



UNIVERSIDAD DE MATANZAS
FACULTAD DE CIENCIAS TÉCNICAS
DEPARTAMENTO DE QUÍMICA

**Selección de una variante de instalación para la incorporación
del Centro Colector 12 a la red de fluido multifásico de la
EPEP-Centro**

**Trabajo final en opción al Título Académico de Especialista en
Perforación de pozos de petróleo y producción de petróleo
Mención: Producción de petróleo**

Autor: Ing. Alianys Mesa Sotolongo

Matanzas
2023



UNIVERSIDAD DE MATANZAS
FACULTAD DE CIENCIAS TECNICAS
DEPARTAMENTO DE QUÍMICA



CENTRO POLITECNICO DEL
PETRÓLEO
SEDE: VARADERO

**Selección de una variante de instalación para la incorporación
del Centro Colector 12 a la red de fluido multifásico de la
EPEP-Centro**

**Trabajo final en opción al Título Académico de Especialista en
Perforación de pozos de petróleo y producción de petróleo
Mención: Producción de petróleo**

Autor: Ing. Alianys Mesa Sotolongo

Tutor: Ing. Yoney López Hervis, Dr.C.

Ing. Carlos Alberto González Hernández, MSc.

Matanzas

2023

PENSAMIENTO

La inteligencia consiste no sólo en el conocimiento, sino también en la destreza de aplicar los conocimientos en la práctica.

Aristóteles.

NOTA DE ACEPTACIÓN

Presidente del Tribunal

Miembro del Tribunal

Miembro del Tribunal

Miembro del Tribunal

Miembro del Tribunal

Calificación

Ciudad, fecha

DECLARACIÓN DE AUTORIDAD

Yo, Alianys Mesa Sotolongo declaro que soy el único autor del presente trabajo y autorizo a la Universidad de Matanzas, al Centro Politécnico del Petróleo y a la Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo del Centro a hacer el uso que estime pertinente con la información que aparece en el mismo siempre y cuando se respete nuestra autoría.

Alianys Mesa Sotolongo

Nombre y Apellidos. Firma

AGRADECIMIENTOS

- A mi familia por estar presentes en cada momento de mi vida y brindarme todo su apoyo siempre, en especial a mis padres y mis tíos que me comprendieron mucho y me ayudaron a cumplir este sueño.
- A Dani por su ayuda desmedida, por dedicar parte de su tiempo en mí y mimarme mucho cuando más tenso tenía mis días.
- A mis tutores Yoney y Carlitos por todo su apoyo en la realización de la investigación, sin su ayuda no hubiera sido posible llevar a cabo esta investigación.
- Al equipo de trabajo que Gustavo fue capaz de formar en la Planta, en especial a Máximo y William por todo lo que me han enseñado. A Gustavo quien de una forma u otra le debo parte de lo que me he convertido hoy y gracias a él por creer en el equipo de mujeres que fue capaz de juntar y que guió para que se convirtieran en lo que son hoy excelentes trabajadoras y dominen todo el proceso.
- Al grupo de Calidad por ayudarme en todo y brindarme su ayuda.
- A todos los turnos de trabajo de la Planta de Procesamiento de Crudo que de una manera u otra aportaron su granito de arena nutriéndome de todos sus conocimientos.
- A Wilder y Alejandro Linares quienes me apoyaron y estuvieron ahí cuando más los necesité.
- En fin, agradezco a todo el colectivo de trabajo de la Planta de Procesamiento de Crudo por toda la confianza que me han transmitido y por contribuir a mi formación como profesional.

Resumen

El presente trabajo se realiza en la Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo del Centro con el objetivo de seleccionar una variante de instalación para la incorporación del Centro Colector 12 a la red de fluido multifásico de la empresa mediante la evaluación simulada de casos de estudio. Se declaran cinco diámetros nominales para tres variantes de instalación. Se selecciona el aislante térmico COQUILLA PROROX PS 960 para los casos simulados que lo requieren, por ser este con el que cuenta la empresa. Los análisis de sensibilidad reflejan la variación que existe en las variables presión y temperatura dado el aumento del diámetro de la tubería y las características de instalación; se demuestra que solo en los casos donde se evalúan tuberías de 508 y 609,6 mm, las presiones se encuentran dentro de los rangos permisibles de operación. Se determina el costo general para cada variante validada donde se refleja una disminución de los costos de instalación para tuberías de menor diámetro en contraste con un notable aumento de los costos de operación. La variante de instalación seleccionada para la incorporación del fluido del Centro Colector 11 y 12 a la red principal de producción hasta la ERO es de 508 mm soterrada y la presión de bombeo para la variante seleccionada en el CC12 es de 41,8 barg y en el CC 11 de 35,5 barg. El costo general de instalación de la variante seleccionada es de 12 916 740 CUP y las nuevas presiones de bombeo de los Centros Colectores 7, 9 y 10 con la incorporación del 11 y el 12 son de 20,5, 19,2 y 19,5 barg, respectivamente. El valor del dinero en el tiempo supera los 11 mil millones de pesos y se recupera la inversión en 0,03 años. Por otra parte, la tasa de rendimiento actualizada de la propuesta (RVAN) nos indica que se recuperan 71,56 pesos por cada peso que se invierte.

Abstract

This work is carried out at the Center's Petroleum Drilling and Extraction Company with the main objective of selecting an installation variant for the incorporation of the Oil Collecting Center 12 into the company's multiphase fluid network through the simulated evaluation of case of studies. Five nominal diameters are declared for three installation variants. The PROROX PS 960 SHELL thermal insulator is selected for the simulated cases that require it, as this is the one that the company has. The sensitivity analyzes reflect the variation that exists in the pressure and temperature variables given the increase in the diameter of the pipe and the installation characteristics; It is shown that only in the cases where 508 and 609,6mm pipes are evaluated, the pressures are within the permissible operating ranges. The general cost for each validated variant is determined, where a decrease in installation costs for smaller diameter pipes is reflected in contrast to a notable increase in operating costs. The installation variant selected for the incorporation of the fluid from both Oil Collecting Center 11 and 12 to the main production network up to the ERO is 508 mm underground and the both pumping pressure for the variant selected in CC12 is 41,8 barg and in the CC 11 of 35,5 barg. The general installation cost of the selected variant is 12 916 740 CUP and the new pumping pressures of Collecting Centers 7, 9 and 10, with the addition of 11 and 12 are 20,5, 19,2 and 19, 5 barg, respectively. Net Present Value of the Project is up to 11 billions of cuban pesos (CUP) and the Payback Period is 0,03 year. On the other hand, the Update Rate of Yield (RVAN) shows that 71,56 CUP will be earned by each CUP of investment.

Índice

Introducción	1
Capítulo 1: Análisis Bibliográfico.....	4
1.1. Características del petróleo	4
1.1.1. Propiedades físicas y composición del petróleo crudo.....	4
1.2. Transporte del petróleo crudo	6
1.2.1. Régimen de flujo de fluidos en tuberías	7
1.2.2. Tipos de flujo de hidrocarburos.....	8
1.2.3. Modelos de correlación de flujos	9
1.3. Métodos para el transporte de crudo pesado	12
1.3.1. Métodos por reducción de viscosidad	13
1.3.2. Métodos por reducción de fricción.....	15
1.4. Diseño de oleoductos	15
1.4.1. Criterios y normas de diseño	17
1.4.2. Efecto de la Temperatura en el Diseño de Oleoductos.....	18
1.4.3. Caídas de Presión en Tuberías Horizontales	19
1.4.4. Efecto de la Presión en el Diseño de Oleoductos	19
1.4.5. Velocidad de Erosión	19
1.4.6. Espesor de corrosión, contenido de sales y azufre	20
1.4.7. Topografía y transferencia de calor con el terreno.....	20
1.5. Simuladores para oleoductos o procesos petroleros.....	21
1.5.1. WellFlo.....	21
1.5.2. PipelineStudio	21
1.5.3. PIPEPHASE	22
1.5.4. Aspen HYSYS.....	22
1.5.5. PIPESIM	23
1.6. Conclusiones Parciales del capítulo 1:	24
Capítulo 2: Metodología empleada para el desarrollo del Caso de Estudio.....	25
2.1. Descripción del proceso objeto de estudio	25
2.2. Metodología empleada para la simulación de la red de oleoducto.....	27
2.2.1. Correlaciones de flujo	27
2.2.2. Características del fluido y modelo de viscosidad	30
2.2.3. Perfil topográfico.....	31

2.3. Evaluación económica de las variantes de instalación	32
2.4. Cálculo de caída de presión en tuberías	33
Capítulo 3: Análisis de resultados	35
3.1. Selección del material de aislamiento térmico	35
3.2. Estudios de sensibilidad	36
3.2.1. Análisis de la variación de la presión	36
3.2.2. Análisis de la variación de la temperatura.....	40
3.3. Análisis de las variantes seleccionadas por presión y temperatura	45
3.4. Análisis económico	46
3.5. Conclusiones Parciales	50
Conclusiones	51
Recomendaciones.....	52
Bibliografía	53
Anexos.....	57

Introducción

La industria petrolera incluye procesos globales de exploración, extracción, refinación, transportación y mercadotecnia de productos del petróleo. En Cuba la actividad petrolera cuenta no solamente con empresas capaces de extraer y refinar el petróleo, sino también con otras capaces de trasladarlo por vía terrestre o marítima. El transporte de hidrocarburos a nivel mundial es uno de los factores más importantes en el desarrollo económico pues constituye una de las principales fuentes de energía. Una de las vías de transportación más usadas son los oleoductos, los cuales son tuberías de acero que pueden variar su diámetro acorde a las características del fluido y al volumen a bombear. Para ello antes de ser instalado deben tenerse en cuenta las restricciones que se ofrecen operacionalmente; así como decidir la trayectoria del mismo pues para llegar a su destino este debe atravesar diversos tipos de terreno como es el caso de cruces de carretera, ríos o lagos, líneas férreas, entre otros. Además, los oleoductos pueden ser recubiertos mediante aislantes térmicos para evitar las pérdidas de calor al medio.

La mayor parte del crudo cubano se produce en la Franja Norte de Crudos Pesados que se encuentra entre La Habana y Matanzas, siendo el Yacimiento de Varadero el más importante de esta zona; perteneciente a la Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo del Centro (EPEP-Centro, por sus siglas) ubicada en la Finca “La Cachurra”, poblado de Guásimas, municipio de Cárdenas. Dicha empresa presenta niveles de producción anual por encima de un millón de toneladas de petróleo y 438 millones de metros cúbicos de gas natural.

Entre las principales características del petróleo crudo Varadero, se encuentra: alta gravedad específica, con valores superiores a la del agua (1,004), alta viscosidad, es importante que se tenga en cuenta que dentro de la clasificación de los crudos a nivel mundial. El petróleo crudo Varadero es considerado como un Bitumen, es decir, presenta propiedades propias de sólidos y líquidos, el mismo se considera como un sólido fluidizado, con un rango de (8–11) °API, de ahí la necesidad de tener oleoductos con aislantes térmicos en buen estado que permitan mantener el perfil de temperatura y que no existan pérdidas por concepto de energía con el medio.

El petróleo naturalmente se encuentra en reservorios formados por agua, petróleo y gas. Después de su extracción es necesario realizar un proceso de tratamiento para eliminar una serie de impurezas como es el caso del agua y las sales, hasta los límites establecidos para su posterior comercialización. En la EPEP-Centro, dicho tratamiento se lleva a cabo en la Planta de Procesamiento de Crudos (PPC, por sus siglas), donde se aplica el método de tratamiento

termoquímico, que se basa en la adición de sustancias químicas desemulsionantes, en tanques dinámicos de sedimentación. Estas sustancias desemulsionantes, tienen la propiedad de debilitar la acción de las sustancias emulsificadoras naturales de las emulsiones agua-petróleo y favorecen la separación de las fases.

Una de las empresas que se dedica a la transportación de hidrocarburos mediante oleoductos a través de sistemas de bombeo es la EPEP-Centro, primeramente desde los Centros Colectores hacia las Estaciones de Rebombeo Oeste (ERO) y Este (ERE) y de ahí pasa hacia la Planta de Procesamiento de Crudo, donde se trata todo este petróleo extraído de los pozos y una vez esté en los parámetros de calidad pactado por el cliente, se bombea hacia la UEB División Territorial de Comercialización de Combustibles de Matanzas (DTCCM) desde la Estación Cabecera del Oleoducto magistral Varadero – Matanzas (ECO).

Las Estaciones de Rebombeo (ERO y ERE), están compuestas por separadores de fases, con el objetivo de recepcionar el fluido proveniente de los Centros Colectores (CC) de cada uno de sus ramales, en los cuales ocurre la primera separación física del gas acompañante del petróleo proveniente de los pozos productores, y del fluido de producción (agua + petróleo).

El presente proyecto se desarrolla sobre el diseño de las facilidades para incrementar las capacidades de manejo de producción de las instalaciones del Ramal Oeste del yacimiento Varadero, con la incorporación del Centro Colector 12 al ramal existente hasta la ERO.

Dadas las características de la acumulación y las respuestas que se han evidenciado en pozos del yacimiento Varadero, en la actualidad ya se han perforado 4 pozos con una producción aproximada de 850 m³/d de fluido, lo que equivale a un trasiego diario de 50 pailas desde Boca Camarioca a la Batería Central por la Vía Blanca. Por lo que es necesario la construcción de un oleoducto para el traslado de la producción hasta la Planta de Procesamiento de Crudo. De ahí parte el tema central de este trabajo de investigación que no es más que la incorporación de la red de tuberías del Centro Colector 12 con los demás centros colectores el 7, 9, 10 y el 11, mediante la Modelación de la red de transporte de fluido multifásico.

Problema:

¿Cómo incide en el régimen de bombeo y las presiones de trabajo de la red de fluido multifásico de la EPEP-Centro la incorporación del Centro Colector 12?

Hipótesis:

Si se evalúan los diferentes casos de instalación del oleoducto del Centro colector 11 y 12 a la red principal se podrá seleccionar la más adecuada desde el punto de vista operacional y económico

Objetivo General:

Determinar el comportamiento del sistema de transporte del fluido multifásico de la EPEP-Centro

Objetivos específicos:

1. Analizar estadísticamente las variables que influyen en la operación de la red de fluido multifásico de la EPEP-Centro.
2. Obtener el modelo de simulación de la red de fluido multifásico, con la incorporación del Centro Colector 12 en la EPEP-Centro.
3. Establecer las presiones de trabajo, en el sistema de transporte del fluido multifásico de la EPEP-Centro.
4. Estimar el costo de adquisición, instalación y bombeo del sistema propuesto.

Capítulo 1: Análisis Bibliográfico

En este capítulo se trata brevemente acerca de las principales propiedades físicas y composición del petróleo, las cuales inciden directamente en el comportamiento hidráulico de un oleoducto, se explican las características operacionales que presentan los oleoductos fríos y calientes, el efecto de la temperatura y la presión en el diseño de estos y se explican los principales regímenes de flujo existentes. También se analizan y eligen las principales correlaciones usadas a nivel mundial y específicamente las que se utilizan en esta investigación.

1.1. Características del petróleo

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

1.1.1. Propiedades físicas y composición del petróleo crudo

El petróleo es una mezcla de hidrocarburos, compuestos que contienen en su estructura molecular carbono e hidrógeno principalmente. Acorde a diferentes autores (Tabla 1.1), es coincidente el criterio en cuanto a la composición de carbono e hidrógeno en el petróleo crudo.

Tabla 1.1: Criterios de autores sobre la composición del petróleo crudo

Composición (% en peso)					
Elemento	(Álvarez, 2007)	(Sabina, 2013)	(Gary y Handwerk, 2001)	(CPP, 2007)	(Lyons, 1996)
Carbono	84-87	84-87	84-87	83-87	83-87
Hidrógeno	11-14	11-14	11-14	11-15	11-15
Azufre	0-5	0-5	0-3	0,3-9	0-8
Nitrógeno	0-0,2	0-0,2	0-0,6	0-0,1	0-1,6
Oxígeno	0-0,5	-	-	0-0,5	0-1,8

Fuente: (Álvarez, 2007; Sabina, 2013; Gary y Handwerk, 2001; CPP, 2007; Lyons, 1996)

El petróleo es un líquido insoluble en agua y de menor densidad que ella. Dicha densidad está comprendida entre 750 y 950 kg/m³, según Álvarez (2007) y sus colores varían del amarillo pardusco hasta el negro.

El número de átomos de carbono y la forma en que están colocados dentro de las moléculas de los diferentes compuestos proporciona al petróleo diferentes propiedades físicas y químicas.

Según Chow (1997) los hidrocarburos compuestos por uno a cuatro átomos de carbono son gaseosos, los que contienen de 5 a 20 son líquidos y los de más de 20 son sólidos a la temperatura

ambiente (27 °C). Los crudos suelen clasificarse, plantea Verde (1982), según su contenido relativo de hidrocarburos, básicos o predominantes, los cuales se denominan base del crudo. Gary y Handwerk (2001) y Muñecas (2005); coinciden en identificarlos de acuerdo a su base en:

- Petróleo a base parafínica (fluidos)
- Petróleo a base asfáltica (viscosos)
- Petróleo a base mixta.

Base parafínica: tienen color claro, son fluidos y de baja densidad: 850 kg/m^3 . Rinden más nafta que los asfálticos. Cuando se refinan sus aceites lubricantes se separa la parafina. De estos petróleos se pueden extraer grandes cantidades de nafta, kerosene y aceites lubricantes. En estos compuestos las parafinas más livianas producen buenos aceites para usos domésticos pues tienden a resistir el calor y no producen humo al quemarse; por otra parte, las parafinas más espesas contienen cristales blancos y blandos que cuando son aislados y refinados forman lo que se conoce como cera parafinada.

Base mixta: Los de base mixta tienen características y rendimientos comprendidos entre las otras dos variedades principales. Después de destilar sus porciones más volátiles abandonan nafta y asfalto.

Base asfáltica: El petróleo a base asfáltica es negro, viscoso y de elevada densidad: 950 kg/m^3 . En la destilación primaria produce poca nafta y abundante *fuel oil*, quedando asfalto como residuo. Estos petróleos son ricos en compuestos cíclicos como el ciclopentano y el ciclohexano, y en hidrocarburos aromáticos como el benceno y sus derivados. Los componen en su mayoría compuestos cíclicos (primordialmente naftenos). Este grupo se caracteriza por contener además de carbono e hidrógeno, grandes cantidades de azufre. En la destilación avanzada o más completa rinden una cantidad relativamente alta de alquitrán y asfalto (Lyons, 1996 y Álvarez, 2007).

La gravedad API (*American Petroleum Institute*) de un crudo particular es meramente una medida de su gravedad específica o densidad. Mientras mayor sea el número API, expresado en °API, menos denso es el petróleo crudo (Devold, 2006). En relación a esto existe otra clasificación para el petróleo acorde a su ° API (Tabla 1.2), siendo esta clasificación la más utilizada en el manejo de hidrocarburos para la industria petrolífera.

Tabla 1.2: Clasificación del petróleo acorde a sus grados API

Clasificación	Gravedad API (°API)
Liviano o ligero	Mayores de 31,1
Medio o mediano	22,3 – 31,1
Pesado	10 – 22,3
Extrapesado	Menores a 10

Fuente: (Devold, 2006)

1.2. Transporte del petróleo crudo

El estado físico del petróleo y el de sus derivados, que en su mayoría son líquidos, facilita su transporte a través de:

- Oleoductos
- Vehículos automotores (camiones cisterna o pailas)
- Transporte marítimo (buques tanques)
- Ferrocarril

Verde (1982) plantea que la forma de transporte empleado en cada región está determinada por factores económicos, pero que, en términos generales, el transporte de petróleo crudo por oleoductos es el más económico y eficiente. Por su parte el Centro Politécnico del Petróleo (1996) declara que, en el mundo del petróleo, los oleoductos y los buques tanques son los medios por excelencia para el transporte del crudo; indicando además que el sistema de transporte del petróleo por tuberías resulta tan eficiente y económico que existen hoy miles de kilómetros de ellas, que van desde los pozos de extracción hasta los establecimientos de refinación o hasta las estaciones y puertos de embarque del producto.

Los oleoductos son tuberías conformadas por planchas de acero, unidas mediante soldadura eléctrica con un riguroso chequeo ultrasónico para detectar defectos en la soldadura (CPP, 1996). Pueden alcanzar hasta 60 pulgadas de diámetro, que varía de acuerdo con el volumen de producto necesario a desplazar. (Plá, 2005) señala además que las tuberías de sección circular son las más usadas, no solo porque su forma ofrece mayor resistencia estructural, sino también porque posee la mayor área de sección transversal por unidad de superficie. Dávila (2009) define entonces como oleoductos a aquellos sistemas de tuberías que tienen como objetivo el transporte de petróleo crudo entre una estación de recolección o una estación de almacenamiento y las terminales.

