MINISTERIO DE EDUCACIÓN SUPERIOR
INSTITUTO SUPERIOR MINERO METALÚRGICO DE MOA
"DR. ANTONIO NÚÑEZ JIMÉNEZ"
FACULTAD METALURGIA Y ELECTROMECÁNICA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA

Determinación de los parámetros técnico económicos racionales para el transporte de petróleo por tuberías

Tesis presentada en opción al título de Máster en Electromecánica.

Ing. Olga Pérez Maliuk

Moa – 2013

MINISTERIO DE EDUCACIÓN SUPERIOR
INSTITUTO SUPERIOR MINERO METALÚRGICO DE MOA
"DR. ANTONIO NÚÑEZ JIMÉNEZ"
FACULTAD METALURGIA Y ELECTROMECÁNICA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA

Determinación de los parámetros técnico económicos racionales para el transporte de petróleo por tuberías

Tesis presentada en opción al título de Máster en Electromecánica.

Autor: *Ing. Olga Pérez Maliuk*

Tutor: *Dr.C. Ing. Héctor Luis Laurencio Alfonso*

Moa – 2013
Año 55 de la Revolución

DECLARACIÓN DE AUTORIDAD

Moa, 22 de marzo del 2013
Año 55 de la Revolución

Yo, **Ing. Olga Pérez Maliuk**, autora del Trabajo titulado: **Determinación de los parámetros técnico económicos racionales para el transporte de petróleo por tuberías,** y el tutor Dr.C. Héctor Luis Laurencio Alfonso certificamos la propiedad intelectual y la calidad del mismo a favor del Instituto Superior Minero Metalúrgico de Moa, el cual podrá hacer uso del mismo con la finalidad que estime conveniente.

Para que así conste firmamos la presente

Autor: **Ing. Olga Pérez Maliuk** _____

Tutor: **Ing. Héctor Luis Laurencio Alfonso Dr.C** _____

Dedicatoria

Este trabajo en opción al título de Máster en Ciencias, está dedicado a mis padres Dr.C. Svetlana Petrovna Maliuk y Dr.C. José Rafael Pérez Barreto que hoy no están conmigo y que han sido mi ejemplo de inspiración. También se lo dedico a mis hijos, Álvaro, David y Cesarito. Espero que les sirva de guía para decidir sus caminos.

Agradecimientos

Agradezco a dios por darme la fortaleza física y espiritual para terminar este trabajo, a mi esposo César Laurencio Matos por estar a mi lado, por aceptarme como soy y comprenderme, por ser mi crítico más severo y mi amante tierno, por compartir conmigo los momentos más felices de mi vida y los más tristes, por ser mi complemento. Quiero agradecer a mi tutor Héctor Luis Laurencio Alfonso por haber tenido la paciencia de soportar mis impuntualidades y porque, quizás sin darse cuenta, en varias ocasiones me recordó quien soy y de donde provengo; a mis compañeros de trabajo Geovany, Marjoris, Yodelkis, Dayanis, Tomás, Amauris, Rodney, Yoalbys por haber estado presentes cada vez que lo necesité y por animarme en cada instante de flaqueza.

Resumen:

En el presente trabajo se realiza un estudio teórico y experimental, donde se desarrollan relaciones funcionales para variaciones de diámetros de tuberías y espesores de aislamiento durante el transporte de petróleo crudo cubano. La revisión bibliográfica pone en evidencia las limitaciones de los trabajos analizados en cuanto a desarrollo de metodologías y correlaciones empíricas, que permiten la evaluación, explotación y proyección de sistemas de transporte de petróleo crudo cubano bajo criterios técnico económicos.

Se parte del estudio experimental donde se hace la caracterización en cuanto al comportamiento reológico del fluido, a partir de ahí se proponen modelos y procedimientos de cálculo apropiados para la evaluación y racionalización del proceso de transporte por tuberías del petróleo crudo cubano CM-650, relacionados con sus propiedades físicas. Con el propósito de contribuir a las soluciones relacionadas a los métodos de cálculos aplicables a fluidos no newtonianos, se analizan las incidencias más significativas de la temperatura racional de transporte, el diámetro de tubería, el caudal del fluido y el espesor de aislamiento en el consumo de energía e impactos sociales y ambientales del proceso.

Summary

At present it works carries out to him a theoretical and experimental study, in which develop to him functional relations for variations of diameters of pipeses and thicknesses of isolation during the transport of unripe petroleum Cuban. The bibliographical revision gives someone away the limitations of the works analyzed as for development of methodologies and correlate empiric that permit the evaluation, exploitation and projection of systems of transport of unripe Cuban petroleum below technical economic criterions.

It splits of the experimental study in which the characterization as for the reológico conduct is made of the fluid, as of there propose model and procedures of appropriate calculation for the evaluation and rationalization of the process of transport for pipeses of the unripe petroleum Cuban CM-650, related with your physical properties. With the purpose to contribute to the solutions related to the methods of applicable calculations to fluids not Newtonian, analyze the more significant incidences of the rational temperature of transport, the diameter of pipes, the wealth of the fluid and the thickness of isolation in the consumption of energy and social and environmental impacts of the process

Índice:

Contenido **Pág.**

Introducción 1

CAPÍTULO 1: Marco teórico actualizado relacionado con el transporte de petróleo por tubería 5

1.1. Introducción 5

1.2. Estudios precedentes 5

1.3. Descripción del flujo tecnológico 10

1.3.1. Importancia de la instalación 11

1.4. Propiedades generales de los petróleos 12

1.4.1. Clasificación del petróleo 13

1.4.2. Clases del Petróleo cubano 14

1.5. Características principales de los sistemas de transporte por oleoductos 16

1.5.1. Clasificación de los oleoductos 17

1.6. Factores que influyen sobre la viscosidad 18

1.7. Evaluación Económica de Proyectos de Ahorro de Energía 19

1.7.1. Evaluación del valor del dinero en el tiempo 19

1.7.2. Interés nominal anual, interés efectivo del período e interés equivalente anual 20

1.7.3. Métodos para la evaluación financiera de proyectos de inversión 20

1.8. Interacciones térmicas en los sistemas de transporte 22

1.9. Conclusiones del capítulo 23

CAPÍTULO 2: Materiales y métodos relacionados al transporte del petróleo crudo cubano 24

2.1. Introducción 24

2.2. Procedimientos metodológicos 24

2.2.1. Modelo matemático de potencia hidráulica durante el transporte del petróleo por tuberías 26

2.3. Espesor técnico racional de aislamiento 27

2.3.1. Pérdida de calor sin trazas de vapor 27

2.3.2. Pérdida de calor con trazas de vapor 29

2.3.3. Calor recibido 30

2.3.4. Espesor de aislamiento 31

2.3.5. Temperatura del aire en la cavidad 34

2.3.6. Efectividad de la traza de vapor 37

2.3.7. Flujo de vapor 37

2.4. Costos asociados a las tuberías y al calentamiento del combustible 38

2.5. Espesor óptimo económico de aislamiento 40

2.6. Descripción de la instalación experimental ¨Reómetro¨ 43

2.6.1. Funcionamiento del reómetro 43

2.7 Conclusiones del capítulo 45

CAPÍTULO 3: Análisis los resultados 46

3.1. Introducción 46

3.2. Análisis de la influencia de la temperatura, presión y el volumen en las propiedades reológicas del crudo mejorado 650 45

3.3. Obtención y empleo del espesor técnico racional de aislamiento 50

3.3.1. Análisis de la influencia de la temperatura en las pérdidas energéticas 53

3.3.2. Simulación de la caída de temperatura del combustible en el oleoducto55

3.4. Obtención y empleo del espesor óptimo económico de aislamiento con trazas de vapor 55

3.4.1. Tiempo de recuperación de la inversión 58

3.5. Obtención del espesor técnico económico racional para sistemas de transporte sin trazas de vapor 59

3.6. Análisis de los costos asociados a las tuberías 62

3.7. Impactos del transporte de petróleo por tubería 64

3.7.1. Impacto ambiental 65

3.7.2. Impacto económico 65

3.8. Conclusiones del capítulo 66

Conclusiones generales 67

Recomendaciones 68

Referencia bibliográfica 69

ANEXOS 72

Introducción

El petróleo constituye uno de los recursos naturales más utilizado por el hombre para satisfacer sus necesidades y mejorar sus condiciones de vida. Su aplicación es amplia y variada por lo que resulta indispensable el estudio del proceso de extracción y transporte de este.

A pesar de que han sido ampliamente estudiados estos procesos existen aún aristas por explorar y profundizar que contribuirían a su utilización racional.

Este recurso natural ha sido utilizado desde la temprana historia del hombre como combustible para el fuego, y para la guerra. Su gran importancia para la economía mundial se desarrolló, sin embargo, de manera muy lenta, siendo la madera y el carbón los principales combustibles utilizados para calentar y cocinar, y el aceite de ballena el preferido para la iluminación, hasta ya entrado al siglo XIX.

La Revolución industrial generó una necesidad cada vez mayor de energía, la cual se abastecía principalmente de carbón. Por otro lado, se descubrió que el queroseno podía extraerse del petróleo crudo, y que podía utilizarse como combustible. El petróleo comenzó a tener una fuerte demanda, y para el siglo XX se convirtió en una de las principales materias primas del comercio mundial.

La Rusia Imperial produjo 3500 toneladas de petróleo en 1825 y dobló su producción a mediados de siglo. Después de que la producción de petróleo comenzase en lo que hoy se conoce como Azerbaiyán en 1848, dos grandes oleoductos fueron construidos en el Imperio Ruso: uno de 833 kilómetros de longitud, cuyo fin era transportar el petróleo desde el mar Caspio hasta el puerto de Batumi en el mar Negro (Oleoducto Bakú-Batumi), y otro de 162 kilómetros para llevar el petróleo desde Chechenia hasta el Caspio.

A la llegada del siglo XX, la producción de crudo del Imperio Ruso, que procedía casi íntegramente de la península Abseron, representaba la mita de la producción mundial y dominaba los mercados internacionales.

En la actualidad el transporte del petróleo resulta el proceso de mayor importancia. Europa Occidental importa el 97% de sus necesidades, principalmente de África y Oriente Medio; Japón el 100%. Pero los países que se autoabastecen en mayor o menor medida están apenas mejor dotados, porque los yacimientos más importantes

se encuentran a miles de kilómetros de los centros de consumo como en EE.UU, Rusia, Canadá y parte de América Latina. Es por ello que en el mundo del petróleo los oleoductos son los medios por excelencia para el transporte del crudo en tierra; y es el paso inmediato luego del descubrimiento y explotación de un yacimiento hacia los centros de refinación o a los puertos de embarque con destino a exportación.

Es el oleoducto el complemento indispensable y a veces el competidor del navío de alta mar, en efecto, conduce el petróleo del yacimiento situado a una distancia más o menos grande de tierra adentro, al puerto de embarque del yacimiento submarino a la costa más cercana; del yacimiento directamente a la refinería o finalmente, del puerto de desembarco a la refinería.

En suma, el transporte de petróleo tiene dos momentos netamente definidos, el primero es el traslado de la materia prima desde los yacimientos hasta la refinería donde finalmente será procesada para obtener los productos derivados; el siguiente momento es el de la distribución propiamente dicha, cuando los subproductos llegan hasta los centros de consumo.

Nuestro país también es un alto consumidor de petróleo puesto que todos los entes económicos que participan en su desarrollo lo utilizan de diversas maneras, por lo que la adecuada selección del equipamiento y de los accesorios para las instalaciones y el uso racional de los recursos energéticos disponibles inciden, considerablemente, en la reducción de los costos productivos.

En Cuba, la transportación por oleoductos, desde 1999 hasta el 2007, aumentó desde un 21 hasta un 24 %, siendo el oleoducto Varadero – Matanzas un claro reflejo del desarrollo actual entre las inversiones ejecutadas en la industria petrolera cubana, el mismo elimina la transportación del petróleo crudo por barco en ese litoral (Laurencio, 2007b, 2012). Es válido mencionar también el oleoducto Empresa Puerto Moa – Empresa Comandante Ernesto Che Guevara, ubicadas en el municipio Moa, provincia Holguín; que resulta de gran importancia en el proceso de producción de níquel de esta última ya que facilita y garantiza el transporte del petróleo indispensable para dicho proceso.

Las investigaciones que han venido realizándose desde 1985 con petróleos pesados y sus mezclas arrojan características tales como bajo grado API, alto contenido de

hidrocarburos aromáticos, asfaltenos, elevado contenido de azufre, nitrógeno y la presencia de hidrocarburos altamente inestables (Om et al., 2004; Laurencio, 2012). El combustible cubano CM-650, formulado a partir de mezclas de petróleo crudo cubano de alta viscosidad, presenta numerosas dificultades para su transporte y manejo, requiriéndose de técnicas especiales para la mejora de sus propiedades. Lo anterior conlleva a que se estudien vías a través de las cuales pueda mejorarse la fluidez del combustible pesado. El calentamiento del combustible a temperatura adecuada para el bombeo constituye la alternativa más usual y viable aplicada en la actualidad (Laurencio, 2012).

Podemos definir como **Situación problémica** que el desarrollo de la ciencia y la tecnología, no ha avanzado a profundidad en el estudio y perfeccionamiento de métodos técnicos y económicos apropiados para los diferentes sistemas de transporte de combustibles, lo que limita su diseño, selección y evaluación. A pesar de las limitaciones se busca mejorar la eficiencia de los procesos productivos y los medios de producción relacionados con el tema.

El **problema científico** a investigar lo constituye: Insuficiencia de métodos técnicos que relacionen los parámetros de transporte eficientes de los sistemas de bombeo con los valores económicos racionales, lo que imposibilita establecer el cálculo adecuado para el estudio confiable de proyección, selección y explotación.

Se establece como **objeto de la investigación**: El sistema de flujo y parámetros técnico económicos de transporte del petróleo crudo cubano.

Campo de acción: Reducción del consumo energético, basado en el establecimiento de parámetros económicos racionales de transporte.

Dado el problema a resolver se plantea la siguiente **hipótesis**: Mediante el establecimiento de las propiedades reológicas del crudo cubano y los criterios técnico económicos asociados a su proceso de transporte por tuberías, se podrán obtener parámetros racionales de operación y mejorar el rendimiento en las instalaciones de transporte de hidrocarburos.

Esta hipótesis exige conocer las principales propiedades físico-químicas y reológicas del fluido en estudio y a partir de modelos empírico – teóricos; simular las

características de transporte, seleccionando los parámetros para un transporte eficiente.

Se define como **objetivo** del trabajo:

Obtener un procedimiento, bajo criterios técnico económicos, apropiado para la evaluación, explotación y proyección de los sistemas de transporte del petróleo crudo cubano o fluidos similares.

Para cumplir el objetivo central, se desarrollaron los siguientes **objetivos específicos:**

- Establecer el sistema de conocimiento actualizado sobre las características del petróleo transportado.
- Evaluar los fenómenos de pérdidas energéticas durante el transporte de petróleo por tubería, para las condiciones de explotación actuales.
- Analizar los costos de transportación, sobre la base de la inserción de procedimientos técnico económicos de cálculo, con vista a mejorar la eficiencia de las instalaciones industriales.

Tareas:

- Búsqueda bibliográfica relacionada con el tema.
- Establecimiento del procedimiento de cálculo que tenga en consideración el espesor de aislamiento térmico y el diámetro técnico económico adecuados.
- Análisis de las incidencias económicas y ambientales del sistema de transporte de petróleo crudo cubano.

Capítulo 1

CAPÍTULO 1: Marco teórico actualizado relacionado con el transporte de petróleo por tubería

1.1. Introducción

Actualmente el sistema de transporte de fluidos por medio de un sistema de bombeo ocupa un rol importante en las industrias puesto que este medio ofrece ventajas significativas sobre otros medios de transporte ya que garantiza un proceso tecnológico continuo disminuyendo considerablemente el volumen de operaciones principales, eleva la productividad de trabajo y posibilita la automatización de todo el proceso de transportación; así como, no existe pérdida de material durante el transporte.

La realización de estudios en el campo de los sistemas de transporte por tuberías para diferentes tipos de combustibles permite detectar de forma preliminar las diferentes características y deficiencias que existen entre las investigaciones realizadas, las teorías existentes y los múltiples elementos que están presentes en el transporte de petróleos pesados por sistemas de tuberías. En tal sentido, se declara como **objetivo** del capítulo:

Establecer el estado del arte a partir de la revisión bibliográfica relacionada al transporte y propiedades del petróleo; orientado en las ventajas del proceso que soporte como base el transporte de petróleo crudo cubano (CM-650), garantizando los parámetros técnico económicos racionales.

1.2. Estudios precedentes

En el desarrollo de la investigación se han consultado diferentes trabajos y estudios con resultados reconocidos. En Laurencio, (2012) se identifican y analizan los diferentes aspectos que tributan al proceso de transporte por tuberías como sistema integrado. El análisis se basa en la obtención del gradiente de presión creado entre el inicio y el final de un tramo de tubería, teniendo en cuenta el comportamiento reológico del fluido, el petróleo crudo cubano; incorporando en el análisis el gradiente de temperatura que evidencia el fluido al transportarse, lo que conduce a un flujo no estacionario. A pesar de que se realiza un profundo análisis de los costos por consumo de energía eléctrica del transporte de petróleo no se tiene en consideración la relación entre el diámetro de la tubería y el costo de esta para casos de diseños de instalación.

Refiriéndose a la viscosidad de los fluidos y en específico a los no newtonianos, muchos han sido los autores que abordan esta temática de vital importancia en el desarrollo de la

investigación de fluidos (Laurencio y Delgado, 2008). De la Paz, (2002), realiza un estudio reológico de la jalea dentífrica fluida; donde analizan las deformaciones toleradas por la formulación al aplicarle la fuerza de cizalla con un determinado gradiente de velocidad, describiéndose la determinación de sus propiedades mecánicas bajo las condiciones de deformación ensayadas. Se encuentra como insuficiencia, que los autores no estudian el comportamiento reológico del fluido para variaciones de temperaturas; siendo estas variables, de gran influencia en la estructura y propiedades reológicas de los fluidos. Tampoco realizan un análisis económico profundo de este proceso.

A partir de los trabajos descritos por Caldiño *et al*. (2004), se dispone de una metodología para obtener en forma simplificada, funciones reológicas de las mezclas agua arcilla que son de utilidad para alimentar modelos de cálculo de flujos naturales con altas concentraciones de sedimentos. Se corroboró el incremento de la viscosidad con la concentración tanto para mezclas agua arcilla como agua arcilla arena. Se observó y evaluó la influencia de la arena en el valor de la viscosidad; en el rango ensayado, la arena contribuyó en forma significativa a este incremento; se pudo tener en cuenta otros factores influyentes en la viscosidad de mezclas como pH y diámetro medio de las partículas de arena, lo que no se tiene en cuenta. El coeficiente o factor de fricción es un parámetro de diseño importante al considerar las pérdidas de energía mecánica en el transporte de fluidos a través de tuberías, ya sea para evaluar la potencia necesaria, o para estimar el diámetro del conducto, entre otros aspectos, (Steffe *et al.*, 1986); (Ibarz *et al*., 2001); (Vélez, 2003); (Perona, 2003); (Sablani *et al*., 2003).

Para el transporte de fluidos no newtonianos, los estudios existentes son limitados, diferentes factores han sido analizados. Las caídas de presión a través de una tubería en el manejo de pasta de pescado, fueron evaluadas por Nakayama *et al.* (1980); determinando valores bajos en las pérdidas de energía, atribuidos a la naturaleza del comportamiento no newtoniano de tipo plástico de Bingham.

En un estudio realizado por García y Steffe (1987), se subraya la importancia que tiene la consideración del esfuerzo de cedencia o umbral de la fluencia en la correcta predicción de las pérdidas de presión en la tubería; las predicciones del coeficiente de fricción se relacionaron al índice de flujo, y a los números de Reynolds y Hedstrom.

Banerjee *et al*. (1994), determinaron de forma experimental la pérdida de presión en válvulas de compuerta y globo de 12,7 mm; implicando, el número generalizado de Reynolds (Re*) para diferentes grados de abertura.

Placencia *et al*. (2000), formula emulsiones de petróleo pesado en agua a nivel piloto, además se realizan pruebas de reología a diferentes condiciones de concentración de tensoactivo, temperatura y tiempo de almacenamiento. Finalmente para pruebas de flujo, se estudia el comportamiento de la emulsión con el 1% en peso de tensoactivo al ser transportada por una tubería de 1 pulgada.

Mechetti *et al.* (2000)1; Mechetti *et al*. (2000) 2; Laurencio, (2012); presentan resultados inéditos en sus estudios del comportamiento reológico de crudos asfalténicos bajo la acción de campos eléctricos. Investigando el comportamiento viscosimétrico de un crudo argentino de baja viscosidad con 7% pp de contenido de asfaltenos, encuentran una dilatancia atípica para un crudo de baja viscosidad relativa y también una anomalía termorreológica (mayor viscosidad para una mayor temperatura). La dilatancia se explica en la literatura por la presencia de partículas cargadas en suspensión coloidal, lo que podría adjudicarse, en este caso, a la presencia de asfaltenos.

El parámetro más importante del flujo en tuberías es el gradiente de presión. El comportamiento del gradiente de presión como función de la velocidad en un flujo multifásico no newtoniano, es sustancialmente diferente del comportamiento de un flujo monofásico. Datos experimentales del comportamiento del gradiente de presión en sistemas multifásicos en tuberías horizontales han sido obtenidos en varios trabajos (Doron y Barnea, 1995; Doron *et al*., 1997). La predicción de las caídas de presión y los patrones de flujo es un problema muy complejo. Las dos aproximaciones principales que se han usado son: 1) correlaciones de datos empíricos, usando posiblemente un razonamiento semiteórico (por ejemplo: Newitt *et al*., 1955; Turian y Yuan, 1977; entre otros), y 2) desarrollo de aproximaciones teóricas basadas en una modelación fenomenológica, tal como los modelos de dos capas de Wilson (1988), Televantos *et al*. (1979), Gillies *et al.* (1991) y los modelos de tres capas de Doron *et al.* (1997), entre muchos otros. La principal limitación de los modelos teóricos existentes es su inhabilidad para predecir, de manera suficientemente exacta, mientras que las correlaciones empíricas tienen un intervalo limitado de aplicabilidad.

