

UNIVERSIDAD DE MATANZAS
"CAMILO CIENFUEGOS"

FACULTAD DE INGENIERÍAS QUÍMICA Y MECÁNICAS



ESTUDIO TÉCNICO – ECONÓMICO DE LAS CAUSAS
QUE AFECTAN EL FUNCIONAMIENTO DEL
OLEODUCTO A LA CENTRAL TERMOLÉCTRICA
"SANTA CRUZ"

Tesis presentada en opción al título de Ingeniero Químico

Autor: Zenobia Dávila Woodward

Tutor: MSc. Ing. Yoandri Plasencia Ávila

Profesor Instructor

Departamento de Química e Ingeniería Química

Ing. Elina Pérez Moré

Ciudad de Matanzas. Cuba.

2009

NOTA DE ACEPTACIÓN

Presidente del Tribunal

Firma

Mimbro del Tribunal

Firma

Miembro del Tribunal

Firma

DECLARATORIA DE AUTORIDAD

Declaro que soy el único autor de este Trabajo de Diploma realizado en la Universidad de Matanzas “Camilo Cienfuegos”, como parte de la culminación de estudios en la especialidad de Ingeniería Química, autorizando que el mismo sea utilizado por la institución con la finalidad que se estime conveniente.

Zenobia Dávila Woodward

DEDICATORIA

Dedico este trabajo de diploma ante todo a mi madre Rosaida Woodward Niebla y a mi padre Freddy Dávila García que siempre me dieron todo el apoyo para que en estos momentos yo esté haciendo esta tesis, a mis grandes amigos que jamás dudaron de mí y a todo el personal de la Universidad de Matanzas que me ayudaron y creyeron en mí para que este trabajo fuera posible.

Dedico este trabajo de diploma a todas estas personas que siempre quisieron que yo fuera una profesional en la vida.

AGRADECIMIENTOS

- En primer lugar quisiera agradecer a mi tutor, el MSc. Ing. Yoandri Plasencia Ávila, por toda su ayuda y paciencia para conmigo.
- Agradecer a los consultantes Luis Miranda, Basilio Boris, Magalis Suarez, Elina Pérez por todos los consejos brindados.
- A mis padres deseo dar un muy especial agradecimiento por el apoyo y la paciencia que tuvieron para conmigo en todo momento.
- A todos mis compañeros de aula que me aceptaron de la forma que soy y me apoyaron desde un comienzo.
- Y a todos aquellos que de una forma u otra colaboraron con la terminación satisfactoria de este trabajo de diploma.
- A todos los profesores de la Universidad de Matanzas “Camilo Cienfuegos” que me brindaron su ayuda.

El presente trabajo de diploma se realiza en la Empresa Comercializadora de Combustibles Matanzas, en la Base Crudo y Suministro (BSC) de dicha Empresa ubicada en la Zona Industrial. El mismo consiste en un estudio técnico-económico de las causas que afectan el funcionamiento del Oleoducto de suministro de combustible a la Central Termoeléctrica “Santa Cruz”, considerando estas causas mediante el Diagrama Causa-Efecto, donde existe un aumento considerable de los gastos de mantenimiento en un periodo relativamente breve. Además se exponen en este trabajo los efectos que ocasionan las averías que ha sufrido el Oleoducto al medio ambiente.

The present work from thesis is carried out in the Commercialization Enterprise of Fuels to Matanzas, in the Raw Base and Supply (BSC) of this Enterprise been located in the Industrial Zone. The work consists in a technician-economical study of the causes that they affect the operation of the Pipeline of supply of fuel to the Central Thermoelectric "East Havana," Santa Cruz, analyzing these causes by means of the Cause-Effect Diagram, where a considerable increase of the expenses of maintenance in a period exists relatively brief. They are also exposed in this work the effects that cause the mishaps that it have suffered the Pipeline to the environment.

INTRODUCCIÓN	1
CAPITULO I: Análisis Bibliográfico.	4
1.1 El petróleo. Su caracterización física.	4
1.1.1 ¿Qué es el petróleo?	4
1.1.2 El petróleo como fuente de energía.	5
1.1.3 Impurezas: Características y Efectos.	6
1.2 Crudo cubano. Características y especificaciones.	7
1.2.1 Características del producto.	7
1.3 Petróleo crudo mejorado.	7
1.4 Oleoducto	8
1.4.1 Concepto de Ducto.	8
1.4.2 Elementos básicos que componen la instalación por Ductos.	8
1.4.3 Ventajas de la transportación por Ductos.	9
1.4.4 Desventajas de la transportación por Ductos.	10
1.4.5 Condiciones de seguridad.	10
1.4.6 Parámetros de explotación.	11
1.4.7 Materiales y Equipos empleados en la transportación por ductos.	11
1.5 Corrosión	13
1.5.1 Forma de la Corrosión	14
1.5.2 Protección Catódica	14
1.6 Contaminación del medio ambiente.	15
1.6.1 Contaminación por la industria petrolera.	15
1.7 Conclusiones Parciales	16
Capítulo II: Caracterización de la Entidad Objeto de Estudio y Diseño Metodológico de la Investigación	17
2.1 Caracterización de la entidad objeto de estudio.	17
2.1.1 Descripción del proceso.	17
2.1.2 Caracterización de Oleoducto “Santa Cruz”.	18
2.1.3 Especificaciones del producto utilizado en la CTE “Santa Cruz”.	19
2.2 Diseño Metodológico de la Investigación	20
2.2.1 Diagrama de Causa – Efecto.	20
2.2.2 Diagrama de flujo.	20
2.2.3 Análisis técnico del Oleoducto “Santa Cruz”	21
2.2.4 Análisis económico	22
2.2.5 Análisis ambiental de los derrames de petróleo crudo.	23
2.2.6 Procesamiento de datos.	23
2.3 Conclusiones Parciales.	24
Capítulo III: Análisis de los Resultados	25
3.1 Resultado del Análisis Causa - Efecto.	25
3.2 Análisis técnico del Oleoducto “Santa Cruz”	27
3.3 de la caracterización estadística para las presiones las que ocurrieron las roturas	32

3.4 Análisis económico del Oleoducto “Santa Cruz”	35
3.5 Influencia de los derrames de petróleo producto de averías en el Oleoducto “Santa Cruz” sobre el medio ambiente	40
3.6 Conclusiones Parciales	41
CONCLUSIONES	43
RECOMENDACIONES	44
BIBLIOGRAFÍA	45
Anexo1:Diagrama de Flujo de la Estación de Bombeo del Oleoducto “Santa Cruz”	
Anexo 2:Tabla: Horas de Bombeo y de Paradas. Causas de las Paradas.	
Anexo 3: Análisis estadístico del 2006 al 2008	
Anexo 4 Gastos por Conceptos de Mantenimientos y Ingresos por Conceptos de Entregas	
Anexo 5: Resultados del estudio de las pérdidas por interrupciones de mantenimiento. 2007 y 2008	
Anexo 6: Propuesta de Inversión Capital del Oleoducto	
Anexo 7: Recuperación de la inversión según regímenes de flujo para el año 2008	

A nivel mundial se manipulan combustibles a través de diversas vías, siempre existe un factor de desgaste por la utilización en los diferentes medios ya que los combustibles presentan en su composición elementos que contribuyen al mismo y la transportación se realiza por todas las vías; marítima, a través de buques y plataformas; terrestre, a través de camiones cisternas, carros de ferrocarril y el medio más económico los oleoductos.

El objetivo de la Empresa Comercializadora de Combustible Matanzas es recepcionar, almacenar y distribuir los combustibles propiedad de la Unión Cuba Petróleo (CUPET). Se brindan también servicios de almacenamiento, recepción y de manipulación, transportación, distribución de combustible y de lubricantes a las entidades de la Unión CUPET, se brinda servicios de certificación de capacidades para equipos automotores de carga y/o transporte de productos de combustibles, se brinda servicios de suministro de combustibles, deslastre, suministros de agua y limpieza de buques en muelle propio, se realizan operaciones de carga y descarga de buques tanques de combustibles y presta servicios de recogida de derrames y contaminación de hidrocarburos.

La empresa organiza sus procesos de producción de bienes y servicios para la satisfacción de las necesidades de la sociedad y de sus clientes, sobre la base de ofrecer productos y servicios que cumplan los requisitos establecidos, en la cantidad y calidad solicitada, en el momento adecuado, con el menor costo y la mayor eficacia.

Dentro de los servicios que realiza la empresa se encuentra el suministro de combustibles a las Centrales Termoeléctricas que puede ofrecerse por vía marítima o terrestre. Sobre la vía terrestre se encuentran fundamentalmente las entregas a la CTE Antonio Guiterras y a la CTE Santa Cruz ubicada en la zona de Santa Cruz, litoral norte habanero y se realiza por vía oleoducto. El oleoducto de suministro de combustible a la CTE Santa Cruz está constituido por un tubo de que se extiende por 48 kilómetros y su explotación alcanza casi los 20 años.

En nuestro país el 63 % de los 504 kilómetros totales de ductos se encuentra fuera de servicio o en mal estado técnico y el 31 % del total de kilómetros de ductos está

operándose en mal estado técnico. Por otra parte del 37 % de los kilómetros totales de ductos que se consideran aceptables solamente el 1.7 % (9 km) no ha tenido averías reportadas en los últimos 4 años, según informó Ministerio de la Industria Básica al cierre del 2008.

Dentro de los oleoductos que tenemos en nuestro país el más afectado por averías es el Matanzas - Santa Cruz, con el **29 %** de las averías totales ocurridas en todos los ductos de país en los últimos cuatro años.

El medio ambiente es un tema que forma parte de los grandes problemas que preocupan a la industria del petróleo y con las averías se agrede el medio de manera severa ya que los hidrocarburos del petróleo disueltos en el medio afectan múltiples factores que no tienen solución a corto plazo.

Nuestros organismos en la provincia no se encuentran aislados de esta problemática y para dar respuesta al problema de la contaminación ambiental, el Ministerio de Ciencia Tecnología y Medio Ambiente (CITMA) ha trazado estrategias, tomado acciones y ha creado y puesto en vigor leyes y convenios que regulan el monitoreo y control de las averías que se han ocasionado por las roturas en los ductos.

Identificándose como **problema** a resolver:

El mal estado técnico del oleoducto a la CTE "Santa Cruz" debido a la ausencia de un mantenimiento sistemático provoca frecuentes averías y afectaciones al medio ambiente.

Basado en lo que se expone en el problema, se plantea como **hipótesis**:

Con la determinación de las afectaciones que contribuyen a las constantes interrupciones que tienen lugar en el Oleoducto a la CTE "Santa Cruz" y la estimación de los problemas operacionales y económicos, se podrá establecer el punto de partida para en un futuro llevar a cabo una inversión capital en el mismo.

Por lo planteado hasta este momento se propone como **objetivo**:

Determinar las causas que ocasionan el funcionamiento inestable del Oleoducto a la CTE "Santa Cruz" y su análisis técnico - económico.

Para cumplir el objetivo propuesto se desarrollaron las siguientes **tareas**:

1. *Actualización bibliográfica sobre el petróleo y su transportación por ductos.*
2. *Realizar un estudio Causa – Efecto.*
3. *Analizar desde el punto de vista técnico – económico el estado actual del Oleoducto a la CTE “Santa Cruz”.*
4. *Analizar las afectaciones medio ambientales que ocasionan las averías del Oleoducto a la CTE “Santa Cruz”.*

1.1 El petróleo. Su caracterización física.

1.1.1 ¿Qué es el petróleo?

Es una mezcla natural de distintos hidrocarburos sólidos, líquidos y gaseosos. Suele proceder de la acumulación de materia orgánica en cuencas marinas, donde se ha transformado por actividad bacteriana en ambiente de anoxia. **(MONDADORI, 1997)**

El petróleo extraído de los pozos es denominado petróleo crudo. Este está constituido por hidrocarburos, con pequeñas cantidades de derivados que contienen oxígeno, nitrógeno y azufre, con trazas de níquel, vanadio y hierro. A menudo se encuentra presente el agua, libre o emulsionada, llevando en disolución cloruros de sodio y magnesio, y sulfatos de calcio y magnesio **(ERIG, 1985)**.

El petróleo es acompañado de gas natural, el cual está constituido por una proporción importante de hidrocarburos parafínicos ligeros, como metano, etano, propano y butano, cuyas proporciones son variables. Además puede contener gases de origen inorgánico como nitrógeno, bióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno, así como impurezas mecánicas (arenas, calizas, arcillas) **(ECHEVERRÍA Y MACIAS, 1983)**.

En el mundo los mayores productores de petróleo son: Irak, Irán, Kuwait, Arabia Saudita, Venezuela, Nigeria, Libia, Qatar, Los Emiratos Árabes Unidos, Libia, Indonesia, Argelia y Gabón., siendo ellos los que rigen el mercado mundial. **(ARIAS, 2007)**

Cuba cuenta con tres yacimientos petrolíferos fundamentales: Varadero, Boca de Jaruco y Puerto Escondido. El crudo extraído en estos polos petrolíferos es utilizado fundamentalmente en la generación de electricidad y producción de cemento. **(GONZÁLEZ, 1999)**.

El petróleo cubano tiene valores de American Petroleum Institute (°API) que oscilan entre 8 °API y 14 °API, con una presencia de azufre superior al 4,5%, representando estos el 90% del petróleo extraído. También existen más de 10 pequeños yacimientos, que aportan hidrocarburos de mayor calidad (petróleo ligero), con valores de API que van desde 15 °API hasta 65 °API y con un contenido de azufre de alrededor del 0,3%

(RODRÍGUEZ, 2000), estos yacimientos son los responsables del otro 10% de la producción nacional.

El crudo extraído de los pozos es sometido a un proceso termo físico, extrayéndole agua hasta alcanzar los parámetros normados **(GONZÁLEZ, 1999; HONEYWELL Y OTROS, 2002)**.

1.1.2 El petróleo como fuente de energía.

Diversos autores plantean certeramente que “A la humanidad solo le interesan las fuentes de energía que pueden controlarse, ser usadas a discreción y almacenadas convenientemente y sean además económicas” **(Pérez ,1986; Vizcón, 1997)**. Las fuentes disponibles son muchas, pero no todas cumplen con los requisitos anteriores, al menos con los recursos actuales de la técnica. Todas estas características las reúne el petróleo como afirma **Verde Padrón en 1982** según puede apreciarse de las siguientes citas:

“El nacimiento de la era del petróleo en 1859 fue modesto y limitado a la obtención de querosina para el alumbrado; posteriormente la aparición en el mercado mundial de nuevos mecanismos movidos por motores de combustión interna, encabezados por el automóvil, reclamó nuevas fuentes de energía con determinadas especificaciones en cantidades progresivamente crecientes, aún cuando la industria petroquímica ha venido experimentando en forma consecutiva un desarrollo creciente, los productos derivados del petróleo representan el 90 % de la producción mundial”.

En un tiempo relativamente corto el petróleo ha venido a ocupar el primer lugar entre todos los materiales utilizados en la producción de energía.

“El desplazamiento del carbón por el petróleo obedece a factores muy objetivos y de índole práctico tales como:

- Del petróleo se obtienen una amplia variedad de derivados útiles, entre los cuales se encuentran las gasolinas, los turbo combustibles y los combustibles diesel (gasóleos) de extraordinaria demanda universal, que resultan prácticamente, insustituibles.
- Las importantes cualidades que caracterizan al petróleo:
 - Su nivel de precios y de costos como materia prima, al igual que el de sus derivados.
 - Su fluidez, la que permite la total automatización de las operaciones de extracción, transporte, almacenamiento y refinación.

- Su adaptabilidad a diferentes necesidades, ya que la amplia flexibilidad operacional de las refinerías modernas de petróleo permite un amplio rango de variaciones en las proporciones de sus componentes y obtener derivados de una alta calidad, y por ende, de composición y propiedades muy específicas.

Las características apuntadas con anterioridad justifican el por que es actualmente el petróleo la primera fuente de energía en la mayoría de los países, sobre todo, en los más desarrollados.

1.1.3 Impurezas: Características y Efectos.

Todo material contenido en el petróleo, que no sea hidrocarburo, se considera como impureza, cuya presencia ejerce, en mayor o menor grado, un efecto nocivo durante el proceso de refinación y en la calidad de los productos terminados. Las impurezas están constituidas tanto por sustancias orgánicas como por inorgánicas; principalmente por azufre y sus compuestos oxigenados, compuestos nitrogenados, silicatos, sulfatos, cloruros, sales de vanadio, níquel, cobre, hierro, plomo, etc. y agua (**VERDE,1982**).

De estos compuestos son el azufre y sus compuestos las impurezas más indeseables y dañinas que acompañan al petróleo. Específicamente en nuestro país como se pudo apreciar en el **apartado 1.1** el azufre se encuentra en altos porcentos.

Los compuestos formados por este elemento, cuando son contenidos por los productos derivados del petróleo, pueden causar según **Landa y Muñequéele en el 2002**:

- corrosión en los equipos de refinación y en donde se utilicen,
- formación de un gas tóxico y corrosivo, el sulfuro de hidrogeno,
- formación de compuestos llamados merca pentanos (R-SH), de mal olor y que pueden transformarse en compuestos corrosivos y
- Estas sustancias denominadas impurezas, también pueden ocasionar el envenenamiento de los catalizadores utilizados en la industria.

En los casos mencionados, la corrosión se produce por la formación de ácido sulfúrico, producto de la combinación de los compuestos sulfurados con la humedad presente; si la temperatura reinante es alta empeora la situación.

La actividad corrosiva de los compuestos de azufre está determinada por la estabilidad química del compuesto; es decir, por la mayor o menor facilidad con que se descompone la molécula sulfurada por efectos del calor para producir un compuesto ácido corrosivo (H_2S y H_2SO_4).

1.2 Crudo cubano. Características y especificaciones.

1.2.1 Características del producto.

Universalmente el petróleo contiene elementos gaseosos, líquidos y sólidos. La consistencia del petróleo varía desde un líquido tan poco viscoso como la gasolina hasta un líquido tan espeso que apenas fluye. Por lo general, hay pequeñas cantidades de compuestos gaseosos disueltos en el líquido; cuando las cantidades de estos compuestos son mayores, el yacimiento de petróleo está asociado con un depósito de gas natural.

