

Universidad de Matanzas “Camilo Cienfuegos”

Facultad de Ingenierías

Departamento de Ingeniería Química



TRABAJO DE DIPLOMA

Título: Propuestas de mejoras tecnológicas en la Base de Crudo y Suministro de la Empresa Comercializadora de Combustibles de Matanzas.

Autora: Yadira Ibañez de los Ríos.

Tutoras: Ing. Elina Pérez Moré.

MSc. Alicia López Rodríguez.

Matanzas, 2015

Pensamiento.

"El primer paso para la solución de cualquier problema es el optimismo. Basta creer que se puede realizar algo para tener medio camino recorrido".

John Baines

Dedicatoria.

A mi familia que me apoya en todo momento.

Agradecimientos.

A mi papá, mi mamá y mi hermana por existir y sobrellevarme en los momentos de desesperación durante la elaboración de la tesis.

A mi novio Andy por estar presente en las buenas y malas.

A mi tutora Elina, por sus conocimientos, su dedicación y por ayudarme durante tantos años en mi formación profesional.

A mi tutora Alicia que desde el primer momento aceptó ayudarme.

A todos mis profesores, por contribuir con mi formación.

A todos mis amigos que siempre me han apoyado.

A todos los que han hecho posible el sueño de graduarme.

Declaración de Autoridad.

Yo, Yadira Ibañez de los Ríos, declaro soy la única autora del presente Trabajo de Diploma que lleva por título: "Propuestas de mejoras tecnológicas en la Base de Crudo y Suministro de la Empresa Comercializadora de Combustibles de Matanzas". Por lo que, según las facultades que me son otorgadas, autorizo a la Empresa Comercializadora de Combustibles de Matanzas y a la Universidad de Matanzas "Camilo Cienfuegos" a hacer uso del mismo, tanto en sus instalaciones como en cualquier otra institución del país, con la finalidad que estime pertinente.

Yadira Ibañez de los Ríos

Resumen.

El presente proyecto de investigación tiene como objetivo realizar un análisis integral de la situación tecnológica de la Base de Crudo y Suministro, perteneciente a la Empresa Comercializadora de Combustibles de Matanzas, con el fin de proponer modificaciones tecnológicas que permitan solucionar los problemas de bombeo, calentamiento y almacenamiento en tanques que existen en la instalación, para de esta manera poder realizar las operaciones de la entidad con la calidad requerida y en el tiempo pactado con los clientes. Para ello se realiza un análisis bibliográfico de los contenidos científico-técnicos relacionados con el tema, así como un diagnóstico de la situación tecnológica del área objeto de análisis, basado en las experiencias acumuladas sobre diversos temas relacionados con el calentamiento y bombeo del petróleo crudo y otros derivados. Teniendo en cuenta los resultados del diagnóstico, se proponen modificaciones en el proceso para solucionar los problemas detectados. Como las soluciones propuestas requieren de inversiones, se realiza una evaluación económica de las propuestas, determinándose el punto de equilibrio para el proceso de producción antes y después de la inversión, además con el propósito de valorar la factibilidad de la inversión se calcula el VAN, la TIR, su período de recuperación y su índice de rentabilidad. También se demostró que estas modificaciones tecnológicas generan un incremento de las ganancias de la Empresa de 193704,53 \$/año.

Summary.

The present investigation project has as objective to carry out an integral analysis of the technological situation on Fuels Trading Company of Matanzas, with the purpose of proposing technological modifications that allow to solve the problems of pumping, heating and storage in tanks that exist in the installation, for this way to be able to carry out the operations of the entity with the required quality and in the conventional time with the customers. It is made a bibliographical analysis of the contents scientific-technicians related with the topic, as well as a diagnosis of the technological situation of the area analysis object, based on the experiences accumulated about diverse topics related with the heating and pumping of the oil and others derived. Keeping in mind the results of the diagnosis, it was proposed modifications in the process to solve the detected problems. As the proposed solutions require of investments, it is carried out an economic evaluation of the proposals, it was determined the balance point before and after the investment, also with the purpose of valuing the feasibility of the investment it was calculated the VAN, the TIR, the period of recovery and the index of profitability. It was also proved that these technological modifications generate an increment of the earnings of the Company of 193704,53 \$/ year.

Índice

	Páginas
Introducción.	1
Capítulo 1. Análisis Bibliográfico.	4
1.1 El petróleo.	4
1.1.1 Principales características físicas y químicas.	5
1.1.2. Clasificación.	8
1.2 Petróleo y Medio Ambiente.	9
1.3 Procesos de formación, extracción, almacenamiento y transportación del petróleo.	10
1.3.1 Formación.	10
1.3.2 Extracción.	11
1.3.3 Almacenamiento	11
1.3.4 Transportación.	12
1.4 Consumo.	14
1.5 Unión CUBAPETRÓLEO (CUPET).	14
1.6 Equipos de bombeo. Clasificación.	16
1.7 Calentamiento	18
1.8 Conclusiones parciales del capítulo.	20

Capítulo 2. Materiales y métodos.	21
2.1 Caracterización de la Empresa Comercializadora de Combustibles de Matanzas.	21
2.2 Descripción del proceso tecnológico.	23
2.3 Análisis fenomenológico del proceso.	28
2.4 Diagnóstico de la situación tecnológica actual.	29
2.5 Propuestas de modificaciones tecnológicas para solucionar los problemas de bombeo en la ECCM.	33
2.5.1. Metodología empleada para la evaluación de las bombas de la Base de Crudo para sustituir las existentes que no cumplen con los requerimientos del sistema.	34
2.6 Propuestas de modificaciones tecnológicas para solucionar los problemas de calentamiento y operaciones sucias del crudo en la ECCM.	38
2.6.1 Sustitución del IE 117 que está fuera de servicio por dos intercambiadores de calor existentes en la Empresa.	38
2.6.1.1 Determinación de la adaptabilidad de los calentadores existentes. Análisis de apreciación.	38
2.6.1.2. Cálculos de las pérdidas por fricción para recibir el crudo en el tanque 51 y determinación de la altura que puede alcanzar el crudo.	48
2.7 Propuestas de modificaciones tecnológicas para solucionar los problemas de demoras en los trasiegos de <i>fuel oil</i> .	48
2.7.1 Metodología empleada para sustituir la entrega por gravedad con la instalación de una bomba existente.	48
2.8 Evaluación económica de las modificaciones propuestas.	49

2.8.1. Metodología empleada para la estimación de la inversión.	49
2.8.2. Metodología de cálculo de los indicadores de factibilidad económica de la inversión.	49
2.9 Conclusiones parciales del capítulo.	52
Capítulo 3. Análisis de los resultados.	53
3.1 Resultados del diagnóstico de la situación actual.	53
3.1.1 Dificultades con los equipos de bombeo.	53
3.1.2 Incumplimiento en el valor de la temperatura del crudo en la entrega a buques-tanques.	53
3.1.3 Operaciones sucias.	55
3.1.4 Demoras en las operaciones de <i>fuel oil</i> .	55
3.2 Solución a las propuestas de alternativas.	56
3.2.1 Evaluación de las bombas de crudo y nafta existentes en la Empresa para sustituir las de la estación 1-1.	56
3.2.1.1-Evaluación de la bomba de crudo.	56
3.2.1.2- Evaluación de la bomba de nafta.	60
3.2.2 Solución a los problemas de calentamiento y operaciones sucias del crudo en la ECCM.	64
3.2.2.1 Evaluación de los intercambiadores de calor.	64
3.2.2.2 Cálculo de las pérdidas por fricción para recibir el crudo en el tanque 51.	67
3.2.3 Solución a las demoras en los trasiegos de <i>fuel oil</i> .	69

3.2.3.1 Evaluación de una bomba para trasiegos de <i>fuel oil</i> .	69
3.3 Evaluación económica de las modificaciones propuestas.	72
3.3.1 Análisis de la factibilidad económica de la inversión.	72
3.3.2 Análisis del efecto económico de las modificaciones propuestas.	74
3.4 Conclusiones parciales del capítulo.	76
Conclusiones.	77
Recomendaciones.	78
Bibliografía	79
Anexos	83

Introducción.

La comercialización del petróleo y sus derivados tiene como objetivo hacer llegar oportunamente los volúmenes de productos requeridos diariamente por la extensa y variada clientela nacional e internacional. La venta final de crudos y/o productos derivados en determinados mercados significa para la industria la culminación de todos sus esfuerzos. Satisfacer los pedidos y la aceptación de estos productos representa ventas e ingresos que aseguran la continuidad y eficacia de nuevas inversiones, las cuales proyectan la capacidad de la industria como importante generadora de divisas y dividendos.

El desarrollo y la expansión mundial de las ventas de productos derivados del petróleo han crecido con la demanda. Cada empresa ha mantenido su imagen, su estilo, sus relaciones con la clientela y su posición empresarial como suplidora confiable para incrementar su participación en los mercados internacionales.

Cada mercado es un reto perenne porque la competencia acecha, tiene sus propias modalidades técnicas, sus requerimientos específicos y sus aspectos administrativos y financieros. Para servir eficientemente a cada uno de sus mercados, tanto nacionales como extranjeros, toda empresa tiene que mantenerse al día y muy bien informada sobre varios factores: historia de consumo de crudos y/o productos; estudios demográficos; desarrollo industrial actual y proyecciones; crecimiento y diversificación de los medios de transporte; consumo de diferentes tipos de energía; ritmo de la construcción de edificaciones de toda clase; estado actual y proyecciones de los servicios esenciales. Además, son importantes otros aspectos que generalmente están incluidos en instrumentos legales que rigen el comercio nacional e internacional de los hidrocarburos (Barberii, 1985).

La Empresa Comercializadora de Combustibles de Matanzas, ubicada en la Zona Industrial de la provincia de Matanzas tiene como funciones recibir, almacenar y entregar a los diferentes clientes petróleo crudo y algunos de sus derivados, entre los que se encuentra la nafta. Debido al tiempo de explotación, los principales equipos tecnológicos y las instalaciones han estado afectados, lo que trae como consecuencias serias dificultades en los procesos de recepción, almacenamiento y entrega, que repercuten en la calidad de las

operaciones y el tiempo pactado con el cliente, las cuales se relacionan a continuación (León, 2014 a):

- Incumplimientos en las temperaturas del producto entregado a los barcos que no cumplen con la condición contractual establecida para la carga de buques tanques (58 °C).
- Los equipos tecnológicos, (tanques, bombas, intercambiadores de calor) debido al prolongado tiempo de uso, están en malas condiciones técnicas.
- Con la ampliación de la Base en Tierra de Supertanqueros con 4 nuevos tanques de 50000 m³ se han incrementado las operaciones con *fuel oil* entre esos tanques y los de la Base de Crudo, por lo que se hace necesario introducir mejoras tecnológicas para agilizar las operaciones.

Debido a lo anteriormente expuesto es necesario proponer una serie de modificaciones para cumplir con todos los parámetros operacionales y de esta manera no afectar la calidad y el tiempo de ejecución de las operaciones. Para ello se plantea el siguiente problema científico:

Problema Científico:

¿Cómo lograr que en la Empresa Comercializadora de Combustibles Matanzas se realicen todas las operaciones cumpliendo con la calidad y en el tiempo pactado con los clientes?

Para dar solución a dicho problema, se elabora la siguiente hipótesis:

Hipótesis:

Realizando un análisis integral de la situación existente en la instalación se propondrán las modificaciones tecnológicas necesarias que permitan la ejecución de las operaciones con la calidad requerida y en el tiempo pactado con el cliente.

Para dar validez a la hipótesis planteada, se propone como objetivo general:

Objetivo General:

Realizar propuestas de modificaciones tecnológicas que permitan ejecutar las operaciones con la calidad requerida y en el tiempo pactado con el cliente.

Para dar cumplimiento al objetivo general propuesto, se trazan los siguientes objetivos específicos:

Objetivos Específicos:

1. Realizar un análisis de la bibliografía existente sobre el tema.
2. Realizar la caracterización tecnológica del proceso.
3. Efectuar un diagnóstico de la situación tecnológica de la Base de Crudo y Suministro.
4. Proponer modificaciones tecnológicas para solucionar los problemas de calentamiento y garantizar la calidad del producto requerida por los clientes, así como facilitar la reducción del tiempo en las operaciones con *fuel oil*.
5. Realizar un análisis económico de las propuestas de modificaciones.

Capítulo I. Análisis Bibliográfico.

1.1 El petróleo.

El petróleo es un mineral combustible líquido difundido en la envoltura sedimentaria de la Tierra. Por su composición, representa una mezcla compleja de hidrocarburos y su aspecto exterior es un líquido oleoso fluorescente a la luz, su color depende del contenido y de la estructura de las sustancias resinosas que incluye (Wayne, 2010). Es más ligero que el agua y casi no se disuelve en ésta; su viscosidad se determina por su composición. Es un material combustible y su calor de combustión supera el de los minerales combustibles sólidos, (carbón, esquistos, turba). El nombre del petróleo proviene del latín *petra*, piedra y *óleum*, aceite; también recibe los nombres de: petróleo crudo, crudo petrolífero o simplemente “crudo”.

Se encuentra en grandes cantidades bajo la superficie terrestre y se emplea como combustible y materia prima para la industria química. Las sociedades industriales modernas lo utilizan sobre todo para lograr un grado de movilidad por tierra, mar y aire, impensable hace sólo 100 años. Además, el petróleo y sus derivados se emplean para fabricar medicinas, fertilizantes, productos alimenticios, objetos de plástico, materiales de construcción, pinturas, textiles, y para generar electricidad (Echeverría y Macías, 1983).

Todos los tipos de petróleo se componen de hidrocarburos, aunque también suelen contener unos pocos compuestos de azufre y de oxígeno; el contenido de azufre varía entre un 0,1 y un 5%. Contiene elementos gaseosos, líquidos y sólidos. Su consistencia varía desde un líquido tan poco viscoso como la gasolina, hasta un líquido tan espeso que apenas fluye como el petróleo crudo. 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 (Erij, Rásina y Rudin, 2005).

En la actualidad, los distintos países dependen del petróleo y sus productos. La estructura física y la forma de vida de las aglomeraciones periféricas que rodean las grandes ciudades son posibles gracias a un suministro de petróleo relativamente abundante y barato. Sin

embargo, en los últimos años ha descendido la disponibilidad mundial de esta materia, y su costo relativo ha aumentado.

1.1.1 Principales características físicas y químicas (Barberii, 1985).

Todos los petróleos: livianos, medianos, pesados y extrapesados, generalmente llamados crudos, tienen características físicas y químicas que a la vista sirven para distinguir y apreciar unos de otros. Otras características tienen que ser determinadas por análisis de laboratorio.

- Color:

Generalmente se piensa que todos los crudos son de color negro, lo cual ha dado origen a cierta sinonimia y calificativos: “oro negro”, “más negro que petróleo crudo”. Sin embargo, por transmisión de la luz, los crudos pueden tener color amarillo pálido, tonos de rojo y marrón hasta llegar a negro. Por reflexión de la luz pueden aparecer verdes, amarillos con tonos de azul, rojo, marrón o negro. Los crudos pesados y extrapesados son negros casi en su totalidad. Crudos con altísimo contenido de cera son livianos y de color amarillo; por la noche al bajar bastante la temperatura tienden a solidificarse notablemente y durante el día, cuando arrecia el sol, muestran cierto hervor en el tanque. El crudo más liviano o condensado llega a tener un color blanquecino, lechoso y a veces se usa en el campo como gasolina cruda.

- Olor:

El olor de los crudos es aromático como el de la gasolina, del querosén u otros derivados. Si el crudo contiene azufre tiene un olor fuerte y hasta repugnante, como huevo podrido. Si contiene sulfuro de hidrógeno, los vapores son irritantes, tóxicos y hasta mortíferos. Para atestiguar la buena o rancia calidad de los crudos es común en la industria designarlos como dulces o agrios. Esta clasificación tiene un significado determinante entre petroleros, vendedores y compradores de crudos porque inmediatamente enfoca ciertas características fundamentales del tipo de petróleo objeto de posible negociación.

- Sabor:

El sabor de un crudo es una propiedad que se torna importante cuando el contenido de sal es bastante alto. Esta circunstancia requiere que el crudo sea tratado adecuadamente en las instalaciones de producción del campo para ajustarle la sal al mínimo (g/m^3) aceptable por los compradores y las refinerías.

- Punto de ebullición:

No es constante. Debido a sus constituyentes varía algo menos que la temperatura atmosférica hasta la temperatura igual o por encima de $300\text{ }^\circ\text{C}$.

- Solubilidad:

Es insoluble en agua, sobre la cual sobrenada por su menor densidad. A esto se debe su peligrosidad cuando se derrama en los puertos, o cuando es necesario combatir incendios en los tanques de almacenaje. Es soluble en benceno, éter, cloroformo, y otros solventes orgánicos.

- Densidad (Rosabal y Garcel, 2006):

La densidad de un cuerpo es una propiedad de la sustancia que constituye dicho cuerpo. Se define como su masa por unidad de volumen:

$$\rho = m/V \tag{1.1}$$

y sus unidades son kg/m^3 en el Sistema Internacional.

La densidad relativa de una sustancia es la relación existente entre su densidad y la de otra sustancia de referencia; en consecuencia, es una magnitud adimensional (sin unidades). También es llamada gravedad específica.

$$\rho_r = \rho / \rho_o \tag{1.2}$$

donde ρ_r es la densidad relativa, ρ es la densidad de la sustancia, y ρ_o es la densidad de referencia o absoluta.

Para los líquidos y los sólidos, la densidad de referencia habitual es la del agua líquida a la presión de 1 atm y la temperatura de 4 °C. En esas condiciones, la densidad absoluta del agua destilada es de 1000 kg/m³, es decir, 1 kg/dm³. Para los gases, la densidad de referencia habitual es la del aire a la presión de 1 atm y la temperatura de 0 °C.

Según Barberii, (1985), los crudos pueden pesar menos que el agua (livianos y medianos) o tanto o más que el agua (pesados y extrapesados). De allí que la densidad relativa pueda tener un valor de 0,75 a 1,1. Estos dos rangos equivalen a 57,2 y -3 ° API (American Petroleum Institute). La densidad, la gravedad específica o los grados API denotan la relación correspondiente de peso específico y de fluidez de los crudos con respecto al agua. La industria petrolera internacional adoptó hace ya más de setenta años la fórmula elaborada por el API el 4 de mayo de 1922.

La ecuación general del API es como sigue:

$$^{\circ}\text{API} = \frac{141,5}{\text{Gravedad específica}} - 131,5 \quad (1.3)$$

Gravedad específica

El hidrómetro API se basa en la densidad o gravedad específica de los crudos con respecto al agua. Un crudo de 10 °API tiene la misma gravedad específica que el agua.

- Viscosidad:

La viscosidad es una de las características más importantes en los aspectos operacionales de producción, transporte, refinación y petroquímica. Indica la resistencia que opone el crudo al flujo interno, se obtiene por varios métodos y se le designa por varios valores de medición. Los crudos extrapesados son más viscosos que los pesados; los pesados más viscosos que los medianos y estos a su vez más viscosos que los livianos. Los livianos y condensados son los más fluidos. La viscosidad de los crudos se mide en poise o centipoise, en honor al médico e investigador Jean Louis Poiseuille. La viscosidad es un factor importante que aparece en todas las fórmulas para calcular el flujo de petróleo y gas en el yacimiento y por tuberías. También es importante para el cálculo del flujo de cualquier otro líquido. La viscosidad de los crudos está sujeta a cambios de temperatura, así que un crudo

viscoso se torna más fluido si se mantiene a una temperatura más alta que la ambiental. Esta disminución de la viscosidad hace que la fricción sea menor y, por ende, facilita el flujo y hace que la presión requerida para el bombeo por tubería sea menor.

Según Rosabal y Garcell, (2006) la viscosidad puede expresarse de las siguientes formas:

Viscosidad dinámica (μ):

En el Sistema Internacional esta viscosidad se expresa en kg/(m.s), lo que equivale a N.s/m², unidad que puede expresarse también como Pa.s. En el sistema CGS (sistema cegesimal de unidades) la viscosidad se expresa en g/(cm.s), unidad conocida como poise(P), siendo común encontrar los datos de viscosidad expresada en centipoises (cP), 1 cP = 0,01 P.

Viscosidad cinemática (ν):

La viscosidad cinemática se define de la siguiente manera:

$$\nu = \mu/\rho \quad (1.4)$$

Como unidad de viscosidad cinemática en el Sistema Internacional se emplea el m²/s y en el sistema CGS (sistema cegesimal de unidades) el Stokes (St), igual a un cm²/s; también se usa el centistokes (cSt).

La viscosidad dinámica de los líquidos varía en amplios límites. A la temperatura ambiente la viscosidad del agua es aproximadamente 1 cP mientras que la de la glicerina es de cerca de 1500 cP. La viscosidad de los gases es mucho más baja.

1.1.2 Clasificación.

El crudo pesado es cualquier tipo de petróleo crudo que no fluye con facilidad. Se le denomina "pesado" debido a que su densidad es superior a la del petróleo crudo ligero. Crudo pesado se ha definido como cualquier licuado de petróleo con un índice API inferior a 20°, lo que significa que su gravedad específica es superior a 0,933.

Relacionándolo con su gravedad API, el Instituto Americano del Petróleo es más específico, puesto que establece cuatro clasificaciones para el crudo: "liviano", "mediano", "pesado" y "extrapesado":

- Crudo liviano o ligero: tiene gravedades API mayores a 31,1 °API
- Crudo medio o mediano: tiene gravedades API entre 22,3 y 31,1 °API.
- Crudo pesado: tiene gravedades API entre 10 y 22,3 °API.
- Crudo extrapesado: gravedades API menores a 10 °API.

Al crudo que se obtiene de la extracción y perforación en Cuba, se le conoce como petróleo crudo nativo, y generalmente es un crudo pesado, el más pesado con 11°API y el menos pesado con 30°API. Dependiendo de esa densidad son llamados “pesados” o “ligeros” (Colectivo de autores, 1996).

La Empresa objeto de estudio labora con un petróleo crudo de 10 ° API, el cual se clasifica como pesado.

1.2 Petróleo y Medio Ambiente (León, 2014 b).

Las exigencias mundiales en materia de protección ambiental, exigen el uso de tecnologías limpias para facilitar la reducción de desechos. La explotación petrolera produce desechos, sin embargo, las normas de protección ambiental demandan que éstos sean tratados adecuadamente y colocados en sitios seguros para evitar la contaminación del ambiente. A nivel internacional, cada día estos requerimientos son más estrictos.

El futuro desarrollo económico y el consecuente consumo energético, plantea un uso masivo de combustibles fósiles: petróleo, gas natural y carbón, los cuales constituyen el 90% del consumo de energía en el mundo. Estos combustibles continuarán siendo de gran ayuda en el desarrollo energético del próximo siglo; sin embargo, ellos representan el 67% del total de los agentes más atacados cuando se habla de contaminación ambiental.

Los principales contaminantes atmosféricos provenientes de los combustibles fósiles son: óxidos de azufre, óxidos de nitrógeno, óxidos de carbono y partículas en general. Para

disminuir sus efectos se ha avanzado positiva y efectivamente, tanto en tecnologías, como en normativas legales para proteger la atmósfera; tratando de evitar y reducir sus efectos negativos, tales como el efecto invernadero, la lluvia ácida, o la destrucción de la capa de ozono.

Estas tecnologías incluyen, entre otras, el tratamiento de los desechos o residuos de la perforación de pozos, los barros de perforación, la preparación de las fosas para los residuos, la eliminación del plomo en la gasolina y la disminución del porcentaje de azufre en el diesel (combustible usado por vehículos pesados como camiones y autobuses).

1.3 Procesos de formación, extracción, almacenamiento y transportación del petróleo.

La industria petrolera necesita de grandes volúmenes de hidrocarburos para satisfacer la demanda a nivel mundial, para ello requiere de suficientes capacidades de almacenamiento para disponer de los hidrocarburos una vez sean extraídos del subsuelo; en consecuencia las empresas petroleras realizan inversiones para disponer de un número considerable de tanques donde puedan almacenar el petróleo y sus derivados. Una vez que el petróleo se encuentra en la superficie, o sea, en los patios de tanques, comienza su verdadera manufactura o adecuación para tenerlo en especificación y transportarlo a las terminales de embarques y/o refinerías, donde finalmente serán exportados o procesados. Posterior a este proceso se ejecuta su transporte vía oleoducto o buque, dependiendo de la disponibilidad del medio (Servicios gerenciales de Proyectos S.A., 2014).

Según el Colectivo de autores (1996), el proceso del crudo incluye una serie de etapas: formación, extracción, almacenamiento, transporte y refinación. De todas ellas, la Empresa Comercializadora de Combustibles Matanzas sólo comprende las de almacenamiento y transporte.

1.3.1 Formación.

El petróleo se forma bajo la superficie terrestre por la descomposición de organismos marinos, los restos de animales minúsculos que viven en el mar y, en menor medida, los de organismos terrestres arrastrados al mar por los ríos o los de plantas que crecen en los fondos marinos que se mezclan con las finas arenas y linos que caen al fondo en las

cuencas marinas tranquilas. Estos depósitos, ricos en materiales orgánicos, se convierten en rocas generadoras de crudo. Los sedimentos se van haciendo más espesos y se hunden en el suelo marino bajo su propio peso. A medida que se van acumulando depósitos adicionales, la presión sobre los situados más abajo se multiplica por varios miles, y la temperatura aumenta en varios cientos de grados. El cieno y la arena se endurecen y se convierten en esquistos y arenisca; los carbonatos precipitados y los restos de caparzones se convierten en caliza, y los tejidos blandos de los organismos muertos se transforman en petróleo y gas natural (Wayne, 2010).