Columbié (2006), presenta un estudio relacionado con el transporte de fuel oil desde Mazut hasta la planta de Preparación de Mineral, perteneciente a la empresa Comandante Ernesto Che Guevara, obteniendo como resultado que el mismo presenta un comportamiento no Newtoniano cuando posee una temperatura de hasta 70 ºC y a temperaturas superiores el índice de flujo toma valores de (n =1), dando una medida del grado de comportamiento newtoniano del fluido, siguiendo de esta forma la ley de Newton de la viscosidad; observó que la mayor pérdida por coeficiente de resistencias total es debido a la alta caída de presión en la válvula reguladora presente en uno de los tramos de la instalación, sin embargo no se analiza el aspecto económico como parte esencial del proceso de diseño y selección racional del sistema de transporte.

Concha *et al*. (2006), propone un modelo matemático para predecir el crecimiento de la zona de mezcla o frente de contaminación que se genera entre combustibles derivados del petróleo como consecuencia de su transporte secuencial por poliductos. La mayor dificultad para aplicar el modelo es el cálculo del coeficiente efectivo de transferencia de masa, motivo por el cual se han desarrollado diferentes correlaciones empíricas para su cálculo.

Para la optimización de los sistemas de flujo de fluidos por tuberías la función objetivo es, usualmente, formulada en términos de costos fijos y pocas veces se tienen en cuenta los costos de energía Abebe y Solomatine, (1998); Walski, (2001). Investigadores como Goulter y Bouchart, (1990); Loganathan *et al.* (1995); Xu y Goulter, (1999); Tanyimboh y Templeman, (2000); Martínez, (2007), utilizan sólo los costos de inversión durante la formulación, los cuales no representan resultados satisfactorios de optimización.

Chiong, (1985); Hechavarría, (2009) incluyen en la función objetivo los costos energéticos, donde los costos de inversión totales de capital incluyen además de los costos fijos en función del diámetro y las longitudes de las tuberías, los costos variables producto del bombeo directo. El objetivo del procedimiento es minimizar los costos anuales de capital y los costos energéticos anuales, donde los costos fijos están restringidos a los costos de inversión de las tuberías, Martínez *et al.* (2007).

En tal sentido resulta significativo para el caso de fluidos no newtonianos el trabajo de Díaz y Hechavarría, (1999) realizado a partir de Skelland, (1970), ambos presentan una metodología para el cálculo del diámetro óptimo de tubería, aplicable a cualquier tipo de

fluido no newtoniano. Plantean que los costos debido a tuberías y accesorios pueden representar una parte importante de la inversión total de una planta química.

Dentro de los trabajos reportados a cerca de los regímenes de trabajo de hidrotransporte encontramos algunos que aportan soluciones a situaciones específicas como es el de Izquierdo, (1989); que en su trabajo sobre la determinación de los parámetros y regímenes de hidrotransporte de mineral laterítico aplicable a las condiciones del proceso productivo de la Empresa Comandante Pedro Soto Alba determinó las propiedades físico – mecánicas de las hidromezclas, formuló el modelo físico – matemático del flujo de la pulpa laterítica; comprobó que durante el flujo dependiendo de la velocidad de la pulpa y de la concentración del sólido, se presentan los regímenes estructural, transitorio y turbulento; obtuvo las dependencias para determinar el coeficiente de resistencia hidráulica para el movimiento del régimen estructural y las pérdidas hidráulicas durante el movimiento de la hidromezcla en régimen turbulento.

El coeficiente de fricción puede obtenerse con la pérdida de presión que se da en un segmento de tubo y accesorio, o bien puede evaluarse por medio de modelos, o gráficas propuestas para tal propósito (Ibarz *et al*., 2001), (Vélez, 2003),

En Izquierdo, (1989) e Izquierdo, *et al*. (2001) se obtiene gráfica y analíticamente la relación entre el coeficiente de pérdida hidráulica por rozamiento (λ) y el número generalizado de Reynolds (Re^*). El análisis se realiza determinándose los diferentes regímenes de transporte de las tuberías.

Suárez, (1998) hace referencia a la elaboración del modelo físico – matemático del movimiento de suspensiones de mineral por tuberías, basado en los resultados de las investigaciones de las propiedades reológicas y la determinación de las pérdidas específicas de presión para el movimiento de dichas suspensiones en régimen turbulento. A pesar de que realiza una valoración económica donde tiene en consideración el precio de la tubería, presenta adaptaciones que no se ajustan a los precios actuales de las tuberías.

Turro, (2002); a partir del modelo físico – matemático, propone un sistema de correlaciones para el cálculo y evaluación de las instalaciones de hidrotransporte de colas, provenidas de los resultados de la caracterización realizada al fluido y al sistema de transporte, a la vez que realiza una valoración económica donde tiene en

consideración los costos por concepto de energía eléctrica consumida por los motores en la transportación de la cola y el mantenimiento de estos por averías, así como, los gastos de inversión por el cambio de los motores y las tuberías en el período analizado (2002). Sin embargo el trabajo no tiene en cuenta el estado no estacionario del proceso, pues no se contempla en el modelo el gradiente de temperatura durante el recorrido del fluido en las tuberías ni los costos de tuberías en dependencia del diámetro, aspecto este que influye considerablemente en los costos totales de instalación para condiciones actuales de explotación.

En el caso de la transferencia de calor muchos han sido los autores que abordan estos procesos como fue Incropera *et al*. (2003), el cual recoge la temática relacionada con la teoría general de la transferencia de calor y masa. En esta publicación existe una amplia conceptualización de las leyes y principios físicos relacionados con la transmisión del calor y constituye un pilar fundamental para la comprensión de las mismas en sus más diversas formas.

1.3. Descripción del flujo tecnológico

La función principal de la base de combustible de la empresa Comandante Raúl Díaz Argüelles es, trasegar la cantidad de petróleo necesario para mantener el flujo productivo en las empresas productoras de níquel del municipio de Moa, empleando el oleoducto como medio de transporte eficaz para este fin.

La planta antes mencionada posee como medio de almacenamiento seis tanques, de los cuales cinco se emplean para acumular Fuel oil y tan solo uno para el suministro del crudo nacional CM-650. En los tanques el combustible es excitado a través de calentadores en forma de serpentín, con el objetivo de suministrarle temperatura, disminuir su viscosidad e incrementar su fluidez, lo cual se logra debido a la naturaleza reológica del hidrocarburo.

El proceso de calentamiento del petróleo se realiza utilizando vapor, el cual es suministrado desde los generadores de la empresa Comandante Ernesto Che Guevara a través de la tubería que se extiende por unos 6400 m. La cantidad de vapor, así como su contenido energético, definen la temperatura del combustible y las condiciones del trasiego.

Con el objetivo de suministrarle mayor temperatura al combustible en días donde las variables climatológicas tienen una incidencia negativa en el proceso, y para facilitar su transporte por el oleoducto, el petróleo pasa por un intercambiador de calor de tubo y coraza que está diseñado para recalentar el combustible que se bombea hasta una temperatura de 70 ^{o}C (343°K).

El combustible ingresa en el oleoducto de longitud 5100 m y viaja en sentido contrario al vapor que es suministrado para su calentamiento, dicha tubería está insulada para evitar mayores pérdidas de calor al medio. Se utilizan cinco bombas para el transporte del fluido, de las cuales cuatro son de tornillo modelo 216.180 y son las más empleadas debido a la viscosidad del combustible, la instalación también posee una bomba centrifuga del tipo HK 210/200 S2. TB2, la cual es usada para temperaturas favorables de trasiego. La totalidad de las bombas anteriormente mencionadas están acopladas a motores eléctricos con potencia igual a 20 kW.

De forma resumida se puede plantear que, la instalación de trasiego de petróleo hacia la empresa Comandante Ernesto Che Guevara tiene su génesis en la base de combustible de la empresa Puerto Moa, donde el hidrocarburo es calentado en los tanques de almacenaje con vapor suministrado desde la caldera ubicada en la empresa ECG, aquí el petróleo alcanza una temperatura promedio de unos 50 ^{o}C (323 ^{o}K) y luego es llevado a un intercambiador de tubo y coraza en el cual se le incrementa la temperatura a la que es enviado mediante la utilización de bombas.

1.3.1. Importancia de la instalación

El transporte de petróleo desde la empresa Puerto Moa hacia la empresa Comandante Ernesto Che Guevara a través de la tubería de trasiego, garantiza el suministro de combustible capaz de mantener la energía necesaria para la puesta en marcha de forma ininterrumpida de todos los procesos asociados con la energía.

Este combustible es el mayor portador energético en esta industria del níquel, y esta última constituye uno de los renglones fundamentales en la economía cubana, motivo por el cual debe mantenerse bajo un régimen adecuado de explotación.

A través de la instalación se trasiegan durante ocho horas diarias alrededor de 1000 toneladas de Fuel oil y 500 toneladas de crudo cubano CM-650.

El buen funcionamiento de la instalación, así como las mejoras que se le puedan incorporar es vital, ya que mediante esta se abastece el 100 % de dicho carburante a la red que proveen los servicios de la fábrica Comandante Ernesto Che Guevara.

1.4. Propiedades generales de los petróleos

El petróleo es un líquido oleoso bituminoso (color oscuro) de origen natural de composición variable según los yacimientos (es una mezcla de hidrocarburos, aunque también suelen contener unos pocos compuestos de azufre y de oxígeno). Es como el carbón, un combustible fósil. También recibe los nombres de petróleo crudo, crudo petrolífero o simplemente "crudo". Aunque se trata de un líquido aceitoso de color oscuro, es considerado una roca sedimentaria.

El petróleo se forma a partir de restos de pequeños organismos marinos que viven en cantidades enormes en mares cálidos y poco profundos. Si al morir estos organismos son rápidamente enterrados por sedimentos, fermentarán. Pasado millones de años, bajo la presión de nuevas capas de sedimentos, los restos orgánicos se transformarán en petróleo. El proceso comenzó hace millones de años, cuando surgieron los organismos vivos en grandes cantidades, y continúa hasta el presente

Se encuentra en grandes cantidades bajo la superficie terrestre, en los estratos superiores de la corteza terrestre. Esto se debe a que el petróleo tiende a escapar a zonas más altas en las que soporte menos presión. En este viaje, con frecuencia acaban encontrando un marga impermeable o una capa de roca densa y se acumula, ya que son determinadas zonas de las que no puede salir, son las trampas. En otras ocasiones consigue alcanzar la superficie. Cuando ocurre esto el petróleo se volatiza dejando un residuo de asfalto y betún. No es de extrañar, por tanto, que fuese conocido ya por las antiguas civilizaciones. Los egipcios utilizaban el betún para impermeabilizar los barcos y para embalsamar las momias.

Su sondeo es muy costos es por lo que sólo se realiza cuando se tienen indicios suficientes para suponer que las probabilidades de un yacimiento son altas. Cuando los indicios son suficientes se procede a la perforación del terreno con una sonda. En la mayoría de los casos estos sondeos sólo sirven para obtener nuevos indicios y determinar la dirección y distancia en la cual se habrán de realizar nuevas perforaciones con mayores probabilidades de éxito.

El petróleo bruto no tiene aplicaciones por lo que se transporta a las refinerías donde toda una serie de operaciones de destilación, cracking térmico y catalítico permiten separar sus constituyentes.

1.4.1. Clasificación del petróleo

En el petróleo natural, además de hidrocarburos, existen nitrógeno, azufre, oxígeno, colesterina, productos derivados de la clorofila y de las heminas (porfirinas) y, como elementos, trazas, vanadio, níquel, cobalto y molibdeno.

Como consecuencia de los compuestos orgánicos nombrados, el petróleo presenta polarización rotatoria, lo cual revela claramente que se trata de un compuesto de origen orgánico, formado a partir de restos animales y vegetales.

La composición química del petróleo es muy variable, hasta el punto de que los cuatro tipos fundamentales de hidrocarburos: parafinas (hidrocarburos saturados), olefinas (hidrocarburos insaturados), naftenos (hidrocarburos cíclicos saturados o cicloalcanos) e hidrocarburos aromáticos, no solamente son diferentes de un yacimiento a otro, sino también las diversas sustancias que es preciso eliminar más o menos completamente: gas, azufre (que junto con el sulfhídrico, mercaptanos y tioalcoholes pueden alcanzar un 3%), agua más o menos salada, compuestos oxigenados y nitrogenados, indicios o vestigios de metales etc.

Un análisis en el laboratorio proporciona primeramente indicaciones sobre la cantidad y calidad de los productos acabados que se pueden extraer del petróleo crudo:

- Alta tensión de vapor, revela la presencia de gas.
- Alta densidad y viscosidad, indican una reducida proporción de gasolina o un contenido importante de betún o parafina.

La clasificación del petróleo se basa en la clase de compuestos químicos que predominan en el petróleo crudo (Gilbert, 2012):

<u>Petróleo de base parafínicas.</u>

- Predominan los hidrocarburos saturados o parafínicos.
- Son muy fluidos de colores claros y bajo peso específico (aproximado a 0,85 kg/lt).
- Por destilación producen abundante parafina y poco asfalto.

- Son los que proporcionan mayores porcentajes de nafta y aceite lubricante.

Petróleo de base asfáltica o nafténica.

- Predominan los hidrocarburos etilénicos y dietilénicos, cíclicos ciclánicos (llamados nafténicos), y bencénicos o aromáticos.
- Son muy viscosos, de coloración oscura y mayor peso específico de 0,95 kg/lt.
- Por destilación producen un abundante residuo de asfalto. Las asfáltitas o rafealitas argentinas fueron originadas por yacimientos de este tipo, que al aflorar perdieron sus hidrocarburos volátiles y sufrieron la oxidación y polimerización de los etilénicos.

Petróleo de base mixta.

- De composición de bases intermedias, formados por toda clase de hidrocarburos: Saturados, no saturados (etilénicos y acetilénicos) y cíclicos (ciclánicos o nafténicos y bencénicos o aromáticos).
- La mayoría de los yacimientos mundiales son de este tipo.

A su vez la composición de los hidrocarburos que integran el petróleo varía según su lugar de origen:

- Petróleos americanos: hidrocarburos de cadenas abiertas o alifáticas.
- Petróleos de Pensilvania: hidrocarburos saturados (alcanos de nº. de C = 1 a 40).
- Petróleos de Canadá: hidrocarburos no saturados.
- Petróleos rusos: hidrocarburos cíclicos, con 3, 4, 5, ó 6 átomos de carbono en cadena abierta o cerrada.

1.4.2. Clases del Petróleo cubano

En nuestro país, en los procesos de combustión de los generadores de vapor, se han utilizado diferentes clases de petróleo, obtenidos a partir del petróleo crudo, mezclado con otras sustancias para el mejoramiento de sus propiedades, que inciden en el proceso de combustión (Gilbert, 2012).

Estas clases son:

1. FC 900 - Está compuesto por crudo cubano mezclado con Fuel oil de alto contenido de vanadio con una proporción 55-45 y un dispersante de asfaltenos a 100 ppm (este combustible comenzó a producirse en el año 1996).
2. Crudo mejorado 650 (CM-650).
3. Crudo mejorado 1100 (CM-1100).
4. Crudo mejorado 1400 (CM-1400).

Los crudos mejorados 650, 1100 y el 1400 son obtenidos al mezclar petróleo crudo con nafta y un dispersante de asfaltenos a 100 ppm. (Estos combustibles comienzan a elaborarse a partir del año 1997).

Los números que representan a cada uno de estos combustibles definen la viscosidad en Centiesto (cSt) a 50 ^{o}C. En la tabla 1.1 se dan las especificaciones del CM-650, al ser el crudo analizado en esta investigación.

Tabla 1.1. Especificaciones físico – químicas del combustible crudo mejorado CM-650.

No	Parámetros	U/M	Valor
1	Viscosidad a 50 ºC	mm^2/s	650
2	Azufre total	%m/m	7,5
3	Temperatura de inflamación	ºC	34
4	Temperatura de fluidez	ºC	15
5	Carbón conradson	%m/m	14
6	Densidad a 15 ºC	g/cm^3	0,9924
7	Gravedad a 15 ºC	ºAPI	11
8	Valor calórico neto	kcal/kg	9100
9	Agua por destilación	%v/v	2,0
10	Sedimentos por extracción	%m/m	0,15
11	Cenizas	%m/m	0,1

12	Asfaltenos	%m/m	18
13	Vanadio	ppm	150
14	Sodio	ppm	150
15	Aluminio + silicio	ppm	80

Fuente: Laurencio, 2012

Las características Físico-Químicas de los combustibles cubanos varían considerablemente con respectos a los combustibles de producciones internacionales, por lo que éste se caracteriza como un combustible de baja calidad. Estas características traen múltiples dificultades en el transporte y en los generadores de vapor, que van desde su preparación, manipulación y quema.

1.5. Características principales de los sistemas de transporte por oleoductos

Para cada oleoducto se requiere un determinado tipo o clase de tubería. Generalmente, las dos características más comunes de un oleoducto son el diámetro externo y la longitud. Sin embargo, durante el proceso de diseño se toma en cuenta una variedad de factores que corresponden al funcionamiento eficaz y buen comportamiento físico del oleoducto, como por ejemplo:

- El tipo o calidad de acero de los tubos, ya que se utiliza el acero debido a la capacidad de este material para resistir la deformación bajo la acción de fuerzas.
- La competencia de la tubería es muy importante debido a que el flujo del petróleo por ella se logra por presión a lo largo del oleoducto. Por tanto, la tubería debe resistir también presiones internas porque de lo contrario estallaría.
- En el caso de transportar crudos ácidos cuyo contenido de sulfuro de hidrógeno es significativo se opta por emplear tuberías y materiales de plástico o fibra de vidrio reforzado, que pueden operar a temperaturas de 110 ºC (383 ºK) y presiones de hasta 25 atmósferas (2535,5 kPa).
- Las juntas entre cada tubo también resultan importantes ya que deben ser lo suficientemente fuertes para resistir el flujo de los fluidos y evitar filtraciones. Algunos tubos se unen por rosca, empacaduras, soldadura de impacto, etc.

Los oleoductos varían en diámetro dependiendo de la capacidad requerida. Las líneas de tuberías algunas veces varían de tamaño, aumentando en diámetro hacia el extremo de más baja presión. Las especificaciones API, requieren que los tramos no sean menores de 4,80 m ni mayores a 12 m. Solamente cuando existe una considerable diferencia de elevación entre los extremos de un ducto y hay más o menos un declive descendente continuo, puede el crudo fluir por él sin ayuda. Generalmente se debe aplicar la presión de bomba en el extremo corriente arriba, creando así una presión diferencial entre los extremos de toma y descarga de la línea que provoque el flujo a la velocidad deseada. Si la línea es larga se deben colocar bombas adicionales a intervalos para restituir la presión del crudo (Charles, 1965).

1.5.1. Clasificación de los oleoductos

Se denomina oleoducto a la tubería e instalaciones conexas utilizadas para el transporte a grandes distancias de petróleo, sus derivados y biobutanol. La excepción es el gas natural, el cual a pesar de ser derivado del petróleo, se le denominan gasoductos a sus tuberías por estar en estado gaseoso a temperatura ambiente.

Los oleoductos son la manera más económica de transportar grandes cantidades de petróleo en tierra. Comparados con los ferrocarriles, tienen un coste menor por unidad y también mayor capacidad.

A pesar de que se pueden construir oleoductos bajo el mar, el proceso es altamente demandado tanto tecnológico como económico; en consecuencia, la mayoría del transporte marítimo se hace por medio de buques petroleros.

Los oleoductos se hacen de tubos de acero o plástico con un diámetro interno que suele variar según su necesidad. Donde sea posible, se construyen sobre la superficie. Sin embargo, en áreas que sean más desarrolladas, urbanas o con flora sensible, se entierran a una profundidad típica de 1 metro (Charles, 1965).

En relación con lo citado Gilbert, (2012) brinda la siguiente clasificación:

<u>Según su ubicación</u>

- En tierra
  - ✓ Soterrado
  - ✓ De superficie
- En mar

<u>Según su importancia</u>

- Troncales o primarios
- Secundarios

Según la interacción térmica

- Con aislamiento térmico
  - ✓ Sin traza de vapor
  - ✓ Con 1 traza
  - ✓ Con 2 trazas
  - ✓ Con 4 trazas
- Si aislamiento térmico

1.6. Factores que influyen sobre la viscosidad

La viscosidad es la propiedad que poseen todos los fluidos en la cual el roce de unas moléculas con otras oponen resistencia al movimiento uniforme de las partículas, y son diversos los factores que pueden ejercer influencia sobre la viscosidad de un fluido como, el componente sólido del fluido, el diámetro medio de las partículas, la temperatura y el pH. Estas últimas son las de mayor importancia para nuestro trabajo.

- Efecto de la temperatura

En general, en la mayoría de los líquidos y suspensiones se ha observado una disminución de la viscosidad con el incremento de la temperatura. Se ha comprobado que la disminución de la viscosidad puede deberse a dos efectos (Garcell, 1993).

a) Disminución de la viscosidad del medio dispersante.

b) Debilitamiento de las estructuras formadas por las partículas al aumentar la temperatura.

El efecto de la temperatura sobre la viscosidad de líquidos se representa bien mediante la ecuación de Andrade (Reid Y Sherwood, 1966; Laurencio *et al*., 2007).

$$\mu_m = C \cdot e^{Bt} \qquad (1.1)$$

En la que t es la temperatura; C y B son constantes, cuyos valores dependen de la correlación entre unidades de μ y de t.

De acuerdo con la ecuación 1.1, la viscosidad de los líquidos disminuye exponencialmente con el aumento de la temperatura.

- Efecto del pH

En las suspensiones con características coloidales, se manifiestan grandemente los fenómenos electrocinéticos y otras propiedades superficiales. En las suspensiones minerales, en la que la distribución de tamaño muestra altos volúmenes de partículas

finas, se manifiestan también estos fenómenos; los cuales son altamente dependientes del pH de la suspensión. Para pH cercanos al punto isoeléctrico, el equilibrio atracción – repulsión entre partículas se desplaza hacia la atracción debido al predominio de las fuerzas de Van der Waals. En estas condiciones la suspensión incrementa su inestabilidad y muestra los máximos valores de viscosidad, debido a la formación de estructuras más fuertes. A pH alejado del i.e.p., son más importantes las fuerzas de repulsión de carácter electrostático entre las partículas.

1.7. Evaluación Económica de Proyectos de Ahorro de Energía.

Existen muchos métodos para la evaluación de proyectos, aunque los más difundidos en la actualidad, y los más confiables, son aquellos que toman en consideración la variación del valor del dinero en el tiempo al analizar los beneficios y costos esperados durante la vida útil del equipamiento.