Existen tres grandes categorías de petróleo crudo: de tipo parafínico, de tipo asfáltico y de base mixta. El petróleo parafínico está compuesto por moléculas en las que el número de átomos de hidrógeno es siempre superior en dos unidades al doble del número de átomos de carbono. Las moléculas características del petróleo asfáltico son los naftenos, que contienen exactamente el doble de átomos de hidrógeno que de carbono. El petróleo de base mixta contiene hidrocarburos de ambos tipos. **(VERDE, 1982).**

1.3 Petróleo crudo mejorado.

El Petróleo Crudo Mejorado es un líquido negro y viscoso, obtenido a partir del crudo nacional por mezclas con un solvente adecuado, se usa como combustible de calderas para la generación de electricidad, se almacena en tanques superficiales o soterrados. Este es un líquido inflamable de clase II por lo tanto hay que evitar el contacto con la piel. Este producto tiene una viscosidad alta que dificulta su manipulación por lo que se hace necesario adicionarle nafta solvente para reducir la viscosidad a valores exigidos por los clientes (PCNm-1400, 1100 y 650). Estos son los valores de viscosidad para los cuales están preparadas las diferentes termoeléctricas, por ejemplo, el 1400 se usa en Mariel, el 1100 en Nuevitas y Santa Cruz y el 650 en Felton. Para mejorar la combustión del crudo en las termoeléctricas, se le añade en la base un agente dispersante (Bycosin o Cayogua), cuyo efecto es evitar la precipitación de los asfaltenos durante la combustión. **(VERDE, 1982).**

1.4 Oleoducto

Son los sistemas de transporte que tienen por objeto enviar petróleo crudo y asociado con otros hidrocarburos, entre una estación de recolección o una estación de almacenamiento y las terminales. **(CID-NOR-N-SI-0001)**

Oleoducto, conducción metálica de gran diámetro empleada en el transporte a grandes distancias de petróleo y sus productos refinados. Es el principal medio de transporte por tubería.

Los oleoductos se construyen mediante la unión por soldadura de tubos de acero que se colocan en la superficie o enterrados en estrechas zanjas, en cuyo caso se protegen con un revestimiento aislante. Parten de los yacimientos petrolíferos o de las refinerías, y desembocan en puertos de embarque, refinerías o grandes centros de consumo (industrias, áreas de almacenamiento y otros). La energía necesaria para el transporte se logra mediante estaciones de bombeo intercaladas en la red de tuberías. El número de estas estaciones, así como su potencia, viene determinado por la viscosidad del crudo (o del refinado correspondiente), el diámetro de la tubería, la resistencia mecánica de ésta y los obstáculos geográficos a franquear. Con carácter general, suelen instalarse cada 50 kilómetros. **(CID-NOR-N-SI-0001)**

1.4.1 Concepto de Ducto.

El Ducto es una tubería o sistema de tuberías mediante la cuales se trasladan gases y líquidos de un destino a otro, formada por diferentes componentes tales como: válvulas, bridas, accesorios, espárragos, dispositivos de seguridad o alivio, etc. Sujeto a presión y por medio del cual se transportan los hidrocarburos. Usualmente los volúmenes trasladados por este medio son elevados y constituyen un método económico comparado con otras vías de transportación. **(NRF-030 PEMEX-2003)**

1.4.2 Elementos básicos que componen la instalación por Ductos.

Los oleoductos consisten en un tubo con un diámetro apropiado que conduce el petróleo desde la estación de bombeo hasta el punto de destino. Durante el trayecto del oleoducto (traza), existen una serie de aditamentos que garantizan su protección y adecuado funcionamiento los cuales son: **(HERNÁNDEZ, 2005)**

- Una estación de almacenamiento e impulsión, correspondiente al punto de producción y el equipo de bombas o compresores que impulsan el producto.
- Una serie de estaciones re-impulsoras intercaladas a lo largo de la conducción.
- Una estación de almacenamiento o distribución en el punto de consumo.
- Diversos dispositivos de protección contra incendios, catódica, etc.
- Equipos de limpieza y mantenimiento.

1.4.3 Ventajas de la transportación por Ductos.

Existen diferentes formas de transportación del petróleo hacia los puntos de destino, entre las que tenemos los camiones cisternas, vagones de ferrocarril, por Ductos y otros, proporcionado los Ductos las siguientes ventajas: **(HERNÁNDEZ, 2005)**

- Escaso consumo de energía por unidad de volumen. El consumo energético en este caso se reduce a la energía suministrada a los equipos de bombeo, que es inferior al consumo de combustible necesario para la transportación por las otras vías.
- Aprovechamiento al máximo del empleo de las alineaciones rectas. Con los Ductos los tramos rectos son mayores y se reducen las pérdidas por fricción, por la presencia de accesorios
- Inexistencias de obras de protección costosas, tanto de tipo civil, como contra acciones meteorológicas. La mayor parte del Oleoducto está soterrado, por lo tanto no lleva otro tipo de estructura, solamente la protección catódica.
- Constancia en el suministro, con un alto coeficiente de utilización .Permite un suministro continuo siempre que haya capacidad de recepción y los sistemas de bombeo estén en buen estado técnico.
- Elevado grado de automatismo y control, con una necesidad mínima de mano de obra. Cuando se dispone de los controles automáticos adecuados, se pueden controlar las operaciones de bombeo por parte de un operador desde la sala de control y solamente se necesitaría un mínimo de personal en las operaciones del patio.

1.4.4 Desventajas de la transportación por Ductos.

La entrega por Ductos tiene algunas desventajas con respecto a los otros medios de transportación, aunque son menos que las ventajas, como son: **(HERNÁNDEZ, 2005)**

- Rigidez en el trazado y en cuanto al régimen de suministro. El régimen de suministro tiene que ser lo mas estable posible para evitar cambios bruscos en la presión en los diferentes tramos, que ocasionan la rotura del oleoducto.
- Falta de flexibilidad para la adaptación a la variación cuantitativa en la necesidad de transporte. Como el transporte es mediante la conducción del petróleo a través de un tubo, no se pueden variar bruscamente las cantidades entregadas aunque el consumidor lo requiera.
- Dificultad para el transporte de productos viscosos. Como las distancias son tan grandes el producto puede variar su viscosidad por enfriamiento debido a paradas prolongadas, que dificultan la reanudación y estabilización de los parámetros de bombeo.

1.4.5 Condiciones de seguridad.

Los Ductos dispondrán de condiciones de seguridad para su operación tales como: sistemas de alarma que permita realizar el monitoreo de los parámetros de operación para asegurar una correcta operación de los sistemas de paradas, controles, así como mediciones de flujo y presión para detectar desviaciones de la condición normal de operación; sistemas de comunicación, mecánicos, eléctricos, de automática y de control que garanticen la información sobre el estado técnico del Oleoducto en sus diferentes partes y el comportamiento de los parámetros de operación; sistemas de válvulas y accesorios preferentemente del tipo de paso total para permitir el tránsito de los rascadores, ya que este tipo de válvula es el que permite el paso del rascador en caso de que se decida utilizarlo; existencia de equipos de bombeo adecuados; sistema de protección catódica para proteger la tubería contra la Corrosión, impidiendo la pérdida de espesor de las paredes del tubo con vistas a evitar defecto material o daño físico que afecten el desempeño de las operaciones. **(NRIB-596:83)**.

1.4.6 Parámetros de explotación.

Todos los Ductos nuevos o sometidos a cualquier reparación o cambio de alguna de sus partes serán sometidos a prueba hidrostática para comprobar su hermeticidad antes de ponerlos en operación por parte del Constructor con la participación del Operador y el Proyectista.

Todo Operador de un sistema de Ductos tendrá instrucciones, procedimientos y programas de operación, donde se expliquen detalles de la presión de operación, la carga estática, el *rating* de los componentes del sistema y de cualquier sobrepresión debido a golpes de ariete o cualquier otra alteración de la operación normal no exceda el valor de presión interna de diseño en más de un 10%.

El sistema de Ductos debe diseñarse para una presión interna de diseño igual o mayor que la presión de operación máxima a régimen constante, la cual no debe ser menor que la carga hidrostática en cualquier punto del Ducto en una condición estática.

(HERNÁNDEZ, 2005)

Tabla 1.1 Ejemplos de parámetros de explotación.

Oleoductos	Presión de Prueba	Presión de trabajo
CTE Antonio Guiteras	20 Kg/cm ²	12 Kg/cm ²
CTE Santa Cruz	91 Kg/cm ²	60 Kg/cm ²

1.4.7 Materiales y Equipos empleados en la transportación por ductos.

Los materiales que forman parte de un sistema de transporte de hidrocarburos por ductos, deben ser adecuados para brindar un servicio seguro bajo las condiciones de operación del sistema. El diseñador es responsable de seleccionar los componentes que conforman el sistema de transporte, estos deben ser los apropiados para soportar las condiciones de operación del sistema, así como la características del fluido transportado sin presentar fallas o fuga, sin demeritar la seguridad del servicio. **(NRF-030 PEMEX-2003)**

(NRF-030 PEMEX-2003)

Los materiales que se utilizan en la construcción de ductos son:

Tubos

Porción cilíndrica que se utiliza estructuralmente o como parte de un sistema de conducción. **(NRF-030 PEMEX-2003)**

Normalmente para las conducciones de transporte de fluidos se utilizan tubos de acero al carbono, eventualmente o para necesidades especiales, se emplean otros materiales: aceros aleados, fundición, plásticos, etc. **(NRF-012 PEMEX-2001)**

Revestimiento

Habitualmente las tuberías de transporte van enterradas. Para protegerlas contra la corrosión, se revisten con recubrimientos protectores como cintas adhesivas, fibra de vidrio, plásticos, cloruro de polietileno o cloruro de polivinilo. **(NRF-030 PEMEX-2003)**

Válvulas y accesorios

Son objeto de normalización y se definen por números de serie prácticamente convencionales. Las válvulas de línea fundamentalmente son del tipo llamado de “paso total” para permitir el paso de los rascadores. **(GREENE, 1984)**

Rascadores y sus trampas.

Un elemento peculiar de las conducciones de transporte son los pistones rascadores. Son émbolos dotados de cepillos o cuchillas que se introducen en la tubería y que al avanzar, impulsados por el fluido, rascan las paredes interiores del tubo y lo limpian de sedimentos, incrustaciones u óxido. Estos pistones se introducen y retiran mediante las llamadas trampas de rascadores, la separación entre estas trampas no puede ser demasiado grande por la erosión que sufren los émbolos, normalmente se sitúan en las estaciones de bombeo. **(NRIB-596:83)**

Equipos de bombeo.

Suelen utilizarse bombas centrífugas, o compresores con varias etapas de impulsión cada una, instalada en serie o en paralelo según los caudales, las presiones y las necesidades de contar con reservas. **(KENMETH, 1988)**

Protección Catódica.

Con objeto de proteger aún más la tubería contra la corrosión se recurre a la protección catódica en general por corriente impresa y ocasionalmente con ánodos de sacrificio. Se utilizan potenciales de protección del orden de -1,5 voltios respecto al suelo.

(NRF-026-PEMEX-2001)

Telecomunicaciones.

Para asegurar el control, la regulación y las secuencias de envío y recepción, se recurre a sistemas de telecomunicación. Como sistema portador se usan los circuitos telefónicos, electrónicos y muy frecuentemente enlaces de radio propios.

(HERNÁNDEZ, 2005)

La construcción.

Uno de los más importantes factores que han contribuido al desarrollo de este tipo de transportación, ha sido la mecanización y, en consecuencia, el abaratamiento de la construcción y montaje. **(CID-NOR-N-SI-0001)**

Explotación y Mantenimiento.

Los problemas de explotación pueden ser desde muy simples, como en el caso de una conducción que une simplemente un parque de cabeza con un Terminal en su extremo,

y transporta un solo tipo de producto, hasta extremadamente complicado como sería el caso de una conducción para el servicio de diferentes usuarios que recibieran varios productos de distintos suministradores y debiera entregarlos a diferentes consumidores. En todo caso, la explotación tiene que determinar los programas de envíos y controlar y coordinar la ejecución de los mismos. Debe fijar las secuencias de bombeo, los almacenajes previstos, las zonas de contaminación, las correcciones a introducir por presión y temperatura, los métodos de medida y contabilidad y en suma cuanto conduce a una utilización máxima y eficiente del sistema. **(CID-NOR-N-SI-0001)**

Por otra parte, debe ocuparse del mantenimiento de la línea y equipos vigilando:

- ✓ Posibles pérdidas
- ✓ Daños en la tubería
- ✓ Corrosión y protección catódica
- ✓ Limpieza de la línea
- ✓ Estabilidad del terreno
- ✓ Obras que pueden afectar a la conducción
- ✓ Practicabilidad de los accesos.

1.5 Corrosión

Se entiende por corrosión la interacción de un metal con el medio que lo rodea, produciendo el consiguiente deterioro de sus propiedades tanto físicas como químicas. Las características fundamentales de este fenómeno son la no presencia de un electrolito que, ocasionado regiones plenamente identificadas, llamadas anódicas y catódicas, una de reacción oxidación en la cual los electrones son liberados dirigiéndose a otras regiones catódicas. En la región anódica se producirá la disolución del metal (corrosión), y consecuentemente en la región catódica la inmunidad del metal.

(ROBERGE, 1999)

Este mecanismo que es analizado desde un punto de vista termodinámico electroquímico, indica que el metal tiende a retornar al estado primitivo o de mínima energía, siendo la corrosión por lo tanto la causante de grandes perjuicios económico en instalaciones enterradas. Por esta razón, es necesaria la oportuna utilización de la técnica de protección catódica. **(MESA, 2005)**

Se designa químicamente la corrosión por suelos, a los procesos de degradación que son observados en estructuras enterradas. La intensidad dependerá de varios factores

tales como el contenido de humedad, composición química, pH del suelo, etc. En la práctica suele utilizarse comúnmente el valor de la resistividad eléctrica del suelo como índice de su agresividad. **(DOMÍNGUEZ, 1987)**

1.5.1 Forma de la Corrosión

La corrosión puede manifestarse de diferentes formas, dentro de las más frecuentes podemos citar:

Corrosión por picadura: Deterioro localizado tendiente a la formación de orificios puntiformes pudiendo causar perforaciones. **(NC12-00-02 1979)**

Corrosión Localizada: Confinada a un punto o a un área pequeña, la cual tiene forma de cavidad. **(NRF-030 PEMEX-2003)**. Corrosión que se presenta solamente en determinada parte de la superficie. **(NC12-00-02 1979)**

1.5.2 Protección Catódica

La protección catódica es un método electroquímico cada vez más utilizado hoy en día para minimizar las pérdidas producto de la corrosión, este método aprovecha el principio electroquímico de la corrosión, transportando un gran cátodo a una estructura metálica, ya sea que se encuentre enterrada o sumergida. Para este fin es necesaria la utilización de fuentes de energía externa mediante el empleo de ánodos galvánicos, que difunden la corriente suministrada por un Transformador –rectificador de corriente. **(SHREIR, JARMAN Y BURSTEIN, 1994)**

Los ductos enterrados o sumergidos deben estar catódicamente protegidos por medios de ánodos galvanizados o por un sistema de ánodos con corriente que mitiguen la corrosión. **(NRF-030 PEMEX-2003)**

1.6 Contaminación del medio ambiente.

La contaminación del medio ambiente se define por la presencia en el medio de una o más sustancias o cualquier combinación de ellas, así como toda forma de energía, como calor, radioactividad, ruidos y vibraciones que al actuar sobre el aire, agua o suelo, molesten o perjudiquen la vida, la salud o el bienestar humano o de la flora o fauna y degraden la calidad del ambiente. **(AYES, 2003)**

1.6.1 Contaminación por la industria petrolera.

La contaminación por petróleo se produce por su liberación accidental o intencionada en el ambiente, provocando efectos adversos sobre el hombre o sobre el medio, directa o indirectamente.

La contaminación involucra todas las operaciones relacionadas con la explotación y transporte de hidrocarburos, que conducen inevitablemente al deterioro gradual del ambiente. Afecta en forma directa al suelo, agua, aire, y la fauna y flora. **(FALCÓN, 2002) (CONESA, 2000)**

- **Efectos sobre el suelo.**

Las zonas ocupadas por pozos, baterías, playas de maniobra, piletas de purga, ductos y red caminera comprometen una gran superficie del terreno que resulta degradada.

Esto se debe al desmalezado y alisado del terreno y al desplazamiento y operación de equipos pesados. Por otro lado los derrames de petróleo y los desechos producen una alteración del sustrato original en que se implanta las especies vegetales dejando suelos inutilizables durante años.

- **Efecto sobre el agua.**

En las aguas superficiales el vertido de petróleo u otros desechos produce disminución del contenido de oxígeno, aporte de sólidos y de sustancias orgánicas e inorgánicas.

En el caso de las aguas subterráneas, el mayor deterioro se manifiesta en un aumento de la salinidad, por contaminación de las napas con el agua de producción de petróleo de alto contenido salino.

- **Efectos sobre el aire.**

Por lo general, conjuntamente con el petróleo producido se encuentra gas natural. La captación del gas determinada por la relación gas/petróleo, si este valor es alto, el gas es captado y si es bajo, es ventado y/o quemado por medio de antorchas.

El gas natural está formado por hidrocarburos livianos y puede contener dióxido de carbono y ácido sulfhídrico. Si el gas producido contiene estos gases, se quema. Si el gas producido es dióxido de carbono, se lo ventea. Si bien existen reglamentaciones, el venteo y la quema de gases contaminan extensas zonas en la dirección de los vientos.

- **Efectos sobre la flora y la fauna.**

La fijación de las pasturas depende de la presencia de arbustos y matorrales que son los más afectados por la contaminación con hidrocarburos. A su vez estos matorrales

proveen refugios y alimentos a la fauna adaptada a ese ambiente. Dentro de la fauna, las aves son las mas afectadas, pro contacto directo con los cuerpos de agua o vegetación contaminada o por envenenamiento por ingestión. El efecto sobre las aves puede ser letal.

Si la zona de explotación es costera o mar el derrame de hidrocarburos produce daños irreversibles sobre la fauna marina.

1.7 Conclusiones Parciales

1. Dentro de las variedades del petróleo, el crudo cubano con sus características físico-química, se puede caracterizar como de tipo parafínico, asfáltico y de base mixta.
2. La transportación de petróleo crudo por oleoductos tiene como principales ventajas un elevado grado de automatismo y control, constancia en el suministro y un consumo energético por unidad de volumen pequeño, no obstante este tipo de sistema de transportación también tiene como principales desventajas, la rigidez en el régimen de suministro y dificultad para el transporte de productos viscosos.
3. La protección catódica es un método cada vez más utilizado hoy en día para minimizar las pérdidas producto de la corrosión en oleoductos.