Una vez formado el petróleo, éste fluye hacia arriba a través de la corteza terrestre, porque su densidad es menor que la de las salmueras que saturan los intersticios de los esquistos, arenas y rocas de carbonato que constituyen dicha corteza. El petróleo y el gas natural ascienden a través de los poros microscópicos de los sedimentos situados por encima. Con frecuencia acaban encontrando un esquisto impermeable o una capa de roca densa, por lo que el petróleo queda atrapado, formando un depósito. Sin embargo; una parte significativa del petróleo no se topa con rocas impermeables, sino que brota en la superficie terrestre o en el fondo del océano. Entre los depósitos superficiales también figuran los lagos bituminosos y las filtraciones de gas natural.

1.3.2 Extracción.

Se extrae mediante la perforación de un pozo sobre el yacimiento. Si la presión de la bolsa de gas es suficiente, forzaré la salida natural del petróleo a través del pozo, que se conecta mediante una red de oleoductos hacia su almacenamiento. Durante la vida del yacimiento, la presión descenderá y será necesario usar otras técnicas para la extracción del petróleo. Esas técnicas incluyen la extracción mediante bombas, la inyección de agua o la inyección de gas, entre otras (Echeverría y Macías, 1983).

1.3.3 Almacenamiento (Erij; Rásina y Rudin, 2005).

Con el objetivo de evitar cortes o problemas en el proceso de suministro de petróleo y con el fin de asegurar un abastecimiento abundante y regular de las industrias y de los consumidores, son necesarias grandes instalaciones de almacenamiento o depósito, bien sea

en las terminales, en los puertos o en las mismas refinerías. El almacenamiento debe quedar asegurado en cada etapa del camino recorrido por el petróleo, desde el pozo de extracción hasta el surtidor de gasolina o la caldera.

Para el manejo y almacenamiento de hidrocarburos se cumplirán los siguientes requisitos según lo referido en la Resolución R115-03-CITMA:

- Los tanques de almacenamiento de combustibles contarán con diques de contención (cubeto), para la protección contra los derrames y la contención de pluviales.
- Los cubetos serán construidos según la norma técnica vigente, por lo que serán impermeables con el fondo recubierto de material arcilloso o geotextil.
- El volumen del cubeto debe ser capaz de almacenar el hidrocarburo contenido en el tanque, más 20 centímetros de altura del dique. El dique en caso de derrame, deberá conservar la estabilidad estructural e impermeabilidad.
- El fondo del cubeto deberá tener una pendiente capaz de drenar hacia una caja colectora ubicada en el punto más bajo, para canalizar los pluviales contaminados o no.
- Los tanques de almacenamiento tienen válvulas de presión y vacío para garantizar la regulación de la presión en el interior del tanque.
- Todos los tanques tienen sistemas de protección contra incendios, que son: anillos de enfriamiento; sistemas de espuma y red de hidrantes alrededor del cubeto.

1.3.4 Transportación (Colectivo de autores, 1996).

El transporte de fluidos de petróleo desde el campo de producción hasta el cliente requiere de una compleja cadena de sistemas, que incluye: redes de tuberías, camiones cisternas, carros tanques de ferrocarril, buques o una combinación de estos. La primera fase de transportación es desde los tanques de producción y su posterior tratamiento hasta los tanques de almacenamiento. La segunda fase es transportarlo hacia las refinerías y la tercera, desde estas hasta los lugares de consumo.

El petróleo crudo y sus derivados pueden ser transportados por:

- Oleoductos.

- Vehículos automotores
- Buques tanques
- Ferrocarril.

En el mundo del petróleo los oleoductos y los buques tanques son los medios por excelencia para el transporte del crudo. El paso inmediato al descubrimiento y explotación de un yacimiento es su traslado hacia los centros de refinación o a los puertos de embarque con destino a la exportación.

Los oleoductos son tuberías conformadas por planchas de acero de alta calidad, unidas mediante soldadura eléctrica con un riguroso chequeo ultrasónico para detectar defectos en la soldadura, desde el campo productor hasta el punto de refinación y/o de embarque. En la parte inicial del oleoducto una estación de bombeo impulsa el petróleo y, dependiendo de la topografía por donde pase, se colocan estratégicamente otras estaciones para que le permitan superar sitios de gran altura. El sistema de transporte del petróleo por tuberías resulta tan eficiente y económico que existen hoy miles de kilómetros de ellas, que van desde los pozos hasta los establecimientos de refinación o hasta las estaciones y puertos de embarque del producto.

“Los buques tanques son a su vez barcos dotados de compartimientos y sistemas especialmente diseñados para el transporte de petróleo crudo, gas, gasolina o cualquier otro derivado. Son el medio de transporte más utilizado para el comercio mundial del petróleo. La capacidad de estas naves varía según el tamaño de las mismas y de acuerdo con el servicio y la ruta que cubran. Algunas pueden transportar cientos de miles de barriles e incluso millones” (Peña, 2014).

Durante el transporte de petróleos pesados se presentan dificultades relacionadas a su elevada viscosidad, afectando de forma directa el rendimiento de las instalaciones (Laurencio, 2010), por eso para los procesos de recepción, almacenamiento y entrega, es necesario mantener un calentamiento que permita alcanzar una temperatura de entrega suficientemente alta que garantice el desplazamiento del crudo por las tuberías.

1.4 Consumo

El petróleo es un producto esencial para muchas industrias, y es de vital importancia para el mantenimiento de la misma civilización industrializada, por lo que se considera una industria crítica en la mayoría de las naciones. El petróleo alimenta un porcentaje muy alto del consumo de energía del mundo, entre el 32% de Europa y Asia hasta el 53% de Oriente Medio. En otras regiones geográficas el peso energético del petróleo es el siguiente: Sudamérica y América Central (44%), África (41%) y Norteamérica (40%).

El mundo en general consume 30 billones de barriles de petróleo por año, y los mayores consumidores son en su mayoría el grupo de naciones más desarrolladas. Durante el año 2004, el consumo mundial de petróleo se elevó un 3,4% y alcanzó los 82,4 millones de barriles al día. Los responsables de casi la mitad del aumento son Estados Unidos y China, que en la actualidad utilizan 20,5 y 6,6 millones de barriles diarios, respectivamente.

Estados Unidos representa el 20,7% del consumo mundial de petróleo con 18.490 barriles diarios, casi el doble del consumo de China (11,5%), el segundo mayor consumidor de petróleo. Lo preocupante de este escenario es que China y Estados Unidos no producen ni de lejos suficiente petróleo para satisfacer sus necesidades petroleras. Les siguen en la lista Japón (5,3%), India (4,1%) y Rusia (3,6%) (Hidalgo, 2013).

1.5 Unión CUBAPETRÓLEO (CUPET):

La Unión CUBAPETRÓLEO resultó de la fusión entre la Unión del Petróleo y la Unión del Combustible, aprobada por el Ministro de la Industria Básica el 25 de marzo de 1992.

Tiene como misión satisfacer las necesidades del mercado nacional de hidrocarburos de forma competitiva, a partir del incremento de la producción y la optimización del uso de los combustibles nacionales, como contribución a la independencia económica del país (Resolución 023 del Ministro de la Industria Básica).

La Unión CUBAPETRÓLEO está conformada, entre otras, por las siguientes empresas:

- 12 Empresas Comercializadoras de Combustibles.

- 3 Empresas de Perforación y Extracción de petróleo.
- 4 Refinerías.
- CUBALUB (producción y comercialización de grasas lubricantes).
- ABAPET (grupo inversionista).
- Empresa de Servicios de Telecomunicaciones y Tecnologías de la Información.

De estas, las Comercializadoras constituyen el punto más importante para este trabajo, por lo que a continuación aparece de manera detallada su objeto empresarial:

- Realizar la recepción, almacenamiento, comercialización, transportación terrestre y distribución de los combustibles a la red mayorista (en ambas monedas) y minorista (en moneda nacional).
- Brindar servicio de alquiler de equipos especializados para la transportación de combustibles a entidades estatales y/o extranjeras de acuerdo con sus capacidades.
- Otras, como la de La Habana, brindar servicios de recogida de productos contaminados, derrames u otras operaciones destinadas a la preservación del medio ambiente y la seguridad contra incendios.
- La de Villa Clara, la comercialización mayorista de combustible y lubricantes, y minorista de gas licuado; y brindar servicios de instalación, reparación y mantenimiento de las instalaciones de petróleo crudo a otras entidades del territorio (Colectivo de autores, 1996).
- La Empresa Comercializadora de Matanzas tiene como objeto empresarial brindar servicios de almacenamientos en moneda nacional y de manipulación, transportación, distribución y efectuar la comercialización mayorista de combustibles, en moneda nacional y divisa y de forma minorista de gas licuado a la población en moneda nacional. Esta Empresa suministra el crudo a todas las termoeléctricas del país por vía marítima y por oleoductos.

1.7 Equipos de bombeo. Clasificación.

Cabrera y Gandón, (1993) plantean que: “Las bombas son equipos mecánicos que sirven para elevar los líquidos y conducirlos de un lugar a otro; o lo que es lo mismo, comunicarles cierta cantidad de carga que les permita vencer la resistencia de las tuberías a la circulación, así como la carga a velocidad, la de presión y la que representa la diferencia de nivel entre el lugar donde se toma el líquido y el lugar a donde se pretende llevar”.

En sentido general, las bombas se pueden clasificar atendiendo a diversos aspectos, existiendo distintas clasificaciones que dependen del punto de vista utilizado. Barbir y otros, (1996), plantean que:

“Las bombas pueden clasificarse en:

- Bombas de desplazamiento positivo o volumétricas.
- Bombas de desplazamiento no positivo o roto dinámicas.
- Bombas de fluido impelente.

Al primer grupo pertenecen las bombas de pistón de acción recíprocas o bombas recíprocas y las bombas rotatorias como las de engrane, paletas, husillos o tornillos helicoidales, etc.

Al segundo pertenecen las bombas centrífugas y las de propela o de rotor en hélice. (Flujo axial).

Al tercer grupo pertenecen las bombas que operan consiguiendo la elevación del líquido a expensas de la energía que posee un fluido motor. Pertenecen al mismo los emulsores y los arietes hidráulicos.”

Según Kasatkin, (1981) y Rosabal y Garcel, (2006), las bombas también se pueden clasificar en:

1. De desplazamiento positivo o volumétricas.

2. Centrífugas o de álabes.

3. De torbellinos.

4. De flujo axial.

También se acostumbra a clasificar como bombas a ciertos dispositivos que impulsan al fluido y le transmiten la energía de otro fluido, que no tienen partes móviles, como:

5 Eyectores o bombas de chorro.

6 Montajugos.

7 De burbujeo.

En la industria petrolera a nivel mundial, las bombas más utilizadas en el trasiego de crudo son las bombas rotatorias de desplazamiento positivo, adecuadas para trabajar con fluidos altamente viscosos con un apreciable contenido de sólidos, debido a que la viscosidad creciente ayuda a la bomba al perderse menos líquido en el deslizamiento e incrementarse el flujo neto de avance, lo cual contrarresta las pérdidas por fricción y la caída en la relación carga-capacidad de la bomba (Muñoz, 2011).

Entre este tipo de bombas, las de mayor uso son las bombas de tornillo. Las mismas emplean un tornillo helicoidal excéntrico que se mueve dentro de una camisa y hace fluir el líquido entre el tornillo y la camisa. Como la bomba de tornillo desplaza el líquido, este no sufre movimientos bruscos, generando un impulso continuo de fluido por medio del desplazamiento permanente de sus cámaras estancadas en sentido axial de los tornillos impulsores y a la vez evitando los daños en los sistemas de tuberías. Estas bombas pueden operar con flujos fijos a su descarga, aun cuando bombeen contra una red de presión variable, convirtiéndolas en excelentes equipos de bombeo a utilizar en redes de recolección de petróleo (Streeter, *et al*, 2008).

Karassik, *et al*, (2001), ofrecen la siguiente clasificación de las bombas de tornillo:

- Bombas de un tornillo de cavidad progresiva: Cuentan con un solo tornillo y son de simple flujo. Existen solamente en un número limitado de aplicaciones.
- Bombas de doble tornillo, doble flujo: Cuentan con dos tornillos vi helicoidales, sincronizados en su rotación por ruedas dentadas.
- Bombas de triple tornillo, simple flujo: Cuentan con un tornillo simple helicoidal conductor y dos tornillos conjugados, conducidos.
- Bombas de triple tornillo, doble flujo: Cuentan con un tornillo doble helicoidal conductor y dos tornillos conjugados, conducidos.

De acuerdo a lo planteado por Streeter, *et al*, (2008) el funcionamiento eficaz se basa en el hecho de que la acción de giro obtenida con el diseño de filetes de rosca de los rotores es responsable de la estabilidad misma de operación de la bomba. La carga simétrica de presión alrededor del rotor motriz elimina la necesidad de cojinetes radiales porque no hay cargas radiales. El cojinete de bolas tipo cartucho en la bomba posiciona al rotor motriz para la operación apropiada de sellado. Las cargas axiales en los rotores creados por la presión de descarga son hidráulicamente equilibradas.

1.6 Calentamiento.

El petróleo crudo pesado tiene generalmente un alto valor de viscosidad, por lo que no puede ser transportado a grandes distancias a través de tuberías convencionales debido a que esto implica mayor fricción y por consiguiente altas caídas de presión. Por tal motivo, su trasiego requiere de técnicas especiales que mejoren sus propiedades de flujo.

En Cuba para disminuir la viscosidad de los crudos pesados se emplean solamente métodos basados en la dilución y el calentamiento (Rojas, 2010).

En la Base de Crudo y Suministros el método a utilizar para reducir la viscosidad del crudo es el último mencionado.

El calentamiento es una tecnología disponible a nivel comercial, principalmente para ductos en superficie de cortas distancias (trazas eléctricas, calentamiento solar, inyección de vapor

y sónica). Estas técnicas así como la instalación de calentadores, representan un alto consumo de energía y el costo de producción de la misma es elevado, para compensar las pérdidas de calor. El problema con estas técnicas es que el crudo no se mantiene a una temperatura uniforme y durante un re-arranque si el flujo se detiene, el crudo podría perder tanto calor que el requerimiento de potencia del equipo de bombeo es mayor porque a menor temperatura mayor viscosidad.

Esto implica que es necesario el calentamiento a temperaturas mayores a 50 °C, aunado al requerimiento de espacio para instalar los generadores, calentadores o trazador de calor, además de la formación de un porcentaje alto de corrosión, lo que representa un gran problema cuando los ductos se encuentran en el límite de su vida útil (Rojas, 2010).

Según Incropera, (1999) en la industria petrolera a nivel mundial, así como en la industria química en general, los intercambiadores de calor más utilizados son los de tubos y coraza. Esto se debe a las siguientes razones: son intercambiadores de calor diseñados “a la orden” para cualquier capacidad o condiciones de operación; desde vacío hasta ultra – alta presión (alrededor de 100 MPa), desde temperaturas criogénicas hasta altas temperaturas (alrededor de 1100 °C), cualquier diferencia de temperaturas y/o caída de presión entre los fluidos, limitados solo por el material de construcción. Según Kern, (1999) pueden ser diseñados para condiciones especiales de operación como vibración, fluidos altamente incrustantes, fluidos extremadamente viscosos, erosión, corrosión, toxicidad, radioactividad, mezclas multicomponentes y otros. Por su parte Pavlov, (1981) añade que son los intercambiadores de calor más versátiles en cuanto a variedad de materiales de construcción y tamaño, desde muy pequeños (0,1 m²) hasta gigantes (100000 m²). Sin embargo, Holman, (1999) señala que los intercambiadores de tubos y coraza no son intercambiadores compactos. La relación área – volumen va desde 50 – 100 m²/m³ (15 – 30 pie²/pie³). Así que, requieren un espacio considerable en planta, estructura de soporte y elevados costos de adquisición, instalación y montaje. Por tanto, la mayoría de ellos son mucho más caros comparados con el correspondiente intercambiador compacto. De ahí que, sean reemplazados hoy en día por estos, siempre que las condiciones de operación lo permitan.

1.7 Conclusiones parciales del capítulo

1. Para la correcta manipulación de los productos derivados del petróleo (crudo, *fuel oil* y nafta), es importante el control de la temperatura y la viscosidad ya que en dependencia de esto, el producto fluye con mayor facilidad y no provoca demora en las operaciones.
2. Para lograr que la operación se realice con la calidad requerida es necesario que los equipos de bombeo e intercambiadores de calor estén en buenas condiciones de operación.

Capítulo 2. Materiales y métodos.

En el presente capítulo se realiza una caracterización del área objeto de estudio para facilitar el análisis de la situación tecnológica de la base de crudo y las propuestas a realizar. Se realiza un diagnóstico de la situación de los equipos tecnológicos de la Base de Crudo y Suministro perteneciente a la Empresa Comercializadora de Combustibles de Matanzas (ECCM) y las propuestas de modificaciones necesarias para solucionar dichos problemas, de forma que permita garantizar la calidad del producto requerida por los clientes y las entregas en el tiempo pactado. Se describen además las diferentes metodologías de cálculo empleadas para la evaluación de las bombas de la base de crudo con vistas a su sustitución y la determinación de la adaptabilidad de los calentadores existentes para sustituir los que están fuera de servicio. También se plantean las metodologías de cálculo empleadas para realizar la evaluación energética y económica de las modificaciones propuestas. En el diagrama de bloque que aparece en el anexo 1 se muestra la metodología a seguir en el presente capítulo.

2.1. Caracterización de la Empresa Comercializadora de Combustibles de Matanzas.

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 del 2 de julio 1992 del propio Ministro del Ministerio de la Industria Básica autorizó el cambio de nombre llamándose Empresa Comercializadora de Combustible Matanzas (ECCM). Pertenece en la actualidad al Ministerio de Energía y Minas (MINEM) del sector Cuba-Petróleo (CUPET) en la rama petrolera y se encuentra ubicada en la Carretera Zona Industrial Km. 41/2 Versalles, municipio Matanzas, provincia Matanzas.

Misión: Comercializar los combustibles de la unión CUPET, cumpliendo los requerimientos de los clientes, trabajando por alcanzar sus expectativas y contribuir al desarrollo de la gestión empresarial.

Visión: Ser líderes en la calidad y eficacia de la comercialización de combustibles, logrando satisfacer las expectativas de los clientes externos e internos y contribuir al desarrollo sostenible del país.

Objeto Empresarial

Esta unidad tiene como función principal la de entregar y recibir los diferentes tipos de hidrocarburos por la vía marítima, oleoductos y transporte terrestre (camiones y tanques de ferrocarril), ya sean a usuarios de la provincia como del resto del país.

Estructura organizativa de la Empresa

La estructura de la Empresa se basa en principios de máxima flexibilidad, lo que le permite adaptarse rápidamente a las necesidades del proceso mediante una organización eficaz, buscando la satisfacción de las necesidades de los clientes. La ampliación de las funciones y los contenidos de trabajo de los puestos es objeto de un trabajo permanente, teniendo en cuenta los cambios que se introducen por la modernización de la tecnología, la automatización de la información, el perfeccionamiento de la organización y los métodos de dirección. Existen cuatro Direcciones y cinco Unidades Empresariales de Base presupuestadas (UEB). El organigrama de la Empresa se muestra en la figura 2.1

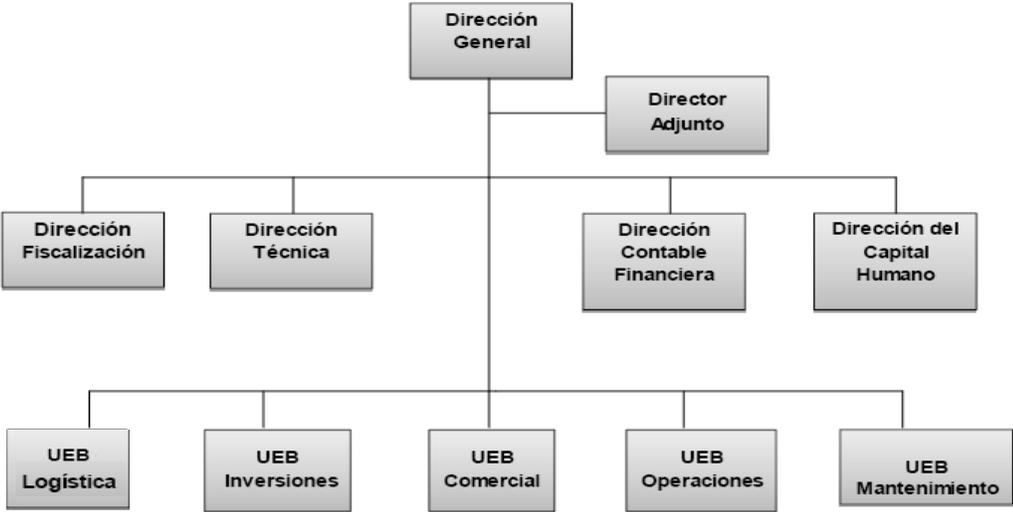


Figura 2.1 .Estructura organizativa de la Empresa. Fuente: Página Web Empresa Comercializadora de Combustibles de Matanzas.

La UEB de operaciones está formada por tres áreas de trabajo que son la base en Tierra, la Terminal 320 y los muelles de aguas profundas.

2.2 Descripción del proceso tecnológico.

La investigación se desarrolla en el área de base en Tierra, que es el área que abarca más instalaciones de la Empresa Comercializadora de Combustibles, porque a su vez está dividida en varias secciones según se muestra en la figura 2.2

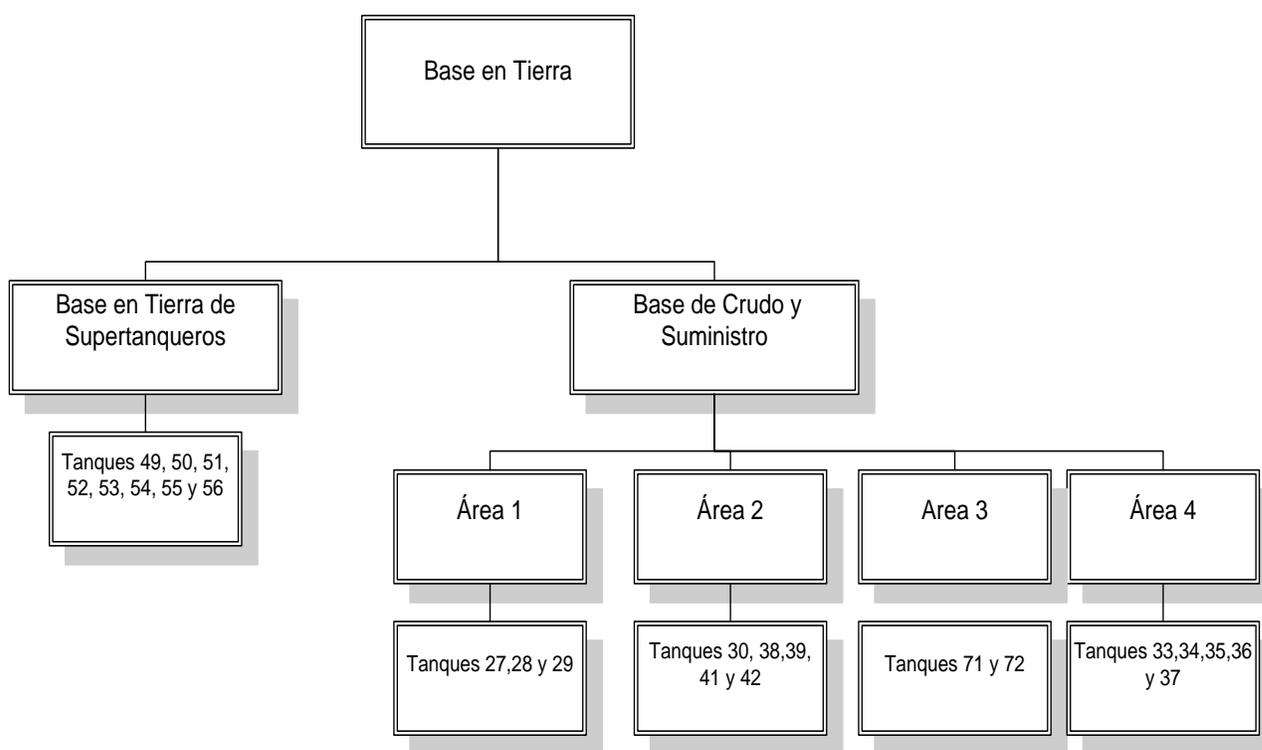


Figura 2.2. Estructura de la Base en Tierra de la Empresa Comercializadora de Combustibles de Matanzas. Fuente: Página Web Empresa Comercializadora de Combustibles de Matanzas.

Los proveedores de crudo nacional para esta área son las Empresas Extractoras y perforadoras de petróleo (EPEP) Centro y Occidente. La nafta y el *fuel oil* se reciben de las refinerías del país.

Los clientes son las centrales termoeléctricas que reciben el crudo por oleoductos y por buques tanques. También se entrega *fuel oil* a los grupos electrógenos de la Central Termoeléctrica (CTE) José Martí. La nafta se entrega a las EPEP Centro para la reducción de viscosidad.

El objetivo de la Base en Tierra es recibir, almacenar, y entregar productos (petróleo crudo nativo, nafta y *fuel oil*) a las centrales termoeléctricas, a la fábrica de Cemento y en algunos casos para otros países como Venezuela y Singapur. La recepción se realiza por oleoductos, pailas y buques tanques para el caso del crudo y por buques tanques para la nafta y el *fuel oil*. Las entregas se realizan por buques tanques y oleoductos en el caso del petróleo crudo nativo y el *fuel oil* y la nafta se trasiegan hacia la Terminal 320 (otra área de la Empresa) desde donde se cargan camiones y se entrega el *fuel oil* a los grupos electrógenos de la Planta Martí. También se cargan vagones de ferrocarril con petróleo crudo nativo desde la estación de bombas del área 1-1. A continuación se describen cada una de estas áreas (Ruiz, 2010).

