

**ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y VULNERABILIDAD DE LAS BOMBAS DE
TRES TORNILLOS MARCA IMO, QUE SE ENCUENTRAN INSTALADAS EN EL
OLEODUCTO APIAY – ALTOS EL PORVENIR, DE LA VICEPRESIDENCIA DE
TRANSPORTE DE ECOPETROL S. A.**

**JORGE ARMANDO MENDOZA MORA
LEON DARIO RAMIREZ YAÑEZ
ELVIS ANDRES RODRIGUEZ POVEDA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERIA MECANICA
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO
BUCARAMANGA**

2014

**ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y VULNERABILIDAD DE LAS BOMBAS DE
TRES TORNILLOS MARCA IMO, QUE SE ENCUENTRAN INSTALADAS EN EL
OLEODUCTO APIAY – ALTOS EL PORVENIR, DE LA VICEPRESIDENCIA DE
TRANSPORTE DE ECOPETROL S. A.**

**JORGE ARMANDO MENDOZA MORA
LEON DARIO RAMIREZ YAÑEZ
ELVIS ANDRES RODRIGUEZ POVEDA**

**Monografía de grado presentada como requisito para optar el título de
Especialista En Gerencia De Mantenimiento**

**Director
CARLOS ANDRES RAMIREZ RANGEL
Ingeniero Mecánico**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERIA MECANICA
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO
BUCARAMANGA**

2014

AGRADECIMIENTOS

Un especial agradecimiento a nuestras familias, por comprender y, por todo el tiempo que permitieron que le dedicáramos a esta aventura de aprender y compartir.

A todos los compañeros de grupo, por los gratos momentos que disfrutamos de un grupo pleno de ganas de crear relaciones de largo plazo.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCION	15
1. LA SELECCIÓN DE ALTERNATIVAS DE BOMBEO EN OLEODUCTOS	17
1.1 ANÁLISIS DE LAS VARIABLES	17
1.1.1 Topografía.....	18
1.1.2 Viscosidad.....	18
1.1.3 Seccionamiento del ducto	20
1.1.4 Tipo de Motores	21
1.1.5 Mantenibilidad del ducto	22
1.1.6 Condiciones Sociales.....	23
1.2 SELECCIÓN DEL TIPO DE BOMBAS.....	224
1.2.1 Consideraciones Operativas	224
1.2.1.1. Bombas de Triple Tornillo	224
1.2.1.2. Bombas de Doble Tornillo.....	26
1.2.1.3. Bombas Centrífugas	27
1.2.2 Consideraciones de Mantenimiento.....	28
1.2.2.1. Bombas de Triple Tornillo	29
1.2.2.2. Bombas de Doble Tornillo.....	30
1.2.2.3. Bombas Centrífugas	30
1.2.3 Consideraciones de Eficiencia	31
1.3 DOCUMENTO OREDA.....	33
1.3.1 Antecedentes.....	33
1.3.2 Aplicabilidad.....	34
1.4 NORMA ISO 14224	35
1.4.1 Antecedentes	35

1.4.2	Aplicabilidad.....	36
2.	ANÁLISIS DEL CICLO DE VIDA DEL ACTIVO	37
2.1	DEFINICIÓN DEL CICLO DE VIDA ÚTIL	37
2.2	DEFINICIÓN LEGAL DEL CICLO DE VIDA DE UN ACTIVO.	37
2.3	DEFINICIÓN DEL COSTO DEL CICLO DE VIDA	38
2.4	METODOLOGÍA DEL COSTO DE CICLO DE VIDA	39
2.4.1	Diagnóstico y Alcance.....	39
2.4.2	Recolección de información y desglose estructurado de costos.....	400
2.4.3	Análisis y modelamiento de la información.	400
2.4.4	Reporte y Toma de Decisión.....	411
2.5	COSTOS A CONSIDERAR.....	422
2.5.1	Costos de Operación y Mantenimiento	422
2.5.2	Costo de Compra y/o reposición tecnológica u obsolescencia	422
3.	LA HUELLA DE CARBONO	44
3.1	IMPORTANCIA DE LA HUELLA DE CARBONO.....	444
3.2	IMPACTO DE LA EFICIENCIA EN EL AHORRO ENERGÉTICO.....	455
3.3	IMPACTO DE LA EFICIENCIA (EMISIONES AL MEDIO AMBIENTE).....	466
3.4	HERRAMIENTAS PARA LA MEDICIÓN DE LA HUELLA DE CARBONO	488
4.	SISTEMA DE BOMBEO APY – MON – AEP	51
4.1	CAPACIDAD DEL SISTEMA	51
4.2	EQUIPO INSTALADO.....	52
5.	MEDICION CMD	53
5.1	OBTENCIÓN DE DATOS	53

5.1.1	Depuración de la información	53
5.2	CONSIDERACIONES DE CMD	56
5.2.1	Consideraciones sobre la Disponibilidad	56
5.2.2	Cálculo de la disponibilidad inherente o Intrínseca	57
5.3	CÁLCULOS CMD	59
5.3.1	Análisis de la Confiabilidad	62
5.3.2	Análisis Complementario	64
5.3.3	Análisis de la Confiabilidad [Solo Bomba].....	65
5.4	COMPARACIÓN DATOS DE OREDA	67
6.	ANALISIS DE VULNERABILIDAD	69
6.1	CONSIDERACIONES	69
6.2	CAUSAS DE VULNERABILIDAD	69
6.3	MITIGACIÓN DE LA VULNERABILIDAD DE UN EQUIPO.....	70
7.	ANALISIS DE COSTO DE CICLO DE VIDA	72
7.1	ANALISIS DE LA INFORMACIÓN	72
7.1.1	Diagnóstico	72
7.1.2	Descripción de las Alternativas	72
7.1.3	Recolección de la Información	73
7.2	EVALUACIÓN DEL COSTO DEL CICLO DE VIDA	75
7.2.1	Modelo del costo del ciclo de vida	75
7.2.2	Análisis de Datos	76
7.2.3	ANALISIS COMPARATIVO	76
8.	ANALISIS DE CICLO DE VIDA Y HUELLA DE CARBONO	78
8.1	CÁLCULO DE LA HUELLA DE CARBONO.....	78

9. CONCLUSIONES	81
BIBLIOGRAFÍA	82
ANEXOS	84

LISTA DE FIGURAS

	Pág
Figura 1 – Eficiencia en Sistemas de Bombeo	32
Figura 2 – Curva del Costo del Ciclo de Vida	38
Figura 3 – Costos Ocultos dentro del Ciclo de Vida de un Activo	39
Figura 4 - Metodología ISO 15663 – Análisis Costo de Ciclo de Vida	41
Figura 5 – Cálculo de Emisiones Equivalentes	50
Figura 6 – Distribución de Ordenes de Trabajo Correctivas en el equipo	58
Figura 7 – Gráfica de Confiabilidad	61
Figura 8 – Gráficas sobre las Fallas	61
Figura 9 – Gráfica de Mantenibilidad	62
Figura 10 – Gráfica de Alineación y Densidad de Reparaciones	62
Figura 11 – Gráfica de Confiabilidad [Solo Bomba]	64
Figura 12 – Gráficas sobre las Fallas [Solo Bomba]	65
Figura 13 – Gráfica de Mantenibilidad [Solo Bomba]	66
Figura 14 – Gráfica de Alineación y Densidad de Reparaciones	66
Figura 15 – Comparativo OREDA	68
Figura 16 – Emisiones de Dióxido de Carbono por año en Toneladas	79
Figura 17 – Emisiones de Gases de Efecto Invernadero Equivalentes	79
Figura 18 – Dióxido de Carbono Absorbido por	80
Figura 19 – Emisiones Equivalentes de CO2	80

LISTA DE TABLAS

	Pág
Tabla 1 - Análisis comparativo de costos	47
Tabla 2 - Fallas ocurridas en las bombas año 2013	55
Tabla 3 - Fallas ocurridas en las bombas año 2013	55
Tabla 4 - Fallas ocurridas en las bombas año 2013	55
Tabla 5 - Cálculo del TMEF – Tiempo Medio Entre Fallas	57
Tabla 6 - Cálculo del MTTR – Tiempo Medio Para Reparar	58
Tabla 7 – Datos Considerados en el análisis	60
Tabla 8 – Datos Obtenidos de Disponibilidad	63
Tabla 9 – Datos Obtenidos de Disponibilidad [Solo Bomba]	67
Tabla 10 – CAPEX de alternativas	73
Tabla 11 – OPEX de alternativas	74
Tabla 12 – Pérdidas por no Disponibilidad	75
Tabla 13 – LCC Bombas Centrífugas	76
Tabla 14 – LCC Bombas Triple Tornillo	77
Tabla 15 – Diferencia de Consumo de Energía de las alternativas	78

LISTA DE ANEXOS

	Pág
Anexo A - Ordenes de Trabajo Registradas en Ellipse durante 2012.	84
Anexo B - Ordenes de Trabajo Registradas en Ellipse durante 2013.	85
Anexo C - Ordenes de Trabajo Registradas en Ellipse durante 2014.	86

RESUMEN

TITULO: ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y VULNERABILIDAD DE LAS BOMBAS DE TRES TORNILLOS MARCA IMO, QUE SE ENCUENTRAN INSTALADAS EN EL OLEODUCTO APIAY – ALTOS EL PORVENIR, DE LA VICEPRESIDENCIA DE TRANSPORTE DE ECOPETROL S. A.*

AUTOR (ES): JORGE ARMANDO MENDOZA MORA, LEON DARIO RAMIREZ YAÑEZ, ELVIS ANDRES RODRIGUEZ POVEDA**

PALABRAS CLAVES: OREDA, CICLO, VIDA, HUELLA, CARBONO, CONFIABILIDAD, TRIPLE, TORNILLO, BOMBA.

DESCRIPCION: Esta monografía expone las variables que deben ser consideradas durante la etapa de concepción y conceptualización de un oleoducto, expone las consideraciones de tipo operativo, técnicas, de mantenimiento y de eficiencia energética que se deben tener en cuenta para la selección del tipo de tecnología a implementar para el bombeo de crudos viscosos. Explora los antecedentes y la aplicabilidad del documento OREDA como referencia y soporte de las decisiones de selección de equipos, destaca la importancia del análisis del costo del ciclo de vida de un activo y su importancia en la toma de decisión y propone incluir dentro del análisis de decisión, la importancia de explorar las alternativas frente a las emisiones que necesariamente un proyecto de infraestructura tendrá sobre el medio ambiente que lo rodea y el valor económico que representan dichas emisiones.

Dentro del alcance de la monografía se encuentra el cálculo de los indicadores de Confiabilidad, Mantenibilidad y Disponibilidad, mediante la aplicación de una hoja de cálculo que utiliza la parametrización de Weibull, así como su interpretación y su aplicabilidad en un caso real. Realiza una comparación de los indicadores calculados con los propuestos por OREDA, para equipos que cumplen funciones similares y expone el concepto de vulnerabilidad de los equipos por sus características de diseño.

* Monografía

** Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Especialización en Gerencia de Mantenimiento.
Director: Ing. Carlos Andrés Ramirez Rangel

SUMMARY

TITLE: RELIABILITY AND VULNERABILITY STUDY OF THE THREE SCREW PUMPS, BRAND IMO, THAT ARE INSTALLED IN THE PIPELINE “APIAY – EL PORVENIR”, OF THE VICE PRESIDENT OF TRANSPORT OF ECOPETROL S. A.

AUTHOR (S): JORGE ARMANDO MENDOZA MORA, LEON DARIO RAMIREZ YAÑEZ, ELVIS ANDRES RODRIGUEZ POVEDA

KEY WORDS: OREDA, LIFE, CARBON, FOOTPRINT, RELIABILITY, SCREW, PUMPS, VULNERABILITY.

DESCRIPTION: This monograph presents the variables that must be considered during the conceptualization stage of a pipeline, exposes the operational considerations, technical, maintenance and energy efficiency to be taken into account in the selection of the kind of technology to be implemented for pumping viscous crudes. Explore the background and applicability of OREDA document as reference and decision support in equipment selection, highlights the importance of analyzing the life cycle cost (LCC) of an asset and its importance in the decision, proposes to include in the decision analysis, the importance of exploring alternative equipment with different levels of emissions, which necessarily an infrastructure project will have on the environment around it and economic value represented by these emissions.

Within the scope of the essay is the calculation of the indicators of Reliability, Maintainability and Availability, by applying a spreadsheet using the Weibull parameterization, their interpretation and their applicability in a real case. Make a comparison of the proposed indicators calculated by OREDA for equipment that perform similar functions and exposes the vulnerability concept of machinery selected for its design features.

* Monograph

** School of Engineering Physics and Mechanics. Specialization in Maintenance Management.
Director: Mr. Carlos Andrés Ramirez Rangel

INTRODUCCION

Las compañías petroleras, en la etapa de formulación de proyectos, requieren realizar análisis de tecnologías de bombeo, que les permitan de manera objetiva, seleccionar la mejor alternativa desde las perspectivas de Confiabilidad, Mantenibilidad, Disponibilidad y Vulnerabilidad, que se reflejen favorablemente en el análisis del ciclo de vida del activo.

En lo que respecta a sistemas de bombeo, los autores aún discuten al respecto de la clasificación de las bombas y algunas de las clasificaciones separan las bombas entre Cinéticas y Desplazamiento Positivo y otras entre Reciprocantes y Rotatorias. Sin asegurar que estas sean las únicas dos clasificaciones, al momento de determinar qué tipo de bomba seleccionar en un oleoducto moderno de capacidad considerable, se consideran dos grandes grupos o tecnologías, bombas centrífugas y bombas de tornillos; ambas rotatorias, una Cinética y la otra de Desplazamiento Positivo, siendo las más ampliamente usadas a nivel global, las centrífugas. Las bombas centrífugas se utilizan principalmente para altos caudales con restricciones en fluidos de muy alta viscosidad (Hasta 500 cSt según Sulzer, por ejemplo), mientras que el desplazamiento positivo suele utilizarse para altas presiones y caudales moderados; en bombas de triple tornillo los límites actuales son 85K BDP (Barriles Por Día) a 2000PSI y en bombas de dos tornillos hay flujos mucho mayores pero presiones menores (260K BDP a 1000PSI).

Dentro del grupo de bombas de desplazamiento positivo, se encuentran las Reciprocantes y las Rotativas, las bombas de tornillo pueden ser de un único tornillo, doble tornillo o triple tornillo; para el caso de éste análisis, las bombas consideradas son: de triple tornillo, rotativas y de desplazamiento positivo.

La selección de las bombas de triple tornillo tiene el inconveniente de no contar con información sobre indicadores de Confiabilidad, Mantenibilidad y Disponibilidad en documentos oficiales de transporte de hidrocarburos, por lo que para los ingenieros encargados de los proyectos, no resulta fácil la sustentación al respecto de su recomendación, aún a pesar de las ventajas que ofrecen con

respecto a la eficiencia, al ser utilizadas en el desplazamiento de crudos pesados con viscosidades por encima de los 100 cSt, frente por ejemplo al uso de equipos de bombeo centrífugos, que dominan visiblemente el ámbito del bombeo de crudos en oleoductos.

1. LA SELECCIÓN DE ALTERNATIVAS DE BOMBEO EN OLEODUCTOS

La decisión de la mejor alternativa debe obedecer al análisis de todas las variables propias de un proyecto, siendo fundamentales los costos de inversión (CAPEX) y los costos operativos (OPEX). Generalmente, y en proyectos de larga duración los costos más representativos son OPEX, determinados por la eficiencia de los equipos, por lo que esta variable resulta determinante en la selección de la mejor alternativa.

El análisis de todas las variables involucradas es necesaria y dependiendo de la ubicación geográfica e incluso geopolítica el proyecto tendrá particularidades que impiden tener una regla general para la especificación de los equipos de bombeo que componen el sistema.

Cuando se diseñan oleoductos para países en desarrollo, es importante considerar los proyectos de inversión que seguramente se desarrollan en paralelo y que podrían impactar favorable o desfavorablemente el proyecto en cuestión. Tal vez por ejemplo, un proyecto de generación nos permita en un futuro cercano la utilización de motores eléctricos, por lo que tenga sentido instalar equipos adicionales de generación provisional.

1.1 ANÁLISIS DE LAS VARIABLES

A continuación se hace una presentación sobre algunos aspectos que deben ser considerados durante la formulación de un proyecto de oleoducto, enfocado especialmente en Colombia, con una realidad bastante especial, que intenta desarrollar proyectos ajustados a requerimientos técnicos internacionales, con una legislación ambiental que no tiene nada que envidiar al resto del mundo y con una situación social que debe ser considerada, por sus implicaciones en los costos del proyecto.

1.1.1 Topografía

El tamaño, la cantidad, la potencia y la configuración de los equipos depende directamente de la topografía propia de la zona del proyecto. En un país como Colombia por ejemplo, la topografía combinada con la viscosidad del producto a bombear, afectan el peso de la columna del producto dentro de la tubería, afectando a su vez los requerimientos de espesor de la tubería, las condiciones de presión en la descarga de las bombas y la cantidad de estaciones de bombeo en los tramos ascendentes o de reducción de presión en los descendentes.

La topografía determinará las condiciones futuras para el mantenimiento del oleoducto, deberán considerarse durante el diseño, las dificultades que implicará el acceso de equipo al derecho de vía¹ y sobre todo el ingreso de válvulas, accesorios y herramientas durante la vida útil del activo, por lo que el “rating” del oleoducto no puede ser determinado sin considerar las condiciones de las vías de acceso, sobre todo en las condiciones reales de un país en desarrollo, lo que limita en buena medida el uso de diámetros grandes y “ratings” superiores a ANSI 600.

La longitud de los tramos de oleoducto y el caudal a bombear dentro de una tubería ya definida, por supuesto también afectan las características de los equipos de bombeo.

1.1.2 Viscosidad

Como se mencionó anteriormente, la combinación de la viscosidad y la topografía afectan el peso de la columna de producto dentro de las tuberías y por tanto impactan los valores de presión que deberán manejarse en diferentes partes del tramo de oleoducto en cuestión. Desde el punto de vista de diseño, los equipos de bombeo están limitados al manejo de un rango de viscosidades característico de

¹ Tramo longitudinal de tierra negociado para la construcción del ducto.

cada tipo de bomba, por ejemplo las bombas centrífugas tienen un excelente comportamiento hasta 300 cSt y a partir de este punto, su eficiencia se ve seriamente comprometida.

La alternativa de acondicionamiento de la viscosidad del producto al equipo de bombeo y al ducto existente siempre estará disponible, de manera que en situaciones en donde se tengan varias calidades de producto a bombear y por ejemplo una topografía pronunciada, se haga necesario analizar que rangos de viscosidades pueden ser bombeados para una situación específica, estos casos se entienden como marginales, ya que el acondicionamiento del producto puede resultar muy costoso, porque implica degradar el producto a bombear o ajustarle la viscosidad con algún solvente que sea compatible, lo cual necesariamente implica el transporte de cantidades considerables de este producto hasta el sitio de producción y eventualmente la construcción de facilidades² para recuperarla en los sitios de entrega del producto. En el caso particular de transporte de petróleo crudo, la alternativa de preparación de mezclas de diferentes calidades de crudo es una buena alternativa, siempre y cuando estén disponibles en el área de producción y no implique el transporte de crudos más livianos hasta los sitios de ajuste de viscosidad. En Colombia, el ajuste de la viscosidad por la vía de aplicar una sustancia compatible, se realiza con nafta, de acuerdo al tipo de crudo, y se hace necesario el transporte de nafta para propósitos de dilución hasta los sitios de producción, lo cual se hace en buena medida a través de camiones, saturando las vías existentes y acortando los tiempos de mantenimiento de vías y puentes. En el diseño y construcción de nueva infraestructura, debe garantizarse la mejor opción de equipos de bombeo para un rango de viscosidades dado, sin dejar de lado las condiciones reales del proyecto y midiendo el impacto que tenga esta opción sobre la infraestructura existente.