1.7.1. Evaluación del valor del dinero en el tiempo

El valor del dinero en el tiempo significa que un determinado capital que se tiene en la actualidad va incrementando su valor en el futuro a determinada tasa de interés fijada. Dicho de otra manera, una cantidad de dinero en la actualidad tiene más valor que otra a recibir en el futuro debido a que la primera ganará cierto interés o rendimiento al ser invertida. Estos elementos se reflejan en la siguiente expresión, (Weston y Brigham, 1994):

$$FV_n = PV \cdot (1 + i)^n \qquad (1.2)$$

Donde:

FV_n - Valor futuro de una cantidad presente (PV) de dinero, (CUC)

i - Tasa de interés fijada, fracción

n - Número de períodos que intervienen en el análisis

PV - Valor presente o monto inicial, (CUC)

El Valor Presente (PV) es el valor que tendrá hoy un flujo de efectivo o una serie de flujos de efectivo.

Nótese que el interés es compuesto, es decir, que para calcular el valor incrementado en un año, el interés no es solo sobre el capital inicial, sino también sobre los intereses

generados hasta el año anterior, es decir, se percibe una cantidad adicional debido a la capitalización de los intereses. Al término $(1+i)$ se le denomina factor de interés compuesto.

Las técnicas de presupuestación de capital o evaluación de proyectos que tienen en cuenta este fenómeno se basan en el proceso inverso, es decir actualizan o descuentan a valor presente las entradas y salidas de caja efectuadas durante toda la vida útil del equipamiento o período de evaluación del proyecto, por lo que también se les denomina técnicas de valor descontado. De esta forma se trata de darle el nivel de importancia adecuado a cantidades desembolsadas o ingresadas en periodos distintos, de forma tal, de poderlas relacionar entre sí.

1.7.2. Interés nominal anual, interés efectivo del período e interés equivalente anual

En el análisis financiero de proyectos de inversión de larga vida útil los flujos de efectivo se manejan anualmente, por lo que para realizar un análisis financiero adecuado, es necesario transformar las tasas nominales expresadas considerando 365 días (interés nominal anual), en tasas efectivas del período en caso de que se requiera, o en tasas anuales equivalentes.

1.7.3. Métodos para la evaluación financiera de proyectos de inversión

Las técnicas de valor descontado son diversas, aunque todas ellas, se basan en el descuento al valor presente de las cantidades futuras o flujos de caja. Los flujos de caja son la diferencia neta entre los beneficios y costos en cada uno de los años, refleja el dinero real en caja. Para su determinación se toma como convenio que las entradas a caja (ingresos) son positivas, y las salidas (gastos) son negativas, lo cual quiere decir que los signos de los flujos de caja resultan del balance anual entre costos y beneficios.

Valor Presente Neto (VAN)

Esta técnica, según Weston y Brigham, (1994), se basa en calcular el valor presente neto de los flujos de caja proyectados para todos los años durante el período de evaluación del proyecto. Es una medida de las ganancias que puede reportar el proyecto, siendo positivo si el saldo entre beneficios y gastos es favorable, y negativo en caso contrario. Se determina como:

$$VAN = -C_0 + \sum_{i=1}^{n} \frac{FC_i}{(1+k)^i} \quad (1.3)$$

Donde:

C_0 - Inversión o capital inicial, (CUC)

FC_i - Flujo de caja en el año i, (CUC/año)

k - Tasa de esperada de rendimiento

La tasa esperada de rendimiento (k) puede determinarse por la siguiente expresión:

$$Tasa\ esperada\ de\ rendimiento\ (k) = \hat{k} = \sum_{i=1}^{n} P_i \cdot k_i$$

k_i – Es el i-nésimo resultado posible

P_i – Es la probabilidad del i-nésimo resultado

n – es el número de resultados posibles

Por lo tanto $\hat{k}$ es el promedio ponderado de los posibles resultados (los valores de k_i) donde el peso de cada resultado es su probabilidad de ocurrencia.

La distribución de la probabilidad está dada fundamentalmente por los estados de la economía y estos pueden ser: auge, normal y recesión. La probabilidad de auge indica que la empresa tendrá utilidades, pagará dividendos altos y disfrutará de ganancias de capital; la probabilidad de que se presente una economía normal representa rendimientos moderados y la probabilidad de que aparezca una recesión significa un nivel bajo de utilidades y dividendos, así como pérdidas de capital.

De forma general el flujo de caja se puede calcular como:

$$FC_i = (I_i - CT_i - Dep) \cdot \left(1 - \frac{t}{100}\right) + Dep \quad (1.4)$$

Donde:

I_i - Ingreso en el año i, (CUC)

CT_i – Gasto en el año i, (CUC)

t – Tasa de impuestos sobre la ganancia, (%)

Dep – Depreciación del equipo o amortización de la inversión, (CUC)

La depreciación es el proceso de reasignar o repartir la inversión inicial en activos fijos, en los períodos donde el uso de los activos reporta beneficios a la empresa. Esto permite dividir la inversión inicial en anualidades de forma tal que se realice un balance adecuado de costos y beneficios durante todo el período de evaluación, permitiendo, además, deducir pagos adecuados por concepto de impuestos fiscales. En el concepto depreciación deben tenerse en cuenta dos elementos, uno es la pérdida de valor del activo fijo por desgaste físico y el desgaste moral u obsolencia tecnológica; y el otro es el tratamiento de la depreciación en el mecanismo contable de la empresa. La depreciación se toma en cuenta como un costo anual que debe deducirse de las utilidades anuales generadas, y que influye en los pagos anuales por impuestos, es decir; en los costos fijos globales.

1.8. Interacciones térmicas en los sistemas de transporte

Selección del aislamiento térmico

El aire es un conductor muy malo y por consiguiente las pérdidas por conducción serán pequeñas. Por otra parte puesto que la corriente por convección se forma muy fácilmente existe una considerable pérdida de calor desde una superficie no aislada. El aprovechamiento del calor es una necesidad económica y normalmente es preciso aplicar a la superficie caliente algún tipo de aislamiento

Para la selección de un buen material aislante se deben de cumplir dos exigencias fundamentales:

- Que tenga una baja conductividad calorífica.
- Que suprima las corrientes de convección.

Los materiales frecuentemente utilizados son corcho, amianto, magnesia al 85%, y lana de vidrio. El corcho es muy buen aislante pero se deteriora a temperaturas moderadas; la magnesia al 85% con amianto y el amianto solo se utilizan mucho para el aislamiento de tuberías de vapor, la magnesia al 85% es probablemente el aislante más ampliamente utilizado. Con frecuencia se utilizan placas metálicas delgadas para proteger el aislante.

Espesor económico del aislamiento

Al aumentar el espesor del aislamiento se reducen las pérdidas de calor y de esta forma disminuyen los costos de operación. Los costos del aislamiento aumentan con el espesor, de forma que existirá un espesor a partir del cual un aumento del mismo no ahorrará el calor suficiente para compensar su costo adicional. En general cuanto menor es la tubería menor es el espesor utilizado. Para temperaturas de 100 a 150 ºC y para tuberías de hasta 150 mm de diámetro, (LYLE 1947) recomienda un aislamiento de magnesia al 85 % de 25 mm de espesor y 50 mm para tubería de diámetro inferior a 230 mm. Con temperatura de 200 a 250 ºC, sugiere 38 mm para tubería de diámetro inferior a 75 mm y 50 para tubería de diámetro superior a 230 mm.

1.9. Conclusiones del capítulo

- En la bibliografía consultada se exponen las principales propiedades de los combustibles utilizados a nivel internacional y en Cuba, las cuales son de necesario conocimiento para su transporte. Sin embargo, no existe información suficiente que permita realizar un diseño eficiente, desde el punto de vista térmico, del trasiego por oleoducto de estos tipos de combustibles.
- En la literatura científica consultada no se reflejan los parámetros específicos de transporte para la selección del diámetro de tubería y el espesor de aislamiento, técnico económicos racionales, atendiendo a las propiedades físicas y reológicas de los crudos cubanos y en particular del crudo nacional CM-650.

Capítulo 2

CAPÍTULO 2: Materiales y métodos relacionados al transporte de petróleo crudo cubano

2.1. Introducción

Existen casos en los cuales un aislamiento térmico convencional no es suficiente para mantener el régimen térmico necesario del objeto aislado. En tales casos, además del aislamiento térmico, se utiliza un calentamiento complementario de dicho objeto. Este calentamiento se utiliza fundamentalmente en tuberías para el transporte a distancias considerables de una sustancia con temperatura dada o con una viscosidad tal que luego de interrumpida la circulación ésta se incrementa considerablemente. La problemática actual para mantener un nivel de temperatura, y por lo tanto de viscosidad, para garantizar un bombeo adecuado del petróleo crudo y en especial luego de las paradas de las instalaciones, puede ser resuelta a partir de este tipo de construcción aislante para la tubería principal, la cual consiste en suministrar un calentamiento adicional con la ayuda de una tubería acompañante de vapor dispuesta a lo largo de toda la tubería y forradas ambas con el material aislante, de manera tal que se forme una cavidad termoaislada. El sistema formado, desde el punto de vista de intercambio de calor, presenta sus particularidades y no puede ser tratado adecuadamente por el método tradicional para la determinación del espesor de aislamiento según Monteagudo *et al.* (1998).

Además la selección del diámetro de tubería que garantice las características técnicas del transporte del fluido y a su vez resulte económicamente idóneo constituye una problemática a estudiar. Es por estas razones que se plantea como **objetivo** del capítulo:

Establecer el procedimiento de cálculo apropiado para la determinación del diámetro racional de tubería y el espesor del aislante térmico en los sistemas donde se trasiega petróleo.

2.2. Procedimientos metodológicos

Para elaborar la metodología de cálculo para la determinación del diámetro racional de tubería y el espesor del aislante térmico en los sistemas donde se trasiega petróleo se parte del análisis reológico del fluido.

Según Laurencio, (2012) la expresión del gradiente de presión para el transporte del petróleo pesado por tuberías en tramos rectos es la que se muestra a continuación. El modelo cumple con el comportamiento de un fluido seudoplástico:

$$\frac{dp}{dx} = \left[2 \cdot K \cdot \left(\frac{3 \cdot n+1}{n} \cdot \frac{4}{\pi \cdot D^2}\right)^n \cdot \left(\frac{2}{D}\right)^{n+1} \cdot Q^n + \frac{a}{Re^b} \cdot \frac{8 \cdot \rho \cdot Q^2}{\pi^2 \cdot D^3} + \frac{16 \cdot Q^2}{\pi^2 \cdot L \cdot D^4} \cdot (\rho_f - \rho_i) + \rho \cdot g \cdot \operatorname{sen} \theta\right] \quad (2.1)$$

Donde:

$\frac{dp}{dx}$ – Gradiente de presión en la tubería; (Pa/m).

ρ_f y ρ_i - son las densidades final e inicial del petróleo durante el transporte por las tuberías cuando existe enfriamiento; (kg/m^3)

D – Diámetro de la tubería; (m)

L - longitud de la tubería; (m)

a y b - Coeficientes que dependen del régimen del fluido y de las características propias de este; se determina de forma experimental para cada fluido (Laurencio, 2012).

Re - Número de Reynolds; (adimensional)

g - Aceleración de gravedad; (m/s^2)

θ – Ángulo de inclinación de la tubería

n - índice de flujo; (adimensional)

K - índice de consistencia másica; (Pa · s).

Expresando la ecuación 2.1, en diferencia de presión y sustituyendo $sen.\theta = \frac{\Delta Z}{L}$, la ecuación queda como:

$$\Delta p = \left[2 \cdot K \cdot L \cdot \left(\frac{3 \cdot n+1}{n} \cdot \frac{4}{\pi \cdot D^2}\right)^n \cdot \left(\frac{2}{D}\right)^{n+1} \cdot Q^n + \frac{a}{Re^b} \cdot \frac{8 \cdot \rho \cdot Q^2}{\pi^2 \cdot D^3} + \frac{16 \cdot Q^2}{\pi^2 \cdot L \cdot D^4} \cdot (\rho_f - \rho_i) + \rho \cdot g \cdot sen \Delta Z\right] \quad (2.2)$$

Donde:

ΔZ – Variación de altura; (m)

En la tubería donde la temperatura es constante, el gradiente de presión debido a los cambios de densidad del fluido es nulo.

$$\Delta p = 2 \cdot K \cdot L \cdot \left(\frac{3 \cdot n + 1}{n} \cdot \frac{4}{\pi \cdot D^2}\right)^n \cdot \left(\frac{2}{D}\right)^{n+1} \cdot Q^n + \frac{a}{Re^b} \cdot \frac{8 \cdot \rho \cdot Q^2}{\pi^2 \cdot D^5} + \rho \cdot g \cdot sen\,\Delta Z \quad (2.3)$$

Los modelos obtenidos (ecuación 2.1 y 2.2) una vez identificados y validados, tienen gran aplicación práctica en la obtención de las caídas de presión en tuberías que transportan fluidos con comportamiento seudoplástico. Los mismos minimizan los errores de escalado al extrapolar resultados experimentales de laboratorio y sirven, a su vez, como punto de partida para el análisis que permita la selección del espesor de aislamiento térmico y el diámetro de tubería racionales para el transporte de fluidos.

2.2.1. Modelo matemático de potencia hidráulica durante el transporte del petróleo por tuberías

Para un sistema de transporte de petróleo, es importante considerar la temperatura y presión de operación, la configuración del sistema de impulsión, la longitud y diámetro de la tubería con el costo del material, relacionados estos factores con la velocidad del fluido y sus propiedades físicas y reológicas.

Para cualquier fluido, la potencia hidráulica necesaria para su transporte por una tubería será:

$$N_k = Q \cdot \Delta p \quad (2.4)$$

Tomando a:

Q - flujo volumétrico; (m^3/s).

L - longitud de la tubería; (m).

Δp - caída de presión; (Pa).

La potencia hidráulica para el transporte de un fluido seudoplástico (petróleo CM-650), estaría dada por la siguiente ecuación (Laurencio, 2012):

$$N_k = \left[2 \cdot K \cdot L \cdot \left(\frac{3 \cdot n+1}{n} \cdot \frac{4}{\pi \cdot D^2}\right)^n \cdot \left(\frac{2}{D}\right)^{n+1} \cdot Q^n + \frac{a}{Re^b} \cdot \frac{8 \cdot \rho \cdot Q^2}{\pi^2 \cdot D^3} + \frac{16 \cdot Q^2}{\pi^2 \cdot L \cdot D^4} \cdot (\rho_f - \rho_i) + \rho \cdot g \cdot Q \cdot sen\,\Delta Z\right] \quad (2.5)$$

En caso de que la tubería no tenga diferencia de nivel entre el punto de carga y de descarga, y el flujo sea considerado isotérmico, la ecuación 2.4 quedaría de la forma siguiente:

$$N_k = 2 \cdot K \cdot L \cdot \left(\frac{3 \cdot n+1}{n} \cdot \frac{4}{\pi \cdot D^2}\right)^n \cdot \left(\frac{2}{D}\right)^{n+1} \cdot Q^n + \frac{a}{Re^b} \cdot \frac{8 \cdot \rho \cdot L}{\pi^2 \cdot D^3} \cdot Q^2 \quad (2.6)$$

Mediante las ecuaciones 2.5 y 2.6, se determina la potencia que se necesita para transportar un fluido seudoplástico, como: el petróleo cubano CM-650, emulsiones de petróleo y otros.

2.3. Espesor técnico racional de aislamiento

El procedimiento de cálculo que a continuación se expone Gilbert, (2012) ha sido elaborado tomando como base el trabajo realizado por Monteagudo *et al*. (1998) y lo propuesto por Manual de aislamiento en la industria, (2004). Ambos procedimientos se han mezclado para formar uno más compacto y con mayor argumento técnico económico, ya que se han empleado con éxito en el cálculo de instalaciones similares a la objeto de estudio del presente trabajo.

La determinación de un espesor de aislamiento capaz de mantener una temperatura estable del fluido trasegado, responde mayormente a parámetros técnicos. Para mantener esa estabilidad del transporte, debe establecerse un flujo constante de calor que garantice el intercambio térmico; para lo cual se torna imprescindible establecer el espesor correcto del aislamiento.

Según lo elaborado se deben determinar los parámetros que a continuación se relacionan:

2.3.1. Pérdida de calor sin trazas de vapor

Con motivos de conocer las variaciones de temperatura durante el transporte del petróleo, se realizó la modelación teniendo en cuenta las regularidades de las tuberías (figura 2.1) y las propiedades de los materiales.

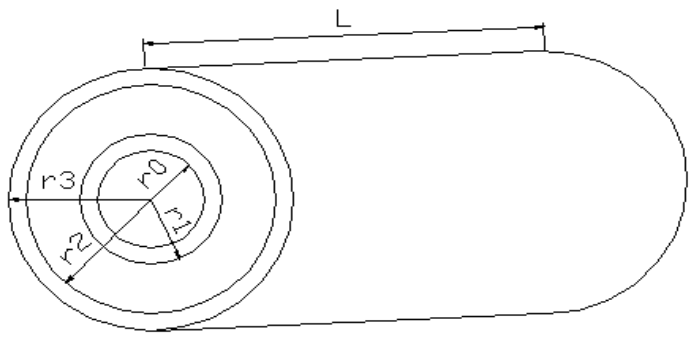


Figura 2.1. Radios de la sección transversal de la tubería de transporte.

Del balance de energía para la tubería (figura 2.1), se obtienen las ecuaciones de conducción para las tres resistencias (Laurencio, 2012). Partiendo de análisis anterior, el calor transferido del interior al exterior del conducto (W) será:

$$q^s = \frac{2 \cdot \pi \cdot L \cdot (t_i - t_e)}{\frac{1}{r_0 \cdot h_p} + \frac{1}{k_A} \cdot ln\left(\frac{r_1}{r_0}\right) + \frac{1}{k_B} \cdot ln\left(\frac{r_2}{r_1}\right) + \frac{1}{k_C} \cdot ln\left(\frac{r_3}{r_2}\right) + \frac{1}{r_3 \cdot h_e}} \qquad (2.7)$$

Donde:

h_p- coeficiente de convección del petróleo; (W/m^2 ºC).

h_e- coeficiente de convección del aire; (W/m^2 ºC).

t_i- temperatura del fluido en el interior de la tubería; (ºC).

t_e- temperatura exterior del aire; (ºC).

r_0- radio interior de la tubería; (m).

r_1- radio exterior de la tubería; (m).

r_2- radio exterior del aislante; (m).

r_3- radio exterior del insulado; (m).

k_A- conductividad térmica de la tubería; (W/m · ºC).

k_B- conductividad térmica del aislante (W/m · ºC).

k_C- conductividad térmica del insulado; (W/m · ºC).

La ecuación de variación de temperatura aplicable al transporte por tuberías de petróleos pesados (Laurencio, 2012) sería:

$$t_f - t_i = \frac{2 \cdot \pi \cdot L \cdot (t_l - t_e)}{Q_p \cdot \rho_p \cdot c_{pp} \left[\frac{1}{r_0 \cdot 0{,}023 \cdot Re_p^{0,8} \cdot Pr_p^{0,3} \cdot \frac{k_p}{D_l}} + \frac{1}{k_A} \cdot ln\left(\frac{r_1}{r_0}\right) + \cdots \right.}$$

$$\left. \cdots + \frac{1}{k_B} \cdot ln\left(\frac{r_2}{r_1}\right) + \frac{1}{k_C} \cdot ln\left(\frac{r_3}{r_2}\right) + \frac{1}{r_3 \cdot 0{,}245 \cdot Re_a^{0,6} \cdot \frac{k_a}{D_e}} \right] \qquad (2.8)$$

El empleo de este modelo para la simulación del transporte del petróleo crudo CM-650, posibilita determinar las variaciones de temperaturas del petróleo al ser transportado por tuberías, conociéndose si estas variaciones son significativas.

La validación de este modelo consiste en realizar muestreos de diferencia de temperatura en unidad de longitud en la instalación; para poder obtener estos datos se contó con instrumentos de medición de alta precisión.

2.3.2. Pérdida de calor con trazas de vapor

En una instalación común con un sistema de tuberías radiales, las pérdidas de calor se producirían por toda el área de la superficie aislada, sin diferencias considerables de flujo entre una y otra dirección. No siendo de esta manera para sistemas con acompañamiento de vapor aislado térmicamente; aquí el mayor flujo de calor que se expulsa al medio se genera desde la zona aislada que se dispone sobre el oleoducto, este calor disipado se puede determinar por la siguiente expresión:

$$q^p = \frac{\theta}{360} \cdot \frac{t_p - t_0}{R_p} \qquad (2.9)$$

Donde:

q^p -Pérdida de calor de la tubería principal hacia el medio exterior por unidad de longitud; (W/m).

θ- Ángulo formado por la parte de la tubería sobre la cual se dispone el aislamiento; (grados sexagesimales). Tabla 2.1

t_p -Temperatura a la cual debe transportarse el petróleo en la tubería principal; (K).

t_0 - Temperatura ambiente a la que se realiza el cálculo; (K).

R_p - Resistencia térmica desde el combustible hasta el aire ambiente; (m · K /W).

$R_p = R_1 + R_2 + R_3 + R_4$

R_1 - Resistencia térmica por convección desde el combustible hasta la pared interior de la tubería principal; (m · K /W).

R_2 - Resistencia térmica por conducción que presupone el espesor de la tubería principal; (m · K /W).

R_3 - Resistencia térmica por conducción que presupone el espesor de aislamiento (m · K /W).

R_4 - Resistencia térmica por convección desde la superficie exterior del aislamiento al aire ambiente; (m · K /W).

Tabla 2.1. Ángulos de cálculo

β	θ
$\cos\beta = \frac{2r_3 - 2r_A - 0{,}02}{2r_3 + 2r_A}$	$\theta = 360 - \beta$

La tubería principal debe aislarse en conjunto con la tubería acompañante, de forma tal que se cree una cavidad termoaislada donde se produzca la zona de intercambio térmico entre ambas tuberías.