Base de Supertanqueros

La Base de Supertanqueros está compuesta por 8 tanques de 50000 m³ de capacidad (49, 50, 51, 52, 53, 54,55 y 56), ver anexos 2 y 3. El tanque 49 es de techo flotante, y el resto tienen el techo de domo geodésico, que es una tecnología más avanzada porque evita la evaporación y elimina otras dificultades que tiene la tecnología anterior. Cada uno de estos tanques tiene un *manifold* que permite conectar la salida del tanque a tres líneas principales con los diámetros siguientes; 1220 mm, 820 mm y 630 mm respectivamente; las cuales sirven de enlace desde los muelles hasta esos tanques, permitiendo la recepción y entrega de producto a los buques. EL producto almacenado puede ser petróleo crudo o *fuel oil* según lo concebido por la Empresa (Ferrer, 2011).

Base de Crudo y Suministro (Ruiz, 2010).

La Base de Crudo y Suministro, cuenta con las siguientes áreas de trabajo:

- Área 1-1.

El área 1-1 está compuesta por tres tanques receptores de crudo que son 27, 28 y 29 (ver anexo 4) y por el área de bombas (ver anexo 5). El crudo se recibe de las productoras EPEP Centro y EPEP Occidente luego de pasar previamente por un intercambiador de calor que puede ser el IE 117 o el IE 118. En estos intercambiadores se eleva la temperatura hasta 50 °C lo que facilita el desplazamiento del crudo por las tuberías y se logra alcanzar una mayor temperatura en los tanques de almacenamiento. Los tanques no están aislados térmicamente, por lo que hay pérdidas de temperatura al possibilitarse el intercambio de calor con el medio ambiente. Por ese motivo están provistos de serpentines de vapor para mantener la temperatura en 50 °C, los cuales en estos momentos están fuera de servicio por estar averiados, lo que constituye un problema para mantener la temperatura del producto.

En esta área se elaboran las mezclas de petróleo crudo nativo mejorado (PCNm) con viscosidades de 650, 1100 y 1400 cSt a solicitud del cliente, para ser entregadas por buques a las diferentes termoeléctricas del país (Felton, Mariel, Santiago de Cuba, Nuevitas, Cienfuegos). Para la entrega por buques el producto se hace pasar a través de dos filtros cestas situados antes de las bombas con el objetivo de retener las impurezas que contenga el crudo. A la entrada de los filtros existe un punto de inyección de nafta solvente, donde se adiciona la cantidad de nafta necesaria para reducir la viscosidad del crudo al valor solicitado por el cliente. En este mismo punto, se le añade un aditivo químico (*Bycosín*) que es un dispersante de asfaltenos, para evitar que estos precipiten y formen inquemados en las calderas. De los filtros se dirige a las tres bombas que son de 660 m³/h de capacidad; las que se encuentran conectadas en paralelo. A la salida de las bombas están instalados dos intercambiadores de calor en serie, cuya función es incrementar la temperatura del producto para lograr de esta forma una temperatura final a la salida de la estación 1-1 de 60 °C. A continuación del intercambiador existen líneas que conducen el crudo hacia los diferentes muelles donde atracan los barcos.

También en esta área se preparan mezclas de crudo PCNm (petróleo crudo nativo mejorado) de 450 cSt para el bombeo a la CTE Este Habana (Santa Cruz) de la misma

forma que para la entrega a buques, pero después del intercambiador se alinea hacia los tanques de bombeo a la CTE situados en el área 4.

Otra operación que se hace es la carga de vagones de ferrocarril, la cual se realiza alineando el sistema de la misma forma que para el resto de las entregas, pero después de los intercambiadores se pasa el producto hacia la línea de 20 pulgadas (508 mm) de diámetro que lo conduce hasta el cargadero de ferrocarril, situado en la terminal 320. Esta operación se controla por la terminal 320 para evitar derrames de crudo.

- Área 2-1.

El área No.2-1 o Base de Suministro a las Centrales Termoeléctricas está compuesta por dos sub-áreas fundamentales: el área 2-1 (área de estación de cabecera de los oleoductos a las Centrales Termoeléctricas “Santa Cruz” y “Antonio Guiteras”), (ver anexo 6) y área 2-2 (área de tanques), (ver anexo 7).

El producto destinado al bombeo a Santa Cruz y a Guiteras se prepara en 4 tanques situados en el área 4. Cuando el destino del producto es la CTE Antonio Guiteras, esta operación se realiza recibiendo los oleoductos directamente en el tanque por facilidades operacionales existentes. Si el destino del producto es la CTE Santa Cruz, la preparación del tanque se efectúa desde la estación 1-1 porque requiere un producto de menor viscosidad, y en esa área es donde existen las instalaciones necesarias. El tanque es muestreado y certificado por el laboratorio y una vez aceptado por la termoeléctrica se pone en servicio entregando el producto hasta la estación 2-1.

En el área 2-1 se garantiza el bombeo a las Centrales Termoeléctricas Antonio Guiteras y Santa Cruz. Para el bombeo a Santa Cruz se utiliza un intercambiador de calor para calentar el producto hasta 80 °C, dos filtros cestas para evitar que cualquier partícula llegue a las bombas y 4 bombas, (2 de 120 m³/h y 2 de 45 m³/h de caudal) que se ponen en servicio según la demanda de la CTE. Para la entrega a la CTE “Antonio Guiteras” también se dispone de un intercambiador de calor para calentar el producto hasta 80 °C, dos filtros cestas para evitar que cualquier partícula llegue a las bombas y dos bombas de 90 m³/h de caudal.

El área 2-2 se compone por dos tanques, el 30 y el 38, de 10 000 m³ de capacidad que almacenan *fuel oil*, los cuales están provistos de serpentines de vapor para mantener la temperatura del producto en 50⁰ C. Este producto se entrega a los grupos electrógenos de la CTE José Martí. Los tanques 39, 41 y 42 tienen una capacidad de 1000 m³, 5000 m³ y 5000 m³ de capacidad respectivamente y son utilizados para almacenar nafta solvente, que es una materia prima para la preparación de las mezclas.

- Área 3 (ver anexo 8).

El área 3 es el lugar destinado para la descarga de pailas (camiones cisternas) que transportan crudo procedente de los pozos de Jaruco y Puerto Escondido. Consiste en un descargadero que está conectado mediante una tubería soterrada, con los tanques 71 y 72, los cuales a su vez descargan a los tanques 27, 28 y 29 del área 1-1. La paila se parquea junto al descargadero y después de verificada su documentación se le pone el aterramiento y se procede a descargarla mediante mangueras que conectan el camión cisterna con la canal del descargadero.

- Área 4

El Área 4 está compuesta por 4 tanques: 33, 34, 35 y 36 de 10000 m³ de capacidad (ver anexo 9), destinados al suministro de crudo a las termoeléctricas, donde se almacena el crudo con la calidad requerida para cada termoeléctrica, los cuales están conectados a las bombas de la estación 2-1. También se encuentra el tanque 37 que tiene una capacidad de 50000 m³ y en el que tiene facilidades para la recepción del crudo procedente de los Oleoductos Centro y Occidente, así como para la entrega a buques tanques; está conectado al intercambiador 117, lo que permite calentar el producto durante la recepción y en la entrega a buques tanques. Tiene un serpentín de vapor que mantiene la temperatura del crudo a 50⁰C.

2.3 Análisis fenomenológico del proceso.

- Área 1-1.

Intercambiadores de calor IE 117 e IE 118. Ocurre la operación unitaria de transferencia de calor por el intercambio de calor entre el petróleo crudo y el vapor con aumento de la temperatura hasta 50 °C.

Tanques de almacenamiento 27,28 y 29. Ocurre la operación unitaria de transferencia de calor por el intercambio de calor entre el petróleo crudo y el vapor de los serpentines con mantenimiento de la temperatura en 50 °C.

Filtros. Ocurre la operación unitaria de filtración y la reducción de viscosidad al adicionar nafta.

Bombas. Ocurre la operación unitaria de transporte de fluido por bombeo de líquidos viscosos.

Intercambiadores de calor IE 201 A y B. Ocurre la operación unitaria de transferencia de calor por el intercambio de calor entre el petróleo crudo y el vapor con aumento de la temperatura hasta 60 °C.

- Área 2-1.

Intercambiadores de calor IE 101 e IE 102. Ocurre la operación unitaria de transferencia de calor por el intercambio de calor entre el petróleo crudo y el vapor con aumento de la temperatura hasta 80 °C.

Filtros. Ocurre la operación unitaria de filtración. Cuando se adiciona nafta solvente ocurre la reducción de la viscosidad.

Bombas. Ocurre la operación unitaria de transporte de fluido por bombeo de líquidos viscosos.

Tanques 41,42, 39. Su función es almacenar nafta solvente.

Tanques 38 y 30. Ocurre el fenómeno físico de transferencia de calor por el intercambio de calor entre el *fuel oil* y el vapor de los serpentines, con mantenimiento de la temperatura en 55 °C.

- Área 3.

Descargadero de pailas. Su función es descargar el crudo hacia los tanques 71 y 72.

Tanques 71 y 72. Su función es almacenar el crudo recibido por pailas de forma transitoria, para de ahí enviarlo hacia los tanques receptores de crudo 27, 28 y 29.

- Área 4.

Tanques 33, 34 ,35 y 36. Su función es almacenar el producto que se suministra a las CTE.

Tanque 37. Ocurre la operación unitaria de transferencia de calor por el intercambio de calor entre el crudo y el vapor de los serpentines con mantenimiento de la temperatura en 50 °C.

2.4 Diagnóstico de la situación tecnológica actual.

Con el objetivo de determinar cuáles son los problemas tecnológicos que afectan el funcionamiento de la Base de Crudo y Suministro se aplicaron diferentes técnicas entre las que se encuentran la observación directa, la entrevista y la tormenta de ideas.

-La observación directa según Negrín Sosa y Noguira Rivera, (2002) es una técnica que consiste en observar atentamente el fenómeno, hecho o caso, tomar información y registrarla para su posterior análisis. La observación es un elemento fundamental de todo proceso investigativo; en ella se apoya el investigador para obtener el mayor número de datos.

Pasos que se tuvieron en cuenta para realizar la observación según Rodríguez, (2010):

- Se determina el objeto, situación, caso, etc. (qué se va a observar), En este caso se observa el estado técnico de los equipos tecnológicos y el comportamiento de los parámetros de operación de acuerdo con la actividad que se esté realizando.

- Se determinan los objetivos de la observación (para qué se observa). El objetivo es comprobar si cumple con el valor requerido (temperatura de los barcos, caudal de bombeo, presión de bombeo, etc.).
- Se determina la forma con que se van a registrar los datos. Los datos se toman durante las operaciones de los equipos.
- Se observa cuidadosa y críticamente.
- Se registran los datos observados.
- Se analizan e interpretan los datos.
- Se elaboran conclusiones.

-La entrevista es una técnica para obtener datos que consiste en un diálogo entre dos personas: el entrevistador "investigador" y el entrevistado; se realiza con el fin de obtener información de parte de este, que es, por lo general, una persona entendida en la materia de la investigación.

Procedimiento llevado a cabo para realizar la entrevista según Rodríguez, (2010):

- Se planifica la entrevista. Se determina qué información se necesita recopilar.
- Se elabora una guía para la entrevista. Ver anexo 10.
- Se seleccionan las personas que más conozcan sobre el tema.
- Se programa la entrevista y se planea el tiempo necesario para realizarla.
- Se ubica un lugar apropiado para realizar la entrevista sin interrupciones.
- Se invita al entrevistado y se le informa del objetivo, fecha y lugar donde se realizará la entrevista.

- Se realiza la entrevista, luego se resume y se le permite al entrevistado hacer comentarios. Se le da las gracias.

Esta entrevista se efectuó a varios trabajadores de la Empresa Comercializadora de Combustibles de Matanzas los cuales se nombran a continuación:

Tabla 2.1. Trabajadores entrevistados.

Nombre	Ocupación	Años de experiencia
Osmany Gatorno	Jefe de Área	10
Quirino Hernández	Jefe de Operaciones	35
Luis Ahmed González	Jefe de Brigada	15
Carlos Pacheco	Operador	40
Enildo Benítez	Operador	32

Fuente: Elaboración propia

-La tormenta de ideas es una técnica que consiste en dar oportunidad a todos los miembros de un grupo reunido de opinar o sugerir sobre un determinado asunto que se estudia, ya sea un problema, un plan de mejoramiento u otra cosa, y así se aprovecha la capacidad creativa de los participantes.

Para realizar el diagnóstico y determinar las causas de los problemas tecnológicos que existen en la Base de Crudo y Suministro se reunió a un grupo de compañeros de la Empresa con experiencia en la actividad y se realizó una tormenta de ideas, mediante la cual se pudieron definir los problemas y sus causas.

En el caso en cuestión se seleccionaron cinco expertos:

- Elina Pérez Moré: Ingeniera Química, tecnóloga principal, 35 años de experiencia.

- Noel León Penichet: Ingeniero Mecánico, energético, 29 años de experiencia.
- María Elena Breñas: Licenciada en Economía, 20 años de experiencia.
- Luis Alfredo Espinosa: Ingeniero Industrial, técnico del Departamento de Medio Ambiente, 15 años de experiencia.
- Berta Luzardo García: Ingeniera Química, tecnóloga del Departamento Técnico, 19 años de experiencia.

Procedimiento realizado para la tormenta de ideas según Rodríguez, (2010):

- Se nombró a un moderador del ejercicio.
- Cada miembro del equipo tuvo derecho a emitir una sola idea por cada turno de emisión de ideas.
- No se repitieron las ideas.
- No se criticaron las ideas.
- El ejercicio terminó cuando no existían nuevas ideas.

Posteriormente se relacionaron cada una de las causas utilizando un Diagrama Causa – Efecto, que es una técnica que muestra la relación entre una característica de calidad y los factores que la determinan. En su estructura básica se observan, por un lado las causas (factores) que provocan los efectos o características de calidad y por otro el efecto o característica de calidad analizada. En primer lugar, se define el problema de calidad a analizar, las causas que lo provocan, a continuación se identificaron los factores (causas) que determinan el efecto (característica de calidad) y después se escogió el método a utilizar. Según Valls; Virgil y Ávila, (2002) se utilizan varios métodos entre los que se encuentran los siguientes:

- Método de expansión de grandes ramas.
- Método de expansión de pequeñas ramas (*brainstorming*).

En este trabajo se realiza el Diagrama Causa – Efecto de pequeñas ramas (atendiendo al número de causas y sub-causas que influyen en los problemas), para los incumplimientos de temperatura (ver anexo 11) y las operaciones sucias (operaciones simultáneas) (ver anexo 12), analizándose cada una de las causas que ocasionan el problema.

2.5 Propuestas de modificaciones tecnológicas para solucionar los problemas de bombeo en la ECCM.

Con el análisis realizado en el epígrafe anterior se pudo comprobar que existen demoras en las entregas a buques tanques desde la estación 1-1 por el mal estado técnico de las bombas existentes además de que la bomba de nafta, utilizada para preparar las mezclas tiene una capacidad inferior a los requerimientos del sistema.

Se propone sustituir una de las tres bombas en paralelo existentes en la estación 1-1 por una que se encuentra en los almacenes de la Empresa, así como sustituir la bomba de nafta utilizada para la preparación de las mezclas por una de mayor capacidad que garantice la cantidad de nafta a entregar en cada operación de carga de buques. Las bombas existentes en los almacenes son las siguientes:

1-Bomba centrífuga.

Equipo: CSO4 125-315

Carga: 35,05 m

Caudal de flujo: 200 m³/h

NPSH bomba = 1.8 m

2-Bomba de desplazamiento positivo.

Equipo: L4 NG LEISTRITZ

Carga: 90 m

Caudal de flujo: 660 m³/h

NPSH bomba = 0.8 m

2.5.1. Metodología empleada para la evaluación de las bombas de la Base de Crudo para sustituir las existentes que no cumplen con los requerimientos del sistema. (Rosabal y Garcel, 2006).

Como se plantea en el epígrafe anterior, existen problemas tecnológicos en la Base de Crudo y Suministro, entre los cuales se encuentran las dificultades con los equipos de bombeo, por lo que se hace necesario, determinar si las bombas existentes en los almacenes de la Empresa son capaces de manipular correctamente el flujo requerido bajo las condiciones de explotación. Los tres factores fundamentales que definen si una bomba está en condiciones de manipular cierto flujo cumpliendo con los requisitos técnicos requeridos son: que el caudal (q) de operación esté dentro del rango de operación de la bomba, que la carga (H_b) a manipular sea la correspondiente al caudal requerido según la curva de la bomba dada por el fabricante de la misma y que la carga neta de succión positiva (NPSH) del sistema sea mayor que el NPSH requerido por el fabricante de la bomba, pues de lo contrario dicha bomba cavitara. En caso de que alguno de estos factores no se cumpla, es necesario seleccionar otra bomba que sea capaz de trabajar cumpliendo con los mismos o en su defecto, variar las condiciones del fluido de manera tal que posibilite a las bombas en estudio, cumplir con los requisitos antes mencionados.

Para evaluar estas bombas lo primero que se calcula es la carga del sistema (H_b) para compararla con la carga de la bomba que es dada por el fabricante. Para ello se utiliza la Ecuación del Balance de Energía Mecánica. Dicha ecuación se aplica entre dos puntos cualesquiera del sistema. La misma queda expresada de la forma siguiente:

$$z_1 + \frac{\alpha_1 v_1^2}{2g} + \frac{P_1}{\rho g} + H_b = z_2 + \frac{\alpha_2 v_2^2}{2g} + \frac{P_2}{\rho g} + \sum hf_{1-2} \quad (2.1)$$

Donde:

H_b : Carga de la bomba, (m).

hf : Pérdidas de energía por fricción en el sistema, (m).

v_1 y v_2 : Velocidad del fluido en los puntos 1 y 2, (m/s).

z_1 y z_2 : Altura con respecto al nivel cero de la horizontal en los puntos 1 y 2, (m).

P_1 y P_2 : Presión del fluido en los puntos 1 y 2, (Pa).

α_1, α_2 : Coeficientes de energía cinética en función del régimen de flujo.

Para $Re \leq 2100$: Régimen de flujo laminar, $\alpha=2$

Para $2100 < Re < 4000$: Régimen de flujo de transición, $1,03 < \alpha < 1,08$

Para $Re > 4000$: Régimen de flujo turbulento, $\alpha=1$

Después se despeja de esta ecuación H_b , donde el punto 1 es en la superficie del tanque y el 3 en el final del bombeo, y queda de la siguiente forma:

$$H_b = z_3 + \frac{\alpha_3 v_3^2}{2g} + \frac{P_3}{\rho g} + \sum hf_{1-3} - z_1 - \frac{\alpha_1 v_1^2}{2g} - \frac{P_1}{\rho g} \quad (2.2)$$

Conociendo el flujo (q) y diámetro de la tubería (D), la velocidad del fluido puede determinarse mediante la expresión siguiente:

$$v = \frac{4q}{\pi D^2} \quad (2.3)$$

El número adimensional de Reynolds se obtiene mediante la Ecuación 2.9 de Rosabal y Garcel, (2006).

Las pérdidas por fricción totales del sistema se determinan como:

$$\sum hf = hf_{tubería} + hf_{accesorios} \quad (2.4)$$

Donde las pérdidas por fricción en la tubería se calculan:

$$hf_{tubería} = f \frac{Lv^2}{2gD} \quad (2.5)$$

Donde:

L: Longitud de la tubería, (m).

f: Factor de fricción, depende del régimen de flujo.

Para flujo laminar el factor de fricción se determina como:

$$f = \frac{64}{\text{Re}} \quad (2.6)$$

Para régimen turbulento, el factor de fricción se determina mediante la Figura 3.9 de Rosabal y Garcell, (2006), en función de Re y de la rugosidad relativa (ε) y mediante la siguiente ecuación:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \log \left[\frac{\varepsilon}{3.7} + \left(\frac{6.81}{\text{Re}} \right)^{0.9} \right] \quad (2.7)$$

La rugosidad relativa depende de la rugosidad absoluta (e) y del diámetro interno de la tubería, y se determina mediante la expresión:

$$\varepsilon = \frac{e}{D} \quad (2.8)$$

La rugosidad absoluta (e) puede encontrarse en la Tabla 9 de Rosabal y Garcel, (2006) y depende del material de la tubería (las tuberías con las que se trabaja son de acero al carbono).

Las pérdidas locales o de forma en los accesorios se calculan:

$$hf_{\text{accesorios}} = \frac{\sum K_i v^2}{2g} \quad (2.9)$$

El valor del coeficiente de resistencia local (K_i) para flujo turbulento y laminar se determina en la tabla 3.1 y mediante la Figura 3.24 de Rosabal y Garcell, (2006) respectivamente. También los coeficientes de resistencia local para flujo laminar se pueden

encontrar en McCabe y Smith, (1979). Cada tipo de accesorio tiene un valor de este coeficiente.

Para determinar el NPSH del sistema se emplea la siguiente expresión:

$$NPSH_{sistema} = \frac{P_s - P_v}{\rho g} \quad (2.10)$$

Donde:

P_s : Presión de entrada o de succión de la bomba, (Pa).

P_v : Presión de vapor del fluido a la temperatura de trabajo, (Pa).

ρ : Densidad del fluido a la temperatura de trabajo, (kg/m^3).

g : Aceleración de la gravedad, (m/s^2).

Para determinar la presión de entrada o de succión de la bomba es necesario realizar otro balance de energía mecánica una vez analizado el sistema de flujo de fluido correspondiente, empleando para ello nuevamente la Ecuación del Balance de Energía Mecánica.

Ubicando esta vez el punto 2 a la entrada de la bomba y despejando la presión de succión se obtiene:

$$P_s = \rho g \left(z_1 - z_2 + \frac{\alpha_1 v_1^2}{2g} - \frac{\alpha_2 v_2^2}{2g} + \frac{P_1}{\rho g} + Hb - \sum hf_{1-2} \right) \quad (2.11)$$

Siendo:

$Hb = 0$ (ya que en el tramo evaluado no hay bomba)

La presión de vapor del fluido puede ser obtenida de Perry (1999).

Para facilitar los cálculos, fue utilizada la hoja de cálculo Microsoft Excel.

2.6 Propuestas de modificaciones tecnológicas para solucionar los problemas de calentamiento y operaciones sucias del crudo en la ECCM.

Como resultado de la aplicación de las técnicas que aparecen en el epígrafe 2.4 se llegó a la conclusión de que en la instalación existen dificultades con los tanques de almacenamiento debido al deterioro de los mismos, por lo que han salido de servicio para su reparación varios tanques de forma simultánea, lo que trae como consecuencia que se realicen operaciones simultáneas (operaciones sucias), lo que afecta la calidad de las operaciones y el balance de combustibles de la Empresa, por lo que se proponen las modificaciones que se mencionan a continuación.

2.6.1 Sustitución del IE 117 que está fuera de servicio por dos intercambiadores de calor existentes en la Empresa.

Se propone el montaje de dos calentadores en paralelo situados en la línea de recepción de los oleoductos con el objetivo de sustituir al IE 117 para el calentamiento del crudo hasta 60 °C, procediendo a almacenarlo en el tanque 51. Estos calentadores deben tener capacidad de manipular 200 m³/h cada uno, de modo que pueda asimilar todo el crudo que se recibe en la Empresa. Se prevén también las interconexiones necesarias que permitan enviar el crudo hacia el tanque 51 de la base en Tierra de Supertanqueros, utilizando la línea de 20 pulgadas (508 mm) que era utilizada para el trasiego de nafta y una línea de 24,8 pulgadas (630 mm) similar a la existente para los trasiegos de *fuel oil*.

2.6.1.1 Determinación de la adaptabilidad de los intercambiadores de calor existentes. Análisis de apreciación.

Teniendo en cuenta la propuesta de montaje de dos intercambiadores de calor en paralelo, para el precalentamiento del crudo procedente de EPEP Centro y EPEP Occidente en la posición actual del intercambiador IE-117 se realiza una revisión de los intercambiadores disponibles en la Empresa que no son imprescindibles para realizar otras operaciones y de ellos seleccionar aquellos a evaluar, atendiendo a las necesidades de transferencia de calor y a los datos de diseño. Los intercambiadores que se evalúan fueron seleccionados en base a su área de transferencia y a la diferencia de temperatura que podían alcanzar en las

condiciones en que estaban operando. Para esto se evaluaron dos intercambiadores de tubo y coraza que poseen un arreglo a cuadro y donde el fluido por la coraza es el crudo y el fluido por los tubos es el vapor. A continuación se muestra una tabla con las características de estos intercambiadores de calor.

Tabla 2.2. Características de los intercambiadores a evaluar.

	Valores	Unidades
Flujo de crudo	436656	lb/h
Temperatura inicial del crudo	86,00	°F
Temperatura final del crudo	140,00	°F
Presión del vapor	49,78	lb/pulg ²
Espaciado de los tubos	0,25	pulg
Diámetro Interior de la coraza	35,00	pulg
Numero de tubos	475,00	
Diámetro interior de los tubos	0,75	pulg
Longitud de los tubos	267,72	pulg
Cantidad de deflectores	6,00	
Paso en los tubos (Pitch)	1,25	pulg
Deflectores al 25% espaciados	38,24	pulg
Número de pasos por los tubos	4,00	
Factor de obstrucción (Rd) permitido	0,0050	
Área de Transferencia	2772,891	pie ²
Densidad del crudo	61,82	lb/pie ³
Gravedad específica	0,99	
Calor específico del crudo	0,47	Btu/lb°F
Viscosidad del crudo	5144,30	lb/ h pie
Calor latente del vapor	924	Btu/lb
Conductividad del crudo	0,0662	Btu /h pie ² °F

Fuente: Elaboración propia.