² Infraestructura adicional para el manejo de un producto.

1.1.3 Seccionamiento del ducto

Las personas, el medio ambiente y la infraestructura alrededor del ducto requieren estar debidamente protegidas, por esta razón los oleoductos requieren estar debidamente seccionados, de manera que ante una eventual falla o un daño ocasionado por fenómenos naturales o atentados a la infraestructura, se pueda mitigar la potencialidad del daño.

El seccionamiento del ducto también se debe hacer por razones de mantenibilidad de la infraestructura, de manera que puedan aislarse los tramos objeto de mantenimiento.

Cada proyecto tiene sus particularidades, deberá atravesar fuentes de agua, obras de infraestructura, núcleos de población, accidentes geográficos, etc. Todas éstas requieren un adecuado seccionamiento que permita protegerlos adecuadamente.

El seccionamiento se realiza mediante la instalación de válvulas de corte y de retención (Cheques) en los sitios que se requiera. En las bases de diseño del oleoducto deberán fijarse los niveles permitidos de producto que ante un eventual daño se permitirá emitir al medio ambiente y de esta manera se determina el tamaño de las secciones de oleoducto, por ejemplo en un tramo plano, sin elementos que proteger como ríos, poblaciones o infraestructura. En todos los otros casos, se requiere la instalación de válvulas, siendo viable agrupar varios ramales o afluentes de la misma corriente fluvial que están muy cerca.

Hoy día existe la posibilidad de instalar un Sistema Instrumentado de Seguridad (SIS), que es básicamente un sistema de control, que se comunica con las estaciones de bombeo, que mide los parámetros de operación del oleoducto, emite alertas y puede eventualmente parar el bombeo, aislar tramos del oleoducto para evitar desastres y optimizar el desarrollo del plan de contingencia.

Los planes de contingencia se desarrollan sobre la base de estudios especializados como HAZOP (Hazard Operation Analysis) y LOPA (Layers of Protection Analysis), que permiten identificar los riesgos de una operación en particular y establecer los diferentes niveles de protección que requiere una

emergencia y las entidades que los deben atender e identificar. La atención de las eventuales contingencias se realiza con personal debidamente entrenado en la metodología de Sistema Comando de Incidentes (SCI), metodología que permite dimensionar el tamaño del operativo de acuerdo con el tamaño de la contingencia, que busca disminuir los daños colaterales y el uso eficiente de los recursos disponibles para la atención de una contingencia.

1.1.4 Tipo de Motores

Normalmente las fábricas de bombas ofrecen paquetes de bombas con motores eléctricos, pero no ofrecen paquetes con motores de combustión interna, por lo que si el proyecto requiere las bombas con motores de combustión interna deberá considerar el impacto que tendrá al involucrar un nuevo actor, el cual será la empresa encargada de “armar” la unidad motor-bomba y todos los demás componentes. Debe tenerse en cuenta que el “armado” de una unidad de bombeo requiere el desarrollo de una ingeniería que no está estandarizada y que tiene requerimientos particulares para el tipo de bomba, motor e incrementador o reductor de velocidad según sea el caso.

Las bombas funcionando con motores eléctricos tienen entre otras, la ventaja de ser más confiables, también mediante el uso de variadores electrónicos se puede aprovechar todo el rango de velocidades en los motores eléctricos, son silenciosas y tienen en general menos requerimientos de mantenimiento. Por todas las ventajas, siempre que sea posible, deben especificarse bombas con motores eléctricos y la energía necesaria para su operación debe ser generada con grupos electrógenos especialmente diseñados para este propósito, que no requieren para su fabricación la participación de un tercero. Considérese que estos equipos son totalmente comerciales, los venden en diferentes tamaños, muy confiables, que pueden ser sincronizados entre sí, para tener el nivel de potencia requerido y lo más importante, que si algún día un proyecto paralelo de energía, pone a disponibilidad del proyecto en cuestión, el suministro de energía a través de una

red, no se requieren grandes inversiones para realizar el cambio. Adicionalmente, los motores de combustión interna grandes, generalmente exceden los requerimientos ambientales de emisiones a la atmósfera, mientras que los generadores de energía no necesariamente requieren motores muy grandes e incluso pueden utilizarse turbinas, mucho más eficientes, confiables y dentro del rango permitido de emisión de gases al medio ambiente.

Las estaciones de bombeo equipadas con motores eléctricos son más flexibles a los cambios en los compromisos de bombeo, el conjunto de unidades puede acelerarse o desacelerarse de acuerdo con la capacidad de los variadores, particularmente, en el caso de las bombas de triple tornillo, pueden hacerse funcionar a la velocidad requerida para desplazar el caudal requerido; en estaciones equipadas con motores de combustión interna en cambio, debe adoptarse un esquema de paradas de bombeo, lo cual resulta siendo una molestia para la operación y para mantenimiento, ya que muchas de las fallas de los equipos de combustión interna se producen durante el arranque y parada de los equipos.

1.1.5 Mantenibilidad del ducto

Garantizar esta variable requiere en buena medida de los caminos que permitan el acceso a los sitios en donde queden instalados los equipos, especialmente las válvulas. Los accesos al oleoducto hacen parte integral de éste y se necesitan permanentemente para propósitos de mantenimiento. Garantizar acceso al oleoducto en todos sus puntos puede resultar bastante costoso en países en desarrollo, en donde estas vías de acceso por supuesto, empiezan a ser utilizadas para otros propósitos y por consiguiente a sufrir deterioro y requerimientos de mantenimiento de manera permanente.

Debe también considerarse la ubicación de bases para mantenimiento, equidistantes, que permitan la atención rápida de cualquier tipo de contingencia. Estas bases deben contar con todos los equipos propios para el mantenimiento

del ducto en particular, el equipo necesario para el mantenimiento de los accesos y las facilidades de vivienda para el personal de mantenimiento. La ubicación de estas facilidades cerca de poblaciones es importante, pero en muchas oportunidades esto no es posible y el análisis de esta variable debe considerar aspectos adicionales.

1.1.6 Condiciones Sociales

Este aspecto no siempre es dimensionado en todas sus proporciones por parte de las compañías que desarrollan proyectos de infraestructura y tiende a ser menospreciado por considerar que las exigencias de las comunidades son caprichosas. En la situación actual de Colombia, las comunidades cada día tienen más recursos legales para impedir el desarrollo de los proyectos por vía impositiva y este aspecto resulta bastante neurálgico y requiere especial atención. Lograr que todos los interesados tengan intereses congruentes, requiere de mucha claridad por parte del proyecto, se necesita mucho tacto a la hora de comprometerse con la comunidad, ya que un compromiso insatisfecho generará un conflicto que muy posiblemente rebasará cualquier presupuesto estimado.

Uno de los errores más comunes durante el desarrollo de un proyecto, que prácticamente no ha sido considerado es que no se prevé la construcción de campamentos independientes de los núcleos urbanos para el personal del proyecto, y en una falsa sensación de economía, los proyectos permiten que su personal entre en contacto con las personas de la comunidad de manera permanente, lo cual es fuente de todo tipo de conflictos, por razones de idiosincrasia, diferencias económicas, raciales, intereses, valores, costumbres y en general todos los aspectos de la dimensión personal, inherentes a los seres humanos. En Colombia existen casos dramáticos que servirían de ejemplo, en los cuales la población nativa ha sido incluso desplazada, ha perdido su identidad y muchos de sus valores y se les ha causado un daño irreparable e irreversible, con la gravedad de que los núcleos humanos actualmente asentados en estos sitios,

dependen totalmente de la actividad del proyecto y son fuente permanente de todo tipo de conflictos, que ocasionan traumas a la operación y que significan costos considerables imprevistos y sobrecostos para la operación de rutina.

1.2 SELECCIÓN DEL TIPO DE BOMBAS

El proceso de selección del tipo de bombas, requiere como mínimo la consideración, valoración y análisis de los siguientes parámetros: Consideraciones Operativas, Consideraciones de Mantenimiento y Consideraciones de Eficiencia.

La Estandarización, Confiabilidad, Ciclo de Vida de los equipos, NPSH requerido por los equipos o disponible en el proyecto, Requerimientos de refuerzo en el bombeo (Bombas “Booster”), Requerimiento de variadores de frecuencia y Número de equipos requerido de acuerdo con los requerimientos operacionales, además de las consideraciones mencionadas en los numerales anteriores también deben ser considerados en un análisis juicioso de la decisión.

Eventualmente, podrían considerarse los siguientes tipos de bombas para un análisis: Bombas Centrífugas, Bombas de Doble Tornillo, Bombas de Triple Tornillo, Bombas de Cavidades Progresivas y Bombas Reciprocantes.

Este documento no considera la utilización de bombas de Cavidades Progresivas, ni bombas reciprocantes en el análisis, porque un oleoducto característico para los requerimientos de bombeo actuales o futuros de Colombia, requeriría de unos caudales tales que considerar este tipo de equipos no resultaría lógico.

1.2.1 Consideraciones Operativas

1.2.1.1. Bombas de Triple Tornillo

Las bombas de triple tornillo, por tener tornillos flotantes que dependen totalmente de la película hidrodinámica para mantenerse separados del tornillo rotor principal, resultan sensibles a errores operativos tales como bajas presiones en la succión, producto fuera de especificaciones con arena, lodo, partículas, agua, aire o

productos de baja viscosidad; cabe anotar que estas situaciones también pueden presentarse por otras razones tales como atentados, hurtos de producto o por las actividades propias de mantenimiento de la línea como corridas de marranos de limpieza, cambio de accesorios en la línea, conexiones en caliente (“Hot Taps”) y retiro de abolladuras en el ducto.

Por su construcción, estas bombas poseen altas eficiencias volumétricas, hay pocas fugas internas para el flujo y son independientes de la viscosidad o presión de trabajo.

La diferencia fundamental de los equipos de tornillo vs los rotodinámicos, es que actúan como una fuente de caudal constante; ocasionan un desplazamiento del fluido fijo hacia la descarga y su presión de trabajo depende de las restricciones que el equipo tenga aguas abajo. Estos equipos no generan una cabeza o presión de descarga como es el caso de las bombas centrífugas.

Las bombas de triple tornillo por su naturaleza de desplazamiento positivo resultan muy sensibles a situaciones en donde por falla de la lógica, falla eléctrica, falla mecánica o falla humana resulten restricciones aguas abajo de la bomba que ocasionen sobre presiones que pueden poner en peligro la integridad del equipo, las instalaciones y el personal que opera.

Si bien se pueden prever muchos tipos de protecciones para la bomba, para las instalaciones y para las personas, estas acciones de contención implican la instalación de más equipos y por ende complican aún más la operación. Se cita el ejemplo del sistema con que viene instalada la última versión de las bombas IMO, las cuales vienen equipadas con un sistema inteligente que a través de un PLC y diversos tipos de sensores monitorean el número de Sommerfeld, que es el que indica el estado de la película hidrodinámica en función de la velocidad, la presión, la viscosidad y una constante característica de la geometría de la bomba y permite parar el equipo si las condiciones no son favorables. (No. Somm= $K \cdot \mu \Omega / p$)

Los requerimientos de filtrado para los equipos de triple tornillo, por las implicaciones que tiene para el equipo la presencia de lodo o partículas, requieren

ser más exigentes y requieren más tiempo por parte del personal de operaciones; esto también implica pérdidas adicionales en el sistema.

En el diseño de oleoductos, normalmente se instalan esquemas 4+1, es decir se divide el caudal que se requiere bombear en cuatro equipos y se propone un equipo de respaldo. La razón para hacer esto es que de esta forma se instala un respaldo razonable del 25% y no por ejemplo un 50% al instalar un esquema 2+1 o un 10% al instalar un esquema 10+1, uno excesivo y el otro deficiente. Las bombas de triple tornillo, debido a que las capacidades de bombeo disponibles no son muy altas, tienen el inconveniente para instalar sistemas 4+1, en sistemas de requerimientos por encima de los 600.000 barriles.

En general las bombas de desplazamiento positivo incrementan su caudal de acuerdo con su velocidad y el caudal total resulta de la suma aritmética de la cantidad de equipos instalados, por lo que su condición de instalación óptima es con motores eléctricos y variadores de frecuencia, de manera que puedan hacerse funcionar en fracciones de su velocidad para flujos intermedios, hasta alcanzar el flujo deseado. Téngase en cuenta que solo es necesario variar la velocidad de la última unidad que ingresa a la operación para ajustar un caudal específico.

1.2.1.2. Bombas de Doble Tornillo

Los equipos de doble tornillo presentan ventajas operativas únicas de su diseño, entre las cuales se tiene por ejemplo que pueden operar con varias fases de producto (aire, agua, crudo, etc), ya que estos equipos poseen engranajes de sincronización que hacen que los tornillos jamás se toquen entre sí. No tienen inconveniente por baja succión, permiten por ejemplo, desocupar totalmente los tanques de almacenamiento o por lo menos bajar mucho más el nivel que los demás equipos considerados, son mucho más tolerantes a la presencia de lodo y mugre y la posibilidad de daño en el equipo es mucho menos probable por presencia de producto fuera de especificación. Sin embargo, por existir un huelgo abierto entre los tornillos, la eficiencia volumétrica de este diseño se deteriora sensiblemente para viscosidades bajas.

Estos equipos son igualmente sensibles a situaciones en donde por falla de la lógica, falla eléctrica, falla mecánica o falla humana resulten restricciones aguas abajo de la bomba que ocasionen sobre presiones que pueden poner en peligro la integridad del equipo, de las instalaciones y del personal que opera.

Al igual que las bombas de triple tornillo, también es posible la instalación de equipo adicional que proteja las instalaciones y el personal que opera.

Los requerimientos de filtrado para estos equipos son evidentemente menores que los que se tienen para el caso de los equipos de triple tornillo.

La puesta en operación de los equipos de dos tornillos se hace mediante un variador de frecuencia (VFD), lo cual hace que su operación sea muy sencilla, segura y lógica.

Solo requieren la instalación de un (1) VFD para operar la totalidad de los equipos. Estos equipos no requieren para su operación equipos adicionales de refuerzo (“Booster”), ya que el NPSH requerido es mínimo y esto por tanto significa menos equipo para operar, lo que incidirá en la lógica de operación, en especial durante el arranque. Existen equipos de doble tornillo de mucha más capacidad que los que existen de triple tornillo, por lo que eventualmente no se requeriría instalar muchos equipos para lograr los caudales deseados.

Las bombas de dos tornillos manejan presiones diferenciales y presiones de descarga inferiores a las bombas centrífugas y a las bombas de tres tornillos.

1.2.1.3. Bombas Centrífugas

Los equipos centrífugos son muy versátiles en su operación. Las características del mismo permiten su operación en muchos escenarios y configuraciones, las cuales se logran con variaciones mínimas en el diseño del rotor, inhibiendo etapas o variando su velocidad a través de variadores de frecuencia. Esta característica las hace elegibles debido a las condiciones cambiantes de las condiciones requeridas de operación, impuestas por la dinámica de producción de los campos de petróleo.

La diferencia fundamental con los equipos de desplazamiento es que los equipos centrífugos son fuentes de energía o cabeza; producen una cabeza o presión de descarga más o menos constante aunque desciende con el caudal y su forma depende de las características de diseño del equipo.

Resultan muy robustos a las fallas de la lógica, fallas eléctricas, fallas mecánicas o fallas humanas que ocasionen restricciones aguas abajo de la bomba y pues no ocasionen sobre presiones ya que en este caso, la bomba no desplaza el producto como ocurriría con equipos de desplazamiento positivo.

La puesta en operación de estos equipos es sencilla y ampliamente conocida por los operadores, es muy versátil para operar tanto en serie como en paralelo.

En la mayoría de los casos no requiere sistemas de lubricación forzada para su operación, sin embargo en casos de equipos grandes es recomendable el uso de lubricación forzada para garantizar operación confiable a bajas velocidades y operaciones de arranque y parada.

La operación óptima requiere que las bombas sean especificadas de manera que al ser operadas en conjunto, el punto de operación de los equipos este cercano o en el punto de mayor eficiencia. Esto último se puede lograr para diferentes condiciones de caudal, variando la velocidad de todo el grupo de equipos instalados y haciendo arreglos en paralelo o en serie para cumplir el objetivo de un buen desempeño.

1.2.2 Consideraciones de Mantenimiento

Para evaluar el estado de funcionamiento de una bomba, se requiere el análisis de sus parámetros de operación, no obstante, es muy extraño que durante la etapa de diseño de los equipos de bombeo, se contemple la instalación de facilidades que permitan medir fácilmente las condiciones de operación de una bomba y tomar las decisiones administrativas correctas. La medición por ejemplo, de la eficiencia volumétrica, permitiría tomar la decisión, a la luz de un análisis de costo-beneficio de si es aceptable seguir operando el equipo, a pesar de verse

disminuida su eficiencia, sin embargo, casi nunca se dejan los espacios de tubería, ni muchos menos las facilidades para instalar sistemas de medición en la succión y en la descarga, que nos permitan realizar un cálculo totalmente confiable de este parámetro.

1.2.2.1. Bombas de Triple Tornillo

En condiciones ideales las bombas de triple tornillo, desde el punto de vista de mantenimiento solo deberían requerir el cambio del sello mecánico, actividad que puede tomar unas ocho (8) horas de trabajo de dos personas. La intervención del sello mecánico implica destapar la bomba.

La pérdida de la película hidrodinámica ocasionada por producto de baja viscosidad dentro del equipo, producirá una falla catastrófica por destrucción de los tornillos de la bomba al estrellarse unos con otros.

La programación de mantenimiento de línea del oleoducto implica la corrida de raspadores de limpieza por lo que la presencia de lodo, arena, partículas y agua es una realidad que debe ser considerada y que eventualmente puede ocasionar que pequeños baches de agua lleguen hasta los equipos y puedan ocasionar daños catastróficos en los mismos. El sistema de filtrado durante esta operación requiere mucha atención y eventualmente por daño en las canastas de los filtros, se podría ocasionar un daño en las bombas por presencia de partículas, lodo y mugre.

Es importante resaltar que el riesgo de tener un daño generalizado en todos los equipos instalados es muy probable, ya que cualquier error o daño, afectará a la totalidad de los equipos y es de resaltar que la política de mantenimiento solo prevé la disponibilidad de repuestos o kits de reparación para uno o máximo dos equipos de bombeo. La administración debe evaluar la potencialidad de un daño general y decidir tener disponibles kits suficientes para reponer el bombeo en un tiempo razonablemente corto.

Las bombas de triple tornillo instaladas, operadas, mantenidas y protegidas adecuadamente son totalmente confiables y su desgaste solo implicará

disminución en la eficiencia por el desgaste natural y el aumento normal de las tolerancias.

1.2.2.2. Bombas de Doble Tornillo

Estos equipos son más complejos, poseen mayor número de partes en movimiento. Requieren un sistema de sincronización externa para los tornillos por medio de engranajes, requieren cuatro (4) sellos mecánicos que aunque funcionan a la presión de succión y de manera balanceada, de todas maneras requieren mantenimiento preventivo y un plan de sellado que garantice su funcionamiento en condiciones óptimas. El sistema de lubricación para los engranajes y monitoreo de su condición operativa, demanda una tarea adicional para el programa de mantenimiento.

Generalmente, el diseño de las bombas de dos tornillos permiten el mantenimiento de los sellos mecánicos sin requerir el desarme total del equipo o su desconexión. La probabilidad de falla en los sellos es bastante baja por su condición operativa de baja presión. El cambio del kit de tornillos es una actividad que no debería tomar más de cuatro (4) o cinco (5) horas de un equipo de dos (2) personas. No es posible realizar cambios parciales en el kit de tornillos, ni en los engranajes de sincronización. Estos últimos constituyen otra complejidad del equipo con vida limitada que disminuye la confiabilidad de los equipos.