4. La contaminación ambiental relacionada con la explotación y transporte de petróleo crudo conducen inevitablemente al deterioro gradual del ambiente cuando no se toman las medidas necesarias, producto de que afecta de forma directa al suelo, el agua, el aire, y la fauna y flora.

CAPÍTULO II

2.1 Caracterización de la entidad objeto de estudio.

La Empresa del Petróleo de Matanzas se creó inicialmente con el nombre de Empresa Distribuidora de Derivados del Petróleo de Matanzas desde el 13 de diciembre de 1976 a través de la Resolución 76-58 del Ministro de la Industria Química. Posteriormente, la Resolución 70 de 2 de julio 1992 del propio Ministro del Ministerio de la Industria Básica autorizó el cambio de nombre llamándose Empresa Comercializadora de Combustible Matanzas.

El objetivo de la Empresa es recepcionar, almacenar y distribuir los productos propiedad de la Unión Cuba Petróleo. Además se brindan también servicios de almacenamientos y de manipulación, transportación, distribución de combustible y de lubricantes a las entidades de la Unión CUPET, se brinda servicios de certificación de capacidades para equipos automotores de carga y/o transporte de productos de combustibles, se brinda servicios de suministro de combustibles, deslastre, suministros de agua y limpieza de buques en muelle propio, se realizan operaciones de carga y descarga de buques tanques de combustibles y presta servicios de recogida de derrames y contaminación de combustible.

La empresa organiza sus procesos de producción de bienes y servicios para la satisfacción de las necesidades de la sociedad y de sus clientes, sobre la base de ofrecer productos y servicios que cumplan los requisitos establecidos, en la cantidad solicitada, en el momento adecuado, con el menor costo y la mayor eficacia.

2.1.1 Descripción del proceso.

El **área No.2 o Base de Suministro** a las Centrales Termoeléctrica (CTE) está compuesta por dos sub. Áreas fundamentales: el área 2-1 (área de estación de cabecera de los oleoductos a las CTE “Santa Cruz” y “Antonio Guiteras”) y área 2-2 (área de tanques).

El área 2-1 está compuesta por cuatro bombas de 120 m³/h de caudal cada una para el Oleoducto a CTE “Santa Cruz” con sus correspondientes filtros, intercambiadores y metro contador, dos bombas de 45 m³/h de caudal de bombeo por el Oleoducto a

“Santa Cruz”, una bomba de tornillo de 96 m³/h de caudal para el Oleoducto a CTE. “Antonio Guiteras” con sus correspondientes filtros, intercambiadores y metro contador, dos bombas de tornillos de 440 m³/h cada una para trasvasar productos del área 2-2 y del área 3 al área 4, muelles Frank País, tanques de B.S.T, muelle PT-1 y PC-2 y muelle Bayona, tanque de *Slop* de 15 m³ de capacidad con su bomba de achique, una bomba de inyecta de solvente conectada a los oleoductos de 30 m³/h de caudal con el objetivo de disminuir la viscosidad del producto que se bombea en caso de una parada prolongada de los oleoductos, tuberías y válvulas tecnológicas,

El área 2-2 se compone por, dos tanques, el # 30 y el # 38 de 10 000 m³ de capacidad, el tanque # 39 de 1 000 m³ de capacidad para almacenar solvente. También existen cuatro tanques fundamentales (33, 34, 35,36) que son utilizados para entregar a las CTE “Antonio Guitera” y “Santa Cruz”. Ver Anexo 1.

2.1.2 Caracterización de Oleoducto “Santa Cruz”.

El oleoducto fue construido hace 20 años para el bombeo de crudo pesado con alto contenido de sales. Consiste en un tubo de acero (API 5L Grado X 52) de 48 Km de longitud con un diámetro exterior de 343 mm y una pared de 5.56 mm de espesor, recubierto con Poliuretano de 50 mm de espesor. Se encuentra soterrado a una profundidad de 0.96 m. El flujo bombeado oscila entre 15 y 120 m³/h siendo la presión del punto inicial de 60 atm y final de 2 atm, la temperatura inicial del oleoducto es 70 °C y la final de 45 °C Este oleoducto permite el transporte de 2.5 millones de m³ al año, según las especificaciones de diseño, aunque en realidad se trasiegan anualmente volúmenes que hoy se encuentran por debajo de los 300 000 m³ anuales.

El producto destinado al bombeo a la CTE “Santa Cruz” es preparado en uno de los tanques mencionados, mediante la recepción de crudo por oleoducto o utilizando la bomba. El tanque es muestreado y certificado por el laboratorio y una vez aceptado por la termoeléctrica se pone en servicio bajando el producto hasta la estación 2-1 allí pasa por el intercambiador de calor que eleva su temperatura hasta 85 °C a continuación pasa a través de un filtro cesta para retener cualquier impureza que pueda dañar la bomba. El oleoducto está diseñado para una presión de bombeo de 60 atm, pero por el mal estado técnico del mismo se trabaja a presión entre 15 y 40 atm.

La función del oleoducto es transportar el Petróleo Crudo Mejorado-1100 hacia la CTE Santa Cruz. El producto se recibe de la Empresa de Perforación y Extracción de

Petróleo (EPEP) del Occidente y se recepción a en tanques para después ser bombeado a la Termoeléctrica Este Habana, siendo analizado previamente para verificar si cumple con las especificaciones. El bombeo es de forma continua excepto cuando ocurre alguna avería en el oleoducto o en la estación de bombas. Tiene 3 casetas de punto de control donde están las válvulas de corte, se muestrea en la salida del intercambiador y la llegada a la CTE “Santa Cruz”.

Las variables que se miden en el proceso son: temperatura, presión, caudal, es necesario además conocer la viscosidad del producto, puesto que mientras menor viscosidad tenga el crudo mejor será el bombeo hacia las CTE.

2.1.3 Especificaciones del producto utilizado en la CTE “Santa Cruz”.

Índices de calidad	U/M	PCM-1100	LIM
Viscosidad a 50 °C	mm ² /s	1100	Máx.
Azufre total	% m/m	8.0	Máx.
Temp. De Inflamación	°C	ambiente	
Temp. De fluidez	°C	+ 15	Máx.
Carbón conradson	% m/m	15	Máx.
Densidad a 15 °C	g/cm ³	0.9959	Máx.
Gravedad a 15 °C	“API	10.5	Mín.
Valor calórico neto	kcal/kg	9000	Min.
Agua por destilación	% v/v	2.0	Máx.
Sedimentos por extracción	% m/m	0.15	Máx.
Cenizas	% m/m	0.10	Máx.
Asfaltenos	% m/m	18	Máx.
Vanadio	Ppm	150	Máx.
Sodio	Ppm	280	Máx.
Aluminio + Silicio	Ppm	80	Máx.

2.2 Diseño Metodológico de la Investigación

2.2.1 Diagrama de Causa – Efecto.

El diagrama causa - efecto es usado para analizar las relaciones de causa y efecto, comunicar dichas relaciones y facilitar la solución de problemas desde los síntomas hasta la solución de las causas.

El diagrama causa - efecto es una herramienta utilizada para pensar y representar las relaciones entre un efecto determinado (como las variaciones de una característica de calidad) y sus causas potenciales. Las principales causas potenciales se organizan en categorías principales y subcategorías de manera que la representación es parecida al esqueleto de un pez. Por lo tanto, la herramienta se conoce también como diagrama de espina de pescado.

El diagrama generalmente es elaborado por grupos o equipos de trabajo a fin de obtener una mayor pluralidad en los puntos de vista.

Para utilizar esta herramienta se requiere definir el efecto concisamente, definir las principales categorías de las causas (tomando en cuenta sistemas de datos e información, ambiente, equipo, materiales, mediciones, métodos, gente), desarrollar el diagrama a través de una tormenta de ideas identificando las diversas causas en cada nivel (un buen diagrama no debe tener menos de dos niveles), identificar las causas que tienen mayor contribución en el efecto y establecer las acciones preventivas y correctivas necesarias para disminuir su importancia. **(Gutiérrez, 1997)**

2.2.2 Diagrama de flujo.

Es una representación de los pasos en un proceso, útil para determinar como funciona realmente el proceso de producir un resultado. El resultado puede ser un producto, u servicio, información o una combinación de estos. Al examinar como los diferentes pasos en un proceso se relacionan entre sí, se puede descubrir con frecuencia las fuentes de los problemas potenciales. Los diagramas de flujo se pueden aplicar a cualquier aspecto del proceso, desde el flujo de materiales hasta los pasos para hacer la venta u ofrecer un producto. Los diagramas de flujo detallados describen la mayoría de los pasos en un proceso. Con frecuencia este nivel de detalle no es necesario, pero cuando se necesita, el equipo completo normalmente desarrolla una versión de arriba hacia abajo, luego grupos de trabajo más pequeños pueden agregar niveles según sea necesario durante el proyecto.

El diagrama se utiliza cuando un equipo necesita ver como funciona realmente un proceso completo. Este esfuerzo con frecuencia revela problemas potenciales tales como cuellos de botellas en el sistema, pasos innecesarios y círculos de duplicación de trabajo.

2.2.3 Análisis técnico del Oleoducto “Santa Cruz”

Para llevar a cabo el análisis técnico del oleoducto se tomó como información básica la suministrada por los informes técnicos de la empresa, en primera instancia se realizó una comparación de la variación de la presión en el punto inicial del oleoducto entre los años 2006 al 2008, tomando como punto de referencia la presión para la cual se diseñó inicialmente el ducto.

Posteriormente se realizó un estudio del comportamiento del flujo volumétrico durante los años 2007 y 2008, para ello utilizamos como información primaria los datos de tiempo de bombeo contra volumen entregado a la CTE “Santa Cruz” a partir de los cuales determinamos el flujo promedio para cada uno de los meses de cada años, según la siguiente expresión:

$$q = V * t \quad (2.1)$$

Donde:

q: flujo volumétrico para cada mes, m³/h.

V: Volumen de diesel entregado a la CTE, m³.

t: tiempo de bombeo a la CTE, h.

Determinados los flujos volumétricos para cada mes se calcularon los flujos volumétricos promedios para los años 2007 y 2008. Una vez determinados estos caudales de trabajo los comparamos en primera instancia con el caudal para el cual fue diseñado el oleoducto y en segunda instancia con la capacidad instalada con que cuenta actualmente el Sistema.

A continuación se realizó la comparación de bombeo y paradas durante los años 2007 y 2008, datos que fueron tomados de los resúmenes mensuales que emite el departamento técnico de la empresa.

Finalmente se realizó un estudio comparativo de las principales causas que provocan las paradas frecuentes del Oleoducto “Santa Cruz”

2.2.4 Análisis económico

En primer lugar determinamos los gastos en que se incurren producto de la actividad de mantenimiento en la empresa, para ello se tuvo que recopilar la información reflejada en las facturas emitidas por la Empresa de Mantenimiento al Petróleo (EMPET) durante los años 2007 y 2008. Posteriormente se determinaron los ingresos generados por la empresa producto de la entrega de petróleo crudo a la CTE “Santa Cruz”, valores que fueron recopilados de las facturas emitidas por la empresa a la CTE, durante ambos años.

Con los resultados anteriores establecimos un índice de mantenimiento contra ingresos según la siguiente expresión, para de esta forma tener una noción de la representatividad de los gastos de mantenimiento sobre los ingresos.

$$I_{(m-l)} = G_m / Ing_m. \quad (2.2)$$

Donde:

$I_{(m-l)}$: Índice de gastos por mantenimiento contra ingresos monetarios.

G_m : Gastos producto e la actividad de mantenimiento, \$.

Ing_m : Ingresos producto de la entrega de diesel a la CTE, \$.

Para el análisis de las pérdidas producto de las interrupciones provocadas por acciones de mantenimiento en primer lugar se determinaron los tiempos de parada por este concepto para los años 2007 y 2008. Posteriormente se determinaron los volúmenes que se dejaron de entregar por la empresa a la CTE producto de los tiempos de paradas antes mencionadas, apoyándonos en el flujo promedio de trabajo de cada año, calculado con anterioridad (ver ecuación 2.1).

Con el valor de volumen que no fue entregado a la CTE dimos paso a determinar las pérdidas que sufrió la empresa por este concepto durante ambos años de estudio.

$$P = V_N * PUP \quad (2.3)$$

Donde:

P: pérdidas por concepto de interrupciones por mantenimiento, \$/año.

V_N : Volumen no bombeado producto de las interrupciones por mantenimiento, m^3 .

PUP: Precio unitario del petróleo crudo, \$/ m^3 .

De igual forma se realizaron estos cálculos de pérdidas teniendo en cuenta que el oleoducto trabajara al caudal de $45 m^3/h$ (caudal de la bomba instalada actualmente) y $120 m^3/h$ (caudal para el cual se diseñó el oleoducto).

Posteriormente se pasó a determinar el tiempo necesario para recuperar la propuesta de inversión (Ver Anexo 5) teniendo en cuenta que las pérdidas que hoy está teniendo la empresa por lo expuesto anteriormente se utilizaría para pagar dicha inversión.

$$R_{Inv} = I / P \quad (2.4)$$

Donde:

R_{Inv} : Tiempo de recuperación de la inversión, años.

I: Valor de la inversión, \$

P: perdidas por concepto de interrupciones por mantenimiento, \$/año.

2.2.5 Análisis ambiental de los derrames de petróleo crudo.

Para el desarrollo de esta etapa del trabajo se utilizaron informes emitidos por el Departamento de Dirección Técnica e imágenes tomadas durante algunos de los sucesos ocurridos a lo largo de los 48 kilómetros del Oleoducto "Santa Cruz"

2.2.6 Procesamiento de datos.

Para la realización de este trabajo se utilizaron los datos proporcionados por diferentes departamentos de la Empresa Comercializadora de Combustibles Matanzas, tales como, resúmenes mensuales que emite la dirección de la Base de Crudo y Suministro a la CTE " Santa Cruz", las entregas mensuales del combustible que se le envía mediante ducto a dicha termoeléctrica y las facturas emitidas por la Empresa de Mantenimiento del Petróleo (EMPET).

Para el procesamiento de los datos se utilizaron varios programas informáticos dentro de los que se encuentran:

Microsoft Excel:

También se utilizó el Microsoft Excel 2007, con el objetivo de ilustrar los resultados de una forma más amena y con mejor calidad.

Microsoft Word:

Para la elaboración del informe se utilizó el editor de texto Microsoft Word 2007.

Statgraphic Plus

Se utilizó para el procesamiento estadístico de los datos de presión y su comportamiento desde el año 2006 hasta el 2008.

2.7 Conclusiones Parciales.

1. El de cursar de los años ha provocado que exista una desviación considerable en los parámetros de operación del oleoducto, los que distan en gran medida de los valores para los que fue diseñado según Fig 3.2 y se corrobora con el paquete estadístico.
2. El método investigativo utilizado es el diagrama de causa- efecto a través del cual se analiza las causas de las roturas del Oleoducto a "Santa Cruz".

3.1 Resultado del Análisis Causa - Efecto.

Las roturas cada vez más frecuentes ocasionadas en el oleoducto a la CTE “Santa Cruz” están fundamentadas en la mayoría de los casos por la existencia de lugares donde el espesor de la tubería es muy pequeño y no resiste los cambios bruscos de presión, producto del alto nivel de corrosión que tiene dicho sistema según dictaminó el Centro de Investigaciones del Petróleo (CEINPET) en su informe de Noviembre de 2005 correspondiente al **Proyecto 2702. Etapa 2**. Dictamen sobre el estado de los ductos: Gasoducto Jaruco – Mario Fortuny y Oleoducto Super-tanqueros Matanzas – CTE “Santa Cruz”.

El mal estado técnico esta influenciado por las falta de recursos porque no se hacen las reparaciones con todos los elementos necesarios y no se sustituyen los tramos dañados, solamente se colocan parches en el punto de la avería. Otro factor que influye en el estado técnico es que una gran parte del oleoducto se encuentra soterrado y no permite la inspección visual del mismo. Además en ocasiones se producen accidentes con equipos de trabajo como excavadoras, cargadores frontales que provocan la rotura del mismo, debido a que se ha deteriorado la traza del oleoducto.

Otra causa que influye en las roturas es la ocurrencia de paradas frecuentes, producto de la permanencia del crudo dentro del conducto del oleoducto por parada de la operación de bombeo, lo que provoca un enfriamiento del petróleo crudo, que se traduce en un aumento de su viscosidad, ocasionando que cuando se reanuda de nuevo el bombeo las presiones aumentan, alcanzando valores mayores de lo que permite el estado técnico del oleoducto, trayendo como consecuencia la rotura del mismo.

Las paradas frecuentes están dadas por problemas de bombeo, o sea, roturas de la bomba por fallos mecánicos o por mantenimiento y por falta de fluido eléctrico. Otra de las paradas es por falta de vapor que a su vez son ocasionadas por problemas de la caldera, que impiden brindar el servicio de calentamiento y parar el bombeo.