En consecuencia, al gran volumen que se maneja, (Cruz, 2003) el oleoducto debe establecer ciertas especificaciones para que el petróleo sea circulado por sus sistemas. Estos requisitos varían ligeramente acorde a las compañías y localidades, pero usualmente no debe presentar valores por

encima del 2% de materias extrañas en el petróleo crudo. No obstante, estos oleoductos pueden ser extendidos por sobre la superficie o encontrarse soterrados acorde a la topografía por la cual se extiende. En relación a esto se establece que cuando se va a proyectar un oleoducto y se decide la trayectoria, deben tenerse en cuenta los distintos obstáculos en su paso, como son los cruces de carretera, las líneas férreas, los cruces cercanos a la población, así como acorde a su conformación la protección anticorrosiva que se le va a aplicar (generalmente protección catódica) (CPP, 1996). Aunque la transportación de petróleo crudo conlleva ciertas desventajas como es el caso de la dificultad para la transportación de productos viscosos o la estabilidad que debe mantener el régimen de suministro para evitar cambios bruscos en la caída de presión en los distintos tramos; Hernández (2005) declara un cúmulo de ventajas que se obtienen al trabajar con dichas líneas de recepción o entrega de hidrocarburos, entre las cuales se pueden citar:

- Constancia en el suministro, con un elevado coeficiente de utilización; lo cual, siempre que exista capacidad de recepción y los equipos de bombeo se encuentren en buen estado técnico, permite mantener un suministro continuo.
- Escaso consumo de energía por unidad de volumen; pues el consumo energético solo se reporta a la energía suministrada a los equipos que componen el sistema de bombeo, el cual es inferior al consumo de combustible necesario para otras vías de transportación.
- Elevado grado de automatismo y control; esto refleja una necesidad mínima de mano de obra, pues las operaciones de bombeo pueden ser controladas desde una sala de control.
- Aprovechamiento de las alineaciones rectas; al existir extensas secciones rectas y no contener accesorios en exceso, se reducen las pérdidas de fricción en la tubería.

1.2.1. Régimen de flujo de fluidos en tuberías

Según Bernal, 2016 como base para realizar un análisis del diseño de los oleoductos es importante conocer el comportamiento del flujo de un fluido a través de una tubería y relacionar las principales variables que lo afectan, como lo son las variables propias del fluido, como la densidad y la viscosidad, y variables que dependen de la configuración del oleoducto, como la velocidad, el diámetro de la tubería y el factor de fricción.

Diferentes regímenes y tipos de flujo de fluidos en tuberías (Bernal, 2016):

- **Flujo laminar:** Este tipo de flujo ocurre a velocidades más bajas que la crítica. Este régimen se caracteriza por el deslizamiento de capas cilíndricas concéntricas una sobre otra

de manera ordenada. La velocidad del fluido es máxima en el eje de la tubería y disminuye rápidamente hasta llegar a un valor de cero en las paredes de la tubería.

- **Flujo Crítico o Transicional:** Este tipo de flujo ocurre cuando el caudal transportado a través de la tubería se incrementa después de estar trabajando inicialmente bajo régimen laminar, hasta que las láminas comienzan a ondularse, rompiéndose en forma brusca y difusa.
- **Flujo turbulento:** En el régimen turbulento hay un movimiento irregular e indeterminado de las partículas del fluido en direcciones transversales a la dirección principal del flujo; la distribución de velocidades en el régimen turbulento es más uniforme a través del diámetro de la tubería que en régimen laminar. Las velocidades son mayores que la crítica, siendo la velocidad crítica, aquella velocidad por debajo de la cual toda turbulencia es amortiguada por la acción de la viscosidad del fluido. A pesar de que existe un movimiento turbulento a través de la mayor parte del diámetro de la tubería, siempre hay una pequeña capa de fluido en la pared de la tubería, conocida como la “capa periférica” o “subcapa laminar”, que se mueve en régimen laminar.

1.2.2. Tipos de flujo de hidrocarburos

Durante el transporte de hidrocarburos es posible encontrar mezclas complejas de compuestos de hidrocarburos en una misma fase, o como una mezcla multifásica a condiciones de presión y temperatura específicas. Existen tres tipos de flujo de fluidos durante el transporte, basados en la condición de fase fluida, según (Domínguez, 2015):

- **Flujo Monofásico:** se presenta en una sola fase como es el petróleo negro, el gas seco, el agua de inyección, metanol, glicol, entre otros. Se observan flujos monofásicos en las corrientes de salida de los equipos de separación crudo/gas y en las líneas de flujo de transporte y de exportación, ya que el crudo transportado para la venta debe tener características especiales y bajos contenidos de agua.
- **Flujo Bifásico:** el flujo bifásico se presenta en dos fases, como por ejemplo se tiene el flujo de crudo produciendo más gas. Las líneas de flujo provenientes de pozos y en general de procesos de producción de los reservorios que tiene dos a tres fases de manera simultánea.
- **Flujo Trifásico:** presenta tres fases, en este flujo se tiene líneas de producción de crudo, gas y agua.

1.2.3. Modelos de correlación de flujos

Con el fin de aplicar las correlaciones de flujo multifásico existentes en la literatura para determinar los gradientes de presión con longitud en las líneas de flujo, que permita analizar el comportamiento del fluido a lo largo de toda la línea de flujo, también es importante conocer las propiedades físicas de los fluidos producidos.

Mediante procedimientos experimentales en el laboratorio, conocidos en conjunto como análisis (PVT), es posible obtener las propiedades de los fluidos en función de la presión y a temperatura constante, sin embargo, como el comportamiento real de los fluidos a lo largo de las líneas de flujo es a temperatura variable, a que estos análisis son costosos y sobre todo que en la mayoría de los casos no se dispone de esta información, se hace necesario utilizar modelos de correlaciones para el cálculo de dichas propiedades los cuales han sido propuestos en las últimas cuatro décadas.

Tabla 1.3: Principales modelos de correlaciones de flujo multifásico

Modelos	Flujo vertical y pozos verticales	Pozos altamente desviados	Pozos verticales de gas y condensado	Tuberías de petróleo	Tuberías de gas y condensado
Duns & Ros	SI	SI	SI	SI	SI
Orkiszewski	SI	NO	SI	NO	NO
Beggs & Brill Revised	SI	SI	SI	SI	SI
Beggs & Brill Original	SI	SI	SI	SI	SI
Mukherjee & Brill	SI	SI	SI	SI	SI
Govier, Aziz & Fogaransi	SI	SI	SI	SI	SI
NoSlip	SI	SI	SI	SI	SI
OLGAS-89	SI	SI	SI	SI	SI
Ansari	SI	NO	SI	NO	NO
BJA for Condensates	NO	NO	SI	NO	SI
AGA & Flanigan	NO	NO	NO	NO	SI
Oliemans	NO	NO	NO	SI	SI
Gray	NO	NO	SI	NO	NO
Xiao	NO	NO	NO	SI	SI

Fuente: (Schlumberger, 1997)

Los modelos de correlaciones han sido desarrollados utilizando crudos de varias regiones productoras, razón por la cual, para el uso efectivo de ellas es necesario entender cómo fueron desarrolladas y conocer sus limitaciones (Standing, 1947; Velazquez, 1999).

La tabla 1.3 muestra los principales modelos de correlaciones de flujo multifásico existentes en el mundo y sus principales escenarios de aplicación (Schlumberger, 1997).

La herramienta de simulación utiliza modelos de correlaciones desarrolladas por especialistas en cálculos de propiedades propias del petróleo de diferentes regiones del mundo a través de iteraciones matemáticas de grandes cantidades de muestras. Cada uno de estos especialistas desarrolló correlaciones propias según el crudo que se tenía en cuenta; por tanto, cuando se va a utilizar esta herramienta se debe tener en cuenta cual es fluido que se va a transportar para seleccionar correctamente los modelos de correlaciones que más se asemejen a las características del fluido a simular.

Principales modelos de correlaciones usadas por la herramienta de simulación:

Duns & Ros: Fue desarrollada para flujo vertical de gas y líquidos multifásicos en pozos, para régimen de flujo laminar y turbulento y para regiones con baja, media y alta relación de gas en el petróleo (Duns y Ros, 1963).

Orkiszewski: Fue desarrollada para la predicción de caída de presión de flujo multifásico en tuberías verticales. Considera los regímenes de flujo laminar y turbulentos, así como la transición de uno a otro. Este método tiene un margen de error menor de un 10 % en la caída de presión en los fluidos naturales y producción de gas en pozos (Orkiszewski, 1967).

Beggs & Brill Original: Desarrollada siguiendo estudios de flujo multifásico en tuberías horizontales e inclinadas. Esta correlación está basada en imponer una condición inicial de régimen de flujo, la cual es determinada como si fuera un flujo horizontal, la pérdida de presión es entonces calculada por la correlación y corregida por el ángulo de inclinación, el cual toma modelos diferentes para cambios de inclinación de $\pm 90^\circ$ (Beggs y Brill, 1973).

Beggs & Brill Revised: Es una ampliación del método original, teniendo en cuenta régimen de flujo extra que provoque espuma y el factor de fricción es cambiado del original que utiliza un modelo standard un factor de fricción basado en el rango de velocidad del fluido (Beggs y Brill, 1973).

Mukherjee & Brill: Desarrollada siguiendo el comportamiento de la caída de presión de fluido multifásico en líneas inclinadas. Esta correlación fue validada para petróleos de Mar del Norte (Mukherjee y Brill, 1983).

Govier, Aziz & Fogarasi: Desarrollada siguiendo un estudio de caída de presión en pozos produciendo gas y condensados. Los datos del gradiente de presión para condiciones de flujo monofásico fueron comparados con predicciones convencionales y generalmente se encontró una

confirmación. El método de predicción está basado en la mecánica de fluido, esta predicción incorpora estimados empíricos (Aziz et al., 1972).

NoSlip: Correlación que asume fluido homogéneo sin deslizamiento. Las propiedades del fluido son tomadas como el promedio de gas en la fase líquida y el factor de fricción, el cual es calculado usando la correlación Moody que es la más utilizada para fluido monofásico.

OLGAS-89: Está basada en la mayor cantidad de datos de laboratorio de fluido multifásico correspondiente a crudos de Noruega. Este estudio tiene la facilidad de que se aproxima a las condiciones reales del campo. Las pruebas de velocidades del líquido fueron de hasta 4 metros por segundo. Considera cuatro regímenes de flujo, estratificado, anular, disperso y laminar (Glaso, 1980; Beniksen et al., 1990).

Ansari: Modelo desarrollado como parte de un programa investigativo llevado a cabo por la Tulsa University Fluid Flow Projects (TUFFP). El modelo fue formulado para predecir los patrones de flujo y las características del flujo multifásico cuando va hacia arriba en un plano inclinado. Es un modelo mecanicista compuesto por un modelo de predicción de patrones de flujo un modelo independiente para predecir caídas de presión y regímenes de flujo (Ansari et al., 1990).

BJA for Condensates: Baker Jardine & Associates (BJA) correlación desarrollada para flujos multifásico en tuberías de gas y condensados. El modelo usa el mapa de patrones de flujo Taitel Dukler y un modelo modificado de propio Taitel Dukler. Las pérdidas de presión son calculadas por un procedimiento similar al usado por Oliemans, pero teniendo en cuenta el incremento interfacial resultado del esfuerzo del líquido debido a la rugosidad (Dukler, 1969; Baker et al., 1988.).

AGA & Flanigan: Desarrollada para flujos multifásicos en tuberías horizontales e inclinadas de gas y condensado en sistemas de recolección. Es usado el mapa de régimen de flujo de Taitel Dukler y considera cinco regímenes de flujo, la ecuación de Dukler es usada para el cálculo de pérdidas de presión por fricción y la ecuación de Flanigan es usada para calcular el diferencial de presión por elevación (Flanigan, 1958; Dukler, 1969).

Oliemans: Fue desarrollada siguiendo el estudio de condensados en tuberías de grandes diámetros. El régimen de fluido es predecido usando el mapa de Taitel Dukler y un modelo simple que obedece solo a los límites de fase de flujo correctos introducidos para predecir la caída de presión (Dukler, 1969; Oliemans, 1976).

Gray: Esta correlación fue desarrollada para flujo vertical de gas y condensado pero predominando la fase gaseosa. El flujo es tratado como fase simple (Gray, 1978.; Glaso, 1980).

Xiao: Es un modelo mecanicista desarrollado como parte de un programa investigativo de TUFFP. Fue desarrollado para fluidos multifásicos que circulan en tuberías horizontales y de poca inclinación. Este modelo es capaz de detectar el patrón de flujo, predecir las características del flujo y la caída de presión. El modelo fue validado contra un banco de datos de laboratorio publicados en la literatura, estos datos incluyeron, diámetro y largo. Estos datos incluyeron sistemas de fluidos composicional y de petróleo. Esta correlación tuvo el propósito de predecir la fricción bajo flujo estratificado (Glaso, 1980; Xiao et al., 1990).

Los modelos de correlaciones de flujo que la autora va a emplear en esta investigación son los de Beggs & Brill Revised y Xiao, correspondientes para fluidos multifásicos en tuberías horizontales e inclinadas.

1.3. Métodos para el transporte de crudo pesado

El incremento de la oferta de crudos pesados dentro de las reservas de hidrocarburos, ha generado la necesidad de estudiar distintas posibilidades para mejorar su transporte y aumentar la capacidad de los oleoductos. Dada la alta viscosidad de los crudos pesados, la cual dificulta su transporte, se hace necesario encontrar el método más eficiente y económicamente viable para su transporte vía oleoducto (Rodríguez, 2013).

El transporte de hidrocarburos a través de tuberías casi siempre requiere una energía adicional, que a menudo implica la adición de calor o diluyentes para garantizar tasas de flujo aceptables cuando se tienen grandes distancias entre pozos, refinerías y facilidades de producción, con el objeto de optimizar su transporte. Las compañías petroleras, han implementado muchos programas de investigación para superar los problemas que surgen en el transporte de crudos pesados a través de oleoductos (Rodríguez, 2013).

En la figura 1.1 se muestran los diferentes métodos que se han desarrollado para mejorar el transporte de crudos pesados y las diferentes opciones, por reducción de viscosidad, por reducción de fricción y por mejoramiento. Los métodos más importantes y que son utilizados actualmente son: calentamiento, dilución, mejoramiento parcial y transporte con el uso de lubricantes (flujo anular y emulsiones de agua y crudo). Mientras los tres primeros métodos están dirigidos a la reducción de la viscosidad por la modificación de la microestructura, el transporte con lubricantes reduce el efecto de las presiones de fricción causadas por los efectos de la viscosidad (Rodríguez, 2013).

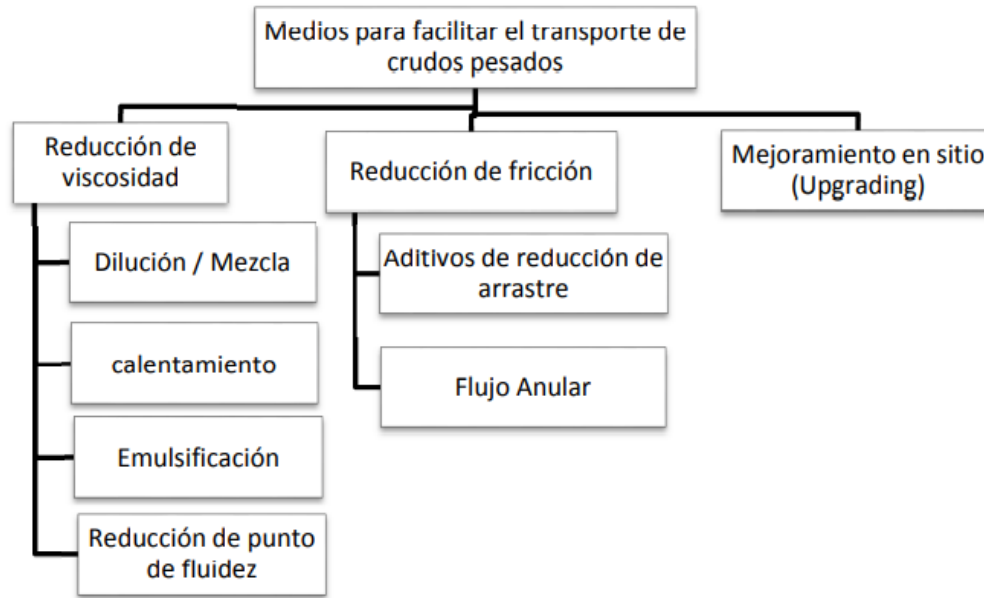


Figura 1.1: Métodos de mejoramiento del flujo por oleoductos para crudos (Fuente: Hart, 2013)

En la tabla 1.4 se muestra la comparación entre los métodos de transporte.

Tabla 1.4: Comparación de los métodos de transporte

	Dilución	Calentamiento	Mejoramiento	Emulsión	Flujo Anular
Diámetro de tubería requerido	Mayor	Normal	Normal	Mayor	Normal
Corrosión	Ninguna	Potencial	Ninguna	Potencial	Potencial
Inversión adicional	Alta (Sistema paralelo de diluyente)	Normal (Calentadores)	Alta (Refinería de campo)	Normal/Alta (Sistema de suministro)	Normal/Alta (Sistema aplicado)
Problemas ambientales	No especificados	Fuente eléctrica	No especificados	Tratamiento/ Separación de agua	Tratamiento de agua

Fuente: (Saniere et al., 2004)

1.3.1. Métodos por reducción de viscosidad

Según Shames, 1995 dentro de los métodos de reducción de viscosidad, se pueden encontrar el método de dilución, el de calentamiento, el de emulsificación y el de reducción del punto de fluidez que permite el transporte de grandes volúmenes de crudos pesados.

- **Método de Dilución:** El método de dilución es uno de los métodos más antiguos y sencillos para reducir la viscosidad, y consiste en mezclar el crudo pesado con un crudo de mayor °API, el cual se comporta como un diluyente e incrementa la distancia intermolecular en el

crudo, con lo que se genera una reducción de su viscosidad y densidad. Con el uso de un diluyente liviano como gasolina se pueden obtener grandes reducciones de viscosidad. Cuando se utiliza como diluyente el agua se consigue también reducir los gradientes de presión. Entre los diluyentes más empleados en el manejo de crudos pesados se tienen la nafta, kerosene, los crudos livianos, la gasolina y los condensados de gas natural.

- **Método de Calentamiento:** El método de calentamiento es el segundo método más usado para el transporte de crudos pesados, luego del método de dilución. Durante el transporte del crudo, se presenta una pérdida de temperatura, la cual aumenta la viscosidad del fluido transportado. La viscosidad es una propiedad que es muy sensible a los cambios de temperatura, es esta la razón para considerar el método de calentamiento como alternativa para mejorar el transporte de crudo pesado. La aplicación de calor mejora el flujo de crudos pesados, reduciendo la viscosidad a medida que aumenta la temperatura del crudo. El efecto de la temperatura sobre la viscosidad depende no solo de la composición del crudo, sino también de la volatilidad del mismo.
- **Método de Emulsificación:** El método de emulsificación es uno de los nuevos métodos para transportar crudos pesados vía oleoductos. Éste permite la mezcla de fluidos inmiscibles bajo condiciones normales de manera más o menos homogénea, no se requiere que estos fluidos se encuentren en la misma proporción. Uno de los fluidos se dispersará en el otro en forma de pequeñas gotas y con la ayuda de surfactantes, se logra una emulsión agua crudo estable con una viscosidad reducida. Existen dos fases en el proceso de la emulsificación, la primera es la fase continua o fase dispersante que es la fase del fluido que se encuentra en mayor proporción y la segunda es la fase dispersa que es la del fluido que se encuentra distribuido en forma de gotas en la fase continua. Existen tres tipos de emulsiones inestables: la floculación, el cremado, y la coalescencia.
- **Reducción del punto de fluidez:** Dada la precipitación y agregación de las macromoléculas de asfaltenos en el crudo que contribuyen en gran medida a su alta viscosidad y densidad, dando como resultado una alta resistencia al flujo en oleoductos; surge como método de transporte, un método que utiliza reactivos depresivos del punto de fluidez para ayudar a mejorar las propiedades del flujo de crudo. El uso de inhibidores poliméricos es una de las alternativas más interesantes para disminuir la causa de la deposición de asfaltenos y parafinas. La adición de copolímeros tales como poliacrilatos,

polimetacrilatos, metacrilato, entre otros, inhibe el fenómeno de deposición y estabilizan el transporte.

En el caso de estudio que se abordará en esta investigación dentro de los métodos de reducción de viscosidad de la Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo del Centro, los métodos aplicados son la adición de diluyente (nafta) y el calentamiento.

1.3.2. Métodos por reducción de fricción

El arrastre es una fuerza mecánica aplicada sobre el fluido en movimiento en dirección de la corriente, en la región de las paredes de la tubería, la cual tiende a aislar la corriente central, disminuyendo así la velocidad de flujo. El arrastre es más conocido con el término de fricción, de ahí la necesidad de adicionar aditivos y de aplicar el método de flujo anular (Bernal, 2016).

- **Aditivos de Reducción de Fricción:** Como método alternativo de transporte de crudos pesados vía oleoducto para distancias largas, donde se presentan mayores caídas de presión, surge el uso de aditivos de reducción de arrastre y resistencia al flujo, llamados agentes reductores de fricción (DRA por sus siglas en inglés), los cuales reducen sustancialmente las pérdidas de presión por fricción del fluido circulante por disminución de la energía disipada (Bernal, 2016).
- **Método de Flujo Anular:** Otro método para reducir la caída de presión causada por la fricción en oleoductos es desarrollando un flujo anular. Este método introduce una película delgada de agua entre el crudo y las paredes de la tubería del oleoducto. La capa delgada de agua actúa como un lubricante y mantiene la presión de la bomba, similar a la requerida para bombear el agua. De esta manera se mejora la fluidez del crudo pesado (Bernal, 2016).

1.4. Diseño de oleoductos

Según Bernal, 2016 en el diseño de oleoductos para el transporte de hidrocarburos a través de tuberías, el oleoducto debe analizarse como un sistema cerrado, al cual se le adiciona o sustrae energía, mediante sistemas mecánicos o por medios físicos. Durante el diseño de oleoductos se deben tener en cuenta las diferentes variables que lo afectan, tanto internas como externas.

