-B presenta un alto de NOx y bajo valor de CO en ambos bancos del motor, lo que indicaría operación con mezcla pobre (exceso de aire), las muestras de aceite no muestran mayor degradación por oxidación y/o nitración, se recomienda revisar el sistema de combustible, presión Gas/Aire y regular la carburación a plena carga según los valores dados por el fabricante.

PLANOS

PLANO N° 1, Trazado y altimetría

PLANO N° 2, Esquema general de las instalaciones

PLANO N° 3, Plot plan PS 1

PLANO N° 4, Plot plan PS 2

PLANO N° 5, Plot plan PS 3

PLANO N° 6, Plot plan PS 4

PLANO N° 7, Plano de señales analógicas de unidad de bombeo LGN

LOS PLANOS DE
ESTA TESIS SE
ENCUENTRAN
EN FORMA
FISICA