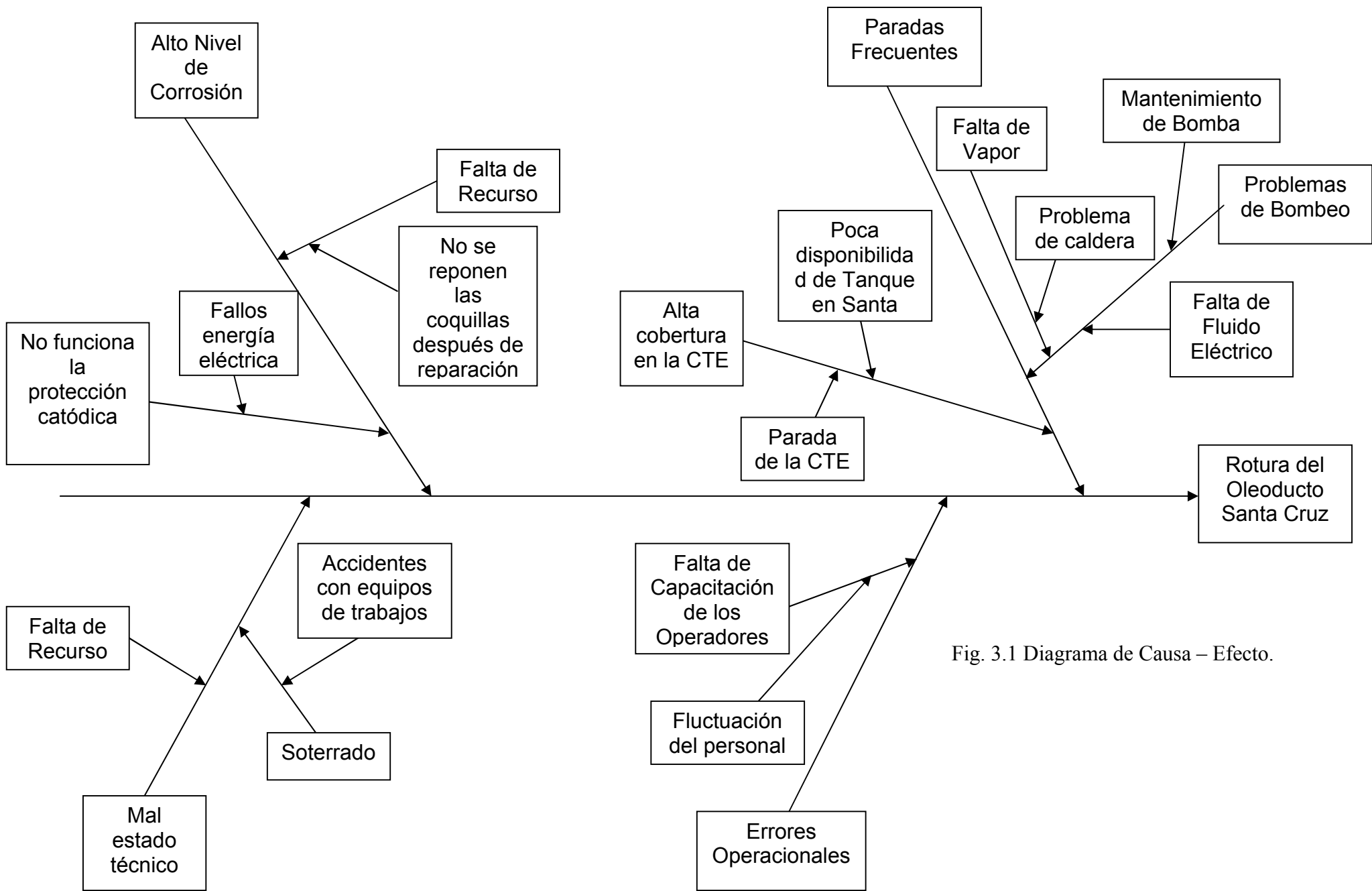


Fig. 3.1 Diagrama de Causa – Efecto.

Por la alta cobertura, momento a partir del cual la CTE tiene sus capacidades llenas, es otra de las causas que propicia las roturas en la red conductora. Esta alta cobertura es ocasionada por las paradas de la CTE por baja disponibilidad de tanques en la misma, también está en dependencia de cuantas unidades están produciendo para la Red Nacional.

Se han realizado mediciones por parte de los especialistas de corrosión de la Empresa y del Centro de Investigaciones del Petróleo (CEINPET) detectándose que el tubo presenta corrosión localizada y pérdida en el espesor en varios tramos. Este alto nivel de corrosión se debe a que no funciona la protección catódica, debido a falta de energía eléctrica. También la falta de recursos (tuberías y accesorios) no permite que las reparaciones sean completas, en los tramos reparados se retiran las coquillas y no se reponen después de las reparación por no haber existencia de la misma, en esos lugares se deposita el agua lo que acelera la velocidad de la corrosión.

El otro factor que tiene influencia en la rotura del oleoducto son los errores operacionales, ya que por desconocimiento y falta de capacitación de los operadores, violándose los pasos a realizar durante el proceso de arrancada y parada del sistema. Esta situación se agudiza mas por la fluctuación del personal ya que constantemente los operadores causan baja y son sustituidos por personal de nuevo ingreso que es necesario capacitar, evidenciándose que no se cuenta con operadores de experiencia.

3.2 Análisis técnico del Oleoducto “Santa Cruz”

Comportamiento de la presión en el punto inicial

En la figura 3.2 se observa como a medida que han pasando los años el comportamiento de la presión en el punto inicial ha ido descendiendo, y por consiguiente la presión de trabajo del Oleoducto, por ejemplo en el año 2006 la presión osciló entre 30 y 40 atm, ya en el 2007 los valores de presión se encontraron entre 20 y 30 atm y para el 2008 la presión siempre estuvo por debajo de 20 atm. Como se puede apreciar en todos los casos se trabajaron a presiones por debajo de la presión para la cual se diseñó el Oleoducto (60 atm).

Concentrándose entre las principales causas del descenso de la presión el estado técnico del Oleoducto,

específicamente la disminución del espesor de las paredes de los conductos del mismo, producto a la corrosión, por lo cual se ha tomado como estrategia por parte

de la empresa disminuir la presión de trabajo, ya que es un factor que incide directamente en la ocurrencia de averías.

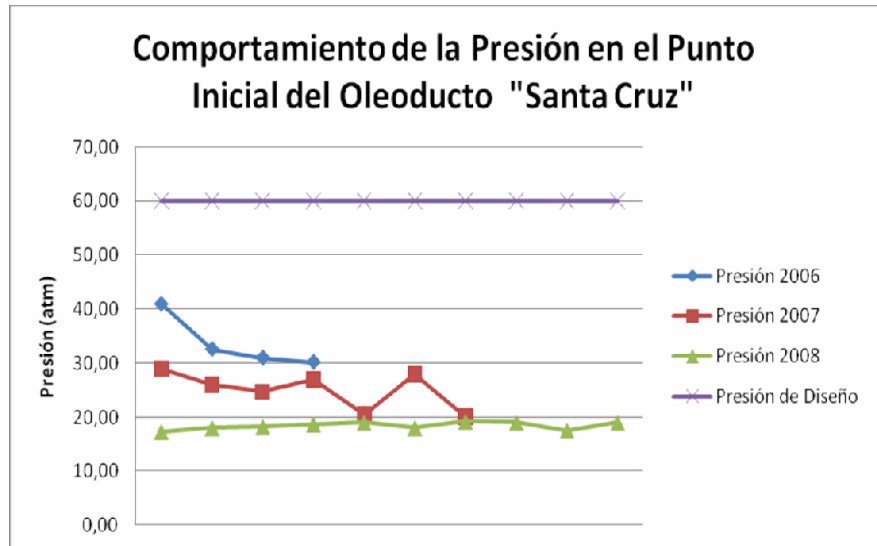


Fig. 3.2 comportamiento de la presión en el punto inicial del Oleoducto “Santa Cruz”.

Comportamiento del flujo volumétrico

El flujo es otra de las variables que ha ido sufriendo cambios desfavorables tal es el

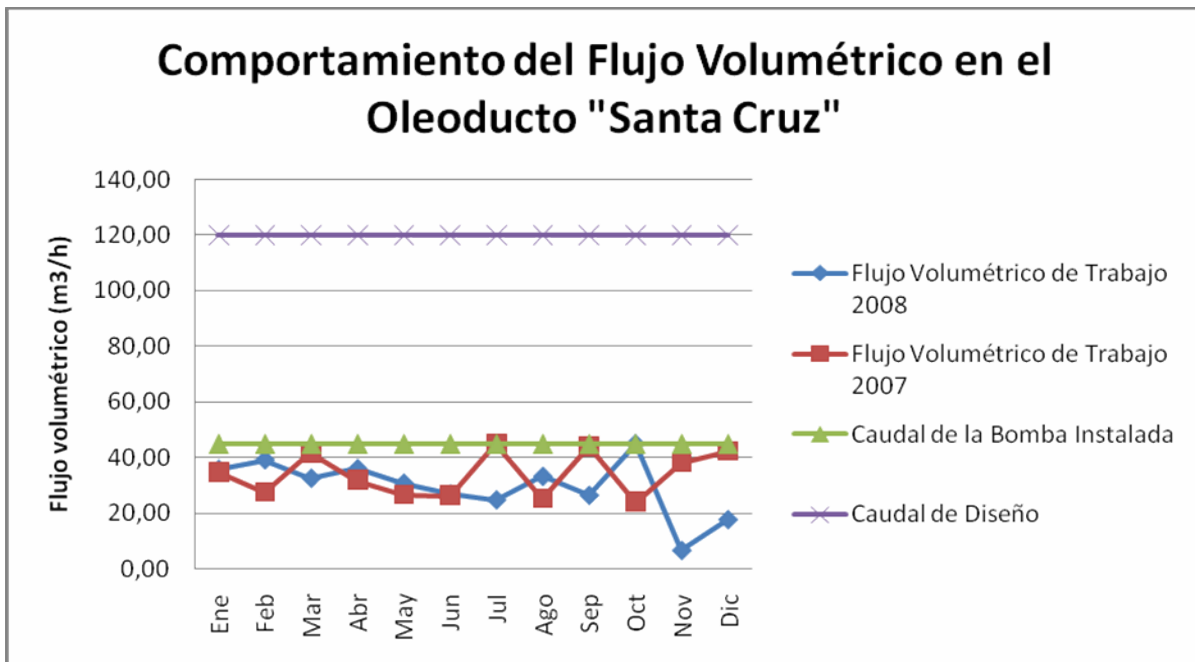


Fig. 3.3 comportamiento de la presión en el punto inicial del Oleoducto “Santa Cruz”.

caso que el Oleoducto está diseñado para bombear a un caudal de 120 m³/h, pues la CTE “Habana” no dispone de tanques suficientes para el almacenamiento del combustible, se llegó al consenso de operar con una bomba de 45 m³/h, flujo que consume la CTE durante su operación, no obstante se registra que en muy pocos casos durante el 2007 se logró alcanzar este régimen de bombeo promedio, ya para el 2008 solo en el mes de octubre se alcanzó el valor de flujo establecido. Dentro de las principales causas que atentan contra este parámetro se pueden citar la tendencia a aumentar las cantidades de averías, tal como se puede observa en la figura 3.4, las horas de parada y de bombeo como se observan en la figura 3.5, la presión de trabajo del oleoducto como se pudo observar en la figura 3.2 y del consumo de la CTE (la necesidad que tenga la CTE en esos momentos).

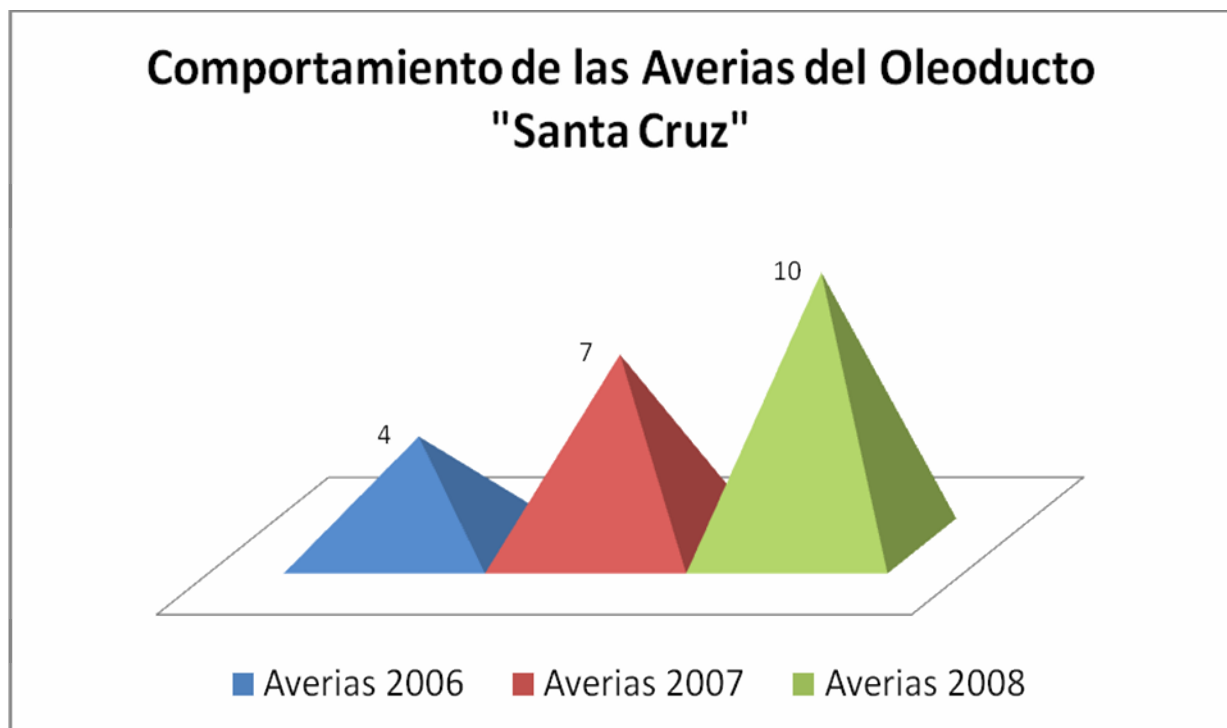


Fig. 3.4 Comportamiento de las averías del Oleoducto “Santa Cruz”

Comparación de las horas de bombeos y de paradas

Las horas de bombeo en el 2007 son mayores que las del 2008 y a su vez las horas de paradas en el 2007 con respecto al 2008 son menores esto se debe al deterioro del estado en que esta el oleoducto, aunque todas las paradas no son por roturas, como se podrá valorar en el siguiente apartado.

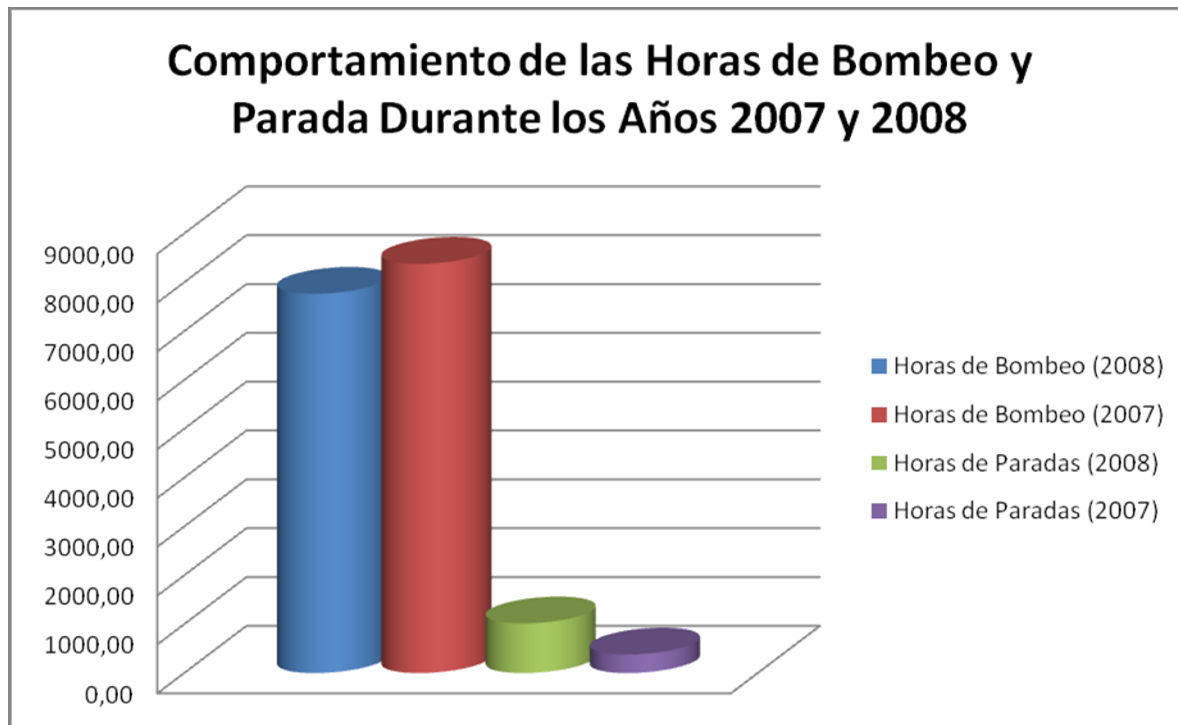


Fig. 3.5 Comparación entre las horas de bombeo y paradas

Comparación de las causas de paradas

Como se puede observar en las figuras 3.6 y 3.7 se recogen el comportamiento de las causas de paradas en el Oleoducto durante los años 2007 y 2008, Durante el año 2007

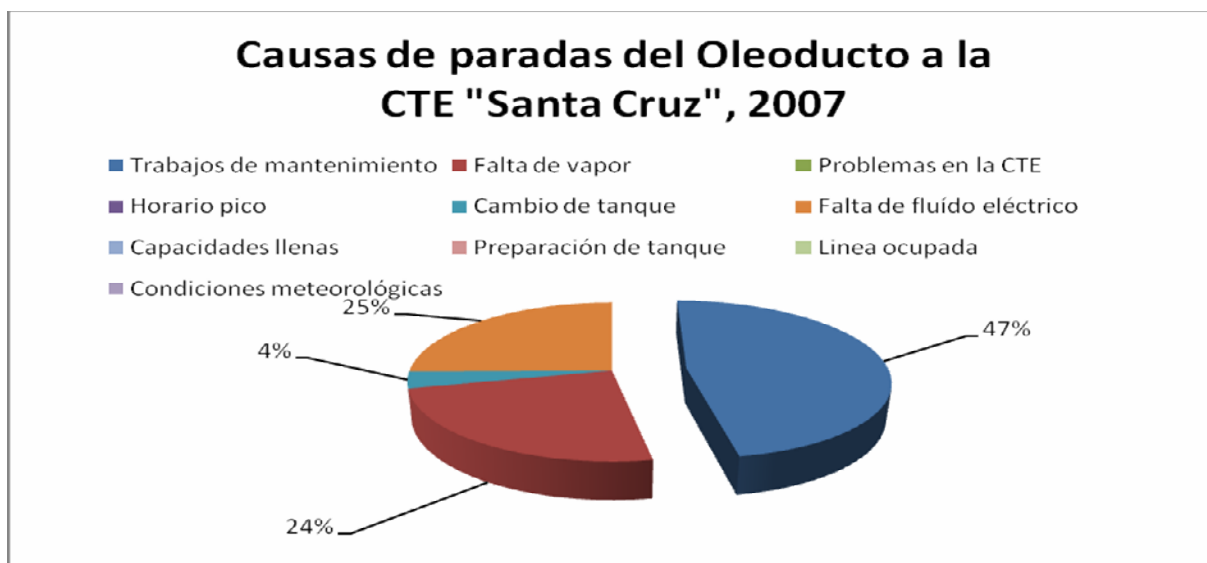


Fig. 3.6 Causas de paradas del Oleoducto "Santa Cruz" en el 2007

se puede apreciar que la mayor cantidad de horas de paradas estuvieron concentradas

en el mantenimiento con un 47% del tiempo, seguido por la falta de fluido eléctrico y la falta de vapor con 25% y 24% respectivamente.