El perfil de elevación del oleoducto o gradiente hidráulico, presenta variaciones en los niveles de energía potencial dentro del sistema. Con relación al punto más alto, el mayor potencial se encuentra en las áreas elevadas y el menor potencial en las áreas valle. Las unidades de bombeo constituyen el mecanismo a través del cual se adiciona energía al sistema, mientras que los sistemas de tubería y sus accesorios, son los elementos que le restan energía al sistema. Operar de

manera eficiente el oleoducto se traduce en el suministro de la energía suficiente, la cual deberá ser equivalente a la energía consumida por el mismo (Bernal, 2016).

La generación de la energía requerida por el sistema se hace mediante un concienzudo diseño de la estación de bombeo, y la optimización de la energía durante el transporte, a través de cálculos hidráulicos para determinar el tamaño óptimo de la tubería, y el número de estaciones de rebombeo requeridas, que garantice el cumplimiento de los siguientes aspectos (Bernal, 2016).

- Velocidad de flujo estable dentro del sistema del oleoducto.
- Perfil de presión estable dentro del sistema.

Con estas variables controladas, se pueden obtener los siguientes beneficios (Bernal, 2016):

- Reducción de energía y costos operacionales.
- Reducción de los ciclos de presión.
- Menores cambios de la presión y de la tasa de flujo, que puedan afectar la seguridad e integridad del oleoducto.
- Menores sobrecargas a los equipos instalados.
- Mejoran los controles de protección del sistema (incluye la detección de fugas de las tuberías).

Para la realización de un diseño adecuado de un oleoducto, se deben conocer las siguientes condiciones, que afectan el fluido en el oleoducto (Bernal, 2016):

- La relación entre la tubería y la tasa del flujo del fluido (número de Reynolds (Re)).
- Las propiedades físicas del líquido: viscosidad, densidad, presión de vapor, punto de fluidez, compresibilidad y temperatura.
- Las condiciones de operación del oleoducto (caudal, presión, temperatura y pérdidas de presión admisibles en el sistema).
- Las características de la tubería: el diámetro interno, la longitud, y la rugosidad relativa de la superficie de la pared interna. Dado que el diámetro de la tubería es función directa de una constante por el factor de Moody, y teniendo un factor de fricción se calcula un diámetro. Con este diámetro se recalcula el valor de f y se calcula un error. Cuando el error es considerablemente pequeño, se considera que se ha llegado a una solución.
- La evaluación de los puntos críticos del oleoducto en donde se presentan restricciones de presión en el sistema, o a cambios en la elevación del terreno bastante rigurosas.

1.4.1. Criterios y normas de diseño

Dentro de las etapas del diseño de oleoductos se encuentre una primera etapa conceptual en la que se han estimado las necesidades de transporte, se han considerado unas alternativas iniciales de rutas de tubería, se han realizado evaluaciones de pre factibilidad del proyecto, se han realizado análisis de riesgo teniendo en cuenta todos los costos asociados tanto al diseño, como a la construcción, operación y mantenibilidad del oleoducto (Rodríguez, 2013).

En las etapas posteriores a esta conceptualización, con ayuda de ciertos criterios se obtiene un primer diseño básico del oleoducto, a continuación, se enumeran algunos de los criterios de diseño básicos empleados para la definición del proyecto (Bernal, 2016):

1. Definición de la ruta o corredor de tubería. Definición de los puntos de origen y destino con base a un estudio topográfico. Para la definición de la ruta es importante tener en cuenta los sistemas de carreteras disponibles en las zonas alrededor de las cuales serán instaladas las facilidades de transporte, dado que sistemas de carreteras ineficientes dificultan las operaciones de construcción del oleoducto. Para el trazado de la línea de tubería se deben tener en cuenta los siguientes aspectos: - Trazado de tubería en zonas de fácil acceso, sin afectación a reservas naturales, o a comunidades.
 - Aprovechar paralelismo con otras infraestructuras (carreteras, líneas de ferrocarril, caminos, otras líneas enterradas, etc.) respetando las servidumbres impuestas por ellas.
 - Minimizar longitud de los trazados.
 - Realizar un trazado lo más rectilíneo posible.
 - Evitar el paso por: concesiones mineras o canteras, medias laderas, zonas pantanosas o inundables, y terrenos inestables.
 - Minimizar cantidad de cruces especiales (cruces de autopistas, carreteras nacionales, ferrocarriles, canales, ríos, etc.).
 - Garantizar adecuados accesos a las instalaciones auxiliares (estaciones de bombeo, válvulas de seccionamiento, estaciones de protección catódica, entre otras).
2. Definición de capacidad del oleoducto. Se define el volumen transportado, teniendo en cuenta la velocidad de flujo requerida para llenar la línea de tubería, y es expresada generalmente en barriles por hora o barriles por día.

3. Definición del diámetro del oleoducto. Es el principal parámetro que define los costos del proyecto, asociados a su construcción, operación y mantenimiento. Los costos de construcción por kilómetro están asociados al diámetro, ya que los precios de materiales, accesorios, soldadura y demás procesos de manufactura, excavación, y transporte dependen del diámetro de la tubería.
4. Cálculo hidráulico. Permite definir los requerimientos de potencia necesarios para transportar el crudo, con base a la topografía y diseño del oleoducto.
5. Diseño hidráulico detallado. Este diseño permite definir el tipo de tubería, el número de estaciones de bombeo requeridas, el número y configuración de los equipos de bombeo, y la definición de las protecciones necesarias para la correcta operación del sistema.

La siguiente etapa conocida como diseño detallado, permite afinar cálculos de diseño y terminar de definir todos los equipos requeridos para el transporte y diseñar los sistemas auxiliares asociados con el transporte. En este diseño se contemplan los siguientes aspectos (Rodríguez, 2013):

- Alineamiento de la ruta. Definición de todos los puntos topográficos para construir una ruta definitiva.
- Diseño geotécnico. Diseño detallado de movimientos de tierra para garantizar la instalación segura de la tubería y de esta manera la estabilidad de la línea.
- Diseño final de las estaciones de bombeo iniciales, finales e intermedias. En este diseño se contemplan los costos por instalación de bombas, motores, sistemas de alimentación eléctrica, sumideros y la instalación de los demás sistemas auxiliares asociados por el bombeo.
- Generación de documentación técnica, P&ID, PFD, planos de detalle, manuales y procedimientos de mantenimiento, operación y puesta en marcha de las estaciones

1.4.2. Efecto de la Temperatura en el Diseño de Oleoductos

El transporte de crudo se hace a temperatura ambiente, en algunos casos esta temperatura es menor a la temperatura del punto de fluidez del crudo. Por lo general la temperatura a la cual debe transportarse el crudo debe estar por encima del punto de fluidez, para que no se requiera una energía adicional en el sistema (Rodríguez, 2013).

- Máxima temperatura de trabajo permitida: Se especifica la máxima temperatura de trabajo a la cual será sometido el oleoducto, durante toda su operación.

- Temperatura Normal de Operación: Es el valor de temperatura máxima estimada en la cual puede operar el oleoducto. A partir de este valor se determinan los requerimientos de diseño.

1.4.3. Caídas de Presión en Tuberías Horizontales

Entre las variables que afectan la caída de presión en tuberías horizontales se encuentran (Rodríguez, 2013):

- Diámetro de la tubería: Entre menor sea el diámetro de la tubería, mayor será la caída de presión a lo largo de la tubería.
- Tasa de flujo: A mayor tasa de flujo, mayor será la velocidad del crudo transportado, aumentando de manera significativa las pérdidas por fricción.
- Relación Gas-Líquido: Entre mayor sea la relación gas-líquido, mayor es la caída de presión, y el valor de la velocidad de la mezcla, por lo que las pérdidas de presión por fricción serán mayores.
- Viscosidad: A mayor valor de viscosidad, mayor es la resistencia que la fase líquida opone a fluir, aumentando el valor de las pérdidas de energía en la tubería.
- Energía cinética: El efecto de la energía se tiene en cuenta cuando se tienen altas tasa de flujo a bajas presiones.

1.4.4. Efecto de la Presión en el Diseño de Oleoductos

La presión de diseño es la máxima presión interna a la que se puede someter la tubería bajo condiciones normales de operación. No se considera que los cambios de presión afecten la viscosidad, siempre y cuando estos cambios sean isotérmicos. Los cálculos de la presión deben tener en cuenta el caudal de diseño, diámetro y longitud de la tubería (Rodríguez, 2013).

- Máxima presión de trabajo permitida: Es la máxima presión a la cual será sometido el oleoducto, durante toda su operación.
- Presión Normal de Operación: Es el valor de la presión máxima estimada en la cual puede operar el oleoducto. A partir de este valor se determinan los requerimientos de diseño.

1.4.5. Velocidad de Erosión

Las líneas de tubería deben diseñarse con base en la velocidad de erosión del crudo. Las pérdidas de espesor de las paredes de la tubería ocurren por procesos de erosión y corrosión. Estos procesos se aceleran debido a las altas velocidades del fluido, y a la presencia de elementos corrosivos como lo son el dióxido de carbono, el sulfuro de hidrógeno, por presencia de arena en

la tubería, deposición de sólidos, tales como hidratos, ceras y asfaltenos y por la presencia de accesorios en la tubería (Bernal, 2016).

1.4.6. Espesor de corrosión, contenido de sales y azufre

El espesor de corrosión debe ser especificado teniendo en cuenta el material y el rating de la tubería. Para contrarrestar la corrosión en las paredes externas de la tubería en la actualidad es común ver revestimientos anticorrosivos epóxicos, plásticos en polietileno de dos o tres capas, o en bases de asfalto aplicadas en caliente para protección de la corrosión de la tubería (Bernal, 2016).

Como parámetro de diseño se considera que el contenido de sales del crudo debe no superar los 20 lb/1 000 bbl (PTB). En caso de superar este valor, deberá desalarse antes de ser transportado, ya que altos contenidos de sal, favorecen la presencia de puntos de corrosión en las tuberías. Es importante conocer el contenido de azufre del crudo, ya que la cantidad indica el tipo de tratamiento requerido para procesos posteriores de destilación (Bernal, 2016).

1.4.7. Topografía y transferencia de calor con el terreno

Según Domínguez, 2015 a través de un estudio topográfico se evalúan las condiciones del terreno para analizar factores como: accesibilidad, condiciones del suelo, ríos, cuerpos de agua, viviendas, fauna presente en la zona, entre otros.

Los oleoductos pueden ser instalados sobre el terreno o enterrados en zanjas para su protección y para seguridad de las personas que viven en las inmediaciones del oleoducto (Domínguez, 2015).

Durante el diseño del oleoducto se debe tener en cuenta las pérdidas de calor presentes en los diferentes tipos de instalación, entre los cuales se tienen los siguientes casos (Domínguez, 2015):

- Tuberías Expuestas al Aire Revestidas
- Tuberías Expuestas al Aire Sin Revestimiento
- Tuberías Enterradas Revestidas
- Tuberías Enterradas Sin Revestimiento

Para el cálculo de las pérdidas de calor se deben tener presente los siguientes parámetros (Domínguez, 2015):

- Temperatura del crudo transportado
- Temperatura del ambiente
- Temperatura de la tierra en la cual se va a enterrar la tubería
- Conductividad térmica de la tierra
- Conductividad térmica de la tubería

- Conductividad térmica del aire
- Profundidad del enterrado
- Espesor del aislamiento
- Espesor de la tubería
- Material del aislamiento
- Material de la tubería

1.5. Simuladores para oleoductos o procesos petroleros

Un simulador de redes de oleoductos es un sistema constituido por un computador, periféricos y programas que permiten simular el movimiento de paquetes de distintos productos, a través de los distintos oleoductos de la red, calcular y presentar información sobre los distintos parámetros y variables que intervienen en dicho movimiento. En el universo petrolero existen varios softwares que se dedican a la simulación de sistemas de oleoductos y gasoductos.

1.5.1. WellFlo

Pertenece al paquete de software para la optimización de la producción, lanzado por la compañía Weatherford; WellFlo es una aplicación poderosa y sencilla de utilizar que permite diseñar, modelar, optimizar y solucionar problemas individuales en pozos de petróleo y gas fundamentalmente. Este paquete de análisis es una herramienta sofisticada en la modelación de pozos petroleros con una extensa aplicación a todos los pozos, ya sea de producción o de inyección (Weatherford, 2008).

Los modelos precisos y rigurosos que utiliza este software, muestran el comportamiento de los fluidos en el reservorio, el sistema de tuberías en el pozo y el flujo en los oleoductos en la superficie. Toda la modelación de presión y temperatura en sistemas de hidrocarburos cuenta con modelaciones precisas de las propiedades del fluido a través de su variación con la presión y temperatura. El paquete PVT de WellFlo incluye en este sentido las correlaciones estándares para petróleo crudo que permiten poner en orden los datos registrados durante la simulación; estas correlaciones son utilizadas para calcular las propiedades de cada fluido petrolífero en específico durante el desarrollo del programa (Weatherford, 2008).

1.5.2. PipelineStudio

PipelineStudio es un software para la simulación y análisis hidráulico de estados estacionarios y transitorios de redes de tuberías de gas y líquido. Integra múltiples herramientas de simulación bajo un ambiente gráfico para configurar, ejecutar y analizar escenarios de tuberías ya sean de gas o

líquido dentro de una misma aplicación, utilizando la modelación de estado estacionario y estado transitorio (Torres, 2011).

Este software provee la capacidad de configuración gráfica sofisticada que incluye la salida visual y personalizada de los resultados de simulación, los cuales involucran el cálculo y reporte de valores de respuesta para importantes variables del sistema tales como presión, temperatura, densidad y flujo en puntos especificados a lo largo de la tubería durante intervalos de tiempo específicos (Torres, 2011).

1.5.3. PIPEPHASE

PIPEPHASE es un programa de simulación que modela rigurosamente fluidos multifásicos en estado estacionario en redes de petróleo y gas, con el poder y flexibilidad para modelar aplicaciones que van desde los análisis de sensibilidad de parámetros cruciales en un pozo individual hasta estudios de planeamiento de facilidades durante varios años para un campo entero de la producción (Schneider, 2015).

Este software puede predecir los perfiles de presión, temperatura y retraso de líquido en estado estacionario en pozos, líneas de flujo, sistemas de recolección y otras configuraciones lineales o en redes de tuberías, pozos, bombas, compresores, separadores y otras facilidades. SimSci (2002) plantea que también se han diseñado varias capacidades especiales en PIPEPHASE, las cuales incluyen análisis del rendimiento de los pozos con fluido interno, elevación o levantamiento de gases, evaluación de tuberías y análisis nodal de sensibilidad.

1.5.4. Aspen HYSYS

Aspen HYSYS utiliza el diseño orientado a objetos, conjuntamente con un ambiente de acontecimientos gráficos, para entregar un ambiente de simulación completamente interactivo donde los cálculos comienzan automáticamente una vez la nueva información es suministrada y el acceso a la información está completamente libre, es decir, no posee restricciones en cuanto al uso de la información (Babu, 2004). Por otra parte, Tarifa (2002) defiende la capacidad de este software para modelar sistemas complejos mediante una avanzada interfaz gráfica, ofreciendo al usuario la posibilidad de conformar el diagrama de proceso de una planta, así como simular el sistema real a través del ingreso de los datos necesarios (presiones, temperaturas, composiciones, flujos y especificaciones técnicas de equipos, fundamentalmente), permitiendo la obtención de adecuados resultados o estimaciones.

Aspen HYSYS es un programa de simulación de procesos químicos orientado a objetos enfocado a la ingeniería de procesos y la simulación. Este simulador cuenta con una interfaz para el usuario,

además de permitir el empleo de operadores lógicos y herramientas que facilitan la simulación de diversos procesos, entre ellos los relacionados a plantas petroquímicas y afines (González, 2009; citado por Blanco, 2014).

Mendivil (2012) plantea que es un simulador bidireccional pues el flujo de información va en dos direcciones (hacia delante y hacia atrás), lo cual le admite calcular las condiciones de una corriente de entrada a una operación a partir de las correspondientes a la corriente de salida sin necesidad de cálculos iterativos. Aspen HYSYS cuenta con algunos módulos que permiten realizar cálculos y estimaciones en tuberías y sistemas hidráulicos. Tal es el caso del módulo PIPE y la opción Pipe Sizing, no obstante, existe también un módulo auxiliar denominado PIPESYS, el cual posee una suite asimilativa de métodos y correlaciones para flujo simple y multifásico en tuberías y es capaz de simular con exactitud una gran variedad de condiciones y situaciones. Tiene capacidades de gran alcance para modelar la hidráulica de la tubería. Utiliza la tecnología más confiable de flujo simple y multifásico disponible para simular el flujo en la tubería. Funcionando como una extensión independiente de HYSYS, este paquete tiene acceso a las características de HYSYS como es el caso de la base de datos de componentes y propiedades de los fluidos. Además, incluye muchos equipos que se pueden colocar dentro del sistema y otras opciones relevantes para la construcción y evaluación de tuberías. Esta extensión modela tuberías que se extienden a lo largo de variadas elevaciones y ambientes (Aspen Tech, 2017)

1.5.5. PIPESIM

Es un simulador de flujos multifásicos en estado estacionario utilizado para el diseño y análisis de sistemas de producción de petróleo y gas. Con sus rigurosos algoritmos de simulación, este software contribuye a optimizar la producción y las operaciones de inyección. PIPESIM modela los flujos multifásicos desde el reservorio hasta las instalaciones en la superficie lo cual posibilita el análisis integral del sistema de producción. Schlumberger (2010) declara que es utilizado más a menudo por ingenieros de reservorios, producción e instalaciones o facilidades, como una herramienta para modelar el rendimiento de un pozo, realizar análisis de conductos (sistemas) de forma nodular, diseñar sistemas artificiales de levantamientos, modelar redes de tuberías e instalaciones y analizar los planes de desarrollo de un campo y la optimización de su producción. Chaves y colaboradores (2006) argumentan que este programa es capaz tanto de mostrar el resultado final de la simulación, como de mostrar cualquiera de los pasos intermedios por los que hay que pasar cuando se resuelve un problema de forma manual.

Dentro de los programas de simulación de sistemas de oleoductos el que se va a utilizar en esta investigación es PIPESIM, para modelar el sistema de redes de tuberías e instalaciones.

1.6. Conclusiones Parciales del capítulo 1:

1. El oleoducto constituye el medio más eficiente y económico para la transportación de petróleo crudo.
2. Los modelos de correlaciones de flujo multifásicos empleados son Beggs & Brill Revised para tuberías inclinadas y Xiao para tuberías horizontales, que permiten analizar todo el comportamiento del fluido a lo largo de toda la línea de flujo.
3. El simulador de redes de oleoductos empleado es el PIPESIM, capaz de realizar análisis de conductos (sistemas) de forma nodular, diseñar sistemas artificiales de levantamientos, modelar redes de tuberías e instalaciones y analizar los planes de desarrollo de un campo y la optimización de su producción.
4. Dentro de los métodos de reducción de viscosidad de la Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo del Centro, los aplicados son la adición de diluyente (nafta) y el calentamiento.

Capítulo 2: Metodología empleada para el desarrollo del Caso de Estudio

En este capítulo se describe el proceso fundamental que da paso al sistema objeto de estudio. Se caracteriza la traza del oleoducto del Centro Colector 12 mediante su perfil topográfico y las características físicas a diseñar actualmente. Se reflejan las propiedades del fluido que se va a trasegar por el oleoducto, así como las principales variables meteorológicas que influyen sobre el oleoducto. Se describe la estrategia general de simulación para este tipo de sistema, así como la metodología empleada para simular la instalación de la propuesta.

2.1. Descripción del proceso objeto de estudio

La presente investigación se enmarca en el diseño de las facilidades para incrementar las capacidades de manejo de producción de las instalaciones del Ramal Oeste del yacimiento Varadero, con el objetivo de proyectar un oleoducto desde el Centro Colector 12 a la del Centro Colector 9, que se recoge los puntos de interconexión entre el Centro 7 y el 11 hacia el 9. En este proyecto se analiza las variantes para la construcción del oleoducto con diámetros de tubería de 304,8mm, 355,6mm, 406,4mm, 508mm y 609,6mm tanto las variantes de soterrado, aéreo con aislante y aéreo sin aislante.

En las áreas al Oeste del yacimiento Varadero, se han perforado 4 pozos con una producción aproximada de 850 m³/d de fluido, lo que equivale a un trasiego diario de 50 pailas desde Boca Camarioca a la Batería Central, trasegando la misma por la vía blanca. Es evidente entonces que se requiere de la ampliación de capacidades de manejo en las áreas cercanas a la zona del CN-100 para la recolección de las producciones que se obtienen de estos pozos y los que se prevén perforar en el futuro inmediato. Se hace necesario la construcción de un oleoducto para el traslado de la producción hasta la Planta de Procesamiento de Crudo como se muestra en la figura 2.1.