Como se mencionó anteriormente, de seleccionarse equipos de doble tornillo, estos no requerirán de la instalación de bombas de refuerzo (“Booster”), por lo tanto se tendrá menos equipo que requiera mantenimiento y toda la actividad asociada al mismo.

1.2.2.3. Bombas Centrífugas

Los equipos centrífugos rara vez presentan problemas de mantenimiento. El mantenimiento se limita al mantenimiento de los sellos mecánicos, generalmente dos (2) para el tipo de bombas requerido en oleoductos. El desmontaje de éstos requiere para el sello de lado del motor el desmonte del acople. No es necesario

desacoplar el equipo para cambio de sellos mecánicos, ni para el cambio de los cojinetes. Es muy raro el evento en que se requiera destapar la bomba y es preferible que esta actividad se haga por el representante autorizado del equipo. Generalmente estos equipos son balanceados hidráulicamente por lo que es muy raro que se presenten daños prematuros en sellos mecánicos, en cojinetes, en ejes o en rotores. Generalmente los daños se deben a procedimientos de puesta en marcha inadecuados (“commissioning”)³, relacionados con des-alineamiento, cargas indebidas en las bridas por des-alineamiento de las tuberías o problemas de anclaje del conjunto.

Cuando las condiciones del producto lo exigen, el plan de mantenimiento del sello mecánico debe especificarse con un fluido de barrera o presurizado, de manera que se eviten fallas prematuras en las caras. Cuando el producto a bombear carece de cualidades lubricantes, se requerirá garantizar un fluido adecuado entre las caras de los sellos, por lo que los planes de mantenimiento se vuelven más complejos, al tener que especificar un fluido de barrera que además de lubricar las caras, pueda ser mezclado con el producto bombeado.

Cuando las bombas tienen ejes superiores a 2-1/2”, generalmente es aconsejable la especificación de sistemas de lubricación forzada, que garantice condiciones de lubricación en el momento del arranque; estos equipos adicionales eventualmente se convierten en puntos adicionales de falla, que terminan afectando la confiabilidad de los equipos.

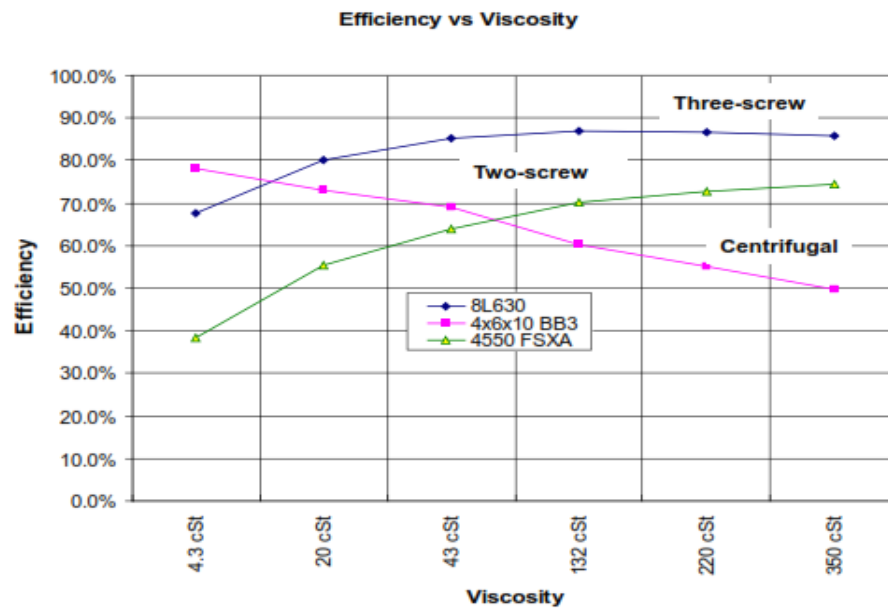
1.2.3 Consideraciones de Eficiencia

Instintivamente se podría considerar que la eficiencia es definitiva en la decisión de seleccionar la tecnología de los equipos, sin embargo, esta variable solo considera la parte económica y no una visión holística, integral del análisis,

³ Alistamiento de equipos que se hace después de la instalación, normalmente con asistencia del fabricante de los equipos y es la etapa en donde el personal de mantenimiento y operaciones recibe entrenamiento para desarrollar el plan de mantenimiento preventivo.

especialmente aspectos como la vulnerabilidad de los equipos, las condiciones especiales que pueda tener el proceso, la disponibilidad de referencias, la dificultad para la consecución de repuestos y las brechas tecnológicas que puedan existir entre el sitio de fabricación de los equipos y el sitio de instalación.

Figura 1 – Eficiencia en Sistemas de Bombeo⁴



Fuente: Gatterer, R.

Existen situaciones particulares, como por ejemplo el sector de hidrocarburos, en donde el lucro cesante y los compromisos adquiridos de bombeo no permiten especificar equipos considerados vulnerables o por lo menos requieren de un análisis más detallado de la filosofía de operación y mantenimiento, de manera que a pesar de la vulnerabilidad de los equipos, se garantice la confiabilidad y mantenibilidad del sistema de bombeo.

El análisis costo-beneficio de la eficiencia, a largo plazo, puede llegar a representar dinero suficiente para incluso tener equipos completos de respaldo

⁴ Gatterer, R. "Rotary PD Product versus Centrifugal Machines" Noviembre 2011

que ante una falla catastrófica general, pueden ser instalados en reemplazo de los equipos principales.

Justificar la compra de los equipos más eficientes requiere pues, el análisis de las demás consideraciones, las cuales deben ser valoradas de manera objetiva y donde la vulnerabilidad de los equipos pueda representar pérdidas de grandes dimensiones, debe analizarse la implementación de planes de contingencia que garanticen la integridad de los equipos y por ende la operación continua de los equipos.

1.3 DOCUMENTO OREDA

Durante todo el ciclo de vida de un activo, especialmente en la etapa de análisis que determinará la tecnología a usar, se requiere de referencias confiables que permitan tomar la mejor decisión, en la etapa de operación, se necesitan referencias para comparar los indicadores que se calculen y para la programación de las actividades de mantenimiento, se necesita tener una idea aproximada de tiempos para las actividades y desempeño esperado.

1.3.1 Antecedentes

De la necesidad de especificar equipos con el mejor desempeño en Confiabilidad, Mantenibilidad y Seguridad para las instalaciones de “Oil & Gas Offshore”⁵, surgió la idea de recolectar datos históricos de su desempeño, para lo cual se asociaron empresas del sector y conformaron lo que se conoce como “Offshore REliability DAta”- OREDA⁶. Estos datos son utilizados para el cálculo de indicadores de confiabilidad, los cuales son utilizados como referencia por la industria para facilitar la selección de los equipos necesarios para la operación.

⁵ Costa afuera.

⁶ www.oreda.com

Como se mencionó anteriormente, la confiabilidad está directamente relacionada con los costos de lucro cesante, por lo que la elección de equipos confiables es una prioridad en el sector “Oil & Gas”, ya que el cese de actividades puede llegar a representar grandes pérdidas. Esta es la razón principal de la importancia del documento OREDA como referencia.

OREDA inicialmente agrupó compañías que tenían operaciones en el mar del norte y en el mar Adriático y su idea original fue realizar cálculos de ingeniería de confiabilidad en equipos que estuvieran operando en condiciones reales.

Obviamente, los datos deben ser ajustados a la realidad de cada empresa y constituyen una referencia solamente, sin embargo, las bases de datos y la cantidad de equipos con las que se realizan estos cálculos hacen que su credibilidad sea ampliamente aceptada. Cabe anotar que la recolección de estos datos se realiza de conformidad con la norma ISO 14224.

La información contenida en OREDA, es útil para la realización de estudios de confiabilidad y disponibilidad, selección de equipos, optimización del diseño, análisis de riesgos, análisis de ciclo de vida (LCC), planeación y optimización del mantenimiento (RCM, PMO, Stock de repuestos, etc) y para definir las condiciones de monitoreo de los equipos que se especifiquen.

1.3.2 Aplicabilidad

Desafortunadamente OREDA no contiene información de referencia para los equipos objeto de este análisis, es decir no contiene información que pueda ser utilizada como referencia para la selección de bombas de tornillo en general. Es importante resaltar que la selección de los equipos instalados en el oleoducto Apiay-El Porvenir, obedeció a un análisis riguroso de ingeniería, en donde fueron analizadas cada una de las variables, en especial lo concerniente a la eficiencia de los equipos, pero es claro que quienes hicieron estos análisis, no contaban con una referencia que les permitiera considerar aspectos como la Confiabilidad, Mantenibilidad y Seguridad de los equipos de tornillo.

El oleoducto de la referencia tiene aproximadamente nueve (9) años de operación ininterrumpida, y lo que se pretende es poner a disposición de los interesados los datos históricos de fallas de mantenimiento de los mismos, que les permita tener una referencia sobre el comportamiento de los equipos en lo relacionado con Confiabilidad, Mantenibilidad y Seguridad, para eventuales procesos de selección, para complementar los planes de mantenimiento y para tener una referencia sobre los indicadores que se obtengan como producto del análisis de datos de la operación en particular de equipos similares.

1.4 NORMA ISO 14224

Esta norma es de especial interés para quienes trabajan en Ingeniería de Confiabilidad, permite la recolección de información histórica de una manera estandarizada y garantiza que la misma pueda ser presentada en el documento OREDA o el formato que este documento propone. Lo que busca principalmente es permitir el análisis del diseño y configuración de los sistemas que hacen parte de un proyecto, estandarizar los análisis de ingeniería de confiabilidad, los análisis de ciclo de vida (LCC) y dar las pautas para la planeación, el desarrollo y optimización de las actividades de mantenimiento.

1.4.1 Antecedentes

Esta norma nació como consecuencia del desarrollo del proyecto OREDA, su objetivo es aprovechar el “know-how”⁷ y la experiencia de las compañías de petróleo que utilizan equipos similares y requieren optimizar su desempeño. Surge de la necesidad de poner especial atención a los riesgos que implica el desarrollo de operaciones por parte del sector “Oil & Gas” a los aspectos ambientales, de confiabilidad, mantenibilidad, seguridad y eficiencia de los equipos.

⁷ Experiencia específica de las compañías o de las personas.

1.4.2 Aplicabilidad

La identificación estandarizada de las fallas y su correcta documentación en el CMMS⁸ garantiza el análisis correcto de los indicadores de mantenimiento calculados, lo cual refleja la realidad del estado de la maquinaria y permite que la calidad de los informes que realiza el personal encargado de realizar Ingeniería de Confiabilidad y Gestión de Activos, sea del nivel que requiere la gerencia de una empresa.

Permitir que las actividades de mantenimiento no sean documentadas de acuerdo con ISO 14224 es una de las peores prácticas de mantenimiento y significa reproceso, validación de información, informes contradictorios y eventualmente decisiones poco asertivas que pueden poner en riesgo la operación o causar sobrecostos. La esencia de la ingeniería de confiabilidad se pone en contradicho, si la calidad de la información no está a un nivel adecuado.

No es usual en las empresas tener indicadores para medir la calidad de la información y desafortunadamente este es un requerimiento nuevo, que garantiza a su vez la calidad de los análisis.

También resulta una práctica perversa, producto de una mala interpretación, la medición del desempeño del personal a través de los indicadores de mantenimiento, induciendo al personal al “maquillaje” de la información documentada, lo cual va en contravía de las necesidades de la gerencia. El desempeño del personal a cargo, siempre debe medirse por su efectividad en el desarrollo de planes de trabajo concertados conjuntamente, no por el resultado del indicador, el cual conceptualmente fue diseñado para medir un estado, permitir conocer una realidad y facilitarle a la gerencia la toma de decisiones acertadas.

⁸ CMMS – Computer Management Maintenance System, Sistema Computarizado para el Gerenciamiento del Mantenimiento.

2. ANÁLISIS DEL CICLO DE VIDA DEL ACTIVO

2.1 DEFINICIÓN DEL CICLO DE VIDA ÚTIL

Toda empresa, dependiendo de su objeto social requiere de una serie de activos fijos (equipos o instalaciones), los cuales, como consecuencia de factores como el uso, el tiempo, las condiciones ambientales u otras, se desgastan hasta el punto de quedar inservibles o no cumplir con la finalidad para la cual fueron adquiridos.

El ciclo de vida útil de un activo es el tiempo durante el cual el activo puede ser utilizado y genera renta, iniciando desde el diseño, instalación, puesta en marcha, operación, mantenimiento hasta que es sustituido o es objeto de una restauración o repotenciación.

Cada proyecto en particular debe definir la duración del ciclo de vida y sobre este valor es que se deben realizar los cálculos de costos de instalación y operación del proyecto y se deben analizar las diferentes alternativas propuestas en el análisis. Obviamente, el valor debe ser producto de un análisis objetivo de la estimación de la duración de todo el proceso.

2.2 DEFINICIÓN LEGAL DEL CICLO DE VIDA DE UN ACTIVO.

En términos generales, La Ley (Decreto 3019 de 1989) ha considerado que los vehículos y computadores tienen un ciclo vida útil de 5 años, la maquinaria y equipo tiene una duración de 10 años y las edificaciones y construcciones tendrán un ciclo de vida útil de 20 años.

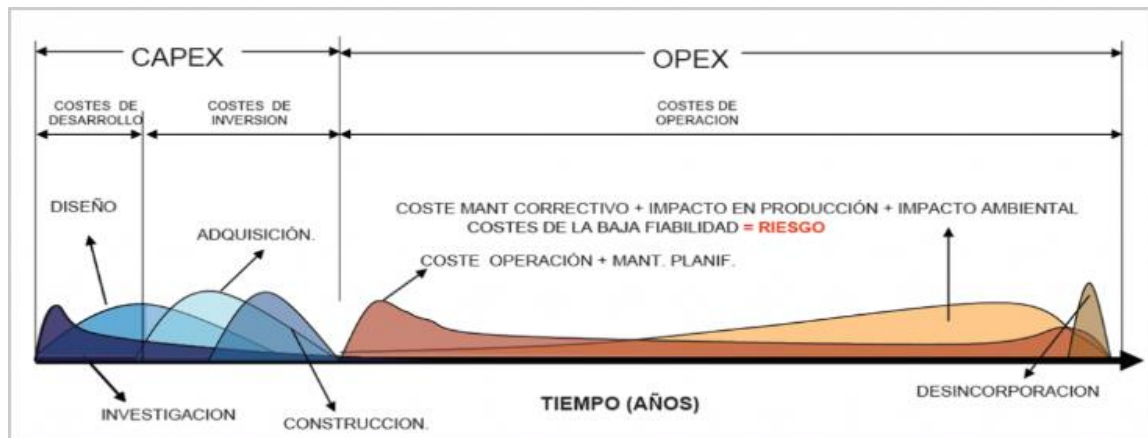
Estos valores no siempre son reales, puesto que habrá equipos que duren más de 10 años y otros que duren menos, sin incluir las etapas de desarrollo de un elemento del equipo o de la función, desde que el estudio comience hasta, e incluyendo su disposición final.

2.3 DEFINICIÓN DEL COSTO DEL CICLO DE VIDA

El costo del ciclo de vida es un análisis sistémico que evalúa la diferencia entre los costos y los ingresos obtenidos de la adquisición y funcionamiento de un activo. Los resultados del análisis son utilizados para definir dentro de distintas alternativas, cuál es la más adecuada dentro de un contexto económico.

Dentro de los costos del ciclo de vida que se tienen en cuenta se encuentran los contemplados dentro del CAPEX, costos de desarrollo e inversión y el OPEX, costos de operación y mantenimiento. Ver figura 2.

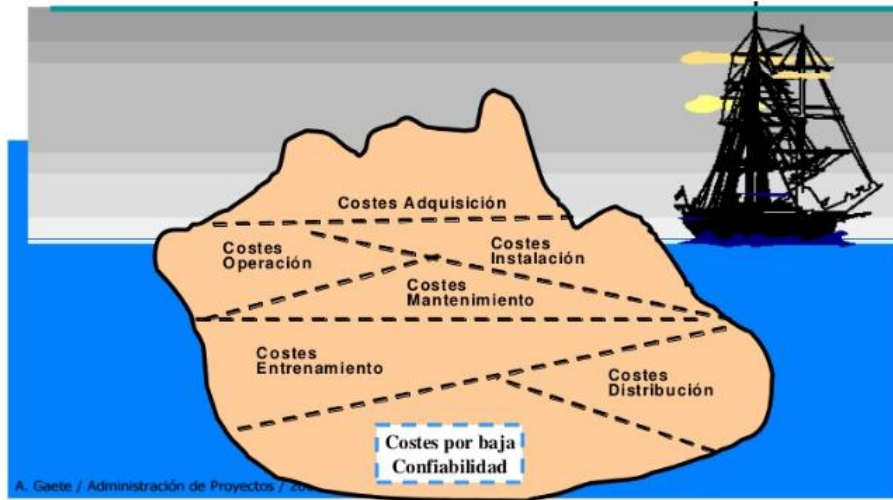
Figura 2 – Curva del Costo del Ciclo de Vida



Fuente: Parra, C. y Crespo A.

En los costos de mantenimiento existe en particular, uno que es poco visible y que depende de la gestión del mantenimiento, el costo por la no disponibilidad del activo, ya que este ocasiona pérdidas de ingresos monetarios por disminución o ausencia de productividad durante un tiempo determinado. Ver figura 3.

Figura 3 – Costos Ocultos dentro del Ciclo de Vida de un Activo



Fuente: Parra, C. y Crespo A.

2.4 METODOLOGÍA DEL COSTO DE CICLO DE VIDA

La norma ISO 156631⁹, recomienda una metodología compuesta por cuatro pasos para realizar el análisis sistémico del costo de ciclo de vida de un activo. Los pasos se mencionan a continuación y pueden verse esquemáticamente en la Figura 3.

2.4.1 Diagnóstico y Alcance

El objetivo de este paso es desarrollar una comprensión fundamental de los temas, las relaciones, suposiciones y requisitos que sustenten el análisis.

Este paso servirá de base para identificar el alcance del trabajo y los recursos necesarios. Este paso se divide en los siguiente sub-pasos:

- a. Identificar objetivos.
- b. Identificar limitaciones.

⁹ INTERNATIONAL ORGANIZATION FOR STANDARIZATION; ISO International standard ISO 156631-1 Petroleum and Gas Natural Industries, ISO 2000. p7

- c. Establecer criterios de decisión.
- d. Identificar posibles opciones.
- e. Establecer opciones.
- f. Definir los costos que se deben incluir en el análisis.

2.4.2 Recolección de información y desglose estructurado de costos

El objetivo de este paso es realizar un desglose estructurado de costos, con el fin de definir qué información analizará, la información se puede recopilar contestando las siguientes preguntas: ¿Cómo se calcularan los costos?, ¿Cómo se realizara un análisis de sensibilidad centrado en los factores que afectan los costos? y ¿Qué fuentes, con qué calidad y cual es disponibilidad de los datos?

Este paso se divide en los siguiente sub-pasos:

- a. Identificar aspectos potenciales que controlan la variación de costos.
- b. Definir los elementos de costo.
- c. Establecer el desglose estructurado de costos.
- d. Identificar y recopilar información.

2.4.3 Análisis y modelamiento de la información

Este paso tiene como objetivos: Realizar una predicción que muestre la diferencia entre los costos de ciclo de vida de las diferentes opciones analizadas, Clasificar las opciones, comparar y analizar los factores que controlan los costos, hacer un análisis de sensibilidad para determinar qué factores pueden modificar la clasificación de las opciones e identificar incertidumbres y riesgos.

Este paso se divide en los siguiente sub-pasos:

- a. Desarrollar un modelo del costo de ciclo de vida.
- b. Realizar análisis y evaluación.
- c. Realizar el análisis de sensibilidad.