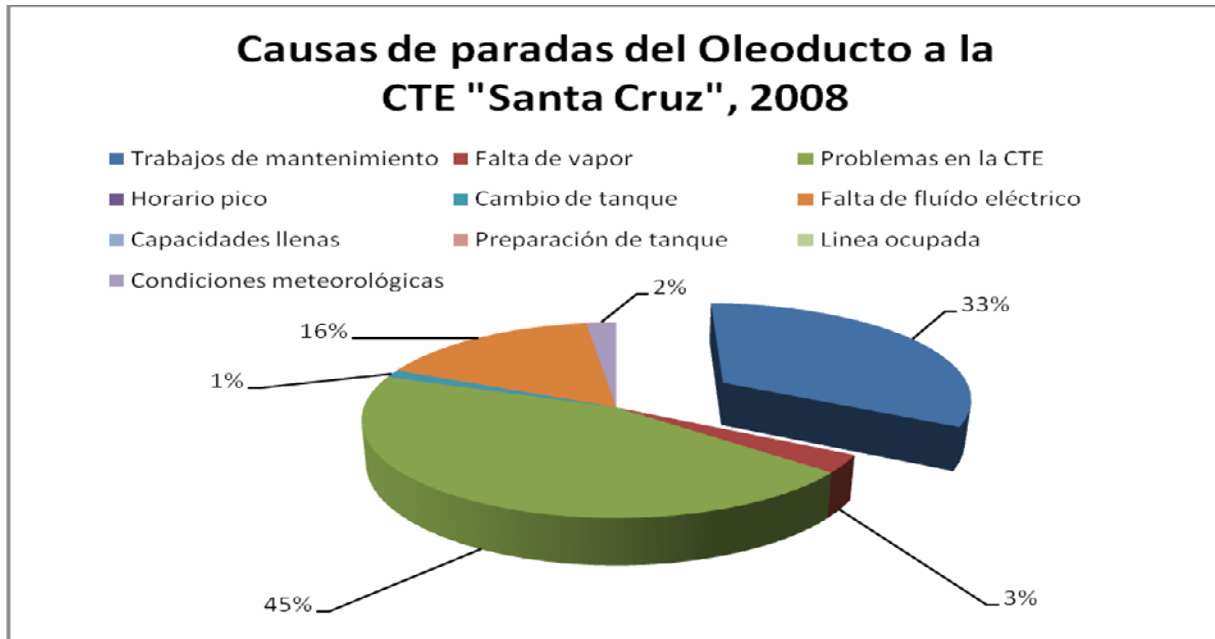


Fig. 3.7 Causas de paradas del oleoducto "Santa Cruz" en el 2008

En el año 2008 los problemas de mantenimiento general en la CTE "Habana", así como las adaptaciones para el consumo de gas acompañante, fueron las causas más representativas, seguido por los tiempos de mantenimiento y la falta de fluido eléctrico

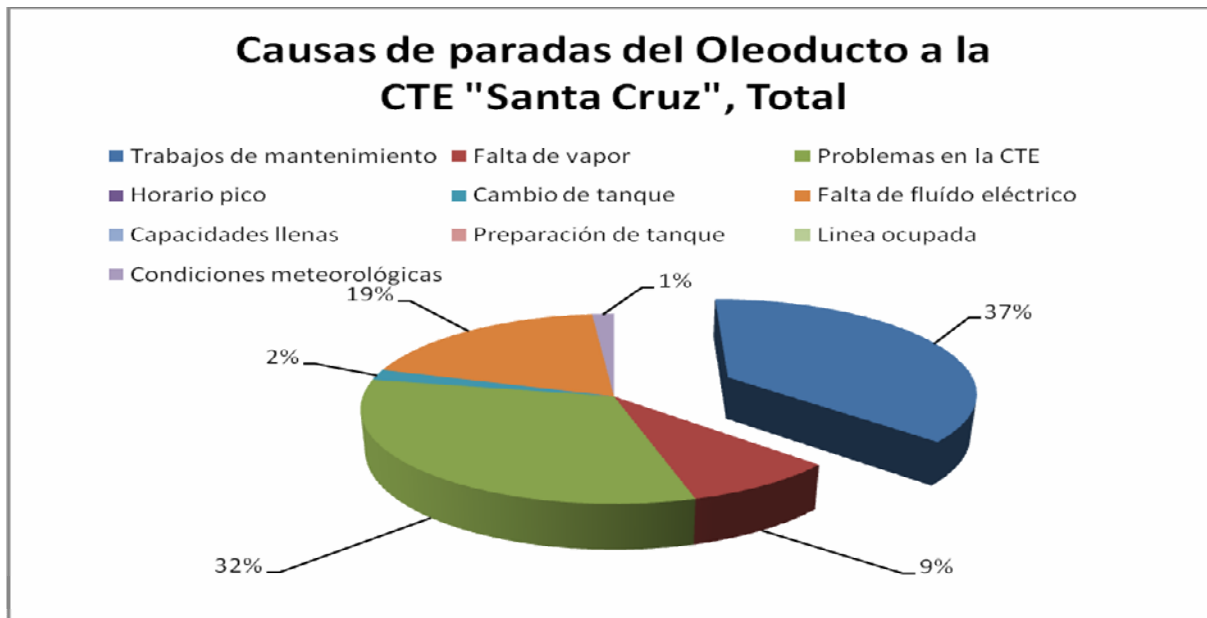


Fig. 3.8 Causas de paradas del Oleoducto "Santa Cruz" promedio.

con 33% y 16% respectivamente.

A pesar que en el 2007 las horas de mantenimiento fueron más representativas que en el 2008 el comportamiento de esta causa fue menor en el año 2007 produciendose intervenciones por 179.32 horas mientras que en el 2008 esta causa estuvo representada por 332.43 horas aproximadamente el doble del tiempo invertido en el 2007 (Ver anexo 2). Lo cual está amparado por el aumento de las averias de un año a otro.

Haciendo un análisis global entre los dos años se puede ver como el mantenimiento sigue siendo una causa significativa a tener en cuenta, representando el mayor porcentaje de afectación en las paradas. Lo que corrobora una vez más el mal estado técnico que hoy presenta el Oleoducto “Santa Cruz”, el cual se deteriorará cada día más si no se toman acciones que estén encaminadas a reparar de forma capital dicho Ducto.

3.3 Análisis de la caracterización estadística para las presiones las que ocurrieron las roturas

Para el desarrollo de este análisis, se tomaron los valores de presión correspondiente al momento aunque ocurrieron las roturas del oleoductos en los año 2006,2007 y 2008.

Para el procesamiento de los datos se utilizará el paquete estadístico Statgraphic Plus 5.

A continuación se realiza un análisis de la presión para la que trabaja el oleoducto en cada año de estudio.

Año 2006.

El análisis de esta variable se muestra en el **Anexo 3**

A los valores de presión reportados durante el año 2006, se les realiza la prueba de normalidad, la cual demuestra que los datos siguen una distribución normal según el histograma de frecuencia, esto significa que los análisis estadísticos son válidos y que los datos fueron tomados correctamente. Estas pruebas se realizaron para un 90 % de confiabilidad.

En la caracterización estadística de la variable, se puede observar que los coeficientes de kurtosis (-0.1688) y skewness (0.5414) se encuentran dentro del intervalo -2 y 2, demostrando el comportamiento normal de las muestras.

Para el año 2006, los histogramas de frecuencia obtenidos muestran una gaussiana normal lo que indica que los datos están agrupados respecto al valor central y que la variable sigue una distribución normal.

Las pruebas de hipótesis se realizaron comparando los valores de presión contra el valor de presión de bombeo propuesto (20 Kg/cm^2) para la salida de la estación de bombeo. La hipótesis nula plantea que los valores de presión son menores o iguales a la pactada, mientras que la hipótesis alternativa plantea que los valores tomados están por encima de 20 Kg/cm^2 . Esta prueba fue realizada para un 95 % de confiabilidad. Para el caso del año 2006 la hipótesis aceptada resultó ser la alternativa pues el valor de probabilidad (0.0318) es menor que 0.05, lo cual indica que los datos se encuentran por encima de 20 Kg/cm^2 .

Año 2007.

El análisis de esta variable se muestra en el **Anexo 3**

Los valores de presión reportados durante el año 2007, al ser sometidos a la prueba de normalidad en el paquete estadístico Statgraphic, demuestran que los datos tomados en el año anterior, siguen una distribución normal según el histograma de frecuencia, esto significa que los análisis estadísticos son válidos y que los datos fueron tomados correctamente. Estas pruebas se realizaron para un 90 o superior % de confiabilidad.

En la caracterización estadística de la variable, se puede observar que los coeficientes de kurtosis (-0.6738) y skewness (-0.6945) se encuentran dentro del intervalo -2 y 2, demostrando el comportamiento normal de las muestras.

Para el año 2007, los histogramas de frecuencia obtenidos muestran una gaussiana normal lo que indica que los datos están agrupados respecto al valor central y que la variable sigue una distribución normal.

Las pruebas de hipótesis se realizaron comparando los valores de presión contra el valor de presión de bombeo propuesto (20 Kg/cm^2) para la salida de la estación de bombeo. La hipótesis nula plantea que los valores de presión son menores o iguales a la pactada, mientras que la hipótesis alternativa plantea que los valores tomados están por encima de 20 Kg/cm^2 . Esta prueba fue realizada para un 95 % de confiabilidad. Para el caso del año 2007 la hipótesis aceptada resultó ser la alternativa pues el valor de probabilidad (0.0048) es menor que 0.05, lo cual indica que los datos se encuentran por encima de 20 Kg/cm^2 .

Año 2008.

El análisis de esta variable se muestra en el **Anexo 3**

Los valores de presión reportados durante el año 2008, al ser sometidos a la prueba de normalidad en el paquete estadístico Statgraphic, demuestran que los datos tomados en el año anterior, siguen una distribución normal según el histograma de frecuencia, esto significa que los análisis estadísticos son válidos y que los datos fueron tomados correctamente. Estas pruebas se realizaron para un 90 o superior % de confiabilidad.

En la caracterización estadística de la variable, se puede observar que los coeficientes de kurtosis (-0.8880) y skewness (-0.4987) se encuentran dentro del intervalo -2 y 2, demostrando el comportamiento normal de las muestras.

Para el año 2008, los histogramas de frecuencia obtenidos muestran una gaussiana normal lo que indica que los datos están agrupados respecto al valor central y que la variable sigue una distribución normal.

Las pruebas de hipótesis se realizaron comparando los valores de presión contra el valor de presión de bombeo propuesto (20 Kg/cm^2) para la salida de la estación de bombeo. La hipótesis nula plantea que los valores de presión son mayores o iguales a la pactada, mientras que la hipótesis alternativa plantea que los valores tomados están por debajo de 20 Kg/cm^2 . Esta prueba fue realizada para un 95 % de confiabilidad. Para el caso del año 2008 la hipótesis aceptada resultó ser la alternativa pues el valor

de probabilidad (0.0002) es menor que 0.05, lo cual indica que los datos se encuentran por debajo de 20 Kg/cm²

3.4 Análisis económico del Oleoducto “Santa Cruz”

Como se pudo valorar anteriormente la principal causa de parada del Oleoducto a la CTE “Santa Cruz” está centrada en trabajos de mantenimientos producto de las averías detectadas en el sistema.

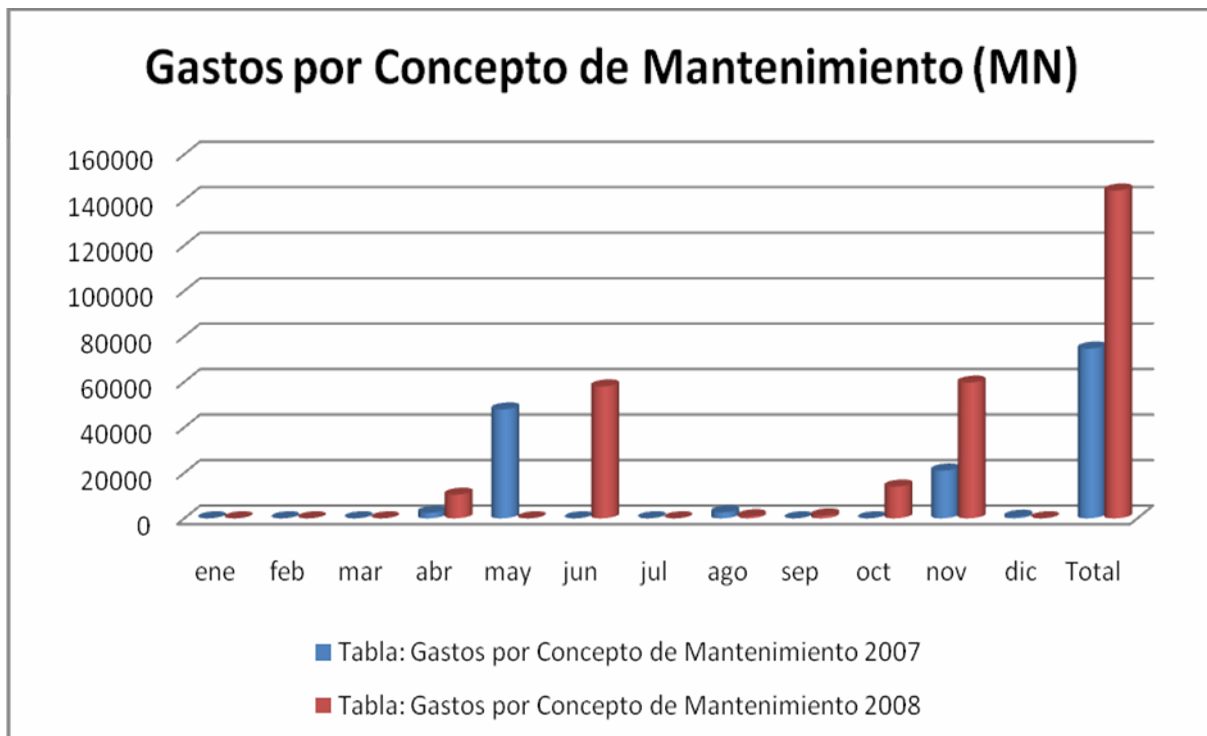


Fig. 3.9 Gastos por concepto de Mantenimiento en moneda nacional

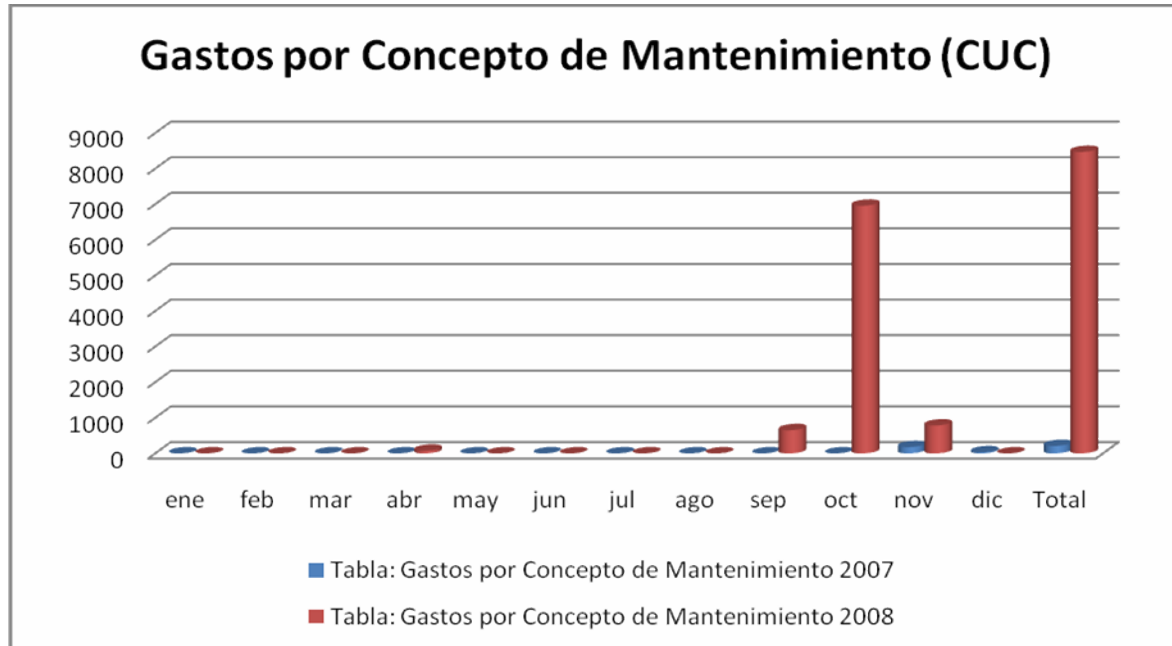


Fig. 3.10 Gastos por concepto de Mantenimiento en moneda libremente convertible. Los gastos en moneda nacional (MN) en que se incurrieron durante los años 2007 y 2008 en la empresa producto de estas intervenciones se pueden observar en la figura 3.9, como se estima ha existido un incremento de los gastos de un año a otro debido a la mayor ocurrencia de averías en el 2008 tal como se pudo constatar en la figura 3.4.

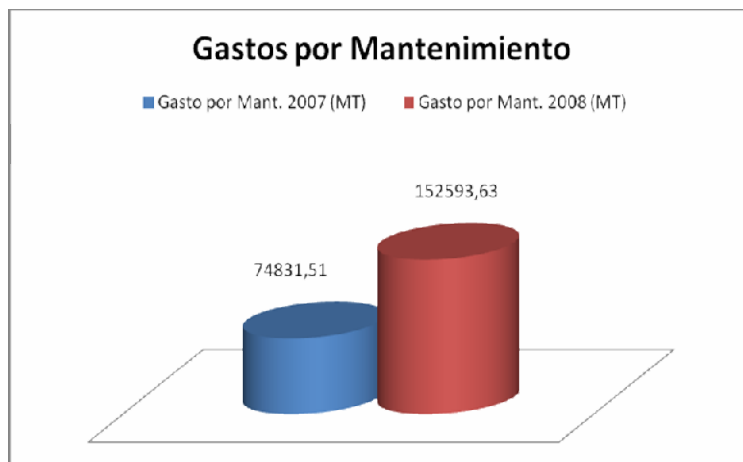


Fig. 3.11 Gastos totales por concepto de gastos en MN más los gastos en CUC) crecieron de un año a otro en 77 762.12 pesos.