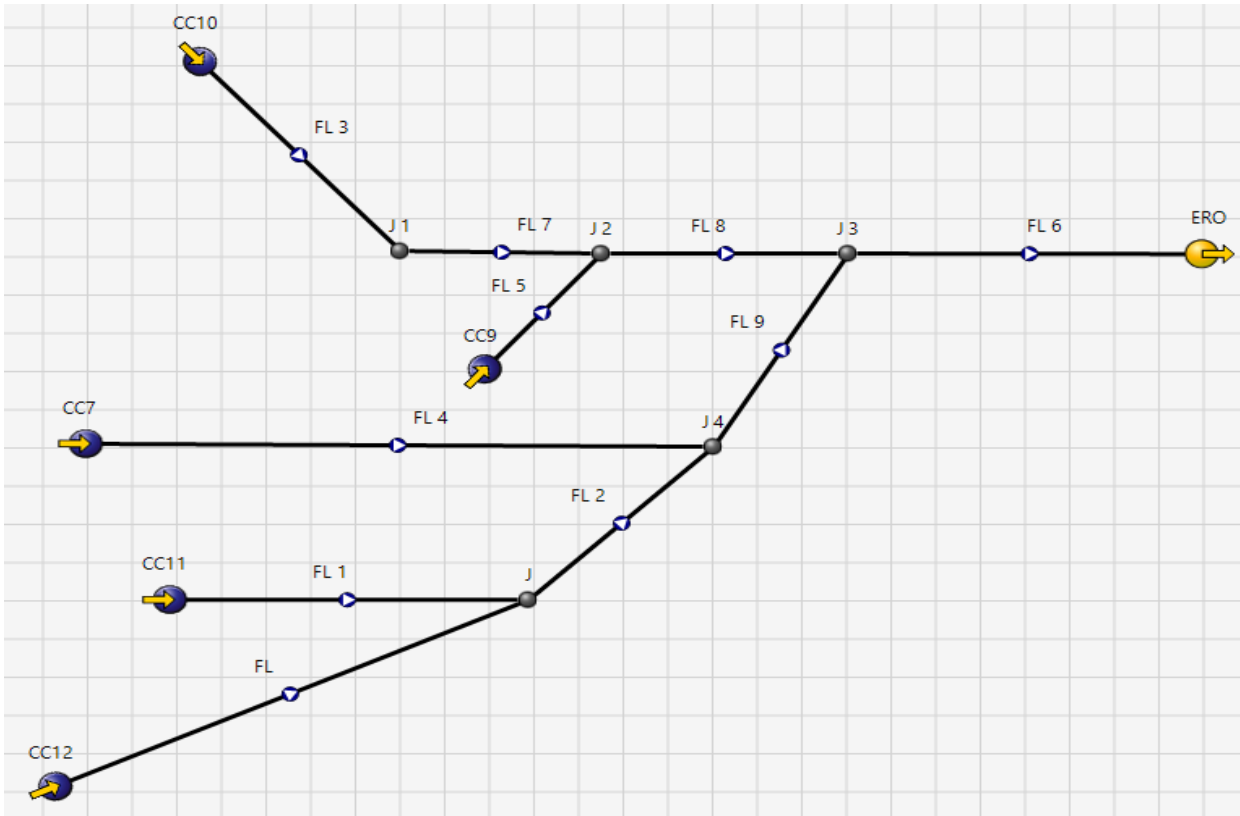


Figura 2.1: Diagrama de flujo del proceso

Fuente: (Software PIPESIM)

En la tabla 2.1 se muestra el flujo de petróleo por cada Centro Colector, el flujo de gas acompañante y el porcentaje de agua y sedimentos (BSW).

Tabla 2.1: Parámetros máximos de producción en las Instalaciones de Extracción de la EPEP-Centro

Instalación	Flujo de petróleo (m ³ /d)	Flujo de gas (m ³ /d)	BSW (%)
CC-7	1 740	170 500	23
CC-9	250	87 000	38
CC-10	260	101 000	60
CC-11	2 030	78 000	7
CC-12	1 120	50 000	3

Fuente: (Elaboración propia)

La producción actual del CC-11 es de alrededor de 1 800 m³/d. Para el cálculo se tiene en cuenta la producción esperada al incluir el pozo VD-1015 (en proyecto). Por otra parte, la producción del CC-12 es actualmente de alrededor de 850 m³/d. Para el cálculo se tiene en cuenta la producción esperada con la inclusión del pozo VD-1012 (en perforación).

2.2. Metodología empleada para la simulación de la red de oleoducto

La simulación de un oleoducto ofrece la posibilidad de reflejar el comportamiento de un sistema que se encuentra instalado, así como analizar un cambio en algunos de los parámetros de operación o diseño. El simulador PIPESIM permite, mediante la simulación modular, caracterizar y analizar el comportamiento tanto del proceso de extracción de los pozos como el trasiego del crudo mediante oleoductos y sistemas de bombeo. Este software es capaz de realizar estas acciones mediante dos opciones que son primordiales para comenzar el montaje del modelo a estudiar. Para ello se selecciona primeramente el tipo de modelo a desarrollar (figura 2.2), ya sea el transporte de fluido a través de un tramo de tubería (Single Branch Model) o mediante una red que permite unificar diversas ramas de la producción en un mismo modelo (Network). Debido que el sistema a modelar es la trayectoria de un oleoducto queda seleccionada la opción de modelo simple. (Ver anexo 1)

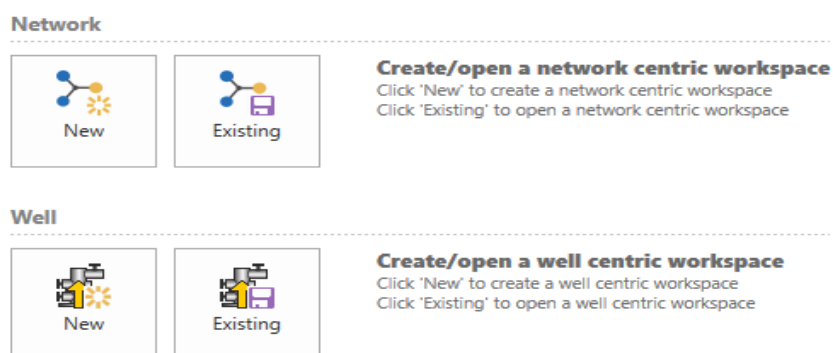


Figura 2.2: Selección del modelo

Fuente: (Software PIPESIM)

2.2.1. Correlaciones de flujo

Un parámetro imprescindible para obtener resultados satisfactorios en la simulación es la selección de las correlaciones que definirán el tipo de flujo a manejar en el sistema (figura 2.3). Esta selección se realiza acorde a las características de flujo del crudo a manejar, ya sea flujo multifásico, horizontal o vertical o flujo simple. El fluido que se maneja en este caso de estudio es multifásico.

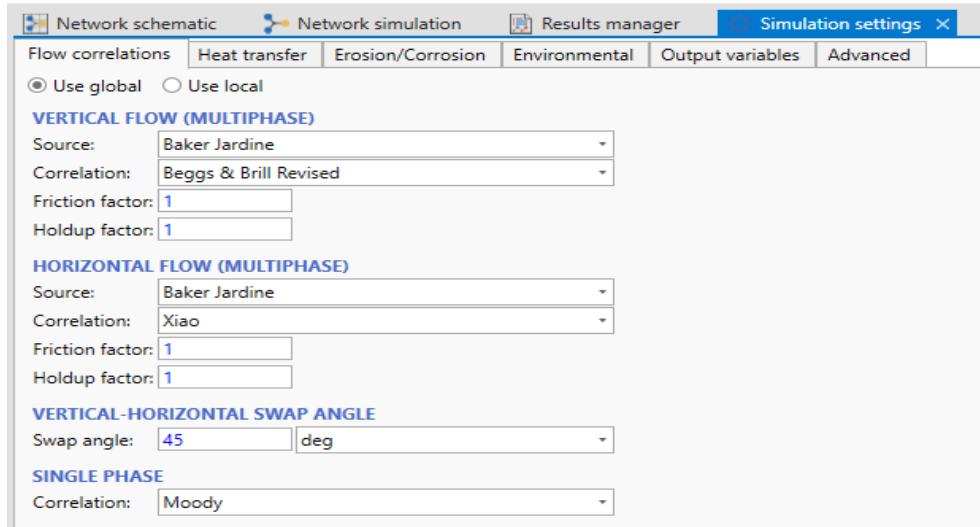


Figura 2.3: Correlaciones de flujo

Fuente: (Software PIPESIM)

Además, se definen las especificaciones para el cálculo de las pérdidas de calor en las variantes analizadas de instalación soterrado (Figura 2.4), aéreo con aislamiento (Figura 2.5) y aéreo sin aislamiento (Figura 2.6).

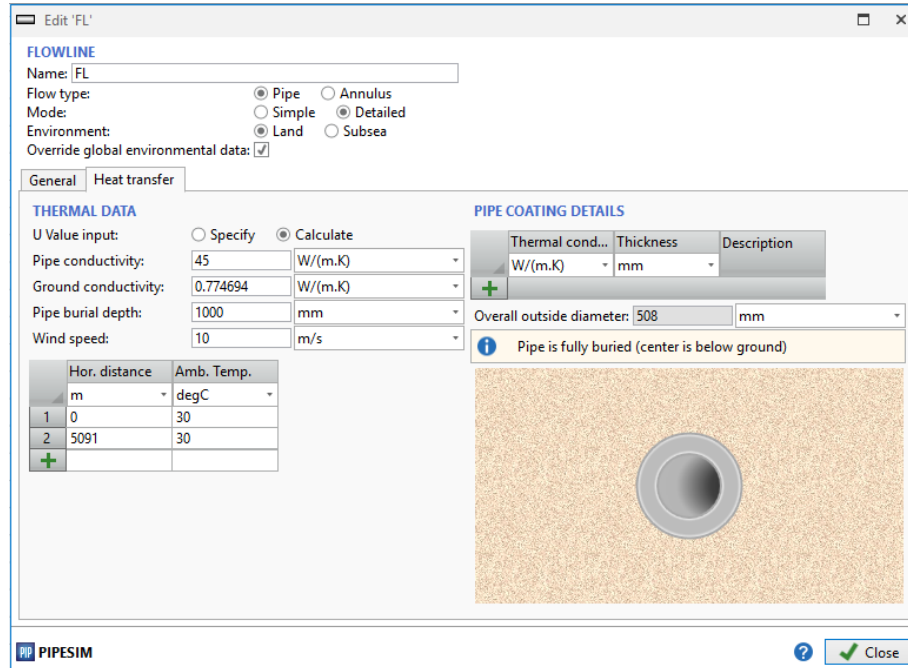


Figura 2.4: Especificaciones para el cálculo de las pérdidas de calor en la variante oleoducto soterrado

Fuente: (Software PIPESIM)

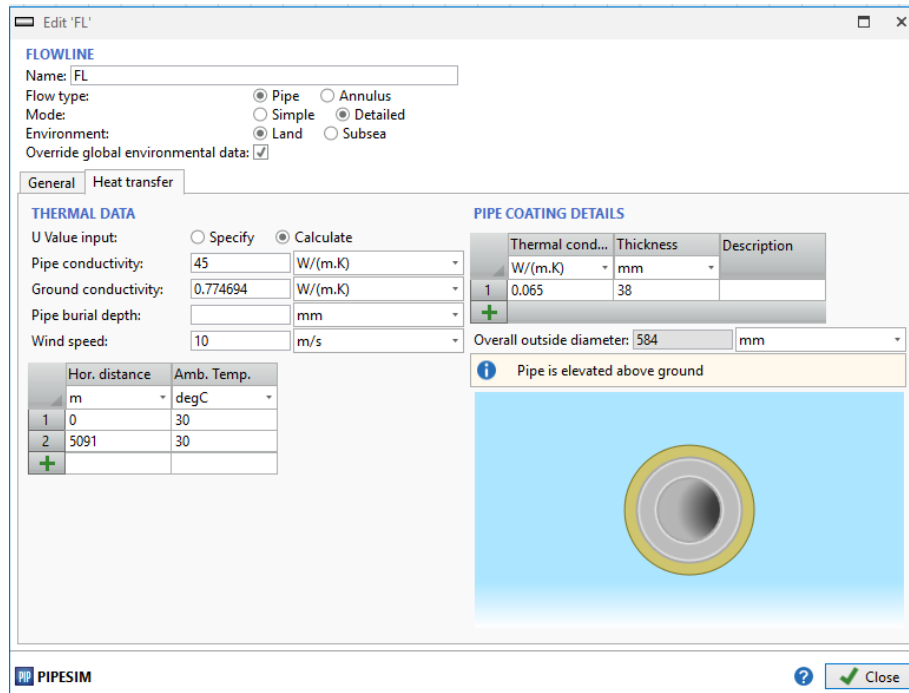


Figura 2.5: Especificaciones para el cálculo de las pérdidas de calor en la variante oleoducto aéreo con aislamiento

Fuente: (Software PIPESIM)

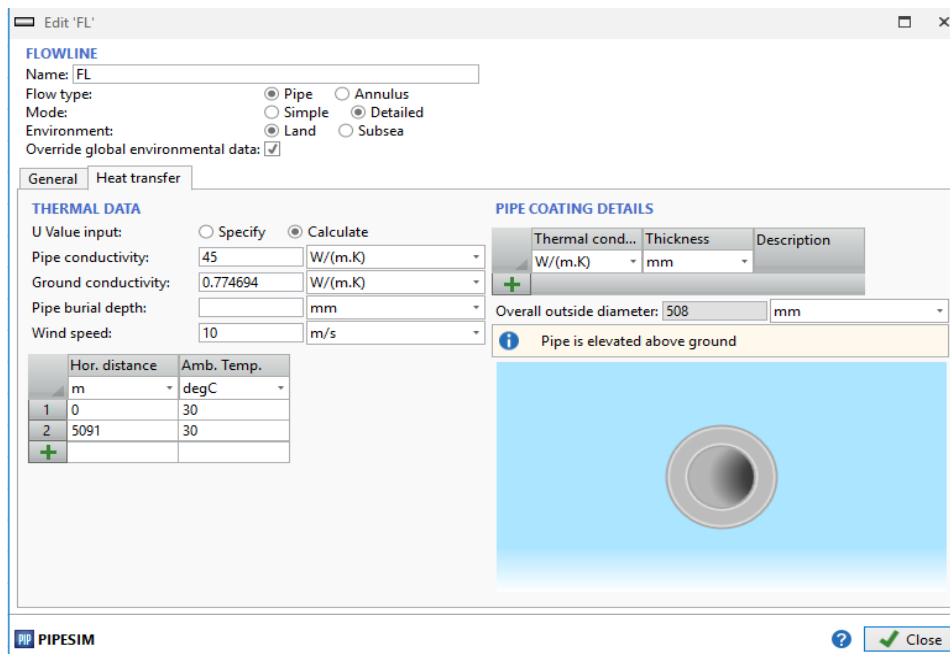


Figura 2.6: Especificaciones para el cálculo de las pérdidas de calor en la variante oleoducto aéreo sin aislamiento

Fuente: (Software PIPESIM)

Para analizar la influencia de la temperatura ambiente sobre las pérdidas de calor al medio se definen dos condiciones ambientales: verano (30 °C) e invierno (10°C).

2.2.2. Características del fluido y modelo de viscosidad

Una vez se definidas las correlaciones que representan el flujo, se caracteriza el fluido a manejar en el sistema a través de sus propiedades específicas como son el porcentaje que representa el agua en la fase líquida, la relación gas/petróleo y °API que posee el fluido (figura 2.7) . Estas características son obtenidas por la empresa mediante el análisis de muestras en el laboratorio.

The screenshot shows the 'Edit 'CC12'' window in PIPESIM. The 'FLUID' section is active, with 'Name' set to 'CC12' and a 'Save as template' button. Below is a 'Description' field. The 'Properties' section has tabs for 'Viscosity', 'Calibration', and 'Thermal'. Under 'STOCK TANK PROPERTIES', there are fields for 'Watercut' (3%), 'GOR' (5 sm³/sm³), 'Gas specific gravity' (0.6636), 'Water specific gravity' (1.02), and 'API' (10.1 dAPI). Under 'CONTAMINANT MOLE FRACTIONS', there are fields for 'CO2 fraction' (0.1493), 'H2S fraction' (0.1284), 'N2 fraction' (0.0028), 'H2 fraction' (0), and 'CO fraction' (0). The PIPESIM logo and a 'Close' button are at the bottom.

STOCK TANK PROPERTIES			CONTAMINANT MOLE FRACTIONS		
Watercut	3	%	CO2 fraction:	0.1493	
GOR	5	sm ³ /sm ³	H2S fraction:	0.1284	
Gas specific gravity:	0.6636		N2 fraction:	0.0028	
Water specific gravity:	1.02		H2 fraction:	0	
API	10.1	dAPI	CO fraction:	0	

Figura 2.7: Características del fluido

Fuente: (Software PIPESIM)

Por otra parte, la viscosidad del fluido define correlaciones que permiten establecer las propiedades del crudo acorde a variaciones operacionales como son la presión y la temperatura, para ello el software devuelve valores de viscosidad calculados acorde a la temperatura y al modelo que se maneja. En concordancia con el tipo de crudo que se estudia se define que sección de correlaciones le corresponde: petróleo muerto, petróleo vivo o insaturado. Según Schlumberger (2010) un petróleo muerto es aquel que a bajas presiones no contiene ningún gas disuelto o que ha perdido sus componentes volátiles, por ello, el crudo que se estudia es un petróleo muerto pues el contenido de gas disuelto (0,01 m³/m³) se considera despreciable. No obstante, para crudos específicos que no cumplan ninguna de las correlaciones expresadas en ecuaciones empíricas existen dos opciones que permiten ingresar valores reales de viscosidad para sus correspondientes temperaturas (Figura 2.8). En el caso de estudio analizado se toman los valores de viscosidad del crudo reportados por los ensayos del Laboratorio Central de EPEP – Centro (Informe de ensayo F-LA-0603).

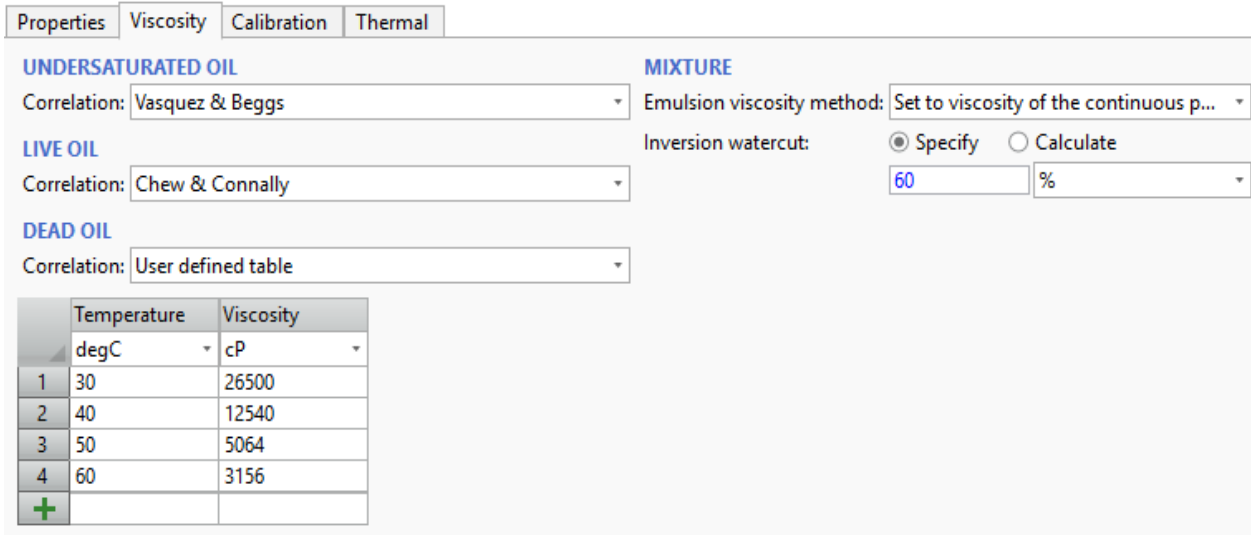






Figura 2.8: Modelos de viscosidad

Fuente: (Software PIPESIM)

2.2.3. Perfil topográfico

Una vez seleccionados los modelos que corresponden al flujo y caracterizado el fluido se procede a conformar el perfil topográfico de la sección A del oleoducto del Centro Colector # 12 a la ERO, para ello PIPESIM cuenta con diversos módulos operacionales y de cálculo que se representan en la tabla 2.2.

Tabla 2.2: Principales módulos de operación y cálculo

Módulo	Función
 Fuente	Ofrece al modelo las características de entrada al sistema.
 Nodo	Permite la conexión entre dos objetos.
 Línea de flujo	Representa gráficamente el modelo de un sistema de tuberías a través de la introducción del perfil topográfico.
 Sumidero	Ofrece al modelo las características de salida del sistema

Fuente: (Software PIPESIM)

El módulo de tubería se define mediante la entrada de las características físicas de la tubería, como son la rugosidad, el espesor de la pared y el diámetro interno; además se establece el perfil del oleoducto que permite establecer una relación de las distancias con respecto a las elevaciones correspondientes, las cuales determinan las condiciones del sistema (figura 2.9).

Flowline starts at:

Distance: Horizontal Measured

	Hor. distance m	Measured dist... m	Elevation m
1	0	0	0
2	68	68.04893	2.58
3	186	186.0581	1.11
4	1122	1122.155	14.6
5	1495	1495.165	11.96
6	1816	1816.319	21.92
7	2598	2598.32	20.52
8	3596	3596.44	5.04
9	3828	3828.708	16.19
10	5016	5016.809	0.71
11	5091	5091.897	4.35

Figura 2.9: Características físicas del oleoducto desde el CC12 hasta la interconexión con el CC11

Fuente: (Software PIPESIM)

El perfil esquemático del oleoducto puede ser reflejado seleccionando la opción Schematic encima de la tabla de valores del perfil. El perfil para el oleoducto que se encuentra actualmente instalado se muestra en la figura 2.10.