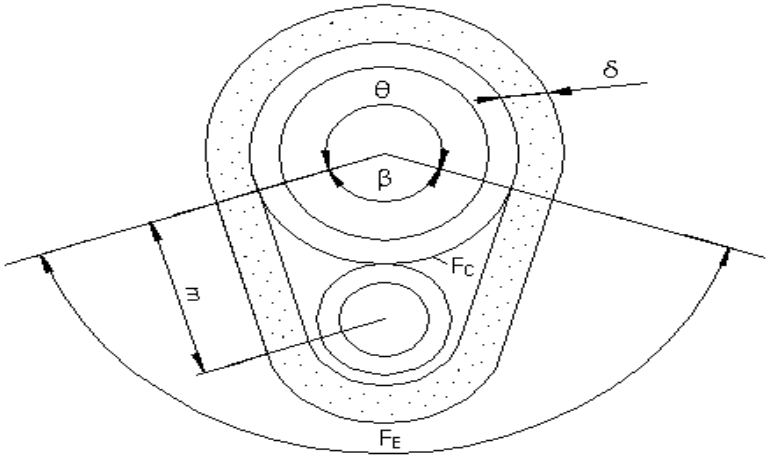


Figura 2.1. Tubería para petróleo con traza de vapor

2.3.3. Calor recibido

Desde la tubería acompañante se genera un flujo de calor que queda atrapado en la cavidad termoaislada, este por diferencia de densidad se eleva a la parte no aislada

de la tubería principal denominada área de calentamiento ya que es por esta zona donde se transmite el calor a la tubería calentada.

$$q^c = \frac{\beta}{360} \cdot h_3 \cdot \pi \cdot 2r_2 \cdot (t_c - t_p) \tag{2.10}$$

Donde:

q^c - Calor que recibe la tubería principal desde el aire en el interior de la cavidad por unidad de longitud; (W/m).

β- Ángulo de incidencia del calor en la tubería principal desde el aire en la cavidad termoaislada; (grados sexagesimales. Tabla 2.1

r_2 - Radio exterior de la tubería principal; (m).

t_c - Temperatura del aire en el interior de la cavidad termoaislada; (K).

h_3 - Coeficiente de transferencia de calor por convección desde el aire en el interior de la cavidad a la tubería principal; (W/m^2·K). Tabla 2.2

Los coeficientes de transferencia del calor en el interior de la cavidad termoaislada serán tomados de tablas que permiten escoger su valor a partir de la temperatura del vapor. Estos coeficientes pueden determinarse por expresiones ya establecidas, pero la aplicación al caso de estudio se restringe por ser incógnitas algunas magnitudes como temperatura en diferentes puntos de la cavidad, velocidad del aire en su interior y geometría de la misma, por solo citar algunos ejemplos.

Tabla 2.2. Coeficiente de transferencia de calor h_3

Temperatura	K	411	424	437	450	463	476
del vapor	^{o}C	138	151	164	177	190	203
Coeficiente h_3		13,5	14	14,5	15	15,5	16

2.3.4. Espesor de aislamiento

Asumiendo que el flujo de calor tiene la propiedad de ser constante, pues despreciamos el calor almacenado. Podemos igualar las expresiones que lo definen

en la tubería principal; equilibrando el flujo a la entrada y salida, es decir $q^p = q^c$ por lo que podemos plantear:

$$\frac{\theta}{360} \cdot \frac{t_p - t_0}{R_p} = \frac{\beta}{360} \cdot h_3 \cdot \pi \cdot 2r_2 \cdot (t_C - t_p) \tag{2.11}$$

Despejando la resistencia térmica total en la tubería principal se obtiene:

$$R_p = \frac{\theta}{\beta} \cdot \frac{t_p - t_0}{h_3 \cdot \pi \cdot 2r_2 \cdot (t_C - t_p)} \tag{2.12}$$

Sustituyendo las resistencias térmicas por sus expresiones matemáticas:

$$R_1 = \frac{1}{h_1 \cdot 2\pi \cdot r_1} \tag{2.13}$$

$$R_2 = \frac{ln(r_2/r_1)}{2\pi \cdot k_p} \tag{2.14}$$

$$R_3 = \frac{ln(r_3/r_2)}{2\pi \cdot k_A} \tag{2.15}$$

$$R_4 = \frac{1}{h_2 \cdot 2\pi \cdot r_2} \tag{2.16}$$

Sustituyendo 2.13, 2.14, 2.15, 2.16 en 2.12 e introduciendo un coeficiente para considerar las pérdidas por sujeción y anclaje igual a 1,25 se despeja y obtiene:

$$ln\frac{r_3}{r_2} - \left[\frac{\theta}{\beta} \cdot \frac{1{,}25(t_p - t_0)}{h_3 \cdot \pi \cdot 2r_2 \cdot (t_C - t_p)} - \left(\frac{1}{h_1 \cdot 2\pi \cdot r_1} + \frac{ln(r_2/r_1)}{2\pi \cdot k_p} + \frac{1}{h_2 \cdot 2\pi \cdot r_2}\right)\right] 2\pi \cdot k_A \tag{2.17}$$

Donde:

r_2 - Radio exterior del aislamiento colocado en la tubería principal; (m).

r_1 - Radio interior de la tubería principal; (m).

k_p - Conductividad térmica del material de la tubería principal; (W/m · K).

k_A - Conductividad térmica del material aislante; (W/m · K).

h_1 - Coeficiente de transferencia de calor por convección desde el combustible hasta la pared interior de la tubería principal; ($W/m^2 \cdot K$).

h_2 - Coeficiente de transferencia de calor por convección desde la superficie exterior del aislamiento al aire ambiente; (W/m^2·K).

El coeficiente de convección para el combustible se determina por la expresión propuesta por Laurencio, (2010).

$$h_1 = 0{,}023 \cdot Re^{0,8} \cdot Pr^{0,3} \cdot \frac{k_c}{D} \tag{2.18}$$

Donde:

Pr- Número de Prandt; (adimensional).

D- Diámetro de la tubería; (m).

k_c - Conductividad térmica del petróleo; (W/m · K).

Re- Número de Reynolds (adimensional).

$$Re = \frac{v \cdot D}{\upsilon} \tag{2.19}$$

Donde:

v- Velocidad de trasiego; (m/s).

υ- Viscosidad cinemática; m^2/s).

Para el aire, el coeficiente de convección se determina por la ecuación propuesta por Laurencio, (2010).

$$h_2 = 0{,}245 \cdot Re^{0,6} \frac{k}{D} \tag{2.20}$$

Donde:

D- Diámetro exterior del conducto; (m).

k- Conductividad térmica del aire; (W/m · K).

En la ecuación 2.10 aparece la magnitud r_3, la misma es esencial para encontrar la incógnita del cálculo. Para su determinación se debe proceder a realizar cálculos iterativos, asumiendo un valor inicial de aislamiento tomando como referencia la expresión:

$$r_3' = r_2 + \delta \quad (2.21)$$

Donde:

δ - Espesor del aislamiento a emplear; (m).

Teniendo en cuenta que el valor obtenido del radio exterior se obtuvo de un valor asumido, debe cumplir que:

$$\frac{r_3' - r_3}{r_3} \cdot 100 \leq 1\% \quad (2.22)$$

2.3.5. Temperatura del aire en la cavidad

Para determinar el valor de la temperatura del aire en el interior de la cavidad termoaislada, se procede a realizar un balance de energía. En el mismo se parte del principio que todo el calor disipado por la tubería acompañante se destina a calentar la tubería principal y parte que se pierde al medio exterior.

Calor disipado desde la tubería acompañante por unidad de longitud; (W/m)

$$q^A = \frac{F_A}{R_A} \cdot (t_V - t_C) \quad (2.23)$$

Donde:

F_A - Superficie de la tubería acompañante por unidad de longitud; (m^2/m).Tabla 2.4

t_V - Temperatura del vapor acompañante; [K]

R_A - Resistencia térmica desde la tubería acompañante al aire en la cavidad termoaislada; [m^2·K /W]

$$R_A = \frac{1}{h_4 \cdot 2\pi \cdot r_A} \quad (2.24)$$

r_A - Radio exterior de la tubería acompañante; [m]

h_4 - Coeficiente de transferencia de calor por convección desde la tubería acompañante hasta el aire en la cavidad; [W/m^2·K]. Tabla 2.3

Tabla 2.3. Coeficiente de transferencia de calor h_4, en función del diámetro de la tubería acompañante[m].

Temperatura del vapor		**Coeficiente de transferencia de calor h_4 [W/m²·K]**				
K	**°C**	**D = 0,025**	**D = 0,05**	**D = 0,075**	**D = 0,1**	**D = 0,15**
411	138	20	18,38	16,76	15,14	11,9
424	151	21	19,22	17,44	15,66	12,1
437	164	22	20,44	18,88	17,32	14,2
450	177	23	21,41	19,82	18,23	15,05
463	190	24	22,44	20,88	19,32	16,2
476	203	25	23,47	21,94	20,41	17,35

Calor que absorbe la tubería principal desde la cavidad termoaislada por unidad de longitud; [W/m].

$$q^C - \frac{F_C}{R_C} \cdot (t_C - t_p) \tag{2.25}$$

Donde:

F_C - Superficie de cálculo de la tubería principal por unidad de longitud; [m²/m].Tabla 2.4

R_C - Resistencia térmica por convección desde el aire en la cavidad termoaislada a la tubería principal; [m²·K/W].

$$R_C = \frac{1}{h_2} \tag{2.26}$$

Al ser la superficie de cálculo, de radio de pequeña curvatura y por la forma que se transfiere el calor. La resistencia R_C se determina según la expresión de resistencia térmica establecida para superficies planas.

Calor que se pierde al medio desde la cavidad por unidad de longitud; [W/m].

$$q^E = 1{,}25 \frac{F_E}{R_E} \cdot (t_C - t_0) \tag{2.27}$$

Donde:

F_E - Área superficial del aislamiento que no incluye la porción que se dispone sobre la tubería principal, por unidad de longitud; (m^2/m).Tabla 2.4

R_E - Resistencia térmica desde el aire en la cavidad termoaislada al exterior ($m^2 \cdot K/W$).

$$R_E = \frac{1}{h_5} + \frac{\delta}{k_A} + \frac{1}{h_2} \tag{2.28}$$

Donde:

h_5 - Coeficiente de transferencia de calor por convección desde el aire en la cavidad a la superficie interior del aislamiento; ($W/m^2 \cdot K$).

El caso de la resistencia R_E se determina según las expresiones establecidas para una pared plana en la cual se asume un valor aproximado de espesor, el cual es corregido luego de ser calculado su valor real mediante la expresión 2.10. En cuanto al coeficiente de transferencia de calor h_5, la bibliografía consultada recomienda asumir un valor de 12 $W/m^2 \cdot K$ sin que se introduzca un error que influya significativamente en el resultado final.

Tabla 2.4. Áreas de cálculo.

m [m^2/m]	F_A [m^2/m]	F_C [m^2/m]	F_E [m^2/m]
$\sqrt{(2r_2 - 0{,}01) \cdot (2r_A + 0{,}01)}$	$\pi \cdot 2r_A$	$\frac{\beta}{360} \cdot \pi \cdot 2r_2$	$\frac{\beta}{360} \cdot \pi \cdot (2r_2 + 2 \cdot \delta + 0{,}$

El calor disipado por la tubería acompañante, va a ser numéricamente la suma del calor absorbido por la tubería principal y el que se pierde al medio $q^A = q^C + q^E$, expresado según sus ecuaciones matemáticas quedaría plateado de la siguiente forma:

$$\frac{F_A}{R_A} \cdot (t_V - t_C) = \frac{F_C}{R_C} \cdot (t_C - t_p) + 1{,}25 \frac{F_E}{R_E} \cdot (t_C - t_0) \tag{2.29}$$

Al despejar t_C obtenemos:

$$t_C = \frac{\frac{F_A}{R_A} \cdot t_V + \frac{F_C}{R_C} \cdot t_p + 1{,}25 \frac{F_E}{R_E} \cdot t_0}{\frac{F_A}{R_A} + \frac{F_C}{R_C} + 1{,}25 \frac{F_E}{R_E}} \tag{2.30}$$

2.3.6. Efectividad de la traza de vapor

Emplear las tuberías que transportan vapor, como trazas; permiten el aprovechamiento de ese calor adicional que en situaciones normales es expulsado al medio. La función que desempeña el par traza - aislamiento, es medible y nos brinda la posibilidad de conocer en qué medida se puede hacer uso más racional del calor respecto a una instalación de características similares pero con las tuberías dispuestas de forma independiente, lo anterior expuesto se puede determinar según la expresión 2.24:

$$\eta = \frac{q^T}{q^S} \tag{2.31}$$

Donde:

q^T – Calor perdido usando traza de vapor; (W/m).

$$q^T = \frac{\theta}{360} \cdot \frac{t_p - t_0}{R_p} + 1{,}25 \cdot \frac{F_E}{R_E} \cdot (t_C - t_0) \tag{2.32}$$

q^S- Calor que se perdería si no se usara traza de vapor; (W/m).

$$q^S = \frac{t_p - t_0}{R_p} + \frac{t_V - t_0}{R_V} \tag{2.33}$$

Donde:

R_V - Resistencia térmica desde el vapor hasta el aire ambiente (m · K /W).

Para la determinación de R_V se procede de forma similar a R_p empleando las ecuaciones 2.13; 2.14; 2.15; 2.16 y adecuándolas según sus características propias.

2.3.7. Flujo de vapor

Conocido el espesor necesario de aislamiento para mantener una forma de calentamiento eficaz al combustible, se torna imprescindible saber el flujo de calor que se requiere para mantener el intercambio térmico desde la tubería acompañante a la

tubería principal. Lo anterior expuesto puede ser expresado mediante la formulación matemática empleando la ecuación:

$$\dot{m} = \frac{h_4 \cdot (t_V - t_C) \cdot F_A \cdot L}{0{,}2 \cdot r} \tag{2.34}$$

Donde:

$\dot{m}$ - Flujo de vapor necesario para el calentamiento de la tubería; (kg/h).

r -Calor de cambio de fase; (kJ/kg).

Tomando como base la propia expresión 2.34 se puede aislar la magnitud L y de esta forma conocer la máxima longitud a la cual tiene lugar la condensación total, para un flujo de vapor dado. Quedando la ecuación de la siguiente manera:

$$L = \frac{0{,}2 \cdot r \cdot \dot{m}}{h_4 \cdot (t_V - t_C) \cdot F_A} \tag{2.35}$$

2.4. Costos asociados a las tuberías y al calentamiento del combustible

Mediante el análisis de los costos de operación del sistema de transporte bajo los factores antes mencionados, se conduce a la determinación de los parámetros racionales de operación, ya sea, la velocidad racional, el diámetro económico de la tubería o la temperatura racional de transporte en el caso del transporte de fluidos de elevada viscosidad, como el petróleo pesado CM-650.

Son característicos en la formulación del problema de racionalización del transporte de fluidos, el costo atribuible a las tuberías (costos fijos) y el costo energético en cuanto a costos de explotación (costos variables) (Aguirre *et al*., 1996; Martínez *et al*., 2007; Hechavarría, 2009). El costo de bombeo en que se incurre al transportar el fluido se expresa por la siguiente ecuación (Laurencio, 2010).

$$C_{bom} = \frac{t_{el} \cdot t_t}{\eta_m \cdot \eta_b} \cdot N_k \cdot 10^{-2} \tag{2.36}$$

Donde:

C_{bom}- costo de bombeo de la instalación; (CUC/año).

N_k- potencia hidráulica; (W).

t_{el}- tarifa eléctrica; (CUC/ kW · h). (Anexo 1)

t_t- tiempo de trabajo del equipo; (h/año).

η_m- rendimiento del motor eléctrico; (%).

η_b- rendimiento de la bomba; (%).Los costos asociados a las tuberías pueden representar una parte importante de la inversión total, (Laurencio, 2012). En el caso del costo de la instalación de tubería se recomienda la expresión:

$$C_F = \left[\frac{C_{tub} + C_{mant}}{V_u}\right] \quad (2.37)$$

Donde:

C_F- costo fijo de la red de tuberías; (CUC/año·m).

C_{tub}- costo específico de la tubería; (CUC/m).

C_{mant}- costo de mantenimiento de la tubería; (CUC/m).

V_u- vida útil de la tubería; (año).

El calentamiento del fluido es el método más utilizado para disminuir la viscosidad del petróleo pesado. Para determinar el costo incurrido durante el calentamiento del petróleo para transportarlo se propone la relación siguiente (Laurencio, 2010).

$$C_{cal} = C_v \cdot \dot{m}_v \cdot t_t \cdot 3600 \quad (2.38)$$

Donde:

C_{cal}- costo por calentamiento del combustible; (CUC/año).

C_v- costo específico del vapor; (CUC/kg).

$\dot{m}_v$- flujo másico de vapor; (kg/s).

El flujo másico del vapor se obtiene mediante la correlación con el incremento de la temperatura del petróleo, a partir de datos experimentales relacionados con el tipo de intercambiador de calor utilizado; los mismos se ajustan a la ecuación (Laurencio, 2010).

$$\dot{m}_v = \dot{k}_t \cdot (\Delta t) \quad (2.39)$$

Donde:

Δt - diferencia de temperatura del combustible a la entrada y la salida del intercambiador de calor; (ºC).

k_t- coeficiente de proporcionalidad del intercambiador de calor; el cual se obtiene por experimentación.

Los costos totales constituyen la sumatoria de todos los costos en que incurre la empresa durante el periodo de explotación de la instalación y se expresa:

$$CT_t = C_{bom} + CF + C_{cal} \tag{2.40}$$

Sustituyendo las ecuaciones 2.36, 2.37 y 2.38 en 2.40 obtenemos:

$$CT_t = \left[\frac{t_{el} \cdot r_t}{\eta_m \cdot \eta_h} \cdot N_k \cdot 10^{-3}\right] + \left[\frac{(m \cdot P_{tub}) + C_{mant}}{V_u}\right] + \left[C_v \cdot (k_t \cdot \Delta t) \cdot t_t \cdot 3600\right] \tag{2.41}$$

Esta ecuación es la que define el proceso de evaluación del diseño de una instalación de transporte de petróleo por tubería, donde relaciona los costos asociados a las tuberías y al calentamiento del combustible. Es válida para el diseño de una instalación de este tipo.

2.5. Espesor óptimo económico de aislamiento

Otro criterio que permite seleccionar el espesor de aislamiento, es aquel basado en cálculos económicos. Estos últimos se introducen con el objetivo de minimizar los gastos por conceptos de inversión y pérdidas energéticas, estableciendo un balance entre los mismos y logrando determinar el valor más racional. El espesor óptimo económico puede diferir en cierto modo de aquel determinado para cierta aplicación industrial, motivo por el cual el interesado puede escoger según su necesidad de aplicación.

La determinación de un espesor de aislamiento adecuado obedece en algunos casos a condiciones exclusivamente técnicas, como puede ser limitar la caída de temperatura de un fluido. Pero, la mayor parte de las inversiones en aislamiento tienen un carácter económico; limitar las pérdidas de calor en recintos a temperaturas muy diferentes a las ambientales. Por ello es necesario introducir conceptos económicos en la elección adecuada del aislamiento, generalmente en la determinación del espesor, ya que el costo total será mínimo precisamente para el espesor óptimo económico, según (ISORVER, 2004).

Espesores de aislamiento (m)

El procedimiento consiste en determinar para cada inversión en aislamiento, el valor actualizado neto de los ahorros energéticos aportados y compararlo con los incrementos que supone la inversión.

Pérdidas energéticas para cada espesor de aislamiento (W/m)

En la instalación las pérdidas de calor al medio q^T están identificadas ya que el mismo se disipa a través de la parte aislada de la tubería principal y por la cavidad, para su determinación se procede a calcularla por la expresión 2.25.

Valor de las pérdidas energéticas (CUC/m · año)

$$V = q^T \cdot E \cdot Z \cdot 10^{-3} \qquad (2.42)$$

Donde:

E- Costo de la energía eléctrica; (CUC/kW· h). (Anexo 1)

Z- Tiempo de funcionamiento de la instalación al año; (h/año).

Valor actualizado de las pérdidas (CUC/m)

$$V_A = V \cdot C_A \qquad (2.43)$$

Donde:

C_A - Coeficiente de actualización

$$C_A = \frac{t(t^n - 1)}{t - 1} \qquad (2.44)$$

Siendo:

$$t = \frac{1 + 0{,}01 \cdot b}{1 + 0{,}01 \cdot a} \qquad (2.45)$$

Donde:

b -Aumento previsible del costo de la energía; (%).

a- Tasa de actualización neta; equivalente al interés bancario deducido los impuestos y la tasa de inflación; (%).

n- Número de años para los que se efectúa el estudio.

Incremento de ahorro entre dos espesores consecutivos (CUC/m)

$$A - V_{A(\delta)} + V_{A(\delta+1)} \tag{2.46}$$

Donde:

δ- Espesor de referencia para el cálculo; (m)

$\delta + 1$ - Espesor consecutivo; (m)

Incremento de la inversión del aislamiento entre dos espesores consecutivos (CUC/m)

$$I_A = I_{\delta+1} - I_\delta \tag{2.47}$$

Donde:

$$I_{\delta+1} = 2{,}246 + 151{,}3 \cdot (\delta + 1)$$

$$I_\delta = 2{,}246 + 151{,}3 \cdot \delta$$

Espesor óptimo económico

El espesor óptimo económico se corresponde a aquel que brinda el valor que tiende a cero, estableciendo la diferencia entre el incremento del ahorro y el incremento de inversiones. Esta selección permite equilibrar ambos costos, tomando como espesor de aislamiento a emplear aquel que minimiza el costo total.

Período de recuperación

El período de recuperación (P_R) se define como él plazo de tiempo que se requiere para que los flujos de efectivo descontados sean capaces de recuperar el costo inicial de la inversión, incluye también la fracción de un año en caso que sea apropiado.

$$P_R = A_A + \frac{C_N}{F_R} \tag{2.48}$$

Donde:

A_A - Año anterior a la recuperación total; (año)

C_N - Costo no recuperado al principio del año; (CUC/año)

F_R - Flujo de efectivo durante el año; (CUC/año)

2.6. Descripción de la instalación experimental ¨Reómetro¨

El experimento se realizó en la instalación de compresores del ISMM. La misma está compuesta por dos compresores de émbolo de dos etapas enfriados por aire de fabricación soviética, con un caudal nominal de 30 m^3/min a la presión de 10 MPa, estos tienen más de 15 años de instalados. La misma cuenta con una pizarra de control para la parte eléctrica la cual está constituida fundamentalmente por un interruptor de fuerza, y un arrancador magnético.

Para la realización del experimento nos apoyamos en un reómetro de tubo con las siguientes características: los reómetros de tubo se basan en la medición de la caída de presión asociada al flujo laminar del fluido a través de un tubo, el cual, por lo general, es de sección circular, hidráulicamente liso, y con una relación longitud / diámetro grande. El ΔP a través del tubo permite calcular el esfuerzo cortante, τ_0 y con la magnitud del flujo volumétrico se estima la velocidad de deformación $\dot{\gamma}$. Los reómetros de tubo son de gran utilidad para las mediciones reológicas de dispersiones que sedimentan muy fácilmente. El tubo en la instalación puede estar dispuesto horizontal o verticalmente.