2.4.4 Reporte y Toma de Decisión

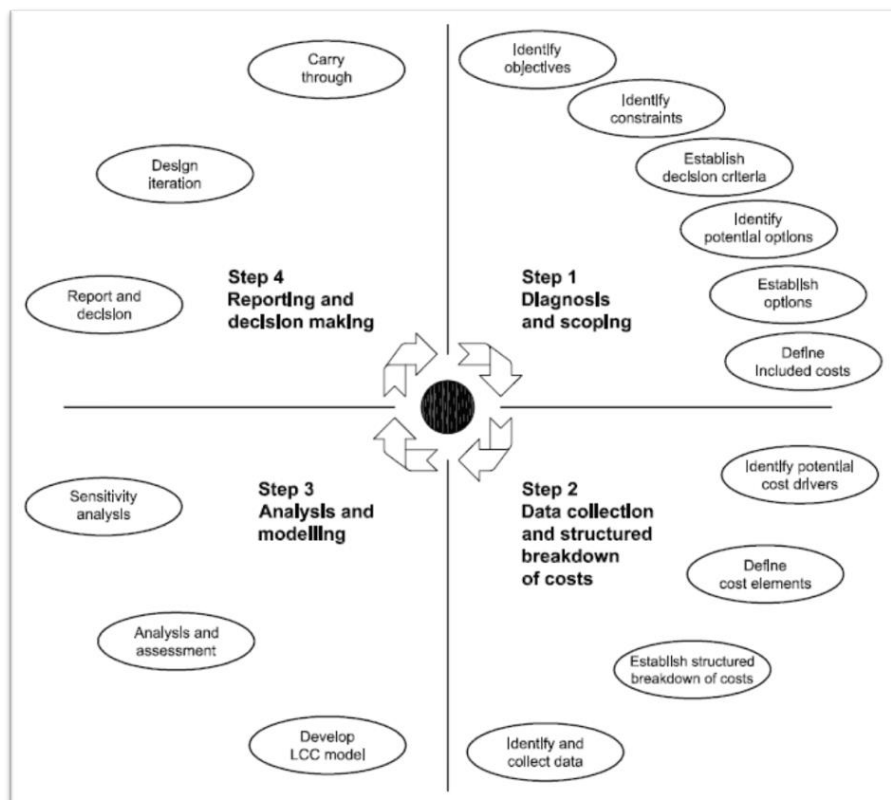
El objetivo de este paso es informar sobre los resultados obtenidos, establecer la solución económica óptima y decidir sobre la estrategia para la próxima fase de implementación del proyecto.

EL objetivo del costo del ciclo de vida es evaluar el efecto de que cualquier decisión tendrá en el valor del activo durante su vida útil, por lo que este puede ser tomado en cuenta durante la proceso de toma de decisiones.

Este paso se divide en los siguiente sub-pasos:

- a. Realizar el Informe y tomar la decisión.
- b. Estrategia de diseño de iteraciones.
- c. Consideraciones para futuros casos de análisis.

Figura 4 - Metodología ISO 156631 – Análisis Costo de Ciclo de Vida



Fuente: ISO 156631-1

2.5 COSTOS A CONSIDERAR

Un modelo del costo de ciclo de vida es básicamente una estructura contable que contiene expresiones matemáticas para el cálculo de los costos asociados a cada uno de los elementos de costo que lo constituyen¹⁰.

El costo del ciclo de vida contempla el cálculo integral a lo largo de la curva característica del activo o de la tasa de fallas de este¹¹.

2.5.1 Costos de Operación y Mantenimiento

a. Costos de acciones de Mantenimiento

Mano de obra, repuestos, materiales, sustitución de partes o conjuntos, transporte de personal y repuestos, información técnica, actualización tecnológica.

b. Costos de Utilización

Operación, entrenamiento, gestión, fuentes de energía, indirectos de fabricación.

c. Costos de Alistamiento del equipo

Modificaciones, restitución, medio ambiente, aseo, legales, puesta a punto para producir, servicios indirectos.

2.5.2 Costo de Compra y/o reposición tecnológica u obsolescencia

a. Costos de investigación y mejoras

Prototipos, ensayos, materiales de prueba, diseños especiales, producción de ensayo, nuevos materiales o elementos, desarrollo tecnológico.

b. Costos de investigación (no-recurrente)

¹⁰ THE INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION; IEC International standard IEC 60300-3-3 Application guide – Life cycle costing, IEC 2004. p25

¹¹ MORA G, Alberto. Mantenimiento, Planeación, ejecución y control. México D.F.: Alfaomega Grupo Editor, 2012, p473

Repuestos especiales, montajes, capacitación, información, intervención y viajes de proveedores, gastos especiales de mantenimiento o producción.

c. Costos cíclicos de inversión (recurrentes)

Sustitución, apoyo logístico, medio ambientes, modificaciones, productividad, inventarios.

3. LA HUELLA DE CARBONO

3.1 IMPORTANCIA DE LA HUELLA DE CARBONO

La huella de carbono, ha sido definida como la forma de medir el impacto de las actividades industriales y cotidianas en el medio ambiente. Todas las actividades consciente o inconscientemente van dejando una marca en el planeta que con el paso de los años puede generar un impacto directo en el cambio climático.

El cambio climático provocado por la emisión de los gases de efecto invernadero (GEI) y en especial el CO₂ son el principal problema que afronta la humanidad y existen evidencias de que la mayor parte del calentamiento global ha sido causado por las actividades humanas. La mayoría de las actividades que realizamos y los bienes que poseemos y utilizamos implican consumir energía lo que representa emitir emisiones a la atmosfera.

Con este panorama las organizaciones deben convertirse en entidades socialmente responsables y la huella de carbono debe ser un elemento más de concientización de todos los ciudadanos para buscar prácticas sostenibles. Con estas iniciativas se hace necesario cuantificar la cantidad de emisiones de CO₂ equivalentes, que son liberadas a la atmosfera debido a nuestras actividades productivas.

Este estudio debe abarcar todos los análisis del ciclo de vida desde la adquisición hasta la reposición del equipo, permitiendo hacer un balance para establecer la alternativa más eficiente y ambientalmente responsable. La medición de la huella de carbono crea verdaderos beneficios para las organizaciones, al identificar las fuentes de emisiones de un producto y buscar su máxima eficiencia, definir mejores objetivos, políticas de reducción de emisiones más efectivas e iniciativas de ahorro de costos mejor dirigidas, todo ello en consecuencia de un mejor conocimiento de los procesos que puede ser o no ser responsabilidad de las organizaciones.

3.2 IMPACTO DE LA EFICIENCIA EN EL AHORRO ENERGÉTICO

La eficiencia de los procesos productivos es una práctica que tiene como objeto reducir el consumo de energía y lograr producir más con menos recursos. Las organizaciones que son los consumidores directos de la energía deben buscar que sus procesos sean más eficientes, para tener una reducción del consumo energético, una disminución de costos y promover una sustentabilidad económica y ambiental.

La producción de energía requiere el uso de los recursos minerales energéticos y estos a su vez están generando grandes cantidades de emisiones y residuos, contaminación de agua, aire, suelo entre otros perjuicios al medio ambiente. La mayor cantidad de energía que se consume en la actualidad procede de fuentes de energía no renovable como los combustibles fósiles, petróleo, gas natural y carbón. La utilización de estos recursos es la causante de algunos de los problemas ecológicos más graves del planeta, como el cambio climático.

De allí radica que las empresas y los investigadores deben optar por procesos más eficientes, donde logremos producir más con menos, para así reducir la contaminación al medio ambiente resultado de nuestras actividades productivas.

La eficiencia en el ahorro energético cobra una vital importancia, en un mundo donde la disponibilidad de recursos naturales y energéticos es cada vez menor y a mayor coste, la necesidad de racionalizar esos recursos y aplicar estrategias de desarrollo sostenible, obliga a que en toda actividad se busque la eficiencia, entendida como conseguir más y mejores resultados con menos recursos, lo cual se expresa en menores costes de producción para producir lo mismo.

Aparece entonces un nuevo concepto, eficiencia energética, que consiste en la reducción del consumo de energía, manteniendo los estándares productivos o mejorándolos, protegiendo al medio ambiente y fomentando la sostenibilidad.

En la industria del petróleo, la operación de transporte de crudos por oleoductos, siempre ha presentado desafíos únicos en el manejo de fluidos y en muchos casos se sacrifica la eficiencia, por considerar que la confiabilidad de los equipos y

el mantenimiento de las ratas de bombeo resulta de mayor peso, sin considerar el impacto que esto tiene sobre el medio ambiente y lo que se conoce como la Huella de Carbono.

Esta baja eficiencia implica la utilización de equipos sobredimensionados para el requerimiento real, significa por ejemplo que se utilizan equipos que no son la mejor alternativa disponible desde el punto de vista tecnológico para un proceso en cuestión o significa en muchos casos que el proceso utilizado no es el más óptimo.

Los oleoductos a menudo se encuentran en territorios alejados, en condiciones ambientales hostiles, por lo que se requieren soluciones de bombeo capaces de realizar de forma fiable y eficiente esta operación. Las variaciones en la temperatura, los tipos de petróleo, y contaminantes tales como arena o agua, una gama variada de viscosidades de fluidos a transportar, el requerimiento de un sistema de bombeo capaz de acomodarse a los requerimientos, condicionan la decisión y hacen que la eficiencia energética sea apenas una variable más que debe ser analizada, aunque su impacto en el medio ambiente resulte para algunos determinante.

3.3 IMPACTO DE LA EFICIENCIA (EMISIONES AL MEDIO AMBIENTE)

Cuando hablamos de eficiencia es inevitable hablar de uso racional de la energía y todo esto está enmarcado en preservar el medio ambiente. Cuando los procesos se hacen más eficientes, se estarán usando menos recursos y conlleva a que se generen menos emisiones al medio ambiente. Mejorar la eficiencia energética suele ser la forma más barata, más rápida y más respetuosa hacia el medio ambiente, en busca de satisfacer las necesidades energéticas del mundo.

En los sistemas de bombeo de crudo, la eficiencia de los equipos está ligada directamente con el consumo energético e impacta la cantidad de emisiones al medio ambiente. Durante años, las bombas rotativas de tipo centrífugo, han sido el estándar en la industria y han estado asociadas con equipos confiables, de alta

disponibilidad, eficientes y de bajo mantenimiento, para la manipulación de fluidos en aplicaciones especialmente críticas.

Sin embargo, a menudo ha habido una percepción de que las bombas de tornillo son costosas y vulnerables a errores humanos, lo que impide que muchas empresas de transporte de crudo las consideren en sus proyecto y aprovechen las ventajas que tienen en el ahorro energético y la reducción del impacto ambiental, especialmente cuando se trata de la manipulación de fluidos viscosos, en donde las conocidas bombas centrífugas dejan de ser eficientes.

Hablando en términos conceptuales y ciñéndonos exclusivamente a la eficiencia de las bombas centrífugas vs las bombas de triple tornillo, en la manipulación de crudos de 300 cSt, las diferencias en eficiencia pueden estar alrededor del 30 al 35%, lo cual puede representar el ahorro de grandes cantidades de energía y de emisiones al medio ambiente, temas por supuesto de la Huella de Carbono.

De acuerdo con datos reportados por una compañía que produce equipos de bombeo de triple tornillo, en una estación de bombeo con capacidad de 250.000 BPD, de crudo típico en el oeste de Canadá, que utiliza tres bombas de tres tornillos en una disposición en paralelo y una bomba de reserva (3+1), se pueden reducir los costos de consumo de energía hasta en un 29%, los datos para un periodo de 5 años, en comparación con el enfoque tradicional de dos bombas centrífugas, con una bomba de reserva. (2+1), se presentan a continuación: ¹²

Tabla 1. Análisis comparativo de costos

	Sistema tradicional centrifugo 10 x 12 x 17 BB3	Bombas rotativas de tornillo 8L-912Y
Costos de capital	USD 2.263.313,00	USD 1.917.764,00
Costos de Mantenimiento	USD 1.439.200,00	USD 1.738.745,00
Costo de la energía	USD 24.854.086,00	USD 17.585.577,00
Costo total de Propiedad	USD 28.556.599,00	USD 21.242.086,00

¹² Colfax Corporation "Colfax fact sheet" 2008

De acuerdo con los datos presentados, el ahorro energético en esa estación en 5 años, podría ser de 7,3 millones de dólares, como consecuencia de la instalación de equipos más eficientes, seleccionados seguramente, de un análisis de alternativas que terminó seleccionando equipos más eficientes para las condiciones de un crudo viscoso en donde el sistema tradicional de bombas centrífugas seguramente hubiese ocasionado mayores impactos al medio ambiente; he aquí la importancia del enfoque de la Huella de Carbono.

En el ejemplo anterior la mayor eficiencia del sistema de tres tornillos vs el convencional hace que el ahorro energético sea del 27 % aproximadamente, este ahorro implica menos emisiones al medio ambiente, una solución eficiente y sostenible.

En el ejemplo anterior podríamos calcular aproximadamente una reducción de emisiones de 44.450 toneladas métricas de CO₂ (Dióxido de carbono) en los 5 años de operación.

Este dato ha sido calculado con las herramientas de cálculo de la agencia de protección ambiental de los Estados Unidos (EPA)¹³

3.4 HERRAMIENTAS PARA LA MEDICIÓN DE LA HUELLA DE CARBONO

El término Huella de Carbono se refiere específicamente a la medición de emisiones de CO₂ y GEI¹⁴ en cada proceso productivo desde que comienza la producción de un bien o servicio hasta que llega al consumidor final.

Existen diferentes metodologías y calculadoras para la estimación de la huella de carbono o los gases de efecto invernadero, este cálculo se basa en la estimación de la superficie productiva necesaria para satisfacer los consumos asociados a la alimentación, productos forestales, consumo energético o la ocupación directa del suelo.

¹³ "Greenhouse Gas Equivalencies Calculator" (2014, Abril 16) en EPA, En Línea . disponible en <http://www.epa.gov/cleanenergy/energy-resources/calculator.html>, Recuperado 2014, Junio 30 3:45 pm

¹⁴ GEI - Gases de Efecto Invernadero.

En una metodología estándar, se utilizan factores de productividad globales para que los valores sean comparables a escalas locales y se establezca una normalización del indicador.

Cuando hablamos de consumo energético, la huella de carbono se mide de forma diferente dependiendo de la fuente de energía considerada. Cuando los combustibles son fósiles, la huella ecológica mide el área de absorción de CO₂. Esta se obtiene a partir del consumo total de energía, tanto el directo como el asociado a la producción y distribución de bienes y servicios consumidos, dividido por la capacidad de fijación de CO₂ en la superficie forestal.

Para poder estimar cuál es el impacto del producto o servicio, la cantidad de energía utilizada para el bien o el servicio en estudio, es transformada en unas equivalencias de consumos para poder entender el impacto que se genera.

Existen calculadoras de equivalencias de gases de efecto invernadero, para facilitar la estimación del impacto. La más usada y comúnmente consultada es la calculadora de la agencia de protección ambiental de los Estados Unidos y se encuentra disponible en su página de internet.¹⁵

La calculadora traduce mediciones abstractas en términos que se puedan entender fácilmente. Estas calculadoras son muy útiles para dimensionar la estrategia de reducción de emisiones al medio ambiente.

Para poder entender cómo funciona la calculadora, presentamos el ejemplo a continuación:

En un proceso productivo de electricidad, tenemos un consumo de un (1) millón de galones de gasolina. Al ingresar este dato en la calculadora de la agencia de protección ambiental, tenemos como resultado que las emisiones de gases de efecto invernadero equivalente de 8.890 toneladas métricas de dióxido de carbono equivalente y esto es equivalente a las emisiones anuales de gases de efecto invernadero de 1.872 vehículos, 21 millones de millas recorridas, 3.186 toneladas de basura.

¹⁵ <http://www.epa.gov/cleanenergy/energy-resources/calculator.html#results>

De acuerdo con EPA 2014¹⁶ por cada kW-hora consumido, las emisiones son equivalentes a:

6,89551 × 10⁻⁴ toneladas métricas de CO₂.

0.69 kilogramos de CO₂

Además, equivalen a las emisiones de:

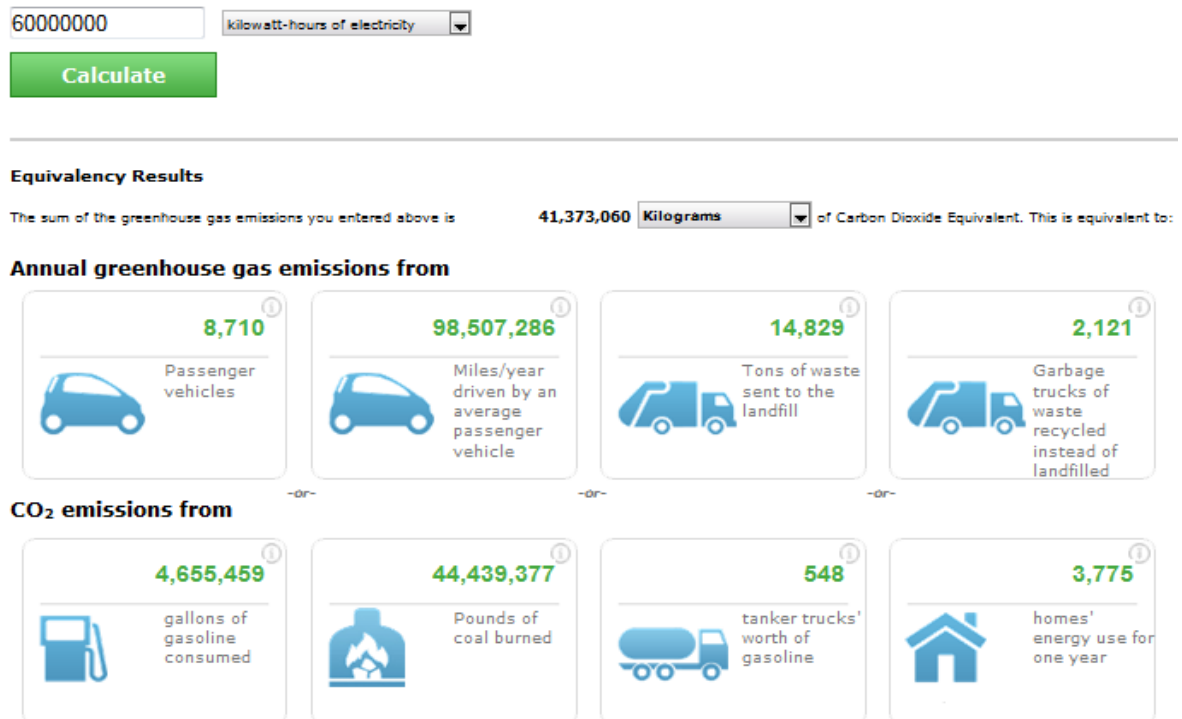
1x10⁻⁴ Vehículos de pasajeros

2x10⁻⁴ Toneladas de basura

La calculadora es muy fácil de usar y provee la información acerca de los efectos que se producen al quemar energía en exceso.

En un oleoducto como el analizado en este documento, se consumen anualmente más de 60 millones de kilovatios en la operación de una estación de bombeo, lo que quiere decir las emisiones equivalentes son del siguiente orden:

Figura 5 – Cálculo de Emisiones Equivalentes



Fuente: Agencia de Protección Ambiental EPA

¹⁶ Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos. <http://www.epa.gov/espanol/>

4. SISTEMA DE BOMBEO APY – MON – AEP

Este oleoducto construido permite evacuar los crudos que se producen en el Meta y entregarlos al sistema OCENSA¹⁷ en la estación El Porvenir (EPO), la cual hace parte del oleoducto OCENSA. Es un oleoducto construido en 20 pulgadas, equipado con bombas de triple tornillo, marca IMO, construido para el bombeo de crudos viscosos, con una longitud aproximada de 127 kilómetros, 120,5 km entre Apiay (APY) (450 m.s.n.m.) y Monterrey (MON) (520 m.s.n.m), relativamente planos, 5,5 km entre MON (520 m.s.n.m) y Altos El Porvenir (AEP) (1200 m.s.n.m.) y 1 km entre AEP (1200 m.s.n.m.) y la estación EPO (1200 m.s.n.m.).