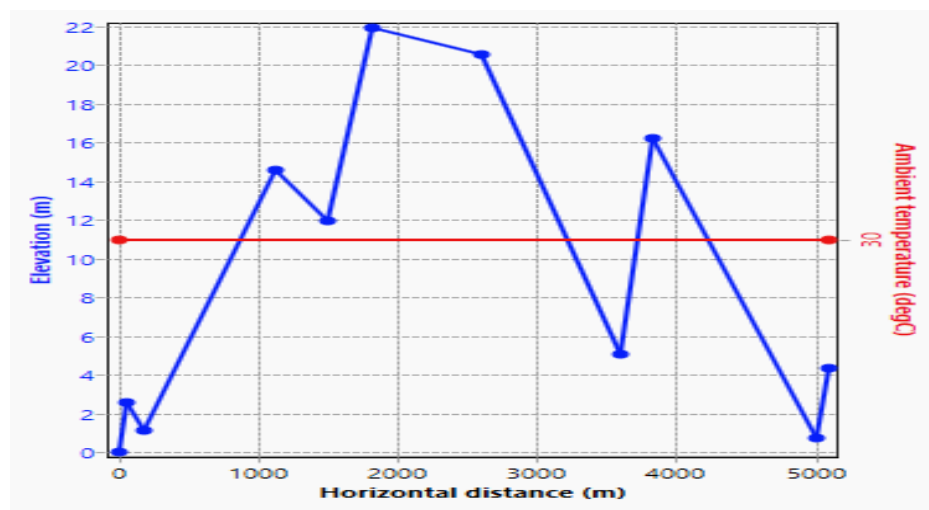


Figura 2.10: Perfil del oleoducto desde el CC12 hasta la interconexión con el CC11

Fuente: (Software PIPESIM)

Los perfiles desde el CC11 a la interconexión con el oleoducto principal hasta la ERO y del CC 7 se muestran en el (Anexo 2 al Anexo 5).

2.3. Evaluación económica de las variantes de instalación

La instalación del sistema de tuberías para la incorporación del Centro Colector 12 al oleoducto principal de la ERO, conlleva gastos económicos por concepto de aislante, forma de instalación y características físicas de la tubería.

Para ello se decide estimar el costo para cada una de las variantes propuestas. Se define como criterio de evaluación la ecuación 2.1.

$$Costo = \frac{I}{t} + C_{bomb} \quad (2.1)$$

Donde:

I: Inversión, CUP

t: tiempo de vida útil del oleoducto, año(a)

C_{bomb} : Costo por bombeo (CUP/a)

En la ecuación 2.2 se refleja la inversión

$$I = C_{tub} + C_{aisl} + C_{inst} \quad (2.2)$$

Donde:

C_{tub} : costo de tuberías, CUP

C_{aisl} : costo del aislante, CUP

C_{inst} : costo de instalación, CUP

Mediante la expresión 2.3 se evidencia el costo de bombeo

$$C_{bomb} = N \cdot \text{horas de trabajo día} \cdot \text{días al año} \quad (2.3)$$

Donde:

N: Potencia que requiere la bomba, kW

En el caso de los Centros Colectores 11 y 12 bombean las 24 horas del día por 365 días al año.

2.4. Cálculo de caída de presión en tuberías

La disipación de energía mecánica (caída de presión) en tuberías y en diferentes accesorios hidráulicos es uno de los problemas más importantes en el diseño de sistemas de tuberías. Las propiedades de los fluidos, la geometría de las tuberías, el régimen de flujo y la rugosidad de las tuberías son los principales parámetros que influyen en la caída de presión por fricción en las tuberías. Los accesorios locales también pueden afectar significativamente la disipación de energía mecánica. Se han desarrollado varias correlaciones para calcular la caída de presión en los sistemas de tuberías. Para sistemas monofásicos, se utilizan correlaciones basadas en la ley de Darcy-Weisbach. La presencia de múltiples fases complica significativamente los cálculos de caída de presión, ya que se deben tener en cuenta las propiedades de cada fluido presente.

PIPESIM calcula la pérdida de presión total a través de la longitud de la tubería como suma del gradiente de presión causado por la fuerza gravitatoria, la pérdida de presión causada por el fluido componente de fricción, y acinética o aceleración de la caída de presión (ecuación 2.4):

$$\frac{dP}{dL} = \rho_m \cdot g \cdot \sin \theta + \left(\frac{dP}{dL}\right)_{fr} + \rho_m \cdot W \cdot \frac{dW}{dL} \quad (2.4)$$

Donde:

P: presión, (Pa)

L: longitud de la tubería, (m)

ρ_m : densidad del fluido, (kg/m³)

θ : ángulo de inclinación de la tubería

fr : fricción

W: velocidad del líquido, (m³/s)

PIPESIM proporciona una descripción detallada y referencias de correlaciones utilizadas para calcular la caída de presión en tuberías, incluida su aplicabilidad para diferentes geometrías de tubería.

Capítulo 3: Análisis de resultados

En este capítulo se recogen los principales resultados obtenidos a lo largo de la investigación y se define el diámetro a utilizar en la tubería, partiendo de que las bombas que tiene disponible la EPEP- Centro para instalar tienen una presión máxima de descarga de 50 barg. También se analiza qué variante a emplear en la instalación del oleoducto (soterrado, aéreo con aislante o aéreo sin aislante). Se presentan las variaciones que presentan la temperatura y la presión a lo largo de la tubería hasta la ERO. Se discuten además los resultados obtenidos en el estudio de optimización para el costo general de la instalación y puesta en marcha de las variantes propuestas que sea factible tanto técnica como económicamente.

3.1. Selección del material de aislamiento térmico

Uno de los principales factores que afecta el paso del crudo por oleoductos es su temperatura pues a medida que el valor de esta variable disminuye su viscosidad se acrecienta, lo cual dificulta el trasiego y la calidad el producto entregado no será la requerida. Para ello, acorde a las condiciones de instalación, los oleoductos son revestidos con materiales de aislamiento térmico.

El material aislante disponible en la empresa para el aislamiento de tuberías y oleoductos es lana mineral en forma de coquillas preformadas de 1 m de longitud.

Según la ASTM F 683-00: Guía Práctica Standard para la Selección y Aplicación de Aislamiento Térmico en Tuberías y Equipos (ASTM, 2000), las tuberías, incluyendo válvulas, accesorios y bridas que transportan vapores, gases o líquidos que alcanzan temperaturas fuera del rango desde 13 a 52°C durante su operación normal, deben estar aislados excepto que se indique lo contrario. El espesor del aislante especificado en esta guía está diseñado para mantener la temperatura superficial igual o menor que 52°C para fluidos que tengan temperaturas hasta 343°C con una temperatura ambiente de 29°C. Para fluidos con temperaturas por encima de 343°C, la superficie se debe mantener a una temperatura máxima de 56°C.

Es necesario aislar la tubería a pesar de no cumplir con lo establecido en la norma ya que hay grandes variaciones en la temperatura que provocan los picos y enfriamiento del crudo causando mayor resistencia y potencia de bombeo.

Ventajas de aislar la tubería

- Evita pérdidas de calor
- Los riesgos por quemadura se eliminan, ya que la tubería mantendrá una temperatura óptima de forma permanente

- Protege las tuberías de agresiones que provienen de los materiales de construcción, además de permitir la dilatación de las mismas. Esto deriva en una optimización de su rendimiento.
- Evita las condensaciones en superficie

No obstante, dos factores decisivos en la selección de un aislante son su propiedad de conductividad térmica y su precio unitario (Tabla 3.1).

Tabla 3.1: Características económicas y conductivas de los aislantes propuestos.

Material aislante	Conductividad térmica (W/mK)	Costo (CUP/m)
COQUILLA PROROX PS 960 de 508x25x1000 mm	0,036	1 394,2050
COQUILLA PROROX PS 960 de 609,6x25x1000 mm	0,036	1 692,7465

Fuente: (Elaboración propia)

3.2. Estudios de sensibilidad

Los estudios de sensibilidad se realizan variando el diámetro nominal de la tubería para 304,8mm, 355,5mm, 406,4mm, 508mm y 609,6mm del Centro Colector 11 al oleoducto principal y del Centro Colector 12 al oleoducto principal. Estas variaciones de diámetros estarían basadas en el análisis de tres posibles variantes de instalación del oleoducto que son:

1. Aéreo sin aislamiento (ASA)
2. Aéreo con aislamiento (ACA)
3. Soterrado (SOT)

3.2.1. Análisis de la variación de la presión

Las bombas disponibles en la empresa para la inversión tienen una presión máxima de descarga de 50 barg, por lo cual el nuevo sistema de tuberías a instalar debe satisfacer dichos parámetros de operación. Uno de los principales criterios para la selección del nuevo sistema a implementar será la presión de trabajo de cada Centro Colector tanto para el 11 como para el 12 que corresponde con la presión de descarga de la bomba instalada (50 barg); valores por encima de este serían rechazados como opciones viables.

Comportamiento de la presión del Centro Colector 11 al oleoducto principal

En la figura 3.1 se muestra el análisis del CC11 al oleoducto principal para todos los diámetros en la variante de ASA y según el criterio de selección la única posible variante de instalación aceptada es para un diámetro de 609,6 mm.

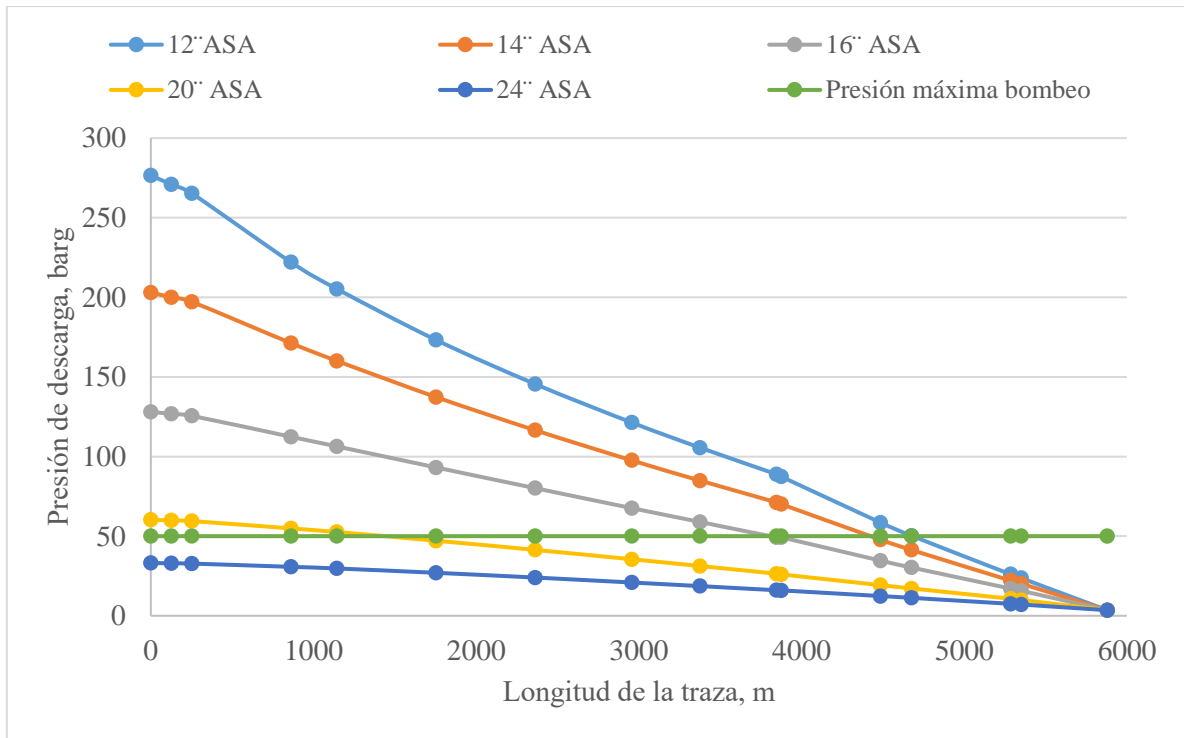


Figura 3.1: Variación de la presión para la variante ASA del Centro Colector 11 al oleoducto principal. Fuente: (Elaboración propia)

En la figura 3.2 se muestra el análisis del CC11 al oleoducto principal para todos los diámetros en la variante de ACA y según el criterio de selección las posibles variante de instalación en aéreo con aislante son para un diámetro de 508 o 609,6 mm.

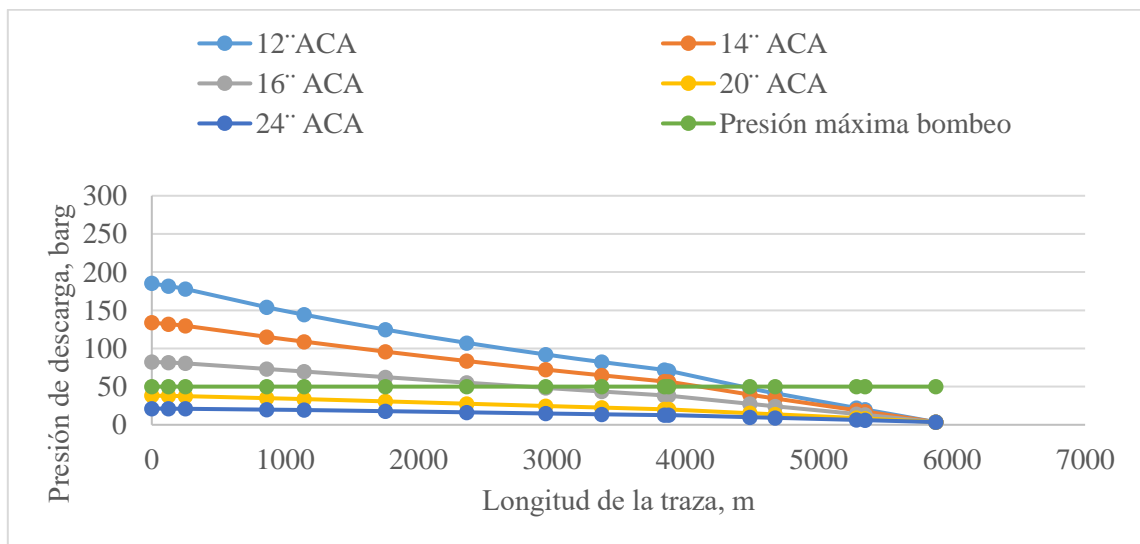


Figura 3.2: Variación de la presión para la variante ACA del Centro Colector 11 al oleoducto principal. Fuente: (Elaboración propia)

En la figura 3.3 se muestra el análisis del CC11 al oleoducto principal para todos los diámetros en la variante de soterrado y según el criterio de selección las posibles variante de instalación son para un diámetro de 508 o 609,6 mm.

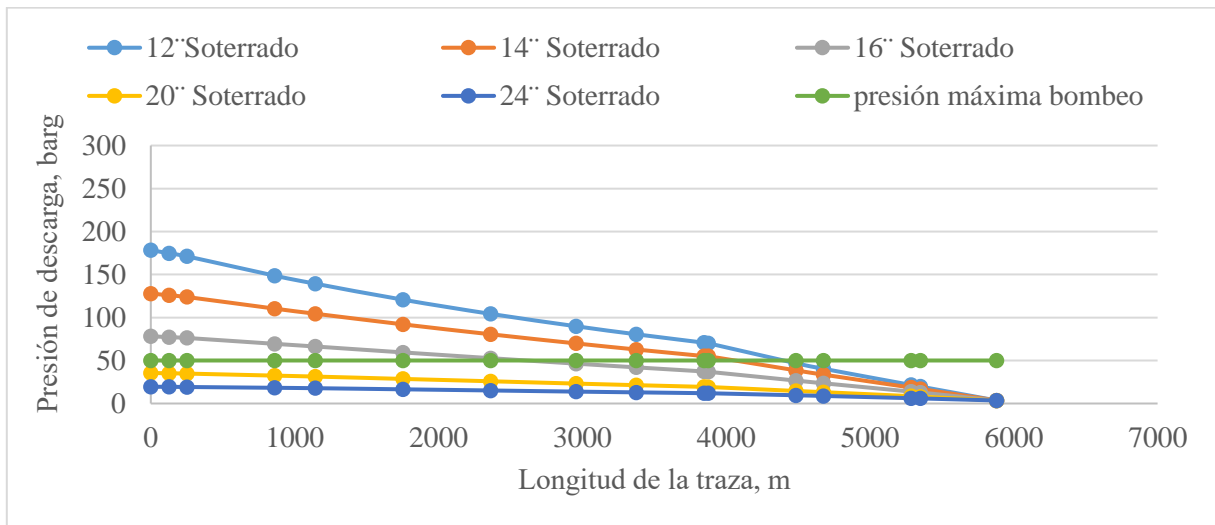


Figura 3.3: Variación de la presión para la variante SOT del Centro Colector 11 al oleoducto principal. Fuente: (Elaboración propia)

Comportamiento de la presión del Centro Colector 12 al oleoducto principal

En la figura 3.4 se muestra el análisis del CC12 al oleoducto principal para todos los diámetros en la variante de ASA y según el criterio de selección la única posible variante de instalación aceptada es para un diámetro de 609,6 mm.

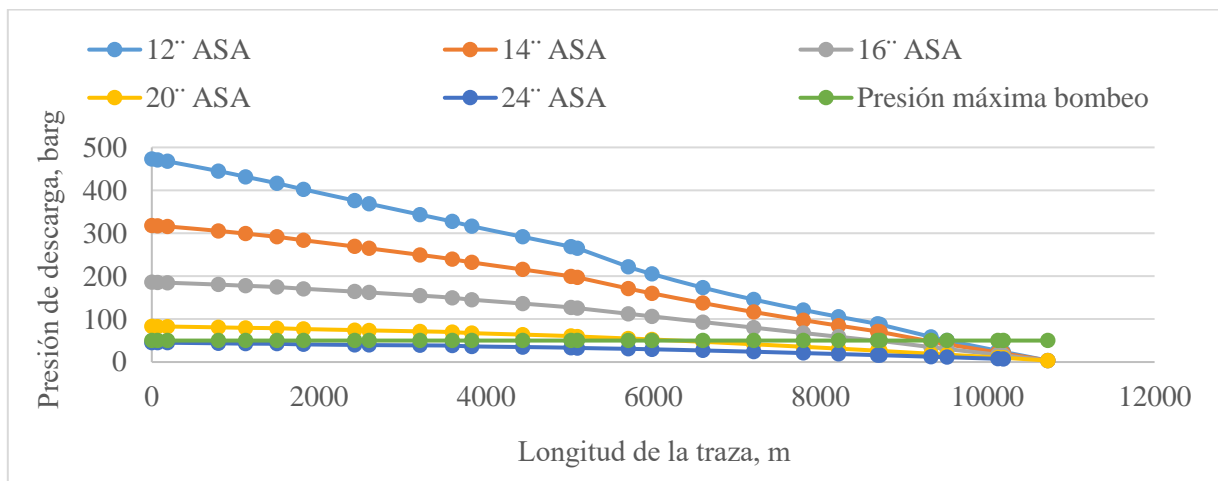


Figura 3.4: Variación de la presión para la variante ASA del Centro Colector 12 al oleoducto principal. Fuente: (Elaboración propia)

En la figura 3.5 se muestra el análisis del CC12 al oleoducto principal para todos los diámetros en la variante de ACA y según el criterio de selección las posibles variantes de instalación son para un diámetro de 508 o 609,6 mm.

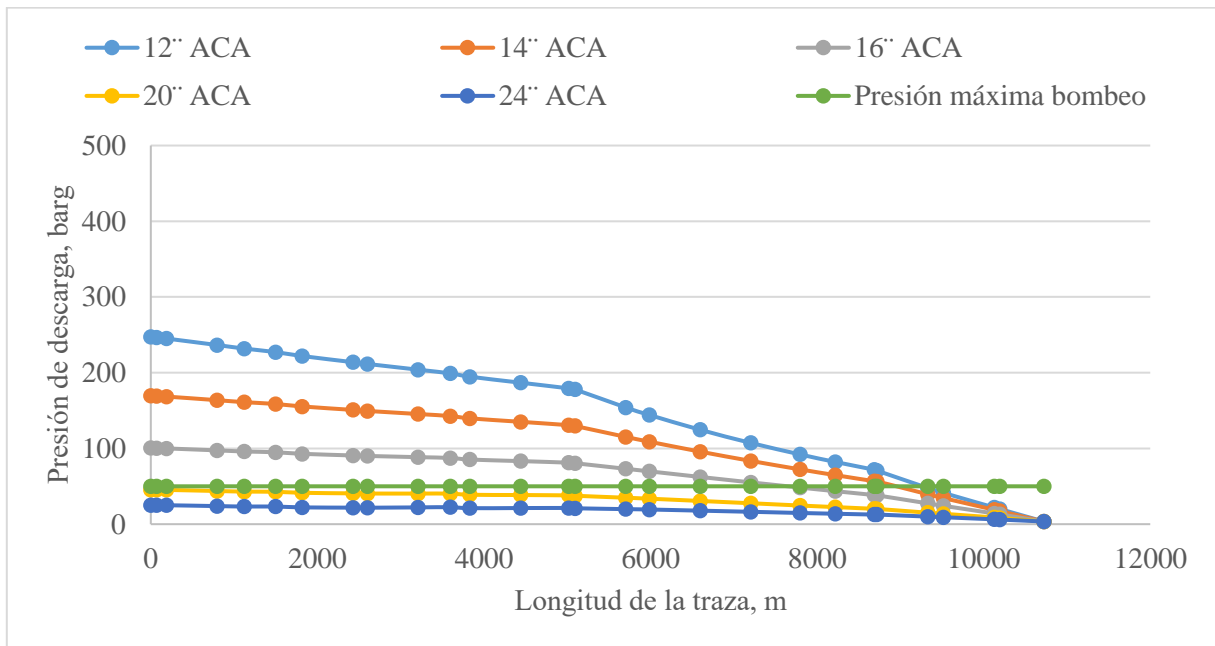


Figura 3.5: Variación de la presión para la variante ACA del Centro Colector 12 al oleoducto principal. Fuente: (Elaboración propia)

En la figura 3.6 se muestra el análisis del CC12 al oleoducto principal para todos los diámetros en la variante de soterrado y según el criterio de selección las posibles variante de instalación son para un diámetro de 508 o 609,6 mm.