2.6.1. Funcionamiento del reómetro

La figura 2.3 nos muestra un esquema detallado de la instalación, donde Dº es un depósito hermético de acero inoxidable el cual está previsto en la parte superior de un embudo E a través del cual se le introduce el fluido a estudiar (crudo 650). Este dispositivo cuenta con una válvula V_3 encargada de sellar el dispositivo impidiendo la pérdida de presión una vez que desde la instalación de compresores se le introduzca aire a través de la tubería Tp, gracias a la válvula V_1 que es la encargada de regular la presión en el interior del depósito con el objetivo de aumentar o disminuir el caudal de aire comprimido midiéndose dicha presión con un transductor de presión conectado al indicador digital ID. El manómetro M1 posee una calibración de 0-100 Psi.

La presión en el interior del depósito se irá regulando mediante la válvula V_1, a base de aumentar o reducir el caudal de aire comprimido que desde el compresor del laboratorio llega a su entrada. Esta presión también se pudiera regular con la instalación de la válvula de escape V_2, variando su apertura manteniendo V_1 en una posición concreta, pero se hará según el primer método.

Una vez que se tenga la presión deseada se procede, mediante una válvula que une el depósito con un tubo de acero inoxidable, de diámetro D = 0,006m y longitud L = 2 m, a través del cual al abrirse la válvula que regula el flujo por el interior del tubo hasta obtener el volumen deseado. El volumen se medirá con un recipiente graduado, en nuestro caso se usó una probeta graduada capaz de registrar hasta 1000 mL. También se hizo uso de un termómetro para tomar la temperatura del fluido de estudio, dicho instrumento está capacitado para registrar temperaturas de hasta 100^0C. En lo antes planteado se basa el estudio para la determinación del reograma del fluido en estudio (crudo 650).

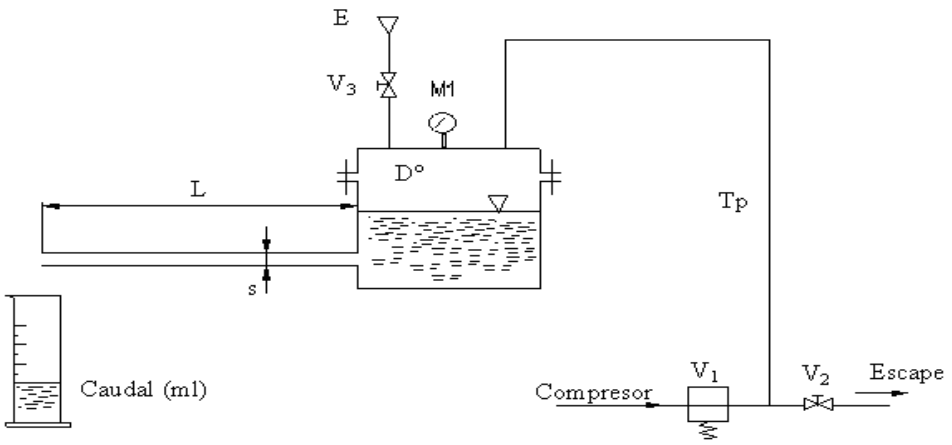


Figura 2.3. Esquema detallado de la instalación.

Para la determinación de la reología del petróleo estudiado se debe realizar la lectura de los siguientes datos:

Las lecturas del manómetro encargado de registrar la presión del depósito con las cuales conociendo el diámetro del tubo (D), su longitud (L) y luego apoyándonos en la ecuación del caudal:

$$Q = u \cdot S \qquad (2.49)$$

Donde:

u - Velocidad media.

S - Sección del tubo:

$$S = \frac{\pi \cdot D^2}{4}$$

Conocida la velocidad, se calculan las siguientes relaciones:

$$\frac{D \cdot \Delta P}{4 \cdot L} = Y_i;\ (Pa) \tag{2.50}$$

$$\frac{8 \cdot u}{D} = X_i;\ (S^{-1}) \tag{2.51}$$

El término ΔP es la diferencia de presión entre la presión de entrada y la presión de salida del dispositivo (medida en Pascal).

2.7 Conclusiones

- En este capítulo queda establecido el procedimiento de cálculo para la determinación de los parámetros técnico económicos racionales para el transporte de petróleo por tubería.
- Los modelos matemáticos propuestos para la operación de transporte de petróleo, tienen en consideración los parámetros de rendimiento de la bomba y el motor, la variación de la velocidad de transportación, la variación del espesor de aislamiento y la variación del diámetro de la tubería.

Capítulo 3

CAPÍTULO 3: Análisis de los resultados

3.1. Introducción

En la región, la industria minero metalúrgica constituye el renglón fundamental de la economía de nuestro país y la transportación por sistemas de tuberías ha cobrado importancia primaria en el transporte del petróleo. Estos sistemas de transporte son difundidos y empleados mundialmente. Cuando operan bajo parámetros eficientes son de gran efectividad económica y medioambiental con respecto a los demás sistemas de transporte.

La evaluación final de un proyecto es de primordial importancia para establecer en qué medida esta ha contribuido al desarrollo. El correcto análisis, permite afirmar las bases para futuros trabajos que se desarrollen sobre la temática, de ahí su significativa relación con la economía, la sociedad y el medio ambiente.

Por lo anteriormente planteado se define como **objetivo** del capítulo: exponer los principales resultados de la investigación, realizando además una breve valoración económica del proceso y su impacto ambiental.

3.2. Análisis de la influencia de la temperatura, presión y el volumen en las propiedades reológicas del crudo mejorado 650

La utilización del crudo mejorado 650, extraído en nuestro país, permitió la disminución de importaciones de petróleo pero a su vez se produjeron innumerables detenciones por averías fundamentalmente en las plantas generadoras de energía que indujeron a estudios profundos de la composición y comportamiento de este insumo. Este trabajo parte de estudios reológicos realizados para establecer el comportamiento del crudo mejorado 650.

A partir del estudio reológico realizado en la instalación experimental del ISMM, se obtuvieron los resultados reflejados en la tabla 3.1; en la misma se recoge la dependencia entre el esfuerzo de corte y el gradiente de velocidad para las temperaturas experimentadas; la figura 3.1 representa dicha relación, donde puede observarse la forma de curva característica de un fluido seudoplástico.

Tabla 3.1. Resultados obtenidos del estudio reológico.

No	Gradiente de velocidad $\dot{\gamma}\ (1/s)$	Esfuerzo de corte $\tau(Pa)$		
		32 ^{o}C	45 ^{o}C	62 ^{o}C
1	30	56,90	41,93	29,07
2	90	149,30	124,04	91,38
3	120	234,35	138,21	124,72
4	150	245,40	171,61	147,64
5	180	318,90	229,41	159,40
6	210	392,46	256,63	191,06
7	240	404,10	294,64	232,24
8	270	452,30	351,23	253,06
9	300	473,50	364,20	241,50

Con los resultados mostrados en la tabla 3.1, se ha representado de forma gráfica la dependencia entre el gradiente de velocidad y el esfuerzo de corte, para cada valor de temperatura (Figura 3.1).

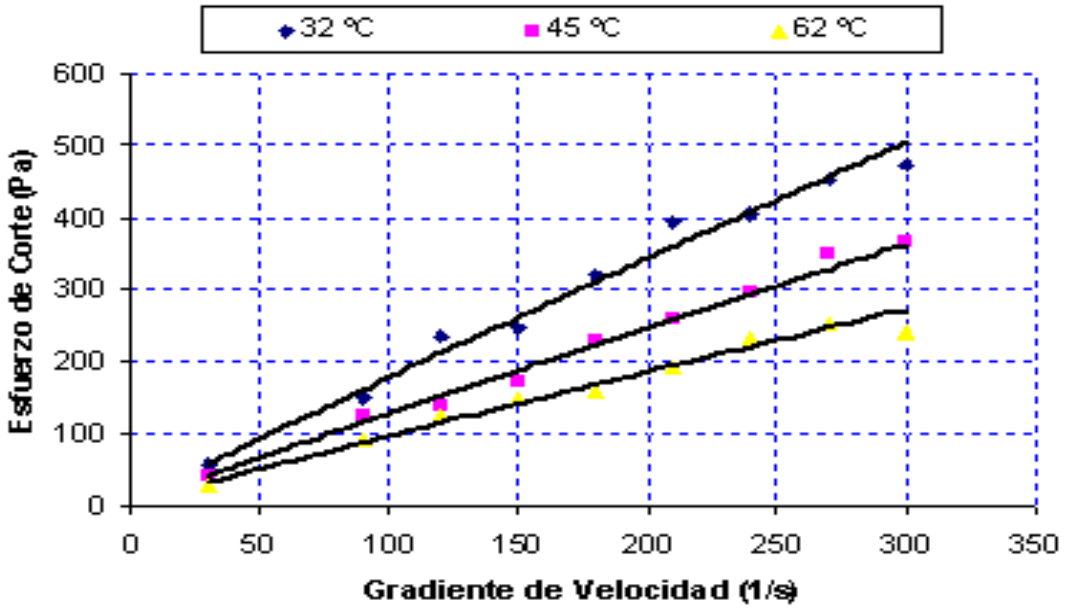


Figura 3.1. Dependencia entre el gradiente de velocidad y la tensión de corte

Utilizando los resultados mostrados en la tabla 3.1, se simula la dependencia entre la viscosidad aparente y el gradiente de velocidad; para cada valor de temperatura analizado (Figura 3.2).

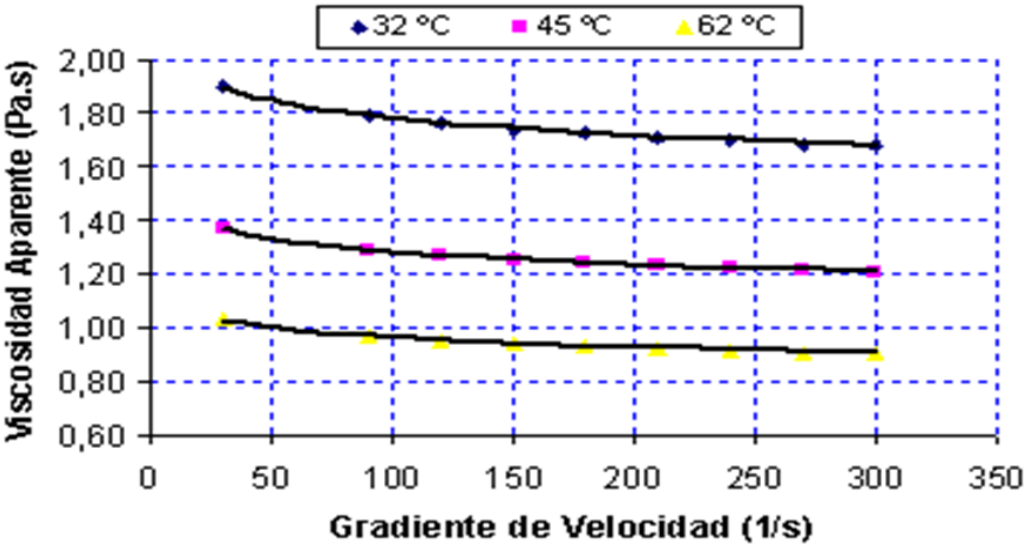


Figura 3.2. Dependencia entre el gradiente de velocidad y la viscosidad aparente

En la figura 3.2, se puede observar que la viscosidad aparente disminuye con el aumento del gradiente de velocidad para las tres temperaturas estudiadas (32, 45 y 62 ºC), estos resultados justifican la necesidad de conocer los parámetros reológicos del petróleo para diseñar y evaluar su sistema de transporte.

Tabla 3.2. Correlaciones de esfuerzo de corte vs gradiente de velocidad.

Temperatura	Modelo ajustado
32 ^{o}C	$\tau_{x,y} = 2{,}28 \cdot \left(\frac{dv_x}{dy}\right)^{0.947}$
45 ^{o}C	$\tau_{x,y} = 1{,}64 \cdot \left(\frac{dv_x}{dy}\right)^{0.946}$
62 ^{o}C	$\tau_{x,y} = 1{,}25 \cdot \left(\frac{dv_x}{dy}\right)^{0.944}$

Los modelos ajustados según el modelo reológico y los correspondientes valores de n y K para cada temperatura se exponen en la tabla 3.2 y la tabla 3.3, respectivamente. El coeficiente de correlación múltiple (R^2) en todos los casos fue superior a 0,98; lo que

puede considerarse como satisfactorio, indicativo de que el modelo ajustado explica el comportamiento experimental con un 98 % de aproximación.

Tabla 3.3. Parámetros reológicos obtenidos y desviación media cuadrática.

Nº.	**Parámetro reológico**	**Temperatura ^{0}C**		
		32 ºC	**45 ºC**	**62 ºC**
1	K (Pa.s)	2,28	1,64	1,25
2	n (adim.)	0,947	0,946	0,944
3	R^2	0,99	0,99	0,98

Según los resultados experimentales, se ha observado una disminución del índice de consistencia másica (K) con el incremento de la temperatura (Figura 3.3); no ocurriendo lo mismo con el índice de flujo (n), donde se han notado variaciones poco significativas al variar la temperatura coincidiendo por lo planteado en otras literaturas (Cerpa A, 1997).

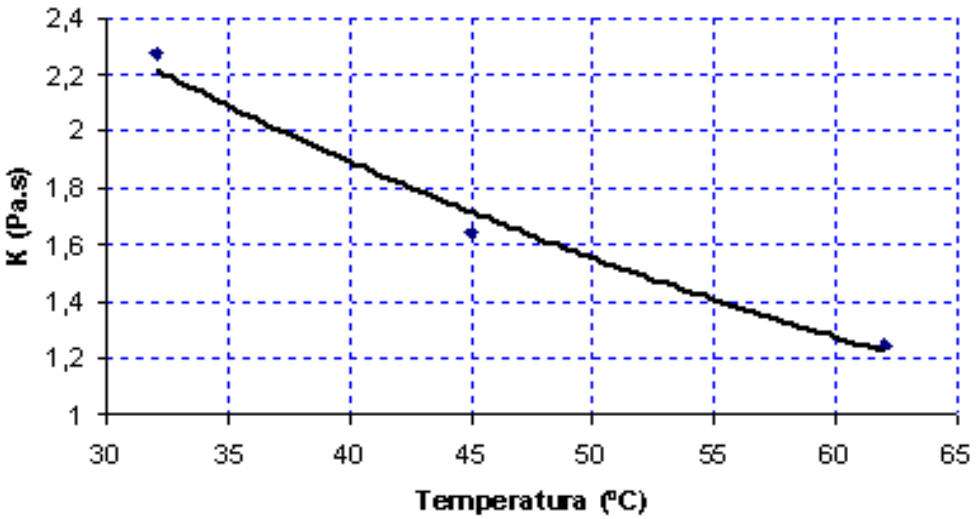


Figura 3.3. Comportamiento del índice de consistencia másica en fusión de la temperatura.

De igual forma se puede apreciar en la Figura 3.3 como la caída de presión aumenta progresivamente junto con la velocidad, notándose que para la temperatura de 32 ^{0}C esta relación aumenta de forma más notable que en el caso de 62 ^{0}C.

Realizando el ajuste del comportamiento del índice de consistencia másica (K) a la ley exponencial, se obtuvo la correlación en función de la temperatura con un error

promedio de 3 %, lo que indica el grado de aproximación de los datos experimentales al modelo, expresado mediante la ecuación 3.1.

$$K = 4{,}19 \cdot e^{(-0{,}0199 \cdot t)} \tag{3.1}$$

La función obtenida en 3.1 simula el comportamiento del índice de consistencia másica (K) al variar la temperatura (temperatura en ºC), teniendo como recomendación que es válida sólo para las condiciones experimentales para las que fueron determinadas, en el rango de temperaturas de 32 a 62 ºC.

La ecuación 3.2 constituye el modelo que describe el comportamiento de la viscosidad aparente para variaciones de la temperatura y el gradiente de velocidad; variables con mayor incidencia en los cambios de la viscosidad aparente del petróleo estudiado.

$$\mu_a = 4{,}19 \cdot e^{(-0{,}0199 \cdot t)} \cdot \left(\frac{dv}{dy}\right)^{n-1} \tag{3.2}$$

Mediante estos resultados, es posible definir la energía necesaria para el transporte por tuberías del petróleo pesado. La investigación sirve como punto de partida para nuevos estudios relacionados con la modelación y la simulación del proceso de transporte, lo que permitirá la correcta selección y evaluación de los sistemas de bombeo e incidir en la predicción y disminución del consumo energético de las instalaciones.

3.3. Obtención y empleo del espesor técnico racional de aislamiento

Para la validación de la metodología propuesta se realizaron cálculos y comprobaciones en la empresa Comandante Raúl Díaz Argüelles ya que cuenta con una base de combustible cuyo flujo tecnológico se describe en el epígrafe 1.3 del capítulo 1 y donde los costos de energía por bombeo del combustible son elevados. En la tabla 3.4 se muestran los principales parámetros que caracterizan al espesor técnico racional de aislamiento, los mismos se obtuvieron a partir del procedimiento planteado en el acápite 2.3 del capítulo anterior. Los resultados mostrados se determinaron con gran precisión, estableciendo un error menor del 1 % en el cálculo del espesor.

Tabla 3.4. Resultados del cálculo preliminar de espesor

Magnitud	**Repres.**	**Valor**
Ángulo sobre el cual se dispone el aislamiento	θ	282°
Angulo de calentamiento de la tubería principal	β	78 ^{o}

Superficie de la tubería acompañante	F_A	0,540 m^2/m
Superficie de cálculo de la tubería principal	F_C	0,190 m^2/m
Área superficial del aislamiento que no incluye la porción que se dispone sobre la tubería principal	F_E	0,601 m^2/m
Conductividad térmica media del material aislante	k_A	0,036 W/m · K
Resistencia térmica desde la tubería acompañante a la cavidad termoaislada	R_A	0,155 m^2·K /W
Resistencia térmica desde la cavidad termoaislada a la tubería principal	R_C	0,074 m^2·K /W
Resistencia térmica desde la cavidad termoaislada al exterior	R_E	0,703 m^2·K /W
Temperatura del aire en el interior de la cavidad termoaislada	t_C	369,878 K
Resistencia térmica desde el combustible hasta la pared interior de la tubería principal	R_1	0,013 m ·K /W
Resistencia térmica que presupone el espesor de la tubería principal	R_2	0,0002 m ·K /W
Resistencia térmica que presupone el espesor de aislamiento	R_3	0,590 m ·K /W
Resistencia térmica desde la superficie exterior del aislamiento al aire ambiente	R_4	0,063 m ·K /W
Pérdida de calor de la tubería principal hacia el medio exterior	q^P	49,186 W/m
Calor que recibe la tubería principal desde el aire en el interior de la cavidad	q^C	69,123 W/m
Calor que se pierde al medio desde la cavidad	q^E	73,612 W/m
Calor perdido usando traza de vapor	q^T	122,798 W/m
Calor que se perdería si no se usara traza de vapor	q^S	156,601 W/m
Efectividad de la traza de vapor	η	0,784
Espesor del aislamiento a emplear	δ	0,02 m

Luego de determinado el espesor técnico racional se establece la disyuntiva, pues el valor arrojado no está establecido en los catálogos ISOVER para manta de lana de roca spintex 322-G-70 aislamiento empleado para el cálculo; motivo por el cual el valor obtenido se normalizó acercándolo al valor más próximo dentro de los establecidos por el fabricante.

El aislamiento ya normalizado correspondió a aquel cuyo espesor poseía 0,04 m; para el mismo se procedió a determinar en la instalación los parámetros característicos para este espesor de aislante en específico, estos están expuestos en la tabla 3.5.

Tabla 3.5. Resultados del cálculo para espesor normalizado

Magnitud	**Repres.**	**Valor**
Ángulo sobre el cual se dispone el aislamiento	θ	282°
Angulo de calentamiento de la tubería principal	β	78 °
Superficie de la tubería acompañante	F_A	0,540 m^2/m
Superficie de cálculo de la tubería principal	F_C	0,190 m^2/m
Área superficial del aislamiento que no incluye la porción que se dispone sobre la tubería principal	F_E	0,628 m^2/m
Conductividad térmica media del material aislante	k_A	0,036 W/m ·K
Resistencia térmica desde la tubería acompañante a la cavidad termoaislada	R_A	0,155 m^2·K /W
Resistencia térmica desde la cavidad termoaislada a la tubería principal	R_C	0,074 m^2·K /W
Resistencia térmica desde la cavidad termoaislada al exterior	R_E	1,261 m^2·K /W
Temperatura del aire en el interior de la cavidad termoaislada	t_C	374,484 K
Resistencia térmica desde el combustible hasta la pared interior de la tubería principal	R_1	0,013 m ·K /W
Resistencia térmica que presupone el espesor de la tubería principal	R_2	0,0002 m ·K /W
Resistencia térmica que presupone el espesor de aislamiento	R_3	1,112 m ·K /W

Resistencia térmica desde la superficie exterior del aislamiento al aire ambiente	R_4	0,059 m ·K /W
Pérdida de calor de la tubería principal hacia el medio exterior	q^P	27,774 W/m
Calor que recibe la tubería principal desde el aire en el interior de la cavidad	q^C	80,996 W/m
Calor que se pierde al medio desde la cavidad	q^E	45,783 W/m
Calor perdido usando traza de vapor	q^T	73,557 W/m
Calor que se perdería si no se usara traza de vapor	q^S	92,665 W/m
Efectividad de la traza de vapor	η	0,795
Espesor del aislamiento a emplear	δ	0,04 m

El empleo de aislamiento térmico es el modo utilizado por excelencia cuando se trasiegan fluidos a temperaturas que difieren de las ambientales, he aquí la importancia de una correcta selección. La eficacia está en dejar escapar al medio la menor cantidad de calor posible, disminuyendo las pérdidas energéticas y logrando establecer el régimen térmico deseado.

Con el empleo de la traza de vapor y manta de lana de roca de espesor 0,04 m las pérdidas energéticas mostrarían una disminución de 19,01 W por cada metro de tubería, lo cual representaría una pérdida de 97,45 kW en toda la instalación.

3.3.1. Análisis de la influencia de la temperatura en las pérdidas energéticas

Al aumentar la temperatura ambiente en el posible rango de operación, se observó una disminución de los valores de las pérdidas energéticas (anexo 5, a), lo cual refleja la marcada incidencia de los parámetros climáticos en el proceso de transporte de crudo por sistemas que emplean trazas de vapor aislados térmicamente, acentuándose la temperatura ambiental.