El diseño del oleoducto permite presiones máximas de 2200 psi (ANSI 900#), no obstante, las presiones máximas se registran en la descarga de la estación Monterrey y son de aproximadamente 1200 psi.

Los equipos de bombeo están dispuestos en paralelo, por su diseño de desplazamiento positivo, los caudales de cada una de las bombas se suman aritméticamente.

El diseño del oleoducto permite su seccionamiento de acuerdo con los criterios anteriormente expuestos y está equipado con un Sistema Instrumentado de Seguridad (SIS) que permite aislar los tramos para propósitos de mantenimiento y seguridad.

4.1 CAPACIDAD DEL SISTEMA

Por restricciones de viscosidad en la entrega a OCENSA, el oleoducto bombea crudos diluidos con nafta a 300 cSt, para lo cual, debido a las características de los crudos producidos en el departamento del Meta, debe adicionarse nafta¹⁸ en una proporción aproximada de 1:3.

¹⁷ Oleoducto Central S. A., del cual Ecopetrol es socio mayoritario.

¹⁸ Gasolina virgen.

De requerirse, el oleoducto podría desplazar crudos mucho más viscosos, las bombas podrían manejar incluso crudos por encima de los 1000 cSt. Con el equipo instalado, podrían manejarse hasta 500.000 barriles.

4.2 EQUIPO INSTALADO

La estación Apiay cuenta con un total de nueve (9) unidades de bombeo y la estación Monterrey cuenta con un total de dieciséis (16) unidades de bombeo, todas de triple tornillo, dedicadas para este oleoducto. Cabe anotar que la estación Monterrey recibe crudos procedentes del campo Rubiales, los cuales también son bombeados hacia la estación Altos El Porvenir y que allí también existen otras infraestructuras adicionales para el bombeo de crudos hacia la estación El Porvenir, las cuales no son descritas en este documento.

Las unidades de bombeo de la estación Apiay son accionadas por motores eléctricos y las de la estación Monterrey son accionadas por motores de combustión interna. El tramo entre AEP y EPO se bombea por gravedad, por lo que no existen equipos de bombeo como tal en la estación AEP. Los motores de combustión interna de Monterrey son marca Waukesha y funcionan con gas natural el cual se toma del gasoducto que sale del campo Cusiana.

5. MEDICION CMD

La razón de ser de la Ingeniería de Confiabilidad es entre otras la medición de los indicadores de mantenimiento conocidos como Confiabilidad, Mantenibilidad y Disponibilidad de los equipos a su cargo, entendiéndose por supuesto que estos datos garantizan que la gerencia dispondrá de información que le permita tomar decisiones y establecer planes de acción. Los indicadores aquí tratados son los que obedecen a las condiciones inherentes al equipo, a su diseño y no contemplan aspectos propios de la operación como por ejemplo la logística.

5.1 OBTENCIÓN DE DATOS

El histórico de las actividades de mantenimiento de los equipos instalados en el sistema Apiay-Monterrey-Altos El Porvenir se encuentra archivado en las bases de datos del sistema Ellipse (CMMS), que se utiliza para documentar las acciones de mantenimiento. Los equipos tienen implementado planes de mantenimiento preventivo (PV), Basado en Condición (BC) y Predictivo (PD), de acuerdo con la Filosofía de mantenimiento de Ecopetrol. La información fue obtenida directamente de los registros que se tienen. Se tomaron los datos registrados desde Enero de 2012, hasta Junio de 2014, los cuales fueron descargados del sistema a un archivo Excel para facilitar el manejo de los datos.

5.1.1 Depuración de la información

La gestión de Ellipse es continuamente monitoreada a través de indicadores de calidad de la información, ya que Ecopetrol es consciente de la importancia de tener información de calidad, la cual redundará en la calidad de los análisis que se hagan. No obstante lo anterior, el manejo por parte de operadores y técnicos del árbol de equipos no siempre es el más adecuado y eventualmente ocurre que los

eventos reportados y las órdenes posteriores con las que se atienden estos eventos no corresponden con el equipo o componente que falla, por lo que se hizo necesaria la verificación de las órdenes de trabajo de todas las naturalezas, en busca de eventuales fallas reportadas de manera errónea a los equipos objeto de este análisis. También se validaron las órdenes de trabajo (OTs) que pudiesen estar clasificadas en tipos diferentes al correctivo (CO) y que correspondieran a fallas que debían ser tenidas en cuenta en los análisis.

En este análisis solo fueron consideradas las bombas, las cuales hacen parte de unidades de bombeo con muchos otros componentes. Tampoco fueron consideradas las fallas ocurridas en componentes que hacen parte de las tuberías de conexión en la succión y en la descarga, o en las conexiones de facilidades de energía o cualquier otra facilidad que fuese necesaria para la correcta operación de las bombas.

Es importante resaltar que la descripción de las fallas fue tomada directamente de acuerdo con lo registrado por el personal de operaciones y de mantenimiento, por lo que en algunos casos no coincide lo descrito con la falla ocurrida realmente y sería necesario entrar directamente al sistema para obtener la información detallada.

La mayor parte de las fallas reportadas han ocurrido en la instrumentación asociada a la bomba, los sellos mecánicos y el rodamiento de las bombas, algunas corresponden a daños de elementos mecánicos de los equipos como por ejemplo sus tornillos, sistema de balance, placas de empuje, camisa de desgaste, cuerpo de la bomba o sistema de anclaje.

La bomba de triple tornillo considerada en este análisis tiene realmente muy pocas piezas y su funcionamiento es muy sencillo. Los tornillos por supuesto son especiales en su diseño y fabricación y se consideran piezas de cambio en caso de una falla. Mantenimiento no ha considerado la reconstrucción de éstos, ni de la camisa de desgaste dentro de la cual funcionan.

Tabla 2 - Fallas ocurridas en las bombas año 2012

Equipment Number	Equip No Desc 1	Work Order Desc	Work Order No.	Raised Date
BPPAMON12330	P8001-C BOMBA TORNILLO U#3 SANTIAGO-PORV	CAMBIO DE SELLO MECANICO BOMBA	80381	09/07/2012
BPPAMON12330	P8001-C BOMBA TORNILLO U#3 SANTIAGO-PORV	FALLA UNIDAD C MONTERREY II	80702	26/07/2012
BPPAMON12060	BPD-3460 BOMBA PPAL DE TORNILLO U#6 L.12	INSPECCION DE INTERNOS BOMBA IMO	82436	23/08/2012
BPPAMON12320	P8001-B BOMBA TORNILLO U#2 SANTIAGO-PORV	Alta temperatura tornillo # 2 bomba	90283	17/12/2012

Fuente: CMMS Ellipse – Ecopetrol

Tabla 3 - Fallas ocurridas en las bombas año 2013

Equipment Number	Equip No Desc 1	Work Order Desc	Work Order No.	Raised Date
BPPAMON12040	BPD-3440 BOMBA PPAL DE TORNILLO U#4 L.12	INSPECCION DE INTERNOS BOMBA IMO	91959	24/01/2013
BPPAMON12440	BOMBA PAL TORNILLO U#4 L.24" BPT-4440	LUBRICACION BOMBA IMO DHL12DSH	92093	31/01/2013
BPPAMON12420	BOMBA PAL TORNILLO U#2 L.24" BPT-4420	MANOMETRO NO INDICA PRESION REAL	93392	06/02/2013
BPPAMON12060	BPD-3460 BOMBA PPAL DE TORNILLO U#6 L.12	Falla en temperatura bomba 3460	98116	16/04/2013
BPPAMON12310	P8001-A BOMBA TORNILLO U#1 SANTIAGO-PORV	CMBIO TRANSMISOR DE TEMPERATURA UNIDAD A	98063	08/04/2013
BPPAMON12420	BOMBA PAL TORNILLO U#2 L.24" BPT-4420	MANOMETRO NO INDICA PRESION REAL	96585	01/04/2013
BPPAMON12020	BPD-3420 BOMBA PPAL DE TORNILLO U#2 L.12	FUGA DE PRODUCTO POR NIPLE PIT DE LA	100111	25/05/2013
BPPAMON12060	BPD-3460 BOMBA PPAL DE TORNILLO U#6 L.12	TI DE LA DESCARGA UNIDAD 3460 ESTA	100234	31/05/2013
BPPAMON12020	BPD-3420 BOMBA PPAL DE TORNILLO U#2 L.12	FALLA TIT3421	106206	29/07/2013
BPPAMON12030	BPD-3430 BOMBA PPAL DE TORNILLO U#3 L.12	Falla TIT 3430	106204	29/07/2013
BPPAMON12030	BPD-3430 BOMBA PPAL DE TORNILLO U#3 L.12	FALLA TIT3431	106205	29/07/2013
BPPAMON12060	BPD-3460 BOMBA PPAL DE TORNILLO U#6 L.12	ARRANQUE UNIDAD 3440	105531	02/07/2013
BPPAMON12070	BPD-3470 BOMBA PPAL DE TORNILLO U#7 L.12	falla Indicador Temp cojinete empuje axi	105684	15/07/2013
BPPAMON12070	BPD-3470 BOMBA PPAL DE TORNILLO U#7 L.12	MTTO PREVENTIVO DE 4000HR BOMBA IMO 8L	107523	04/08/2013
BPPAMON12420	BOMBA PAL TORNILLO U#2 L.24" BPT-4420	INDICADOR DE PRESION 4420	107900	15/08/2013
BPPAMON12440	BOMBA PAL TORNILLO U#4 L.24" BPT-4440	FALLA TI 4440(RQ)	107894	15/08/2013
BPPAMON12450	BOMBA PAL TORNILLO U#5 L.24" BPT-4450	FALLA TI 4450	107897	15/08/2013
BPPAMON12070	BPD-3470 BOMBA PPAL DE TORNILLO U#7 L.12	CAMBIO PT 3470 PRESION DESCA	110161	30/09/2013
BPPAMON12070	BPD-3470 BOMBA PPAL DE TORNILLO U#7 L.12	SEGUIMIENTO FUNCIONAL BOMBA IMO	110134	28/09/2013
BPPAMON12460	BOMBA PAL TORNILLO U#6 L.24" BPT-4460	Alta temperatura balinera de la bomba	109817	16/09/2013
BPPAMON12310	P8001-A BOMBA TORNILLO U#1 SANTIAGO-PORV	FALLA TRANSMISOR MANIFOL UNIDAD A MON II	115052	20/11/2013
BPPAMON12460	BOMBA PAL TORNILLO U#6 L.24" BPT-4460	LIMPIEZA Y CAMBIO DE GRASA RODAMIENTO	114797	12/11/2013
BPPAMON12460	BOMBA PAL TORNILLO U#6 L.24" BPT-4460	LIMPIEZA Y ENGRASE RODAMIENTO BOMBA	114798	12/11/2013
BPPAMON12310	P8001-A BOMBA TORNILLO U#1 SANTIAGO-PORV	INSPECCION DE FILTRACION DE SELLO	116543	06/12/2013
BPPAMON12460	BOMBA PAL TORNILLO U#6 L.24" BPT-4460	PI 4461-INDICADOR PRESION EN BPT4460	116687	17/12/2013

Fuente: CMMS Ellipse – Ecopetrol

Tabla 4 - Fallas ocurridas en las bombas año 2014

Equipment Number	Equip No Desc 1	Work Order Desc	Work Order No.	Raised Date
BPPAMON12430	BOMBA PAL TORNILLO U#3 L.24" BPT-4430	CAMBIO DE GRASA A RODAMIENTOS BOMBA	118210	03/01/2014
BPPAMON12430	BOMBA PAL TORNILLO U#3 L.24" BPT-4430	Inspección de Rodamiento y Sello	119081	31/01/2014
BPPAMON12460	BOMBA PAL TORNILLO U#6 L.24" BPT-4460	Inspección de Rodamiento y Sello	119083	31/01/2014
BPPAMON12460	BOMBA PAL TORNILLO U#6 L.24" BPT-4460	CAMBIO DE GRASA RODAMIENTOS BOMBA	118211	03/01/2014
BPPAMON12070	BPD-3470 BOMBA PPAL DE TORNILLO U#7 L.12	INSPECCION -LIMPIEZA Y CAMBIO DE GRASA	120728	09/02/2014
BPPAMON12310	P8001-A BOMBA TORNILLO U#1 SANTIAGO-PORV	GOTEO PRODUCTO SELLO BOMBA UND A	120976	24/02/2014
BPPAMON12460	BOMBA PAL TORNILLO U#6 L.24" BPT-4460	INSPECCION-LIMPIEZA Y CAMBIO DE GRASA	120729	09/02/2014
BPPAMON12010	BPD-3410 BOMBA PPAL DE TORNILLO U#1 L.12	TIT 3411 EN FALLA	123066	12/03/2014
BPPAMON12060	BPD-3460 BOMBA PPAL DE TORNILLO U#6 L.12	TIT 3661 falla de comunicaciones	123025	12/03/2014
BPPAMON12070	BPD-3470 BOMBA PPAL DE TORNILLO U#7 L.12	TIT 3671 FALLA	123028	12/03/2014
BPPAMON12310	P8001-A BOMBA TORNILLO U#1 SANTIAGO-PORV	Falla PIT 05	124000	25/03/2014
BPPAMON12070	BPD-3470 BOMBA PPAL DE TORNILLO U#7 L.12	FALLA TRANSMISOR TEMPERATURA	126181	23/04/2014
BPPAMON12020	BPD-3420 BOMBA PPAL DE TORNILLO U#2 L.12	INSPECCION BOMBA ALTA TEMPERATURA THRUST	129459	29/05/2014
BPPAMON12440	BOMBA PAL TORNILLO U#4 L.24" BPT-4440	ALARMA TEMPERATURA AXIAL DE COJINETE	129156	27/05/2014
BPPAMON12450	BOMBA PAL TORNILLO U#5 L.24" BPT-4450	MANOMETRO DESCARGA	129153	27/05/2014
BPPAMON12460	BOMBA PAL TORNILLO U#6 L.24" BPT-4460	INSPECCION TEMPERATURA ROD BOMBA	128682	09/05/2014

Fuente: CMMS Ellipse – Ecopetrol

5.2 CONSIDERACIONES DE CMD

La Confiabilidad es una consecuencia del diseño de la máquina, del ambiente en donde opere, de las acciones de mantenimiento de que sea objeto y de las condiciones de operación¹⁹, la razón de ser de su cálculo es su influencia de las decisiones de selección de equipos, los planes de mantenimiento y por supuesto, los compromisos que puedan hacerse en términos de producción.

La Mantenibilidad es una indicación de la posibilidad de que un equipo pueda ser reparado, tiene que ver directamente con los tiempos de mantenimiento, permite tener una idea de que tan complicadas pueden resultar las acciones propias de mantenimiento correctivo.

La Disponibilidad es la medida de la posibilidad de que el equipo esté disponible para que producción pueda desarrollar la actividad para la que fue adquirido.

Si bien existen muchos métodos para realizar los cálculos CMD, este documento está basado en la propuesta que hace el Ing. Luis Alberto Mora Gutierrez en su libro de *Mantenimiento Estratégico Empresarial*.

5.2.1 Consideraciones sobre la Disponibilidad²⁰

La Disponibilidad puede ser medida de varias formas, de acuerdo a lo propuesto en el Modelo Universal e Integral, de acuerdo al propósito que se tenga en su medición, es decir de acuerdo a quién tenga interés en los datos. De esta forma, la Confiabilidad a calcular puede ser la Genérica o de “Steady state”, la Confiabilidad Inherente o Intrínseca, la Confiabilidad Alcanzada, la Confiabilidad Operacional o la Confiabilidad Operacional Generalizada.

En este documento, se calculará la Disponibilidad Inherente, ya que su propósito es académico y no pretende involucrar la logística relacionada con repuestos, mano de obra, permisos de trabajo, consecución de herramientas, demoras, etc.

¹⁹ Mantenimiento Estratégico Empresarial, Luis Alberto Mora Gutierrez, Página 77

²⁰ Mantenimiento Estratégico Empresarial, Luis Alberto Mora Gutierrez, Página 81

Es decir, los cálculos realizados se basan en tiempos de mantenimiento efectivos, no obstante, la Disponibilidad Inherente es un indicador ampliamente utilizado para propósitos de selección de equipos.

5.2.2 Cálculo de la disponibilidad inherente o Intrínseca

$$\text{Disponibilidad Inherente} = \text{MTBF} / (\text{MTBF} + \text{MTTR})$$

Donde,

$$\text{MTBF} = \text{Tiempo Medio Entre Fallas} = \text{Horas de Operación} / \# \text{ Fallas}$$

$$\text{MTTR} = \text{Tiempo Medio Entre Reparaciones} = \text{Horas Mtto} / \# \text{ Fallas}$$

De los datos que se tienen registrados en el sistema Ellipse, utilizados en este documento, para 2012, 2013 y 2014, se tienen los siguientes resultados:

Tabla 5 - Cálculo del TMEF – Tiempo Medio Entre Fallas

Resumen				
Unidad	Descripción	TOPP	# Fallas	TMEF [Horas]
UPRAMON12010	Unidad Principal BPD-3410	18181.49	1	18181.49
UPRAMON12020	Unidad Principal BPD-3420	18012.98	3	6004.33
UPRAMON12030	Unidad Principal BPD-3430	18176.24	2	9088.12
UPRAMON12040	Unidad Principal BPD-3440	13471.14	1	13471.14
UPRAMON12050	Unidad Principal BPD-3450	18859.9	0	28328.60
UPRAMON12060	Unidad Principal BPD-3460	18764.9	5	3752.98
UPRAMON12070	Unidad Principal BPD-3470	18654.18	6	3109.03
UPRAMON12310	Unidad Principal A	17060.87	5	3412.17
UPRAMON12320	Unidad Principal B	14857	1	14857.00
UPRAMON12330	Unidad Principal C	16347.15	2	8173.57
UPRAMON12410	Unidad Principal BPT-4410	18168.17	0	28328.60
UPRAMON12420	Unidad Principal BPT-4420	18061.99	3	6020.66
UPRAMON12430	Unidad Principal BPT-4430	18199.6	2	9099.80
UPRAMON12440	Unidad Principal BPT-4440	18267.69	3	6089.23
UPRAMON12450	Unidad Principal BPT-4450	18130.61	2	9065.30
UPRAMON12460	Unidad Principal BPT-4460	18100.51	8	2262.56
		281,314.42	44	6393.51

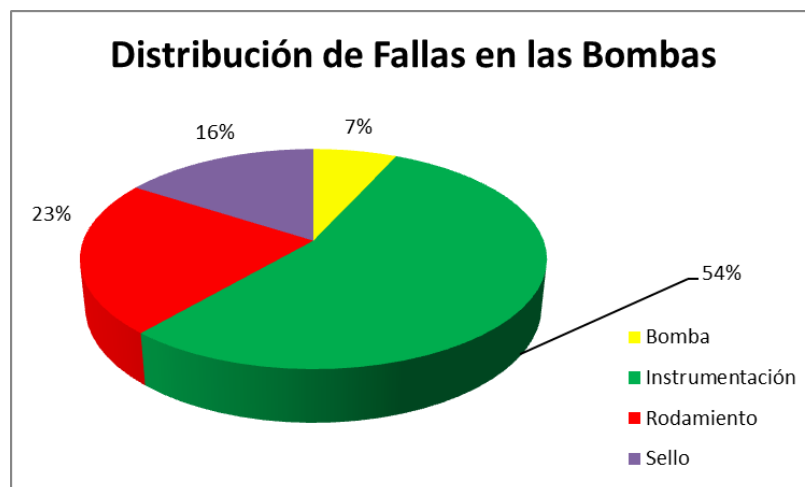
Tabla 6 - Cálculo del MTTR – Tiempo Medio Para Reparar

Resumen				
Unidad	Descripción	TMCO	# Fallas	TMTR [Horas]
UPRAMON12010	Unidad Principal BPD-3410	3.40	1	3.40
UPRAMON12020	Unidad Principal BPD-3420	189.3	3	63.10
UPRAMON12030	Unidad Principal BPD-3430	8.4	2	4.20
UPRAMON12040	Unidad Principal BPD-3440	26.2	1	26.20
UPRAMON12050	Unidad Principal BPD-3450	0	0	0.00
UPRAMON12060	Unidad Principal BPD-3460	68.9	5	13.78
UPRAMON12070	Unidad Principal BPD-3470	79.3	6	13.22
UPRAMON12310	Unidad Principal A	38	5	7.60
UPRAMON12320	Unidad Principal B	123.5	1	123.50
UPRAMON12330	Unidad Principal C	37	2	18.50
UPRAMON12410	Unidad Principal BPT-4410	0	0	0.00
UPRAMON12420	Unidad Principal BPT-4420	10.5	3	3.50
UPRAMON12430	Unidad Principal BPT-4430	17.5	2	8.75
UPRAMON12440	Unidad Principal BPT-4440	15.9	3	5.30
UPRAMON12450	Unidad Principal BPT-4450	12.3	2	6.15
UPRAMON12460	Unidad Principal BPT-4460	92.6	8	11.58
		722.80	44	16.43

De los datos, Disponibilidad Inherente: $D_I = 99,74 \%$

La distribución de las fallas es la siguiente:

Figura 6 – Distribución de Ordenes de Trabajo Correctivas en el equipo.