Para conocer si los intercambiadores de calor existentes cumplen con los requisitos operacionales se deben tener en cuenta los siguientes aspectos:

- U_c (coeficiente limpio) $>$ U_d (coeficiente sucio).
- R_d (factor de obstrucción) calculado $>$ R_d (factor de obstrucción) permitido.
- Las caídas de presión tanto por el lado de los tubos como por la coraza deben ser menores de 10 lb/pulg^2

Metodología de cálculo de los intercambiadores de calor.

Para la determinación de la adaptabilidad de los intercambiadores de calor disponibles que existen en la Empresa realizando otras funciones que no son imprescindibles para el desarrollo de las operaciones, se emplea la metodología planteada por Kern, (1999).

El empleo de ecuaciones empíricas hace necesario el uso de unidades del Sistema Inglés.

Para facilitar los cálculos, fue utilizada la hoja de cálculo Microsoft Excel.

1. Condiciones de proceso requeridas.

Las condiciones de proceso que se requieren son:

Para el fluido caliente: T_1 , T_2 ó λ_c (si es vapor), W , C , s , μ , k , R_d , ΔP .

Para el fluido frío: t_1 , t_2 , w , c , s , μ , k , R_d , ΔP .

Donde:

T_1 , T_2 : Temperaturas de entrada y salida del fluido caliente, ($^{\circ}\text{F}$).

t_1 , t_2 : Temperaturas de entrada y salida del fluido frío, ($^{\circ}\text{F}$).

W : Flujo másico del fluido caliente, (lb/h).

w : Flujo másico del fluido frío, (lb/h).

C : Calor específico del fluido caliente, (Btu/ (lb)($^{\circ}\text{F}$)).

c: Calor específico del fluido frío, (Btu/(lb)(°F)).

λ_c : Calor latente de condensación del vapor, (Btu/lb).

s: Gravedad específica.

μ : Viscosidad del fluido, (lb/ (pie)(h)).

k: Conductividad térmica, (Btu/(h)(pie²)(°F/pie)).

Rd: Factor de obstrucción, ((h) (pie²)(°F)/Btu).

ΔP : Caída de presión, (lb/plg²).

2. Datos de diseño requeridos del intercambiador de calor.

Los datos de diseño del intercambiador de calor que se requieren son:

Para el lado de la coraza:

- Diámetro interior.
- Espaciado de los deflectores.
- Pasos.

Para el lado de los tubos:

- Número y longitud.
- Diámetro exterior.
- BWG.
- Arreglo.
- Pasos.

3. Balance de calor.

El calor intercambiado en el equipo por ambos fluidos se determina como:

$$Q = W.\lambda_c = w.c.(t_2 - t_1) \quad (2.12)$$

Donde:

Q : Calor absorbido por el petróleo crudo o cedido por el vapor, (Btu/h).

Según Kern, (1999), las pérdidas por radiación de los intercambiadores usualmente son insignificantes comparadas con la carga térmica transferida en el equipo.

El calor latente de condensación del vapor (λ_c) puede determinarse en la tabla 7 de Kern, (1999).

Se considera el calor específico del crudo igual a 0,47 Btu/lb^oF, según datos suministrados por la Empresa de investigaciones y Proyectos del Petróleo (EIPP), que utiliza ese valor para ejecutar sus cálculos debido a la variabilidad que tienen los crudos en sus propiedades.

4. Determinación de la diferencia verdadera de temperatura.

La diferencia verdadera de temperatura entre las dos corrientes se calcula a partir de ecuación siguiente:

$$\Delta t = LMTD.F_T \quad (2.13)$$

Donde:

Δt : Diferencia verdadera de temperatura entre las dos corrientes, (°F).

LMTD: Media logarítmica de la diferencia de temperatura, (°F).

F_T : Factor de diferencia de temperatura, (adimensional).

De acuerdo a lo planteado por Kern, (1999), para flujos a contracorriente F_T es aproximadamente igual a la unidad, de ahí que:

$$\Delta t = LMTD \quad (2.14)$$

La media logarítmica de la diferencia de temperatura puede ser calculada como:

$$LMTD = \frac{(T_1 - t_2) - (T_2 - t_1)}{\ln \frac{(T_1 - t_2)}{(T_2 - t_1)}} \quad (2.15)$$

5. Cálculos para el lado de los tubos.

Fluido caliente: Vapor saturado.

Según Kern, (1999), al ser corrosivo el condensado del vapor, es recomendable que en el calentamiento el vapor fluya por los tubos del calentador y no por la coraza, de forma tal que no se dañen ambos.

De acuerdo a lo planteado por Incropera, (1999), puesto que el vapor es un fluido que se condensa isotérmicamente, la diferencia verdadera de temperatura (Δt) y la *LMTD* son idénticas.

a) Determinación del área de flujo.

El área de flujo para el lado de los tubos se determina mediante la expresión:

$$a_t = \frac{N_t \cdot a_t'}{144n} \quad (2.16)$$

Donde:

a_t : Área de flujo, (pie²).

a_t' : Área de flujo por tubo, (pulg²).

N_t : Número de tubos.

n : Número de pasos en los tubos.

El área de flujo por tubo puede determinarse en la Tabla 10 de Kern, (1999).

b) Cálculo de la velocidad másica.

La velocidad másica del vapor queda expresada como:

$$G_t = \frac{W}{a_t} \quad (2.17)$$

Donde:

G_t : Velocidad másica del vapor en los tubos, (lb/(h)(pie²)).

W : Flujo másico de vapor, (lb/h).

a_t : Área de flujo, (pie²).

c) Determinación del diámetro interior de los tubos.

El diámetro interior de los tubos, en pie (D), puede determinarse en la tabla 10 de Kern, (1999).

d) Cálculo del número de Reynolds.

Una vez determinado el diámetro interior de los tubos y la velocidad másica del vapor, el número de Reynolds para el lado de los tubos queda expresado de la siguiente forma:

$$Re_t = \frac{D.G_t}{\mu} \quad (2.18)$$

Donde:

D : Diámetro interior del tubo, (pie).

G_t : Velocidad másica del vapor en los tubos, (lb/(h)(pie²)).

μ : Viscosidad del vapor a T_a , (lb/(pie)(h))

T_a : Temperatura promedio del fluido caliente, (°F).

La viscosidad del vapor a T_a puede ser determinada mediante la figura 15 de Kern, (1999).

e) Determinación del coeficiente de transferencia de calor.

De acuerdo a lo planteado por Pavlov, (1981) los coeficientes de transferencia de calor asociados con la condensación del vapor son altos, por lo que se adopta un valor conservador convencional para el coeficiente de película, puesto que este nunca es la película controlante. Para todos los servicios de calentamiento que empleen vapor de agua relativamente libre de aire, se usará un valor de $h_i = h_o = h_{i0} = 1500 \text{ Btu/ (h)(pie}^2\text{)(}^\circ\text{F)}$ para la condensación del vapor sin considerar su localización.

f) Determinación de la temperatura de la pared del tubo.

La temperatura de la pared del tubo se calcula como:

$$t_w = t_a + \frac{h_{i0}}{h_{i0} + h_o} (T_a - t_a) \quad (2.19)$$

Donde:

t_w : Temperatura de la pared del tubo, ($^\circ\text{F}$).

t_a : Temperatura promedio del fluido frío (crudo), ($^\circ\text{F}$).

T_a : Temperatura promedio del fluido caliente (vapor), ($^\circ\text{F}$).

h_o : Coeficiente de transferencia de calor del fluido exterior (crudo), ($\text{Btu/ (h) (pie}^2\text{)(}^\circ\text{F)}$).

h_{i0} : Coeficiente de transferencia de calor del fluido interior (vapor) referido al diámetro exterior del tubo, ($\text{Btu/ (h)(pie}^2\text{)(}^\circ\text{F)}$).

6. Cálculos para el lado de la coraza.

Fluido frío: Petróleo crudo.

a) Determinación del área de flujo.

El área de flujo para el lado de la coraza se determina mediante la expresión:

$$a_s = \frac{DI.C'.B}{144.P_T} \quad (2.20)$$

Donde:

a_s : Área de flujo, (pie²).

DI : Diámetro interior de la coraza, (pulg).

C' : Sección libre entre tubos, (pulg).

B : Espaciado de los deflectores, (pulg).

P_T : Espaciado de los tubos, (pulg).

$$P_T = C' + d_o \quad (2.21)$$

Donde:

d_o : Diámetro exterior de los tubos, (pulg).

b) Cálculo de la velocidad másica.

Conociendo el flujo másico de crudo (w) y el área de flujo para el lado de la coraza (a_s), la velocidad másica del crudo (G_s) queda expresada según la ecuación 2.17.

c) Determinación del diámetro equivalente.

El diámetro equivalente para el lado de la coraza puede determinarse en función del tipo de arreglo dispuesto en el cabezal de los tubos.

Para arreglo en cuadro:

$$d_e = \frac{4 \cdot \left(P_T^2 - \frac{\pi d_o^2}{4} \right)}{\pi d_o} \quad (2.22)$$

Donde:

d_e : Diámetro equivalente, (plg).

d_o : Diámetro exterior de los tubos, (plg).

P_T : Espaciado de los tubos, (plg).

Los diámetros equivalentes para los arreglos comunes se incluyen en la figura 28 de Kern, (1999), y pueden ser determinados en dicha figura a partir del diámetro exterior de los tubos (d_o) y del espaciado entre tubos (P_T).

d) Cálculo del número de Reynolds.

Una vez calculado el diámetro equivalente en pie (D_e) y la velocidad másica del crudo (G_s), el número de Reynolds para el lado de la coraza queda expresado según la Ecuación 2.18.

La viscosidad del crudo a t_a (temperatura promedio del fluido frío) se determina mediante el empleo del *Software* “Viscosidad y Mezcla” (Riveiros, 2013).

e) Determinación del factor de transferencia de calor.

El factor de transferencia de calor (j_H) puede ser determinado a partir del número de Reynolds (Re_s) en la figura 28 de Kern, (1999).

2.6.1.2. Cálculos de las pérdidas por fricción para recibir el crudo en el tanque 51 y determinación de la altura que puede alcanzar el crudo.

Aplicando la ecuación del balance de energía se calcula la altura que puede alcanzar el crudo en el tanque 51. Previamente se calculan las pérdidas por fricción total del sistema aplicando la misma metodología que se establece en el epígrafe 2.5.1. Despejando la altura en el punto 2 en la ecuación del balance de energía se obtiene:

$$z_2 = z_1 + \frac{\alpha_1 v_1^2}{2g} + \frac{P_1}{\rho g} + Hb - \frac{\alpha_2 v_2^2}{2g} - \frac{P_2}{\rho g} - \sum hf_{1-2} \quad (2.23)$$

2.7 Propuestas de modificaciones tecnológicas para solucionar los problemas de demoras en los trasiegos de fuel oil.

Para solucionar las demoras en los trasiegos de *fuel oil*, se propone sustituir la entrega por gravedad con la instalación de una bomba existente en la Empresa que agilice estas operaciones de trasiegos internos. Esta bomba tiene los siguientes datos:

Bomba de husillo:

Equipo: HC 232-121

Fabricante: KSB- ITUR

Caudal de flujo: 500 m³/h

Presión de descarga: 6 kg/cm² = 588399Pa

NPSH bomba = 4.3 m

2.7.1 Metodología empleada para sustituir la entrega por gravedad con la instalación de una bomba existente.

La metodología que se utiliza para solucionar este problema es la misma que se utilizó en el epígrafe 2.5.1 ya que lo que se hace es evaluar la bomba que hay disponible en la Empresa

para ver si cumple con los requerimientos necesarios y de esta manera solucionar las demoras en los trasiegos de *fuel oil*.

2.8 Evaluación económica de las modificaciones propuestas.

Teniendo en cuenta que las modificaciones tecnológicas propuestas requieren de inversiones para la adquisición de algunos de los equipos y accesorios necesarios, se realiza una evaluación económica que permita valorar la factibilidad de la inversión a realizarse. Estimar la rentabilidad de una inversión supone conocer si se ganará dinero en ella, es decir, si el flujo de caja obtenido compensa todos los egresos hechos, sea por inversión o costos. Para ello, según plantea León, *et al*, (2010) no se debe solamente identificar, cuantificar y valorar sus costos y beneficios, sino que se requiere también de criterios cuantitativos o indicadores económicos. Los indicadores más conocidos de acuerdo a lo expuesto en la bibliografía consultada (Brizuela, (1987), Peters y Timerhaus, (1991) y Turton, *et al*, (1998)), son: el valor actual neto (VAN), la tasa interna de retorno (TIR), el período de recuperación de la inversión (PRI) y el porcentaje de retorno (%Ret).

2.8.1 Metodología empleada para la estimación de la inversión.

Para la estimación de la inversión se tomaron los datos de las ofertas de los equipos y accesorios existentes en el Departamento de Inversiones de la Empresa. En el caso de los intercambiadores de calor solo se utilizó el costo de instalación porque eran intercambiadores de otros usos en la Empresa.

2.8.2 Metodología de cálculo de los indicadores de factibilidad económica de la inversión.

Valor Actual Neto (VAN).

El Valor Actual Neto (VAN) de un proyecto mide en dinero corriente el grado de mayor riqueza que tendrá el inversionista en el futuro si emprende el proyecto. Se define como el valor actualizado del flujo de ingresos netos obtenidos durante la vida útil económica del proyecto a partir de la determinación por año de las entradas y salidas de efectivo, desde que se incurre en el primer gasto de inversión durante el proceso inversionista hasta que

concluyen los años de operación o funcionamiento del proyecto menos la inversión inicial (León, *et al.*, 2010).

Para el cálculo del VAN se emplea la ecuación:

$$VAN = \sum MF_{act} \quad (2.24)$$

Donde:

MF_{act} : Movimiento de fondos actualizado, (\$).

El movimiento de fondos actualizado se determina como:

$$MF_{act} = \frac{MF_{acum}}{(1+i)^n} \quad (2.25)$$

Donde:

MF_{acum} : Movimiento de fondos acumulado, (\$).

n: Número del año en el horizonte.

i: Interés vigente para la Empresa.

El movimiento de fondos acumulado (MF_{acum}) es la suma de los movimientos de fondo para cada año hasta el año analizado, donde el cambio de signo indica que se recuperó la inversión.

Tasa Interna de Retorno (TIR).

Este criterio busca una tasa que sirva para medir los méritos del proyecto. La tasa Interna de Retorno es aquella tasa de descuento o interés que iguala el valor presente de los flujos de efectivo con la inversión del proyecto, es la tasa que hace cero el VAN. Esta tasa que se busca no depende del interés que prevalece en el mercado de dinero, es intrínseco al proyecto que se estudia y no depende de otra cosa que no sea el flujo de efectivo del propio

proyecto (León, *et al*, 2010). En este análisis la Tasa Interna de Retorno siempre se compara con la tasa de descuento o interés vigente.

Para el cálculo de la TIR se emplea la ecuación:

$$TIR = i_1 - \left((i_1 - i_2) \frac{VAN(+)}{VAN(+)-VAN(-)} \right) \quad (2.26)$$

Donde:

i_1 : Tasa de descuento o interés a la que se obtiene el VAN positivo.

i_2 : Tasa de descuento o interés a la que se obtiene el VAN negativo.

Período de recuperación de la inversión (PRI).

El Período de recuperación marca un momento (en años, meses, días), en que los costos del proyecto se suplen con los beneficios logrados. Su determinación, a partir del flujo de caja, es como se muestra:

$$PRI = t_i + \frac{|MF_{act_i}|}{MF_{i+1}} \quad (2.27)$$

Donde:

t_i : Año en que el movimiento de fondo actualizado cambia de signo.

Teniendo en cuenta la inversión, el Período de recuperación puede determinarse como:

$$PRI = \frac{I}{G} \quad (2.28)$$

Donde:

I: Inversión (\$).

G: Ganancia (no incluye la amortización), (\$/a).

Porcentaje de retorno de la inversión (%Ret).

El porcentaje de retorno determina el ritmo anual en que la inversión retorna a través de la ganancia, quedando expresado como:

$$\% Ret = \frac{G}{I} \cdot 100 \quad (2.29)$$

2.9 Conclusiones parciales del capítulo.

1. Fueron determinados los principales problemas existentes en el área objeto de estudio, los cuales son: dificultades de bombeo, incumplimiento de la temperatura del crudo en la entrega a buques tanques y la realización de operaciones simultáneas.
2. Los problemas existentes pueden ser solucionados realizando modificaciones tecnológicas basadas en la aplicación de la ecuación de balance de energía mecánica y los métodos de cálculo existentes para evaluar bombas e intercambiadores de calor.
3. Las modificaciones tecnológicas propuestas requieren de una inversión cuya factibilidad económica es evaluada utilizando los métodos de cálculo del VAN (valor actual neto) y la TIR (tasa interna de retorno).

Capítulo 3. Análisis de los resultados.

En este capítulo se realiza un análisis de los resultados obtenidos a partir de los cálculos realizados y de la evaluación técnica-económica de las modificaciones tecnológicas propuestas basadas en la metodología explicada en el capítulo 2.

3.1 Resultados del diagnóstico de la situación actual.

Se realizó el diagnóstico de la situación tecnológica que tiene la Base de Crudo y Suministro en la actualidad, detectándose cuatro problemas fundamentales, que son:

- Dificultades con los equipos de bombeo.
- Incumplimiento de la temperatura de entrega a buques.
- Operaciones sucias.
- Demoras en las operaciones de *fuel oil*.

3.1.1 Dificultades con los equipos de bombeo.

En el diagnóstico realizado se detectó que existen dificultades con los equipos de bombeo de la estación 1.1. De tres bombas de crudo existentes, una está fuera de servicio, lo que afecta a las operaciones de entrega a buques ocasionando demoras y por consiguiente, afectaciones por sobreestadía. También existen problemas con la bomba de nafta que se utiliza para la preparación de mezclas, porque es una sola y el caudal es insuficiente para satisfacer las necesidades de bombeo. Estos dos aspectos traen como consecuencia demoras en la realización de las operaciones.

3.1.2 Incumplimiento en el valor de la temperatura del crudo en la entrega a buques-tanques.

Las causas que inciden en el incumplimiento del valor de la temperatura del crudo que se entrega a los buques son las siguientes:

- Utilización de una sola caldera durante la carga de buques por problemas técnicos de las restantes calderas.

- Intercambiadores de calor en la recepción de oleoductos (IE117 e IE 118) fuera de servicio.
- Los serpentines de los tanques # 27, 28 y 29 fuera de servicio.

En cálculos realizados por los técnicos del área se ha demostrado que una sola caldera no es suficiente para garantizar la carga de buques tanques y los bombeos a la CTE (Central Termoeléctrica). En los últimos meses, las calderas están confrontando problemas técnicos, lo que ha ocasionado que esté en funcionamiento sólo una de ellas durante la carga de buques, por lo que se afecta la temperatura de salida.

La Base, como condición de diseño y proyecto, está diseñada para tener una temperatura de almacenamiento de 50 °C, que se mantiene con el sistema de serpentines en los tanques, los cuales permiten mantener los valores de temperatura, pero no incrementarlos. Los oleoductos de aporte no cumplen con la condición de temperatura de almacenamiento. El oleoducto Occidente envía el producto a una temperatura de 40 a 43 °C en su punto final, mientras que el que proviene del oleoducto Centro llega a una temperatura de 30 a 35 °C. La temperatura de 50 °C se alcanza mediante la utilización de intercambiadores de calor identificados como IE 117 e IE 118. En estos momentos los intercambiadores están fuera de servicio y el único tanque que tiene serpentín en funcionamiento es el tanque 37, el cual mantiene la temperatura, pero no la eleva. Por este motivo la temperatura de los tanques depende de la temperatura ambiente y del tiempo de residencia del crudo en los tanques, siendo en todos los casos inferior a 50 °C, por lo que aunque trabajen los intercambiadores de la 1-1, no alcanzan la temperatura deseada. Si a esto se añade que por trabajar con una sola caldera, el suministro de vapor no es suficiente, la situación empeora.

Con la salida de servicio del tanque 29, se prevé utilizar el tanque 51 como tanque de almacenamiento para entregar a los buques por gravedad. Este tanque no tiene medio de calentamiento, por lo que cuando se comience a utilizar esta variante no se puede cumplir con la temperatura de entrega.

3.1.3 Operaciones sucias.

La Base de Crudo tiene como tanques receptores del crudo procedente de Centro y Occidente, los tanques 27, 28, 29 y 37, así como 4 tanques destinados a almacenar el producto destinado a las CTE (33, 34, 35 y 36). En estos momentos el tanque 28 está fuera de servicio por reparación y el tanque 29 tiene salideros por el fondo, lo que obligó a sacarlo fuera de servicio, por lo tanto para las operaciones de recepción, almacenamiento y entrega solamente se cuenta con los tanques 27 y 37. Para poder satisfacer las necesidades de los clientes y recibir los oleoductos se hace necesario realizar operaciones simultáneas con la recepción de oleoductos y pailas por las siguientes causas:

- Las pailas solamente tienen facilidades para recibirse en los tanques 27, 28 y 29 y al estar estos dos últimos fuera de servicio, cuando se realiza una entrega desde el tanque 27 se hace simultáneamente con la recepción de pailas. En estas operaciones se incluyen los trasiegos a la T 320, preparación de mezclas, entrega a buques, etc.
- En ocasiones no existe la capacidad suficiente para recibir los oleoductos en el tanque que no está entregando, por lo que hay que recibir y entregar del mismo tanque.
- Cuando la capacidad disponible para la entrega de un buque está en los tanques 27 y 37, se carga de los dos tanques a la vez y el tanque 27 tiene que estar recibiendo pailas porque no hay otra facilidad para recibirlas, por lo que la operación es sucia ya que los oleoductos estarán en el tanque 37, o donde exista la capacidad suficiente.

En general se están realizando las operaciones de la base con dos tanques solamente, por lo que se hace muy difícil separar las operaciones.

3.1.4 Demoras en las operaciones de *fuel oil*.

En la Empresa Comercializadora se realizó una inversión consistente en la instalación de cinco tanques de 50000 m³ cada uno para el almacenamiento de *fuel oil*. No se consideró la posibilidad de utilizar equipos de bombeo para realizar los trasiegos entre tanques y con

otras áreas de la Empresa, lo que ha ocasionado demoras en estas operaciones, por lo que se hace necesario la evaluación de una bomba para este fin y evitar demoras innecesarias.

3.2 Solución a las propuestas de alternativas.

Después de analizadas las dificultades existentes se procede a dar solución a las propuestas de alternativas mencionadas en el capítulo dos.

3.2.1 Evaluación de las bombas de crudo y nafta existentes en la Empresa para sustituir las de la estación 1-1.

En los almacenes de la Empresa existe una bomba de desplazamiento positivo y una centrífuga que pudieran ser utilizadas. La primera se selecciona para el bombeo del crudo ya que este fluido es muy viscoso y esta bomba está diseñada para sustancias con estas características y la segunda para la nafta debido a que posee menor viscosidad que el crudo. Ambas bombas se evalúan para ver si satisfacen los requisitos operacionales.

3.2.1.1 Evaluación de la bomba de crudo. Ver anexo 13.

Para calcular la carga del sistema:

$v_1 = 0$ (por estar ubicado el punto en el nivel del líquido en el tanque).

$P_1 = P_3 = 101325 \text{ Pa}$ (presión atmosférica).

Sustituyendo cada dato en la ecuación del Balance de Energía Mecánica (2.2) y despejando la carga de la bomba (H_b) se obtiene que:

$H_{\text{sistema}} = 63,56 \text{ m}$

El NPSH del sistema se calcula a través de la ecuación (2.10) y para esto es necesario conocer primeramente la presión de entrada o succión de la bomba:

Al analizar el esquema se tiene que:

$z_1 = 13,5 \text{ m}$

$$z_2 = 6,5\text{m}$$

$v_1 = 0$ (por estar ubicado el punto en el nivel del líquido en el tanque).

$v_2 = 0,95\text{m/s}$ (calculada).

$P_1 = 101325\text{ Pa}$ (presión atmosférica).

$H_b = 0$ (en el tramo no hay bomba).

Despejando la Presión de entrada o succión en la ecuación de Energía Mecánica se obtiene la ecuación (2.11) y sustituyendo cada término se obtiene que:

$$P_s = 61096,18\text{ Pa}$$

Sustituyendo la presión de succión en la ecuación (2.9) se obtiene que:

$$\mathbf{NPSH_{sist} = 3,84\text{ m}}$$

En la Empresa se encuentra disponible una bomba de desplazamiento positivo con los siguientes datos:

Equipo: L4 NG LEISTRITZ

Carga (H_b): 90 m

Caudal de flujo (q): $660\text{ m}^3/\text{h}$

$NPSH = 0,8\text{m}$

Teniendo en cuenta los cálculos realizados anteriormente se puede plantear que:

- El flujo de la bomba va a ser igual al flujo del sistema ($660\text{ m}^3/\text{h}$) ya que es el flujo máximo a pasar por esta bomba, para garantizar entre las tres un flujo total de $1980\text{ m}^3/\text{h}$ para la entrega a los muelles. En el caso que se utilicen dos bombas el flujo total sería de $1320\text{ m}^3/\text{h}$.
- La carga del sistema es menor que la carga de la bomba.
- Como el $NPSH$ de la bomba es menor que el $NPSH$ del sistema, la bomba seleccionada no cavita para las condiciones en que fue evaluada.

Por lo que se concluye que la bomba evaluada puede ser utilizada para sustituir la bomba de crudo que se encuentra en mal estado técnico.

A continuación se muestran las tablas que contienen los datos obtenidos en la empresa y los resultados de los cálculos realizados.

Tabla 3.1. Resultados obtenidos en la evaluación de la bomba de crudo (tramo de succión).