Por otro lado también se ha verificado un aumento de los gastos en moneda libremente convertible (CUC), tal como se muestra en la figura 3.10 siendo en este caso mucha mayor la diferencia de un año a otro. De forma general los gastos por concepto de mantenimiento en moneda total (la suma de los

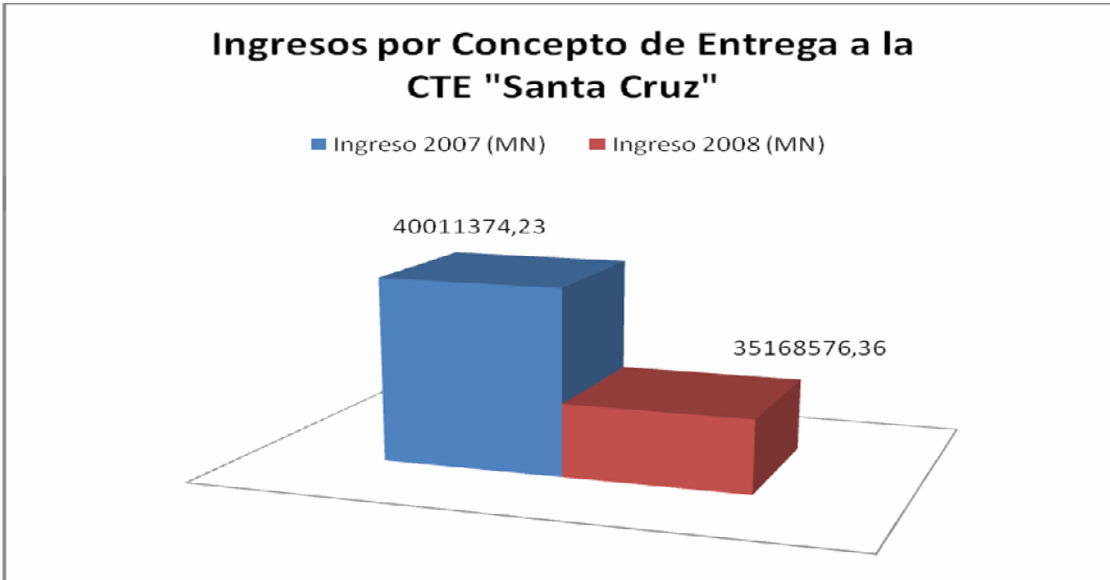


Fig. 3.12 Ingresos por concepto de entregas a la CTE “Santa Cruz”

Como consecuencia de las afectaciones anteriormente enunciadas los ingresos durante el año 2008 disminuyeron con respecto al año 2007, lo cual se puede ver en la figura 3.12 y por consiguiente se verificará un incremento de la relación gastos de mantenimiento entre ingresos. (Ver Figura 3.13)



Fig. 3.13 Relación gastos por mantenimiento contra ingresos.

En

la siguiente figura se realiza un estudio comparativo de las pérdidas en que incurre la empresa por las horas que se encuentra sin entregar petróleo crudo a la CTE por

causas de las paradas provocadas producto de la actividad de mantenimiento. Durante el año 2007 el Oleoducto “Santa Cruz” se encontró sin trabajar producto de la actividad de mantenimiento un total de 172 h, este tiempo de parada ocasionó pérdidas a la empresa por la no entrega de petróleo crudo a la CTE que ascienden a \$830 481,30 si se considera el flujo promedio de operación de Oleoducto durante este año que fue de 32.42 m³/h, si en cambio este cálculo lo hiciéramos para la bomba de 45 m³/h que se encuentra instalada actualmente las pérdidas estarían rondando el \$1 152 584,68, pero más aun si el Oleoducto trabajara a razón de 120 m³/h, caudal para el cual se diseñó originalmente estuviéramos hablando de perdidas que ascenderían a \$3 073 559,15. (Ver anexo 5)

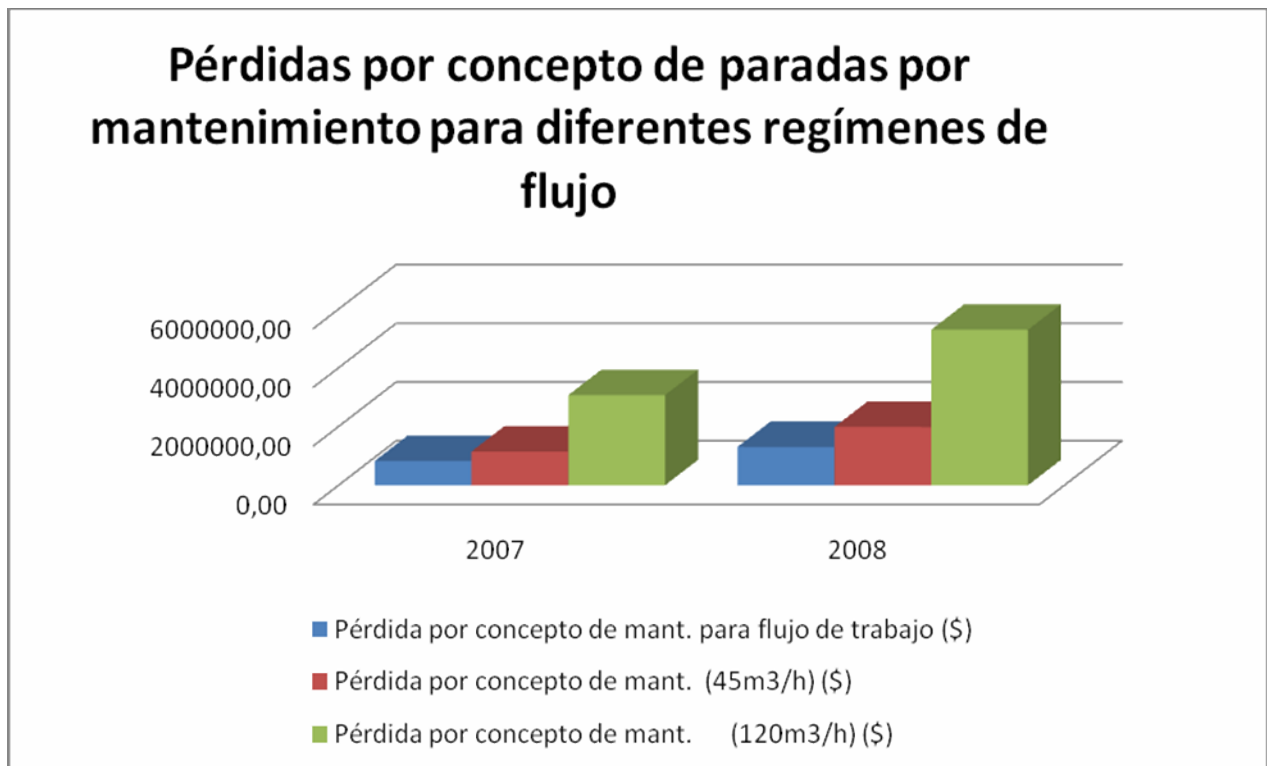


Fig. 3.14 Resultados del estudio de las pérdidas por interrupciones de mantenimiento Como se puede apreciar, estos valores para el año 2008 fueron superiores debido a que aumentó el tiempo de interrupciones por mantenimiento al Oleoducto a 332 h, además durante el propio año se alcanzó un flujo promedio de 29.67 m³/h, valor inferior al alcanzado durante el año 2007, a pesar de que las condiciones de flujo para ambos

años difieren, las pérdidas por concepto de tiempo empleado en mantenimiento aumentan considerablemente como se enuncian a continuación (Ver Anexo 5):
Pérdida por concepto de mantenimiento para el flujo medio de trabajo son iguales a \$ 1 310 079,31

Pérdida por concepto de mantenimiento para caudal de flujo de la bomba instalada (45 m³/h) son iguales a \$ 1 987 080,38

Pérdida por concepto de mantenimiento para caudal de diseño del Oleoducto (120m³/h) son iguales a \$ 5298881,01

Un estudio realizado por especialistas del Departamento de Inversiones de la Empresa (Ver anexo 6), estimaron que el costo de la inversión para llevar a cabo la reparación capital del Oleoducto “Santa Cruz” asciende a \$ 6 070 353.51, a partir del análisis realizado anteriormente y tomando como referencia los resultados del año 2008 podemos decir que con el flujo de trabajo actual esta inversión se pudiera recuperar en aproximadamente 4 años y 6 meses, flujo que está establecido producto de los problemas técnicos que hoy sufre la instalación.

En cambio, si se consideraran los arreglos del oleoducto la bomba instalada de 45 m³/h pudiera funcionar a su máxima capacidad y entonces según lo planteado anteriormente la inversión pudiera recuperarse en solo 3 años.

Un último análisis correspondería al análisis de si se trabajara el Oleoducto bajo las condiciones de flujo para las cuales fue diseñado, o sea a 120 m³/h, donde pudiéramos recuperar la inversión propuesta en aproximadamente un año. (Ver anexo 7)

En forma de resumen como se puede ver en la figura 3.15 a medida que sean capaces de poner en funcionamiento el Oleoducto a un mayor caudal, sin ocasionar problemas operacionales, se podrá recuperar con mayor prontitud la inversión si tenemos en cuenta el criterio de emplear el dinero que se ingresará producto de la no ocurrencia de paradas por mantenimiento con el fin de recuperar la inversión.

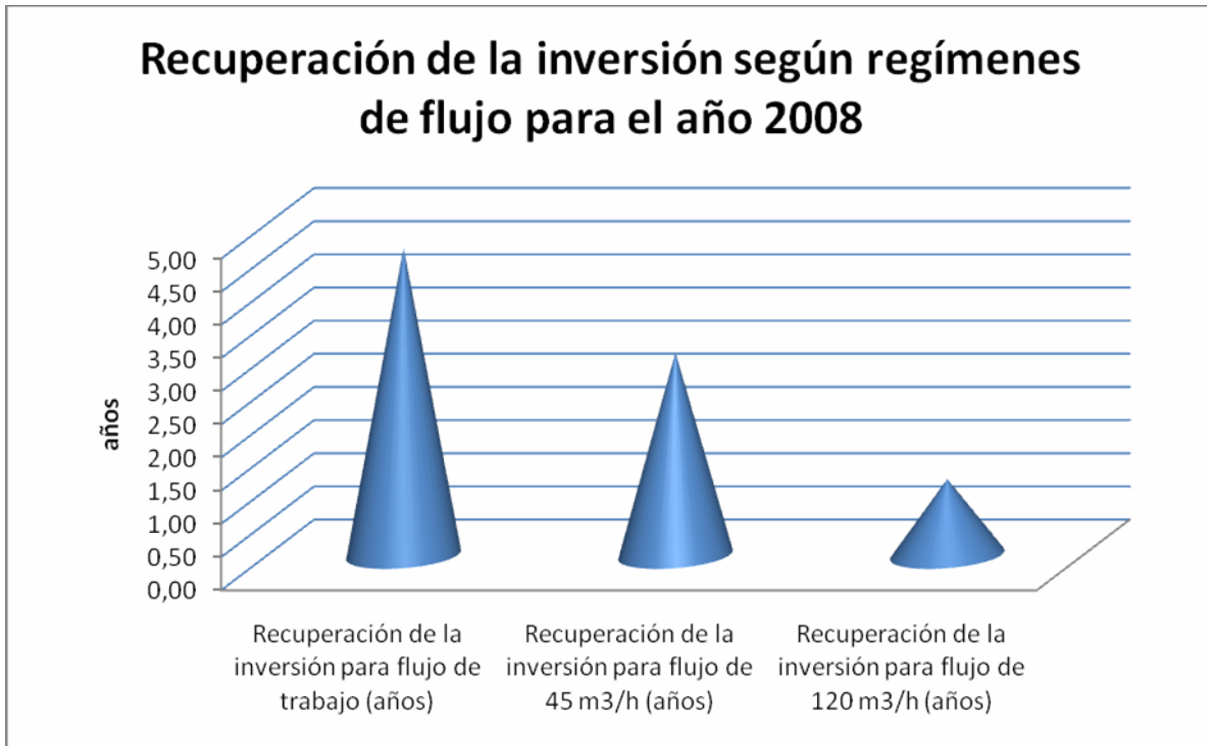


Fig. 3.15 Recuperación de la inversión según regímenes de flujo para el año 2008

3.5 Influencia de los derrames de petróleo producto de averías en el Oleoducto “Santa Cruz” sobre el medio ambiente

El impacto de la especie humana sobre el medio ambiente ha sido comparado con las grandes catástrofes del pasado geológico de la Tierra; independientemente de la actitud de la sociedad respecto al crecimiento continuo, la humanidad debe reconocer que atacar el medio ambiente pone en peligro la supervivencia de su propia especie.



Fig. 3.16 Acumulación de petróleo producto de una avería.

El incremento de las averías en el Oleoducto “Santa Cruz” a la CTE Habana ha provocado daños irreversibles en materia ambiental en la zonas donde han ocurrido, provocando reducción de la funcionalidad del suelo y de las aguas de la zona, afectaciones a la fauna que por allí habita, ya sea por vía endémica, por inhalación o

ingestión como es el caso de las fotos que vemos a continuación.

Las zonas más afectadas se ubican en el Valle del Yumurí, fundamentalmente la localidad de Figueras y Bacunayagua como se observa en las figuras 3.16 (Figueras) y 3.17 (Costa litoral norte Bacunayagua).

La presencia de contaminantes tóxicos como el crudo en el suelo y en el agua, ha provocado dificultades en su uso posterior, ya

sea aquellas que se utilizaban para el riego, como para el consumo de los habitantes de la zona, además de que puede llegar a desaparecer la vida acuática si continúan los vertidos.

Hay que tener en cuenta que estos derrames afectan también en gran medida la estabilidad de conducto del Oleoducto, debido a la alta toxicidad de las sustancias que lo componen como es el caso del elevado % de azufre en nuestros crudos, producto altamente corrosivo.



Fig. 3.17 Afectaciones en la costa del litoral norte. Bacunayagua.

3.6 Conclusiones Parciales

1. Bombear al caudal de trabajo la CTE “Santa Cruz”, para evitar las paradas por baja cobertura en la CTE, confirmando este aspecto cada 6 horas con el despacho central.
2. Señalizar nuevamente el recorrido del Oleoducto para evitar los accidentes con equipo de trabajo donde esta soterrado.
3. El Oleoducto a la CTE “Santa Cruz” está manifestando una tendencia a aumentar la ocurrencia de averías producto del mal estado técnico.
4. Existe un aumento considerable de los gastos de mantenimiento del año 2008 con respecto al 2007.

5. Se manifiesta una disminución en los ingresos de la empresa producto a que disminuyeron los volúmenes entregados a la CTE "Santa Cruz".
6. Se aprecian afectaciones considerables al medio ambiente cada vez que ocurre una avería en el oleoducto a la CTE "Santa Cruz".

CONCLUSIONES

1. Se verifica la hipótesis porque se determinaron que existen importantes causas y serios problemas operacionales que fundamentan una inversión , la cual se puede recuperar en el caso más crítico en 4 años y 6 meses, solo a partir de las perdidas que se evitan.
2. Se aprecia un incremento en las perdidas, producto del tiempo empleado para desarrollar los mantenimientos correctivos, ascendiendo en el último año a \$1310079,31 como mínimo.
3. Las principales causas que inciden sobre el aumento gradual de las averías en el oleoducto a la CTE “Santa Cruz” son: el mal estado técnico, el alto nivel de corrosión, las paradas frecuentes y los errores operacionales.
4. Según los datos recogidos mensualmente de los años 2006 al 2008 se aprecia que la presión de trabajo a la que puede someterse el sistema ha ido disminuyendo, lo cual se corrobora con el paquete estadístico.