Realizando el ajuste del comportamiento de las pérdidas energéticas a una tendencia lineal, se obtuvieron las expresiones en función de la temperatura ambiente (ecuación 3.3 y 3.4) con un coeficiente de correlación múltiple en ambos casos de 0,99. El resultado obtenido a partir de las ecuaciones ya descritas permitió establecer el

comportamiento de las pérdidas energéticas, a partir de las variaciones de la temperatura ambiente.

$$q^T = 451{,}1 - 1{,}253 \cdot t_0 \quad (3.3)$$

$$q^S = 502{,}9 - 1{,}363 \cdot t_0 \quad (3.4)$$

La funciones obtenidas (ecuación 3.3 y 3.4) posibilitan simular el comportamiento de las pérdidas energéticas al variar la temperatura t_0, las mismas se recomiendan emplear sólo para las condiciones experimentales para las que fueron ajustadas.

Similar análisis se realizó para determinar la influencia de la temperatura del vapor en las pérdidas energéticas, mostrando un aumento de las mismas al incrementar la temperatura del vapor calefactor (anexo 5, b), lo cual enmarca otra variable con incidencia significativa en el proceso.

A partir de los resultados mostrados en el anexo 5, b; se correlacionó el comportamiento de las pérdidas energéticas en función de la temperatura del vapor, determinándose las ecuaciones 3.5 y 3.6, obtenidas con un coeficiente de correlación múltiple de 0,99; lo que satisface los resultados esperados mediante el análisis de la adecuación del modelo.

$$q^T = 0{,}411 \cdot t_V - 96{,}08 \quad (3.5)$$

$$q^S = 0{,}519 \cdot t_V - 120 \quad (3.6)$$

Finalmente se experimentó realizando variaciones en la temperatura del combustible, para un rango inferior a los 70 ^{o}C (343 K) según las especificaciones de CUPET en Cuba. Lo cual mostró al igual que la temperatura del vapor, un incremento de las pérdidas energéticas con el aumento de la temperatura del combustible (anexo 6, a).

Para los valores experimentados de temperatura del combustible se observó una tendencia lineal, para la cual se obtienen las ecuaciones 3.7 y 3.8 con un coeficiente de correlación múltiple de 0,99; considerándose satisfactorios los resultados de predicción.

$$q^T = 0{,}664 \cdot t_p - 154{,}1 \quad (3.7)$$

$$q^S = 0{,}848 \cdot t_p - 198{,}2 \quad (3.8)$$

3.3.2. Simulación de la caída de temperatura del combustible en el oleoducto

Para determinar las variaciones de temperatura en las tuberías, según el modelo propuesto por Laurencio, (2012), se tuvo en cuenta la temperatura inicial de trasiego y la temperatura ambiental promedio, así como el espesor del aislante térmico, definidos en la tabla 3.5. Se determinó el coeficiente de convección del aire y del combustible para las condiciones del transporte, también se consideró la conductividad térmica de la tubería principal y del aislante; donde se obtuvo como resultado la relación de variación de temperatura del combustible; tanto en el oleoducto con traza y sin traza de vapor, observando la ganancia de calor que se obtiene en el primero de estos.

Se obtuvieron los resultados del gradiente de temperatura para tres valores de temperatura inicial del trasiego (anexo 6, b), estableciendo un patrón que se adapta al rango de operación de la planta.

En el anexo 7 se expone el comportamiento de la temperatura del combustible en el oleoducto, para una temperatura inicial de trasiego de 343 K (70 ^{o}C) la cual se establece como la máxima a la que debe transportarse el combustible y la más empleada para operar. Dicha figura demuestra como existe una disminución de la caída de temperatura con el empleo de la traza de vapor aislada térmicamente, reduciendo de forma significativa la variación de la temperatura del combustible desde su ingreso en el oleoducto hasta su descarga, lo cual permite mantener un nivel estable de operación, factor necesario cuando se transportan fluidos con altas viscosidades como es el caso del crudo mejorado 650. Por su importancia práctica se correlacionaron los valores de temperatura en función de la longitud del oleoducto, para obtener modelos simples que describan el fenómeno descrito, los mismos mostraron una tendencia lineal para una buena adecuación del modelo alcanzando valores de 0,99 el coeficiente de correlación múltiple en ambos casos.

$$t_{p\ con\ traza} = 343 - 0{,}001 \cdot L \tag{3.9}$$

$$t_{p\ sin\ traza} = 343 - 0{,}002 \cdot L \tag{3.10}$$

3.4. Obtención y empleo del espesor óptimo económico de aislamiento con trazas de vapor

Siguiendo el procedimiento planteado en el acápite 2.5 del capítulo 2, se evaluaron los datos que a continuación se relacionan; para los cuales se obtuvieron los resultados

mostrados en la tabla 3.6, los mismos permiten estimar cual es el que más se ajusta al espesor económico de aislamiento.

• Temperatura interior promedio = 373 K (100 °C)

• Temperatura ambiente = 301 K (28 °C)

• Coeficiente de conductividad térmica entre 301 y 373 K, k = 0,036 W/m · K

• Tiempo de funcionamiento de la instalación, Z = 8.000 h/año

• Costo de la energía: 0,09 CUC/kW · h

• Número de años del estudio, n = 10 años

• Incremento del coste de la energía en el período, b = 3% anual

• Interés anual del dinero deducidos impuestos, 5%

• Tasa de inflación anual prevista, 1%

• Inversión en aislamiento:

Para 0,04 m de espesor 8,24 CUC/m

0,05 m de espesor 10 CUC/m

0,06 m de espesor 11,13 CUC/m

0,07 m de espesor 12,89 CUC/m

0,08 m de espesor 14,36 CUC/m

0,1 m de espesor 18,09 CUC/m

Los valores arrojados en la tabla 3.7 muestran que; el resultado más cercano no cumple la condición de establecer una diferencia próxima o igual a cero entre el incremento de ahorro y el incremento de las inversiones.

Pero, no son estos los únicos aspectos que hay que considerar para determinar el espesor óptimo económico de aislamiento, a fin de conseguir las condiciones de explotación más racionales, así como el ahorro energético que esto lleva consigo. En este sentido hay que considerar dos hechos evidentes; a medida que el espesor de aislamiento aumenta las pérdidas caloríficas, los gastos de explotación disminuyen; sin embargo e inversamente a lo anterior, el precio del aislamiento aumenta en función del espesor.

Tabla 3.6. Parámetros obtenidos en el cálculo del espesor óptimo económico

δ [m]	q^T [W/m]	V [CUC/m·año]	V_A [CUC/m]	A [CUC/m]	I_A [CUC/m]	$A - I_A$ [CUC/m]
0,04	70,534	18,536	175,838			
0,05	58,925	15,485	146,898	28,940	1,76	27,180
0,06	50,924	13,383	126,953	19,945	1,13	18,815
0,07	45,073	11,845	112,366	14,586	1,76	12,826
0,08	40,606	10,671	101,229	11,136	1,47	9,666
0,1	34,231	8,995	85,336	15,893	3,73	12,163

El costo total de la instalación lo constituyen los gastos correspondientes a las pérdidas de calor y el gasto de inversión de aislamiento. Por lo tanto, si se representan como se indica en la figura 3.4, la curva que decrece corresponde a los gastos por pérdidas de calor, la que crece a los costos por inversión de aislamiento, y la superior es la suma de ambas, cuyo valor mínimo corresponde al espesor óptimo económico de aislamiento, el cual en este caso se corresponde a 0,06 m.

Espesor óptimo económico = 0,06 m; Costo total = 24,513 CUC/m

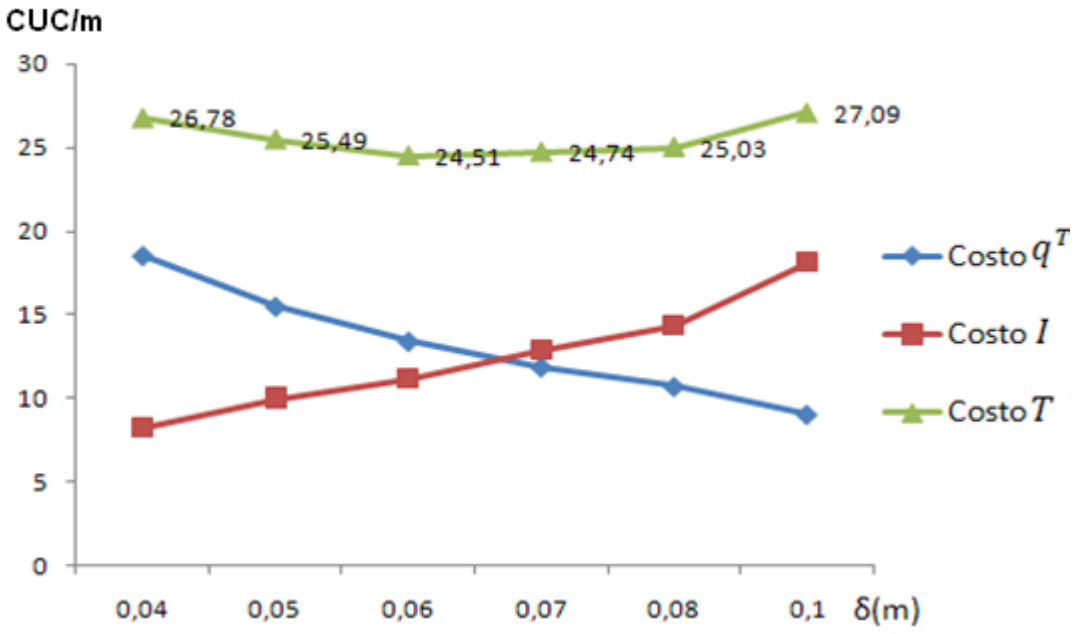


Figura 3.4. Espesor óptimo económico de aislamiento.

El espesor óptimo económico queda establecido para aquel espesor con el cual el costo total alcanza su valor mínimo. Si se eligiera un espesor menor, las pérdidas de calor serían mayores y el gasto de combustible también aumentaría. Si por el contrario, se fija un espesor mayor, el ahorro de la energía no compensaría el mayor costo de aislamiento.

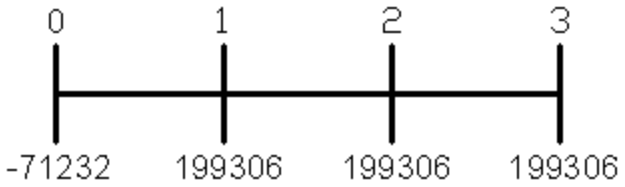
3.4.1. Tiempo de recuperación de la inversión

Evaluar la rentabilidad financiera de un proyecto es de gran importancia práctica, el método empleado por excelencia es el de recuperación de la inversión, determinando el tiempo que tarda un inversionista para recuperar el capital invertido, ya sea por los ingresos que produce el proyecto o por los beneficios resultantes de aplicar alguna medida de ahorro de energía.

El número de años en que se amortiza la inversión de cada espesor de aislamiento analizado aparece reflejado en la tabla 3.7, para la misma se tuvieron en cuenta los flujos netos de efectivo esperados, esto en función de las pérdidas energéticas.

Tabla 3.7. Períodos de recuperación de la inversión de aislamiento.

Flujos netos de efectivo esperados							
Año		δ = 0,04	δ = 0,05	δ = 0,06	δ = 0,07	δ = 0,08	δ = 0,1
0		52736	64000	71232	82496	91904	115776
1		199301	199304	199306	199308	199309	199311
2		199301	199304	199306	199308	199309	199311
3		199301	199304	199306	199308	199309	199311
Espesor δ = 0,06							
Períodos de recuperación							
		0,26	0,32	0,36	0,41	0,46	0,58



Tomando todos los costos en términos nominales y sin considerar el valor del dinero en el tiempo. El proyecto proporciona innumerables ventajas económicas y tan solo un período de recuperación de la inversión de 0,36 años para el espesor óptimo económico de aislamiento.

3.5. Obtención del espesor técnico económico racional para sistemas de transporte sin trazas de vapor

A pesar de que los sistemas de transporte de combustible con trazas de vapor son más eficientes, no son los más difundidos y es por ello que se hizo necesario realizar un estudio del espesor de aislamiento para sistemas de transporte sin trazas de vapor. En la tabla 3.8 se exponen los resultados obtenidos, donde las pérdidas de calor para sistemas sin trazas de vapor fueron calculadas por la expresión 2.7 planteada en el capítulo anterior y obtenida, a su vez, por (Laurencio, 2012).

Tabla 3.8. Resultados obtenidos para sistemas sin trazas de vapor.

δ (m)	D (m)	q_i (W/m)	V $\left(\frac{CUC}{año \cdot m}\right)$	$Perím.$ (m)	$C_{aisl.}$ (CUC/m)	$C_{aisl.}$ $\left(\frac{CUC}{año \cdot m}\right)$	I $\left(\frac{CUC}{año \cdot m}\right)$	CT $\left(\frac{CUC}{año \cdot m}\right)$
0,04	0,08	13,10	5,18	0,25	2,64	0,26	1,14	6,32
0,05	0,08	11,20	4,43	0,25	3,20	0,32	1,39	5,81
0,06	0,08	9,9	3,91	0,25	3,56	0,36	1,54	5,46
0,07	0,08	9	3,56	0,25	4,12	0,41	1,79	5,34
0,08	0,08	8,3	3,28	0,25	4,59	0,46	1,99	5,27
0,1	0,08	7,3	2,89	0,25	5,79	0,58	2,51	5,39
0,04	0,1	15,40	6,09	0,31	3,30	0,33	1,43	7,52
0,05	0,1	13	5,14	0,31	4,00	0,40	1,73	6,87
0,06	0,1	11,5	4,55	0,31	4,45	0,45	1,93	6,48
0,07	0,1	10,4	4,11	0,31	5,16	0,52	2,23	6,35

0,08	0,1	9,5	3,76	0,31	5,74	0,57	2,49	6,24
0,1	0,1	8,3	3,28	0,31	7,23	0,72	3,13	6,42
0,04	0,15	20,9	8,26	0,47	4,95	0,49	2,14	10,40
0,05	0,15	17,5	6,92	0,47	6,00	0,60	2,60	9,52
0,06	0,15	15,3	6,05	0,47	6,68	0,67	2,89	8,94
0,07	0,15	13,7	5,42	0,47	7,73	0,77	3,35	8,77
0,08	0,15	12,4	4,90	0,47	8,61	0,86	3,73	8,63
0,1	0,15	10,7	4,23	0,47	10,85	1,09	4,70	8,93
0,04	0,2	26,1	10,32	0,63	6,59	0,66	2,86	13,17
0,05	0,2	21,8	8,62	0,63	8,00	0,80	3,47	12,08
0,06	0,2	18,9	7,47	0,63	8,91	0,89	3,86	11,33
0,07	0,2	16,8	6,64	0,63	10,31	1,03	4,47	11,11
0,08	0,2	15,2	6,01	0,63	11,49	1,15	4,98	10,99
0,1	0,2	13	5,14	0,63	14,47	1,45	6,27	11,41
0,04	0,25	31,1	12,29	0,79	8,24	0,82	3,57	15,86
0,05	0,25	25,9	10,24	0,79	10,00	1,00	4,33	14,57
0,06	0,25	22,4	8,85	0,79	11,13	1,11	4,82	13,68
0,07	0,25	19,9	7,87	0,79	12,89	1,29	5,59	13,45
0,08	0,25	17,9	7,08	0,79	14,36	1,44	6,22	13,30
0,1	0,25	15,2	6,01	0,79	18,09	1,81	7,84	13,85
0,04	0,3	35,7	14,11	0,94	9,89	0,99	4,29	18,40

0,05	0,3	29,8	11,78	0,94	12,00	1,20	5,20	16,98
0,06	0,3	25,7	10,16	0,94	13,36	1,34	5,79	15,95
0,07	0,3	22,7	8,97	0,94	15,47	1,55	6,70	15,68
0,08	0,3	20,5	8,10	0,94	17,23	1,72	7,47	15,57
0,1	0,3	17,3	6,84	0,94	21,70	2,17	9,40	16,24

Estas pérdidas de calor fueron determinadas para diferentes espesores de aislamiento y diferentes diámetros de tuberías. Una vez obtenidas las mismas, fueron determinados los costos por pérdidas energéticas, los costos de aislamiento para los diferentes espesores, teniendo en consideración el precio de estos en el mercado internacional, el de inversión y los costos totales. El procedimiento para su determinación queda representado por el diagrama de la figura 3.5, donde se elaboró una aplicación informática en MatLab para encontrar el punto mínimo usando el método de búsqueda exhaustiva.

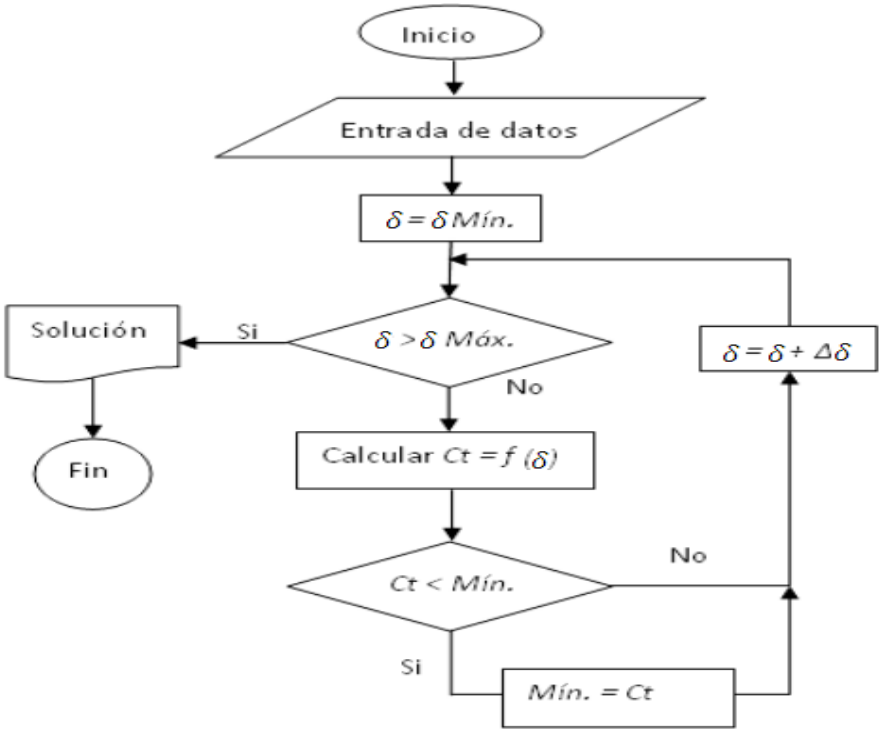


Figura 3.5. Diagrama para la obtención del espesor técnico económico

Para una mejor comprensión de los resultados expuestos, se muestra la figura 3.6. En ella podemos observar que para diferentes diámetros de tubería las pérdidas de calor y los costos del aislamiento van disminuyendo a medida que aumenta el espesor de aislamiento hasta llegar al espesor de 0,08 donde, a pesar de que las pérdidas de calor continúan disminuyendo, los costos de 1m de aislamiento aumentan. Esto nos indica que el espesor de aislamiento técnico económico racional, para los diferentes diámetros de tubería analizados, es de 0,08 m.

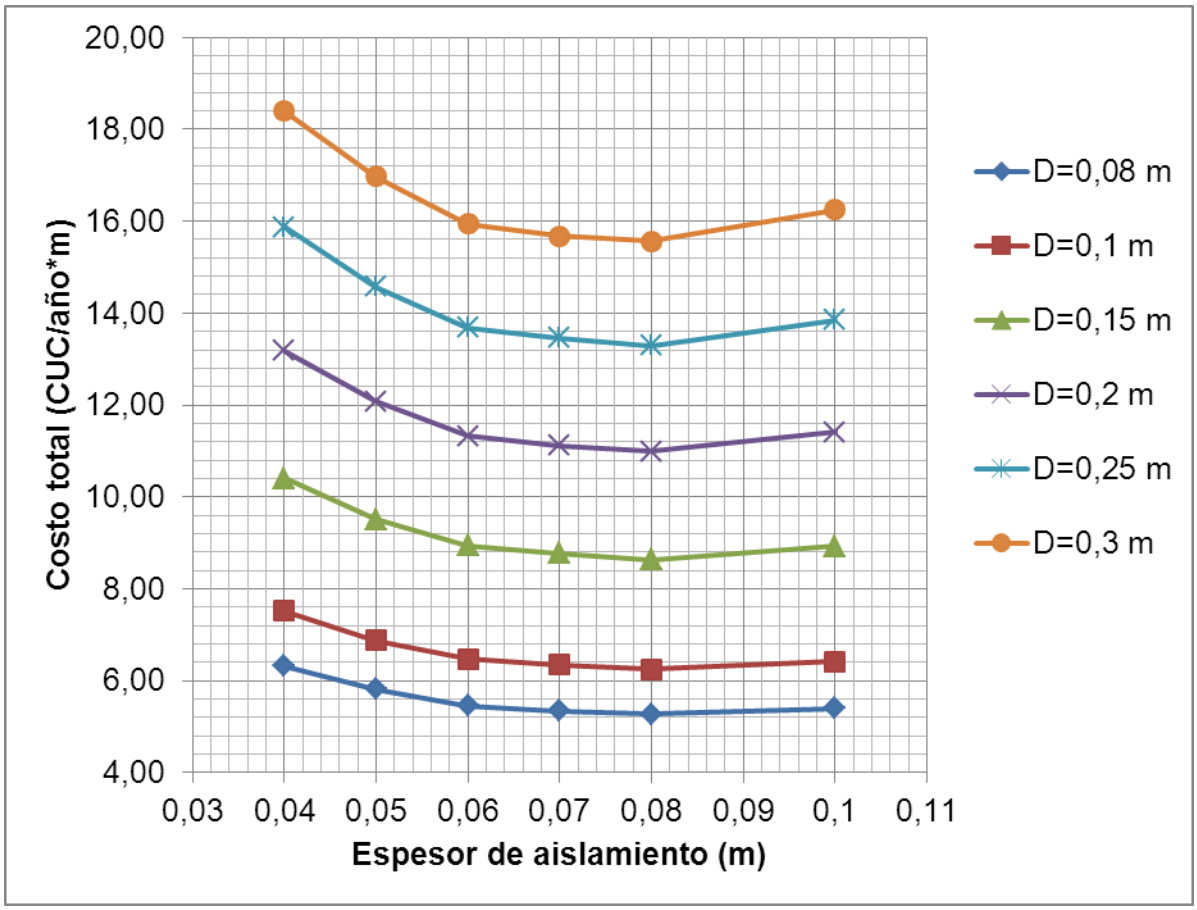


Figura 3.6. Relación entre espesor de aislamiento y costos

3.6 Análisis de los costos asociados a las tuberías

Para el análisis de los costos asociados a las tuberías fue necesario determinar la masa de tubería para cada diámetro y 1m de longitud, debido a que la información relacionada con los precios de las tuberías y que se muestran en el anexo 2, está dada en toneladas de tubos de 6 a10 m de longitud y el costo de un metro de tubería no se conoce. Esta determinación se realizó utilizando el ANSYS donde se modeló cada tubo (anexo 3) y se determinó su masa, que se muestra en la tabla 3.9 con sus respectivos precios, actualizados, en el mercado internacional.