Datos	Tramo de 36 pulgadas		Tramo de 20 pulgadas	
ρ 15 (kg/m ³)	999,40		999,40	
v(m ² /s)	0,0014		0,0014	
D (m)	0,898		0,495	
L (m)	482		100	
Q(m ³ /h)	1980		660	
E	0,0002		0,0004	
A (m ²)	0,633		0,192	
V (m/s)	0,87		0,95	
Re	557,02		336,84	
f	0,11		0,19	
hf tub (m)	2,37		1,78	
Accesorios:	Cantidad	Ki	Cantidad	Ki
Codo de 90=	90	Ki = 1	2	Ki = 1
Codo de 45=	1	Ki= 2	0	
Válvula de cuña =	3	Ki=1,8	1	Ki= 2,4
	estrechamiento		0.34807553	
hf acc (m)	3,76		0,20	
Z1 (m)	13,5			
Z2 (m)			6,5	
hf total de succión	8,11			
Caída de presión de los filtros	29082,84			

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 3.2. Resultados obtenidos en la evaluación de la bomba de crudo (tramo de descarga).

Datos	Tramo de 16 pulgadas		Tramo de 24 pulgadas	
ρ 15 (kg/m³)	999,40		999,40	
v(m²/s)	0,0014		0,0014	
D (m)	0,495		0,610	
L (m)	53		2000	
Q(m³/h)	660		1980	
E	0,0004		0,0003	
A (m²)	0,192		0,292	
V (m/s)	0,95		1,88	
Re	336,84		820,00	
f	0,19		0,08	
hf tub (m)	0,94		46,24	
Accesorios:	Cantidad	Ki	Cantidad	Ki
Codo de 90=	8	Ki= 1	60	Ki= 1
Codo de 45=	0		7	Ki = 1
"T"	1	Ki= 0,7	0	
Válvula de cheque	1	Ki=5,7	0	
Válvula de compuerta abierta	0		12	Ki= 1,8
Válvula de globo	2	Ki=12	2	Ki= 11
	k ensanchamiento		-0,505712577	
hf acc (m)	1,7547		19,9860	
Z3 (m)	0			
hf total de descarga	68,92			
hf total sistema (m)	77,04			

Fuente: Elaboración propia.

3.2.1.2 Evaluación de la bomba de nafta. Ver anexo 14.

La bomba de nafta que se encuentra instalada tiene un caudal de $80\text{m}^3/\text{h}$, que resulta insuficiente para la preparación de las mezclas, por lo que se evalúa para este servicio una bomba centrífuga de $200\text{m}^3/\text{h}$ existente en los almacenes.

Para calcular la carga del sistema:

$v_1 = 0$ (por estar ubicado el punto en el nivel del líquido en el tanque).

$P_1 = 101325 \text{ Pa}$ (presión atmosférica).

$P_3 = 255060 \text{ Pa}$ (leída en el manómetro que se encuentra en el punto de inyección de nafta).

Sustituyendo cada dato en la ecuación del Balance de Energía Mecánica (2.2) y despejando la carga de la bomba (H_b) se obtiene que:

$H_{\text{sistema}} = 29,18\text{m}$

La metodología a seguir para calcular el NPSH es la utilizada en el epígrafe 3.2.1.1.

Al analizar el esquema se tiene que:

$z_1 = 16,9\text{m}$

$z_2 = 2,5\text{m}$

$v_1 = 0$ (por estar ubicado el punto en el nivel del líquido en el tanque).

$v_2 = 3,05\text{m/s}$ (calculada).

$P_1 = 101325 \text{ Pa}$ (presión atmosférica).

$H_b = 0$ (en el tramo no hay bomba).

De este modo se obtiene que:

$$P_s = 155704,4 \text{ Pa}$$

Sustituyendo P_s en la ecuación (2.9) el resultado es:

$$\mathbf{NPSH_{sist} = 12,14 \text{ m}}$$

En la Empresa se encuentra disponible una bomba centrífuga con los siguientes datos:

Equipo: CSO4 125-315

Carga (Hb): 35,05 m

Caudal de flujo (q): 200 m³/h

NPSH = 1,8 m

Teniendo en cuenta los cálculos realizados anteriormente se puede plantear que:

- El flujo de la bomba es igual al flujo del sistema (200 m³/h) ya que es el flujo máximo que se desea para garantizar el tiempo establecido para los trasiegos.
- La carga del sistema es menor que la carga de la bomba.
- Como el NPSH de la bomba es menor que el NPSH del sistema, la bomba seleccionada no cavita para las condiciones en que fue evaluada.

Por lo que se puede concluir que la bomba propuesta puede ser utilizada para sustituir la que tiene una capacidad inferior a los requerimientos del sistema.

A continuación se muestran las tablas que contienen los datos obtenidos en la Empresa y los resultados de los cálculos realizados.

Tabla 3.3. Resultados obtenidos en la evaluación de la bomba de nafta (tramo de succión).

Datos	Tramo de 10 pulgadas	Tramo de 6 pulgadas		
ρ 15 (kg/m³)	830,00	830,00		
v(m²/s)	0,000001	0,000001		
D (m)	0,305	0,152		
L (m)	660	42		
Q(m³/h)	200	200		
e	0,0007	0,0013		
A (m²)	0,073	0,018		
v (m/s)	0,76	3,05		
Re	232072,15	464144,29		
α	1	1		
f	0,02	0,02		
hf tub (m)	1,25	2,82		
Accesorios:				
Codo de 90=	20	6	0,75	Ki
Codo de 45=	6	2	0,35	
Válvula de cuña =	1		0,17	
"T"		1	0,4	
	estrechamiento		0,375	
hf acc (m)	0,5219	2,6501		
Z1 (m)	16,9			
Z2 (m)		2,5		
hf total de succión	7,24			

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 3.4. Resultados obtenidos en la evaluación de la bomba de nafta (tramo de descarga).

Datos	Tramo de 6 pulgadas		
ρ 15 (kg/m ³)	830,00		
v(m ² /s)	0,000001		
D (m)	0,152		
L (m)	16		
Q(m ³ /h)	200		
e	0,0013		
A (m ²)	0,018		
v (m/s)	3,05		
Re	464144,29		
α	1		
f	0,02		
hf tub (m)	1,08		
Accesorios:			
Codo de 90=	8	0,75	Ki
"T"	1	0,4	
Válvula de retención (check)	1	2,5	
Válvula de globo	2	6	
hf acc (m)	9,8907	0,375	
Z3 (m)	8,5		
hf total de descarga	10,97		
hf total sistema (m)	18,21		

Fuente: Elaboración propia.

3.2.2 Solución a los problemas de calentamiento y operaciones sucias del crudo en la ECCM.

Para dar solución a la problemática descrita en los epígrafes 3.1.2 y 3.1.3 se evalúa un intercambiador de calor existente que se encuentra fuera de servicio en la Terminal- 320 y otro similar a éste existente en los almacenes de la empresa, para sustituir el intercambiador IE -117 que se utiliza para calentar el crudo en los oleoductos antes de entrar a los tanques de almacenamiento. También se evalúa la posibilidad de recibir el crudo calentado con el intercambiador en el tanque 51 de la Base en Tierra para solucionar las operaciones sucias al poder utilizar un tanque más de 50000 m³.

3.2.2.1 Evaluación de los intercambiadores de calor.

Según la metodología de cálculo que se hace referencia en el sub-epígrafe 2.6.1.1 podemos calcular el factor de obstrucción, los coeficientes sucios y limpios, así como las caídas de presión en la coraza y en los tubos.

Para el coeficiente limpio se tiene que:

$$h_{io} = 1500 \text{ Btu/h pie}^2 \text{ } ^\circ\text{F}$$

$$h_{o} = 86,3 \text{ Btu/h pie}^2 \text{ } ^\circ\text{F}$$

Por lo tanto

$$U_c = \mathbf{81,60 \text{ Btu/h pie}^2 \text{ } ^\circ\text{F}}$$

Para el coeficiente sucio se tiene que:

$$Q = 11082329,28 \text{ Btu/h}$$

$$A = 2772,91 \text{ pie}^2$$

$$LMTD = 166,55$$

Por lo tanto:

$$U_d = \mathbf{24 \text{ Btu/h pie}^2 \text{ } ^\circ\text{F}}$$

Con el cálculo de U_d y U_c se procede a calcular R_d y se obtiene:

$$R_d = \mathbf{0,029}$$

Para el cálculo de las caídas de presión se obtiene lo siguiente:

- Por el lado de la coraza:

Factor de fricción de la coraza (f) = 0,07

Velocidad másica (G_s) = 234871,6 Lb/h pie³

Diámetro interior de la coraza (D) = 35 pulgadas

Número de cruces = 7

Diámetro equivalente (D_e) = 0,99 pulgadas

Factor de corrección de viscosidad (Φ) = 1,91

- Por el lado de los tubos:

Factor de fricción del lado de los tubos = 0,00018

Flujo de vapor (G_t) = 31965,14 Lb/hpie³

Longitud de los tubos = 267,72 pulgadas

Número de pasos por los tubos = 4

Diámetro interior de los tubos (D) = 0,75 pulgadas

Gravedad específica del vapor (S) = 0,001880141

Factor de corrección de viscosidad (Φ) = 1,91

Con todos estos valores se procede a calcular las caídas de presión y se obtuvieron los siguientes resultados:

$$\Delta P \text{ coraza} = 9,6 \text{ Lb/pulg}^2$$

$$\Delta P \text{ tubos} = 0,70 \text{ Lb/pulg}^2$$

Teniendo en cuenta lo planteado en el sub-epígrafe 2.6.1.1 se comparan los valores obtenidos para verificar si se cumplen o no los requisitos mencionados:

- $U_c = 81,60 \text{ Btu/h pie}^2 \text{ } ^\circ\text{F} > U_d = 24 \text{ Btu/h pie}^2 \text{ } ^\circ\text{F}$
- $R_d \text{ calculado} = 0,029 > R_d \text{ permitido} = 0,005$
- $\Delta P \text{ coraza} = 9,6 \text{ Lb/pulg}^2 < 10 \text{ Lb/pulg}^2$
- $\Delta P \text{ tubos} = 0,70 \text{ Lb/pulg}^2 < 10 \text{ Lb/pulg}^2$

Por lo que se concluye que los intercambiadores de calor que se seleccionaron para evaluar pueden ser utilizados para calentar el crudo en los oleoductos antes de entrar a los tanques de almacenamiento. A continuación se muestra una tabla que contiene los resultados de los cálculos realizados.

Tabla 3.5. Resultados de los cálculos realizados para la evaluación de los intercambiadores de calor.

Lado de la coraza						
Fluido en la coraza =	crudo					
Picth =	C' +de	1,25				
Area de flujo	As	$As = (DI \cdot C \cdot B) / (144 \cdot Pt)$	1,859126203	pie ²		
Masa	Gs	$Gs = W / As$	234871,6291	Lb/h pie ³		
Diámetro equivalente	De	Fig 28 Kern con de y Pt	0,99	pulg	0,0825	pie
Reynold	Re	$Re = De \cdot G / m$	3,766677346	laminar		
Factor de transferencia de calor	JH	Figura 28 del Kern con Re	1,7			
Factor	$k(C\mu/k)^{1/3}$		2,188731323			
Coefficiente de transferencia de calor	h_0/ϕ	$h_0/\phi = jh \cdot k / De \cdot (c\mu/k)^{1/3}$	45,10113029	Btu/h pie ² F		
Lado de los tubos						
Coefficiente de transferencia de calor	hio	Del Kern para el vapor	1500	Btu/h pie ² F		
Temperatura promedio	ta	$ta = t_1 + t_2 / 2$	113	oF		
Temperatura de la pared	tw	$tw = ta + hio / hio + ho \cdot (Ta - ta)$	276,1	oF		
Viscosidad a tw	μ_w		20,86	cst		
Viscosidad a ta 0C	μ		2149,00	cst		
Factor de corrección de viscosidad	ϕ	$\phi = (\mu / \mu_w) \pm 0.14$	1,91	Coeficiente de corrección de viscosidad		
ho		$ho = h_0 / \phi \cdot \phi$	86,29716359	Btu/h pie ² F		
Coefficiente total	Uc	$Uc = hio \cdot ho / hio + ho$	81,60245656	Btu/h pie ² F		
Cantidad de vapor requerida	mv	$mv = Q / \lambda$	11993,86286	Lb/h	5451,75584	Kg /h
Calor absorbido por el crudo	Q	$Q = m \cdot cp \cdot (t_2 - t_1)$	11082329,28	Btu/h	2792746,98	Kcal/h
Diferencia media de temperatura	LMTD	$LMTD = \Delta t_2 - \Delta t_1 / \ln \Delta t_2 / \Delta t_1$	166,5535596			
Δt_1 mayor		T-t2	141,01	oF		
Δt_2 menor		T-t1	195,01	oF		
Coefficiente de diseño	Ud	$Ud = Q / A \cdot LMTD$	23,99615119	Btu/h pie ² F		
Factor de obstrucción	Rd	$Rd = Uc - Ud / Uc \cdot Ud$	0,029418817			
Factor de obstrucción permitido		Rd	0,005			
factor de fricción lado de la coraza	f	0,07	fig 29 del Kern			
Numero de cruces	$N+1=L/E$	7,00				
Caida de presión en la coraza	ΔP_c	$\Delta P_c = f G_s^2 D (N+1) / 5.22 \cdot 10^{10} De \Phi$	9,567848357	Lb/pulg 2		
Area de flujo por tubo	a	0,455 pulg 2	tabla 10 del Kern			
Area de flujo lado de los tubos	at	$at = Nta / 144n$	0,375217014	pie ²		
Flujo de vapor	Gt	$Gt = W / at$	31965,13594	Lb/h pie ³		
Viscosidad del vapor a 281 0C	μ	0,019 cpa	0,04598	lb/ h pie	Figura 15 del Kern	
Diámetro interior de los tubos	D	0,75 pulg	0,0625	pie		
Numero de reynold	Re	$Re = D \cdot Gt / \mu$	43449,78244			
factor de fricción lado de los tubos	f	0,00018	de la Fig. 26			
Volumen específico del vapor a Tv		8,51	pie ³ /lb	Tabla 7 del Kern		
densidad del vapor	ρ	0,117508813	lb / pie ³			
Gravedad específica del vapor	S	0,001880141				
Caida de presión lado de los tubos	ΔP_t	$\Delta P_t = 1/2 f G_t^2 L / n \cdot 5.22 \cdot 10^{10} DS \Phi_t$	0,699196948	lb/pulg2		
Presion de retroceso	ΔP_r	$\Delta P_r = 4 \cdot n \cdot s \cdot (V^2 / 2g)$	-			
		$(V^2 / 2g)$	de la fig. 27 con Gt	es despreciable		

Fuente: Elaboración propia.

3.2.2.2 Cálculo de las pérdidas por fricción para recibir el crudo en el tanque 51. Ver anexo 15.

Para calcular la altura que alcanza el crudo primero es necesario calcular las pérdidas por fricción del sistema. Para esto se utiliza la ecuación (2.4) donde:

$$hf \text{ tuberías} = hf \text{ tuberías (tramo de 20 pulgadas)} + hf \text{ tuberías (tramo de 24,8 pulgadas)}$$

$$hf \text{ tuberías (tramo de 20 pulgadas)} = 3,14 \text{ m}$$

$$hf \text{ tuberías (tramo de 24,8 pulgadas)} = 1,84 \text{ m}$$

$$\mathbf{hf \text{ tuberías} = 4,98 \text{ m}}$$

$$hf \text{ accesorios} = hf \text{ accesorios (tramo de 20 pulgadas)} + hf \text{ accesorios (tramo de 24,8 pulgadas)}$$

$$hf \text{ accesorios (tramo de 20 pulgadas)} = 0,66 \text{ m}$$

$$hf \text{ accesorios (tramo de 24,8 pulgadas)} = 0,4 \text{ m}$$

$$\mathbf{hf \text{ accesorios} = 1,06 \text{ m}}$$

$$\mathbf{\sum hf = 6,03 \text{ m}}$$

Después se calcula la altura a través de la ecuación (2.23) en la cual:

$$V1 = 0,55 \text{ (calculada).}$$

$$V2 = 0 \text{ (por estar ubicado el punto en el nivel del líquido en el tanque).}$$

$$Hb = 0 \text{ (en el tramo no hay bomba).}$$

$$P1 = 294199,5 \text{ (leída en el manómetro que está a la salida de los intercambiadores de calor).}$$

$$P2 = 101325 \text{ Pa (presión atmosférica).}$$

Al final se obtiene:

$$Z2 = 13,68 \text{ m}$$

Los cálculos demuestran que el sistema puede elevar el crudo hasta 13,68 m del punto inicial.

La base del tanque está a 2 metros de altura y la altura operacional del mismo es de 10,5 m, por lo que el nivel mínimo que puede alcanzar el crudo es de 12,5m.

Se pudo demostrar en los cálculos que el sistema es operable ya que alcanza una altura superior a 12,5 m. A continuación se muestra una tabla con los resultados de los cálculos realizados.

Tabla 3.6. Resultados obtenidos en el cálculo de las pérdidas por fricción.

Datos	Tramo de 20 pulgadas		Tramo de 24,8 pulgadas	
ρ 15 (kg/m³)	999,40		999,40	
v(m²/s)	0,0014		0,0014	
D (m)	0,508		0,630	
L (m)	323		448	
Q(m³/h)	400		400	
E	0,0004		0,0003	
A (m²)	0,203		0,312	
V (m/s)	0,55		0,36	
Re	198,92		160,40	
f	0,32		0,40	
hf tub (m)	3,14		1,84	
Accesorios:	Cantidad	Ki	Cantidad	Ki
Codo de 90=	10	Ki=3,1	9	Ki=4
Válvula de cuña =	3	Ki=4	5	Ki=5,1
	k estrechamiento		-0,268995288	
hf acc (m)	0,6552		0,3987	
Z1 (m)	0			
Z2 (m)			12,5	
hf total	6,03			

Fuente: Elaboración propia.

3.2.3 Solución a las demoras en los trasiegos de *fuel oil*.

En los almacenes de la Empresa existe una bomba de husillo que pudiera ser utilizada, por lo que se evalúa para ver si satisface los requisitos operacionales.

3.2.3.1 Evaluación de una bomba para trasiegos de *fuel oil*. Ver anexo 16.

Para calcular la carga del sistema:

$v_1 = v_3 = 0$ (por estar ubicado el punto en el nivel del líquido en el tanque).

$P_1 = P_3 = 101325$ Pa (presión atmosférica).

Sustituyendo cada dato en la ecuación del Balance de Energía Mecánica (2.2) y despejando la carga de la bomba (H_b) se obtiene que:

H sistema = 15,25m

La metodología para continuar la evaluación de esta bomba también es la misma que fue utilizada en el epígrafe 3.2.1.1.

Al analizar el esquema se tiene que:

$z_1 = 8$ m

$z_2 = 0$ m

$v_1 = 0$ (por estar ubicado el punto en el nivel del líquido en el tanque).

$v_2 = 0,45$ m/s (calculada).

$P_1 = 101325$ Pa (presión atmosférica).

$H_b = 0$ (en el tramo no hay bomba).

De este modo los resultados son los siguientes:

$P_s = 149133,35$ Pa

NPSH sist = 12,78 m

Para calcular la carga de la bomba se emplea la siguiente ecuación:

$$H_b = \Delta P / \rho g \quad (3.1)$$

$$H_b = (P \text{ descarga} - P \text{ succión}) / \rho g$$

$$H_b = (588399 \text{ Pa} - 149133,35 \text{ Pa}) / (995,90 \text{ kg/m}^3 \cdot 9,8 \text{ m/s}^2)$$

Hb = 45 m

En la Empresa se encuentra disponible una bomba de husillo con los siguientes datos:

Equipo: HC 232-121

Fabricante: KSB- ITUR

Caudal de flujo (q): 500 m³/h

Presión de descarga: 6 kg/cm² = 588399 Pa

NPSH = 4,3 m

Teniendo en cuenta los cálculos realizados anteriormente se puede plantear que:

- El flujo de la bomba va a ser igual al flujo del sistema (500 m³/h) ya que es el flujo máximo que se desea para garantizar el tiempo establecido para los trasiegos. En estos momentos los trasiegos se están realizando por gravedad y demora más de 24 horas, por eso es necesario la instalación de la bomba.
- La carga del sistema es menor que la carga de la bomba calculada, aunque esta bomba está un poco sobrediseñada, es la que hay disponible en estos momentos en la Empresa y puede ser utilizada en proyectos futuros ya que se pretende instalar nuevos tanques a mucha más altura y esta bomba va a ser la adecuada para tales condiciones.

- Como el NPSH de la bomba es menor que el NPSH del sistema, la bomba seleccionada no cavita para las condiciones en que fue evaluada.

Por lo que se puede concluir que la bomba evaluada puede ser utilizada para los trasiegos internos de *fuel oil* y de esta manera agilizar estas operaciones. A continuación se muestran las tablas que contienen los datos obtenidos en la empresa y los resultados de los cálculos realizados.

Tabla 3.7. Resultados obtenidos en la evaluación de la bomba de *fuel oil* (tramo de succión).

Datos	Tramo de 24,8 pulgadas	
ρ 15 (kg/m ³)	995,90	
v(m ² /s)	0,0005	
D (m)	0,630	
L (m)	1355	
Q(m ³ /h)	500	
E	0,0003	
A (m ²)	0,312	
V (m/s)	0,45	
Re	561,39	
f	0,11	
hf tub (m)	2,48	
Accesorios:	Cantidad	Ki
Codo de 90=	5	Ki=0,99
Válvula de cuña =	4	Ki= 1,5
estrechamiento	0,031856689	
hf acc (m)	0,1112	
Z1 (m)	8	
Z2 (m)		
hf total de succión	3,09	

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 3.8. Resultados obtenidos en la evaluación de la bomba de *fuel oil* (tramo de descarga).

Datos	Tramo de 24 pulgadas	
ρ 15 (kg/m ³)	995,90	
v(m ² /s)	0,0005	
D (m)	0,610	
L (m)	50	
Q(m ³ /h)	500	
E	0,0007	
A (m ²)	0,292	
V (m/s)	0,48	
Re	580,18	
f	0,11	
hf tub (m)	0,10	
Accesorios:	Cantidad	Ki
Codo de 90=	2	Ki=0,99
Válvula de cuña =	2	Ki=1,4
hf acc (m)	0,0552	
Z3 (m)	20	
hf total de descarga	0,16	
hf total sistema (m)	3,25	

Fuente: Elaboración propia.

3.3 Evaluación económica de las modificaciones propuestas.

3.3.1 Análisis de la factibilidad económica de la inversión.

Las modificaciones propuestas requieren de inversiones para la adquisición de equipos y accesorios, así como para el montaje e instalación de los mismos, por lo que se hace necesario realizar un análisis de factibilidad económica de la inversión.

Este análisis se hace para la producción de mezclas que se envían al tanque 51 porque es la que requiere de nuevas instalaciones.

Para la estimación de la inversión se utilizaron los datos de los equipos y accesorios que intervienen en la misma. En el caso de los calentadores, se tiene en cuenta solamente el costo de instalación y montaje al estar estos disponibles en la Empresa. También en este aspecto se incluyen los costos de los equipos de control automático para el funcionamiento de los intercambiadores, así como los costos de elaboración del proyecto técnico y ejecutivo, que lo realiza el personal de la EIPP (Empresa de Investigaciones y Proyectos del Petróleo). En el anexo 17 se muestra la relación del equipamiento y accesorios implicados en estas propuestas y en el anexo 18 un resumen de los costos de los mismos.

Los indicadores de rentabilidad de la inversión fueron estimados a partir de la metodología descrita en el epígrafe 2.8, y mediante el empleo de la hoja de cálculo Microsoft Excel.

El valor actual neto (VAN) es un valor considerablemente positivo (7702990) lo cual garantiza que una vez actualizados los movimientos de fondo que se van a originar durante el proceso productivo, puede cubrirse la inversión y pagarse los intereses, por tanto se acepta la inversión de acuerdo con este indicador.

El flujo de caja se muestra en el anexo 19.

La tasa interna de retorno (TIR) calculada es de 78 %, significativamente superior al interés vigente para la empresa (10 %), lo cual garantiza la factibilidad de la inversión aún si se producen incrementos de interés considerables.

Se determina además, que el porcentaje de retorno es de 60,4%. Según Turton, *et al*, (1998); para la industria química un retorno que se encuentre entre 17 y 19 % se considera apropiado, por tanto en el presente caso la inversión retorna a través de la ganancia a un ritmo anual considerablemente superior al establecido por la bibliografía.

Por su parte, el plazo de recuperación de la inversión es de 1 año y 6 meses aproximadamente, lo cual es un período aceptable, según Turton, *et al*, (1998).

Teniendo en cuenta que todos los indicadores de eficiencia económica de la inversión arrojan resultados aceptables, la misma puede ser aceptada.

3.3.2 Análisis del efecto económico de las modificaciones propuestas.

El calentamiento previo a la recepción de oleoductos en el tanque 51 trae como resultado un ahorro de energía eléctrica por concepto de entrega por gravedad desde ese tanque a los muelles. El ahorro estimado de electricidad, determinado a partir de la potencia que dejarían de demandar las bombas del área 1-1 y el tiempo de bombeo, es de 9474 kW-h/año, ya que por la entrega a buques por gravedad se ahorran 12978 kW, pero como se propone instalar una bomba de nafta de mayor capacidad y otra de *fuel oil*, el ahorro se reduce a la cifra anterior. Teniendo en cuenta que el precio de la electricidad en la Empresa es de 0,73 \$/kW-h, se obtiene un ahorro en valores de electricidad de 6196,02 \$/año. Con esta propuesta de utilizar el tanque 51 para almacenar crudo previamente calentado se eliminan las operaciones simultáneas al disponer de otro tanque de almacenamiento con la temperatura requerida, lo que representa una mayor confiabilidad de los inventarios y la eliminación de los costos por sobreestadía, que en la actualidad son de \$63818,53.