RECOMENDACIONES

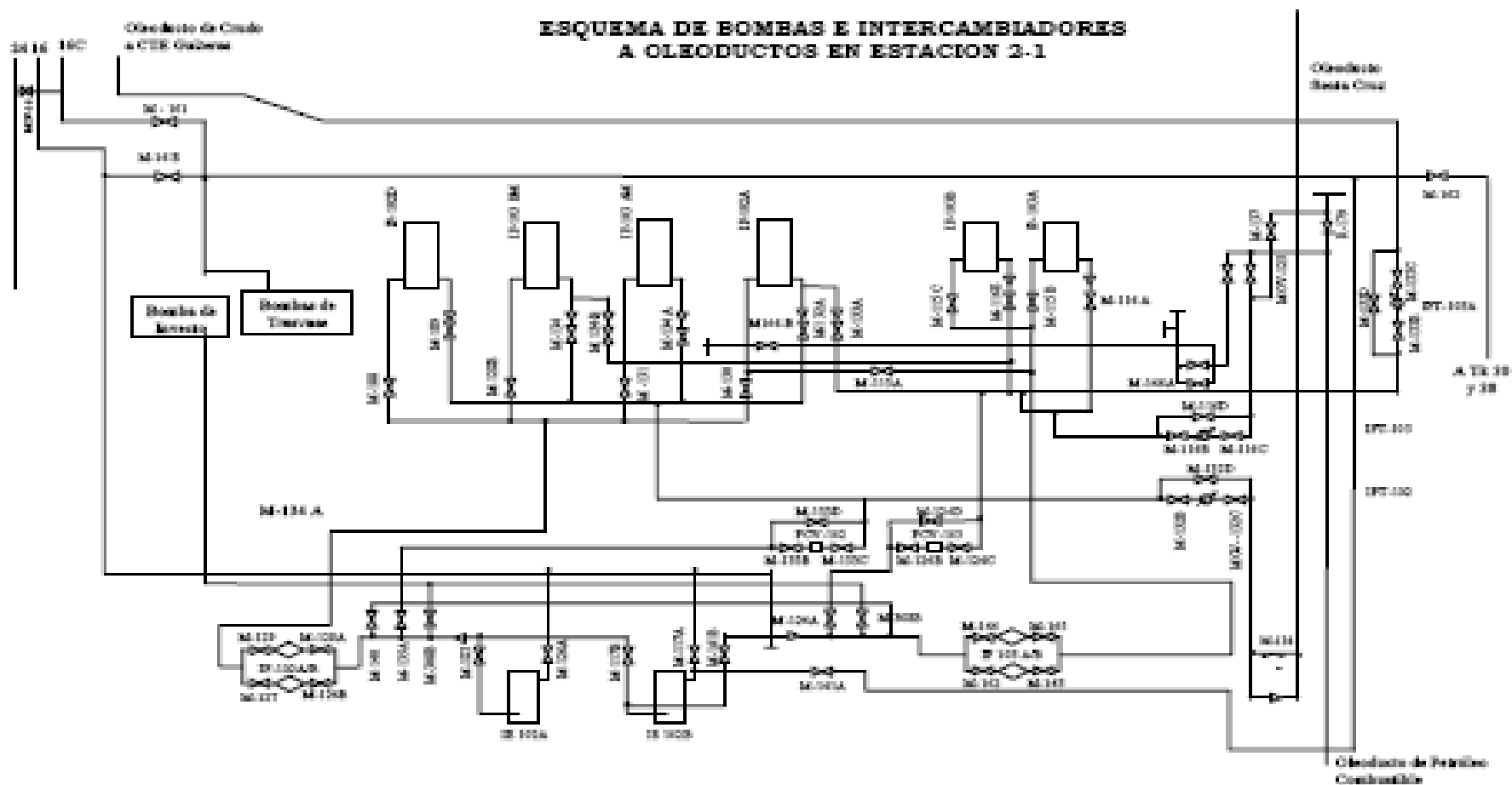
1. Proponer a la Dirección de la Empresa Comercializadora de Combustible Matanzas que presente ante el Ministerio de Economía y Planificación para su aprobación la inversión de la reparación capital del Oleoducto “Santa Cruz”.
2. Disponer de una reserva técnica que posibilite a partir de un mantenimiento planificado la continuidad de uso del ducto, como opción para garantizar el servicio.
3. Interconectar una de las bombas del oleoducto a la CTE “Antonio Guiteras” a la línea de la CTE “Santa Cruz” para en caso de falta de vapor priorizar el intercambiador de calor donde se calienta el crudo con destino a la CTE “Santa Cruz” para evitar las paradas innecesarias que afectan los parámetros de explotación del oleoducto.
4. Poner en funcionamiento los grupos electrógenos para evitar afectaciones en el ducto en caso de fallo de fluido eléctrico.
5. Restablecer a la par el sistema de protección catódica que se diseñó en el proyecto inicial de construcción del oleoducto.

El mantenimiento a todo el esquema de bombeo en el ducto es fundamental y debe ser sistemático y planificado, así como debe velarse por mantenerse trabajando el mismo ,por debajo de 20 atm, evitándose así que por roturas se incrementen las horas de paradas y los gastos que afectan los ingresos de la empresa comercializadora de combustible.

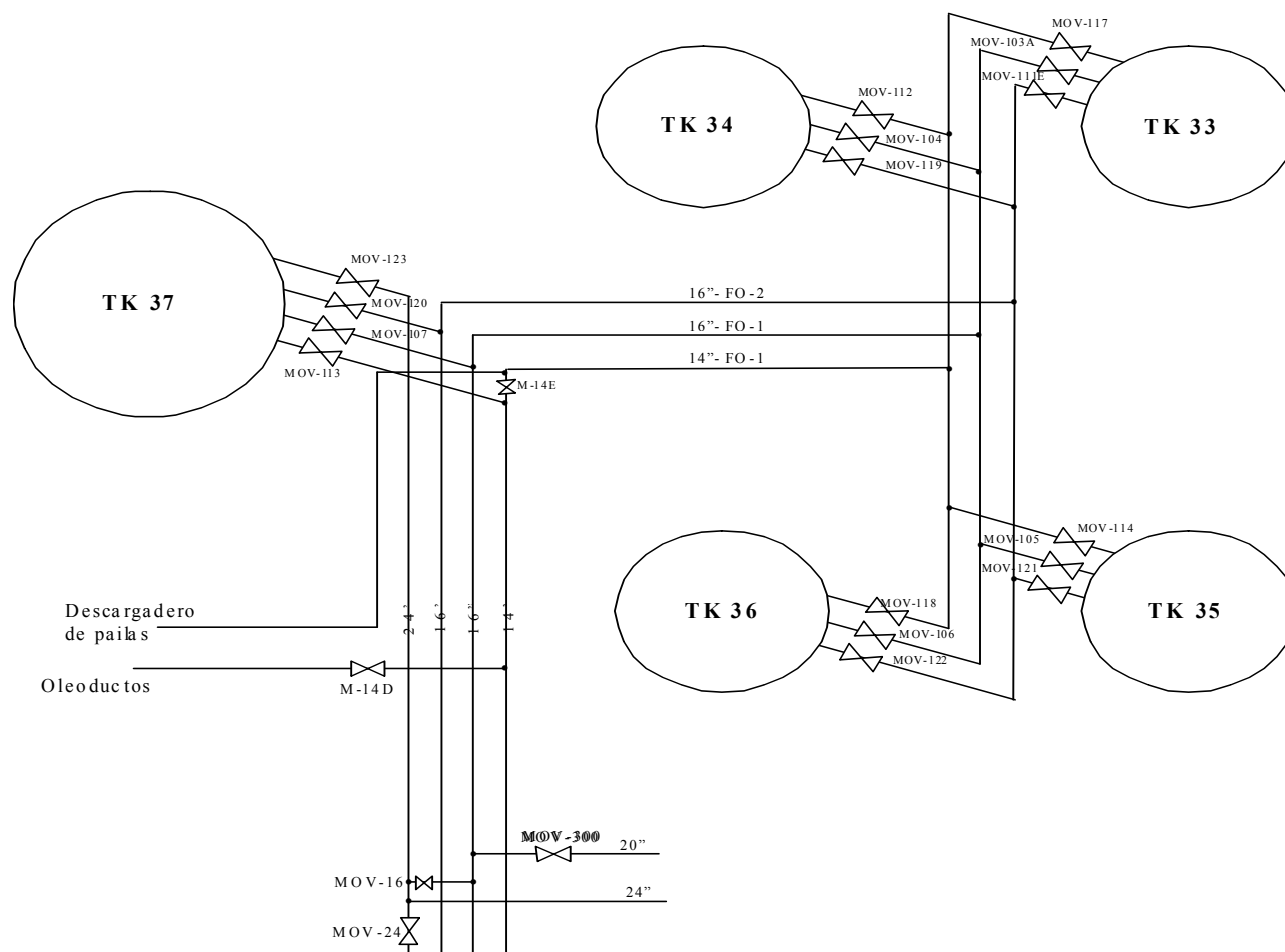
BIBLIOGRAFÍA

1. **ARIAS, R. J.** 2007, *Mayores Productores de Petróleo*. Disponible en: <http://elpetroleo.aop.es> .
2. **AYES, G. N.** 2003, *Impacto y Desarrollo*. Editorial Científico Técnica, La Habana.
3. **CASA, M y Col.** Noviembre 2005, *Dictamen sobre el estado de los ductos: gasoductos Jaruco-Mario Fortuny y Oleoducto Supertanqueros Matanzas-CTE Habana*. Centro de Investigaciones del Petróleo (CEINPET).
4. **CID-NOR-N-SI-0001.** 2001, *Requisitos mínimos de seguridad para el diseño, construcción, operación, mantenimiento e inspección de ductos de transporte*.
5. **CONESA, V.** 2000, *Guía metodológica para la evaluación del impacto ambiental*. Ediciones Mundi-Prensa. Madrid.
6. **DOMÍNGUEZ, J. A.** 1987, *Introducción a la corrosión y protección de metales*. Editorial Empes, La Habana.
7. **ECHEVERRÍA, G. Y MACIAS, P.** 1983, *Búsqueda y explotación de yacimientos de petróleo y gas*. Editorial Pueblo y Educación; La Habana.
8. **ERIG, V.** 1985, *“Química y Tecnología del Petróleo y del Gas”*. Editorial Mir, Moscú.
9. **FALCÓN, J. Y CARBONELL, J.** Junio 2002 " *Contaminación Atmosférica por el Petróleo. El agua como agente para su reducción*"; V Taller Internacional de Ecología y Desarrollo, Universidad de Matanzas, Matanzas, Cuba.
10. **GONZÁLEZ, L.** Julio 1999, *“Cálculo Energético de Oleoductos”*. Trabajo de Diploma, Universidad de Matanzas, Matanzas, Cuba.
11. **GUTIERRE, H.** 1997, *Calidad total y productividad*. Editorial mexicana reg num 736.
12. **GREENE, R. W.** 1984, *Válvulas Selección, uso y mantenimiento*, New York.
13. **HERNÁNDEZ, E.** 2005, *Manual Recepción y entrega de productos por vía Terrestre y Marítima*, MINBAS, La Habana.
14. **HONEYWELL, A. A; RUIZ, M; MARTÍNEZ, Y. Y MARTÍNEZ, A.** Julio 2002, *“Análisis del consumo energético de la EPEP Centro”*; Universidad de Matanzas; Matanzas; Cuba.
15. **KENMETH, J.** 1984, *Bombas Selección, uso y mantenimiento*, New York.

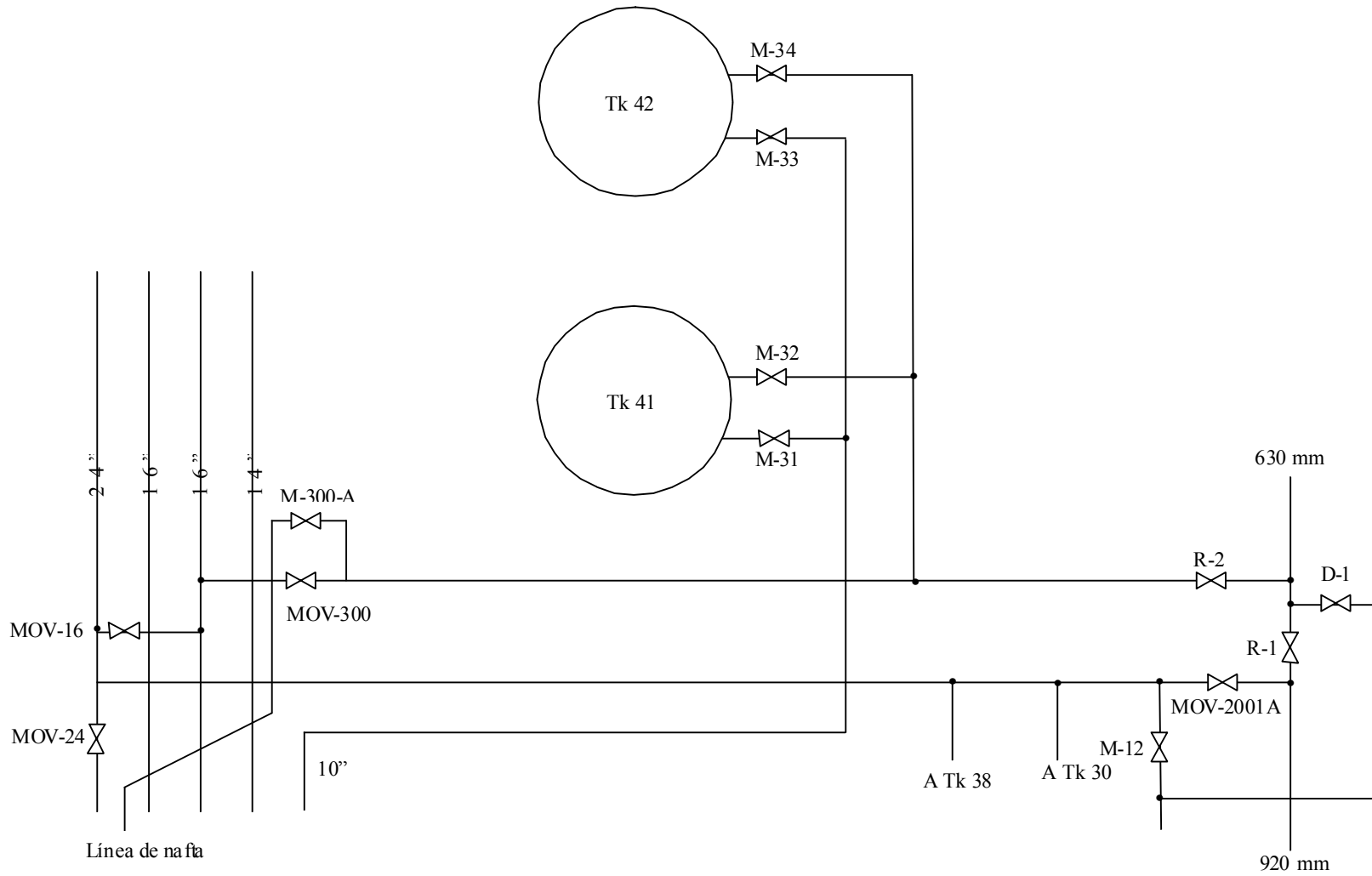
16. **LANDA, J Y MUNEQUELE A. E.** Septiembre y Noviembre 2002, "*Índice para la estimación de los contaminantes atmosféricos emitidos al usar como combustible las mezclas de petróleo crudo nacional mejorado PCNm1400*"; XIV FORUM NACIONAL DE CIENCIA Y TÉCNICA, presentado a Nivel Municipal y Provincial en la Provincia de Matanzas, Cuba.
17. **MONDADORI, G.** 1997, Gran Diccionario Enciclopedia Ilustrado; Barcelona.
18. **MESA, F.** 2005, *Corrosión de Metales*. Editorial Pueblo Educación; Ciudad Habana.
19. **NC 12-00-02.** 1979, *Sistema de norma para la protección contra la corrosión*.
20. **NRF-030 PEMEX-2003.** 2003, *Diseño, construcción, inspección y mantenimiento de ductos terrestres para transporte y recolección de hidrocarburos*.
21. **NRF-012 PENEX-2001.** 2001, *Tuberías para la recolección y transportes de hidrocarburos y fluidos corrosivos líquidos*.
22. **NRF-026- PEMEX-2001.** 2001, *Protección con recubrimiento anticorrosivo para tuberías enterradas o sumergidas*.
23. **NRIB-596:83.** 1983, *Petróleo u sus derivados. Recepción y entrega por oleoductos. Tipificación de las operaciones*.
24. **PÉREZ, L.** 1986, *Generadores de vapor*. Editorial Pueblo y Educación; La Habana.
25. **ROBERGE, R.** 1999, *Handbook of Corrosion Engineering*, New York.
26. **RODRIGUEZ, A.** 2000, *Breve Historia Petrolera*, Granma. La Habana.
27. **SHREIR, L, L, JARMAN R. A, AND BURSTEIN, G.T.** 1994, *Corrosion Control*, Oxford, UK, Butterworth Heinemann.
28. **VERDE, P.** 1982, *Tecnología moderna del petróleo en Cuba*. Editorial Científico-Técnica; Ciudad de La Habana.
29. **VIZCÓN, R.** 1997, "*Determinación de coeficientes y recomendaciones para el diseño del sobrecalentador de vapor convectivo en calderas bagaceras*". Tesis presentada en opción al grado científico de Doctor en Ciencias Técnicas; Universidad de Matanzas.



ESQUEMA DEL AREA 4



ESQUEMA DE LOS TKS 41 Y 42



ANEXOS 2

Tabla: Horas de Bombeo y de Paradas. Causas de las Paradas.

2007

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Volumen Bombeado (m3)	25040	17075	30936	21026	19241	17375	31400	18298	31026	16445	27026	29675	284565
Horas de Bombeo (2007)	722,24	624,13	743,00	661,32	724,61	664,45	699,48	729,97	709,10	690,48	708,75	702,60	8380
Horas de Paradas (2007)	21,76	47,87	1,00	58,68	19,39	55,55	44,52	14,03	10,90	53,52	11,25	41,40	380
CAUSAS													
Trabajos de mantenimiento	0,00	37,29	0,00	56,18	0,00	41,90	0,00	0,00	0,00	31,52	0,00	12,43	179,32
Falta de vapor	18,00	0,00	0,00	2,00	9,16	12,70	16,75	3,08	6,45	4,44	5,25	14,20	92,03
Problemas en la CTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Horario pico	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Cambio de tanque	1,00	1,42	1,00	0,50	1,00	0,95	1,63	1,10	0,70	1,00	1,00	1,50	12,80
Falta de fluido eléctrico	2,76	9,16	0,00	0,00	9,23	0,00	26,14	9,85	3,75	16,56	5,00	13,27	95,72
Capacidades llenas	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Preparación de tanque	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Línea ocupada	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Condiciones meteorológicas	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

ANEXOS 2

Tabla: Horas de Bombeo y de Paradas. Causas de las Paradas.

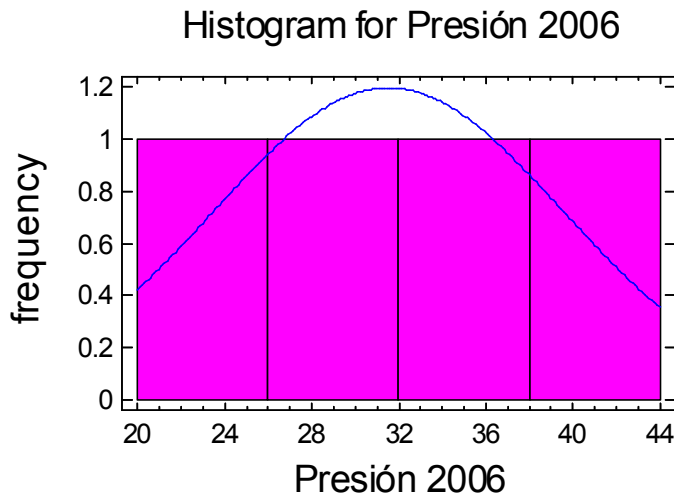
2008

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
Volumen Bombeado (m3)	23650	26742	23978	24120	22615	7188	17983	22690	18155	32764	3634	11843	235363,13
Horas de Bombeo (2008)	660,20	682,15	735,00	668,74	733,12	266,25	723,18	681,92	684,84	728,67	538,38	664,62	7767,07
Horas de Paradas (2008)	83,80	13,85	9,00	51,26	10,88	453,75	20,82	62,08	35,16	15,33	181,62	79,38	1016,93
CAUSAS													
Trabajos de mantenimiento	0,00	0,00	0,00	27,51	8,10	0,00	0,00	45,99	0,00	0,00	175,20	75,63	332,43
Falta de vapor	18,81	0,00	0,00	1,30	0,00	0,00	1,70	0,00	0,00	8,90	0,00	0,00	30,71
Problemas en la CTE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	453,75	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	453,75
Horario pico	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Cambio de tanque	1,50	1,59	1,50	1,30	1,20	0,00	1,00	1,08	1,15	1,00	1,00	0,50	12,82
Falta de fluido eléctrico	63,49	12,26	7,50	21,15	1,58	0,00	18,12	15,01	12,01	5,43	5,42	3,25	165,22
Capacidades llenas	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Preparación de tanque	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Linea ocupada	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Condiciones meteorológicas	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	22,00	0,00	0,00	0,00	22,00

Análisis estadístico

Summary Statistics for Presión 2006

Count = 4
 Average = 31.52
 Median = 31.8
 Mode =
 Variance = 64.0363
 Standard deviation = 8.00227
 Standard error = 4.00113
 Minimum = 21.48
 Maximum = 41.0
 Range = 19.52
 Std. skewness = -0.168852
 Std. kurtosis = 0.541418
 Coeff. of variation = 25.3879%



Presión 2006 can be adequately modeled by a normal distribution. The chi-square test was not run because the number of observations was too small.