Tabla 3.9. Masa y precio de la tubería por metro.

Diámetro de tubería (m)	Masa (kg)	Precio de la tubería (CUC/m)
0,3	54,101	53,418
0,25	44,853	44,279
0,2	35,605	35,149
0,15	26,355	26,018
0,1	11,714	11,564
0,08	9,248	9,130

Una vez determinado el precio de 1m de tubería para cada diámetro se procede a graficar los resultados obteniéndose la curva que se muestra en la figura 3.7 donde se observa la relación entre el precio y el diámetro de tubería.

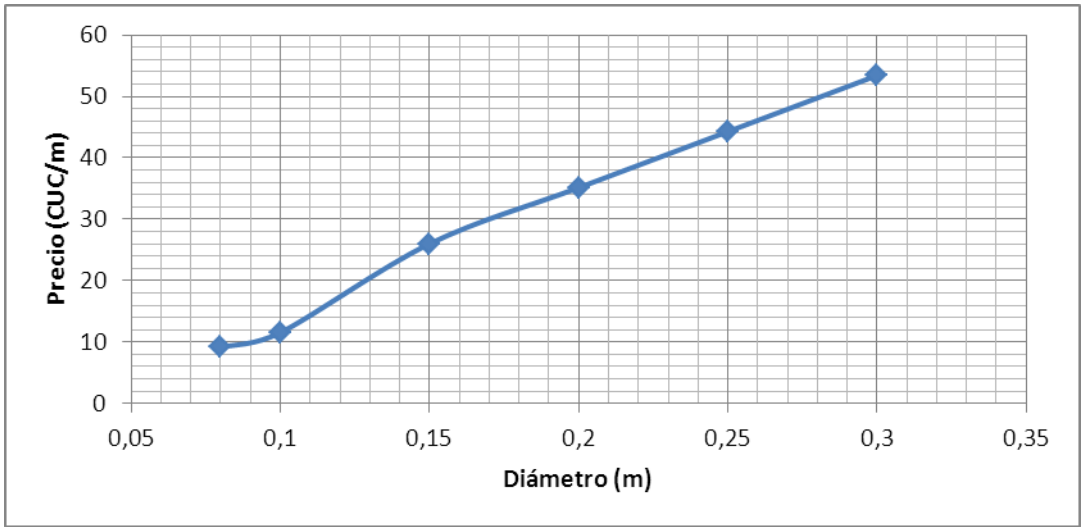


Figura 3.7. Relación entre el diámetro de tubería y el precio

La expresión que define la relación que se muestra en la figura 3.7 es la 3.11 con un coeficiente de correlación de 0,99.

$$P = 205{,}2 \cdot D - 7{,}02 \tag{3.11}$$

Los resultados obtenidos fueron procesados en otra aplicación informática en MatLab donde se obtuvo el nomograma representado en la figura 3.8. Este nomograma permite determinar el diámetro de tubería, la temperatura y el caudal idóneos para el transporte del petróleo crudo cubano.

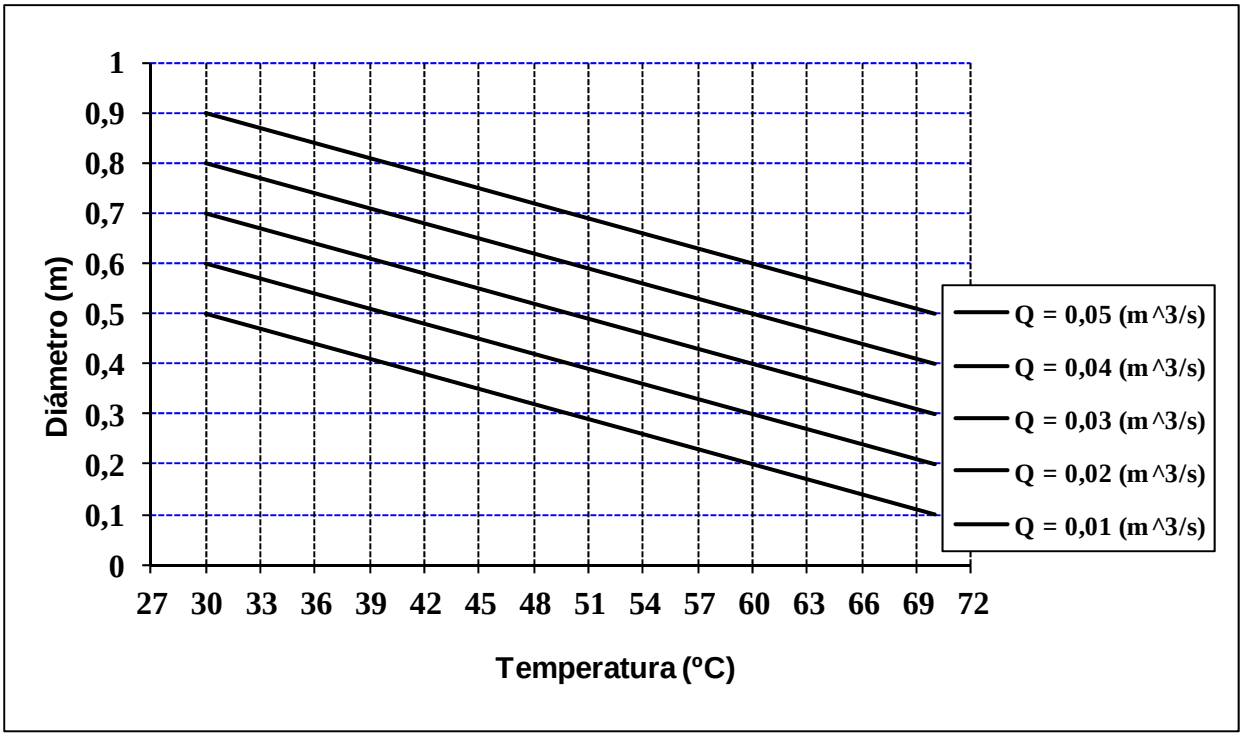


Figura 3.8. Relación entre el diámetro de tubería y la temperatura

El nomograma mostrado en la figura 3.8 nos indica que para diámetros de tuberías menores de 0,1 m es importante mantener la temperatura alrededor de los 70 ^{0}C para garantizar un transporte eficiente del combustible y el caudal debe ser de 0,01m^3/s. En el caso de la empresa Comandante Raúl Díaz Argüelles donde el diámetro de tubería es de 0,25 m se cumple que mantienen una temperatura de 70 ^{0}C, pero el caudal está por encima de 0,05 m^3/s, cuestión esta que hace que el consumo de energía por bombeo sea elevado. Es válido destacar que para casos de diseño de sistemas de transporte de combustible que implican largas distancias, por encima de los 100 m, no se recomiendan diámetros de tuberías por debajo de los 0,08 m.

3.7. Impactos del transporte de petróleo por tubería

El comportamiento eficiente del transporte de combustible por tuberías, está orientado hacia la prevención de accidentes que afecten directamente al medio circundante. Este proceso de transporte está directamente asociado a posibles accidentes, identificados con escape de vapores y derrame de combustible. Además el aumento del precio de los hidrocarburos en la última década ha conllevado a que los países desarrollen nuevas formas de energía y promuevan el uso racional de la misma.

3.7.1. Impacto ambiental

El escape de vapores afecta al hombre, al aire y la economía provocando disminución de la calidad del aire, incremento de la temperatura local, aumento de enfermedades respiratorias, quemaduras y malestares, así como pérdidas económicas.

El derrame de combustibles afecta el suelo, el agua y la economía provocando degradación del suelo, pérdida del ecosistema endémico, contaminación de las aguas, inutilización de las aguas para fines comunes y pérdidas económicas.

El proceso de caracterización de los impactos ambientales es de suma importancia, pues posibilita la compresión de la dimensión exacta en el análisis desarrollado (Somoza y García, 2002), determinando como repercute sobre el medio cada uno de los impactos ambientales que tienen lugar en el proceso de transporte de combustible pesados por tuberías (Laurencio, 2007).

Los impactos ambientales expuestos anteriormente producen efectos indirectos y negativos como incremento de la presión sanguínea, la aceleración del ritmo sanguíneo, la contracción de los capilares de la piel y la disminución en la capacidad de trabajo físico y mental del hombre, expuestos también a enfermedades respiratorias. (Laurencio, 2012).

3.7.2. Impacto económico

Tras la modernización de las instalaciones de bombeo y centrales termoeléctricas, varios millones de dólares se han dejado de gastar en el país durante los últimos años debido al empleo del combustible crudo nacional, lo cual muestra por sí solo la trascendencia del cambio, pese a los inconvenientes que ocasiona operar con un combustible denso y con elevada cantidad de azufre, entre ellos la reducción del ciclo de mantenimiento de las plantas y el consiguiente aumento de las paradas técnicas previstas, lo que aumenta el costo de mantenimiento en un 7,3 %, según (Laurencio, 2012).

La utilización del combustible crudo mejorado 650 en el sector industrial cubano, constituye un impacto positivo desde el punto de vista tecnológico y económico. El establecimiento del espesor de aislamiento así como del diámetro de tubería, contribuye significativamente al ahorro del consumo energético y al aumento del rendimiento de las instalaciones de transporte por sistemas de tuberías. Mediante la implementación de los resultados de simulación, se comprobó la posibilidad de ahorro de energía en las instalaciones estudiadas.

En el análisis económico referente a los espesores de aislamiento se trazaron dos líneas, una donde se analizan las pérdidas energéticas y la otra relacionada con los costos del aislamiento. Para sistemas con trazas de vapor el espesor técnico económico racional es de 0,06m y un costo de 126, 953 CUC/m; para sistemas sin trazas de vapor el espesor racional es de 0,08 m y un costo de 14,36 CUC/m

3.8. Conclusiones del capítulo

- Tomando como base el análisis realizado en el capítulo, queda demostrada la efectividad de implementar la tubería de trasiego de vapor con traza, disminuyendo las pérdidas energéticas en la instalación en 97,45 kW, lo que conlleva a un ahorro de capital de 25610 CUC al año; invirtiendo solo 42024 CUC para un periodo de amortización de 0,36 años. (Espesor técnico racional de aislamiento).
- Se demostró que el espesor de aislamiento técnico económico racional para los diferentes diámetros de tuberías es de 0,08 m. Por debajo de este las pérdidas energéticas son mayores y por encima los costos del aislamiento aumentan.

Conclusiones generales

- En este trabajo mediante la ecuación 2.41, se define el procedimiento de cálculo que considera el espesor de aislamiento y el diámetro de tubería técnico económico racional, una vez conocidas las características reológicas del fluido; obtenido este procedimiento por la relación entre el costo de bombeo (2.36), el costo de la instalación de tubería (2.37) y el costo asociado al calentamiento del combustible (2.38).
- Queda demostrada la efectividad de implementar la tubería de trasiego de vapor con traza, disminuyendo las pérdidas energéticas en la instalación en 97,45 kW, lo que conlleva a un ahorro de capital de 25610 CUC al año; invirtiendo solo 42024 CUC para un periodo de amortización de 0,36 años. (Espesor técnico racional de aislamiento).
- Se determinó que para sistemas de trasporte con trazas de vapor el espesor de aislamiento racional es de 0,06 m y un diámetro de tubería de 0,25 m; y para sistemas de transporte sin trazas de vapor el espesor de aislamiento racional es de 0,08 m para todos los diámetros que se encuentran en el rango entre 0,08 y 0,3 m.
- Se estableció un nomograma (figura 3.8) que indica que para sistemas de transporte de petróleo extensos, es decir, largas distancias (100 m); no es conveniente utilizar tuberías con diámetro menor de 0,1 m.
- Se comprobó que en el caso en estudio, oleoducto de la empresa Comandante Raúl Díaz Argüelles – empresa Comandante Ernesto Che Guevara, donde el diámetro de tubería del sistema es de 0,25 m se cumple que mantienen una temperatura de 70 ^{0}C, pero el caudal es de 0,05 m^3/s, lo que está por encima del recomendado según el nomograma propuesto (0,025 m^3/s), cuestión esta que hace que el consumo de energía por bombeo sea elevado.

Recomendaciones

- Continuar el estudio y la aplicación de los procedimientos y métodos necesarios que permitan obtener mejores soluciones para la optimización del diseño de sistemas de transporte de petróleos pesados bajo criterios técnico económicos,
- Desarrollar un método general que considere dentro de los costos de inversión, la variación de los equipos de bombeo e intercambiadores de calor.
- Validar el modelo de cálculo propuesto para otros fluidos con comportamiento seudoplástico.

Referencia bibliográfica:

1. BANERJEE, T. P: *Das. Non-Newtonian Liquid Flow Through Globe and Gate Valves*. Canadian Journal of Chemical Engineering: 72 (Abril), 207-211 (1994).
2. CALDIÑO V. I; SALGADO M. G. *Estudio experimental con mezclas agua-sedimentos orientado al cálculo de flujos de lodos y debris*. Instituto Mexicano de Tecnología del Agua Jiutepec, Morelos, México. VII Congreso Internacional de Ingeniería Hidráulica. (2004).
3. CERPA, A. *Propiedades de flujo de suspensiones minerales lateríticas. Influencia de la mineralogía y de las propiedades coloide-químicas*. Tesis de doctorado. Universidad Autónoma de Madrid, España, 1997.
4. CERPA, A. y col. *Mineral contents and particle-size effect on the colloidal properties of concentrated lateritic suspensions*. *Clay and clays minerals,* 1999, 47 (515): 20-25.
5. CERPA, A. y Garcell. L .R *Propiedades superficiales y reológicas de suspensiones minerales lateríticas*. La Habana: Informe al evento Metalurgia 98, 1998.
6. COLUMBIE. O, M: *Estudio del transporte de fuel oil desde Mazut hasta la planta de Preparación Mineral perteneciente a la empresa ¨Ernesto Che Guevara,* Héctor Laurencio (tutor). Trabajo de diploma. Instituto Superior Minero Metalúrgico (ISMM), 2006.
7. Companys P. Ramón, Corominas S. ¨Organización de la Producción I Diseño de sistemas productivos 1. Primera Edición, septiembre 1993. EDICIONS UPC
8. DE LA PAZ N. *Uso de la reología en la evaluación de la jalea dentífrica fluida*. Centro de Investigación y Desarrollo de Medicamentos, Rev Cubana Farm 2002;36 (1):21-7
9. FERRO, A. *Estudio de la sustitución de las pinturas asfálticas convencionales por emulsiones de crudo cubano con emulgente P*. Tesis de Maestría, Universidad de Oriente, Facultad de Ingeniería Química, 2000.

10. GARCELL L. R., A. DÍAZ y G. SURÍS. *“Transferencia de cantidad de movimiento, calor y masa”*. Editorial Pueblo y Educación, Ciudad de la Habana, (1988).

11. GARCELL, L. *Comportamiento reológico de la pulpa laterítica*. Trabajo investigativo. ISPJAM, Facultad Ingeniería Química, 1993.

12. GARCELL, L: *Flujo por tuberías de suspensiones minerales no newtonianas*. Apuntes para una monografia, 2001, (2): 1 – 40.

13. GARCÍA E.J. y. STEFFE J.F. *Comparison of Friction Factor Equations for Non-Newtonian Fluids in Pipe Flow*. Journal of Food Process Engineering: 9, 93-120, 1987.

14. HAOULO, M; GARCÍA F; SOTO J. *Gradiente de presión de flujo de gas y líquido en tuberías horizontales considerando El Efecto de las Propiedades de Mezcla*, Revista de la Facultad de Ingeniería Universidad Central de Venezuela v.20 n.4 ISSN 0798-4065 versión impresa Caracas oct. 2005.

15. IBARZ, A. J; VÉLEZ y G. BARBASA. *Transporte de Alimentos Fluidos a Traves de Tuberías*. Inéditos: 60 hojas. Universidad de las Américas, Puebla, México, 2001.

16. IZQUIERDO, P. R. *Estudio de la instalación de hidrotransporte a presión de la pulpa laterítica de la Emp. Cmdte Pedro Soto Alba*. *Revista Minería y Geología*, 1989, (3): 16-22.

17. LAURENCIO A, H. y DELGADO D, Y. (2008). *Influencia de la temperatura en las propiedades reológicas de la emulsión de petróleo pesado*. Minería y Geología, Vol. 24, No. 02, Paper ID: 04. ISSN 1993-8012.

18. LAURENCIO, A. H (2012). ¨ Método para la determinación de parámetros racionales de transporte de petróleo crudo cubano CM-650¨**.** ISMM. Tesis doctoral.

19. LAURENCIO. A. H*: Cálculo y proyección de las variantes alternativas de los esquemas del transporte de hidromezcla de alta densidad (cola) en el proceso carbonato amoniacal,* Tesis de grado, Moa.2004- 84pag.

20. MACEDO, C; MARTÍNEZ, J. y Vélez. J. *Diseño, Construcción y Validación de una Unidad Piloto Para el Manejo de Fluidos Newtonianos*. Información Tecnológica: 12 (6), 169-176, 2001.

21. MARTÍNEZ, L. P; J, A: Linares. *Resistance Coefficients of Fittings for Power-Law Fluids in Laminar Flow*. Journal of Food Process Engineering: 24, 135-144 (2001).

22. MECHETTI, M; FORNÉS, A; MATURANO, S. y ZAPANA L. *Efecto electrorreológico en crudos argentinos*, Congreso Producción 2000 y III Workshop Latinoamericano sobre Aplicaciones de la Ciencia en la Ingeniería del Petróleo, Iguazú. Misiones, Argentina, 2000.

23. NAKAYAMA, T. E: *Pipe Transportation of Minced Fish Paste*. *Journal of Food Science*: 45 (4), 844-847 (1980).

24. NEKRASOV, B: *Hidráulica.* Editorial Pueblo y educación, La Habana, 1968.

25. PERONA, P: *An Experimental Investigation of Laminar-Turbulent Transition in Complex Fluids*. Journal of Food Engineering: 60, 137-145 (2003).

26. PLACENCIA A. y MARTÍNEZ D., *Formulación de Emulsiones de Petróleo Pesado en Agua a Nivel Piloto y Estudio de las Pérdidas Friccionales en Tubería*, Unidad de Investigación y Desarrollo Tecnológico PETROECUADOR. Quito – Ecuador, 2000.

27. PLACENCIA, A. P: *"Formulación de emulsiones petróleo pesado en agua"*, Unidad de Investigación y Desarrollo Tecnológico, Petroecuador/ESPE. (2002).

28. SABLANI S.S. y Shayya W.H., *Neural Network Based Non-Iterative Calculation of the Friction Factor for Power Law Fluids*: 57, 327-335, 2003.

29. SALDÁS PAUMIER, L. *Determinación de las propiedades de transporte del Petróleo Mesa-30 destilado en la Refinería Ñico López*. Héctor Laurencio (tutor). Trabajo de diploma. Instituto Superior Minero Metalúrgico (ISMM), 2008.

30. TOOSE, E. M: *A boundery integral method for two dimentional) (non) – Newtonian drops is slow visions flow*. Journal of Non–Newtonian Fluid Mechanics, 1995, (2): 129 – 154.

31. TORRES MAYAN, A. R. *Fabricación de un reómetro de tubo capilar para la investigación de propiedades de transporte de fluidos industriales*. Héctor Laurencio (tutor). Trabajo de diploma. Instituto Superior Minero Metalúrgico (ISMM), 2008.

32. TURRO B. A., *Estudio del Hidrotransporte de las Colas en el Proceso Carbonato Amoniacal*, Tesis en Opción al Grado Científico de Doctor en Ciencias Técnicas. ISMM, Moa, 2002. p.154

33. VÉLEZ J., *Apuntes de Ingeniería de Alimentos I*. Universidad de las Américas, Puebla, México. Inéditos, 2003.

34. Weston J Fred, Brigham Eugene F. ¨Fundamentos de Administración Financiera. Décima Edición. 1994

ANEXOS

Anexo 1

Características generales de las tarifas eléctricas:

Las tarifas eléctricas aprobadas por la Resolución No. 311 del MFP se encuentran diferenciadas por niveles de voltaje (Alta, Media y Baja) y podrán aplicarse en Moneda Nacional o en Pesos Convertibles, según la moneda de pago establecida para cada cliente.

Las tarifas no residenciales en su mayoría se forman por la suma de dos precios básicos: **un cargo fijo y un cargo variable.**

El importe por el cargo fijo depende de la demanda máxima de potencia contratada (kW). Este parámetro expresa el nivel de demanda de potencia, que según contrato se compromete el cliente a tener como máximo, y depende de la cantidad de carga (equipos luminarias, etc) y de su factor de coincidencia (equipos conectados simultáneamente), así como del régimen de trabajo de los mismos.

El cargo variable viene dado por el consumo de energía, en kilowatt hora (kWh). El cobro por este concepto se diferencia por horarios del día en los consumidores que tienen más de un turno de trabajo, siendo el precio de kWh en el pico mayor para desestimular el consumo en ese horario.

El sistema de tarifas consta de bonificaciones por concepto de elevación del factor de potencia, así como, penalización por disminución del factor de potencia y por el uso de bombas de regadío en el horario pico.

Determinación de la tarifa a aplicar

El sistema tarifario está formado por tres grandes grupos de tarifas que se aplicarán a los clientes que se encuentran conectados a la red de Alta Tensión, Clientes de Media Tensión y Clientes de Baja Tensión, independiente de la actividad que realicen.

- A. Tarifa para consumidores en alta tensión.
- M. Tarifa para consumidores en media tensión.
- B. Tarifa para consumidores en baja tensión.

Factor de Potencia ($\cos\varphi$).

El suministro de energía eléctrica a los servicios de cualquier demanda, teniendo en cuenta el aseguramiento y racional funcionamiento de Sistema Electroenergético Nacional es con un factor de potencia ($\cos\varphi$) del cliente entre 0,90 y 0,92.