La sustitución de los equipos de bombeo (bomba de crudo y bomba de nafta de mayor capacidad) y la instalación de la bomba de *fuel oil*, permiten la ejecución de las operaciones en el tiempo establecido, lo que influye también en la sobreestadía y garantizan el suministro de crudo y *fuel oil* a los diferentes clientes en tiempo y con la calidad requerida.

Desde el punto de vista social, como la Base de Crudo y Suministro es el área destinada a abastecer por vía marítima y oleoductos a todas las termoeléctricas del país, así como la entrega de *fuel oil* a los grupos electrógenos de la CTE José Martí, estas modificaciones tecnológicas contribuyen a satisfacer las necesidades energéticas de la población.

Como la Empresa incurre en una inversión para la adquisición de equipos y accesorios, así como para el montaje e instalación de los mismos, el costo de amortización se incrementa en 203 8826 \$/año, considerando 10 años de amortización para tales equipos, según Peters y Timerhaus, (1991).

En la Tabla 3.9 se muestra la estructura de costo del proceso de preparación de mezclas para el año 2014 y una vez aplicadas las modificaciones tecnológicas.

Tabla 3.9. Conceptos de gastos en ejecución del proceso de preparación de mezclas destinadas al tanque 51. (Estructura de costo).

Concepto	Tipo de costo	Antes de las modificaciones (2014)	Después de las modificaciones
Materiales	CV	2151788,16	2151788,16
Combustibles	CV	1151247,3	1151247,3
Energía	CV	156934	147460
Salario	CF	1536747	1536747
Seguridad Social	CF	13781,08	13781,08
Amortización	CF	2009238	2038826
Mantenimiento	CV	428909	378909
Servicios Productivos	CV	1287399	1287399
Otros gastos	CV	178218	14399,47
Atención al hombre	CF	11079,36	11079,36
Total		8925340,9	8731636,37

Fuente: Elaboración propia. (Datos de la Empresa)

Como puede observarse, antes de las propuestas de modificaciones el costo de producción es de 8925340,9 \$/año, y una vez aplicadas estas sería de 8731636,37 \$/año, disminuyendo en 193704,53\$/año. Teniendo en cuenta que el volumen anual de producción es de 31655 m³, y que el precio de venta de las mezclas de crudo es de 330 \$/m³, el valor de la producción es de 10446150\$/año, por tanto, la aplicación de las modificaciones tecnológicas propuestas, generaría un incremento de las ganancias de la Empresa de 193704.53 \$/año.

Los resultados económicos en su totalidad se muestran en los anexos 20, 21, 22, 23, 24 y 25.

Los datos económicos fueron ofrecidos por el Departamento Económico de la Empresa.

3.4 Conclusiones parciales del capítulo.

1. Es posible sustituir la bomba que transporta el crudo en la estación 1-1 que se encuentra en mal estado técnico por la bomba de desplazamiento positivo que se encuentra almacenada en la Empresa, ya que la misma cumple con los requerimientos del sistema hidráulico.
2. Es posible sustituir la bomba de nafta utilizada para la preparación de las mezclas y cuya capacidad es inferior a los requerimientos del proceso, por la bomba centrífuga que se encuentra en los almacenes de la Empresa, la cual fue evaluada técnicamente.
3. Es posible sustituir la entrega de *fuel oil* por gravedad, con la instalación de una bomba existente en la Empresa, la cual va a ser capaz de agilizar las operaciones de trasiegos internos.
4. Los intercambiadores de calor existentes en la Empresa pueden ser utilizados para calentar el crudo en los oleoductos antes de entrar a los tanques de almacenamiento, ya que han sido evaluados para las condiciones requeridas en el proceso.
5. Fue realizada la evaluación económica de la inversión propuesta y teniendo en cuenta que todos los indicadores de eficiencia económica de la inversión calculados dan resultados favorables, la misma puede ser aceptada.
6. La aplicación de las modificaciones tecnológicas propuestas, genera un incremento de las ganancias de la Empresa de 193704,53 \$/año.

Conclusiones.

De acuerdo con los resultados expuestos en el presente trabajo, se concluye que:

1. Fueron determinados los principales problemas tecnológicos que presenta la Base de Crudo y Suministro los cuales son: dificultades con los equipos de bombeo, se realizan operaciones sucias, demoras en las operaciones de trasiegos de *fuel oil* e incumplimiento de la temperatura de entrega a buques tanques.
2. Se realizan las siguientes propuestas de modificaciones tecnológicas que permitirán resolver las dificultades que se presentan en la Empresa Comercializadora de Combustibles de Matanzas las cuales fueron evaluadas técnicamente:
 - Sustituir la bomba que transporta el crudo en la estación 1-1 que se encuentra en mal estado por la bomba de desplazamiento positivo que se encuentra almacenada en la Empresa.
 - Sustituir la bomba de nafta utilizada para la preparación de mezclas y cuya capacidad es inferior a los requerimientos del proceso, por la bomba centrífuga que se encuentra en los almacenes de la Empresa.
 - Sustituir la entrega de *fuel oil* por gravedad con la instalación de una bomba existente en la Empresa que agilice estas operaciones de trasiegos internos.
 - Sustituir el intercambiador de calor IE 117 que se encuentra fuera de servicio, por dos intercambiadores que se encuentran en la Empresa que no son imprescindibles para realizar otras operaciones.
3. La aplicación de las modificaciones tecnológicas propuestas genera un incremento en las ganancias de la Empresa de 193704,53 \$/año y la inversión derivada de las mismas, puede ser aceptada ya que todos los indicadores de factibilidad económica calculados dan resultados satisfactorios.

Recomendaciones.

1. Realizar un proyecto general como complemento del trabajo desarrollado, que comprenda los requerimientos eléctricos, civiles y de protección contra incendios.
2. Presentar este trabajo a la Empresa de Investigaciones y Proyectos del Petróleo (EIPP), con el objetivo de su análisis y posterior aplicación.
3. Cumplir con el programa de reparación de tanques (en estos momentos se encuentra en reparación los tanques 28 y 29 para eliminar las operaciones sucias).

Bibliografía.

1. Barberii, Efraín E. (1985). El Pozo Ilustrado, publicación editada por el Departamento de Relaciones Públicas, Lagoven S.A., tercera edición, Caracas.
2. Barbir, T.N. y otros. (1996). Enviromental Damage Due to Fossil Fuel Use. *Internacional Journal of Hidrogen Energy*. Gran Bretaña. Vol. 15, no.10, p.739-749.
3. Brizuela, E. (1987). Aspectos fundamentales del diseño de Plantas Industriales. Tomo I. Ciudad de la Habana: Ed. ISPJAE.
4. Cabrera Galdo, Edilia y J. Gandón. (1993). Fundamentos de las Operaciones Unitarias. ISPJAE. La Habana.
5. Colectivo de autores, (1996).Centro politécnico del petróleo. Petróleo: origen y procesos. Curso de preparación básica para trabajadores de CUPET. Matanzas.
6. Echeverría Rodríguez, Gustavo y Macias Martínez, Pedro (1983). Búsqueda y explotación de yacimientos de petróleo y gas. Ciudad de La Habana: Editorial Pueblo y Educación.
7. Erij, V.N.; Rásina, M.G.; Rudin, M.G. (2005). Química y tecnología del petróleo y del gas. Moscú: Editorial MIR.
8. Ferrer, Teresa (2011). Manual de Operaciones. Base en Tierra de Supertanqueros. Matanzas.
9. Fox, R y McDonald, A. (1995). Introduction to Fluid Mechanics. Cuarta edición. México: Editorial McGraw-Hill.
10. Hidalgo, Manuel (2013). Mapamundi energético. Los países que más petróleo, gas y carbón producen y consumen. [on line] [Consulta: 7 diciembre 2014]. Disponible en: <http://actualidad.rt.com/economia/view/130419-mapa-petroleo-gas-carbon-energia>.

11. Holman, J. (1999). Transferencia de calor. Compañía Editorial Continental, S.A. de C.V. México.
12. Incropera, F. (1999). Fundamentals of Heat and Mass Transfer. Cuarta edición. Prentice Hall. México.
13. Karassik, I, et al. (2001). Pump Handbook. Tercera edición. New York: Editorial McGraw-Hill.
14. Kasatkin, G. A. (1981). Operaciones Básicas y Aparatos de la Tecnología Química. V/O Vneshtorgizdat. URSS.
15. Kern, D. (1999). Procesos de Transferencia de Calor. México: Compañía Editorial Continental, S.A. de C.V.
16. Laurencio, H. (2010). Método para la obtención de la temperatura racional de bombeo de petróleos pesados. En: ENERMOA, ISMM, Moa.
17. León, I, et al. (2010). Fundamentos teóricos metodológicos para la evaluación económico- financiera de proyectos de inversión. Avances. vol.12, no.1. p. 5-15. ISSN: 1562-3297
18. León, Yadir (2014 a). Historia. [on line]. Página web de la Empresa Comercializadora de Combustibles de Matanzas. [Consulta: 8 de noviembre de 2014]. Disponible en <http://www.eccm.cupet.cu/historia.aspx>.
19. León, Yadir (2014 b). Medio Ambiente. [on line]. Página web de la Empresa Comercializadora de Combustibles de Matanzas. [Consulta: 8 de noviembre de 2014]. Disponible en <http://www.eccm.cupet.cu/medio ambiente.aspx>.
20. McCabe, Warren L.; Smith, Julian C. (1979). Unit Operations of chemical Engineering. Ciudad de La Habana: Editorial Pueblo Nuevo y Educación.
21. Muñoz, A. (2011). Innovación tecnológica en sistemas de bombeo para fluidos de alta viscosidad. [on line]. Tesis presentada como requisito parcial en opción al Título de

Master en Ciencias en Ingeniería Mecánica. Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica. Unidad Zacatenco. México. [Consulta: 10 noviembre 2014]. Disponible en: <http://redalyc.uaemex.mx>.

22. Negrín Sosa, E y Noguira Rivera, D (2002).La gestión por procesos.
23. Pavlov, K.F. (1981). Problemas y ejemplos para el curso de Operaciones Básicas y Aparatos en la Tecnología Química. Moscú: Editorial MIR.
24. Peña, Alejandro (2014). Hidrocarburos: Transporte del Petróleo.[on line] [Consulta:25 de octubre de 2014].Disponible en <http://www.maremundi.com/hidrocarburos.asp>.
25. Perry, Robert H., W.D. Green y J.O. Maloney (1999). Chemical Engineers Handbook. Seventh Edition. McGraw Hill.
26. Peters, M; Timerhaus, K. (1991). Plant design and economics for Chemical Engineers. Four Editions. Ed. Advisory Board.
28. R115-03-CITMA. Reglamento para la protección ambiental en la actividad petrolera de exploración producción. Abril 2003.
29. Resolución 023 del Ministro de la Industria Básica. 25 de abril de 1992.
30. Riveiros, Carlos (2013). Manual de operaciones Viscosidad y mezclas. Supertanquero. Matanzas.
31. Rodríguez Ochoa, Braulio (2010).Análisis del Costo de elaboración del Petróleo Crudo Mejorado para el Sistema Energético Nacional. Tesina presentada como requisito parcial en opción al Título de Diplomado de Comercialización en el Centro Politécnico del Petróleo. Sede Matanzas.
32. Rojas, V. (2010). Tratamiento de crudo proveniente de fosas de desecho haciendo uso de tecnologías aplicadas para el mejoramiento de crudos pesados. [online]. Trabajo

especial de grado. Escuela de Ingeniería Química, Caracas. [Consulta: octubre 2014].
Disponible en: <http://saber.ucv.ve>.

33. Rosabal, J y Garcell, L. (2006). Hidrodinámica y separaciones mecánicas. Tomo I. La Habana. Cuba: Editorial Félix Varela.

34. Ruiz, Carlos (2010). Manual de Operaciones. Base de Crudos y Suministro. Matanzas.

35. Servicios gerenciales de Proyectos S.A. [online] [Consulta: diciembre 2014].
Disponible en: <http://www.petrogroupcompany.com>.

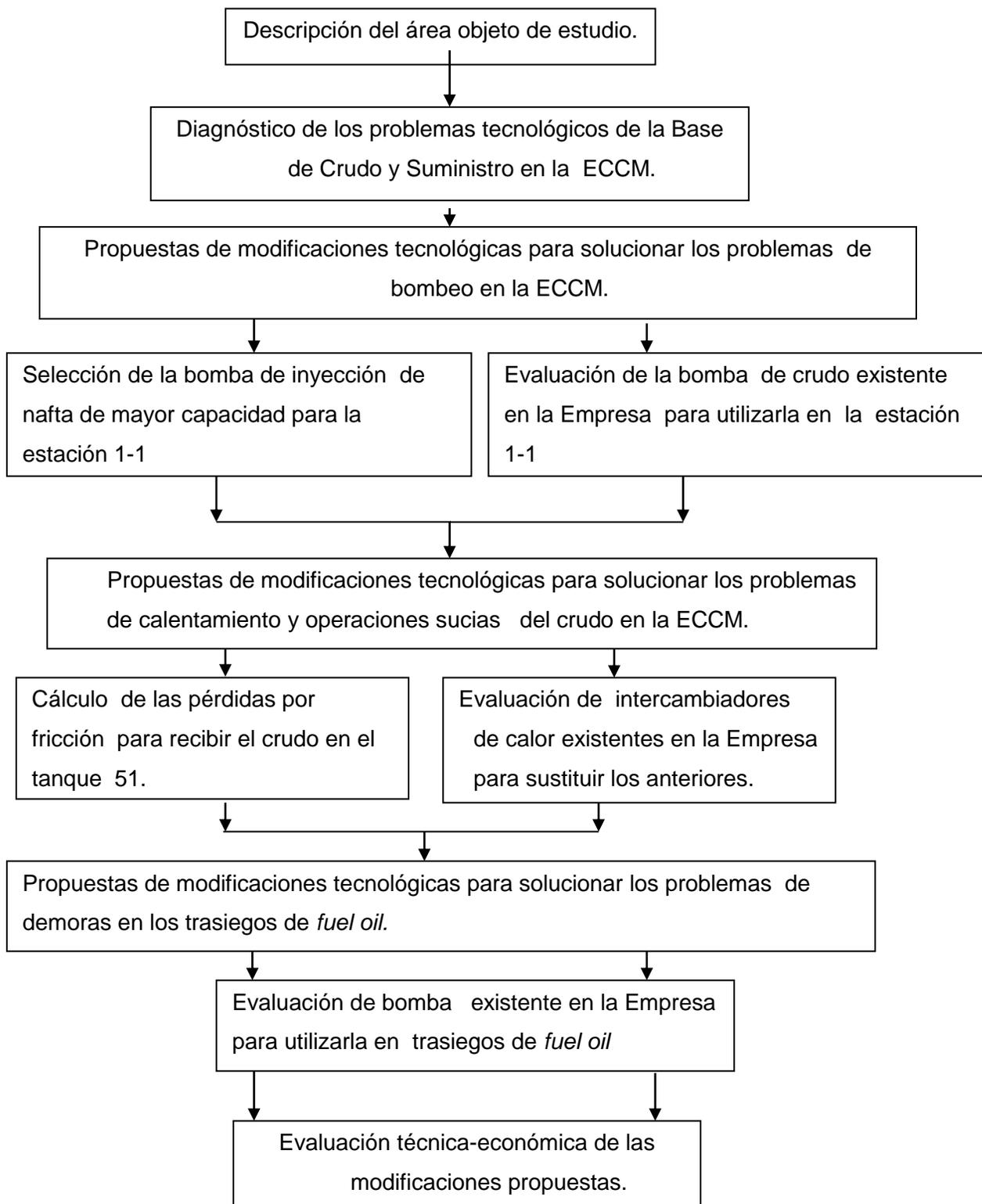
36. Streeter, V, et al. (2008). Mecánica de fluidos. Novena edición. La Habana. Cuba: Editorial Félix Varela.

37. Turton, Richard, R.C. Baile, W.B. Whiting y J.A. Shaeiwitz (1998). Analysis, synthesis and design of chemical process. New Jersey.E.U.A: Editorial Prentice Hall.

38. Valls Figueroa, Ing. Wilfredo; Virgil Corral, Ing. Eduardo; Ávila Estopiñan, Ing. Enildo. (2002). Curso postgrado de gestión de la calidad II. Departamento de industrial. Facultad industrial economía. UMCC.

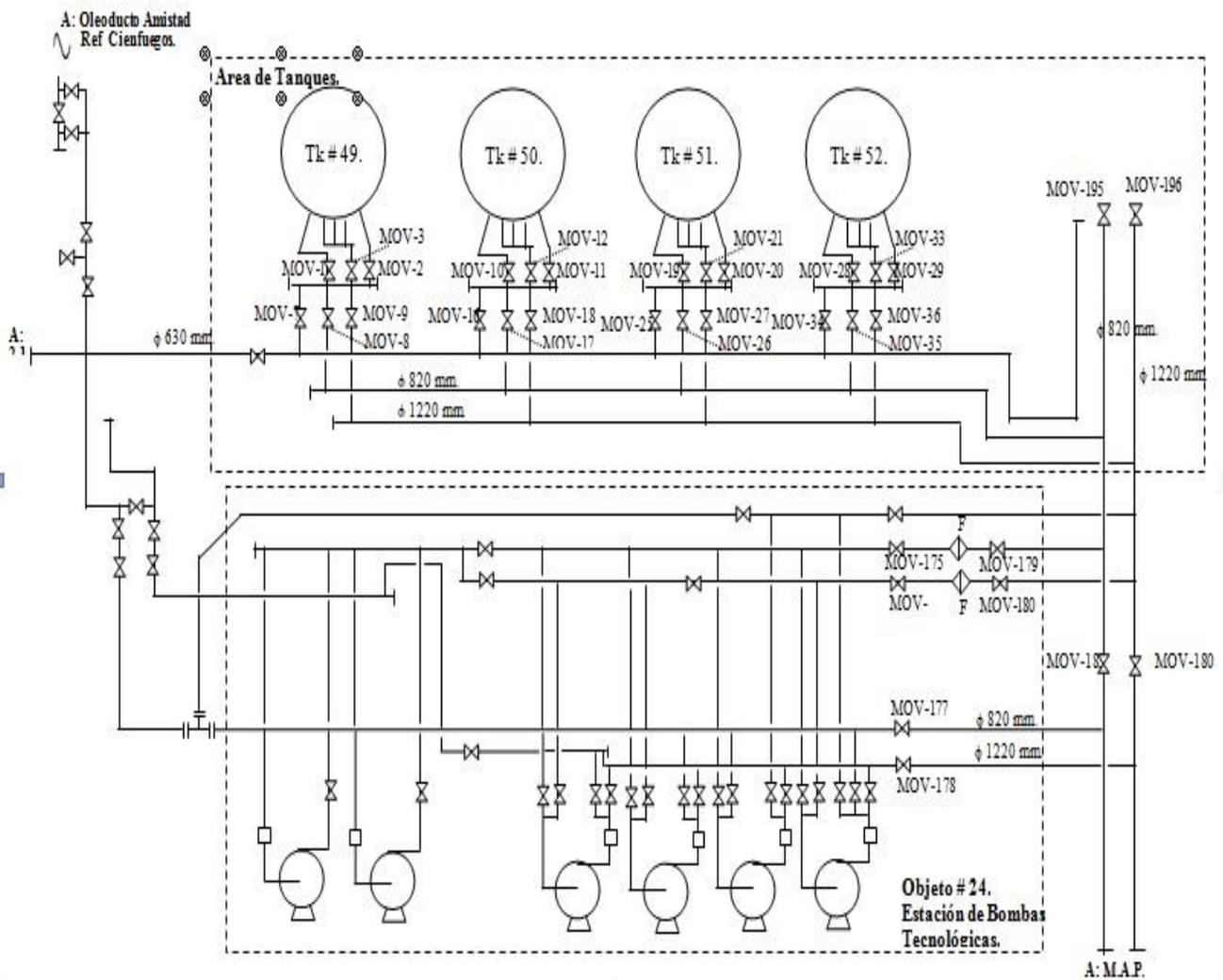
39. Wayne, Pafko. Petroleum. [on line] [Consulta: Septiembre de 2010]. Disponible en:
[http //www.pafko.com/history/h-petro.htm](http://www.pafko.com/history/h-petro.htm).

Anexo 1. Diagrama de bloque de la metodología empleada.

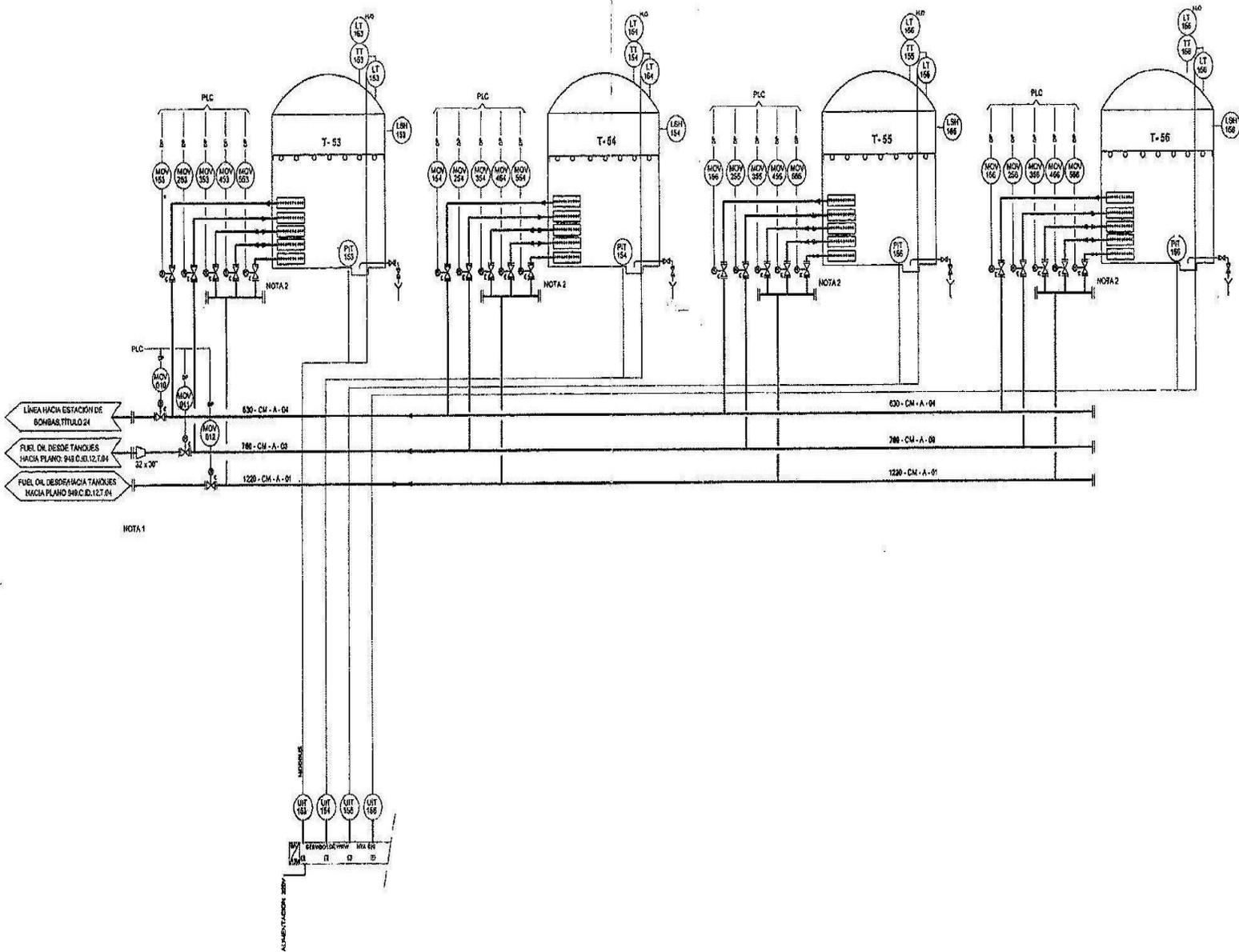


Fuente: Elaboración propia.