Since the smallest P-value amongst the tests performed is greater than or equal to 0.10, we can not reject the idea that Presión 2006 comes from a normal distribution with 90% or higher confidence.

Hypothesis Tests

 Sample mean = 31.52
 Sample standard deviation = 8.00227
 Sample size = 4

95.0% lower confidence bound for mean: 31.52 - 9.41619 [22.1038].

Prueba de hipótesis para el 2006

Null Hypothesis: mean = 20.0

Alternative: greater than

Computed t statistic = 2.87918

P-Value = 0.0317857

Reject the null hypothesis for alpha = 0.05.

The StatAdvisor

This analysis shows the results of performing a hypothesis test concerning the mean (μ) of a normal distribution. The two hypotheses to be tested are:

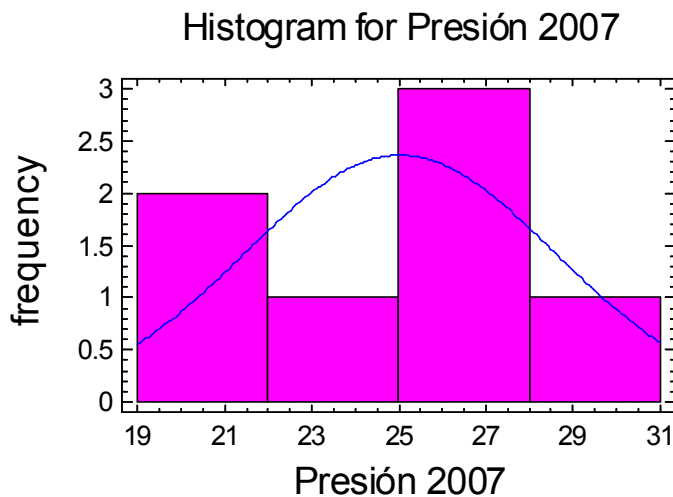
Null hypothesis: $\mu = 20.0$

Alternative hypothesis: $\mu > 20.0$

Given a sample of 4 observations with a mean of 31.52 and a standard deviation of 8.00227, the computed t statistic equals 2.87918. Since the P-value for the test is less than 0.05, the null hypothesis is rejected at the 95.0% confidence level. The confidence bound shows that the values of μ supported by the data are greater than or equal to 22.1038.

Summary Statistics for Presión 2007

Count = 7
Average = 25.0286
Median = 26.0
Mode =
Variance = 12.5557
Standard deviation = 3.5434
Standard error = 1.33928
Minimum = 20.0
Maximum = 29.0
Range = 9.0
Std. skewness = -0.694563
Std. kurtosis = -0.673812
Coeff. of variation = 14.1574%
Sum = 175.2



This pane shows the results of tests run to determine whether Presión 2007 can be adequately modeled by a normal distribution. The chi-square test was not run because the number of observations was too small.

Since the smallest P-value amongst the tests performed is greater than or equal to 0.10, we can not reject the idea that Presión 2007 comes from a normal distribution with 90% or higher confidence.

Hypothesis Tests

Sample mean = 25.02
Sample standard deviation = 3.5434
Sample size = 7

95.0% lower confidence bound for mean: 25.02 - 2.60247 [22.4175]

Null Hypothesis: mean = 20.0
Alternative: greater than
Computed t statistic = 3.74828
P-Value = 0.0047645
Reject the null hypothesis for alpha = 0.05.

The StatAdvisor

This analysis shows the results of performing a hypothesis test concerning the mean (μ) of a normal distribution. The two hypotheses to be tested are:

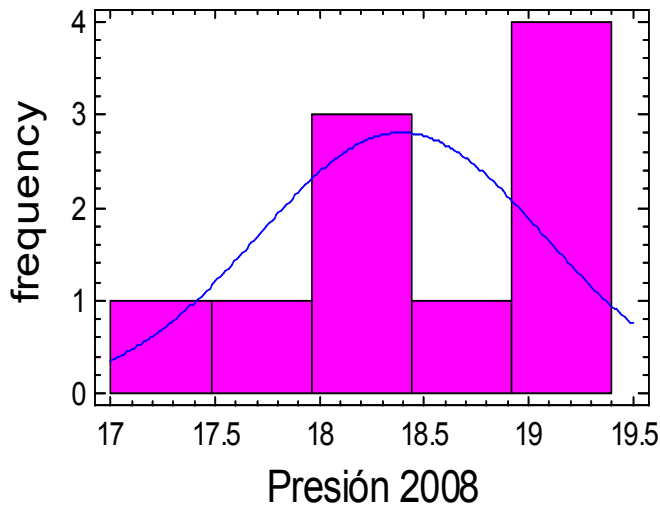
Null hypothesis: $\mu = 20.0$
Alternative hypothesis: $\mu > 20.0$

Given a sample of 7 observations with a mean of 25.02 and a standard deviation of 3.5434, the computed t statistic equals 3.74828. Since the P-value for the test is less than 0.05, the null hypothesis is rejected at the 95.0% confidence level. The confidence bound shows that the values of μ supported by the data are greater than or equal to 22.4175.

Summary Statistics for Presión 2008

Count = 10
Average = 18.39
Median = 18.45
Mode = 19.0
Variance = 0.465444
Standard deviation = 0.682235
Standard error = 0.215742
Minimum = 17.3
Maximum = 19.2
Range = 1.9
Std. skewness = -0.498779
Std. kurtosis = -0.888008

Histogram for Presión 2008



The chi-square test was not run because the number of observations was too small.

Since the smallest P-value amongst the tests performed is greater than or equal to 0.10, we can not reject the idea that Presión 2008 comes from a normal distribution with 90% or higher confidence.

Hypothesis Tests

Sample mean = 18.79

Sample standard deviation = 0.682235

Sample size = 10

95.0% upper confidence bound for mean: $18.79 + 0.39548$ [19.1855]

Null Hypothesis: mean = 20.0

Alternative: less than

Computed t statistic = -5.60856

P-Value = 0.000165316

Reject the null hypothesis for alpha = 0.05.

The StatAdvisor

This analysis shows the results of performing a hypothesis test concerning the mean (μ) of a normal distribution. The two hypotheses to be tested are:

Null hypothesis: $\mu = 20.0$

Alternative hypothesis: $\mu < 20.0$

Given a sample of 10 observations with a mean of 18.79 and a standard deviation of 0.682235, the computed t statistic equals -5.60856.

Since the P-value for the test is less than 0.05, the null hypothesis is rejected at the 95.0% confidence level. The confidence bound shows that the values of μ supported by the data are less than or equal to 19.1855.

ANEXO 4

Tabla: Gastos por Concepto de Mantenimiento 2007

	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	Total
Gasto por Mant. 2007 (MN)	0	0	0	2430,97	47885,44	0	0	2618,02	0	0	21001,4	687,33	74623,16
Gasto por Mant. 2007 (CUC)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	176,01	32,34	208,35
Gasto por Mant. 2007 (MT)	0	0	0	2430,97	47885,44	0	0	2618,02	0	0	21177,41	719,67	74831,51

Tabla: Gastos por Concepto de Mantenimiento 2008

	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	Total
Gasto por Mant. 2008 (MN)	0	0	0	10398,9	0	57976,79	0	889,42	1242,03	13951,15	59665,74	0	144124,03
Gasto por Mant. 2008 (CUC)	0	0	0	74,42	0	0	0	0	652,16	6957,37	785,65	0	8469,6
Gasto por Mant. 2008 (MT)	0	0	0	10473,32	0	57976,79	0	889,42	1894,19	20908,52	60451,39	0	152593,63

ANEXO 4

Tabla: Ingresos por concepto de entrega a la CTE "Santa Cruz" 2007

	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	Total
Cant (m3)	26891	16819	30472	22548	19241	23375	35300	18298	34526	16445	27627	29675	301218
Ingreso 2007 (MN)	3571938	2234086	4047711	2995054	2555861	3104985	4689011	2430562	4586181	2184476	3669744	3941766	40011374
Ingreso (MP)	3572	2234	4048	2995	2556	3105	4689	2431	4586	2184	3670	3942	40011
Mat/Ing 2007(%)	0	0	0	0,081166	1,873554	0	0	0,107712	0	0	0,577081	0,018257	0,187025

Tabla: Ingresos por concepto de entrega a la CTE "Santa Cruz" 2008

	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	Total
Cant (m3)	23650	26742	23978	24120	22615	7188	17910	22690	18104	33899	13479	11843	246220
Ingreso 2008 (MN)	3378008	3819736	3424891	3445195	3230201	1026756	2558210	3240933	2585854	4841963	1925235	1691595	35168576
Ingreso (MP)	3378	3820	3425	3445	3230	1027	2558	3241	2586	4842	1925	1692	35169
Mat/Ing 2008 (%)	0,000	0,000	0,000	0,304	0,000	5,647	0,000	0,027	0,073	0,432	3,140	0,000	0,434

ANEXO 5

Tabla 1: Resultados del estudio de las pérdidas por interrupciones de mantenimiento. 2007

Meses	Tiempo 2007(h)	Volumen 2007(m3)	Tiempo de Bombeo (h)	Flujo (m3/h)	Ganancia (MN)	Volumen no bomb. (m3)	Pérdida por concepto de mant. para flujo de trabajo (\$)	Volumen no bombeado según bomba instalada (45 m3/h)	Pérdida por concepto de mant. (45m3/h) (\$)	Volumen no bombeado para flujo de diseño (120 m3/h)	Pérdida por concepto de mant. (120m3/h) (\$)
enero	0,00	25040,15	722,24	34,67	3576584,68	0,00	0	0,00	0,00	0	0
febrero	37,29	17075,01	624,13	27,36	2438892,29	1209,10	172700,47	1678,05	239682,59	4474,8	639153,6
marzo	0,00	30936,45	743,00	41,64	4418777,59	0,00	0	0,00	0,00	0	0
abril	56,18	21025,83	661,32	31,79	3003202,93	1821,59	260185,36	2528,10	361098,64	6741,6	962929,7
mayo	0,00	19241,30	724,61	26,55	2748312,13	0,00	0	0,00	0,00	0	0
junio	41,90	17375,28	664,45	26,15	2481780,32	1358,57	194050,67	1885,50	269313,51	5028	718169,4
julio	0,00	32300,31	699,48	46,18	4613582,34	0,00	0	0,00	0,00	0	0
agosto	0,00	18298,00	729,97	25,07	2613576,53	0,00	0	0,00	0,00	0	0
septiembre	0,00	18080,77	709,10	25,50	2582548,42	0,00	0	0,00	0,00	0	0
octubre	31,52	16445,41	690,48	23,82	2348963,12	1022,01	145977,98	1418,40	202595,75	3782,4	540255,3
noviembre	0,00	27026,00	708,75	38,13	3860231,68	0,00	0	0,00	0,00	0	0
diciembre	12,43	29674,83	702,60	42,24	4238574,1	403,03	57566,822	559,35	79894,20	1491,6	213051,2

Total de tiempo perdido por mantenimiento (h)

179,32

Flujo volumétrico promedio de trabajo (m3/h)

32,42

Pérdida por concepto de mant. para flujo de trabajo (\$)

830481,30

Pérdida por concepto de mant. (45m3/h) (\$)

1152584,68

Pérdida por concepto de mant. (120m3/h) (\$)

3073559,15

Tabla 2: Resultados del estudio de las pérdidas por interrupciones de mantenimiento. 2008

Meses	Tiempo 2008(h)	Volumen 2008(m3)	Tiempo de Bombeo (h)	Flujo (m3/h)	Ganancia (MN)	Volumen no bomb. (m3)	Pérdida por concepto de mant. para flujo de trabajo (\$)	Volumen no bombeado según bomba instalada (45 m3/h)	Pérdida por concepto de mant. (45m3/h) (\$)	Volumen no bombeado para flujo de diseño (120 m3/h)	Pérdida por concepto de mant. (120m3/h) (\$)
enero	0,00	23649,89	660,20	35,82	3141461,66	0,00	0,00	0,00	0	0	0
febrero	0,00	26742,49	682,15	39,20	3552257,77	0,00	0,00	0,00	0	0	0
marzo	0,00	23978,12	735,00	32,62	3185062,03	0,00	0,00	0,00	0	0	0
abril	27,51	24120,27	668,74	36,07	3203943,84	816,18	108414,65	1237,95	164439,37	3301,2	438505
mayo	8,10	22615,07	733,12	30,85	3004004,98	240,31	31921,43	364,50	48417,264	972	129112,7
junio	0,00	7188,46	266,25	27,00	954857,39	0,00	0,00	0,00	0	0	0
julio	0,00	17982,98	723,18	24,87	2388715,73	0,00	0,00	0,00	0	0	0
agosto	45,99	22690,20	681,92	33,27	3013985,18	1364,45	181242,81	2069,55	274902,47	5518,8	733073,2
septiembre	0,00	18154,68	684,84	26,51	2411522,72	0,00	0,00	0,00	0	0	0
octubre	0,00	32964,27	728,67	45,24	4378709,91	0,00	0,00	0,00	0	0	0
noviembre	175,20	3633,62	538,38	6,75	482660,35	5197,91	690448,80	7884,00	1047247,5	21024	2792660
diciembre	75,63	11843,09	664,62	17,82	1573140,67	2243,82	298051,61	3403,35	452073,79	9075,6	1205530

Total de tiempo perdido por mantenimiento (h) **332,43**
 Flujo volumétrico promedio de trabajo (m3/h) **29,67**
 Pérdida por concepto de mant. para flujo de trabajo (\$) **1310079,31**
 Pérdida por concepto de mant. (45m3/h) (\$) **1987080,38**
 Pérdida por concepto de mant. (120m3/h) (\$) **5298881,01**



EMPRESA COMERCIALIZADORA DE COMBUSTIBLES DE MATANZAS
Departamento Inversiones

Propuesta de Inversión Capital del Oleoducto

Oleoducto Matanzas Santa Cruz		Comienzo	Terminación	Precio (pesos)	Observaciones
No	Tareas				
I	Realizar plan de reparación para hacer el ducto pigable.			18700,00	
1	Revisar las averías realizadas hasta la fecha	dic-08	dic-08	2500,00	Alquiler de retroexcavadora
2	Reparar correctamente de forma que se mantenga pigable el ducto	ene-08	feb-08		
3	Adecuar las estaciones de Lanzamiento y recepción para hacer la inspección	ene-09	feb-08	15000,00	
4	Mantenimiento y comprobación de funcionamiento a las estaciones de corte	ene-08	ene-08	1200,00	
II	Realizar inspección instrumentada del ducto.			853354,51	
1	Contratación de la inspección instrumentada	dic-08	mar-09		
2	Buscar variante de suministro de combustible a la CTE para el caso de una avería durante la inspección				
3	Limpieza de la Traza	ene-09	mar-09	558354,51	
6	Reparación de los daños definidos en la geometría	may-09	may-09	55000,00	
4	Limpieza del ducto	abr-09	abr-09		
5	Inspección geométrica del ducto	abr-09	may-09		
7	Inspección Instrumentada	may-09	jun-09	240000,00	Necesario contrato con compañía extranjera

ANEXO 6

Continuación

III	Reparación inmediata de los tramos de concentración de averías			2714499,00	
1	Compra inmediata de materiales para sustituir 15 Km de tuberías API 5l grado X-52, con recubrimiento de tres capa de polipropileno	dic-08	abr-09	2621099,00	
2	Sustituir 5 km del tramo del KM16 al KM 20	abr-09	jun-09	66700,00	No depende de la inspección
3	Sustituir 2 km del tramo del KM 11 al KM 12	jun-09	jul-09	26700,00	
IV	Aislamiento térmico			56800,00	
1	Estudiar la necesidad del revestimiento térmico de la tubería que se sustituya.	dic-08			
2	Reparación del revestimiento térmico de la tubería donde no se intervenga	jul-09	sep-09	56800,00	Posterior a la inspección
3	Realizar análisis de métodos de operación en sus nuevas condiciones.	dic-08			
V	Cumplir recomendaciones de inspección instrumentada			2300000,00	
1	Realizar análisis de la inspección instrumentada.	jul-09	jul-09	2300000,00	Reparaciones que salgan del informe
2	Organizar los planes de Mantenimiento y operación en función de sus resultados	jul-09			Según resultado de la inspección
VI	Activar sistema de protección anticorrosiva			127000,00	Estimado para prot. Catódicas
1	Estudiar el sistema de protección anticorrosiva a aplicar.	ene-09			
Monto total de la Inversión				6070353,51	

Recuperación de la inversión según regímenes de flujo para el año 2008

Inversión (\$)	6070353,51
Pérdida por concepto de mant. para flujo de trabajo (\$/año)	1310079,31
Pérdida por concepto de mant. (45m ³ /h) (\$/año)	1987080,38
Pérdida por concepto de mant. (120m ³ /h) (\$/año)	5298881,01
Recuperación de la inversión para flujo de trabajo (años)	4,63
Recuperación de la inversión para flujo de 45 m ³ /h (años)	3,05
Recuperación de la inversión para flujo de 120 m ³ /h (años)	1,15