La identificación del origen de las fallas es importante para los análisis de malos actores de mantenimiento y la creación de planes de acción enfocados a establecer las causas raíces de estas fallas, de manera que puedan mejorarse los indicadores de desempeño de mantenimiento.

Una vez identificados los malos actores, el siguiente paso sugerido es un análisis de RCA²¹, o una sesión de expertos que permita identificar causas y trazar un plan de acción o mejora.

5.2.3 CÁLCULOS CMD

Para el cálculo de los parámetros de forma, se consideraron las dieciséis (16) bombas existentes en la estación Monterrey como un solo sistema, los datos fueron organizados de acuerdo a la fecha de ocurrencia, se estimaron las horas de operación del sistema, se organizaron de acuerdo a lo requerido por la hoja de datos de Excel que se tuvo disponible para realizar la estimación de Weibull²², de la siguiente forma:

²¹ Análisis de Causa Raíz

²² https://www.dropbox.com/sh/t49eya9tehlfc0z/AACQ505Fec3RY8Wodh0v384ba/programas_mora, profesor Julian Jaramillo, Teoría de la Predicción, 15 de mayo 2013

Tabla 7 – Datos Considerados en el análisis

	Tiempos de Operación entre fallas	CENSURADO (s)	Tiempos de Mantenimiento	CENSURADO (s)
Número de datos confiabilidad	58985.37		32	
5	4967.19		5	
Número de censurados	8692.58		32	
0	35701.67		123.5	
Pvalue	10244.83		26.2	
0.1	1862.70		5.5	
	1862.70		3	
	16764.26		5	
Número de datos confiabilidad	2173.15		10	
44	2483.59		8	
Número de censurados	12107.52		12	
0	1862.70		16.00	
	9623.93		9.50	
Número de datos mantenibilidad	4035.84		7.10	
44	3725.39		4.20	
Número de censurados	620.90		4.70	
0	310.45		3.70	
	4656.74		2.50	
	310.45		2.00	
	310.45		2.60	
	9623.93		19.2	
	3414.94		4.5	
	620.90		2.4	
	13349.32		9.5	
	310.45		7.5	
	2173.15		3.4	
	4967.19		9.7	
	3414.94		3.4	
	5277.64		11.5	
	310.45		11.5	
	8071.68		6	
	310.45		6	
	2483.59		11.5	
	310.45		11.5	
	4656.74		11.5	
	4656.74		3.4	
	310.45		3.4	
	310.45		3.7	
	3725.39		3.4	
	9003.03		8.4	
	4967.19		24	
	4967.19		8.4	
	310.45		9.7	
	620.90		173.1	

C	M
D	

MÉTODO DE ESTIMACIÓN
<input checked="" type="checkbox"/> BENARD
<input checked="" type="checkbox"/> KAPLAN MEYER
<input type="checkbox"/> 1/(N+1)
<input type="checkbox"/> MLE

DISTRIBUCIONES A USAR
<input checked="" type="checkbox"/> WEIBULL
<input checked="" type="checkbox"/> EXPONENCIAL
<input type="checkbox"/> EXPONENCIAL2
<input type="checkbox"/> NORMAL
<input checked="" type="checkbox"/> LOGNORMAL

PRUEBAS
<input checked="" type="checkbox"/> Kolmogorov - Smirnov
<input type="checkbox"/> Kolmogorov - Smirnov 2
<input checked="" type="checkbox"/> Anderson-Darling
<input checked="" type="checkbox"/> Anderson - Darling mod.
<input checked="" type="checkbox"/> Chi cuadrado

Los resultados obtenidos para estos datos son:

Figura 7 – Gráfica de Confiabilidad

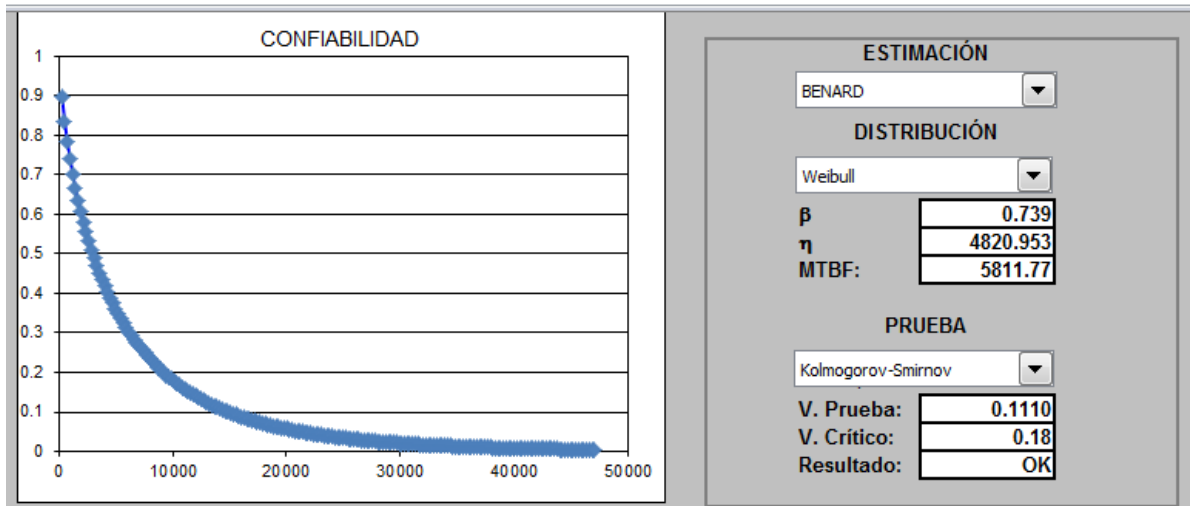
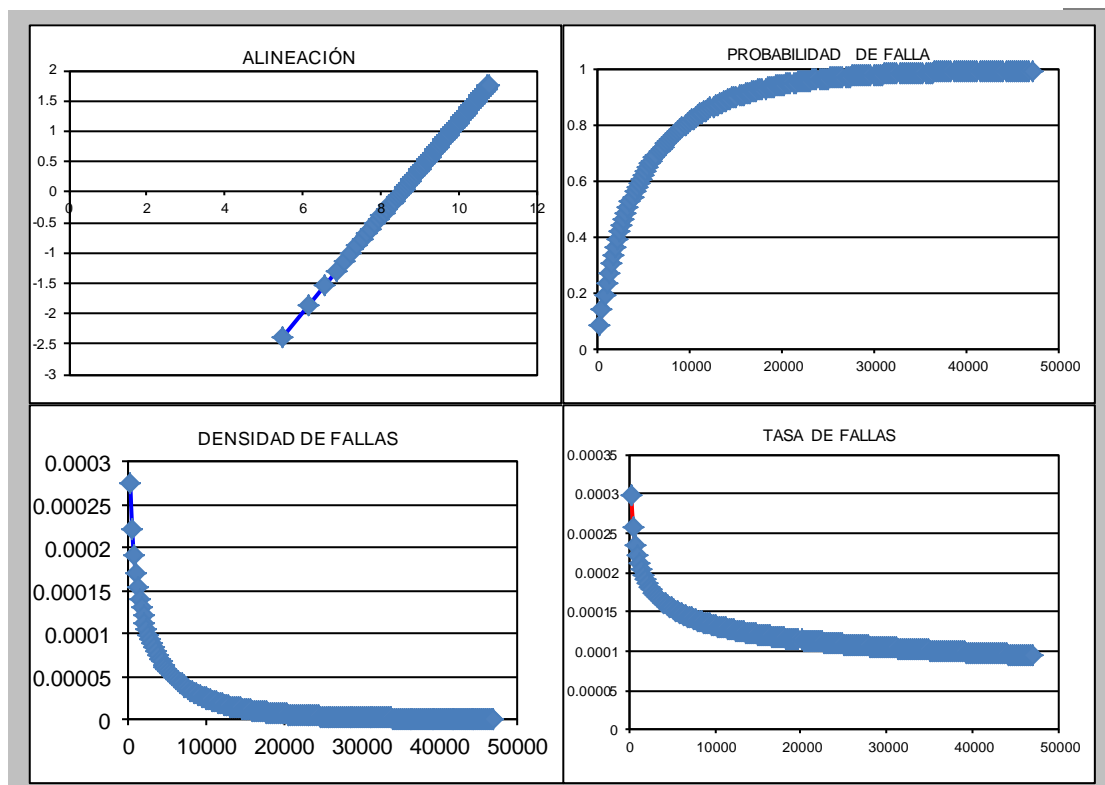


Figura 8 – Gráficas sobre las Fallas



5.2.4 Análisis de la Confiabilidad

Figura 9 – Gráfica de Mantenibilidad

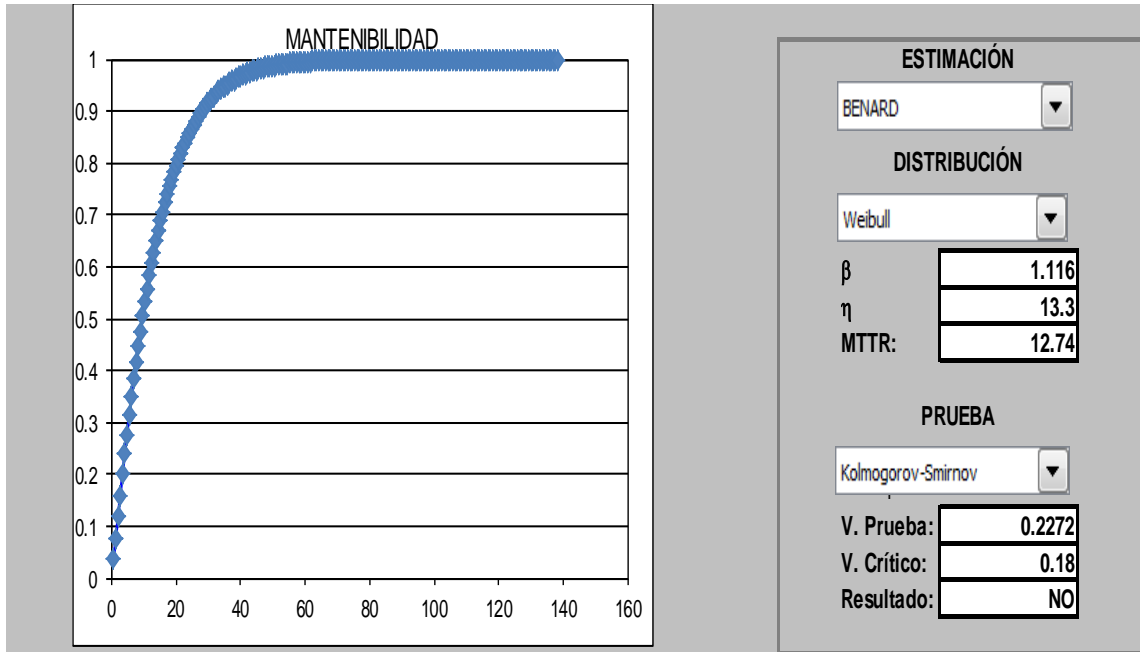
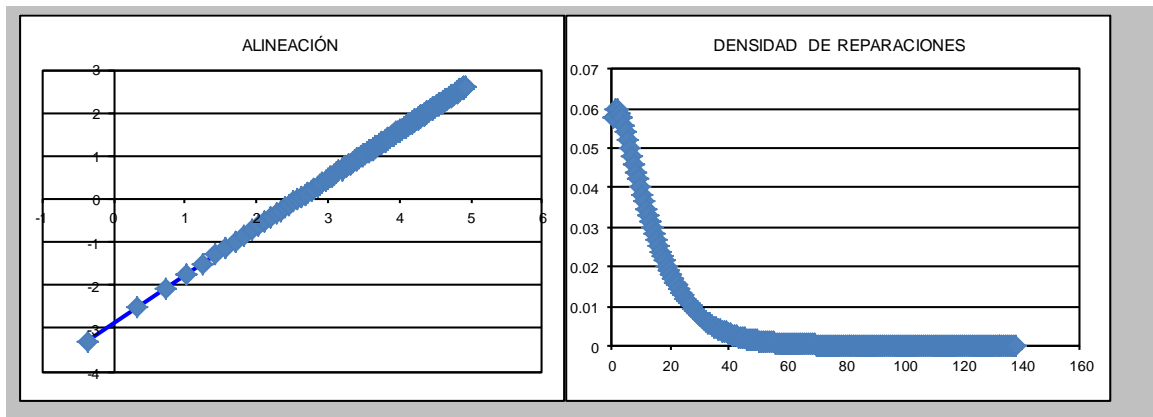


Figura 10 – Gráfica de Alineación y Densidad de Reparaciones



De acuerdo con el análisis presentado, la Confiabilidad del Sistema será del 20% una vez hayan transcurrido 10.000 horas de operación conjunta de todas las

unidades, contadas desde la última falla, cabe anotar que esta es una función de probabilidad y no se trata de una predicción exacta. La Probabilidad de falla por supuesto, es aproximadamente del 80% una vez hayan transcurrido las 10.000 horas de operación conjunta. Las gráficas de la Densidad de Fallas y de la Tasa de Fallas nos sirven para predecir que los equipos se encuentran en una etapa en donde las fallas ocurren de manera aleatoria, es decir que dentro del análisis de ciclo de vida (LCC) del sistema, éste se encuentra en la parte plana de la curva de la bañera o de Davies, lo anterior es coincidente con la interpretación teórica del valor mostrado del parámetro β en la figura 7.

Del análisis de Mantenibilidad, puede decirse que existe un 80% de probabilidad de que la falla que se presente, puede ser reparada en un lapso de tiempo igual o inferior a 20 horas.

Tabla 8 – Datos Obtenidos de Disponibilidad

MTBF	5811.77
MTTR	12.74
DISP	99.78%

Los datos presentados en la tabla anterior corresponden a los valores calculados para el Tiempo Medio Entre Fallas, (MTBF) y el Tiempo Medio Para Reparar (MTTR), en horas y la Disponibilidad Inherente, muy similar a la calculada con en el numeral 5.2.2 de este documento.

5.2.5 Análisis Complementario

De acuerdo con la Figura 5, *Distribución de las órdenes Correctivas*, el 54% de las fallas se presentan en elementos asociados a la instrumentación de la bomba y no en la bomba como tal, lo que induce al requerimiento de un análisis adicional que permita ver los indicadores de los elementos mecánicos propios de la bomba, por esta razón, se han tomado los datos para un análisis complementario que nos permita presentar los datos obtenidos.

Los resultados obtenidos para estos datos son:

Figura 11 – Gráfica de Confiabilidad [Solo Bomba]

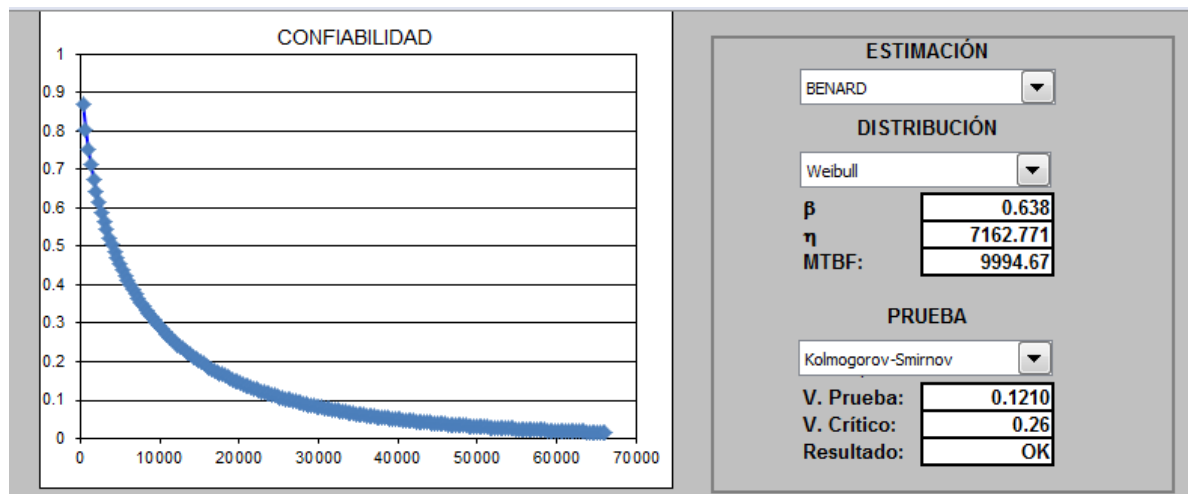
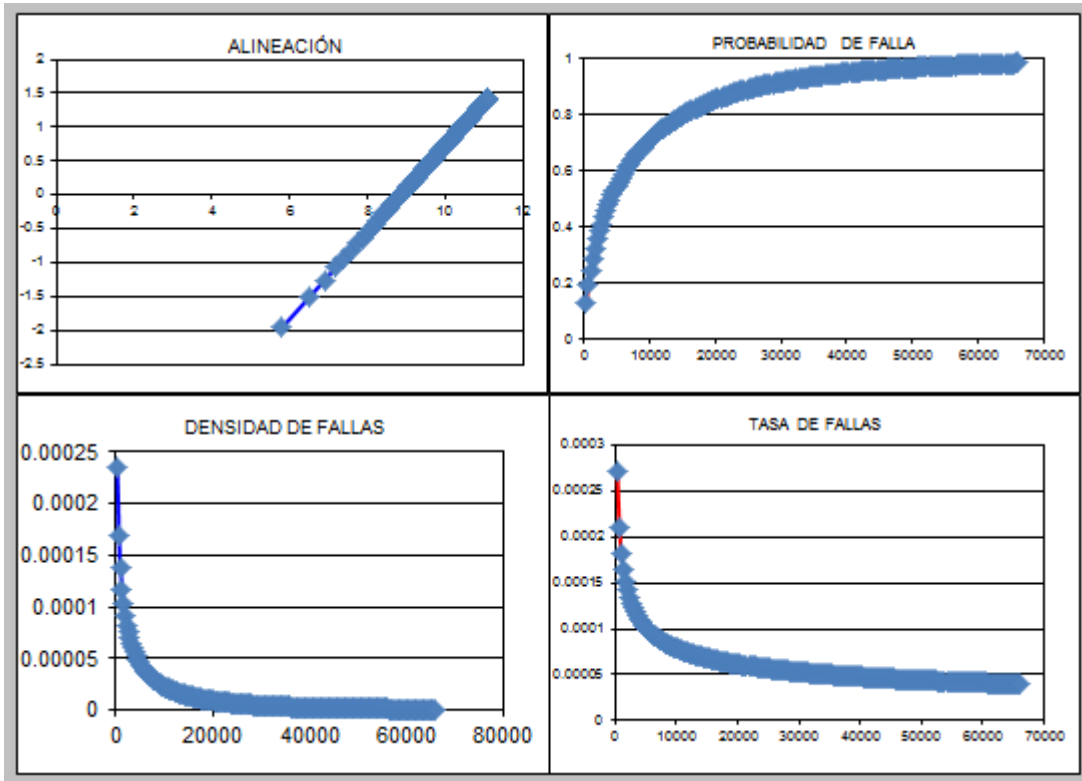


Figura 12 – Gráficas sobre las Fallas [Solo Bomba]



5.2.6 Análisis de la Confiabilidad [Solo Bomba]

De acuerdo con el análisis presentado, la Confiabilidad del Sistema, considerando solo las fallas propias de la bomba sube al 30% una vez hayan transcurrido 10.000 horas de operación conjunta de todas las unidades, contadas desde la última falla. La Probabilidad de falla por supuesto, disminuye al 70% una vez hayan transcurrido las 10.000 horas de operación conjunta. El parámetro de forma $\beta=0.638$ mostrado en la figura 10 sigue indicando un comportamiento de fallas aleatorias en el grupo de bombas de triple tornillo.