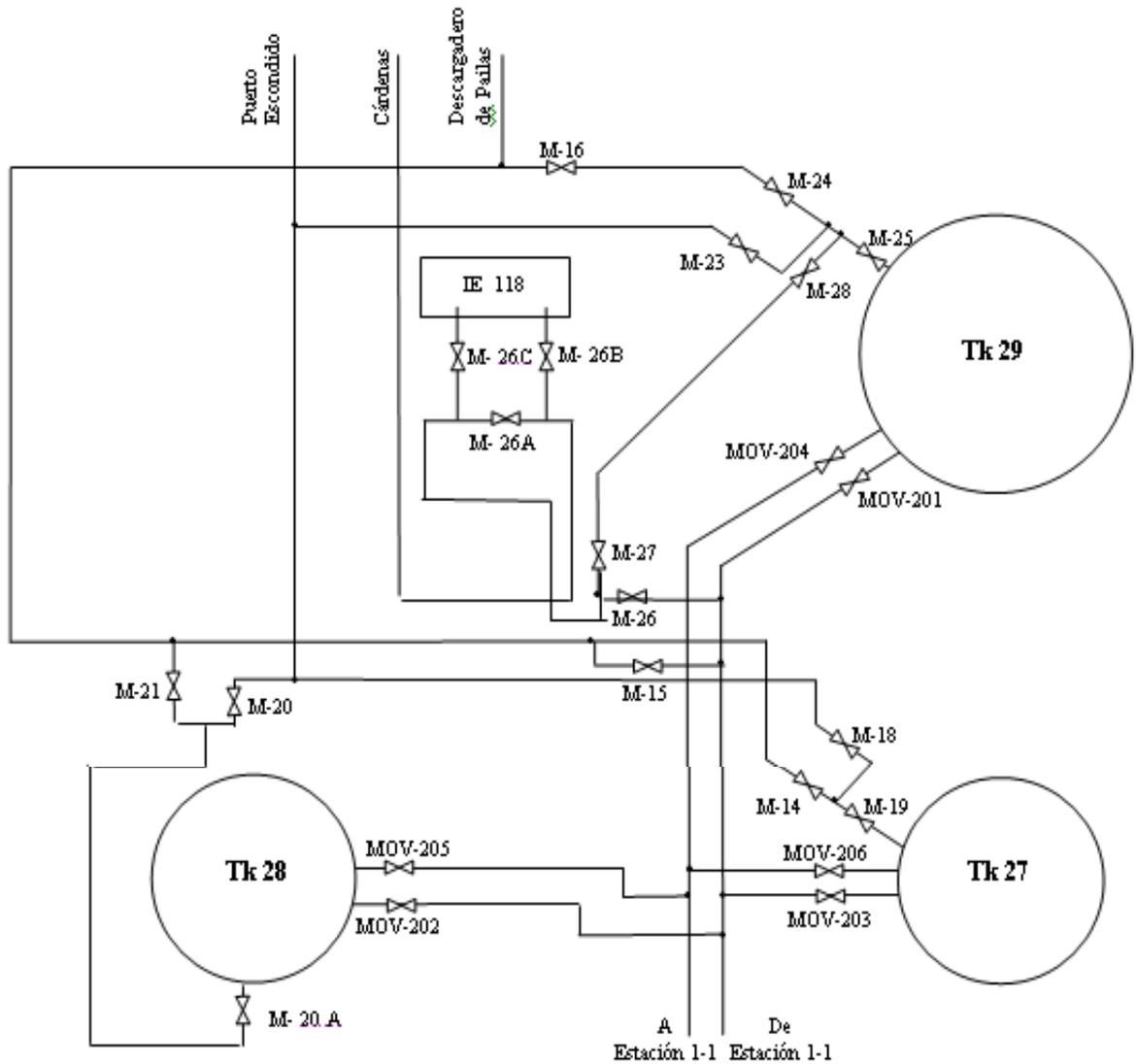
Anexo 2. Esquema de la Base de Supertanqueros (tanques 49-50-51-52).



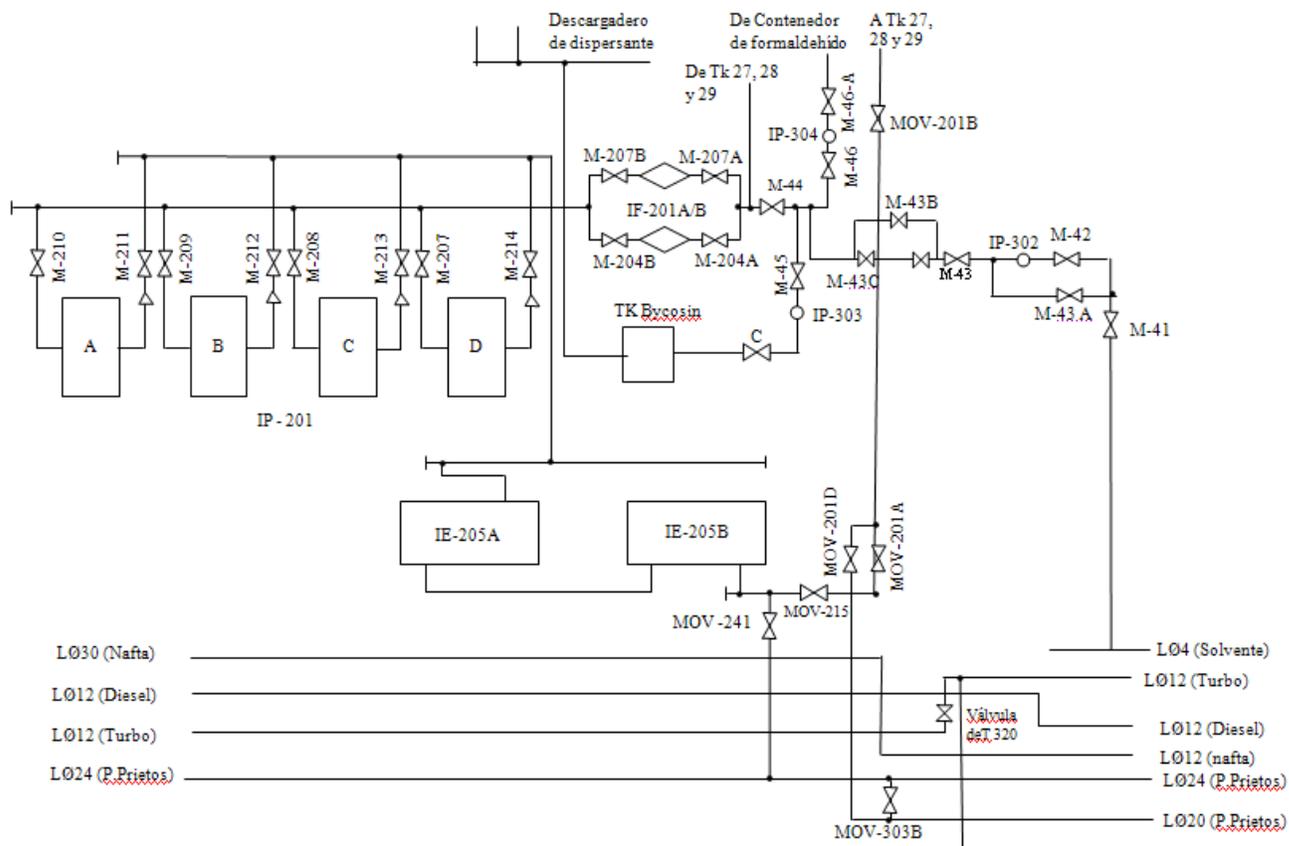
Anexo 3. Esquema de la Base de Supertanqueros (tanques 53-54-55-56).



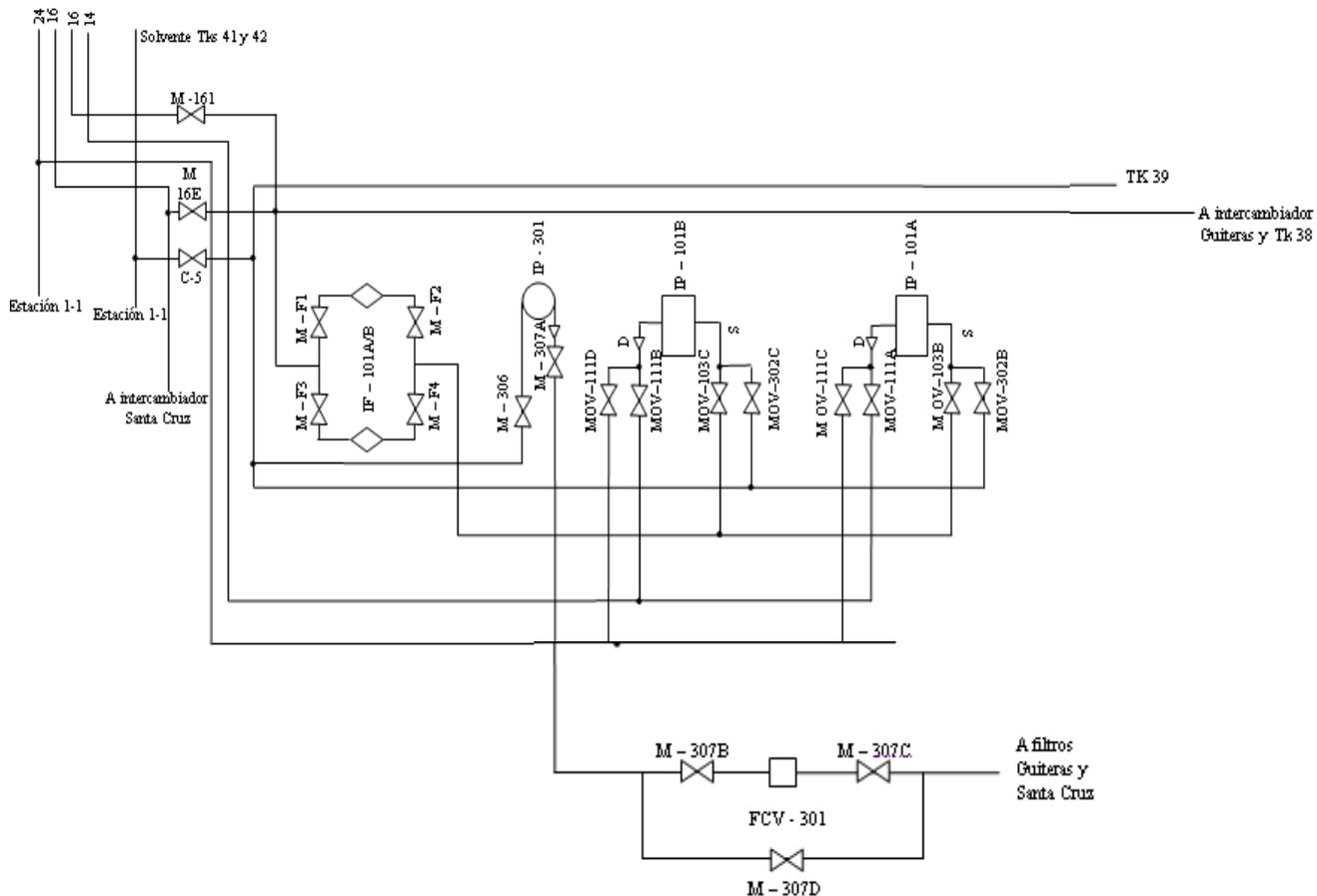
Anexo 4. Esquema del área de tanques receptores de crudo de la Base de crudo (área 1-1).



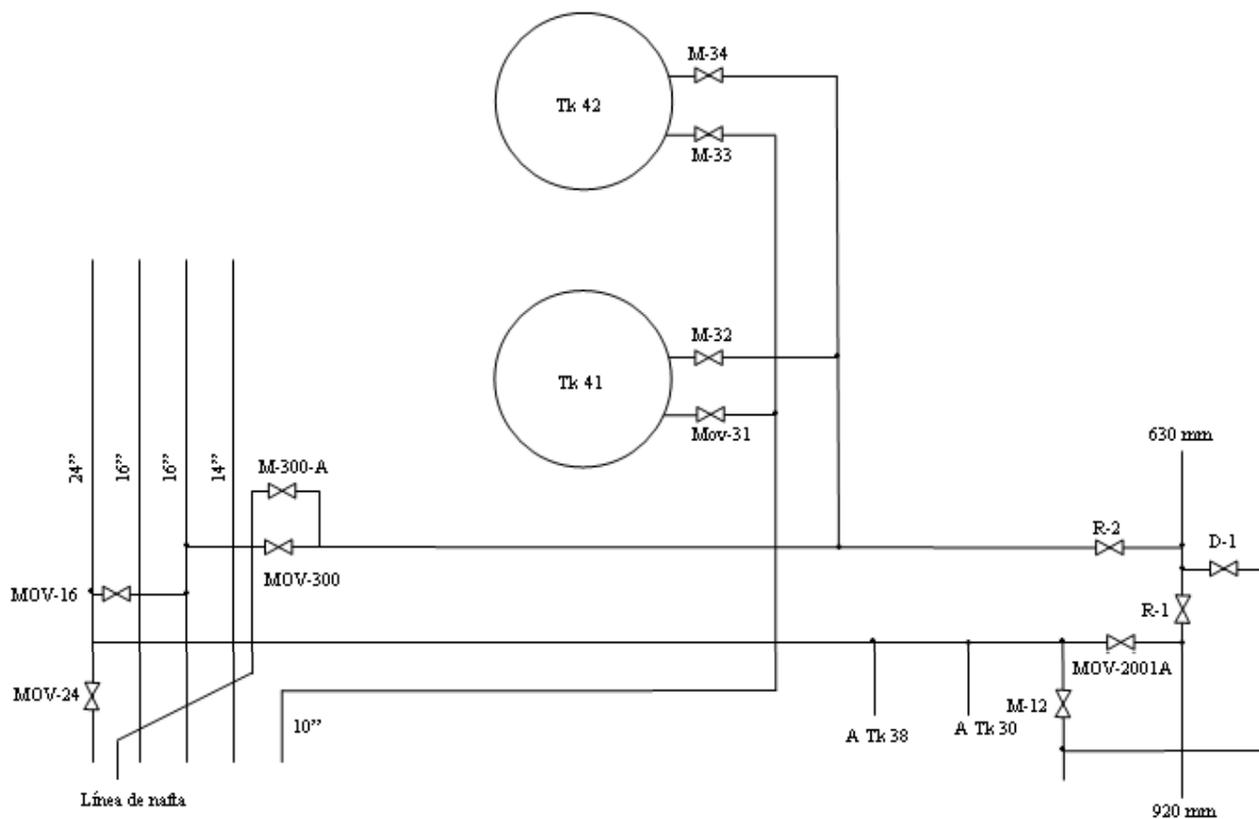
Anexo 5. Esquema del área de bombas de la Base de crudo (estación 1-1).



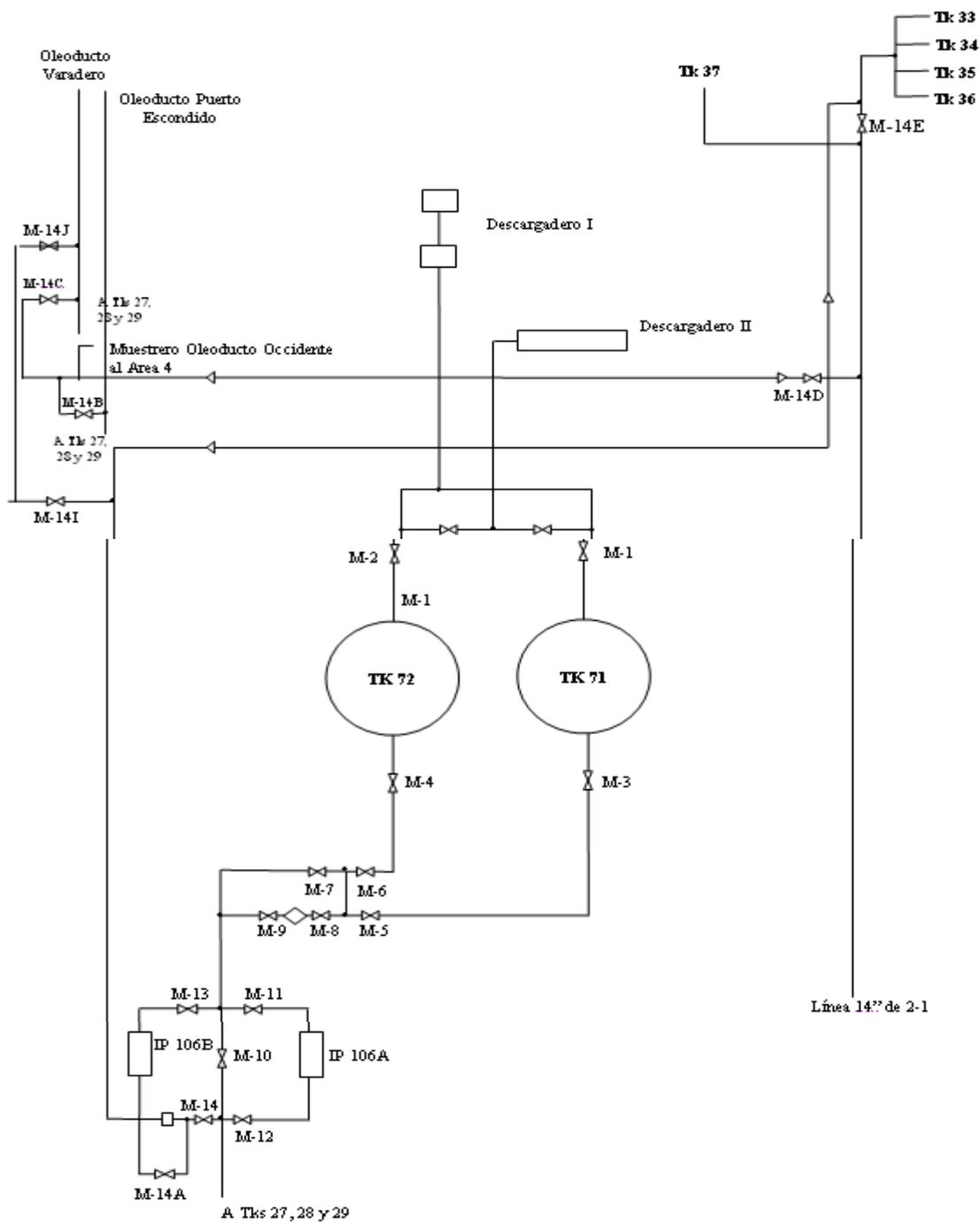
**Anexo 6. Esquema del área de estación de cabecera de los oleoductos a las C.T.E
Santa Cruz y Antonio Guiteras (área 2-1).**



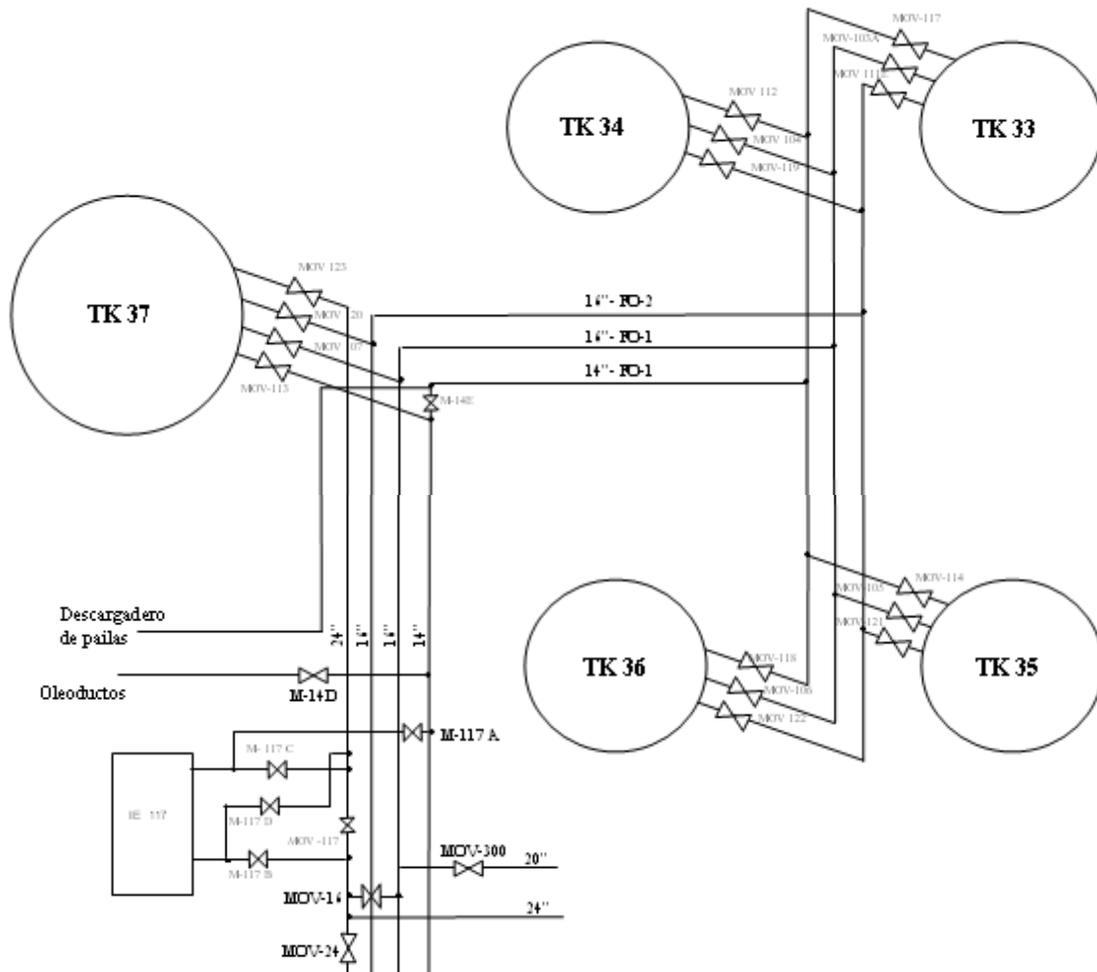
Anexo 7. Esquema del área de tanques de la Base de suministro a las Centrales Termoelectricas (área 2-2).



Anexo 8. Esquema de la Base de recepción de crudo (área 3).



Anexo 9. Esquema de la Base en tierra (área 4).

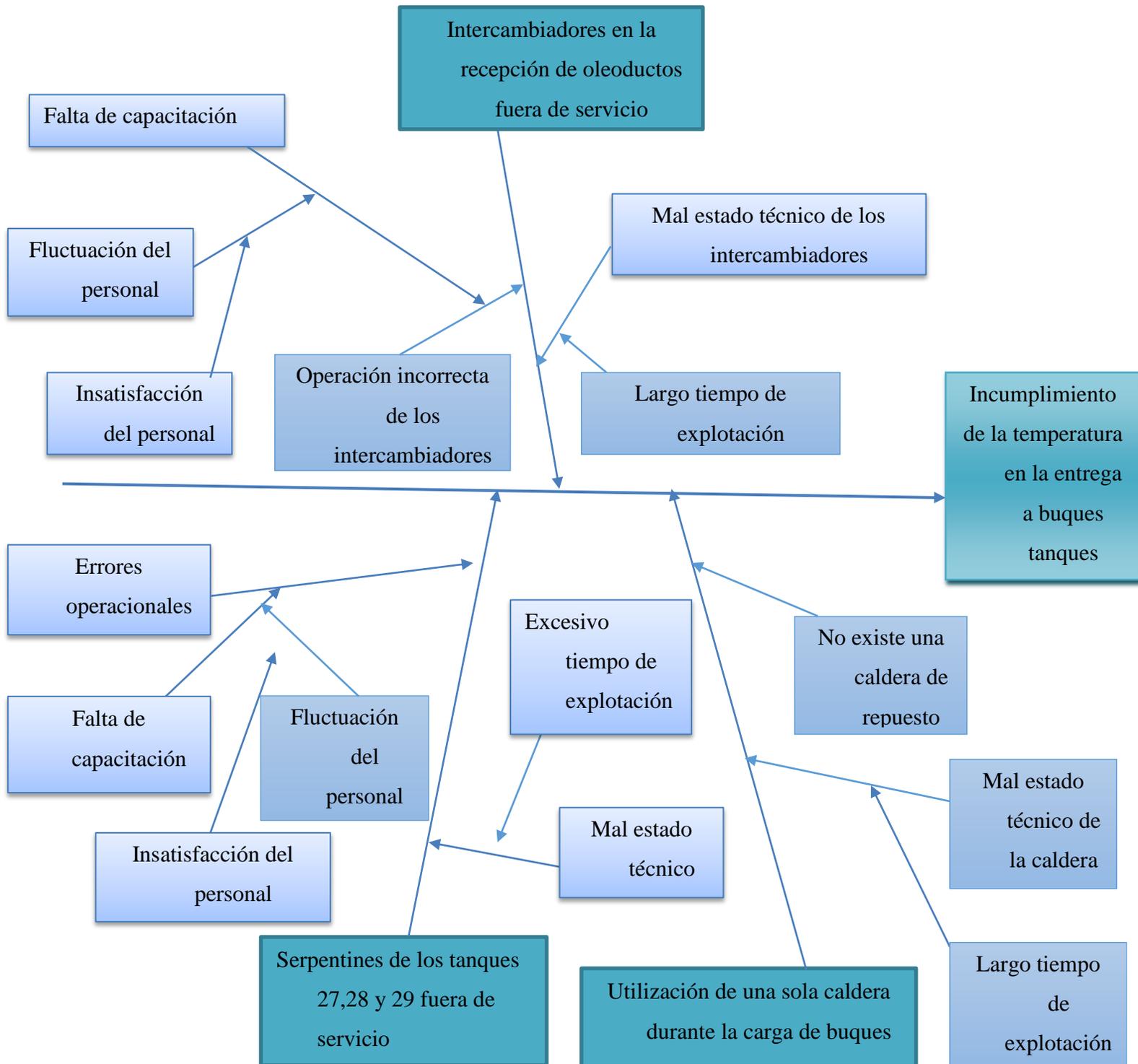


Anexo 10. Entrevista realizada a un grupo de trabajadores de la Empresa Comercializadora de Combustibles de Matanzas.