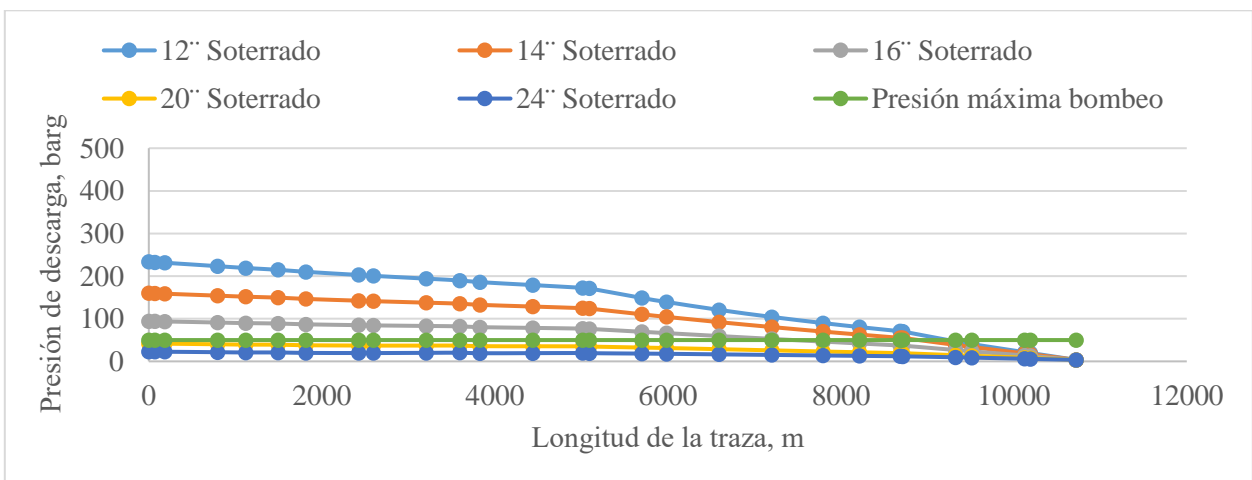


Figura 3.6: Variación de la presión para la variante SOT del Centro Colector 12 al oleoducto principal. Fuente: (Elaboración propia)

La caída de presión en cada una de las variantes viene determinada por dos factores fundamentales que son: el diámetro de la tubería y las elevaciones que ofrecen resistencia al paso del fluido por el sistema. El primero de estos factores viene dado por la relación inversamente proporcional que existe entre el volumen y la presión. Una disminución de una de estas variables conlleva al aumento de la otra, por tanto para las tuberías de menor diámetro nominal el área de su sección transversal es pequeña por lo que su volumen igualmente lo será, lo que se refleja en un aumento de la presión para dicho sistema. Por otra parte la existencia de elevaciones a lo largo del recorrido del fluido ejerce resistencia pues el crudo debe superar dicha elevación para llegar al punto de destino.

El comportamiento reflejado en los análisis de caída de presión establece que las secciones donde el cambio de elevación es elevado ocurren caídas de presión drásticas, estas elevaciones o descensos están dadas por las características del terreno por el cual el oleoducto debe pasar, que no siempre es regular y además hay zonas donde existen aguas subterráneas o lagunas donde deben realizarse estos cambios en cuanto a su instalación.

3.2.2. Análisis de la variación de la temperatura

En el trasiego de crudos es imprescindible el control de la temperatura en el sistema pues esta variable se encuentra estrechamente relacionada con una de las propiedades más importantes de los hidrocarburos que es la viscosidad. Una disminución brusca o paulatina de sus valores indicaría un aumento en las propiedades viscosas del fluido lo cual dificulta la capacidad de transporte del mismo, así como en la calidad del producto a entregar. En ocasiones esto suele compensarse con el recubrimiento de la tubería con materiales aislantes para lo cual deben realizarse igualmente estudios que declaren resultados satisfactorios y viables.

Comportamiento de la temperatura del Centro Colector 11 al oleoducto principal

En la figura 3.7 se observa la variación de la temperatura en la variante aérea sin aislante del Centro Colector 11, donde se observa que la menor temperatura que alcanza el oleoducto es de 23,02 °C para un diámetro de 609,6 mm. En este punto donde se registra la menor temperatura corre riesgo el oleoducto debido a que puede provocar una mayor viscosidad del petróleo y por ende mayor resistencia del mismo.

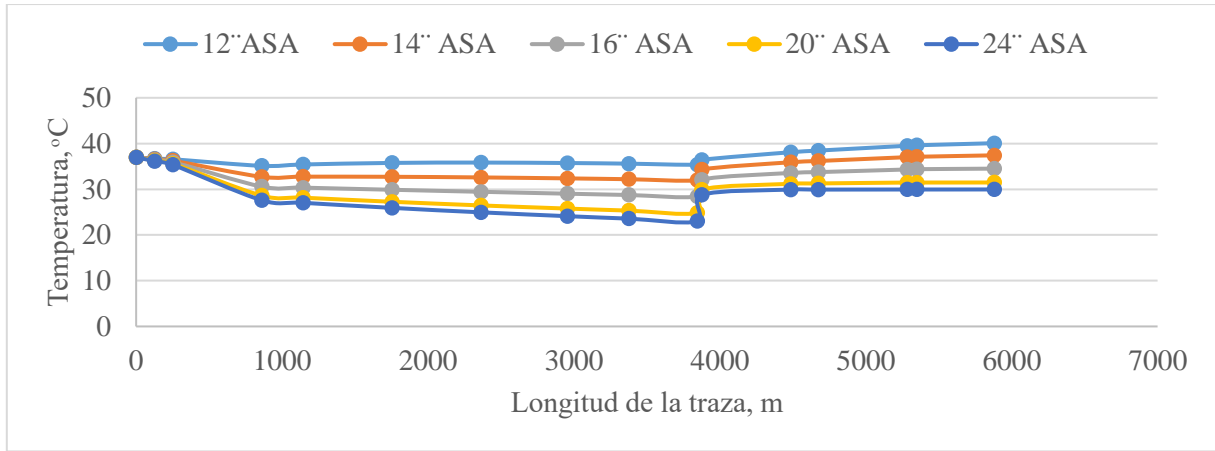


Figura 3.7: Variación de la temperatura para la variante ASA del Centro Colector 11 al oleoducto principal. Fuente: (Elaboración propia)

En la figura 3.8 se observa la variación de la temperatura en la variante aérea con aislante del Centro Colector 11, donde se observa que la menor temperatura que alcanza el oleoducto es de 23,21 °C para un diámetro de 609,6 mm. En este punto donde se registra la menor temperatura hay mayor enfriamiento del petróleo crudo y mayor riesgo de taponamiento de la tubería y generación de condensado, que puede provocar corrosión en la misma.

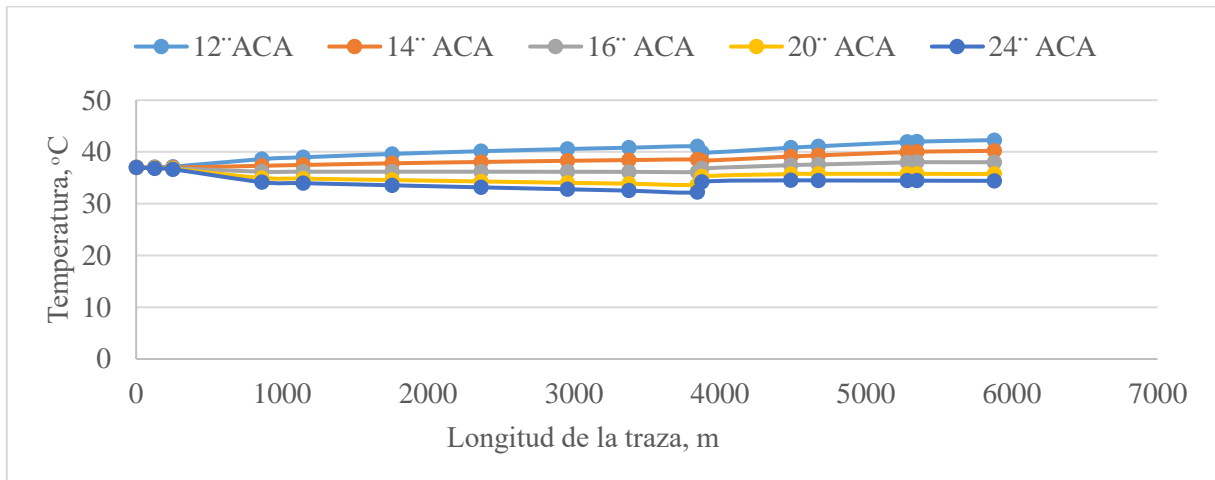


Figura 3.8: Variación de la temperatura para la variante ACA del Centro Colector 11 al oleoducto principal. Fuente: (Elaboración propia)

En la figura 3.9 se observa la variación de la temperatura en la variante soterrada del Centro Colector 11, donde el punto de mayor enfriamiento es de 34,26 °C para un diámetro de 609,6 mm. En este punto donde se registra la menor temperatura hay mayor enfriamiento del petróleo crudo y

mayor riesgo de aumento de viscosidad y mayor resistencia de petróleo que provoca un aumento del consumo de bombeo.

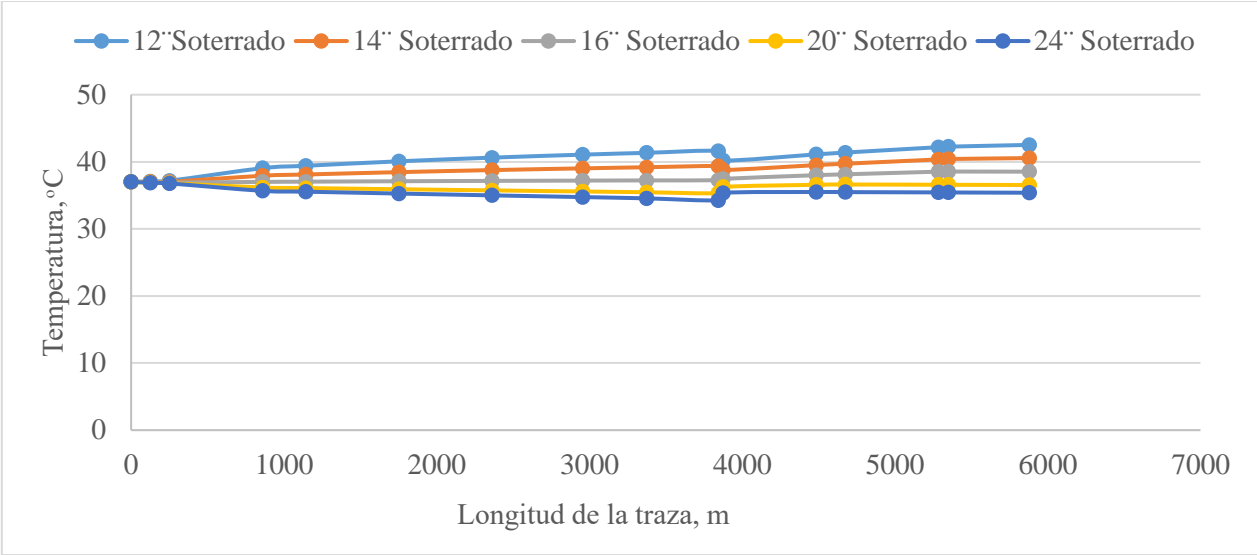


Figura 3.9: Variación de la temperatura para la variante SOT del Centro Colector 11 al oleoducto principal. Fuente: (Elaboración propia)

Comportamiento de la temperatura del Centro Colector 12 al oleoducto principal

En la figura 3.10 se observa la variación de la temperatura en la variante aérea sin aislante del Centro Colector 12, donde se observa que la menor temperatura que alcanza el oleoducto es de 16,82 °C para un diámetro de 609,6 mm, es la temperatura más baja en todos los análisis debido al paso del río Camarioca. En este punto donde se registra la menor temperatura hay mayor enfriamiento del petróleo crudo y mayor riesgo de taponamiento de la tubería y generación de condensado, que puede provocar corrosión en la misma y mayor consumo de bombeo por la resistencia.

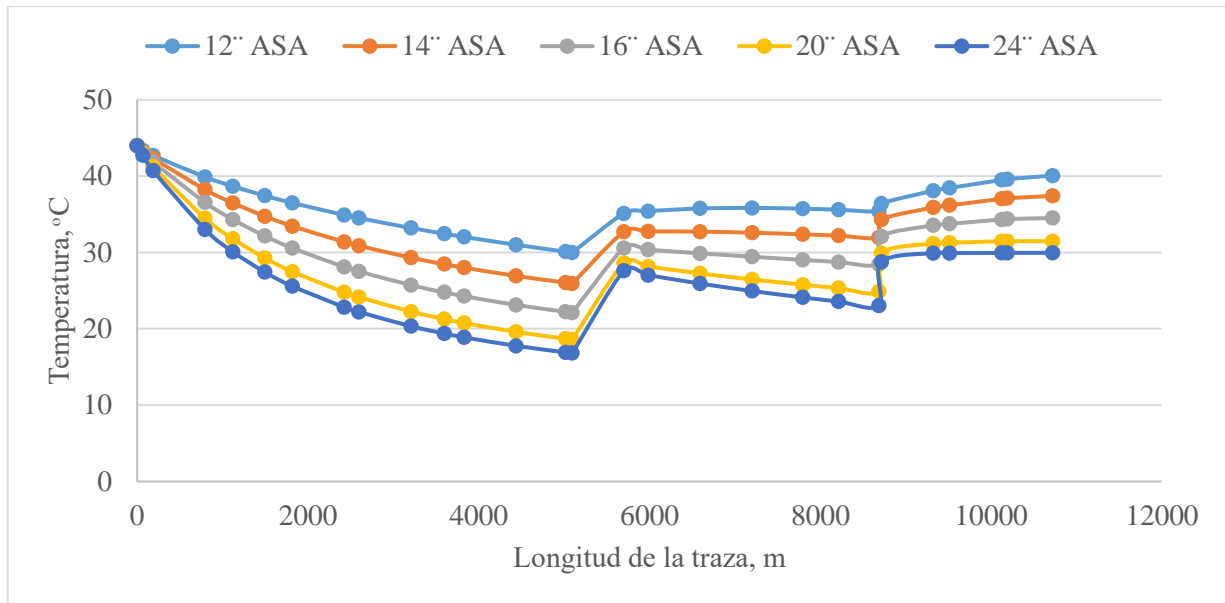


Figura 3.10: Variación de la temperatura para la variante ASA del Centro Colector 12 al oleoducto principal. Fuente: (Elaboración propia)

En la figura 3.11 se observa la variación de la temperatura en la variante aérea con aislante del Centro Colector 12, donde se observa que la menor temperatura que alcanza el oleoducto es de 30,82 °C para un diámetro de 609,6 mm. En este punto donde se registra la menor temperatura hay un enfriamiento del oleoducto y mayor resistencia del petróleo crudo.

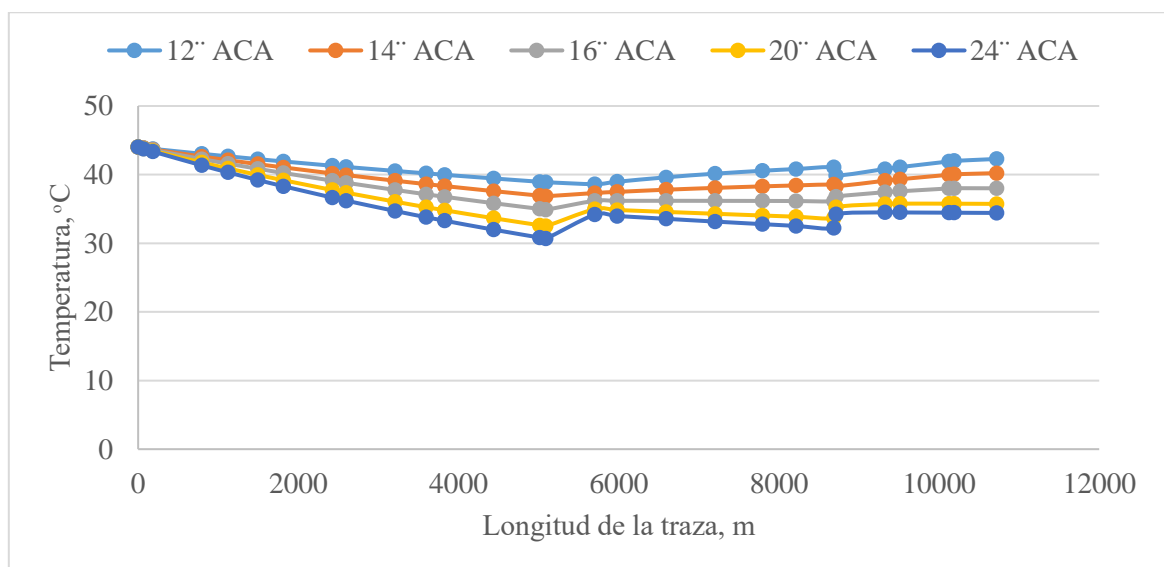


Figura 3.11: Variación de la temperatura para la variante ACA del Centro Colector 12 al oleoducto principal. Fuente: (Elaboración propia)

En la figura 3.12 se observa la variación de la temperatura en la variante soterrado del Centro Colector 12, donde se observa que la menor temperatura que alcanza el oleoducto es de 34,26 °C para un diámetro de 609,6 mm. En este punto donde se registra la menor temperatura hay un enfriamiento del oleoducto y mayor resistencia del petróleo crudo.

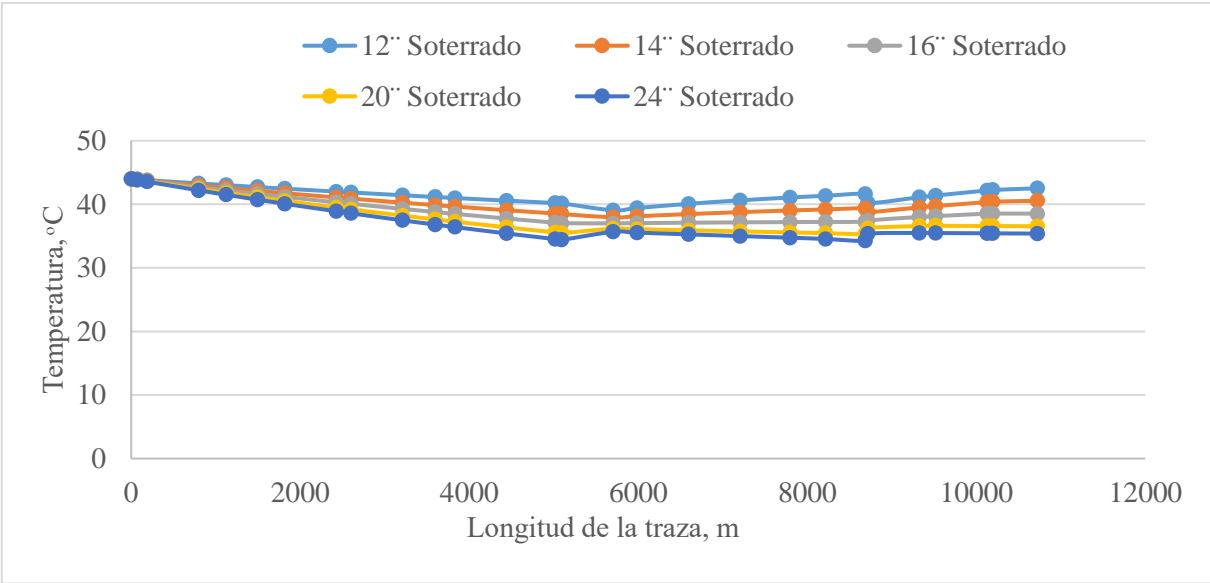


Figura 3.12: Variación de la temperatura para la variante SOT del Centro Colector 12 al oleoducto principal. Fuente: (Elaboración propia)

De las tres variantes de instalación del oleoducto ASA, ACA y SOT las de diámetro de 508 y 609,6 mm son las que presentan un comportamiento similar en cuanto a la temperatura, reflejando una disminución paulatina de la misma a medida que aumenta la distancia desde el punto inicial o entrada del oleoducto. Este comportamiento viene dado ya que a medida que la distancia aumenta el fluido va disipando su energía a través de las paredes de la tubería, un factor influyente en esta propiedad es las características de la tubería así como las propiedades conductivas del aislante o medio que rodea a la misma. Además a un mayor diámetro de tubería el fluido posee una mayor área de desplazamiento y esto conlleva a la pérdida paulatina de dicha energía.

Debido a esto en las variantes correspondientes a las tuberías soterradas y aéreas con aislante se refleja una menor caída de temperatura.