Figura 13 – Gráfica de Mantenibilidad [Solo Bomba]

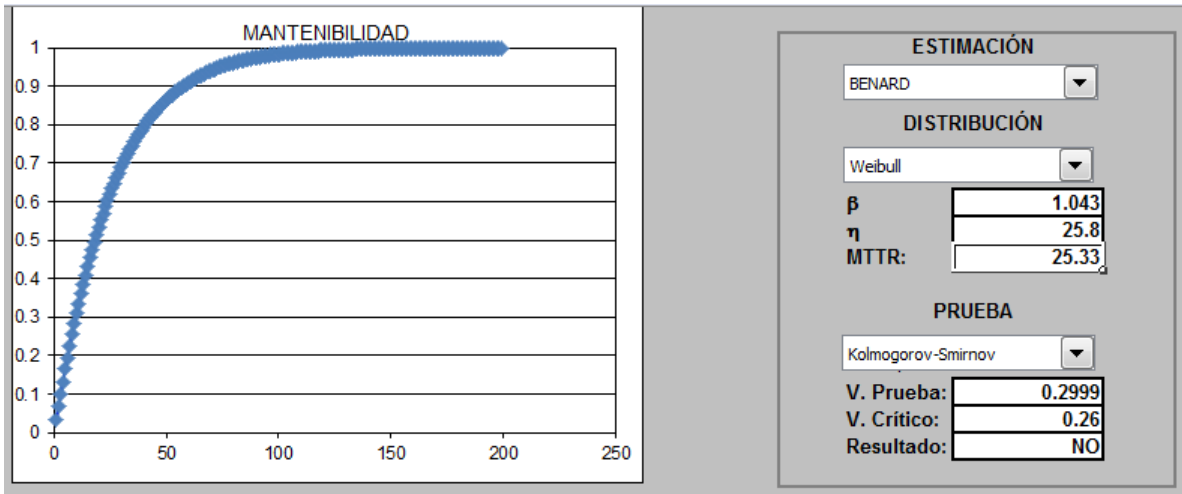
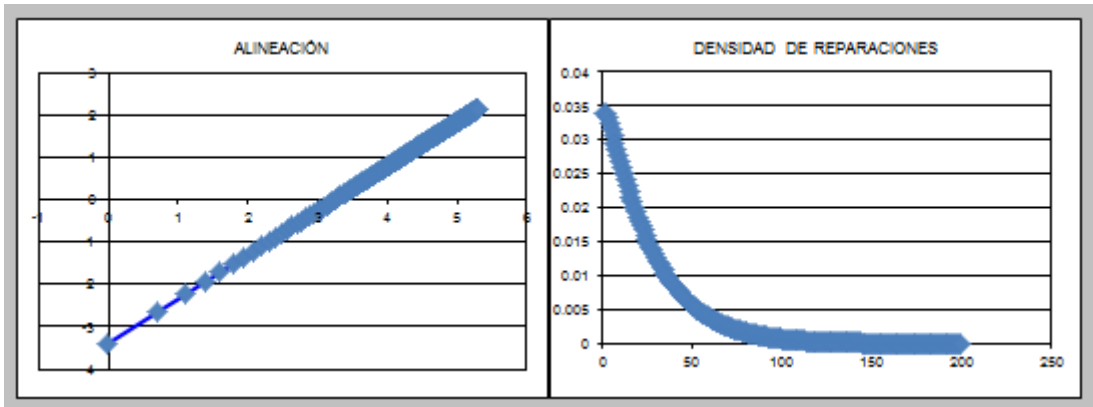


Figura 14 – Gráfica de Alineación y Densidad de Reparaciones



Del análisis de Mantenibilidad, puede decirse que existe un 90% de probabilidad de que la falla que se presente en una de las bombas de triple tornillo, podrá ser reparada en un lapso de tiempo igual o inferior a 50 horas.

Tabla 9 – Datos Obtenidos de Disponibilidad [Solo Bomba]

MTBF	9994.67
MTTR	25.33
DISP	99.75%

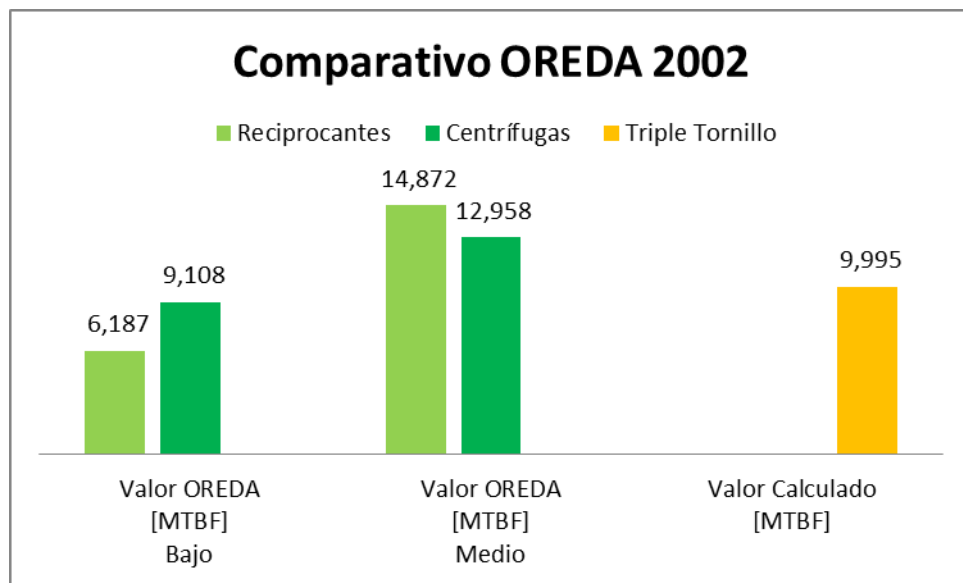
Los datos presentados en la tabla anterior corresponden a los valores calculados para el Tiempo Medio Entre Fallas, (MTBF) y el Tiempo Medio Para Reparar (MTTR), en horas y la Disponibilidad Inherente, se destaca que los valores de MTBF aumentan con respecto a los mostrados en la Tabla 8 de 5.811 a 9.994 horas, como consecuencia de no considerar las fallas asociadas a la instrumentación de la bomba. El MTTR por supuesto aumenta, ya que la complejidad de las reparaciones de Instrumentación no se puede comparar con la complejidad de reparar la bomba, la cual implica desarme total de la misma. El dato de Disponibilidad calculado pasa de 99.78 a 99.75%, lo cual aparentemente es un cambio insignificante, no obstante en términos de la producción de un oleoducto puede significar mucho dinero.

5.3 COMPARACIÓN DATOS DE OREDA

Como se mencionó anteriormente, el documento OREDA no contiene información sobre las bombas de triple tornillo, probablemente debido a que el desarrollo de los campos con crudos viscosos ha sido muy reciente y por tanto este tipo de equipos no está siendo ampliamente utilizado en la industria del petróleo, por lo que no ha despertado el interés de tener datos de referencia para su selección.

Cabe anotar que el documento OREDA incluye en el análisis solo los componentes que son esenciales para el funcionamiento del equipo objeto de análisis²³, específicamente la instrumentación solo se incluye cuando ésta hace parte del control del equipo, razón por la cual el análisis comparativo presentado se hace con el realizado para el equipo sin incluir las fallas reportadas en la instrumentación de las bombas, se tomaron los datos reportados en el documento para bombas centrífugas manejando crudos²⁴ y los datos para bombas recíprocas²⁵.

Figura 15 – Comparativo OREDA



Los datos presentados por OREDA son por cada millón de horas de operación, por lo que éstos deben ser ajustados a la cantidad de horas del análisis, de manera que sean comparables con los que se tienen en un análisis determinado.

²³ OREDA 2002, página 16

²⁴ OREDA 2002, página 193, Centrifugal Pumps, Crude Oil Handling, Critical Failure Mode

²⁵ OREDA 2002, página 216, Pumps Reciprocating, Critical Failure Mode.

6. ANALISIS DE VULNERABILIDAD

6.1 CONSIDERACIONES

La vulnerabilidad es un concepto que pretende medir que tan robusto resulta un equipo frente al error humano, efectos externos o por acciones de sabotaje. Tener conciencia de la vulnerabilidad de un equipo específico, permite la consideración de protecciones adicionales y hace más robusto el proceso. Es necesario conocer la tecnología involucrada en los equipos para poder identificar sus debilidades y poder anticiparse a los eventuales errores operacionales o efectos de acciones de terceros. Un Sistema Instrumentado de Seguridad (SIS) es un ejemplo de un equipo o herramienta que busca minimizar el impacto de los fenómenos naturales, los errores operacionales e incluso actos de sabotaje, permitiendo aislar un oleoducto en tramos y dando señales oportunas de parada, disminuyendo así la potencialidad del daño y evitando pérdidas mayores por pérdidas de producto o por reparación de daños.

Si bien se pueden tener medidas contingentes para evitar que la vulnerabilidad de un equipo o sistema pueda ocasionar una falla, todo esto significan costos adicionales en sistemas de contingencia, equipo adicional para monitoreo, que a su vez requiere acciones de mantenimiento, por lo que lo deseable es que el diseño de un equipo tenga de manera inherente un nivel de robustez que le de tranquilidad al proceso.

6.2 CAUSAS DE VULNERABILIDAD

Las condiciones de diseño, la calidad del equipo, los factores humanos del personal involucrado con los equipos, las condiciones ambientales de operación, la exposición del equipo a una condición social específica y las acciones de

mantenimiento que se le practiquen, impactan de una manera u otra la robustez del equipo y por supuesto son causas de su vulnerabilidad.

El concepto tratado en este documento de vulnerabilidad está relacionado con las condiciones de diseño del equipo. Cabe anotar que un proyecto en particular, debe realizar ejercicios de identificación de vulnerabilidades diferentes a las de diseño, a través de ejercicios de HAZOP y LOPA, que permitan tenerlos plenamente identificados y tomar las medidas pertinentes contingentes, que eviten la materialización de los riesgos identificados.

El nivel de vulnerabilidad de un equipo depende inherentemente de sus condiciones de diseño, por ejemplo su velocidad de rotación aumenta directamente el nivel de vulnerabilidad, así una turbina girando a 20.000 rpm, es mucho más vulnerable a una partícula metálica, que una bomba centrífuga girando a 1.800 rpm.

Centrándose específicamente en bombas centrífugas y bombas de tornillo, las condiciones de diseño que pueden identificarse que más afectan la vulnerabilidad son:

- Velocidad de rotación.
- Tolerancias propias del equipo.
- Características físicas de los materiales de fabricación.
- Características físicas del producto bombeado.
- Temperatura y Presión de operación.

6.3 MITIGACIÓN DE LA VULNERABILIDAD DE UN EQUIPO

Es claro que un equipo puede tener un nivel de Confiabilidad muy alto y ser a la vez muy vulnerable a los factores que hemos considerado anteriormente y que este parámetro puede resultar siendo un factor diferenciador en el momento de tomar una decisión, en la selección de un equipo.

También resulta intuitivo, que mediante un análisis juicioso de las vulnerabilidades, es posible hacer que el proceso sea robusto, aún a pesar de las condiciones de vulnerabilidad de un equipo, pero que esto agrega nuevos elementos al proceso que van a requerir acciones de mantenimiento y que van a añadir complejidad al mismo.

El nivel de complejidad de las protecciones no debería superar el nivel de la complejidad del proceso.

El diseño de protecciones adicionales, que permitan la protección de un equipo, debe tener en consideración un análisis de costo-beneficio, de manera que garantice que el equipo, con todas las medidas adicionales que garantizan su robustez, resulte siendo competitivo frente a otros. Las protecciones deben ser realizables y no deben depender de las personas. Finalmente, el personal de operaciones y mantenimiento debe tener claridad y conciencia del funcionamiento y de su importancia para la protección del equipo y del proceso.

Para las bombas objeto de este análisis, es claro que las bombas de triple tornillo resultan más vulnerables que las bombas centrífugas a todos los factores identificados y que por tanto requieren de elementos adicionales que garanticen que no van a estar en contacto con fluidos por fuera de los rangos de viscosidad que pueden manejar, cuando están funcionando y que una protección adicional debe des-engranar la fuerza motriz, para permitir que el fluido “fuera de especificaciones” pase a través del tornillo flotante y no se produzca el contacto metal-metal de sus tornillos. La viscosidad, adicionalmente es muy sensible a la temperatura y la presión excesiva puede ocasionar deflexión en los tornillos, por lo que las protecciones por presión y temperatura resultan mucho más sensibles que en los equipos centrífugos. Los rangos de velocidad también resultan más sensibles porque velocidades excesivas tienen potencialmente más probabilidad de causar daños al equipo. Por la naturaleza del diseño de desplazamiento positivo, las tolerancias también impactan la vulnerabilidad de los equipos, impurezas tales como arena y partículas metálicas ocasionarán mucho más daño en una bomba de triple tornillo en operación.

7. ANALISIS DE COSTO DE CICLO DE VIDA

7.1 ANALISIS DE LA INFORMACIÓN

7.1.1 Diagnóstico

Este análisis tiene como objetivo principal comparar el costo del ciclo de vida de dos (2) tipos de equipos de manera general, bombas de triple tornillo y bombas centrífugas, con el fin de establecer cuál de estos equipos tiene un mayor costo durante el ciclo de vida.

Para hacer el análisis se evaluará el desempeño de las bombas bajo las mismas condiciones de operación, caudal, presión y viscosidad, así como los costos asociados al CAPEX, OPEX y los costos por la no disponibilidad de los equipos. No se consideraron equipos de doble tornillo debido al propósito del documento, el cual pretende destacar las características de funcionamiento de las bombas de triple tornillo frente a los sistemas tradicionalmente utilizados.

7.1.2 Descripción de las Alternativas

Se han considerado disposiciones de bombas en paralelo, 4 + 1, es decir 4 unidades de bombeo y una disponible de respaldo para propósitos de mantenimiento. Se ha considerado una tasa de bombeo de 350.000 barriles, equivalente a la referencia que se tiene de la estación Monterrey, la cual hace parte del oleoducto Apiay-Altos El Porvenir. Las bombas centrífugas consideradas son del tipo BB3 descrito en el código API 610. Las bombas de triple tornillo consideradas son de marca IMO, fabricadas de acuerdo con el código API 676. Se han considerado equipos con motor eléctrico, por ser la condición en que se aprovecha mejor el potencial de cualquiera de las unidades descritas.

Se han considerado los valores de eficiencia presentados en la Figura 1 para el bombeo de crudos de 300 cSt, que es la características de los crudos pesados

que se transportan mayormente en Colombia en la actualidad, en los que tendría sentido el uso de bombas de triple tornillo, los cuales son aceptados de manera general, es decir una eficiencia del 52% para las bombas centrífugas y del 85% para las bombas de triple tornillo.

7.1.3 Recolección de la Información

La información que se utilizara para hacer el análisis proviene de proveedores de equipos y de mantenimiento mayor de los mismos, normalmente practicados por los representantes de las marcas, así como de la experiencia propia del personal involucrado con la compra, operación y mantenimiento de estos.

Los costos que se analizarán en el CAPEX (Tabla 10) están estrictamente relacionados con la adquisición de los equipos y su instalación en sitio:

Tabla 10 – CAPEX de alternativas

	INVERSIÓN INICIAL PARA ADQUISICIÓN DE EQUIPOS	Opción 1	Opción 2
		(Bombas Centrífugas)	(Bombas Tres Tornillos)
CAPEX	Bombas 4+1	\$ 4,500	\$ 10,000
	Repuestos de Stock Mínimo	\$ 150	\$ 600
	Costos de transporte desde Puerto	\$ 35	\$ 50
	Adecuaciones Civiles, Eléctricas y Mecánicas	\$ 2,000	\$ 2,500
	Total de Inversión Inicial	\$ 6,685	\$ 13,150
	COSTOS OBRAS DE INSTRUMENTACION		
	Precomisioning y commisioning	\$ 85	\$ 85
	Configuración y puesta en marcha del panel de control	\$ 10	\$ 10
	Integración del sistema de control de la bomba al general	\$ 10	\$ 10
	Otros	\$ 25	\$ 25
	Total Obras de Instrumentación	\$ 130	\$ 130

Costo de adquisición de equipos: Costo de compra de las unidades de bombeo, montadas en un patín tipo petrolero con todos los accesorios necesarios para su correcta operación, costo de compra de repuestos (kits de “stock” mínimo para mantenimiento), costos de transporte de los equipos desde puerto, costos de obras civiles y mecánicas de instalación de los equipos.

Costos de Trabajos de Instrumentación: “Precommissioning” y “Commisioning”²⁶, configuración panel de control, integración del sistema de control de la bomba al sistema general, pruebas al cableado, pruebas de señales, conexionado desde el tablero de control y desde un tablero cercano a la unidad.

No se han considerado los costos de construcción de tuberías de interconexión, sistemas de control, sistemas de protección para conraincendio, facilidades de aire, agua, aceite lubricante, manejo de aguas aceitosas, almacenamiento de producto, generación de energía, instalaciones para el personal, comunicaciones, construcción de bancos de ductos, cajas de halado, etc.

Los costos que se analizarán en el OPEX (Tabla 11) son:

Costos de mantenimiento: Costos de mantenimiento anual por concepto del programa de mantenimiento Preventivo (PV) y Predictivo (PD), de todo el equipo instalado, asociado a las unidades de bombeo, costos de “Overhaul” de las unidades, si bien se asumió que los equipos serán objeto de un mantenimiento mayor al cumplir los 10 años de operación, estos costos se difirieron anualmente.

Costos de Operación: Costos de energía consumida por el motor eléctrico del equipo de bombeo, se asumió un valor de 14 centavos de dólar por kW-hr. Se asumió una operación continua, 24 horas al día, 365 días al año.

Tabla 11 – OPEX de alternativas

	COSTOS DE MANTENIMIENTO		Opción 1	Opción 2
				\$ 52
	Costos de mantenimiento Anual - Bomba		\$ 160	\$ 250
	Costo promedio de Overhaul - Bomba / Año		\$ 212	\$ 282
	Total Costos de Mantenimiento			
	COSTOS DE OPERACION		Opción 1	Opción 2
OPEX	Total Unidades de bombeo	4		
	Potencia Estimada por motor [HP]	2000		
	Eficiencia Motores Eléctricos	0.97		
	Conversión HP a Kw	0.746		
	Valor del kilowatio [USD\$/Kw-Hr]	0.14		
	Operación 24h / Día, 365 / año	8760		
	Viscosidad del producto a bombear [cSt]	300		
	Diferencia de Eficiencia [Bombas Centrífugas vs Bombas Triple Tornillo]	33%		
	Valor Total en Miles de Dólares		\$ 10,032	\$ 7,542

²⁶ Alistamiento de equipos para puesta en servicio.