El método de valoración del factor de potencia se determina mensualmente como resultado de la medición de la energía reactiva en el mismo período, obteniéndose la $\tan\varphi = kVArh/kWh$ y para esta relación el ($\cos\varphi$) correspondiente. En caso que el servicio no tenga instalado equipo de medición de energía reactiva, se tomará como factor de potencia del mismo el promedio resultante de mediciones realizadas durante 24 horas como mínimo.

Para factores de potencia superiores a 0,92 el cliente será bonificado para lo cual, el suministrador facturará la cantidad que resulte de multiplicar el importe de la facturación normal (no incluye penalizaciones por demanda) por 0,92 y dividir el producto por el factor de potencia ral (obtenido en la última comprobación efectuada), hasta el valor máximo de 0,96.

Para factores de potencia inferiores a 0,90 el cliente será penalizado para lo cual, el suministrador facturará la cantidad que resulte de multiplicar el importe de la facturación normal (no incluye penalizaciones por demanda), por 0,90 y dividir el producto por el factor de potencia real (obtenido en la última comprobación efectuada).

Consideraciones:

- Se penalizará con un factor de potencia menor de 0,9.
- Entre 0,9 y 0,92, no habrá penalización ni bonificación, quedando la factura sin variación.
- Se bonificará con un factor de potencia de 0,92 hasta 0,96.
- Cuando el factor de potencia sea mayor de 0,96, se bonifica hasta 0,96.
- La penalidad por el factor de potencia de efectúa automáticamente y se informa en la facturación, aunque en epígrafe independiente.

- Mientras se desconozca el factor de potencia real de un servicio o pasados los 60 días de solicitada a la OBE una nueva medición por el usuario, se estimará que este factor es de 0,9 a los efectos de la facturación.

Coeficiente K

El ajuste en las tarifas eléctricas, mediante la aplicación del coeficiente K refleja los cambios que ocurren en el precio de los combustibles usados en la generación de electricidad con relación al utilizado como base (95,00 $/t) para su determinación y se aplica igualmente a todo tipo de tarifa que así lo estipule, independientemente de la moneda de pago, de la siguiente forma:

Se aplicará multiplicando el importe de Cargo Variable por el coeficiente de ajuste por variación del precio del combustible (K), que se define:

$$K = \frac{Precio\ promedio\ interno\ ponderado\ de\ los\ combustible, mensuales\ (\$)}{Prec\ prom\ interno\ pond.\ de\ los\ comb, utilizado\ como\ base\ de\ la\ tarifa\ (\$)}$$

Donde:

El precio ponderado del combustible se determina por la siguiente expresión:

$$\frac{PFO \cdot Consumo\ FO + PC \cdot Consumo\ C + PGO \cdot Consumo\ GO}{Cosumo\ FO + Consumo\ C + Consumo\ GO}$$

Donde:

PFO – Precio interno de Fuel - Oil del mes

PC – Precio interno del Crudo del mes

PGO – Precio interno del Gas – Oil (Diesel) del mes

$Consumo\ FO$ – Consumo Real de Fuel-Oil del mes

$Consumo\ C$ – Consumo Real de Crudo del mes

$Consumo\ GO$ – Consumo Real de Gas-Oil (Diesel) del mes

El precio ponderado de los combustibles antes mencionados, base de la tarifa es de 95,00 $/t. El cálculo del coeficiente K se hará con 4 decimales.

Los períodos del día para la aplicación de las tarifas eléctricas serán: Pico eléctrico de las 17:00 horas a las 21:00 horas, día de las 5:00 AM a las 17:00 horas y madrugada de las 21:00 horas a las 5:00 AM.

Para las tarifas M-3 (Regadíos) y B-1 (General Baja Tensión), la cláusula de ajuste por precio del combustible, se aplica utilizando la expresión siguiente para las tarifas lineales:

$$IMPORTE\ de\ período = CONSUMO \cdot [F \cdot K + (P - F)]$$

Donde:

P – Precio del kWh en los períodos dl día, según tipo de tarifa, ($/kWh)

K – Coeficiente de ajuste por variación del precio del combustible

F – Precio del cargo variable de la tarifa a $ 95.00 la tonelada de combustible, ($/kWh)

$CONSUMO$ – Consumo mensual del servicio

En el caso de las tarifas A-2 y M-4 (Cogeneradores), la facturación del consumo mensual se obtiene sumando los importes de los diferentes período del día, después de aplicada la ecuación ( ) a los consumos de cada uno de ellos. En Alta Tensión para la tarifa A-2, a aplicar a Cogeneradores Industriales existentes en alta tensión: F= $ 0,0356

Aplicación de las tarifas de alta tensión

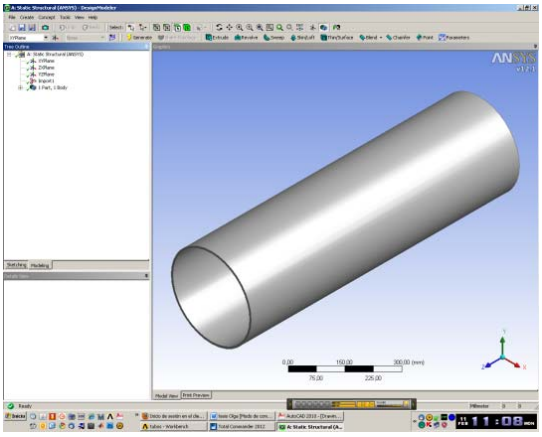
Las tarifas de alta tensión, como es el caso estudiado, se aplican a los servicios de los consumidores clasificados como de Alta Tensión con instalaciones de cogeneración u otras que generen energía eléctrica, cuya demanda máxima registrada sea igual o inferior a su capacidad de generación (en kW) en explotación activa o mantenimientos planificados cuya extensión sea inferior a un mes completo de la facturación eléctrica. Las tarifas a aplicar son:

- $ 0,075 por cada kWh consumido en el horario pico.
- $ 0,056 por cada kWh consumido en el horario dl día.
- $0,037 por cada kWh consumido en el horario de la madrugada.

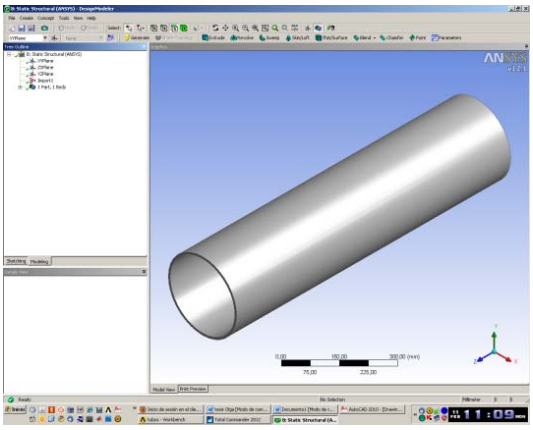
Anexo 2

Tuberías	UM	Cantidad	Precio Unit.	Valor
Tubería de acero diámetro nominal 80 mm, presión de trabajo 16 Bar para trasiego de agua o aire de 6 m.	Ton	1,98	1012,96	2.005,66
Tubería de acero diámetro nominal 100 mm, presión de trabajo 16 Bar para trasiego de agua o aire de 6 m	Ton	15,17	1012,96	15.366,60
Tubería de acero diámetro nominal 150 mm, presión de trabajo 16 Bar para trasiego de agua o aire de 6 m	Ton	48,45	1012,96	49.077,91
Tubería de acero diámetro nominal 200 mm, presión de trabajo 16 Bar para trasiego de agua o aire de 6 m	Ton	9,67	1012,96	9.795,32
Tubería de acero diámetro nominal 250 mm, presión de trabajo 16 Bar para trasiego de agua o aire de 6 m	Ton	5,44	1012,96	5.510,50
Tubería de acero diámetro nominal 300 mm, presión de trabajo 16 Bar para trasiego de agua de 6 m	Ton	2,62	1012,96	2.653,96
				120 845,45

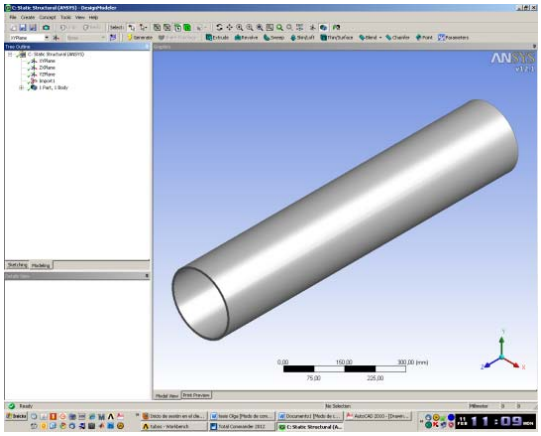
Anexo 3.



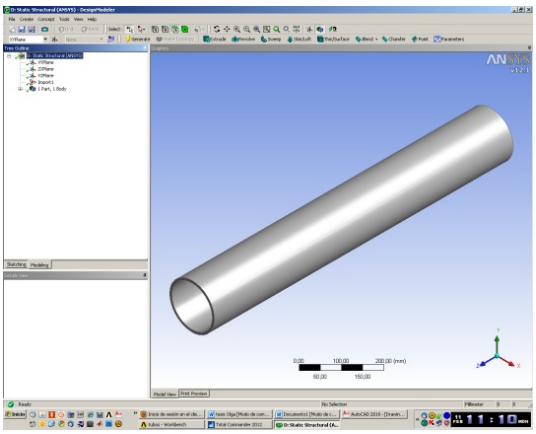
a) Tubería de 0,3 m de diámetro



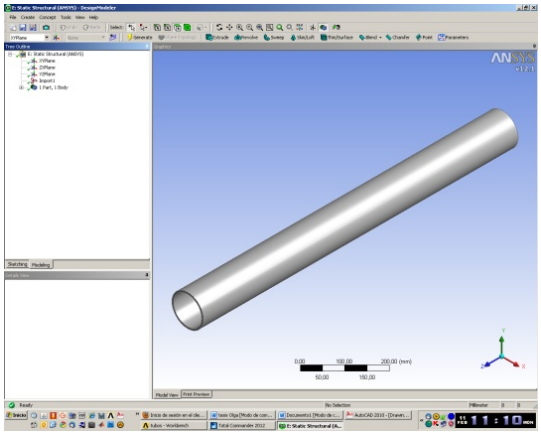
b) Tubería de 0,25 m de diámetro



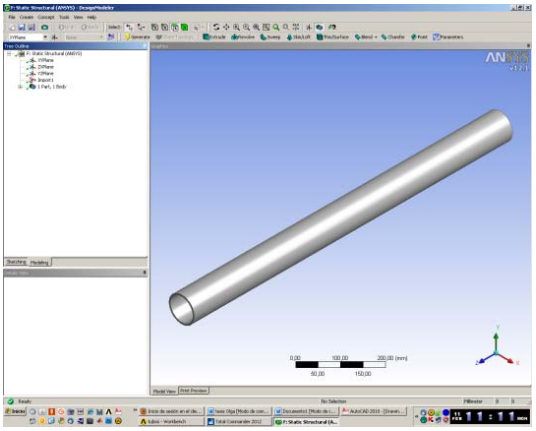
c) Tubería de 0,02 m de diámetro



d) Tubería de 0,15 m de diámetro



e) Tubería de 0,1 m de diámetro



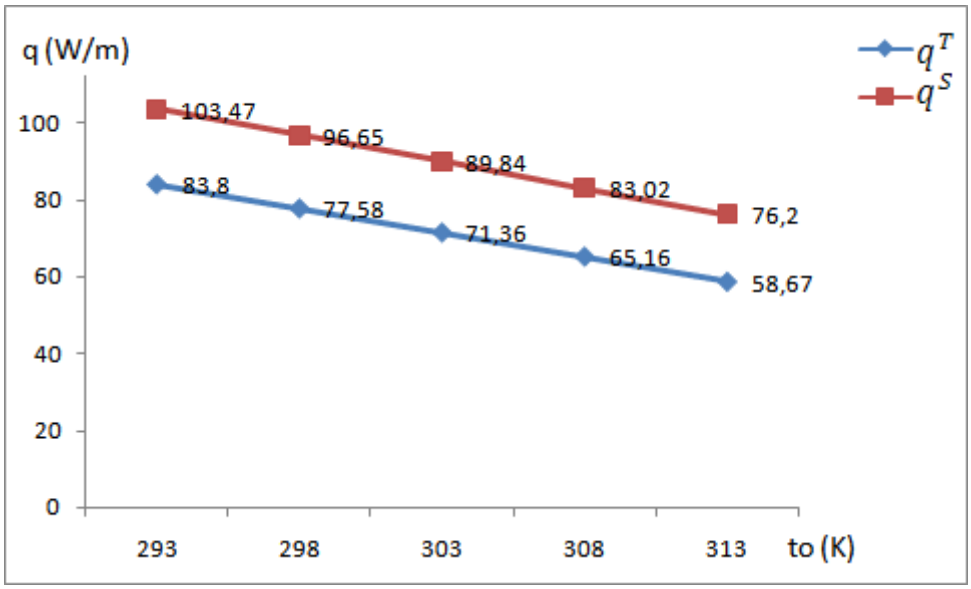
f) Tubería de 0,08 m de diámetro

Anexo 4

T (^{0}C)	Q (m^3/s)	D (m)	Vel (m/s)
30	0,05	0,9	0,08
40	0,05	0,8	0,10
50	0,05	0,7	0,13
60	0,05	0,6	0,18
70	0,05	0,5	0,25
30	0,04	0,8	0,08
40	0,04	0,7	0,10
50	0,04	0,6	0,14
60	0,04	0,5	0,20
70	0,04	0,4	0,32
30	0,03	0,7	0,08
40	0,03	0,6	0,11
50	0,03	0,5	0,15
60	0,03	0,4	0,24
70	0,03	0,3	0,42
30	0,02	0,6	0,07
40	0,02	0,5	0,10
50	0,02	0,4	0,16
60	0,02	0,3	0,28
70	0,02	0,2	0,64
30	0,01	0,5	0,05
40	0,01	0,4	0,08
50	0,01	0,3	0,14
60	0,01	0,2	0,32
70	0,01	0,1	1,27

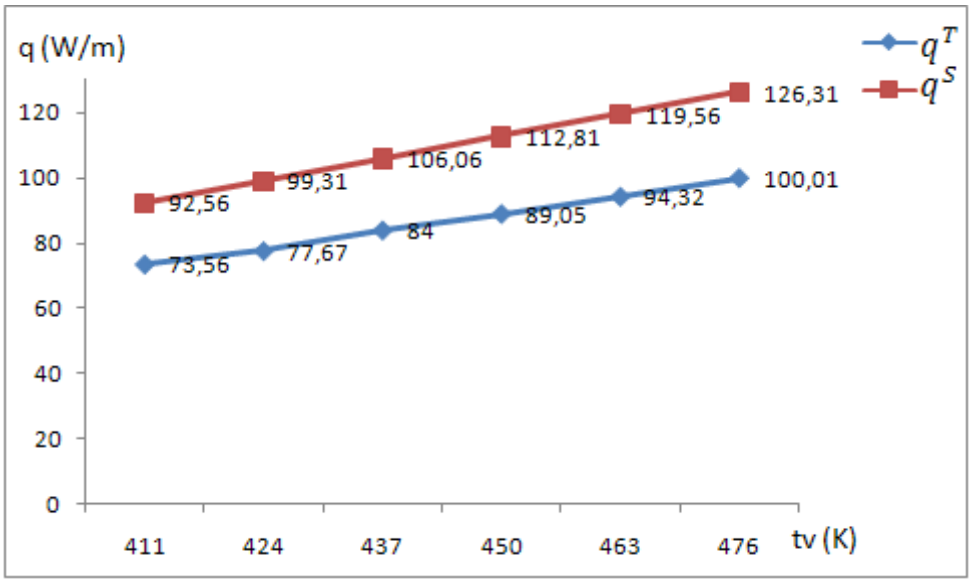
Anexo 5

Para espesor δ = 0,04 m



a) Influencia de la temperatura ambiente en las pérdidas energéticas

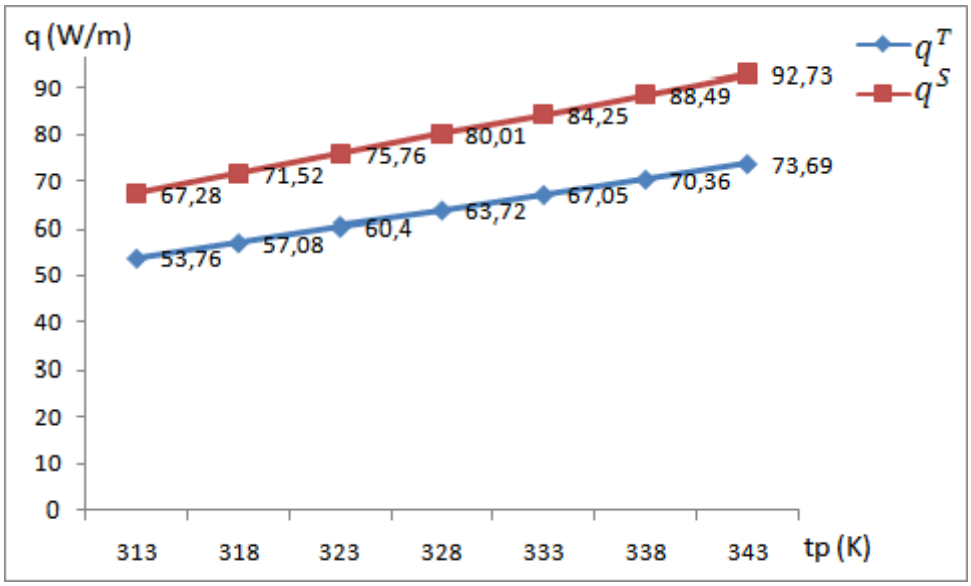
Para espesor δ = 0,04 m



b) Influencia de la temperatura del vapor en las pérdidas energéticas

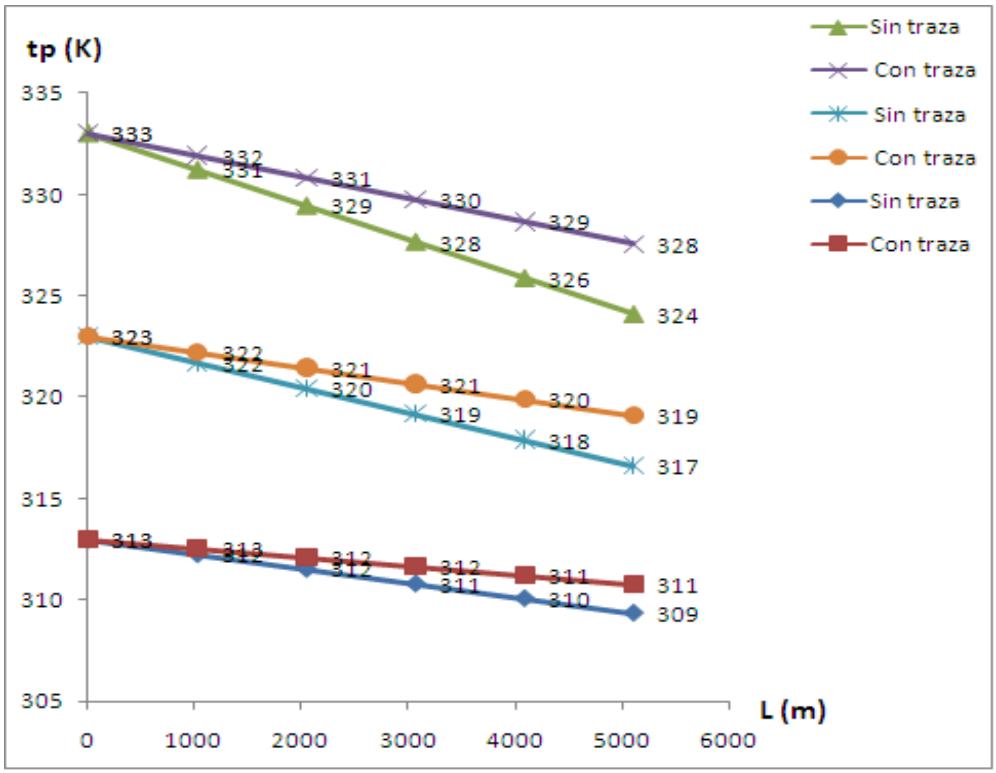
Anexo 6

Para espesor δ = 0,04 m



a) Influencia de la temperatura del combustible en las pérdidas energéticas

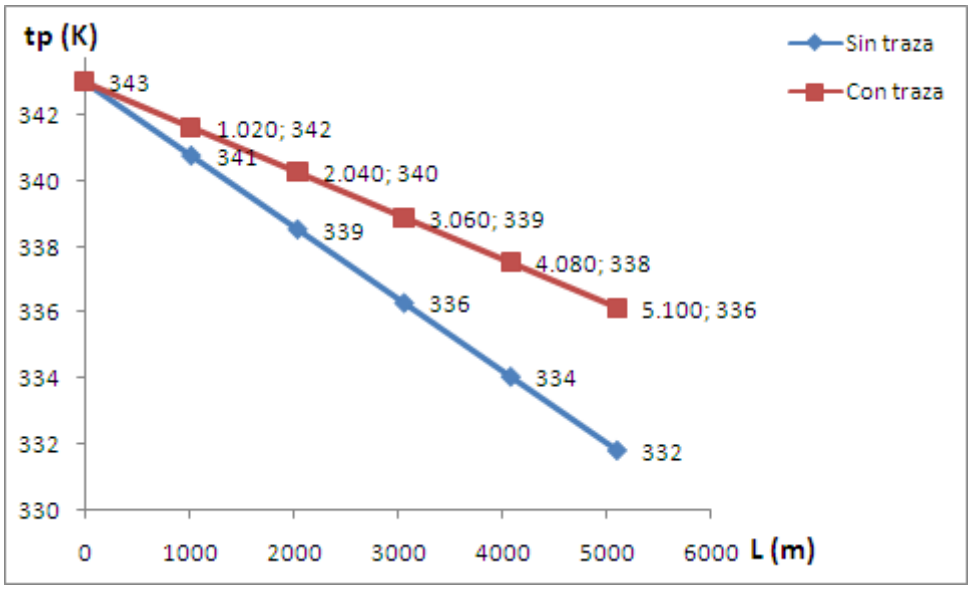
Para espesor δ = 0,04 m



b) Distribución de la temperatura del combustible en el oleoducto

Anexo 7

Para espesor δ = 0,04 m



Distribución de la temperatura del combustible en el oleoducto