3.3. Análisis de las variantes seleccionadas por presión y temperatura

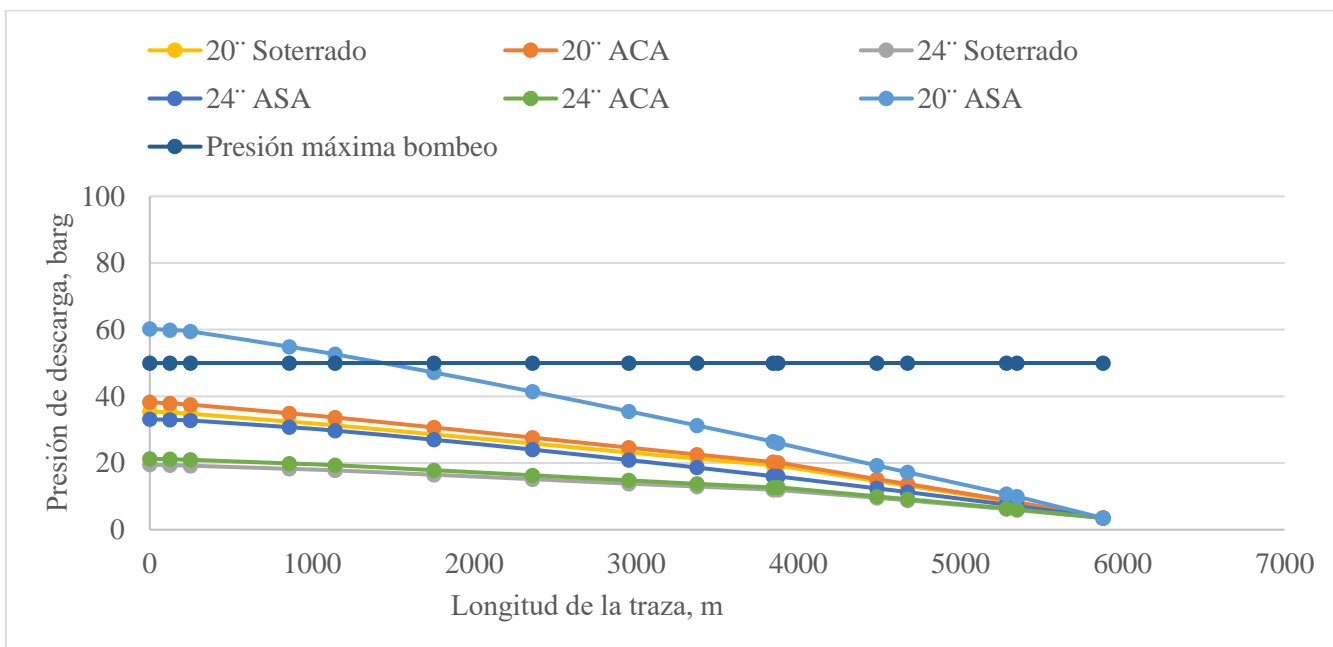


Figura 3.13: Variación de la presión para la variante SOT, ACA y ASA del Centro Colector 11 al oleoducto principal para diámetros de 508 y 609,6 mm. Fuente: (Elaboración propia)

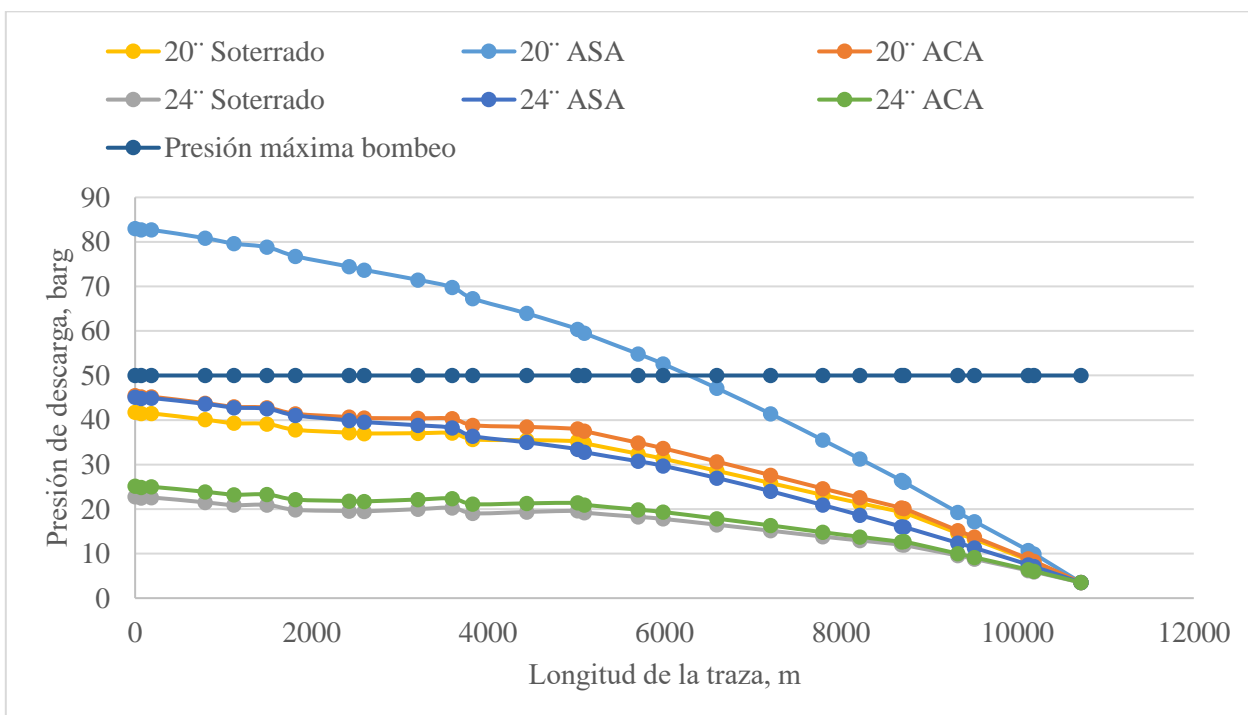


Figura 3.14: Variación de la presión para la variante SOT, ACA y ASA del Centro Colector 12 al oleoducto principal para diámetros de 508 y 609,6 mm. Fuente: (Elaboración propia)

En la figura 3.13 y 3.14 se observa que dentro de las propuestas de diseño de instalación del oleoducto las variantes a utilizar son SOT o ACA tanto para diámetro de 508 o 609,6 mm, por lo que decidirá el costo de instalación.

La variante ASA para diámetro de 508 y 609,6 mm se desecha debido a las desviaciones de la temperatura que provoca grandes variaciones de la viscosidad y; por tanto, mayor resistencia del petróleo y mayor potencia de bombeo, lo que genera mayor consumo de electricidad.

Además, puede ocurrir taponamiento de la tubería y generación de condensado, que puede provocar corrosión por picadura.

3.4. Análisis económico

El costo de una tubería viene dado por sus características constructivas, ya sea el diámetro nominal de la misma como su longitud y material de construcción. En relación a esto Columbia (2009) establece que para las tuberías de acero al carbono y catálogo 40 (estándar) estos precios aumentan paralelamente a su diámetro nominal (Tabla 3.2).

Tabla 3.2: Costo de tuberías

Diámetro nominal (mm)	Costo (CUP/m)
508	94 636.4795
609,6	108 090.3698

Fuente: (Elaboración propia)

El costo del aislante COQUILLA PROROX PS 960 depende exclusivamente del diámetro de la tubería a instalar, una vez determinada esta característica se establece un precio acorde a la longitud de la sección (8 966 m) a la cual se le instalará el aislante. Los costos del aislante a instalar fueron extraídos del catálogo de precios de la propia empresa.

Los costos de instalación son obtenidos en la empresa objeto de estudio mediante el software SIECONS, el cual utiliza las normas y estatutos del Sistema de Precios de la Construcción PRECONS. Se estima un costo de instalación general para cada diámetro de 508 y 609,6 mm tanto para la condición de SOT y ACA (Ver anexo 6, 7, 8 y 9).

El costo de bombeo por su parte se determina mediante la relación entre el consumo de potencia de la bomba para las 24 horas de trabajo al día (kW-h) y el valor que le cuesta a la industria dicho consumo (CUP/kW-h). La Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo del Centro tiene establecido que el costo la electricidad en el circuito donde se encuentran los CC-11 y CC12 es de 2,3999 CUP/kW-h.

Una vez determinado cada factor por separado acorde a la ecuación 2.2, se calculan los costos generales para cada variante de instalación y diámetro nominal, y se obtiene el criterio que permite decidir la forma más factible de instalación del oleoducto.

En la tabla 3.3 queda reflejado los resultados de la inversión que incluye el costo de la tubería, el costo del aislante y el costo de instalación de cada una de las variantes para los diámetros de 508 y 609,6 mm y la diferencia porcentual relativa.

Tabla 3.3: Costos para cada variante de diámetro nominal e instalación

Diámetro nominal (in)		Costo tubería (CUP)	Costo del aislante (CUP)	Costo de instalación (CUP)	Inversión (CUP)	RPD (%)
20	SOT	71 626 115	---	84 044 355	155 670 470	-
	ACA		12 500 442	72 278 417	156 404 974	0,47
24	SOT	81 801 899	---	84 363 936	166 165 835	6,74
	ACA		15 177 165	82 393 211	179 372 275	15,22

Fuente: (Elaboración propia)

Un análisis de la tabla 3.3, en la cual no se incluyen los costos de operación, permite determinar que desde un punto de vista de costos de inversión la instalación más económica serían las tuberías de 508 mm soterradas, la cual presenta un costo con 0,47% menor que la tubería de 508 mm aérea con aislante, la cual se toma como base para el análisis económico de la instalación, debido a que toda la red de fluido multifásico desde los centros colectores hasta la Planta de Procesamiento de Crudo del ramal Oeste es de 508 mm soterrada.

Además, se deben analizar los costos de bombeo para obtener un costo general de la instalación, como se muestra en la tabla 3.4. Para la estimación de estos costos se toma un tiempo de vida útil del oleoducto de 20 años.

Tabla 3.4: Costo general de la instalación en 20 años

Diámetro nominal (in)		Costos Inversión (CUP/a)	Costo de Bombeo (CUP/a)	Costos totales (CUP/a)	RPD (%)
20	SOT	7 783 524	5 133 216	12 916 740	-
	ACA	7 820 249	5 600 560	13 420 809	3,9
24	SOT	8 308 292	2 555 361	10 863 652	-15,9
	ACA	8 968 614	2 856 412	11 825 026	-8,5

Fuente: (Elaboración propia)

Si se tienen en cuenta los resultados obtenidos la opción más viable económicamente sería la instalación de tuberías de 609,6 mm soterradas, la cual tiene una diferencia de alrededor de 16% inferior al oleoducto de 508mm soterradas, lo que equivale 2 millones aproximadamente.

Se puede determinar además que la mayor influencia en la diferencia de los costos totales está dada fundamentalmente por el costo de bombeo, el cual prácticamente se duplica cuando se utilizan tuberías de 508 mm.

En la figura 3.15 se puede apreciar claramente la diferencia existente entre los costos generales de instalación para cada tipo de tuberías.

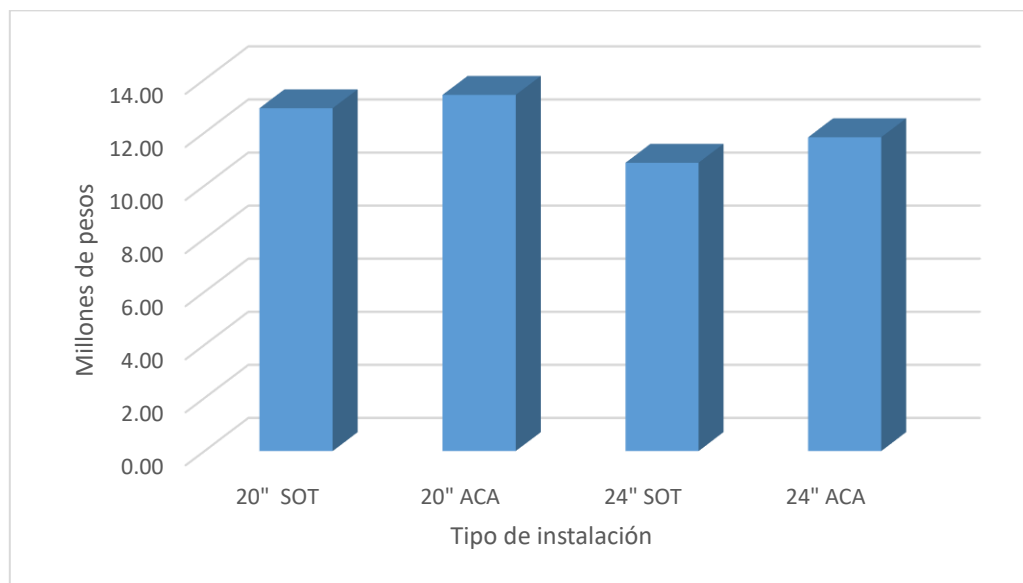


Figura 3.15: Costos generales de instalación para los distintos tipos de variantes

Fuente: (Elaboración propia)

Aunque los resultados económicos arrojan que la opción de menor costo es la instalación de tuberías de 609,6 mm soterradas, actualmente la empresa cuenta con una red de tuberías instaladas de 508mm y un *stock* de las mismas en almacenes, lo cual unido al hecho de que las tuberías de 609,6mm deben ser fabricadas e importadas a pedido, acción esta que se ve obstaculizada la crisis económica que atraviesa Cuba y los altos costos de los fletes hace que la opción de instalación de tuberías de 609,6 mm no sea una variante asequible en estos momentos para la empresa; por lo que solo queda como variante de instalación las tuberías de 508 mm soterrada.

En la tabla 3.5 se muestra las presiones máximas de bombeo por cada Centro Colector para mantener la presión a la entrada de la ERO en 3.5 barg.

Tabla 3.5: Presiones máximas de bombeo para cada Centro Colector

Centros Colectores	Presión máxima de bombeo, barg
CC7	20,5
CC9	19,2
CC10	19,5
CC11	35,5
CC12	41,8

Fuente: (Elaboración propia)

Por último, si se toma como base la producción de los Centros Colectores 11 y 12, se puede estimar los indicadores de factibilidad económica de esta nueva inversión. Para el cálculo se considera una tasa de interés más impuestos de 25%. En la tabla 3.6 se muestran los elementos de costos considerados para el análisis.

Tabla 3.6: Elementos de costos de la nueva inversión

Precio unitario de venta (CUP/t)	6 064,28
Costo unitario fijo (CUP/t)	433, 9081
Costo unitario variable (CUP/t)	596,88
Interés e impuesto (%)	25

Fuente: (Elaboración propia)

Los indicadores de factibilidad se muestran en la tabla 3.7, solo por concepto de venta del crudo sin tener en cuenta el ahorro por concepto de reparación de los camiones cisterna ni en consumo de combustible.

Tabla 3.7: Indicadores de factibilidad económica de la propuesta

VAN (MM CUP)	11 141
PRI (años)	0,03
RVAN	71,56

Fuente: (Elaboración propia)

Como se observa, el valor del dinero en el tiempo supera los 11 mil millones de pesos y se recupera la inversión en 0,03 años. Por otra parte, la tasa de rendimiento actualizada de la propuesta (RVAN) nos indica que se recuperan 71,56 pesos por cada peso que se invierte.

3.5. Conclusiones Parciales

1. Las variantes de instalación que garantizan la presión máxima de operación seleccionadas son de 508 y 609,6 mm soterradas y aéreas con aislamiento.
2. Las pérdidas de calor al medio resultan significativas en la variante aérea sin aislamiento y se pierden hasta 10 °C en las variantes aéreas con aislamiento y soterrada en el punto del paso del río Camarioca.
3. El porcentaje de costo de inversión, manteniendo como base el costo de 508 mm soterrado, es de 0,47 % más costosa para 508 mm aérea con aislamiento y 6,74 % y 15,22 % más costosa para los casos de 609,6 mm soterrada y aéreo con aislamiento respectivamente.
4. El menor costo general de instalación corresponde a la variante de 609,6 mm soterrada, siendo este aproximadamente 3 millones de pesos más barato que la variante más costosa de 508 mm aérea con aislante.
5. Se selecciona como opción más factible la instalación de tuberías de 508 mm soterrada.
6. El valor del dinero en el tiempo supera los 11 mil millones de pesos y se recupera la inversión en 0,03 años.
7. La tasa de rendimiento actualizada de la propuesta (RVAN) nos indica que se recuperan 71,56 pesos por cada peso que se invierte.

Conclusiones

1. La variante de instalación seleccionada para la incorporación del fluido del Centro Colector 11 y 12 a la red principal de producción hasta la ERO es de 508 mm soterrada.
2. La presión de bombeo para la variante seleccionada de 508 mm soterrada en el CC12 es de 41,8 barg y en el CC 11 de 35,5 barg.
3. El costo general de instalación de la variante seleccionada es de 12 916 740 CUP.
4. Las nuevas presiones de bombeo de los Centros Colectores 7, 9 y 10 con la incorporación del 11 y el 12 son de 20,5, 19,2 y 19,5 barg, respectivamente.
5. La tasa de rendimiento actualizada de la propuesta (RVAN) nos indica que se recuperan 71,56 pesos por cada peso que se invierte.

Recomendaciones

Evaluar el sistema hidráulico propuesto una vez instalado

Bibliografía

1. ÁLVAREZ, J. A. 2007. Introducción a la industria petrolera. Curso para operadores de plantas en CUPET. Cuba: CUPET-CPP.
2. ANSARI, A., SYLVESTER, N. D., SHOHAM, O. y BRILL, J. P. 1990. A Comprehensive Mechanistic Model for Upward Two-Phase Flow in Wellbores.
3. AZIZ, K., GOVIER, G. W. y FOGARASI, M. 1972. Pressure Drop in Wells Producing Oil and Gas.
4. BABU, B. V. 2004. Process Plant Simulation, United Kingdom, Oxford University Press.
5. BAKER, A. C., NIELSEN, K. y GABB, A. 1988. Pressure loss, liquid-holdup calculations developed.
6. BEGGS, H. D. y BRILL, J. P. 1973. A Study of Two Phase Flow in Inclined Pipes.
7. BENIKSEN, K. H., MALNES, D., MOE, R. y NULAND, S. 1990. The Dynamic Two-Fluid Model OLGA: Theory and Application.
8. Bernal Ospina Marcela Erika. 2016. Análisis de variables que intervienen en el diseño de oleoductos para el transporte de crudos pesados. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga.
9. BLANCO, J. 2014. Estudio simulado del proceso de tratamiento del petróleo crudo para incrementar la recuperación de gas. Trabajo de diploma en opción al título de Ingeniero Químico, Universidad de Matanzas.
10. CHAVES, J. M., VEGA, M. A., GÓMEZ, J. A. y SÁNCHEZ, J. M. 2006. PipeSim: Simulador para la planificación de unidades funcionales segmentadas. XII Jornadas de Enseñanza Universitaria de la Informática. Universidad de Extremadura, España.
11. CHOW, S. 1997. Petroquímica y sociedad, México D. F., Fondo de Cultura Económica.
12. CPP 1996. Petróleo: origen y procesos. Curso de preparación básica para trabajadores de CUPET. Cuba: CUPET.
13. CPP 2007. Química del Petróleo y Gas. Curso de certificación de Operadores de Producción. Cuba: CUPET.
14. CRUZ, L. D. L. 2003. Producción de petróleo, Valencia, España, CEIDEC.
15. DÁVILA, Z. 2009. Estudio técnico-económico de las causas que afectan el funcionamiento del oleoducto a la Central Termoeléctrica "Santa Cruz". Tesis presentada en opción al título de Ingeniero Químico, Universidad de Matanzas.
16. DEVOLD, H. 2006. Oil and Gas Production Handbook, Zürich, Suiza, ABB.

17. DOMÍNGUEZ, J.C. 2015. Transporte de crudo pesado a través de oleoducto. Evaluación de diferentes tecnologías. En Ingeniería Química No. 465. p 54-65.
18. DUKLER, E. A. Gas-Liquid Flow in Pipelines, I. 1969. Research Results.
19. DUNS, H. y ROS, N. C. J. 1963. Vertical Flow of Gas and Liquid Mixtures in Wells.
20. FLANIGAN, O. 1958. Effect of Uphill Flow on Pressure Drop in Design of Two-Phase Gathering Systems.
21. GARY, J. H. y HANDWERK, G. E. 2001. Petroleum Refining, New York, Marcel Dekker Inc.
22. GLASO, O. 1980. Journal of Petroleum Technology.
23. GONZÁLEZ, D. 2009. Simuladores de Procesos más populares. Disponible en: <http://www.argentinawarez.com/programas-gratis/1056238-descargarhysys-crack-potente-simulador-de-procesos-quimicos-gratis.html>.
24. GRAY, W. G. 1978. Vertical flow correlation - gas wells.
25. HART, Abarasi. A 2013. Review of technologies for transporting heavy crude oil and bitumen via pipelines. A review paper. En Production Engineering. 22 de Octubre de 2013. p 327-336.
26. HERNÁNDEZ, E. 2005. Manual de recepción y entrega de productos por vía terrestre y marítima, La Habana, MINBAS.
27. HYPROTECH 2003. PIPESYS User Guide, United States of America, Aspen Technology.
28. LYONS, W. C. 1996. Standard Handbook of Petroleum and Natural Gas Engineering, Houston, Texas, Gulf Publishing Company.
29. MENDIVIL, J. D. 2012. Simulación del proceso de producción de negro de humo utilizando el programa UNISIM. Trabajo de grado para optar por el título de Ingeniero Químico, Universidad de San Buenaventura, Cartagena.
30. MUKHERJEE, H. y BRILL, J. P. 1983. Liquid Holdup Correlations for Inclined Two-Phase Flow.
31. MUÑECAS, M. A. 2005. Caracterización y tratamiento del crudo de petróleo. Ingeniería Química, 87-93.
32. OLIEMANS, R. V. A. 1976. Two-Phase Flow in Gas-Transmission Pipeline. Mexico.
33. ORKISZEWSKI, J. 1967. Predicting Two-Phase Pressure Drops in Vertical Pipes.