Costos por la no disponibilidad del equipo: Los costos analizados en este punto, se refieren a los costos asumidos por no tener el equipo disponible para operar. Es decir el costo de no bombear por el oleoducto, los cuales se calcularon para las bombas de triple tornillo, de acuerdo con los resultados del cálculo de Disponibilidad de la Tabla 8, del numeral 5.3.1, es decir 99,78%. Para el caso de las bombas centrífugas se asumió un dato de disponibilidad del 99,9%.

Tabla 12 – Pérdidas por no Disponibilidad

Descripción	Opción 1 (Bombas Centrífugas)	Opción 2 (Bombas Tres Tornillos)
1- Disponibilidad del Equipo	99.90%	99.78%
2- Operación neta en [Horas / año]	8,760.00	8,760.00
3- Operación Real (1x2) [Horas / Año]	8,751.24	8,740.73
4- Días Perdidos por año (2-3)/24 [Días]	0.365	0.803
5- Barriles bombeados por día [Bls / Día]	350,000	350,000
6- Barriles perdidos por la no disponibilidad (4x5) [Bls]	127,750	281,050
7- Costo por Barril no bombeado [USD\$/Barril]	\$ 1.33	\$ 1.33
8- Costo de no disponibilidad (6x7) [USD\$]	\$ 169,908	\$ 373,796

Se destaca la sensibilidad de los costos a pequeñas variaciones de la disponibilidad y su impacto cuando las ratas de bombeo son altas. Cabe anotar que el equipo disponible cumple su propósito para el desarrollo del plan de mantenimiento y que esta “No Disponibilidad” es ocasionada por fallas de tipo correctivo, que en la práctica y pese a los estándares de mantenimiento ocurren de manera inherente a la operación de los equipos.

7.2 EVALUACIÓN DEL COSTO DEL CICLO DE VIDA

7.2.1 Modelo del costo del ciclo de vida

Para el análisis de la información de costos, se utilizara el método de cuantificación anual de costos, para luego calcular el valor presente neto (VPN),

con un periodo de evaluación de diez (10) años, por ser este el periodo de depreciación del equipo.

7.2.2 Análisis de Datos

Para cada una de las alternativas, se aplicó la metodología que calcula el valor presente neto, con el fin de conocer el valor total de dinero (Miles de USD\$) necesario disponible, para llevar a cabo el proyecto y mantenerlo durante el periodo descrito en el numeral 7.2.1

A continuación se muestra el análisis del costo de ciclo de vida de las bombas centrífugas, ver Tabla 13 y las bombas de triple tornillo, ver Tabla 14.

Debe tenerse en cuenta que por razones de presentación se han ocultado algunas columnas del cuadro.

7.2.3 Análisis Comparativo

Tabla 13 – LCC Bombas Centrífugas

Opción 1 (Bombas Centrífugas) Esquema 4+1						
Descripción de la inversión o costo	Año					
	0	1	3	7	9	10
Bomba	\$ (4,500)					
Repuestos	\$ (150)					
Costos de transporte	\$ (35)					
Adecuaciones Civiles, Eléctricas y Mecánicas	\$ (2,000)					
Precomisioning y commisioning	\$ (85)					
Configuración y puesta en marcha del panel de control	\$ (10)					
Integración del sistema de control de la bomba al general	\$ (10)					
Otros	\$ (25)					
Costos de mantenimiento Anual - Bomba		\$ (52)	\$ (52)	\$ (52)	\$ (52)	\$ (52)
Costo promedio de Overhaul - Bomba / Año		\$ (160)	\$ (160)	\$ (160)	\$ (160)	\$ (160)
Costo de energía consumida \$/kWh		\$ (10,032)	\$ (10,032)	\$ (10,032)	\$ (10,032)	\$ (10,032)
Costo de no disponibilidad por Barril US\$ (6x7)		\$ (170)	\$ (170)	\$ (170)	\$ (170)	\$ (170)
Total Flujo de Caja	\$ (6,815)	\$ (10,413)	\$ (10,413)	\$ (10,413)	\$ (10,413)	\$ (10,413)
Tasa de depreciación	4%					
Valor Presente Neto VPN						(\$ 87,766.46)

El resultado del análisis VPN para las bombas centrífugas es de -87.766 kUSD\$, para las bombas de triple tornillo es de -76.707 kUSD\$, es decir que durante los

10 años de vida útil de los equipos, hay una diferencia de 11.059 kUSD\$, a favor de las bombas de triple tornillo, para las condiciones consideradas, es decir una capacidad de bombeo similar a la de la estación Monterrey.

Tabla 14 – LCC Bombas Triple Tornillo

Opción 2 (Bomba de Tres Tornillos) Esquema 4+1						
Descripción de la inversión o costo	Año					
	0	1	3	7	9	10
Bomba	\$ (10,000)					
Repuestos	\$ (600)					
Costos de transporte	\$ (50)					
Adecuaciones Civiles, Eléctricas y Mecánicas	\$ (2,500)					
Precommissioning y commisioning	\$ (85)					
Configuración y puesta en marcha del panel de control	\$ (10)					
Integración del sistema de control de la bomba al general	\$ (10)					
Otros	\$ (25)					
Costos de mantenimiento Anual - Bomba		\$ (32)	\$ (32)	\$ (32)	\$ (32)	\$ (32)
Costo promedio de Overhaul - Bomba / Año		\$ (250)	\$ (250)	\$ (250)	\$ (250)	\$ (250)
Costo de energía consumida \$/kWh		\$ (7,542)	\$ (7,542)	\$ (7,542)	\$ (7,542)	\$ (7,542)
Costo de no disponibilidad por Barril US\$ (6x7)		\$ (374)	\$ (374)	\$ (374)	\$ (374)	\$ (374)
Total Flujo de Caja	\$ (13,280)	\$ (8,198)	\$ (8,198)	\$ (8,198)	\$ (8,198)	\$ (8,198)
Tasa de depreciación	4%					
Valor Presente Neto VPN	(\$ 76,707.13)					

Cabe anotar que la vida útil de los equipos considerados en este análisis es mucho mayor y que se consideraron los 10 años por razones legales de depreciación y porque resulta razonable realizar el mantenimiento mayor de los equipos después de 80.000 horas de operación, lo cual garantizará los niveles de desempeño requeridos para la operación.

Aunque los costos de la opción de bombas de triple tornillo en inversión inicial de compra (CAPEX), repuestos de stock e instalación de los equipos, son prácticamente del doble, los costos de operación (OPEX), en razón a la diferencia de eficiencia y en razón a que la Confiabilidad, Disponibilidad y Mantenibilidad de las bombas de Triple Tornillo tiene un comportamiento bastante aceptable, la diferencia es notoria en favor de las bombas de triple tornillo. Cabe anotar que las cifras son grandes en razón a los caudales que se manejan en las condiciones de la estación Monterrey.

8. ANALISIS DE CICLO DE VIDA Y HUELLA DE CARBONO

8.1 CÁLCULO DE LA HUELLA DE CARBONO

Con base en los datos calculados anteriormente, basados en la información diferencial que se tiene en la comparación de las bombas centrífugas y las bombas de triple tornillo, para una aplicación como la referenciada en este documento, a continuación se presentan los datos de emisión de gases que se evitaría descargar a la atmósfera, al seleccionarse una alternativa más eficiente desde el punto de vista energético como las bombas de triple tornillo, para mostrar la utilidad de esta herramienta diferenciadora:

Tabla 15 – Diferencia de Consumo de Energía de las alternativas

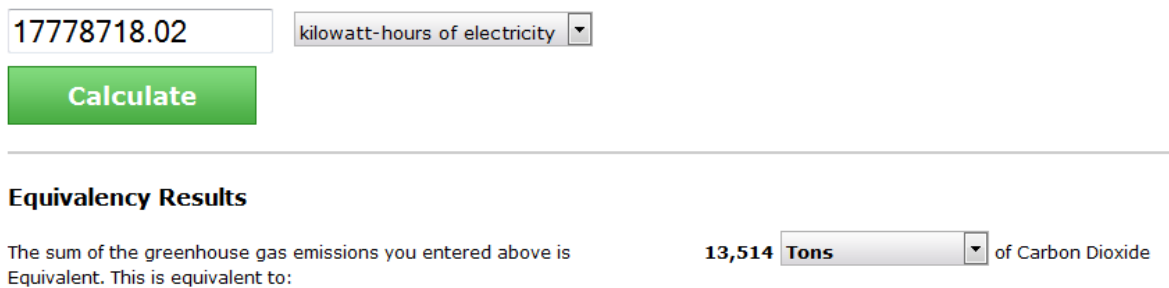
Consumo Energético	Cantidad	Unidad
Total Unidades de bombeo	4	Und
Potencia Estimada por motor	2000	[HP]
Eficiencia Motores Eléctricos	0.97	
Conversión HP a Kw	0.7457	[HP / kW]
Operación 24h / Día, 365 / año	8760	[Horas]
Kilovatios consumidos en un año para bombas Triple Tornillo	53,874,903.09	kW
Diferencia de Eficiencia [Bombas Centrífugas vs Bombas Triple Tornillo]	33%	
Kilovatios consumidos en un año para bombas Centrífugas	71,653,621.11	kW
Diferencia en Kilovatios	17,778,718.02	kW

Los datos mostrados en el calculador corresponden a las emisiones que se evitarían en un año de operación de un oleoducto funcionando a una rata de bombeo de 350.000 barriles por día, funcionando 24 horas al día, durante los 365 días del año.

La sensibilización de las personas con respecto al medio ambiente cada día aumenta y muy seguramente en unos años la Huella de Carbono será un verdadero elemento diferenciador a la hora de escoger tecnologías para un oleoducto o para cualquier otro proyecto.

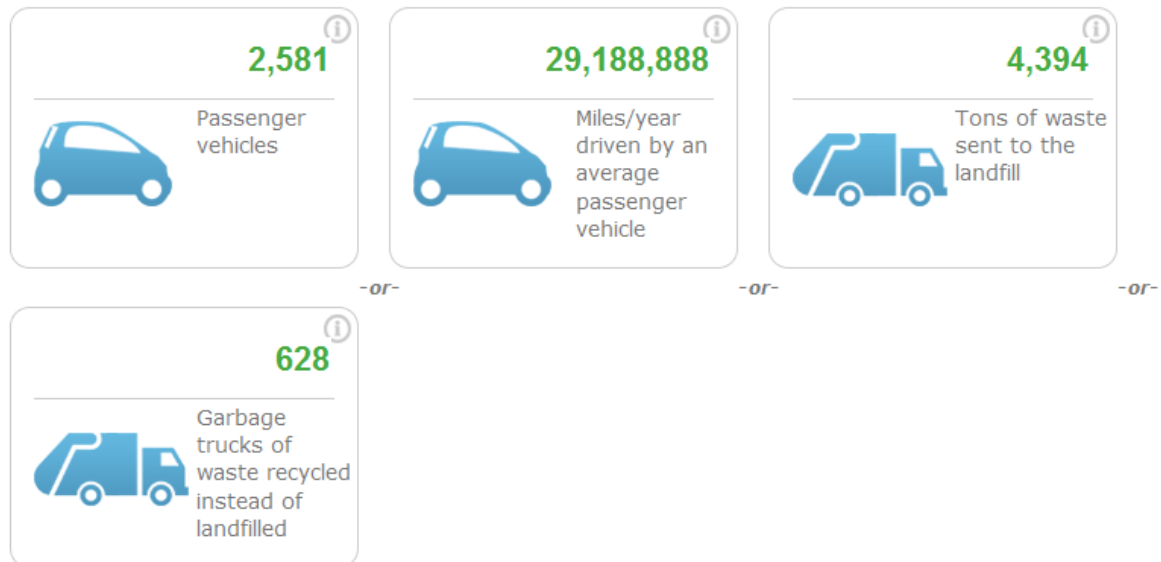
La realidad colombiana es diferente, en la actualidad los departamentos de proyectos de las empresas y los entes gubernamentales, raramente tratan este tema con la importancia que amerita, pero los efectos sobre el medio ambiente que ya empiezan a notarse en el día a día, necesariamente afectarán esta posición y forzarán el cálculo de este indicador y sus efectos entre las diferentes alternativas a considerar.

Figura 16 – Emisiones de Dióxido de Carbono por año en Toneladas



Fuente: Agencia de Protección Ambiental EPA

Figura 17 – Emisiones de Gases de Efecto Invernadero Equivalentes



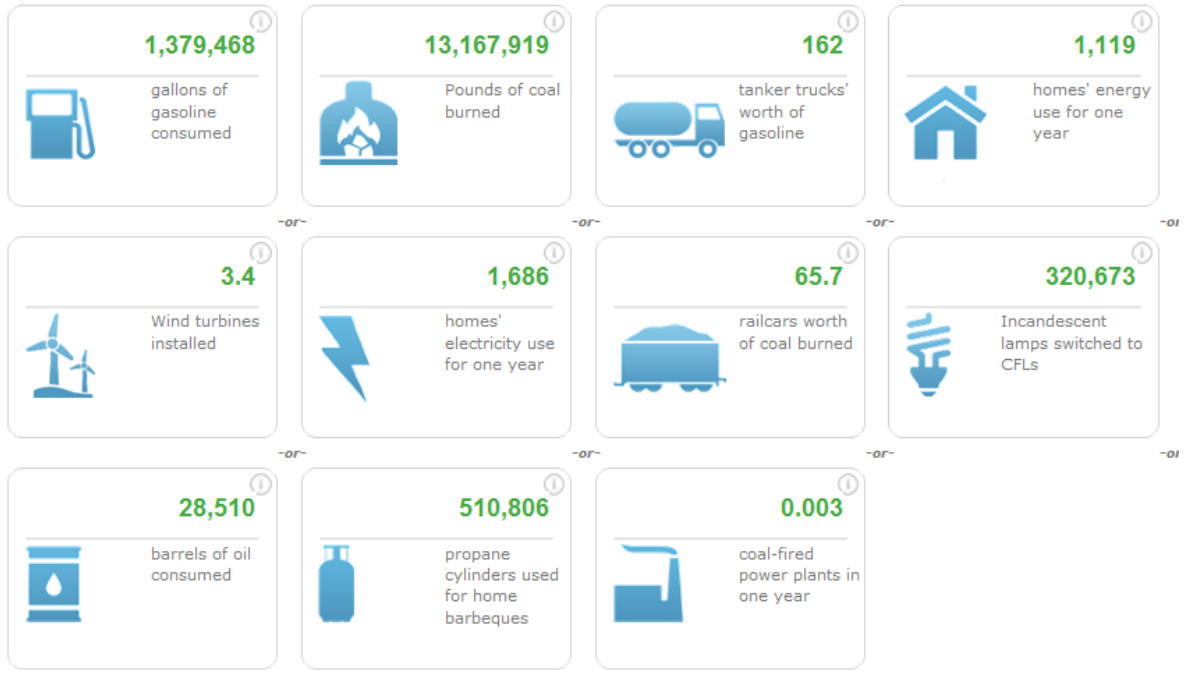
Fuente: Agencia de Protección Ambiental EPA

Figura 18 – Dióxido de Carbono Absorvido por



Fuente: Agencia de Protección Ambiental EPA

Figura 19 – Emisiones Equivalentes de CO2



Fuente: Agencia de Protección Ambiental EPA

9. CONCLUSIONES

Los proyectos de construcción de oleoductos en Colombia requieren el análisis de cada una de las variables técnicas características de un proyecto en particular y además deben considerar especialmente, aquellos aspectos que tienen que ver con factores sociales.

El componente social de los proyectos debe ir de la mano con el desarrollo de la infraestructura y siempre que sea posible, debe apalancar el desarrollo de las zonas en donde se ubican, respetando por supuesto el entorno desde toda su dimensión.

A pesar de la importancia de la eficiencia como elemento diferenciador, es muy importante considerar otros factores que eventualmente pueden terminar afectando la decisión sobre la tecnología a implementar.

Un análisis juicioso de las alternativas mediante la herramienta del Ciclo de Vida, combinado con la valoración de todas las variables propias del proyecto, que incluya el impacto del proyecto ambientalmente, muy probablemente terminará con seleccionar la mejor alternativa posible para un proyecto.

El Cálculo de indicadores de mantenimiento como soporte de decisiones y no como unidad de medida del desempeño, permite crear planes de acción que redunden en beneficio de la organización.

La calidad de la información es determinante en la calidad de los análisis.

Las bombas de Triple Tornillo son una excelente opción para el manejo de crudos viscosos y su vulnerabilidad ante eventos desafortunados es totalmente administrable, es decir técnicamente existen opciones de mejora que en un momento dado pueden garantizar su confiabilidad.

BIBLIOGRAFÍA

MORA GUTIERREZ, Luis Alberto. Mantenimiento Estratégico Empresarial, Enfoque Sistémico Kantiano, Primera Edición, Fondo Editorial Universidad EAFIT, Medellín, Colombia, 2007

MORA GUTIERREZ, Luis Alberto. Mantenimiento Planeación, Ejecución y Control, Decimo Primera Edición, Alfaomega Grupo Editor, México, Junio 2013

MOUBRAY. Jhon. Reliability-Centered Maintenance RCM II. New York: Industrial Press Inc. 1997. 421p.

NAKAJIMA, Seiichi. Introducción al TPM: Mantenimiento Productivo Total. Madrid: Productivity Press, 1991. 629 P.

NASA. Reliability Centered Maintenance Guide or Facilities and Collateral Equipment. 2000. 1-50p

NOWLAN. Stanley. Reliability-Centered Maintenance. San Francisco: U.S. Department of Commerce. 1978.2-30p

ORTIZ, Daniel. Memorias Clase de Mantenimiento Centrado en Confiabilidad - RCM. ESPECIALIZACIÓN DE GERENCIA DE MANTENIMIENTO. UIS. Bucaramanga 2010

ORTIZ PLATA, Daniel. Organizaciones del Mantenimiento: Mantenimiento centrado en confiabilidad RCM. [CD_ROM]. Bucaramanga, 2008. Posgrado gerencia de Mantenimiento. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico Mecánicas. Escuela de Ingeniería Mecánica.

PINILLA, Pablo. Sistemas de información. Bucaramanga. [CD_ROM]. Bucaramanga, 2008. Posgrado Gerencia de Mantenimiento. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico Mecánicas. Escuela de Ingeniería Mecánica.

PULIDO, Luis. Herramientas de Mantenimiento predictivo útil para equipo eléctrico. Jun 2002. No. 9. Available from Internet:

<http://www.mantenimientomundial.com/articulos/9herram.asp>

SAE JA1011. Evaluation Criteria for Reliability-Centered Maintenance (RCM) Processes. Society of Automotive Engineers, Inc 1999. 30p.

SENGE, Peter M. La quinta disciplina. 4 ed. Barcelona :Juan Granica, 1996.

TORRES, R., “Estrategias basadas en el mantenimiento centrado en confiabilidad (MCC) para el mejoramiento del plan de mantenimiento de las bombas de doble tornillo del terminal ORIMULSIÓN® JOSE”.Tesis de grado, Departamento de Ingeniería Mecánica, Puerto la Cruz (2007).

VIEJO ZUBICARAY, Manuel y ÁLVAREZ FERNÁNDEZ, Javier. BOMBAS: TEORIA, DISEÑO Y APLICACIONES (2004)

ANEXOS

Anexo B - Ordenes de Trabajo Registradas en Elipse durante 2012.

Anexo A - Ordenes de Trabajo Registradas en Elipse durante 2013.

Anexo C - Ordenes de Trabajo Registradas en Elipse durante 2014.