Operaciones	Se cumple	Se puede eliminar	Se controla	Se garantizan los resultados	Se puede mejorar	Sugerencias
Operación de calentamiento						
Adición de nafta						
Operaciones de bombeo						
Tiempo que demoran las operaciones						

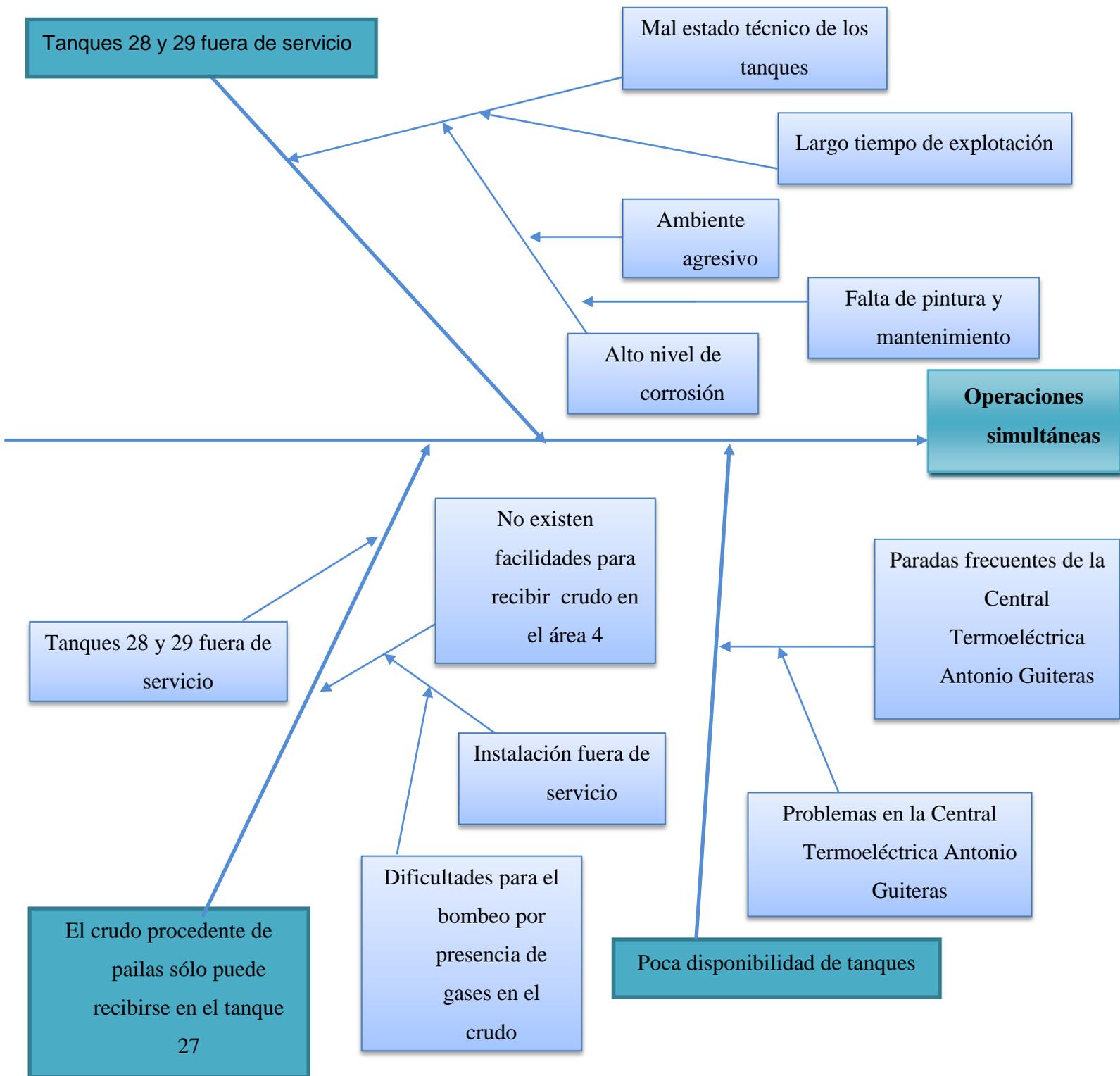
Fuente: Elaboración propia.

Anexo 11. Diagrama de causa – efecto para los incumplimientos de temperatura en la entrega a buques-tanques.



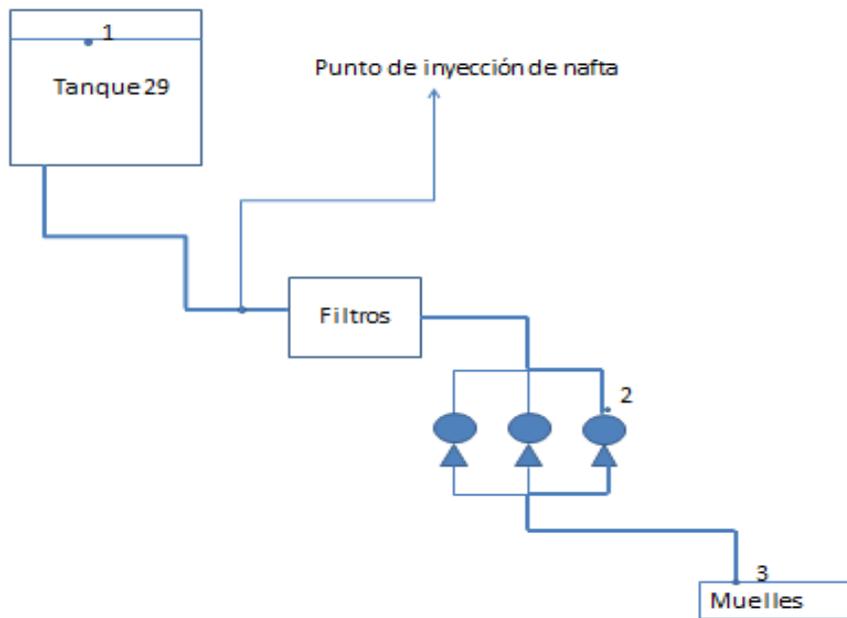
Fuente: Elaboración propia.

Anexo 12. Diagrama de causa – efecto para las operaciones sucias (operaciones simultáneas).



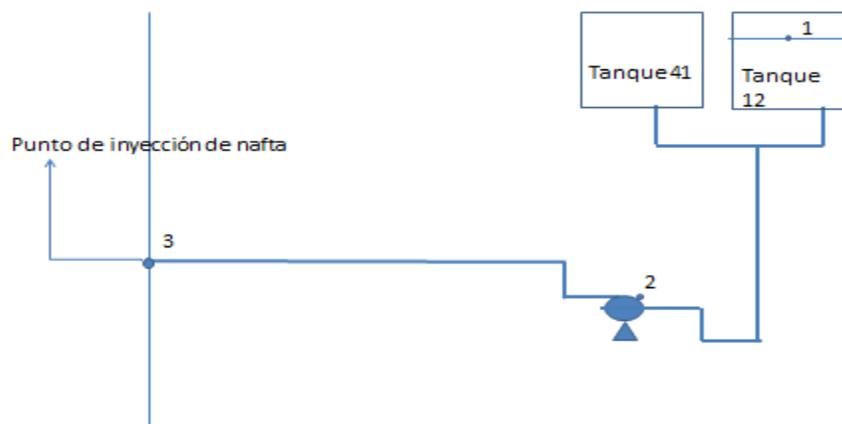
Fuente: Elaboración propia.

Anexo 13. Diagrama de flujo para evaluar la bomba de crudo.



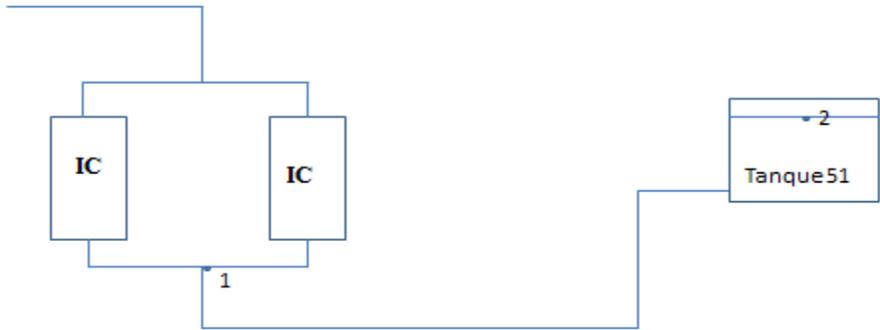
Fuente: Elaboración propia.

Anexo 14. Diagrama de flujo para evaluar la bomba de nafta.



Fuente: Elaboración propia.

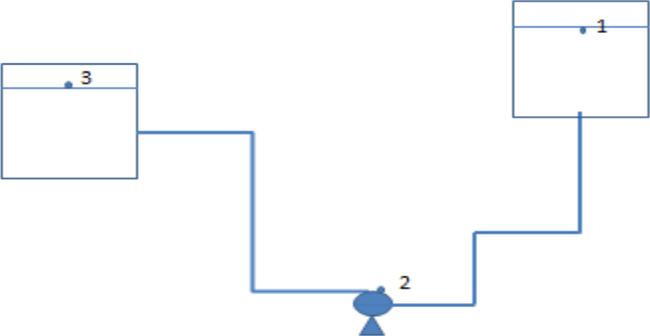
Anexo 15. Diagrama de flujo para el cálculo de las pérdidas por fricción para recibir el crudo en el tanque 51.



IC: Intercambiador de Calor

Fuente: Elaboración propia.

Anexo 16. Diagrama de flujo para la evaluación de la bomba de *fuel oil*.



Fuente: Elaboración propia.

Anexo 17. Equipamiento y accesorios implicados en las propuestas de modificaciones tecnológicas.

No	Descripción	u m	Cant	Precio x Unidad total	Importe total
	Equipos tecnológicos				
1					345128,88
	Construcción y Montaje Mecánico				
2	Tubos inox Longitud 7metros D=20'' y espesor de 2 mm.	u	4000	139,93	559720,00
3	Tubería de acero al carbono de D=12'' y espesor 6.35 mm	m	9	366,17	3295,53
4	Tubería de acero al carbono de D=8'' y espesor 6.35 mm	m	105	121,97	12806,85
5	Tubería de acero al carbono de D=3'' y espesor 5.49 mm	m	12	161,50	1938,00
6	Codos de 45 gr D=12''	u	3	4,08	12,24
7	Codos de 45 gr D=8''	u	2	0,33	0,66
8	Codos de 90 gr D=8''	u	16	71,35	1141,60
9	Codos de 90 gr D=3''	u	12	0,25	3,00
10	Reducido excéntrico 12''x 8''	u	1	137,36	137,36
11	Platillo de cuello de D=12''	u	2	1297,31	2594,62
12	Platillo de cuello de D=10''	u	2	1236,31	2472,62
13	Platillo de cuello de D=8''	u	8	1175,31	9402,48
14	Platillo de cuello de D=3''	u	8	1022,81	8182,48
15	Válvula de cuña D=12''	u	1	3545,40	3545,40
16	Válvula de cuña D=8''	u	3	651,35	1954,04
17	Válvula de cuña D=10''	u	1	1097,93	1097,93
18	Válvula de retención(check) D=8''	u	1	6,40	6,40
19	Válvula de globo D=8''	u	1	187,70	187,70
20	Manómetro (0 a 10 bar)	u	1	670,58	670,58
21	Juntas D=12''	u	2	0,80	1,60
22	Juntas D=10''	u	2	15,43	30,86
23	Juntas D=8''	u	10	0,80	8,00
24	Juntas D=125 mm	u	1	0,80	0,80
25	Juntas D=3''	u	4	0,80	3,20
26	Oxigeno	u	4	8,05	32,20
27	Acetileno	u	2	56,24	112,48
28	Electrodo 6013 de 4mm	kg	5	2,96	14,80
29	Mano de Obra	\$		69077,34	69077,34
30	Aislamiento térmico	T	1	49089,65	49089,65

Construcción Civil					
31	Cemento	u	2	8,78	17,56
32	Arena	m ³	1	21,08	21,08
33	Piedra	m ³	0,6	17,12	10,27
34	Acero D= ½''	T	1	16,98	16,98
35	Puntillas 2 ½''	kg	1	2,17	2,17
36	Alambre # 18	Rollo	0,4	133,50	53,40
37	Mano de Obra	\$		15968,86	15968,86
38	Contrato equipos pesados	\$		227588,25	227588,25
39	Contrato Equipo succionador	\$		110000,00	110000,00
	Subtotales	\$		483903,64	
	Moneda Total	\$			1426347,87
	Descripción	u m	Cant	Precio x U Total	Moneda Total

Fuente: Elaboración propia. (Datos de la Empresa)

Anexo 18. Resumen de los costos de equipamiento y accesorios.

Equipamiento	Importe \$
Calentadores (instalación, automatización y proyecto).	345128,88
Construcción y Montaje Mecánico	727540,42
Construcción Civil	16090,32
Equipos pesados	337588,25
Costo de Inversión total	1426347,87

Fuente: Elaboración propia. (Datos de la Empresa).

Anexo 19. Flujo de caja.

Concepto	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
I	1426347,87	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CF	0	0	3600433	3600433	3600433	3600433	3600433	3600433	3600433	3600433	3600433
CV	0	0	0	0	0	0	5131203	5131203	5131203	5131203	5131203
Total de pagos	1426348	0	3600433	3600433	3600433	3600433	8731636	8731636	8731636	8731636	8731636
Total de cobros	0	0	0	0	10446150	10446150	10446150	10446150	10446150	10446150	10446150
Mov de fondos	-1426348	0	-3600433	-3600433	6845717	6845717	1714514	1714514	1714514	1714514	1714514
Mov de fondo acumulado	-1426348	-1426348	-5026781	-8627215	-1781498	5064218	6778732	8493246	10207759	11922273	13636787
Mov de fondo actualizado	-1426348	0	-2975565	-2705059	4675717	4250651	967798	879817	799833	727121	661019
VAN	\$ 5854985										

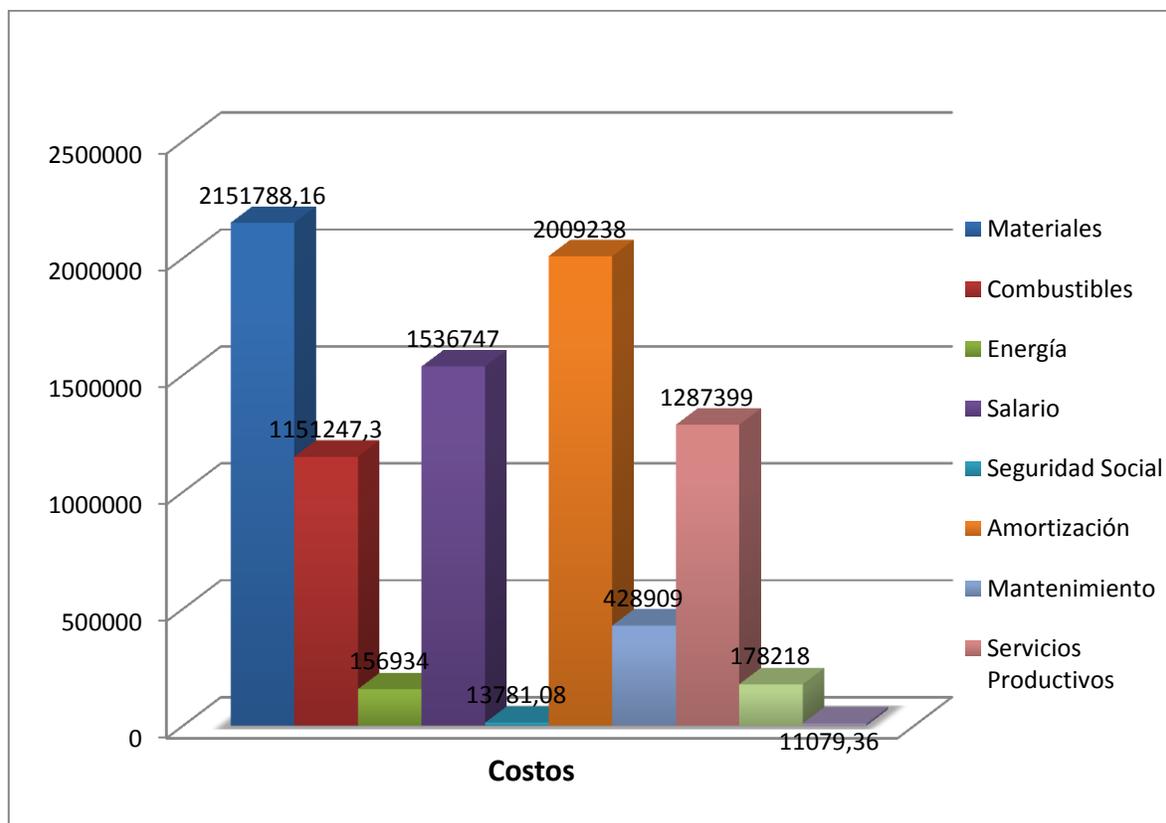
Fuente: Elaboración propia.

Anexo 20. Resultado de los cálculos económicos.

	Actualidad	Después de la inversión
Volumen de producción (N) m ³	31655	31655
Venta (pup) \$/m ³	330	330
Ganancia	1520809,1	1714513,63
Costo unitario variable (CUV) \$/m ³	169,15	162,09
CP/VP	0,85	0,84
Punto de equilibrio (N ₀) m ³	22200,07	21443,62

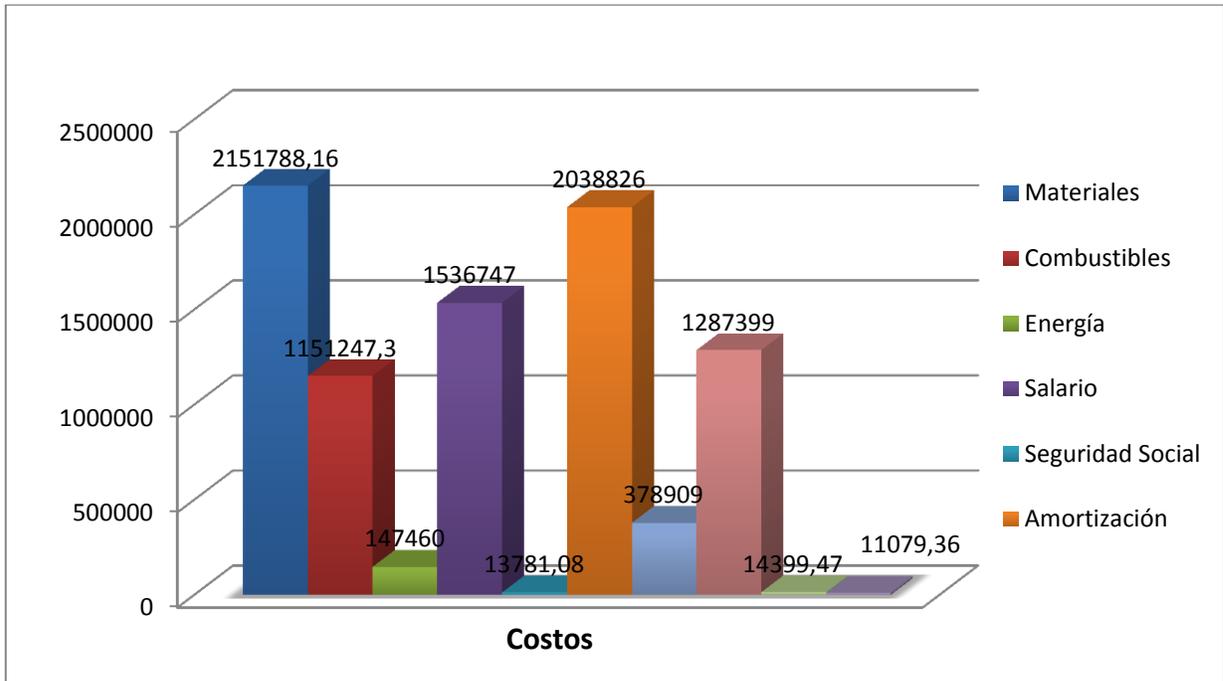
Fuente: Elaboración propia.

Anexo 21. Estructura de Costo antes de las modificaciones.



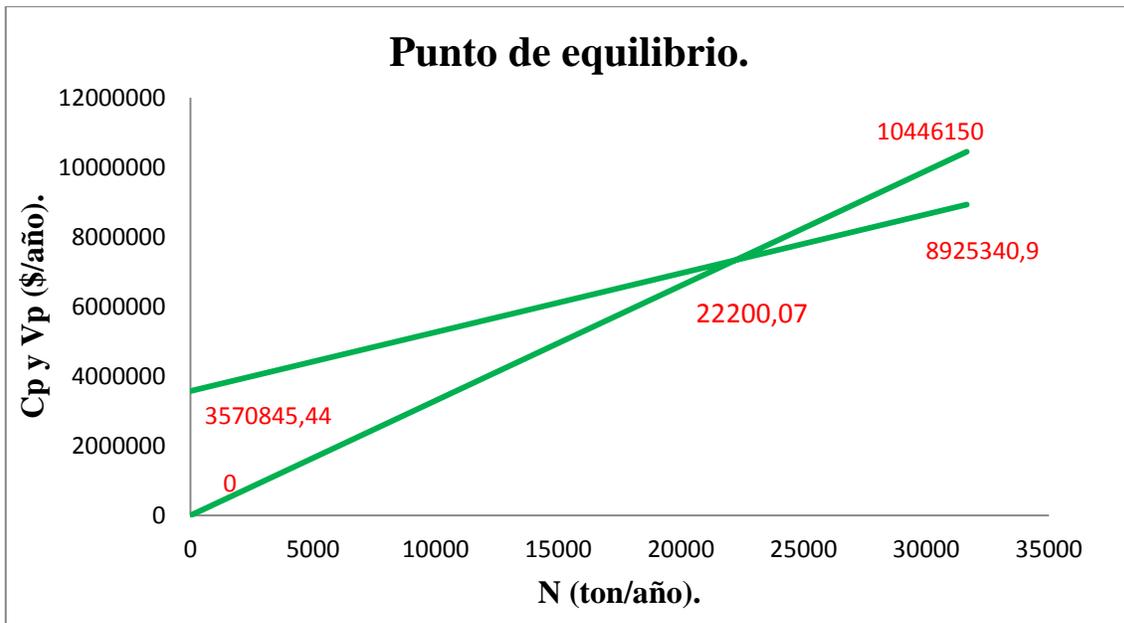
Fuente: Elaboración propia.

Anexo 22. Estructura de Costo después de las modificaciones.



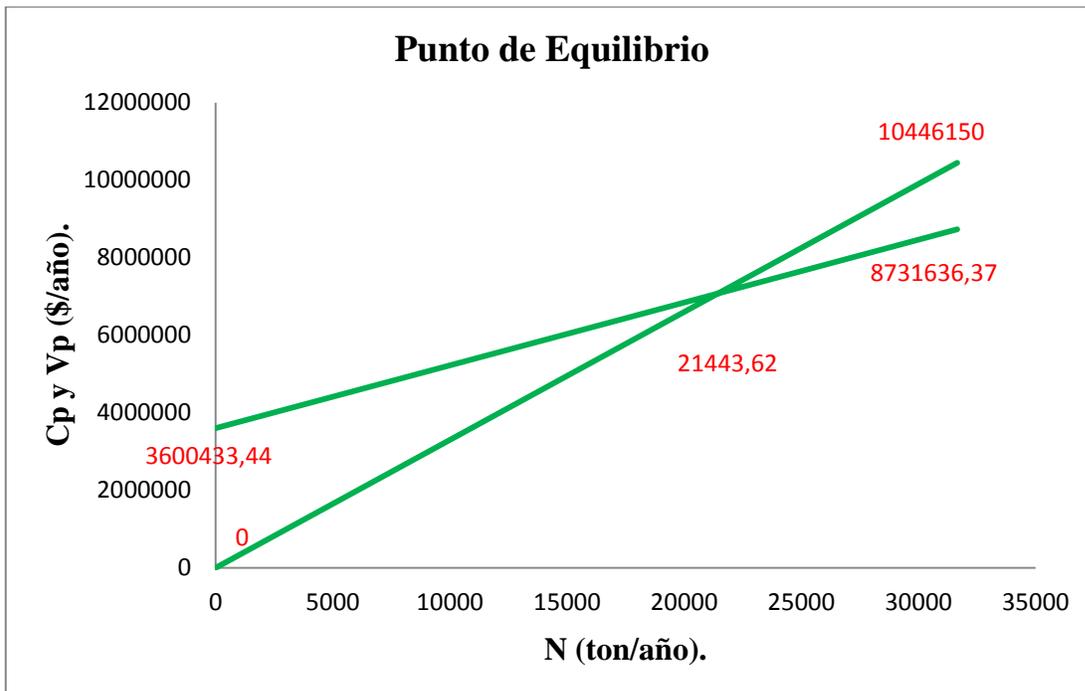
Fuente: Elaboración propia.

Anexo 23. Punto de equilibrio antes de las modificaciones.



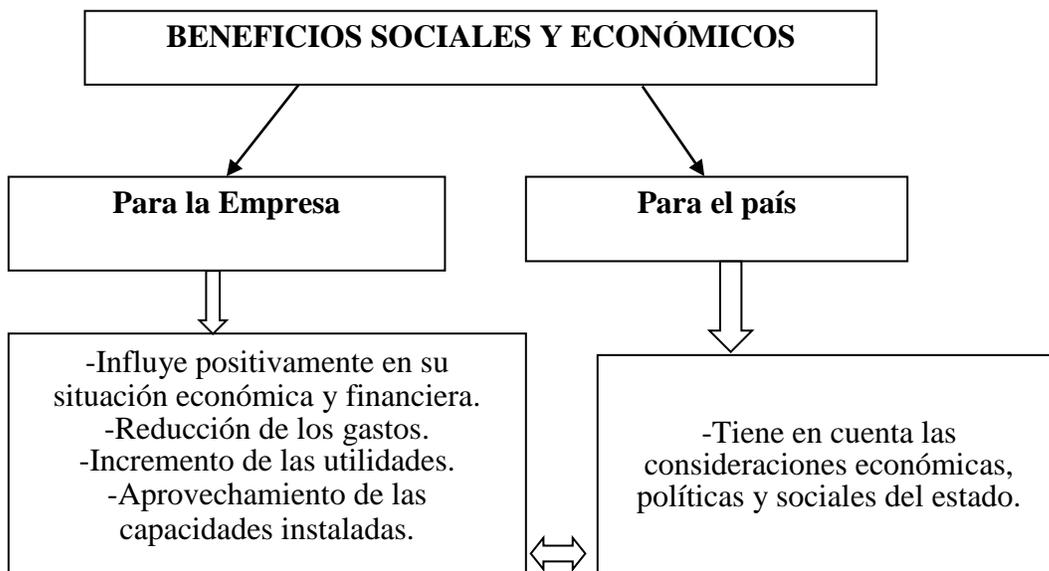
Fuente: Elaboración propia.

Anexo 24. Punto de equilibrio después de las modificaciones.



Fuente: Elaboración propia.

Anexo 25. Diagrama costo-beneficio.



Fuente: Elaboración propia.