34. PLÁ, A. 2005. Aumento de la eficiencia del transporte de petróleo crudo por el oleoducto Canasí - Supertanquero. Trabajo de diploma en opción al título de Ingeniero Mecánico, Universidad de Matanzas.
35. RODRÍGUEZ B. Thaismar Y. Evaluación del Sistema de Enfriamiento de Crudo y Gas de los Módulos de Producción VI y VII de la Estación Principal Jusepín 2 (Epj2), Estado Monagas. Trabajo Especial de Grado. Ingeniero de Petróleo. Universidad Central de Venezuela. 2013. 205 p.
36. SABINA, Y. 2013. Evaluación del impacto técnico-económico al procesar la mezcla de crudos Iranian-Merey o crudo Guafita en la unidad de destilación atmosférica instalada en la Refinería Camilo Cienfuegos. Trabajo final en opción al Título Académico de Especialista en Tecnologías de Refinación de Petróleo, Universidad de Matanzas.
37. SANIERE, A., HEANUT, I. and ARGILLIER, J.F. Pipeline Transportation of Heavy Oils, a Strategic, Economic and Technological Challenge. En Oil & Gas Science and Technology. Vol. 59, No. 5. 2004. p 455-466.
38. SCHLUMBERGER 1997. Information on Flow Correlations used within PIPESIM.
39. SCHLUMBERGER. 2010. PIPESIM Fundamentals. Workflow/Solutions Training, United States of America, Schlumberger Information Solutions.
40. SCHNEIDER, E. 2015. SimSci PIPEPHASE. Disponible en: software.schneider-electric.com/pdf/datasheet/simsci-pipephase
41. SHAMES, Irving H. Mecánica de Fluidos. Tercera Edición. Santafé de Bogotá. McGraw Hill. 1995, 829 p.
42. SIMSCI 2002. PIPEPHASE 8.0, United States of America.
43. STANDING, M. B. 1947. A Pressure-Volume-Temperature Correlation for Mixtures of California Oils and Gases, California.
44. TARIFA, E. E. 2002. Simulación de Sistemas Químicos [Online]. Argentina. Disponible en: <http://www.modeloingenieria.edu.ar>.
45. TORRES, A. O. V. 2011. Modelación del tramo Páramo-Puerto Quito del OCP S.A. (Oleoducto de Crudos Pesados), mediante el programa Pipeline Studio. Tesis previa a la obtención del grado de Máster en Sistemas de Transporte de Petróleo y Derivados, Escuela Politécnica Nacional, Quito.
46. VELAZQUEZ, J. 1999. Flujo Multifásico.

47. VERDE, R. 1982. Tecnología moderna del petróleo en Cuba, Ciudad de La Habana, Editorial Científico-Técnica.
48. WEATHERFORD 2008. WellFlo. Petroleum Engineering Software, Texas, United States of America.
49. XIAO, J. J., SHOHAM, O. y BRILL, J. P. 1990. A Comprehensive Mechanistic Model for TwoPhase Flow in Pipelines. SPE 20631

Anexos

Anexo 1: Caracterización del gas natural

Componente	Fracción molar
Metano	41,48
Etano	6,96
Propano	8,98
Isobutano	3,13
Butano	4,94
Sulfuro de hidrógeno	12,49
Dióxido de carbono	14,52
Nitrógeno	0,28
Isopentano	3,02
Pentano	1,50
Hexano	1,73
Heptano	0,74
Octano	0,21
Nonano	0,02

Fuente: (Sherritt International Corp)

Anexo 2: Características físicas del oleoducto desde el CC11 hasta la interconexión con el CC11 y perfil topográfico

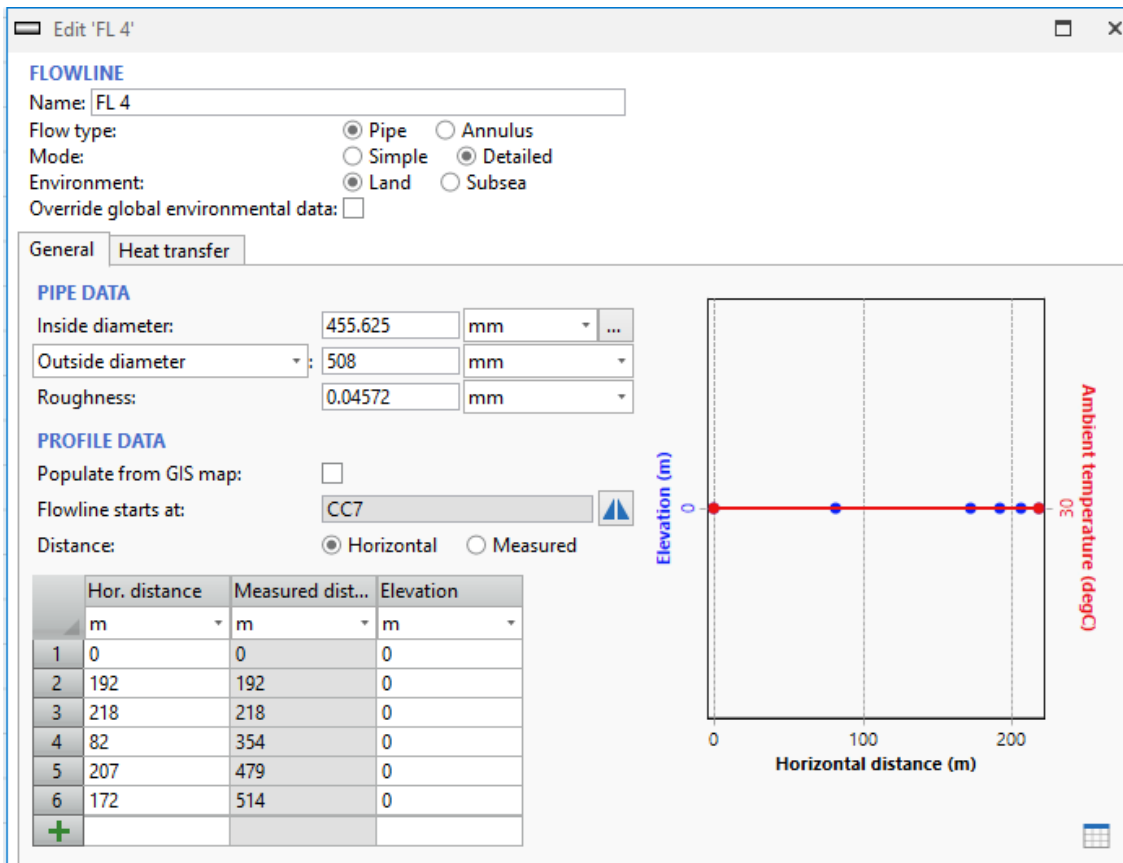
The screenshot displays the 'Edit 'FL 1'' window in PIPESIM. The 'FLOWLINE' section is set to 'Pipe' type, 'Detailed' mode, and 'Land' environment. The 'General' tab is active, showing 'PIPE DATA' with an inside diameter of 455.625 mm, an outside diameter of 508 mm, and a roughness of 0.04572 mm. The 'PROFILE DATA' section shows the flowline starting at 'CC11' with a horizontal distance. A table below lists the profile data:

	Hor. distance	Measured dist...	Elevation
	m	m	m
1	0	0	0
2	125,5	125,5	0
3	251	251	0

To the right, a graph plots 'Elevation (m)' on the y-axis (0 to 30) against 'Horizontal distance (m)' on the x-axis (0 to 200). A red horizontal line is drawn at 0 m elevation, with a blue dot at approximately 125.5 m. A red vertical axis on the right indicates 'Ambient temperature (degC)' at 30.

Fuente: (Software PIPESIM)

Anexo 3: Características físicas del oleoducto desde el CC7 hasta la interconexión con el CC7 y perfil topográfico



Fuente: (Software PIPESIM)

Anexo 4: Características físicas del oleoducto desde la interconexión del CC11 a la interconexión del CC 7 y perfil topográfico

General Heat transfer

PIPE DATA

Inside diameter: 455.625 mm

Outside diameter: 508 mm

Roughness: 0.04572 mm

PROFILE DATA

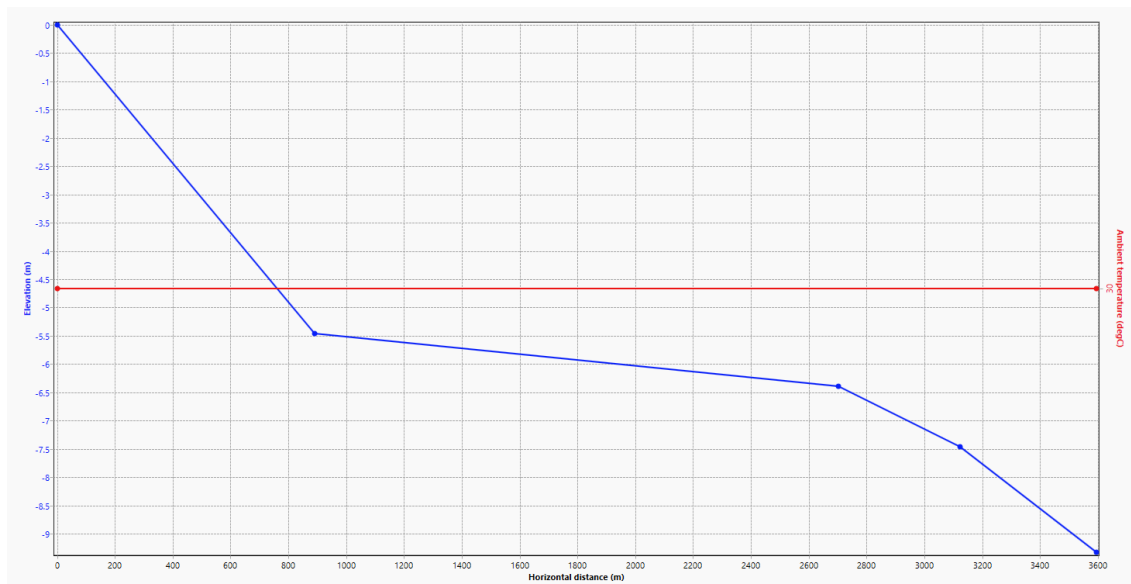
Populate from GIS map:

Flowline starts at: J

Distance: Horizontal Measured

	Hor. distance m	Measured dist... m	Elevation m
1	0	0	0
2	892	892.0167	-5.46
3	2704	2704.017	-6.4
4	3124	3124.018	-7.47
5	3594	3594.022	-9.33
+			

Fuente: (Software PIPESIM)



Fuente: (Software PIPESIM)

Anexo 5: Características físicas del oleoducto desde la interconexión del CC 7 a la interconexión con el oleoducto principal a la ERO y perfil topográfico

PIPESIM software interface showing flowline configuration for 'FL 9'.

FLOWLINE
 Name: FL 9
 Flow type: Pipe Annulus
 Mode: Simple Detailed
 Environment: Land Subsea
 Override global environmental data:

General | Heat transfer

PIPE DATA
 Inside diameter: 455.625 mm
 Outside diameter: 508 mm
 Roughness: 0.0254 mm

PROFILE DATA
 Populate from GIS map:
 Flowline starts at: J 4
 Distance: Horizontal Measured

	Hor. distance	Measured dist...	Elevation
	m	m	m
1	0	0	0
2	30	30	0
+			

Graph: Elevation (m) vs Horizontal distance (m). The graph shows a horizontal red line at 0 m elevation from 0 to 30 m horizontal distance. The y-axis is labeled 'Elevation (m)' and '0'. The x-axis is labeled 'Horizontal distance (m)' with markers at 0, 10, 20, and 30. The right y-axis is labeled 'Ambient temperature (degC)' and '0C'.

PIPESIM | ? | Close


Fuente: (Software PIPESIM)

Anexo 6: Costo de instalación para la variante de Soterrado de diámetro de 508 mm

 Presupuesto por Renglones Constructivos y Unidades de Obra								
01351- Emp. de Perforación y Extracción Petróleo Centro, EPEP Centro								
							Página : 1	
							Fecha de impresión : 16/02/23	
Obra : 02248 822 - 41573 Grupo Proyecto e Ingenieria								
Listado de Cantidades : PRESUPUESTO TUBERIA 20"								
RC/VO	Suministro	Descripción	UM	Cantidad	Costo Unit	Costo Total	% Listado Cantidades	
Brigada:	001	Construccion Civil						
Eta:	1001	Movimiento de Tierra						
012224		EN TIERRA HASTA 5.00 M PROFUNDIDAD (T	m3	15834,0000	\$3,9911	\$63.195,08	0,08	
012231		EN ROCA BLANDA HTA 1.80 M DE PROFUNI	m3	67686,0000	\$170,5055	\$11.540.834,81	13,73	
014212		COMPACTADOS MECANIZADAMENTE	m3	7650,0000	\$64,5604	\$493.887,07	0,59	
014311		COMPACTADO MANUALMENTE	m3	2772,0000	\$67,6572	\$187.545,77	0,22	
015321		ASIENTO DE ARENA , GRAVA O MEJORAM	m3	2700,0000	\$29,9573	\$80.884,71	0,10	
015321	4422040009	ARENA DE MINA Y RIOS BENEFICIADA Y L	M3	1107,0000	\$163,6700	\$181.182,69	0,22	
						Total Etapa o Especialidad:	\$12.547.530,13	
Eta:	1623	Conductos						
161616		DE 325 MM DE DIAMETRO EXTERIOR	ml	9000,0000	\$44,1320	\$397.188,00	0,47	
161616	7267150003	TUBERIA ACERO 20" 12 mts	U	750,0000	\$94.636,0000	\$70.977.000,00	84,45	
161616	7283020139	VALVUAL DE 20"	U	3,0000	\$40.879,0000	\$122.637,00	0,15	
						Total Etapa o Especialidad:	\$71.496.825,00	
						Total Brigada:	\$84.044.355,13	
						Total del Listado de Cantidades:	\$84.044.355,13	
						Total General:	\$84.044.355,13	


Fuente: (Software PRECONS)

Anexo 7: Costo de instalación para la variante de Soterrado de diámetro de 609,6 mm

							
Certificación							
01351- Emp. de Perforación y Extracción Petróleo Centro, EPEP Centro							
							Página : 1
							Fecha de impresión : 16/02/23
		Obra :	02248	822 - 41573 Grupo Proyecto e Ingeniería			
		Desde :	01/02/2023				
		Hasta :	28/02/2023				
Listado de Cantidades :		PRESUPUESTO TUBERIA 24 "					
Especialidad :	1001	Movimiento de Tierra					
Brigada:	001	Construccion Civil					
RC / UO	Suministro	Descripción	UM	Cantidad	Costo Unitario	Costo Total	
012224		EN TIERRA HASTA 5.00 M PROFUNDIDAD (MECANIZADA)	m3	18.144,00	3,99	72.414,52	
012231		EN ROCA BLANDA HTA 1.80 M DE PROFUNDIDAD CON CO	m3	7.776,00	170,51	1.325.850,71	
014212		COMPACTADOS MECANIZADAMENTE	m3	8.415,00	64,56	543.275,78	
014311		COMPACTADO MANUALMENTE	m3	3.600,00	67,66	243.565,93	
015321	4422040009	ARENA DE MINA Y RIOS BENEFICIADA Y LAVADA	M3	2.970,00	163,67	486.099,89	
015321		ASIENTO DE ARENA , GRAVA O MEJORAMIENTO , EN ZA	m3	2.970,00	29,96	88.973,18	
						Total Etapa o Especialidad:	2.760.180,03
						Total Brigada:	2.760.180,03
Especialidad :	1623	Conductos					
Brigada:	001	Construccion Civil					
RC / UO	Suministro	Descripción	UM	Cantidad	Costo Unitario	Costo Total	
161616	7966490060	TUBERIA 24 " X 12 MTS	U	750,00	108.090,00	81.067.500,00	
161616	7283020140	VALVULA DE 24"	U	3,00	46.356,00	139.068,00	
161616		DE 325 MM DE DIAMETRO EXTERIOR	ml	9.000,00	44,13	397.188,00	
						Total Etapa o Especialidad:	81.603.756,00
						Total Brigada:	81.603.756,00
						Total del Listado de Cantidades :	84.363.936,03
						Total de los Listados de Cantidades :	84.363.936,03


Fuente: (Software PRECONS)

Anexo 8: Costo de instalación para la variante de aéreo con aislante de diámetro de 508 mm

 Presupuesto por Renglones Constructivos y Unidades de Obra								
01351- Emp. de Perforación y Extracción Petróleo Centro, EPEP Centro							Página : 1	
							Fecha de impresión : 24/02/23	
Obra : 02248 822 - 41573 Grupo Proyecto e Ingeniería								
Listado de Cantidades : PRESUPUESTO TUBERÍA 20" AÉREA								
RC/VO	Suministro	Descripción	UM	Cantidad	Costo Unit	Costo Total	% Listado Cantidades	
Brigada:	001	Construccion Civil						
Etapas:	1001	Movimiento de Tierra						
012122		EN TIERRA HASTA 4 M2 DE SECCION EN P	m3	42,0000	\$4,7689	\$200,29	0,00	
012132		EN ROCA BLANDA, CUALQUIER SECCION E	m3	18,0000	\$3,3036	\$59,46	0,00	
014212		COMPACTADOS MECANIZADAMENTE	m3	16,0000	\$64,5604	\$1.032,97	0,00	
014411		C/MATERIAL PRODUCTO DE EXCAVACION	m3	16,0000	\$7,6957	\$123,13	0,00	
041124		CON CUALQUIER CALIDAD DE HORMIGON	m3	132,0000	\$37,5181	\$4.952,39	0,01	
051111		HASTA 0.06 TM, COLOCACION MANUAL	u	600,0000	\$5,6973	\$3.418,38	0,00	
161618		DE 530 O 630 MM DE DIAMETRO EXTERIOF	ml	9000,0000	\$112,8354	\$1.015.518,63	1,41	
161618	3161098116	ELECTRODOS PARA SOLDAR ACERO DULC	kg	1260,0000	\$5,0300	\$6.337,80	0,01	
161618	7267150003	TUBERIA ACERO 20" 12 mts	U	750,0000	\$94.636,0000	\$70.977.000,00	98,20	
161618	7283020139	VALVULA DE 20"	U	3,0000	\$40.879,0000	\$122.637,00	0,17	
311212		AISLADOS DE MAS DE 0.70 M2 DE AREA	m2	1020,0000	\$22,4838	\$22.933,48	0,03	
311212	3022051911	PUNTILLAS DE HIERRO CON CABEZA DE 2	kg	586,5000	\$3,5100	\$2.058,61	0,00	
311212	4661510001	MADERA PINO US TOSCO	pt	25500,0000	\$4,7900	\$122.145,00	0,17	
Total Etapa o Especialidad:						\$72.278.417,15		
Total Brigada:						\$72.278.417,15		
Total del Listado de Cantidades:						\$72.278.417,15		
Total General:						\$72.278.417,15		

Fuente: (Software PRECONS)

Anexo 9: Costo de instalación para la variante de aéreo con aislante de diámetro de 609,6 mm

 Presupuesto por Renglones Constructivos y Unidades de Obra								
01351- Emp. de Perforación y Extracción Petróleo Centro, EPEP Centro							Página : 1	
							Fecha de impresión : 24/02/23	
Obra : 02248 822 - 41573 Grupo Proyecto e Ingeniería								
Listado de Cantidades : PRESUPUESTO TUBERÍA 24" AÉREA								
RC/UO	Suministro	Descripción	UM	Cantidad	Costo Unit	Costo Total	% Listado Cantidades	
Brigada:	001	Construccion Civil						
Etapas:	1001	Movimiento de Tierra						
012122		EN TIERRA HASTA 4 M2 DE SECCION EN PI	m3	53,0000	\$4,7689	\$252,75	0,00	
012132		EN ROCA BLANDA, CUALQUIER SECCION E	m3	23,0000	\$3,3036	\$75,98	0,00	
014212		COMPACTADOS MECANIZADAMENTE	m3	18,0000	\$64,5604	\$1.162,09	0,00	
014411		C/MATERIAL PRODUCTO DE EXCAVACION	m3	18,0000	\$7,6957	\$138,52	0,00	
041124		CON CUALQUIER CALIDAD DE HORMIGON	m3	240,0000	\$37,5181	\$9.004,34	0,01	
051111		HASTA 0.06 TM, COLOCACION MANUAL	u	600,0000	\$5,6973	\$3.418,38	0,00	
161618		DE 530 O 630 MM DE DIAMETRO EXTERIOF	ml	9000,0000	\$112,8354	\$1.015.518,63	1,23	
161618	3161098116	ELECTRODOS PARA SOLDAR ACERO DULC	kg	1260,0000	\$5,0300	\$6.337,80	0,01	
161618	7283020140	VALVULA DE 24"	U	3,0000	\$46.356,0000	\$139.068,00	0,17	
161618	7966490060	TUBERIA 24 " X 12 MTS	U	750,0000	\$108.090,0000	\$81.067.500,00	98,39	
311212		AISLADOS DE MAS DE 0.70 M2 DE AREA	m2	1180,0000	\$22,4838	\$26.530,89	0,03	
311212	3022051911	PUNTILLAS DE HIERRO CON CABEZA DE 2	kg	586,5000	\$3,5100	\$2.058,61	0,00	
311212	4661510001	MADERA PINO US TOSCO	pt	25500,0000	\$4,7900	\$122.145,00	0,15	
Total Etapa o Especialidad:						\$82.393.211,00		
Total Brigada:						\$82.393.211,00		
Total del Listado de Cantidades:						\$82.393.211,00		
Total General:						\$82.393.211,00		

Fuente: (Software PRECONS)